

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA

**ALTERNATIVA À TECNOLOGIA DE FORNECIMENTO DE VAPOR E
ELETRICIDADE EM DESTILARIAS DE ETANOL DE CANA PARA PROJETOS
GREEN FIELD VIA BIOGÁS DE BAGAÇO, VINHAÇA E TORTA DE FILTRO**

Matheus Menezes Fernandes

Trabalho de Graduação apresentado ao
Departamento de Engenharia Química da
Universidade Federal de São Carlos

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Alice Medeiros de Lima

São Carlos – SP

2023

BANCA EXAMINADORA

Trabalho de Graduação apresentado no dia 29 de março de 2023, perante a seguinte banca:

Professora Orientadora: Prof.^a Dr.^a Alice Medeiros de Lima, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de São Carlos (DEQ/UFSCar)

Supervisor da indústria: Dr. Wagner da Silva Lima, Gerente de Energia na Nexa Resources

Professor da Disciplina: Prof. Dr. Ernesto Antonio Urquieta-Gonzalez, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de São Carlos (DEQ/UFSCar).

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela saúde que me concede diariamente.

À minha família por todo o amor e por não me deixar desistir.

Ao chefe e orientador Wagner, por quem tenho grande admiração e gratidão, agradeço pela insistência, suporte e confiança imensuráveis.

Aos professores Ernesto e Alice, do Departamento de Engenharia Química da UFSCar, pela enorme compreensão e vontade de ajudar que demonstraram.

Ao DEQ, à UFSCar e à cidade de São Carlos, por me proporcionarem os melhores anos da minha vida.

RESUMO

Considerando a grande relevância e impacto que o setor sucroalcooleiro possui no contexto nacional, com foco na geração de resíduos e no processo de cogeração, é essencial estudar tecnologias que possam oferecer alternativas ao tratamento e descarte desses resíduos. Foi proposta uma rota alternativa para a cogeração de energia térmica e elétrica em destilarias de etanol, rota essa que utiliza os principais resíduos do processo (bagaço, palhiço, torta de filtro e vinhaça) para produzir biogás, que por sua vez será combustível para o sistema de cogeração utilizando num primeiro estágio motor de combustão interna (MCI) ou turbina a gás (TG) e num segundo estágio uma caldeira de recuperação de calor (HRSG). Além da utilização na cogeração, o biogás pode passar por um processo de purificação, se transformando em biometano e substituir o óleo diesel consumido por máquinas e caminhões utilizados para plantio, colheita e transporte. Para simular essa rota tecnológica, foram adotados diversos parâmetros de processo e premissas que permitiram a realização dos cálculos. Foi realizada também uma análise de viabilidade econômica da tecnologia, utilizando premissas de custos e receitas, além de indicadores financeiros como Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR). Foram simulados vários cenários e combinações diferentes para geração do biogás a partir da torta de filtro, vinhaça e também do bagaço e do palhiço para o abastecimento de frota e cogeração. O abastecimento de frota com o biometano produzido a partir do biogás é a opção mais atrativa financeiramente. Os melhores resultados foram obtidos com a utilização de 100% da torta de filtro e 15% da vinhaça para produção de biometano capaz de suprir toda a demanda de diesel da frota automotiva. A troca da tecnologia da cogeração também apresenta atratividade (no âmbito técnico e ambiental), mas devido à importação de equipamentos o investimento é elevado, diminuindo sua competitividade, embora haja maior exportação de eletricidade.

PALAVRAS-CHAVE: Destilaria, Etanol, Cogeração, Bagaço, Palhiço, Vinhaça, Torta de filtro, Biogás, Biometano

ABSTRACT

Considering the great relevance and impact that the sugar and alcohol sector has in the national context, with a focus on waste generation and the cogeneration process, it is essential to study technologies that can offer alternatives to the treatment and disposal of this waste. An alternative route was proposed for the cogeneration of thermal and electrical energy in ethanol distilleries, a route that uses the main residues of the process (bagasse, straw, filter cake and vinasse) to produce biogas, which will be used as fuel for the cogeneration system using an internal combustion engine or gas turbine in a first stage and a heat recovery boiler (HRSG) in a second stage. In addition to being used in cogeneration, biogas can go through a purification process, transforming it into biomethane and replacing the diesel oil consumed by machines and trucks used for planting, harvesting and transport. To simulate this technological route, several process parameters and assumptions were adopted that allowed the calculations to be carried out. An economic feasibility analysis of the technology was also carried out, using cost and revenue assumptions, in addition to financial indicators such as Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). Several different scenarios and combinations were simulated for the generation of biogas from filter cake, vinasse and also from bagasse and straw to supply the fleet and cogeneration. Supplying the fleet with biomethane produced from biogas is the most financially attractive option. The best results were obtained with the use of 100% of the filter cake and 15% of the vinasse for the production of biomethane capable of supplying the entire diesel demand of the automotive fleet. The alternative cogeneration technology is also attractive (considering technical and environmental aspects), but due to the importation of equipment, investment is high, reducing its competitiveness, although there is a greater export of electricity.

KEYWORDS: Distillery, Ethanol, Cogeneration, Bagasse, Straw, Vinasse, Filter cake, Biogas, Biomethane

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Distribuição das usinas de açúcar e etanol no território brasileiro.....	12
Figura 2.2. Número de usinas em cada região do Brasil.....	12
Figura 2.3. Exportações brasileiras de açúcar por safra.....	13
Figura 2.4. Exportações brasileiras de etanol por safra.....	14
Figura 2.5. Processo produtivo do etanol em uma destilaria autônoma.....	15
Figura 2.6. Configuração de um sistema de cogeração tipo <i>Topping</i>	19
Figura 2.7. Configuração de um sistema de cogeração tipo <i>Bottoming</i>	19
Figura 2.8. Fases da Digestão Anaeróbia.....	21
Figura 2.9. Rota tecnológica para produção de biogás.....	23
Figura 2.10. Desenho esquemático (à esquerda) e imagem real de um CLBR (à direita).....	24
Figura 2.11. Desenho esquemático e imagem real de biodigestor CSTR.....	25
Figura 3.1. Configuração típica de uma destilaria de etanol de cana-de-açúcar.....	26
Figura 3.2. Configuração alternativa de uma destilaria de etanol de cana-de-açúcar.....	32
Figura 3.3. Planta de biogás com três estágios (MT Energie, Zeven, Alemanha).....	33
Figura 3.4. Rendimento de biogás em biorreatores CSTR.....	33
Figura 3.5. Produção específica de biometano para diferentes tipos de cana.....	34
Figura 3.6. PSA para 5.000 Nm ³ /h – ZORG Biogas.....	38
Figura 3.7. Sistema de cogeração com MCI e HRSG.....	39
Figura 3.8. Potência elétrica x Investimento (MCI+HRSG).....	40
Figura 3.9. Potência elétrica x Rendimento (MCI+HRSG).....	40
Figura 3.10. Configuração da turbina a gás para cogeração industrial (TG + HRSG).....	41
Figura 3.11. Turbina a gás LMS 100 (General Electric).....	42
Figura 3.12. Preço de referência de turbinas a gás – ciclo simples.....	42
Figura 3.13. Arranjo Geral para Simulação.....	49
Figura 3.14. Fluxo de Cálculo para Simulação.....	50
Figura 4.1. Valores de TIR (%) para os cenários A.....	62
Figura 4.2. Valores de VPL (M BRL) para os cenários A.....	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1. Premissas gerais do setor agrícola – usina convencional.....	
Tabela 3.2. Consumo de eletricidade no sistema de extração e destilaria.....	27
Tabela 3.3. Demanda térmica e elétrica da destilaria de etanol.....	28
Tabela 3.4. Consumo de óleo diesel durante o processo produtivo do etanol.....	28
Tabela 3.5. Produtividade dos componentes de interesse gerados no processo produtivo do etanol (massa úmida).....	29
Tabela 3.6. Massa seca total, cinzas e massa seca orgânica (MSO) dos componentes de interesse.....	29
Tabela 3.7. Dados de entrada e saída da caldeira e turbinas da usina convencional.....	30
Tabela 3.8. Desempenho da cogeração – usina convencional.....	30
Tabela 3.9. Produtividade de biogás por tonelada de massa verde em CSTR de um estágio.....	36
Tabela 3.10. Energia ofertada nos diferentes cenários de cogeração e produção de biogás.....	37
Tabela 3.11. Variação do Rendimento Elétrico, Térmico e Cogeração para TG + HRSG com equipamentos SOLAR TURBINES.....	43
Tabela 3.12. Alternativas simuladas de TG e MCI para cogeração.....	44
Tabela 4.1. Dados dos combustíveis da caldeira de cogeração convencional.....	51
Tabela 2.2. Geração de vapor e eletricidade (usina convencional).....	52
Tabela 4.3. Comparação entre a capacidade de geração e a demanda da usina.....	52
Tabela 4.4. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 1A.....	53
Tabela 4.5. Substituição de óleo diesel para o Cenário 1A.....	54
Tabela 4.6. Resultados financeiros para o Cenário 1A.....	54
Tabela 4.7. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 2A.....	55
Tabela 4.8. Substituição de óleo diesel para o Cenário 2A.....	55
Tabela 4.9. Resultados financeiros para o Cenário 2A.....	56
Tabela 4.10. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 3A.....	57
Tabela 4.11. Resultados financeiros para o Cenário 3A.....	57
Tabela 4.12. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 4A.....	58
Tabela 4.13. Resultados financeiros para o Cenário 4A.....	59
Tabela 4.14. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 5A.....	60
Tabela 4.15. Resultados financeiros para o Cenário 5A.....	60

Tabela 4.16. Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 6A.....	61
Tabela 4.17. Resultados financeiros para o Cenário 6A.....	61
Tabela 4.18. Resultados de geração de vapor e eletricidade para os Cenários 3, 4, 5 e 6B.....	63
Tabela 4.19. Resultados financeiros para os Cenários 3, 4, 5 e 6B.....	64

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO.....	11
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	12
2.1. Indústria Sucroalcooleira no Brasil.....	12
2.1.1. Panorama Econômico Atual.....	12
2.1.2. Processo Produtivo do Etanol em Destilaria Autônoma.....	15
2.2. Cogeração de Energia.....	17
2.2.1. A Cogeração no Brasil.....	17
2.2.2. Configurações Disponíveis para Cogeração.....	18
2.2.3. Estratégias de Operação.....	20
2.2.4. Acionadores Primários.....	20
2.3. Biogás.....	21
2.3.1. Biodigestor de Lagoa Coberta (CLBR).....	23
2.3.2. Biodigestor de Fluxo e Agitação Contínuos (CSTR).....	24
3. MATERIAIS E MÉTODOS.....	26
3.1. Materiais.....	26
3.2. Métodos.....	26
3.2.1. Destilaria Autônoma de Etanol (convencional).....	26
3.2.2. Premissas Gerais do Processo – Destilaria Convencional.....	27
3.2.3. Parâmetros da Cogeração (convencional).....	29
3.2.4. Cogeração de Vapor e Eletricidade (Rota alternativa).....	31
3.2.5. Estimativa de Produção de Biogás com Resíduos da Destilaria.....	32
3.2.6. Planta de Biometano.....	38
3.2.7. Cogeração (configuração alternativa).....	39
3.2.7.1. Motores de Combustão Interna.....	39
3.2.7.2. Turbinas a Gás.....	41
3.2.7.3. Arranjos de Cogeração.....	43
3.2.8. Indicadores Financeiros.....	44
3.2.8.1. Valor Presente Líquido (VPL).....	44
3.2.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR).....	45
3.2.9. Análises Financeiras.....	46
3.2.10. Definição dos Cenários e do Racional de Simulação.....	48
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	51

4.1. Sistema de Cogeração de uma Destilaria Convencional.....	51
4.2. Sistema de Cogeração Alternativo Via Biogás de Bagaço, Palhiço, Vinhaça e Torta de Filtro.....	52
4.2.1. Cenários com Consumo Específico de 500 kgv/tc (A).....	53
4.2.1.1. Cenário 1A – 100% da Torta de Filtro.....	53
4.2.1.2. Cenário 2A – Substituição de 100% do Diesel.....	55
4.2.1.3. Cenário 3A – Biogás 100% de Torta de Filtro e Vinhaça.....	56
4.2.1.4. Cenário 4A – Biogás de Todos os Resíduos.....	58
4.2.1.5. Cenário 5A – Configuração sem Importação de Eletricidade.....	59
4.2.1.6. Cenário 6A – Maximização da Coleta de Palhiço.....	60
4.2.2. Cenários com Consumo Específico de 280 kgv/tc (B).....	63
5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES.....	66
6. REFERÊNCIAS.....	68
7. ANEXOS.....	72

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVO

O fomento ao setor sucroalcooleiro ganhou destaque no início do século XX, a partir da introdução da produção do etanol, visando amenizar a crise do setor açucareiro na época. Em 1975, com a criação do Programa Nacional do Alcool, os investimentos no setor sobem consideravelmente, com planejamento de curto e longo prazo e valorização do mercado interno, inclusive para exportação. (NOVA CANA, 2014).

Atualmente, a indústria sucroalcooleira tem enorme impacto na economia brasileira, sendo que em 2021 o faturamento do setor correspondeu a 4,5% do PIB do Brasil. (IBGE, 2022).

No processo produtivo do etanol, naturalmente o maior interesse é no produto final (etanol hidratado e/ou anidro), no entanto, nas últimas décadas, a etapa de cogeração (produção de energia térmica e elétrica) vem ganhando cada vez mais destaque, sendo hoje uma das mais importantes dentro das usinas. A cogeração, além de ser capaz de suprir as demandas de vapor e eletricidade do próprio processo, é vista hoje como uma fonte de faturamento, já que o excedente de energia elétrica pode ser vendido ao mercado livre de eletricidade via Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com venda de contratos de longo prazo.

Outro aspecto de extrema importância é a geração de resíduos e subprodutos durante o processo. A produção de etanol gera resíduos como palhiço, bagaço, torta de filtro e vinhaça. Enquanto o bagaço é utilizado atualmente para cogeração, os demais resíduos não possuem valor agregado elevado, sendo utilizados na maioria das vezes como fertilizantes. No entanto, principalmente no caso da vinhaça, o volume gerado é muito alto, não sendo possível aproveitá-lo em sua totalidade e gerando problemas de descarte para as usinas.

Tendo tudo isso em vista, é interessante propor e estudar novas formas de aproveitar os resíduos, gerando valor agregado e evitando problemas ambientais.

O objetivo desse trabalho é avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma rota alternativa de cogeração de vapor e eletricidade em destilarias de etanol, além da substituição de óleo diesel por biometano. Considerando a rota via biogás de bagaço, palhiço, vinhaça e torta de filtro, serão simulados diferentes cenários (com diferentes combinações dos materiais) e, em conjunto com indicadores financeiros como VPL (Valor Presente Líquido) e TIR (Taxa Interna de Retorno), serão determinadas as viabilidades das rotas propostas.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Indústria Sucroalcooleira no Brasil

2.1.1. Panorama Econômico Atual

O Brasil possui, atualmente, 426 usinas de açúcar e etanol, com destaque para o estado de São Paulo com 172 usinas. A Figura 2.1. mostra o mapa brasileiro e o número de usinas em cada estado.

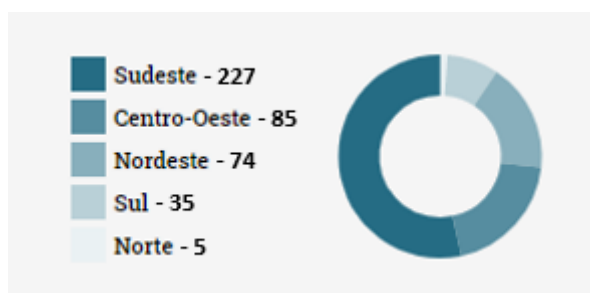
Figura 2.1.: Distribuição das usinas de açúcar e etanol no território brasileiro



Fonte: Nova Cana (2023)

A Figura 2.2. mostra a separação dos dados de acordo com as regiões do Brasil.

Figura 2.2.: Número de usinas em cada região do Brasil



Fonte: Nova Cana (2023)

Nesse setor, as usinas podem ser classificadas em três categorias: usinas mistas, que produzem açúcar e etanol, destilarias autônomas, responsáveis pela produção apenas do etanol e as usinas com produção exclusiva de açúcar. Em relação às destilarias autônomas, em 2020 o número de usinas era de 104, pouco mais de 25% do total. (THEODORO, 2020).

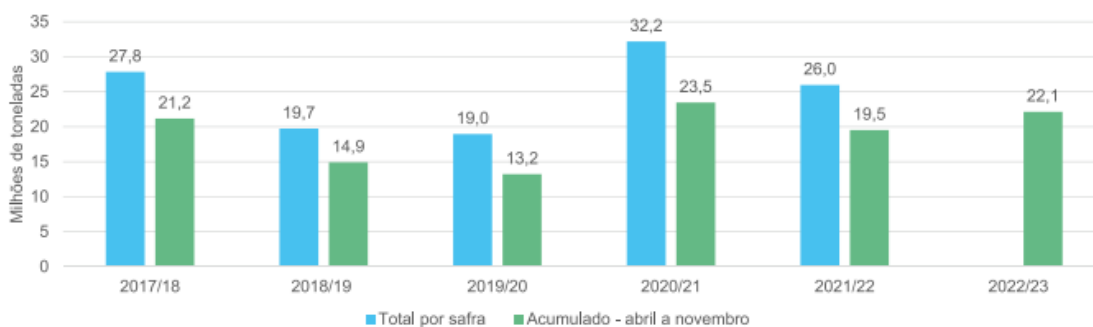
O cultivo da cana ocorre de forma sazonal, dependendo do clima da região. Segundo dados do IBGE, a indústria de cana-de-açúcar no Brasil atingiu em 2021 a marca de 715,3 milhões de toneladas produzidas, com uma área colhida de 9,97 milhões de hectares e uma receita de 75,3 bilhões de reais. (IBGE, 2022).

Já de acordo com o Conab, a safra de 2022/2023 está estimada em 598,3 milhões de toneladas, um aumento de 4,8% em relação ao último levantamento. Esta safra foi marcada por baixos índices pluviométricos e baixas temperaturas na região Centro-Sul, que represente 90% da produção total do país. Apesar disso, a produtividade nacional foi estimada em 72 t/ha, 3,9% a mais que a safra 2021/2022. (CONAB, 2022).

Em relação ao etanol, a estimativa é que a fabricação desse biocombustível fique em 26,59 bilhões de litros, 0,7% superior à safra anterior. O etanol anidro se destaca com variação positiva em comparação a 2021/2022, com produção de 11 bilhões de litros. O etanol hidratado sofreu queda em comparação ao ciclo passado, mas ainda tem uma previsão de produção de 15,56 bilhões de litros. (CONAB, 2022).

No quesito exportação, o Brasil exportou 22,1 milhões de toneladas de açúcar entre abril e novembro de 2022, um aumento de 13% em relação ao ciclo anterior. A Figura 2.3. mostra o histórico de exportações brasileiras de açúcar por safra.

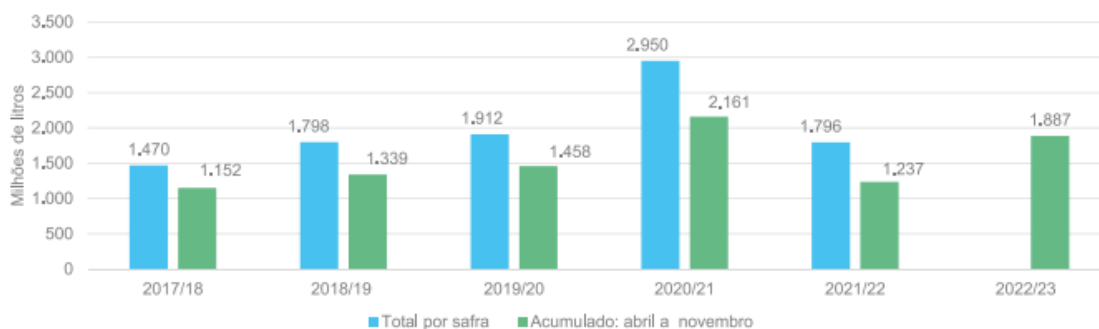
Figura 2.3.: Exportações brasileiras de açúcar por safra



Fonte: Conab (2022)

Para o etanol, as exportações estão estimadas em 1.887 milhões de litros no período abril/novembro de 2022, o que corresponde a um aumento de 34,5% comparando com a safra anterior. O histórico de exportação de etanol está na Figura 2.4.

Figura 2.4.: Exportações brasileiras de etanol por safra



Fonte: Conab (2022)

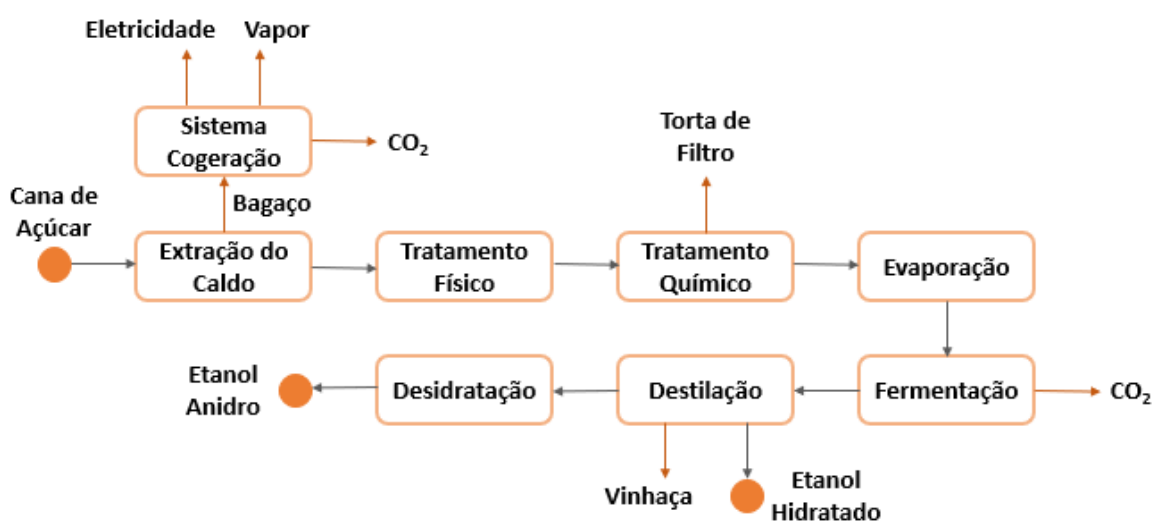
A indústria do etanol possui dois principais produtos, o etanol hidratado (vendido nos postos de gasolina) e o etanol anidro (geralmente misturado à gasolina, mas também sendo utilizado em cosméticos, bebidas alcoólicas e produtos de limpeza). A grande diferença entre eles reside na pureza do etanol. O etanol hidratado varia entre 95,1 e 96% de pureza, ao passo que a pureza do anidro vai de 99 a 99,5%. (THEODORO, 2020).

Na sequência será mostrado em mais detalhes o processo produtivo do etanol em uma destilaria autônoma, para depois aprofundar a discussão em relação ao processo de cogeração, principal interesse desse trabalho.

2.1.2. Processo Produtivo do Etanol em Destilaria Autônoma

As destilarias autônomas produzem apenas o etanol (hidratado ou anidro), não tendo foco na obtenção do açúcar. A Figura 2.5. mostra um esquema com as principais etapas do processo produtivo.

Figura 2.5. Processo produtivo do etanol em uma destilaria autônoma



Fonte: Acervo pessoal

Os principais produtos provenientes do processo são o etanol hidratado e o anidro. A proporção entre eles pode variar de acordo com as especificações de cada destilaria, mas de forma geral o etanol hidratado representa 65% do volume de produção. (THEODORO, 2020).

Na sequência serão apresentadas as principais etapas do processo.

A destilaria recebe a cana transportada por caminhões e inicialmente retira-se uma amostra para avaliação da qualidade. A cana pode ser recebida pela destilaria em sua forma inteira, no caso de colheita manual, ou picada, caso a colheita seja mecanizada. Caso esteja inteira, a matéria-prima é lavada com água para retirada de impurezas (terra, folhas, rochas etc.); caso esteja picada, é feita uma lavagem a seco com jatos de ar.

Após o recebimento e limpeza da cana, tem-se a etapa de extração do caldo. A matéria-prima passa por picadores e desfibradores, visando espaçar as fibras e aumentar a eficiência das etapas subsequentes. Para a extração do caldo, o método mais comum é a moagem, que consiste no esmagamento da cana desfibrada utilizando rolos compressores. Esse processo possui, em média, uma eficiência de 97% de extração de líquido (THEODORO, 2020). Nessa etapa de moagem é gerado o bagaço de cana, material com alto poder calorífico que segue para as caldeiras de cogeração visando a produção de vapor e energia elétrica a serem usados no processo.

O caldo extraído pela moagem passa por tratamentos físicos e químicos, visando aumentar sua pureza. O tratamento físico se resume a um peneiramento utilizando peneiras

rotativas, com o intuito de remover sólidos insolúveis, como areia e fragmentos de bagaço. Na sequência, o tratamento químico segue com a adição de ácido fosfórico ao caldo em um reator a 70°C; as reações auxiliam na neutralização do pH. O caldo também passa por um balão flash para remover os gases não condensáveis. O caldo sai do flash a uma temperatura de 98°C e é levado a um decantador, onde permanece de 40 minutos a 2,5 horas com adição de floculante. Depois passa por hidrociclones para remover as partículas menores, obtendo o caldo clarificado, que por sua vez segue para um processo de evaporação e finalmente a filtração em tambor rotativo ou filtros prensa, para recuperar o máximo de açúcar. O sólido gerado nessa filtração é chamado de torta de filtro e atualmente é utilizado como fertilizante na lavoura. (THEODORO, 2020).

Antes do processo de evaporação, o caldo clarificado possui uma concentração entre 14° e 16° Brix, porém o ideal é que ele possua entre 18° e 22° Brix para seguir para a fermentação, por isso a necessidade do evaporador. O produto da evaporação é conhecido como mosto e segue para a etapa de fermentação.

A fermentação é um processo biológico, no qual ocorre uma série de reações parciais, com a utilização de leveduras como catalisadores. Na rota de produção do etanol, a fermentação do mosto pode ser através de um processo batelada alimentada ou um processo contínuo. O mais usual é a utilização da batelada alimentada com adição da levedura *Saccharomyces cerevisiae*. O método de fermentação contínua utiliza o mesmo tipo de levedura, porém possui uma vazão de alimentação constante durante todo o tempo. Esse método aumenta a produtividade do processo, porém exige alto investimento inicial e está mais exposto a contaminações e formação de espuma e microrganismos nas tubulações. (THEODORO, 2020). Independentemente do tipo de fermentação, ao final do processo será obtido o vinho de levedurado (ou licor).

O licor proveniente da fermentação segue para a etapa de destilação. Com um teor alcoólico entre 8 e 12° GL, ele é alimentado na parte superior da primeira coluna, entrando em contato vapor. Ocorre então a separação, obtendo-se a vinhaça (principal resíduo do processo produtivo do etanol) e o flegma (líquido e vapor) que segue para a segunda coluna. Na segunda coluna, com o contato com o vapor, ocorre a separação do flegma, resultando no etanol hidratado, um dos produtos finais. (THEODORO, 2020).

O último processo de uma destilaria autônoma é a desidratação, processo no qual o etanol hidratado é transformado em etanol anidro. Esse processo pode ser realizado através

de diversos métodos, com destaque para a destilação azeotrópica heterogênea, a destilação extrativa e a adsorção em peneiras moleculares. (THEODORO, 2020).

Passadas pelas etapas do processo, é necessário abordar a cogeração de vapor e eletricidade, sua importância na matriz energética brasileira e suas diferentes formas.

2.2. Cogeração de Energia

A cogeração é a produção simultânea de diversas formas de energia útil, como energia eletromecânica e térmica, para atender às necessidades de uma unidade de processo. Ela é aplicável em vários setores, desde o industrial e agrícola até sistemas isolados, e utiliza uma única fonte energética primária.

A cogeração é uma forma de geração de energia que se destaca por elevar a eficiência da conversão da energia química dos combustíveis em energia útil. Isso garante maior confiabilidade na geração de insumos energéticos, especialmente em setores com subprocessos que não permitem falhas no fornecimento de energia. Além disso, é considerada uma tecnologia "ecológica" por reduzir o consumo de fontes energéticas não renováveis e emitir menos poluentes. (BIMESTRE, 2012).

A cogeração também pode ser uma fonte de renda adicional para as empresas, desde que a central de cogeração esteja interligada ao sistema da concessionária local de energia e as tarifas de compra e venda de energia elétrica sejam adequadas para remunerar o capital investido.

2.2.1. A Cogeração no Brasil

A história da geração de energia no Brasil é marcada por uma alternância entre agentes públicos e privados no processo, mas a geração de utilidades térmicas sempre foi responsabilidade dos agentes privados. Isso se deve ao fato de o Brasil estar localizado em uma área de clima ameno, em que o aquecimento dos ambientes não é essencial para a sobrevivência da população, com poucas exceções.

A cogeração ainda não é praticada no Brasil em toda a sua capacidade, apesar de haver vários setores que poderiam se beneficiar dessa prática. A participação da cogeração no mercado brasileiro de produção de energia pode crescer significativamente se forem estabelecidas tarifas adequadas e se o mercado apresentar taxas de juros realistas que incentivem essa prática.

No passado, a implantação de sistemas de cogeração no Brasil era restrita a aplicações muito específicas, como refinarias e plataformas de petróleo. Mas com o choque do petróleo na década de 1970, a necessidade de utilizar a energia de forma mais racional incentivou a viabilização de sistemas de cogeração em setores como a indústria alimentícia, de papel e celulose, siderúrgicas e outras. Nos últimos anos a indústria sucroalcooleira aumentou significativamente a utilização de cogeração, sendo hoje o setor mais intensivo em cogeração no Brasil. (BIMESTRE, 2012).

De acordo com Andrade (2021), no ano de 2021 o Brasil contava com 639 usinas, representando 18,81 GW de capacidade instalada. Isso corresponde a 10,8% matriz elétrica brasileira (174,7 GW), o que equivale à capacidade instalada de 1,3 usinas hidrelétricas de Itaipu (14 GW).

Segundo dados da Cogen, 62,4% representam a cogeração a partir da biomassa da cana-de-açúcar. Já cogeração movida a gás natural ocupa uma fatia de 16,8%. Em terceiro lugar, com 14,1%, está o licor negro (subproduto do processo de tratamento químico da indústria de papel e celulose).

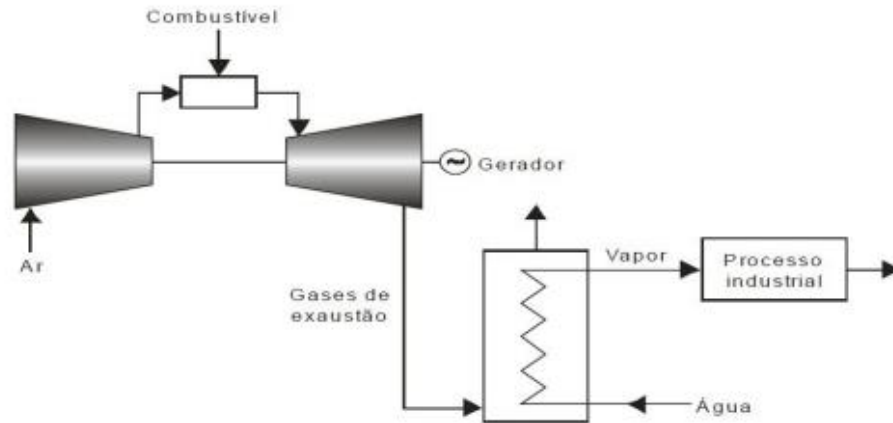
É de suma importância que o Brasil valorize mais os atributos da cogeração. Do ponto de vista de eficiência energética, é uma das melhores opções. Além de contribuir para o nível dos reservatórios das hidrelétricas. A cogeração a biomassa de cana-de-açúcar, por exemplo, evitou que os reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste tivessem uma queda adicional de 15 pontos percentuais em 2019. (ANDRADE, 2021)

2.2.2. Configurações Disponíveis para Cogeração

Os ciclos de cogeração são normalmente classificados de acordo com a ordem de geração de energia, apresentando duas configurações básicas: *topping* e *bottoming*. (BIMESTRE, 2012).

Na configuração *topping*, o calor residual do processo de geração de energia é recuperado para a geração de calor útil. A Figura 2.6. mostra um esquema simplificado dessa configuração.

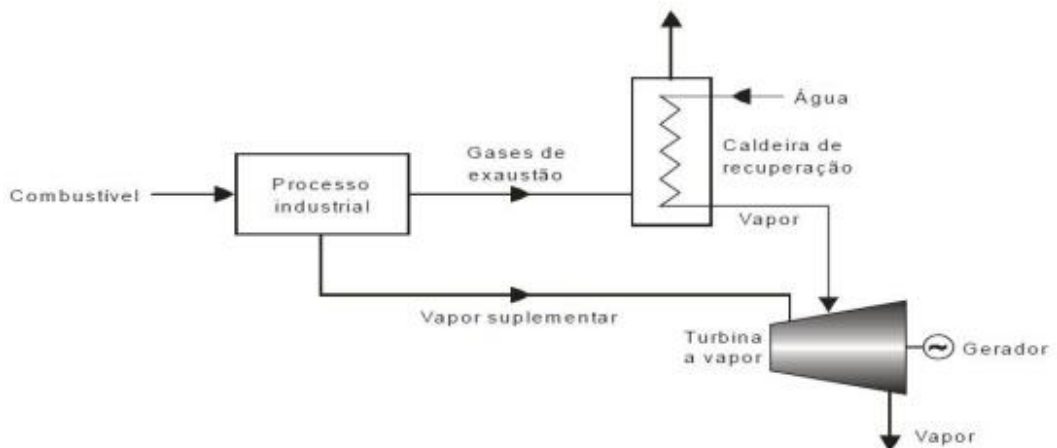
Figura 2.6.: Configuração de um sistema de cogeração tipo *Topping*



Fonte: Salles (2020)

Na configuração *bottoming*, o calor residual do processo de geração de energia térmica útil é recuperado para a geração de energia eletromecânica, conforme o esquema da Figura 2.7.

Figura 2.7.: Configuração de um sistema de cogeração tipo *Bottoming*



Fonte: Salles (2020)

Por fim, vale discutir sobre as estratégias de operação de uma central de cogeração e qual tipo de energia priorizar.

2.2.3. Estratégias de Operação

Existem três estratégias para operar centrais de cogeração, cada uma delas priorizando um fator distinto.

Paridade Térmica: ocorre o atendimento da demanda térmica, ou seja, a potência térmica gerada é igual à potência térmica demandada. Se a energia elétrica cogenerada for maior que a demandada, o excedente de energia elétrica é vendido para a rede. Da mesma forma, se a energia elétrica cogenerada for menor que a demandada, o complemento é adquirido da rede. (BIMESTRE, 2012).

Paridade Elétrica: ocorre o atendimento da demanda elétrica, ou seja, a potência elétrica gerada é igual à potência elétrica demandada. No caso da energia térmica cogenerada ser maior que a demandada, o excedente de energia térmica é rejeitado para o ambiente ou termoacumulado, se possível. Ainda, se a energia térmica cogenerada for menor que a energia térmica demandada, pode-se usar um gerador térmico auxiliar para complementar a demanda. Historicamente, sistemas de cogeração implementados por seus próprios usuários tendem a operar em paridade térmica, pois é mais fácil adquirir de terceiros a eletricidade do que o calor (TAKAKI, 2006).

Despacho Econômico: essa estratégia corresponde à operação da central apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária apresenta um retorno que interessa ao investidor, o que é possível dada à capacidade de modulação de algumas tecnologias de cogeração. O despacho econômico é utilizado para maximização da receita líquida, quando o preço da eletricidade no curto prazo se eleva significativamente (TAKAKI, 2006).

2.2.4. Acionadores Primários

Além das estratégias de operação, outro elemento muito importante em centrais de cogeração é o tipo de acionador primário, equipamento responsável pela conversão da energia química do combustível em energia eletromecânica. (BIMESTRE, 2012).

Existem três principais tipos de acionadores primários: Turbina a vapor (TV), turbina a gás (TG) e motor de combustão interna (MCI).

A turbina a gás, por exemplo, pode operar com a utilização de biogás, outro tema de interesse do presente trabalho que será abordado na sequência.

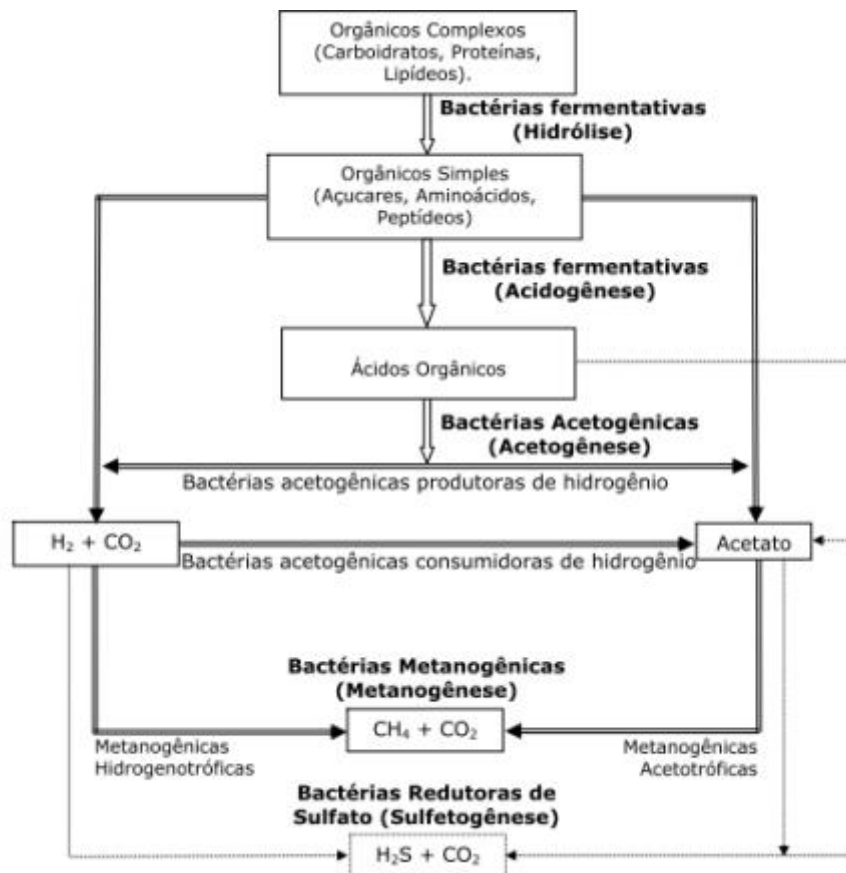
2.3. Biogás

De forma simplificada, o biogás é um tipo de biocombustível produzido a partir da decomposição de materiais orgânicos (de origem vegetal ou animal), que são decompostos,

produzindo uma mistura de gases, cuja maior parte é composta de metano e gás carbônico. (CIBIOGAS, 2023).

O biogás é produzido pelo processo de digestão (ou fermentação) anaeróbia, que consiste na decomposição de matéria orgânica por bactérias em um meio onde não há a presença de oxigênio gasoso. As principais etapas do processo são a hidrólise, acidogênese, acetogênese, metanogênese e sulfetogênese (ILÁRIO et al., 2018), como pode ser observado na Figura 2.8.

Figura 2.8.: Fases da Digestão Anaeróbia



Fonte: LETTINGA et al. (1996)

Hidrólise: Etapa na qual a matéria orgânica complexa insolúvel, tal como proteínas, lipídios e carboidratos, é solubilizada e convertida em substâncias menos complexas, formando respectivamente, aminoácidos, ácidos graxos e açúcares solúveis, através da ação de exo-enzimas de bactérias hidrolíticas fermentativas. Os produtos desta fase podem então passar através da parede celular e membranas das bactérias responsáveis pela próxima etapa (acidogênese).

Acidogênese: Etapa na qual as bactérias fermentativas acidogênicas utilizam os componentes orgânicos solúveis, incluindo os produtos da hidrólise, metabolizando-os e convertendo-os em ácidos orgânicos, álcoois, gás hidrogênio (H₂) e gás carbônico (CO₂), que são posteriormente excretados para fora da célula.

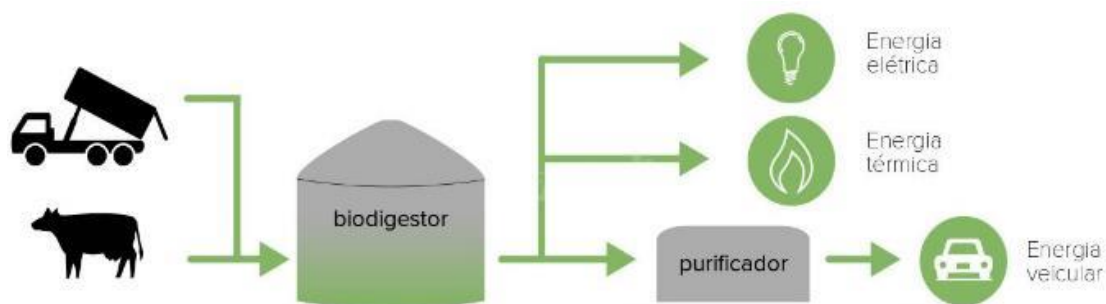
Acetogênese: Nesta etapa os produtos do metabolismo das bactérias fermentativas acidogênicas são convertidos em ácido acético, gás hidrogênio e dióxido de carbono através da ação de bactérias acetogênicas produtoras de hidrogênio e de bactérias homoacetogênicas. A fermentação acidogênica tem um papel importante na conversão de matérias orgânica em energia, na forma de metano, pois o acetato é o principal precursor de metano, portanto, para que a produção de energia venha a ser economicamente viável, a conversão de substrato a acetato deve ser rápida. Caso essa conversão não ocorra, haverá acúmulo dos produtos da hidrólise e da fermentação ácida no reator, não ocorrendo metanogênese.

Metanogênese: Esta etapa é caracterizada pela ação de arqueas metanogênicas acetoclásticas, que formam metano e material celular a partir do ácido acético, e arqueas metanogênicas hidrogenotróficas, que transformam hidrogênio e dióxido de carbono em gás metano. Aproximadamente 70% da produção de metano é proveniente da redução de acetato e 30% da redução de hidrogênio e gás carbônico.

Sulfetogênese: Consiste na redução de sulfato, sulfito e outros compostos sulfurados são reduzidos a sulfeto pela ação de de um grupo de microrganismos anaeróbios estritos, denominadas bactérias redutoras de sulfato (ou bactérias sulforedutoras).

Sobre a rota tecnológica para produção de biogás, o processo consiste em alimentar matéria orgânica em biodigestores, nos quais as bactérias selecionadas irão decompor o material e liberar o gás. O gás gerado nos biodigestores pode ser enviado para geração de energia elétrica e/ou térmica diretamente, ou então passar por um processo de purificação resultando no biometano com alto poder energético semelhante ao gás natural. Esse biometano pode ser usado como combustível veicular, por exemplo. A Figura 2.9. mostra um esquema dessa rota tecnológica.

Figura 2.9.: Rota tecnológica para produção de biogás



Fonte: Acervo pessoal

O poder calorífico inferior (PCI) do biogás depende do teor de metano em sua composição. Para teores de metano de 50% em volume, o PCI é de $\sim 4.643 \text{ kcal/m}^3$. Para efeito de comparação, o PCI do gás natural varia de 8.364 a 9.160 kcal/m^3 . (GAS BRASILIANO, 2023).

Os biodigestores são o cerne da rota produtiva do biogás. Esses equipamentos podem ser de diferentes tipos e apresentar diferentes configurações de operação. Atualmente, as tecnologias de maior destaque são o CLBR – Biodigestor de Lagoa Coberta (Lagoa de Biogás) e o Biodigestor CSTR – Reator de Fluxo e Agitação Contínuos.

2.3.1. Biodigestor de Lagoa Coberta (CLBR)

Geralmente encontrado em áreas rurais, o Biodigestor de Lagoa Coberta é empregado em propriedade rural devido a produção animal. Normalmente instalado por meio de um tanque escavado no solo, é impermeabilizado e coberto com um material geossintético (produto feito com polímero sintético ou natural, em forma de manta ou tira) como PVC (policloreto de vinil), PEAD (Polietileno de Alta Densidade) entre outros.

Este modelo é considerado de baixo nível tecnológico e se caracteriza pela baixa permeabilidade de fluídos e gases. Seu formato geralmente é retangular, mas a inclinação e a instalação dependem das características do solo de cada propriedade.

A falta do sistema de aquecimento determina a variação de temperatura da biomassa do biodigestor, ou seja, a produção de biogás em regiões com temperatura baixa determinante será bastante afetada. O CLBR normalmente é usado para o tratamento de efluentes que contém baixa concentração de sólidos e baixa carga volumétrica. (CIBIOGAS, 2023).

A Figura 2.10. mostra um desenho esquemático e um CLBR real.

Figura 2.10.: Desenho esquemático (à esquerda) e imagem real de um CLBR (à direita)



Fonte: CibioGas (2023)

2.3.2. Biodigestor de Fluxo e Agitação Contínuos (CSTR)

A tecnologia aplicada neste modelo de biodigestor é mais complexa, pois o CSTR foi criado para suportar grandes cargas volumétricas, sendo sua característica principal o sistema de agitação que mantém o conteúdo em homogeneização. Outros parâmetros também são controlados, como temperatura, pH e nível de biomassa.

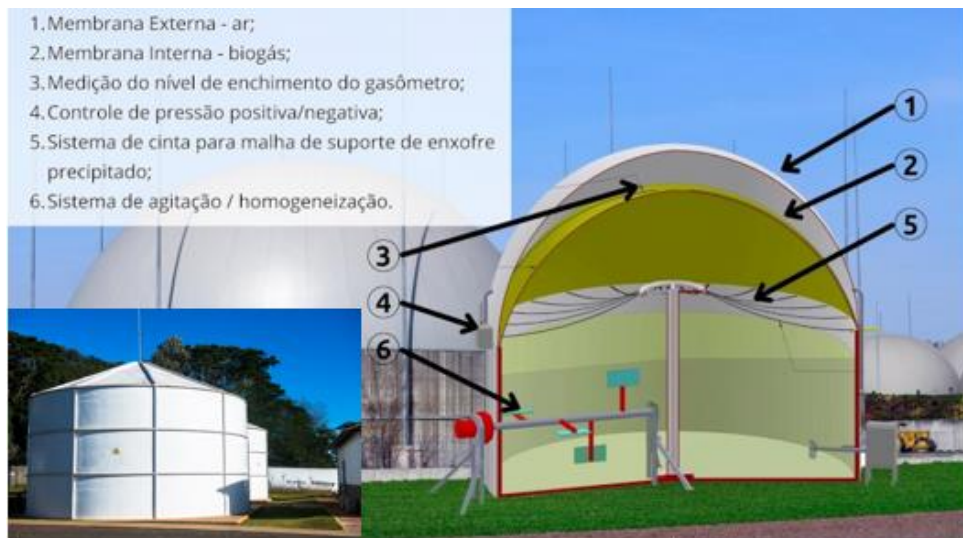
Como é mais utilizado em plantas de biogás, essa configuração é mais eficaz, já que executa a codigestão (mistura de substratos) e aceita a concentração mais elevada de sólidos.

O seu tempo de retenção hidráulica (TRH) e tempo de retenção de sólidos (TRS) não se diferenciam, já que não há um acúmulo de lodo no reator. Seu TRH dura no mínimo entre 15 e 30 dias dependendo do tipo do substrato a ser digerido.

Apesar do processo mais desenvolvido devido ao sistema de agitação, a alternativa acrescenta custos de implantação e manutenção da máquina. Uma vez que existe a transferência de calor e melhora o contato entre a matéria e os microrganismos, a capacidade de produção do biogás aumenta. A utilização desse recurso implica em um ganho de 15 a 30% na produtividade de biogás, já que quando feita adequadamente aumenta a distribuição de substratos, nutrientes, enzimas e microrganismos no biodigestor. (CIBIOGAS, 2023).

A Figura 2.11. apresenta um desenho esquemático com os principais componentes do reator e um biodigestor CSTR real.

Figura 2.11.: Desenho esquemático e imagem real de biodigestor CSTR



Fonte: Adaptado de Energia e Biogás (2022) e Cibiogas (2023)

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1. Materiais

Para realizar os cálculos e simular os cenários de viabilidade financeira de cada rota, foi utilizado o software Microsoft Excel.

3.2. Métodos

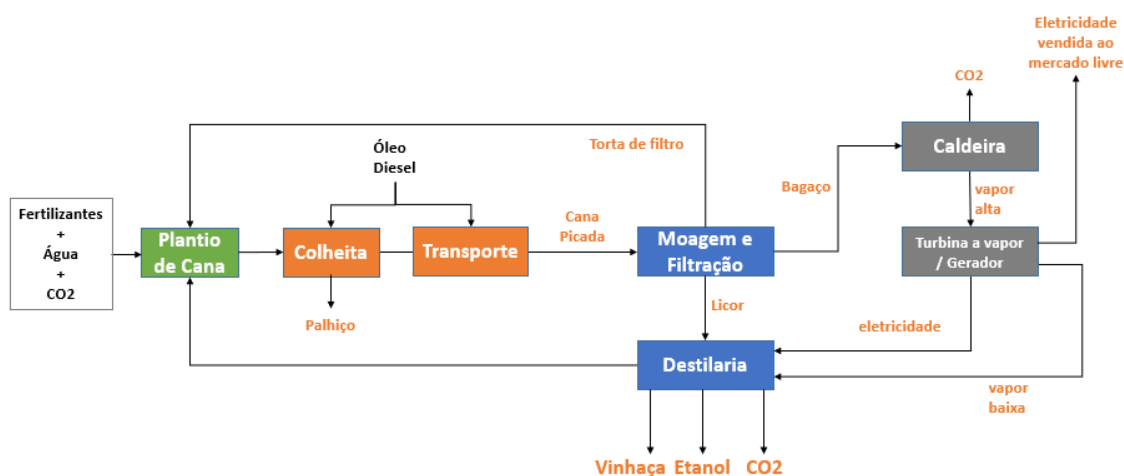
Primeiramente, antes de apresentar as metodologias e premissas utilizadas nos cálculos, é necessário compreender as etapas e processos que fazem parte de cada uma das rotas de cogeração em destilarias de etanol de cana-de-açúcar.

3.2.1. Destilaria Autônoma de Etanol (convencional)

Na configuração típica de uma planta produtora de etanol de cana-de-açúcar, após as etapas de plantio, colheita e transporte, a cana picada passa pelos processos de moagem e filtração, gerando bagaço, torta de filtro e licor.

A torta de filtro é utilizada como adubo no canavial, o licor segue para a destilaria e o bagaço é queimado em caldeiras para geração de vapor de alta pressão que movimentará uma turbina para geração de eletricidade. Tanto a eletricidade quanto parte do vapor (baixa pressão) gerado na turbina seguem para a destilaria. Após a destilação, são obtidos o etanol, produto de interesse, e a vinhaça, considerada um resíduo e que atualmente é enviada para fertirrigação (com grande demanda bioquímica de oxigênio). A Figura 3.1. apresenta um esquema simplificado do processo.

Figura 3.1.: Configuração típica de uma destilaria de etanol de cana-de-açúcar



Fonte: Acervo pessoal

3.2.2. Premissas Gerais do Processo – Destilaria Convencional

Considerou-se como referência uma destilaria convencional de 5 milhões de toneladas de cana por ano, com safra de 200 dias por ano (4.800 horas por ano).

Algumas premissas relacionadas ao setor agrícola têm base no trabalho de Theodoro (2020). Tais valores são válidos para todas as rotas, seja a convencional ou para os cenários alternativos. Os dados estão reunidos na Tabela 3.1.

Tabela 3.1.: Premissas gerais do setor agrícola – usina convencional

Produtividade agrícola	80,00	<i>tc / hect</i>
Área plantada	62.500	<i>hectares</i>
Geração específica de palhão	0,140	<i>t / tc*</i>
Colheita	200,0	<i>dias / ano</i>
Densidade etanol (hidratado)	799,6	<i>kg / m³</i>

* *tc* – tonelada de cana

Fonte: Theodoro (2020)

Em relação ao palhão, algumas usinas utilizam de 1,5% a 7,0% misturada com a cana picada. Estudos apontam que o máximo de palhão que pode ser removido do campo é de 50%. Nas simulações a quantidade máxima de palhão foi considerada em 50%. O valor no caso base de 1,5%.

O consumo de vapor por tonelada de cana processada varia de 280 a 500 kg dependendo da tecnologia de destilação. Para o consumo de vapor na destilaria, foram utilizados dados extraídos de Theodoro (2020). Para o caso base foi utilizado 500 kg/tc. Como limite inferior usou-se o valor de 280 kg.

Em relação ao consumo de energia elétrica, utilizando os valores do consumo de energia por tonelada de cana (*kWh/tc*) retirados de Theodoro (2020), juntamente com a produção anual de cana limpa, chegou-se aos valores apresentados na Tabela 3.2.

Tabela 3.2.: Consumo de eletricidade no sistema de extração e destilaria

Área	Consumo	Potência	Média Anual	Theodoro (2020)
	<i>MWh / ano</i>	<i>MW</i>	<i>MW.médio</i>	<i>kWh / tc</i>
Extração	80.000	16,7	9,1	16,0
Destilaria	55.000	11,5	6,3	11,0
TOTAL	135.000	28,1	15,4	27,0

Fonte: Acervo pessoal.

Por fim, a Tabela 3.3. apresenta a demanda de vapor e eletricidade da destilaria de etanol.

Tabela 3.3.: Demanda térmica e elétrica da destilaria de etanol

Vapor	2.500.000	<i>t/ano</i>
Eletricidade	15,4	<i>MW.médio</i>

Fonte: Acervo pessoal.

Sobre o consumo de diesel durante todo o processo produtivo (cultivo e manejo, colheita e transporte), utilizando dados de Theodoro (2020) e Díaz (2011), obteve-se os valores da Tabela 3.4.

Tabela 3.4.: Consumo de óleo diesel durante o processo produtivo do etanol

Processo	Consumo Específico	Frequência	
	<i>L/hect</i>	<i>anos</i>	<i>L/hect/ano</i>
Cultivo e manejo	113,5	5	29,6
Colheita	90,0	1	90,0
Transporte	49,7	1	49,7
TOTAL	253,2		169,3

Fonte: Adaptado de Theodoro (2020) e Díaz (2011)

A distância média de transporte de cana picada é de 25 km com caminhão do tipo rodotrem, com carga média de 58 toneladas por viagem. Para 62.500 hectares com consumo específico de ~169 litros de diesel por hectare, o consumo total de diesel é de 10.579.154 litros por ano.

Na moagem, a produção de bagaço é de 0,248 *t/tc* com a torta de filtro em 0,016 *t/tc*. A produção de etanol é de 93,2 litros por tonelada de cana (Theodoro, 2020), gerando vinhaça bruta na proporção de 12 litros por litro de etanol (SEBIGAS, 2023); a densidade utilizada da vinhaça foi de de 1.030 kg/m^3 . Existem processos de concentração de vinhaça, mas não foram levados em conta neste trabalho.

Considerando as premissas acima, o processamento de cana e seu resultado é apresentado na tabela Tabela 3.5.

Tabela 3.5.: Produtividade dos componentes de interesse gerados no processo produtivo do etanol (massa úmida)

	Massa Úmida	Demanda	Consumo Específico
Limpeza (cana bruta + palhiço)	5.010.500 t/ano	1.003,7 t/h	1,002 t/tc
Moagem de Cana limpa	5.000.000 t/ano	1.002 t/h	1,000 t/tc
Etanol (hidratado)	466.190.000 L/ano	93.387,4 L/h	93,238 L/tc
Bagaço	1.238.204 t/ano	248,0 t/h	0,248 t/tc
Palhiço	10.500 t/ano	2,1 t/h	0,002 t/tc
Vinhaça	5.762.108 t/ano	1.154,3 t/h	1,119 m ³ /tc
Torta de filtro	82.172 t/ano	16,5 t/h	0,016 t/tc

Fonte: Acervo pessoal

A última coluna indica a produção específica de cada componente, ou seja, quanto é gerado desse material para cada tonelada de cana. Esses valores foram retirados de Theodoro (2020), Paranhos (1987) e Vitti et al.(2006).

Com os dados de umidade e porcentagem de cinzas (CZ), é possível obter a massa seca (MS) total e a massa seca orgânica (MSO) dos componentes, conforme a Tabela 3.6.

Tabela 3.6.: Massa seca total, cinzas e massa seca orgânica (MSO) dos componentes de interesse

	Umidade	Massa Seca	Cinzas	CZ	MSO
	% b.u.	t MS/ano	% MS	t/ano	t/ano
Cana limpa	71,2%	1.438.500	7,7%	110.794	1.327.706
Etanol (hidratado)	5,0%	354.105	-	-	354.105
Bagaço	49,4%	626.036	1,6%	10.267	615.769
Palhiço	48,4%	180.475	3,9%	7.028	173.447
Vinhaça	94,9%	343.955	24,1%	82.889	261.066
Torta de filtro	77,8%	19.505	24,0%	4.677	14.828

Fonte: Acervo pessoal.

A MSO é a parte do material rica em carbono e que tem potencial para passar pelos biodigestores e gerar biogás. Somando as MSOs do bagaço, palhiço, vinhaça e torta de filtro, chega-se ao valor de 1.065.111 t/ano.

Uma vez definidos os parâmetros gerais do processo, pode-se seguir para os parâmetros de algumas etapas específicas, tanto da rota convencional quanto da alternativa.

3.2.3. Parâmetros da Cogeração (convencional)

Para a usina convencional considerada nesse trabalho, será utilizada uma caldeira de grelha rotativa de 65 bar, com rendimento de 88,0%.

Além da caldeira, a etapa de cogeração conta com uma turbina a vapor de contra-pressão e outra de condensação.

A Tabela 3.7. reúne os dados de pressão, temperatura e entalpia dos equipamentos supracitados.

Tabela 3.7.: Dados de entrada e saída da caldeira e turbinas da usina convencional

	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)
Grelha Rotativa			
Saída	67	490,0	3.391
Entrada	103	106,4	453
Turbina Contrapressão			
Saída	3	157,5	2.777
Entrada	64	488,5	3.391
Turbina Condensação			
Saída	0,1	45,8	2.327
Entrada	64	488,5	3.391

Fonte: Acervo pessoal.

A produtividade específica das turbinas a vapor são de 7,68 *tv/MW* para contra-pressão e 3,63 *tv/MW* para condensação, sendo que *tv* significa “tonelada de vapor”.

Com estas premissas e parâmetros, a produção da planta de cogeração é mostrada abaixo na Tabela 3.8.

Tabela 3.8.: Desempenho da cogeração – usina convencional

VAPOR	<i>tpa*</i>	<i>tph**</i>	<i>tv.médio</i>
Geração	2.752.953	551,5	314,3
Contra-pressão	2.597.942	520,4	296,6
Processo	2.500.000	500,8	285,4
Deseaerador	97.942	19,6	11,2
Condensação	155.011	31,1	17,7
ELETRICIDADE	<i>MWh / ano</i>	<i>MW</i>	<i>MW.médio</i>
Geração	381.025	76,3	43,5
Contrapressão	338.381	67,8	38,6
Condensação	42.644	8,5	4,9
Consumo	6.497	1,3	0,7
Central térmica	6.497	1,3	0,7
Exportação (cogen)	374.528	75,0	42,8

*tpa – toneladas por ano;

**tph – toneladas por hora

Fonte: Acervo pessoal

Como o consumo da destilaria e da moagem é de 15,4 *MW.médio*, a venda de eletricidade no mercado livre ou exportação líquida desta planta é de 27,4 *MW.médio*.

3.2.4. Cogeração de Vapor e Eletricidade (Rota alternativa)

A proposta deste trabalho é estudar uma alternativa para a geração de vapor e eletricidade, aproveitando os principais resíduos do processo. Nesta nova configuração, após a moagem e filtração, o bagaço e/ou palhiço e a torta de filtro, juntos com a vinhaça proveniente da destilação, seguem para um sistema de biodigestores CSTR.

Nas destilarias de etanol convencionais utiliza-se diesel nas máquinas automotivas nos cultivares de cana nas atividades de plantio, manejo, colheita e transporte de biomassa. Adicionalmente, há o transporte de cinzas e de vinhaça para fertirrigação.

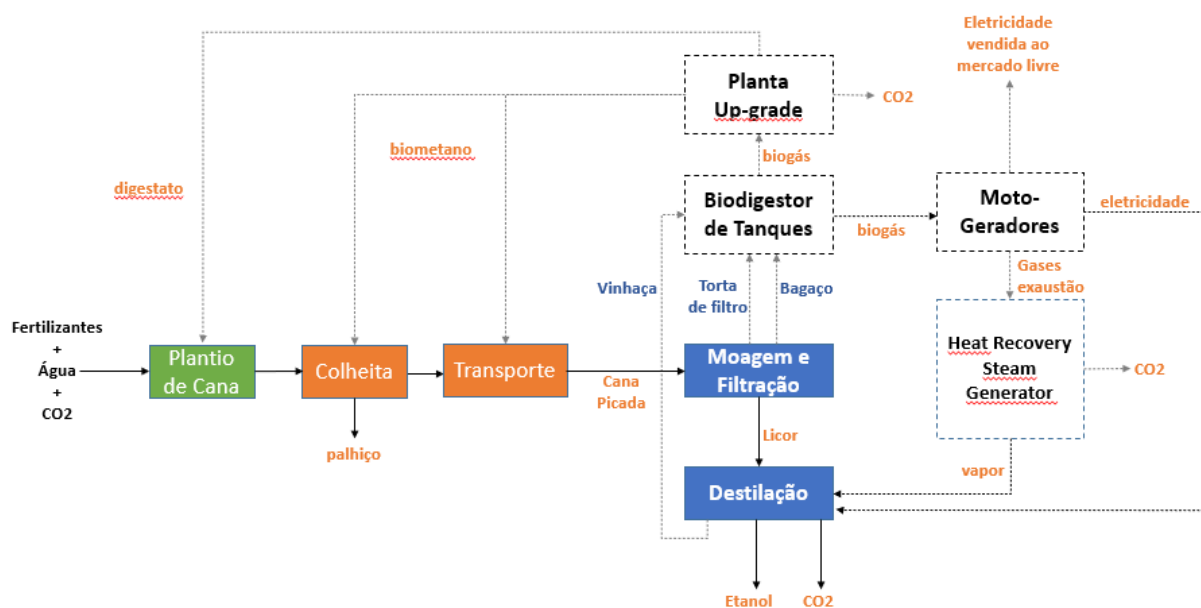
Neste trabalho, a produção de biogás é prioritariamente enviada a uma planta de *upgrading* (remoção do CO₂) para obter o biometano. Este biometano é direcionado ao abastecimento da frota automotiva. O excedente de produção de biogás é então enviado da planta de biogás para a planta de cogeração.

O arranjo de cogeração escolhido é o ciclo *topping*, sendo a produção de eletricidade com biogás através de motores de combustão interna (MCI) ou de turbinas a gás (TG).

A geração de vapor é realizada através do aproveitamento dos gases de exaustão da máquina térmica numa caldeira de recuperação de calor ou HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*).

O digestato (resíduo com baixa demanda bioquímica de oxigênio e potencial para fertilizante) é retornado a lavoura como fertirrigação. A Figura 3.2. apresenta um esquema simplificado da rota proposta.

Figura 3.2.: Configuração alternativa de uma destilaria de etanol de cana-de-açúcar



Fonte: Acervo pessoal

3.2.5. Estimativa de Produção de Biogás com Resíduos da Destilaria

Nas destilarias autônomas de etanol os principais resíduos são o bagaço de cana, a torta de filtro e vinhaça. Adicionalmente, o palhiço acaba sendo trazido do campo de colheita de cana. Todos estes resíduos podem ser transformados em biogás.

Embora as destilarias de etanol hoje estão escolhendo a tecnologia CLBR para transformar vinhaça e torta de filtro em biogás, neste trabalho buscou-se simular a geração de biogás também do bagaço e do palhiço em biorreatores CSTR de múltiplos estágios.

Na Alemanha existe grande tradição e experiência no uso de CSTR para produção de biogás. Em geral são utilizados três (3) estágios, sendo o último um reservatório de estabilização do digestato (efluente). A empresa MT-Energie propõe CSTRs em série com dois estágios de fermentação e um de estabilização, conforme mostrado na Figura 3.3.

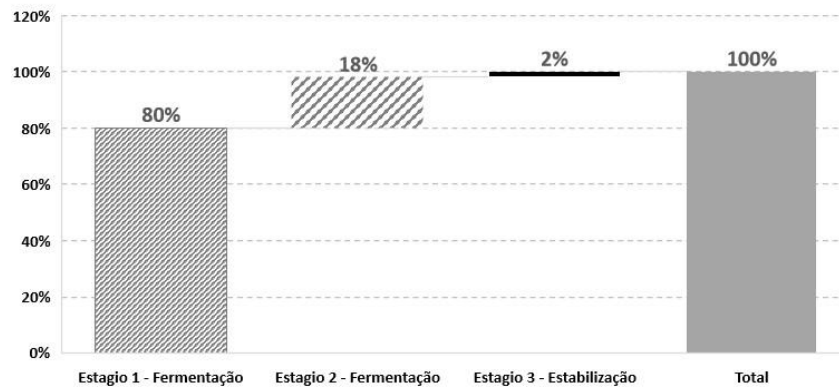
Figura 3.3.: Planta de biogás com três estágios (MT Energie, Zeven, Alemanha)



Fonte: Ends Waste & Bioenergy (2023)

O rendimento de metano por estágio é apresentado na Figura 3.4.

Figura 3.4.: Rendimento de biogás em biorreatores CSTR



Fonte: LIMA (2022)

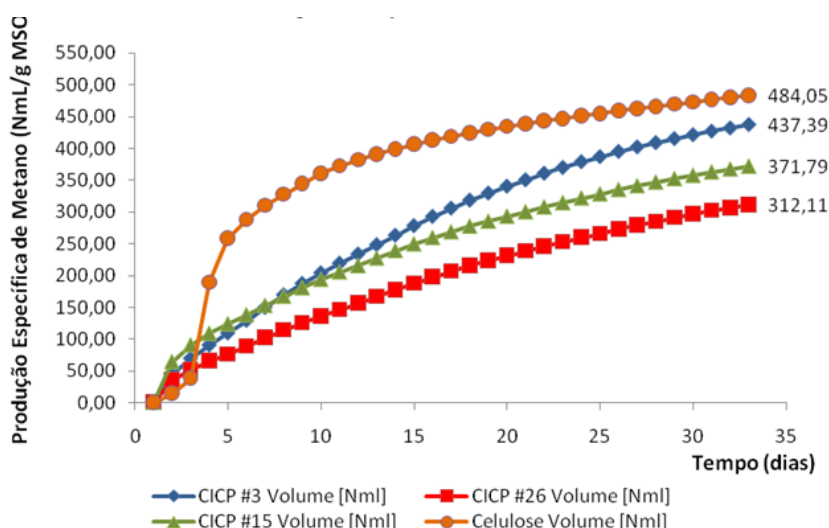
Para este tipo de reator a quantidade de sólidos no substrato deve variar de 12% a 18%, para obter um bom rendimento em biogás. Cada projeto e substrato determinará a maximização da geração de biogás.

Outra variável importante é o tempo de retenção hidráulica (TRH) ou tempo de residência do substrato em cada estágio. Uma planta típica para uso de silagem de milho (cultivar energético), capacidade de 2.000 m³ por hora de biogás com 60% de teor de metano, tem TRH de 51,5 dias por estágio. Este tempo de residência elevado implica em tanques grandes de concreto, aumentando o CAPEX (*Capital Expenditure*) do projeto. Neste sentido a duas possibilidades são possíveis:

- **Redução do número de estágios:** Reduz o CAPEX, mas também reduz a produtividade de produção do biogás. Importante destacar que no caso de uma planta CSTR de três estágios, reduzindo-se para um estágio o CAPEX dos tanques cai 66%, porém a geração de biogás diminui somente 20%; e
- **Redução do TRH com o aumento da taxa de retirada de substrato:** O TRH de cada estágio deve variar entre 30 e 50 dias segundo os principais fabricantes.

LIMA et al. (2017) apresentam na Figura 3.5. as curvas de potencial geração de metano para três tipos de cana integralmente adicionados no fermentador (pontas, ponteiros e colmos). Cada tipo de cana tem diferentes composições de ATR (açúcares totais redutores) e fibra. Sendo a CICV #3 com 3% de fibras, a CICV #26 com 26% de fibra e a cana CICV #15 uma variedade comercial com 15% de fibras.

Figura 3.5.: Produção específica de biometano para diferentes tipos de cana



Fonte: Lima et al. (2017)

Observa-se que a partir de 30 dias a produção de metano estabiliza-se. Um ponto ótimo entre 30 e 50 dias pode ser encontrado, considerando sempre o custo de implantação e a queda de rendimento de biogás.

Os resultados da Figura 4.5. acima foram realizados em batelada e em triplicata no sistema AMTPS II (Automatic Methane Potential Test System) da Bioprocess Control Sweden AB. Este equipamento permite ensaios de digestão anaeróbia para potencial bioquímico de metano, perfil de degradação dinâmica do substrato, estimativa de tempo

ótimo de retenção e mistura de substratos para co-digestão. Os resultados obtidos orientam quanto a métodos de pré-tratamento e necessidade extra de aditivos.

Neste trabalho não houve a avaliação do potencial de geração de metano via AMTPS ou análises laboratoriais. Tampouco na literatura existe dados de produtividade de metano em matéria seca orgânica de vinhaça e torta de filtro separadamente. Também não foram encontradas referências de geração de metano a partir do bagaço de cana e do palhico separadamente.

Portanto, foi utilizada uma metodologia empírica e simplificada da determinação de produção de metano a partir dos resíduos disponíveis, descrita a seguir.

A massa de carbono disponível em cada metro cúbico de biogás depende do teor de CH₄ do mesmo. Considera-se que o biogás já passou por processo de purificação de H₂S após os tanques de fermentação.

A quantidade de CO₂ é, portanto, a complementação do volume de metano. Entende-se que para cada substrato o teor de metano e a quantidade de carbono da massa seca orgânica do substrato que irá compor o biogás pode ser definida como rendimento em carbono.

Desta forma, pode-se definir a produtividade da produção de biogás de acordo com a equação 1:

$$Prod_{biogás} = 1000 * dens_{biogás} * teor C_{resíduo} * \eta_{TRH} * \eta_C / teor C_{biogás} * (1 - u) \quad (1)$$

Onde:

$Prod_{biogás}$	-	Produtividade de biogás em Nm ³ /tmv
$dens_{biogás}$	-	Densidade do biogás em kg/Nm ³
$teor C_{resíduo}$	-	Teor de carbono contido na massa seca do resíduo
$teor C_{biogás}$	-	Teor de carbono contido no biogás
η_{TRH}	-	Rendimento de biogás relacionado ao TRH
η_C	-	Rendimento de carbono da massa seca orgânica que se transforma em biogás
u	-	Umidade em base úmida do resíduo
tmv	-	Tonelada de massa úmida

Utilizando-se a equação acima, obteve-se as produtividades dos resíduos disponíveis, conforme pode ser visto na Tabela 3.9.

Tabela 3.9.: Produtividade de biogás por tonelada de massa verde em CSTR de um estágio

Resíduos	Teor CH₄ %	Produt. <i>Nm³ / t MV</i>	Teor C Substrato % wt (bs)	Densidade <i>kg / m³</i>	Teor C Biogas % wt (bs)	Rend. Carbono %	Rend. TRH %	Umidade % b.u.
Bagaço	50,0%	264,0	47,0%	1,339	40,0%	74,4%	80,0%	49,4%
Palhiço	50,0%	262,7	45,8%	1,339	40,0%	74,4%	80,0%	48,4%
Vinhaça	60,0%	11,2	19,7%	1,214	44,1%	74,4%	80,0%	94,9%
Torta de filtro	50,0%	117,5	47,6%	1,339	40,0%	74,4%	80,0%	77,8%

Fonte: Acervo pessoal

Os valores de rendimento em carbono foram determinados a partir de dados conhecidos: A produtividade de biogás em silagem de milho. A amostra é de silagem de milho que gera 720 Nm³ de biogás com 60% de metano por tonelada de massa seca orgânica. Com isto foi possível ajustar o rendimento em carbono para o bagaço de cana.

Utilizou-se do mesmo valor para esta variável para os demais resíduos por falta de dados obtidos através do AMTPS. No caso base temos o rendimento de carbono em 74,4%. E rendimento TRH de 80%. Isto significa que cada tonelada de massa seca orgânica do resíduo gera 80% do biogás potencial obtido no AMTPS por se utilizar um estágio de fermentação e a quantidade de carbono da MSO transformada em biogás é de 74,4%.

Em um cenário mais otimista para a produção bruta de biogás em CSTR, pode-se considerar o segundo estágio aumentando o rendimento TRH para 98%, e melhorando o rendimento em carbono para 85%.

Em termos de energia ofertada, a Tabela 4.12. reúne dados do caso base (grelha rotativa consumindo bagaço e palhiço), bem como dos diferentes cenários de produção de biogás através de bagaço, palhiço, vinhaça e torta de filtro.

Tabela 3.10.: Energia ofertada nos diferentes cenários de cogeração e produção de biogás

Energia ofertada pelo bagaço e palhiço a caldeira de grelha rotativa						
Combustível	PCI		Quant.		Energia	
Bagaço	1.818	<i>kcal / kg</i>	1.238.204	<i>tpa</i>	2.251.420	<i>Gcal / ano</i>
Palhiço	1.642	<i>kcal / kg</i>	10.500	<i>tpa</i>	17.238	<i>Gcal / ano</i>
					2.268.658	<i>Gcal / ano</i>
Potencial de oferta de energia com biogás – CSTR um estágio						
Insumo	PCI		Quant.		Energia	
Bagaço	4.643	<i>kcal / m3</i>	326.940.922	<i>Nm3 / ano</i>	1.517.940	<i>Gcal / ano</i>
Palhiço	4.643	<i>kcal / m3</i>	2.758.098	<i>Nm3 / ano</i>	12.805	<i>Gcal / ano</i>
Vinhaça	5.571	<i>kcal / m3</i>	64.647.214	<i>Nm3 / ano</i>	360.177	<i>Gcal / ano</i>
Torta de filtro	4.643	<i>kcal / m3</i>	9.656.194	<i>Nm3 / ano</i>	44.832	<i>Gcal / ano</i>
			404.002.428	<i>Nm3 / ano</i>	1.935.755	<i>Gcal / ano</i>
Potencial de oferta de energia com biogás – CSTR dois estágios com rendimento de carbono igual a 85%						
Insumo	PCI		Quant.		Energia	
Bagaço	4.643	<i>kcal / m3</i>	457.518.629	<i>Nm3 / ano</i>	2.124.194	<i>Gcal / ano</i>
Palhiço	4.643	<i>kcal / m3</i>	3.859.661	<i>Nm3 / ano</i>	17.920	<i>Gcal / ano</i>
Vinhaça	5.571	<i>kcal / m3</i>	90.466.817	<i>Nm3 / ano</i>	504.029	<i>Gcal / ano</i>
Torta de filtro	4.643	<i>kcal / m3</i>	13.512.805	<i>Nm3 / ano</i>	62.738	<i>Gcal / ano</i>
			565.357.911	<i>Nm3 / ano</i>	2.708.881	<i>Gcal / ano</i>
Potencial de oferta de energia com biogás – CSTR dois estágios com rendimento de carbono igual a 90%						
Insumo	PCI		Quant.		Energia	
Bagaço	4.643	<i>kcal / m3</i>	484.431.489	<i>Nm3 / ano</i>	2.249.146	<i>Gcal / ano</i>
Palhiço	4.643	<i>kcal / m3</i>	4.086.699	<i>Nm3 / ano</i>	18.974	<i>Gcal / ano</i>
Vinhaça	5.571	<i>kcal / m3</i>	95.788.395	<i>Nm3 / ano</i>	533.678	<i>Gcal / ano</i>
Torta de filtro	4.643	<i>kcal / m3</i>	14.307.675	<i>Nm3 / ano</i>	66.428	<i>Gcal / ano</i>
			598.614.259	<i>Nm3 / ano</i>	2.868.227	<i>Gcal / ano</i>

Fonte: Acervo pessoal

Primeiramente, vale ressaltar que a tecnologia dos biorreatores CSTR permite que a mistura dos insumos seja processada em um único reator. Assim, quanto maior a carga de insumos, maior será o reator.

A quantidade de energia total ofertada pelo biogás do bagaço e do palhiço é 67% daquela ofertada pelo produto *in natura*. Ainda que seja adicionado o biogás da vinhaça e da torta de filtro, este valor sobe para 85%, mesmo assim inferior a energia anteriormente ofertada.

Considerando uma melhora nos indicadores colocando um estágio adicional e fazendo uma melhoria de processo para o aumento do rendimento de carbono para 85%, a energia ofertada aumenta. A oferta da energia de biogás do bagaço e do palhiço é de 95% da energia do resíduo *in natura*, e com todos os resíduos chega-se a uma sobre oferta de 20%.

Para que a oferta de energia do biogás de bagaço seja a mesma do bagaço in natura, a planta precisa de dois estágios e rendimento em carbono de 90%. Isto pode ser conseguido com a pré-hidrólise do material. Aumentando a velocidade do processo de digestão e diminuindo o TRH, reduz-se o tamanho dos tanques e do investimento necessário. Assim, oferta de energia do biogás passa a ter um superavit de 26%. Estes resultados apontam o potencial de incremento de oferta de energia no setor sucroalcooleiro nacional.

3.2.6. Planta de Biometano

Comumente na Europa chamada de planta de *upgrading* de biogás, a planta de biometano consiste num processo de purificação do biogás, aumentando a concentração de CH₄.

Para este trabalho, foi utilizada como referência uma planta de *upgrading* da ZORG Biogas, empresa com sedes na Alemanha e Suíça. Os processos comerciais disponíveis atualmente são listados abaixo:

- **Pressure swing adsorption (PSA):** Tecnologia mais utilizada para fluxos típicos entre 4.000 e 5.000 Nm³/h de biogás;
- **Adsorção de amida:** Elevado rendimento, podendo chegar a teores de CH₄ de 98%;
- **Separação por membranas:** Limitado uso até 2.000 Nm³/h; e
- **Criogenia:** Processo mais caro e menos comum no mercado.

A Figura 3.6. mostra um exemplo de planta de *upgrading* PSA.

Figura 3.6.: PSA para 5.000 Nm³/h – ZORG Biogas



Fonte: ZORG Biogas (2023)

Considerou-se o teor de metano no biometano de 95% e rendimento da planta de *upgrading* de 95% em metano.

3.2.7. Cogeração (configuração alternativa)

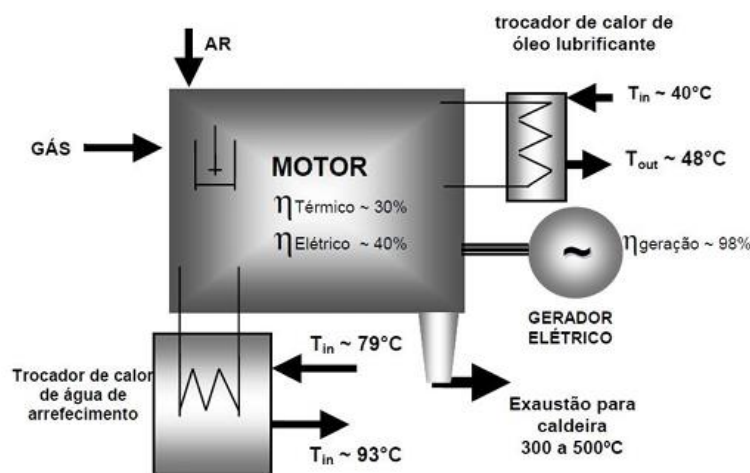
A parcela de biogás que não é transformada em biometano será responsável pela geração de energia térmica e elétrica (cogeração) para suprir a demanda da destilaria.

O biogás gerado nos biodigestores segue para moto-geradores, podendo ser motores de combustão interna (MCI) ou turbinas a gás (TG), responsável por gerar eletricidade. Na sequência, os gases de exaustão do moto-gerador seguem para uma caldeira de recuperação, também conhecida pela sigla HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*), gerando vapor para o processo.

3.2.7.1. Motores de Combustão Interna

Utilizando-se o MCI como máquina térmica primária, os gases de combustão da saída do motor são lançados diretamente na HRSG. Trocadores de calor do arrefecimento do motor e do óleo lubrificante são utilizados para pré-aquecimento de água da caldeira. O esquema descrito está representado na Figura 3.7.

Figura 3.7.: Sistema de cogeração com MCI e HRSG

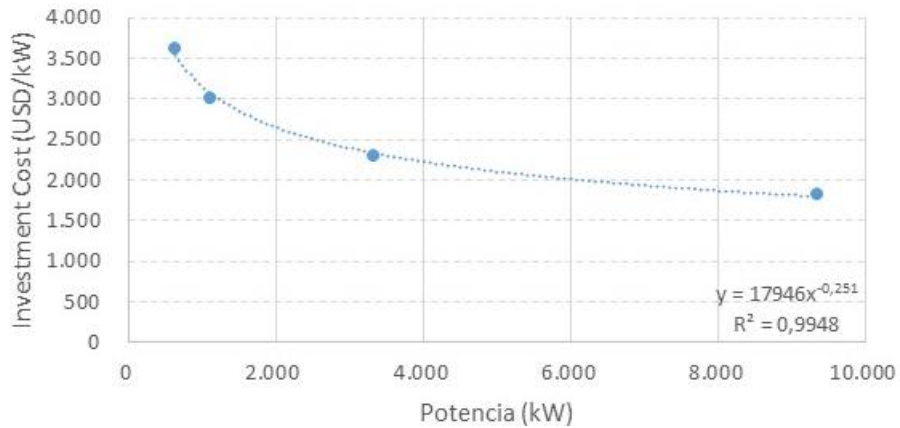


Fonte: BIMESTRE (2012)

No sítio eletrônico UNDERSTANDING CHP apresenta-se uma tabela com a relação entre a potência elétrica e térmica de um arranjo MCI + HRSG com seu custo de investimento na planta de cogeração. O Anexo 1 apresenta esta tabela. A curva de

investimento específico ($k USD / kW$) e a curva de rendimento elétrico e da cogeração são mostrados a seguir nas figuras 3.8. e 3.9.

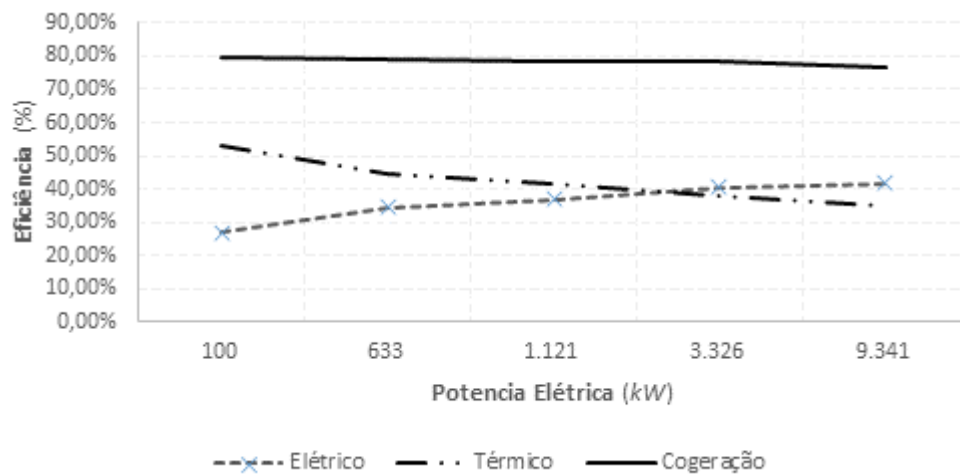
Figura 3.8.: Potência elétrica x Investimento (MCI+HRSG)



Fonte: ESC (2023)

Quanto maior a potência nominal mais baixo é o custo específico devido ao ganho de escala da planta de cogeração.

Figura 3.9.: Potência elétrica x Rendimento (MCI+HRSG)



Fonte: ESC (2023)

O rendimento elétrico aumenta com a potência nominal elétrica do motor, estabilizando-se um pouco acima de 40%. Existem MCIs com rendimentos acima de 45%, como os da Wartsila e até 49% da Mitsubishi.

O rendimento térmico é o que efetivamente é aproveitado para a geração de vapor na HRSG, sendo função inversa do rendimento elétrico, tendo o rendimento total da planta de cogeração variar entre 76 e 80%. Lembrando que os dados fornecidos nesta referência se limitam a máquinas elétricas de 9,3 MW. Rendimentos de cogeração maior podem ser alcançados com motores de capacidade maior.

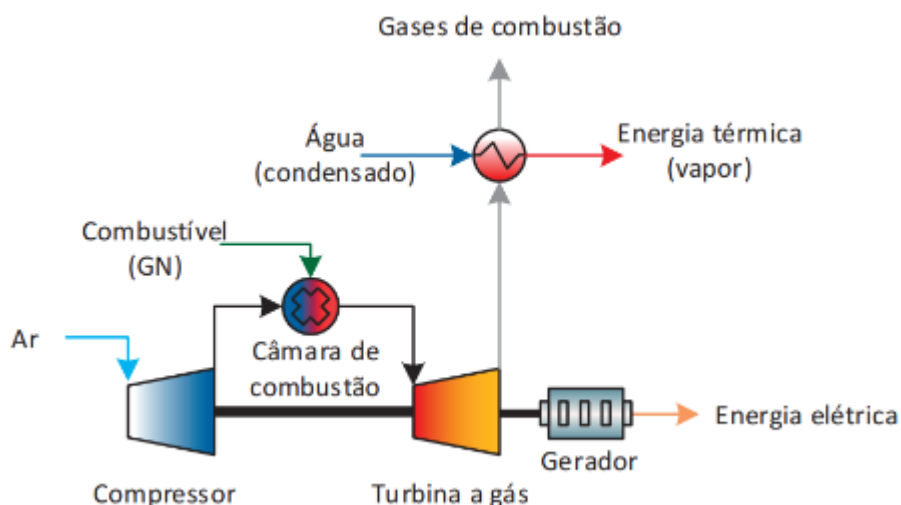
Destaca-se que os MCIs têm rendimento elétrico acima do ciclo Rankine utilizado nas cogerações convencionais no sucroalcooleiro. Ou seja, a oferta de energia a esta máquina gerará mais eletricidade que vapor.

São vários fabricantes de motores de combustão interna no mercado brasileiro e internacional. Neste trabalho considerou-se os fabricantes JENBACHER, WARTSILA e WAUKESHA.

3.2.7.2. Turbinas a Gás

As turbinas a gás (TG) São máquinas térmicas de múltiplo estágio onde o combustível é queimado numa câmara de combustão externa às partes moveis da máquina térmica. Os gases combustos expandem-se nos múltiplos estágios da turbina que está acoplada a um gerador elétrico. Os gases de saída (em geral em torno de 650°C) seguem para uma HRSG para geração de vapor. Um esquema simplificado desse sistema pode ser visto na Figura 3.10.

Figura 3.10.: Configuração da turbina a gás para cogeração industrial (TG + HRSG)

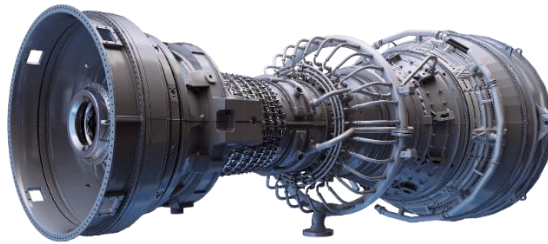


Fonte: MEESI (2023)

Embora o vapor produzido na HRSG, devido a temperatura dos gases de saída da TG ser elevada, poder ser de alta pressão, neste trabalho considerou-se a produção de vapor de baixa pressão para alimentação direta a destilaria de etanol.

A Figura 3.11. mostra um exemplo de turbina a gás.

Figura 3.11.: Turbina a gás LMS 100 (General Electric)

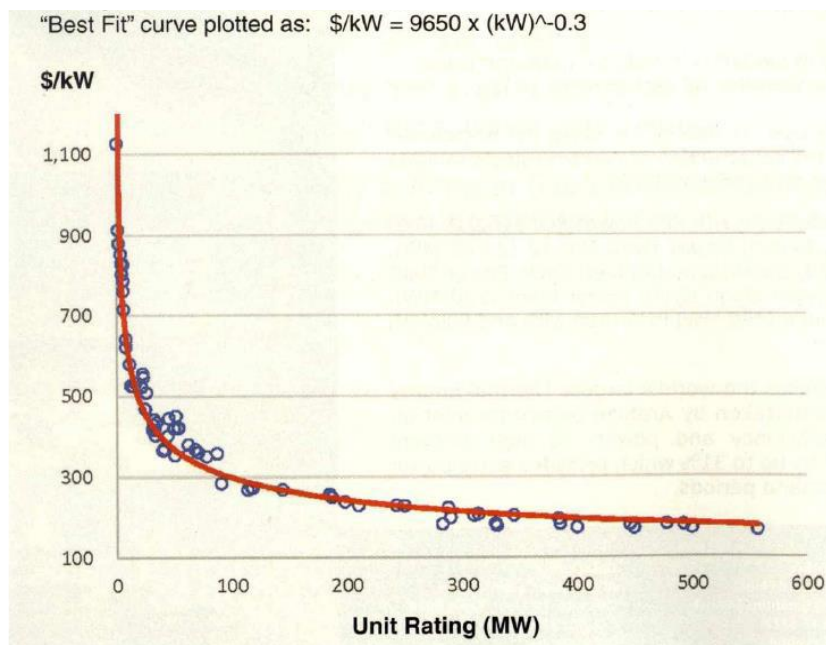


Fonte: GE Gas Power (2023)

A estimativa de custo unitário das TGs de referência utilizadas neste trabalho foram retirados da *Revista Gas Turbine World 2018 GTW Handbook*.

O investimento específico cai acentuadamente com a potência elétrica da turbina a gás, como mostrado na Figura 3.12.

Figura 3.12.: Preço de referência de turbinas a gás – ciclo simples



Fonte: Gas Turbine World 2018 GTW Handbook (2018)

Da Tabela 3.11. apresentada na sequência, é possível verificar que os rendimentos de cogeração são superiores ao dos motores de combustão interna e possuem maiores relações geração de vapor por geração de eletricidade. Isto ocorre devido ao baixo rendimento elétrico para algumas turbinas, inferior a 30%. O calor rejeitado pela turbina será reaproveitado para geração de vapor. Logo, se o objetivo é a maximizar a produção de vapor, as turbinas a gás são as mais indicadas.

Tabela 3.11.: Variação do Rendimento Elétrico, Térmico e Cogeração para TG+HRSG com equipamentos SOLAR TURBINES

Modelo	Pe <i>MW</i>	Vapor <i>tph</i>	η_e %	η_t %	η_{CHP} %
Centaur 40	3,5	10,3	27,9%	54,9%	82,8%
Centaur 50	4,6	12,4	29,3%	52,9%	82,3%
Taurus 60	5,7	13,5	31,5%	50,3%	81,8%
Taurus 65	6,5	14,4	32,9%	48,7%	81,5%
Taurus 70	8,2	16,7	34,3%	46,8%	81,1%
MARS 100	11,4	24,5	32,9%	47,5%	80,4%
TITAN 130	16,5	30,8	35,4%	44,2%	79,7%
TITAN 250	23,1	35,6	38,9%	40,1%	79,0%

Fonte: Solar Turbines (2023)

São vários fabricantes de turbinas a gás no mercado brasileiro e internacional. Neste trabalho considerou-se os fabricantes SOLAR TURBINES, SIEMENS, GE e OPRA.

3.2.7.3. Arranjos de Cogeração

Neste trabalho considerou-se alguns arranjos de TG com HRSG e MCI e HRSG, perfazendo vinte e duas (22) possibilidades possíveis com as máquinas citadas nas seções anteriores. A Tabela 3.12. apresenta a potência elétrica, produção de vapor, rendimentos elétrico, térmico e cogeração para cada arranjo.

Tabela 3.12.: Alternativas simuladas de TG e MCI para cogeração

	Modelo	Tipo	Pe <i>MW</i>	Vapor <i>tph</i>	ηe <i>%</i>	ηt <i>%</i>	ηCHP <i>%</i>	
1	JENBACHER	J920	MCI	10,150	11,8	48,7%	38,0%	86,7%
2	JENBACHER	J620	MCI	3,043	4,3	43,2%	40,6%	83,8%
3	JENBACHER	J616	MCI	2,433	3,5	42,9%	41,5%	84,4%
4	JENBACHER	J612	MCI	1,816	2,6	42,9%	40,6%	83,5%
5	UNDERSTANDING CHP		MCI	3,326	5,2	40,4%	42,5%	82,9%
6	UNDERSTANDING CHP		MCI	9,341	13,1	41,6%	39,2%	80,8%
7	WAUKESHA	275GL Series	MCI	2,796	5,5	35,9%	47,3%	83,3%
8	WARTSILA	18V50DF	MCI	16,100	15,9	48,0%	31,7%	79,7%
9	WARTSILA	20V34SG	MCI	10,000	10,2	48,0%	32,7%	80,7%
10	OPRA	OP16	TG	2,000	6,3	27,0%	57,0%	84,0%
11	SOLAR TURBINES	TITAN 250	TG	23,100	35,6	38,9%	40,1%	79,0%
12	SOLAR TURBINES	TITAN 130	TG	16,530	30,8	35,4%	44,2%	79,7%
13	SOLAR TURBINES	MARS 100	TG	11,350	24,5	32,9%	47,5%	80,4%
14	SOLAR TURBINES	Taurus 70	TG	8,180	16,7	34,3%	46,8%	81,1%
15	SOLAR TURBINES	Taurus 65	TG	6,500	14,4	32,9%	48,7%	81,5%
16	SOLAR TURBINES	Taurus 60	TG	5,670	13,5	31,5%	50,3%	81,8%
17	SOLAR TURBINES	Centaur 50	TG	4,600	12,4	29,3%	52,9%	82,3%
18	SOLAR TURBINES	Centaur 40	TG	3,515	10,3	27,9%	54,9%	82,8%
19	SOLAR TURBINES	Saturn 20	TG	1,210	4,5	24,3%	60,7%	85,0%
20	SIEMENS	SGT 600	TG	50,500	77,1	38,3%	39,2%	77,5%
21	GE	LMS 100	TG	102,000	123,1	42,1%	34,0%	76,1%
22	GE	LM 6000 PH	TG	43,070	63,6	39,1%	38,7%	77,8%

Fonte: Innio (2023), Wärtsilä (2023), Opra (2023), Siemens Energy (2023), Solar Turbines (2023) e GE Gas Power (2023)

Para cada um destes arranjos, calcula-se o investimento necessário após a estimativa de oferta de biogás ser realizada como resultado do modelo da planta de biogás, já retirada a quantidade de biogás necessária para transformar em biometano para substituição de diesel na frota automotiva.

3.2.8. Indicadores Financeiros

Em análises de viabilidade financeira de projetos, existem diversos indicadores que podem ser utilizados como parâmetro para definir se o projeto é economicamente viável ou não. No presente trabalho, os indicadores a serem considerados são o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR).

3.2.8.1. Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos métodos mais conhecidos e utilizados para realizar análise de viabilidade de projetos de investimento. Esse método consiste em trazer

para a data zero todos os fluxos de caixa (de entrada e saída) de um projeto de investimento e somá-los ao valor do investimento inicial, usando como taxa de desconto a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) da empresa ou projeto.

O cálculo do VPL permite obter a verdadeira noção do valor do dinheiro no futuro. O VPL não faz apenas uma comparação do investimento com o retorno que dele se espera, mas também leva em consideração a valorização do capital ao longo do tempo, e com ele calcula-se o ganho real de investimento. (CAMARGO, 2017)

A Equação 2 mostra como calcular o VPL.

$$VPL = FC_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1+TMA)^i} \quad (2)$$

Onde:

FC_0 é o investimento inicial (na data de hoje)

FC_i são os fluxos de caixa que acontecerão nos próximos períodos

i é o período

TMA é a taxa mínima de atratividade

O cálculo do VPL pode trazer 3 possíveis resultados:

- VPL negativo – significa que as despesas são maiores que as receitas e o projeto ou investimento destruirá valor para a empresa ou investidor, ou seja, o projeto é inviável financeiramente;
- VPL positivo – significa que as receitas são maiores que as despesas, indicando que o projeto é viável e que faz sentido realizar o investimento;
- VPL Zero – significa que receitas e despesas são iguais, sendo a decisão de investir no projeto neutra no quesito financeiro

3.2.8.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é um indicador que está muito relacionado com o VPL e a TMA. Ela é a taxa que irá igualar o fluxo de caixa antecipado para o valor do investimento, ou seja, o cálculo da TIR resultará na taxa de desconto que deve ter um fluxo de caixa para que seu VPL se iguale a zero. (CAMARGO, 2017)

Em termos de avaliação da atratividade de um projeto ou investimento, a TIR pode apresentar três diferentes conclusões:

- Se a TIR de um projeto exceder a TMA, significa que o mesmo é viável financeiramente;
- Se a TIR de um projeto ficar abaixo da TMA, o projeto é inviável do ponto de vista financeiro e o investimento não deve ser priorizado;
- Se a TIR de um projeto for igual à TMA, a decisão de seguir com o projeto fica por conta dos gestores/investidores, que podem se basear em fatores não-financeiros para decidir.

Existem fórmulas para o cálculo da TIR, porém nesse trabalho foi utilizada a função do próprio Excel para determinar essa taxa.

Neste trabalho, a TMA considerada foi de 11,6%.

3.2.9. Análises Financeiras

Para realizar os cálculos de viabilidade financeira, é importante adotar algumas premissas em relação aos custos com CAPEX (despesas de capital), OPEX (mão-de-obra, manutenção e insumos), preços de insumos, entre outros.

Uma estimativa de CAPEX e OPEX foi realizada com dados de estudos publicados na internet e também de informações repassadas por LIMA (2022) de projetos de biogás, caldeiras a grelha, leito fluidizado borbulhante e circulante, turbinas e motores, subestações, plantas de *upgrading* de biogás e outros projetos para empresas específicas.

Os valores de cada componente do complexo industrial são ajustados de acordo com a capacidade de cada macroprocesso que fazem parte da solução:

- Planta de etanol (recebimento, moagem, destilação);
- Cogeração (Caldeira a grelha rotativa, HRSG e elétrica, turbinas a vapor de contrapressão e condensação, turbina a gás e motores de combustão interna; Subestação); e
- Outros (Planta de biogás, planta de *upgrading* e kits de conversão de veículos diesel para gás).

Os valores de OPEX contemplam o gasto com diesel, mão-de-obra, operação e manutenção, seguros e despesas financeiras (juros e amortizações).

Cada componente tem um valor de referência em função de sua capacidade de acordo com uma cotação realizada no passado. Da data base os valores foram atualizados para a data atual utilizando uma calculadora de correção do Banco Central do Brasil (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2023).

Para os cálculos de CAPEX e OPEX, o caso base é a destilaria com cogeração ciclo rankine queimando bagaço e palhiço para a geração de vapor. A vinhaça e a torta de filtro não são usadas para a geração de biogás no caso base. O simulador calcula então o CAPEX, RECEITAS, OPEX e EBITDA (Lucro antes dos impostos, taxas, depreciação e amortizações) do caso base que são considerados como referência.

A cada cenário simulado, um novo CAPEX e EBITDA são calculados e em consequência calcula-se a variação do CAPEX e EBITDA. Um fluxo de caixa foi elaborado considerando um tempo de maturação do projeto de dois (2) anos, depreciação simplificada para todas as despesas de CAPEX em 10 anos. A TIR e VPL são calculados para fins de avaliação da competitividade das soluções propostas.

Além disso, para cada cenário haverá uma oferta de biogás diferente, que por sua vez acarretará em um arranjo de cogeração *topping cycle* (MCI/TG+HRSG) específico, resultando em TIR / VPL distintos. Desta forma um dos arranjos terá o melhor resultado.

A simulação é realizada com a seguinte sequência de estimativas e cálculos:

1. Para uma dada moagem de cana por ano calcula-se as saídas do processo (bagaço, palhiço, etanol, vinhaça e torta de filtro);
2. Determina-se o percentual de massa de resíduos que será destinado a digestão anaeróbia;
3. Calcula-se a geração de vapor da caldeira a grelha rotativa;
4. O vapor gerado é destinado prioritariamente para a turbina de contrapressão;
5. O excedente é destinado a turbina de condensação;
6. Com o despacho das duas turbinas a vapor calcula-se a geração de eletricidade;
7. A exportação de eletricidade é calculada com a diferença entre o gerado e o consumido na destilaria;
8. Calcula-se a quantidade de diesel necessária para as operações;
9. Estabelece-se a meta de substituição de diesel por biometano;
10. Os resíduos enviados a planta de biogás determinam a produção de biogás;

11. Com o biogás gerado, destina-se o biogás prioritariamente para a planta de *upgrading* até o atendimento da meta de substituição de diesel da frota;
12. O excedente de geração de biogás é destinado a cogeração *topping cycle*, tendo um MCI ou TG para geração de eletricidade e com os gases de saída passando por uma HRSG gerando vapor de baixa pressão para o processo industrial;
13. Caso a geração de vapor total da caldeira GR e da HRSG seja inferior a demanda de vapor do processo da destilaria, uma caldeira elétrica é ativada para produzir este vapor complementar;
14. A eletricidade da caldeira elétrica virá da geração elétrica da cogeração;
15. Com os dados físicos e operacionais determina-se o CAPEX e OPEX; e
16. Com estes dados no fluxo de caixa calcula-se o VPL e a TIR. A taxa mínima de atratividade (TMA) considerada no fluxo de caixa é de 11,6% ao ano.

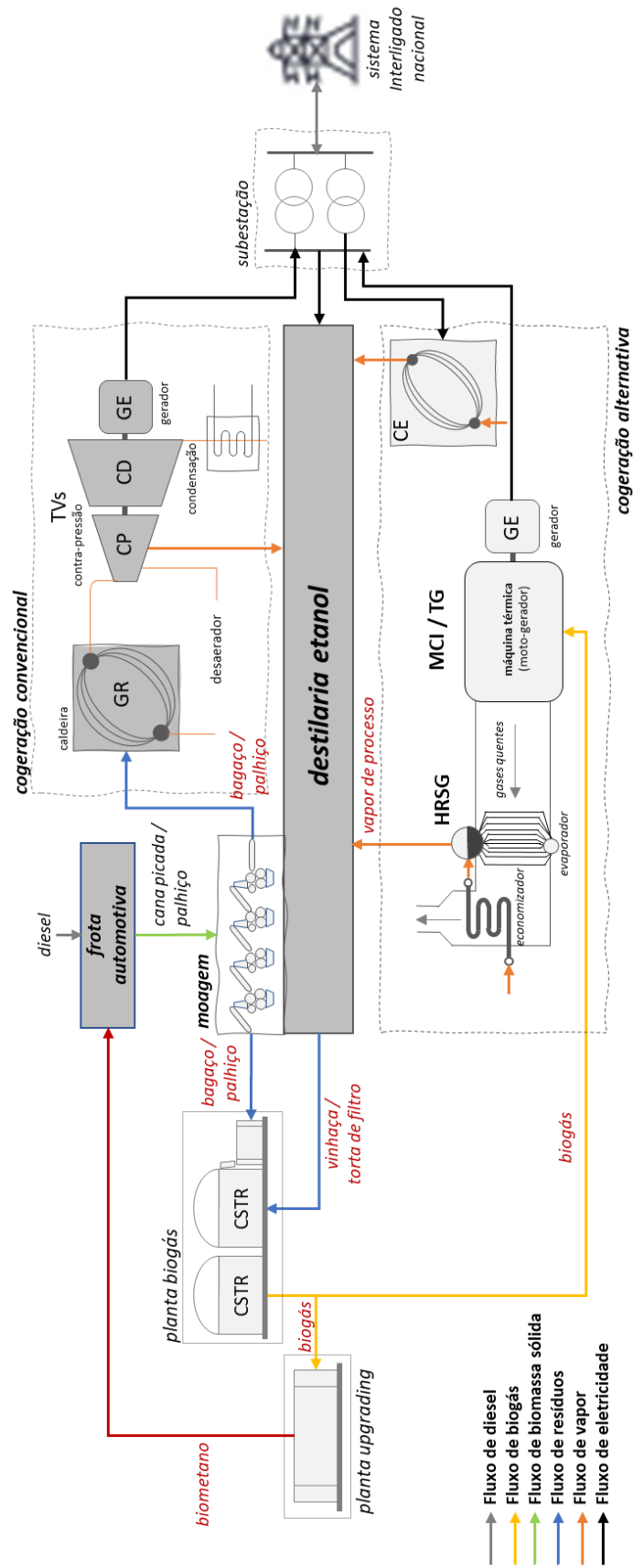
3.2.10. Definição dos Cenários e do Racional de Simulação

Conforme será detalhado no tópico de resultados, para o sistema alternativo de cogeração via biogás foi considerado um consumo específico de vapor máximo (500 kgv/tc) e um mínimo (280 kgv/tc), e para cada um deles foram simulados 6 cenários com condições distintas. Os cenários são:

- 100% da torta de filtro
- Substituição de 100% do diesel
- Biogás 100% de torta de filtro e vinhaça
- Biogás de Todos os Resíduos
- Configuração sem Importação de Eletricidade
- Maximização da Coleta de Palhiço

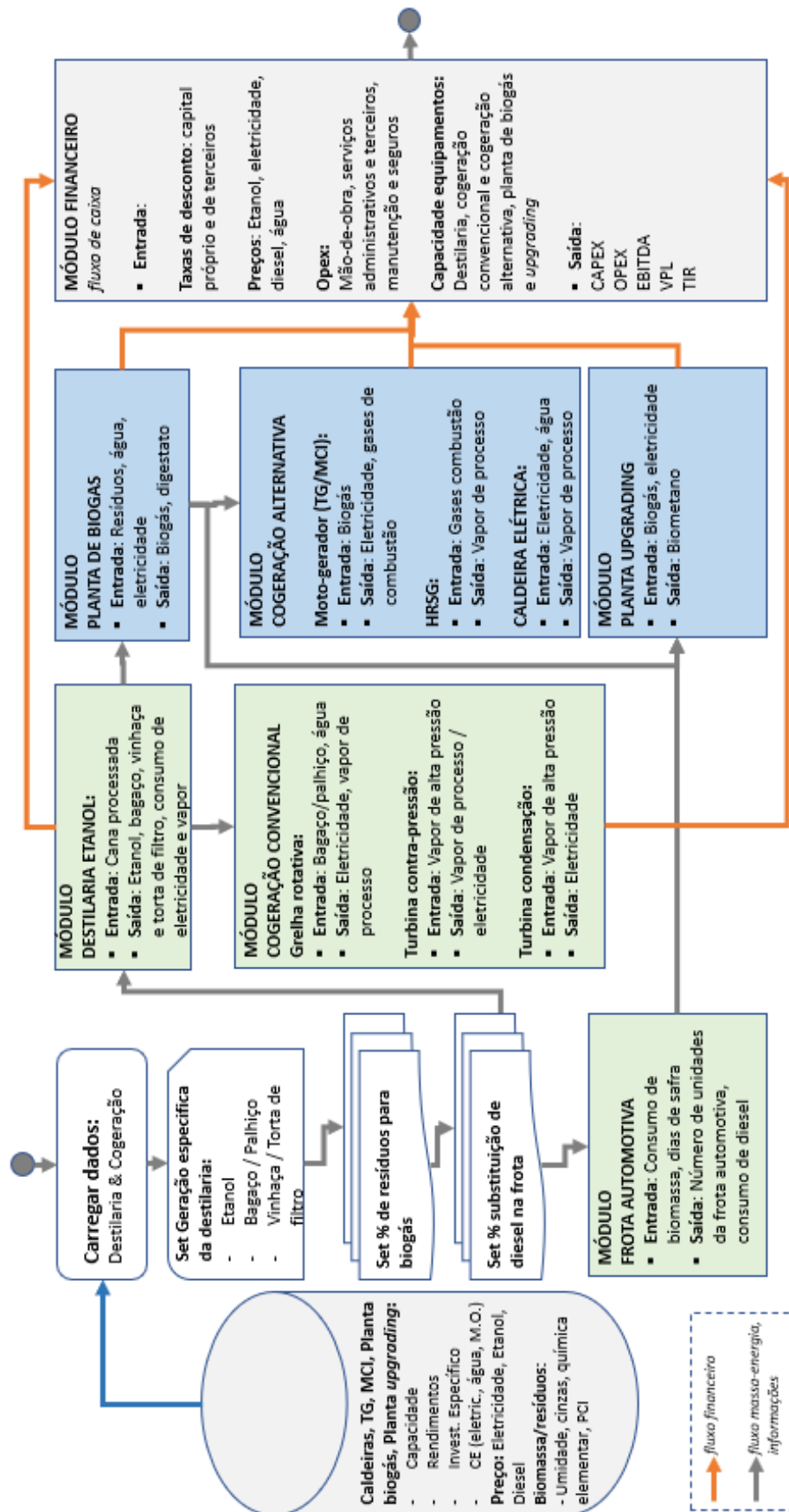
Por fim, para facilitar o entendimento do raciocínio utilizado nas simulações, seguem as Figuras 3.13. e 3.14. A Figura 3.13. traz um arranjo geral dos processos e diferentes rotas para simulação, enquanto a Figura 3.14. apresenta o fluxo de cálculo.

Figura 3.13.: Arranjo Geral para Simulação



Fonte: Acervo pessoal

Figura 3.14.: Fluxo de Cálculo para Simulação



Fonte: Acervo pessoal

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste tópico serão apresentados os principais resultados do sistema de cogeração convencional e do sistema alternativo proposto.

Para a destilaria convencional será abordado a capacidade de geração de energia elétrica e térmica do sistema e o consumo dessas energias.

Já na configuração alternativa, foram simulados diferentes cenários de consumo dos principais componentes (bagaço, palhiço, torta de filtro e vinhaça), e para cada cenário será apresentado a capacidade de geração e consumo de energia elétrica e térmica e do biometano como combustível. Além disso, também são feitas as análises de viabilidade financeira de cada cenário.

Para garantir a descarbonização da produção de etanol, adotou-se a premissa que a prioridade da produção de biogás é para conversão em biometano para substituição de diesel. O excedente é utilizado na nova planta de cogeração.

A prioridade para destinação de resíduos para digestão anaeróbia é a torta de filtro, seguida pela vinhaça e por último retirar bagaço e palhiço da caldeira GR para o biodigestor.

4.1. Sistema de Cogeração de uma Destilaria Convencional

Para o caso base (destilaria convencional), será utilizado 100% do bagaço e do palhiço na cogeração com a caldeira a grelha rotativa (GR). Considerando os dados apresentados na Tabela 4.5. e um fator de perda/desperdício de material de 3,3% (Theodoro, 2020), as quantidades de bagaço e palhiço (base úmida) e seus poderes caloríficos inferiores (PCI) estão na Tabela 4.1. (CANILHA et al., 2007)

Tabela 4.1.: Dados dos combustíveis da caldeira de cogeração convencional

COMBUSTÍVEL	Massa úmida <i>t / ano</i>	PCI <i>kcal / kg</i>
Bagaço	1.197.789	1.818
Palhiço	10.157	1.642

Fonte: Acervo pessoal.

A partir desses dados, é possível obter a geração de vapor e eletricidade da turbina (contra-pressão e condensação). Os resultados estão reunidos na Tabela 4.2.

Tabela 4.2.: Geração de vapor e eletricidade (usina convencional)

VAPOR	<i>t / ano</i>	<i>t / h</i>	<i>tv.médio</i>
Geração	2.752.953	573,5	314,3
Contra-pressão	2.597.942	541,2	296,6
Condensação	155.011	32,3	17,7
ELETRICIDADE	<i>MWh / ano</i>	<i>MW</i>	<i>MW.médio</i>
Geração	381.025	79,4	43,5
Contra-pressão	338.381	70,5	38,6
Condensação	42.664	8,9	4,9

Fonte: Acervo pessoal.

Por fim, a Tabela 4.3. traz uma comparação entre a capacidade de geração e a demanda da usina.

Tabela 4.3.: Comparação entre a capacidade de geração e a demanda da usina

	Geração	Demanda	Excedente
	<i>t / ano</i>	<i>t / ano</i>	<i>t / ano</i>
Vapor	2.752.953	2.500.000	252.953
	Geração	Demanda	Excedente
	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>
Eletricidade	43,5	16,2	27,3

Fonte: Acervo pessoal.

A partir dos resultados obtidos, pode-se notar que a utilização de 100% do bagaço e do palhiço leva a uma geração térmica e elétrica acima dos níveis de demanda.

Para o vapor, caso o excedente não possa ser redirecionado para outra parte do processo, ele deverá ser liberado na atmosfera, acarretando uma perda térmica.

Já para a eletricidade, esse excedente pode ser utilizado para suprir outras partes do processo / área industrial, ou então pode ser vendido no mercado livre de energia via CCEE, gerando uma receita extra.

4.2. Sistema de Cogeração Alternativo Via Biogás de Bagaço, Palhiço, Vinhaça e Torta de Filtro

Para o sistema alternativo proposto nesse trabalho, serão simulados alguns cenários, variando a porcentagem de cada material (bagaço, palhiço, vinhaça e torta de filtro) que será utilizada para gerar biogás.

Importante ressaltar que o foco inicial é gerar biogás suficiente para produzir biometano e, conseqüentemente, suprir a demanda e substituir 100% do óleo diesel consumido pelos veículos usados no plantio, colheita e transporte.

Em relação ao consumo específico de vapor em uma destilaria, conforme foi destacado no tópico de materiais e métodos, esse consumo pode variar entre 280 e 500 kg de vapor por tonelada de cana, de acordo com a tecnologia de destilação. Os cenários simulados que serão apresentados e discutidos na sequência podem ser divididos em dois grandes grupos. O primeiro adota como premissa que o consumo específico de vapor é 500 kg por tonelada de cana, enquanto o segundo utiliza 280 kg de vapor por tonelada de cana. Para cada grupo foram simulados seis (6) diferentes cenários, levando em consideração a substituição de diesel por biometano, a quantidade de cada resíduo utilizada, consumo energético do processo e recuperação de palhiço.

4.2.1. Cenários com Consumo Específico de 500 kgv/tc (A)

4.2.1.1. Cenário 1A – 100% da Torta de Filtro

Nesse cenário, apenas a torta de filtro será direcionada para os biodigestores, com objetivo de gerar biometano para substituição do diesel, enquanto bagaço e palhiço seguem a rota convencional (caldeira de grelha rotativa – GR) para suprir a demanda de vapor e eletricidade da destilaria.

Os resultados abordados na sequência podem ser separados em três categorias. A primeira é sobre a geração e consumo de energia térmica e elétrica; a segunda irá abordar a produção de biometano e conseqüente substituição de óleo diesel; a última engloba os resultados financeiros.

Utilizando 100% da torta de filtro como insumo para a planta de biogás, a geração e demanda de vapor permanecem as mesmas do caso base (Tabela 4.3.). Para a energia elétrica, a geração é a mesma, porém a demanda apresentou um leve aumento, já que a planta de biogás também consome eletricidade. Esses valores se encontram na Tabela 4.4.

Tabela 4.4.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 1A

	Geração <i>MW.médio</i>	Demanda <i>MW.médio</i>	Excedente <i>MW.médio</i>
Eletricidade	43,5	16,5	27,0

Fonte: Acervo pessoal

O biometano gerado foi capaz de substituir 45,3% de todo o diesel consumido, conforme observado na Tabela 4.5. É um valor bastante relevante, porém, para atingir 100 % de substituição, será necessário utilizar mais insumos na planta de biogás, o que será endereçado nos próximos cenários. Em relação à equivalência entre biometano e diesel, foi utilizado a proporção 1 m³ biometano = 1 litro diesel. Sendo assim, a produção de biometano no cenário 1A foi de 4.782.645 Nm³/ano.

Tabela 4.5.: Substituição de óleo diesel para o Cenário 1A

	Demanda de diesel <i>L / ano</i>	Diesel substituído <i>L / ano</i>	% de substituição
100% torta de filtro	10.559.736	4.782.645	45,3%

Fonte: Acervo pessoal

Para os resultados financeiros, além do CAPEX, TIR e VPL, será utilizado o conceito de EBITDA (Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization) ou lucro antes dos juros, taxas, depreciação e amortização, que nada mais é do que a receita menos os custos operacionais. A Tabela 4.6. apresenta o delta CAPEX (diferença entre o investimento do cenário estudado – cogeração alternativa - em relação ao caso base – cogeração alternativa), delta EBITDA (diferença entre o EBITDA do cenário e do caso base), VPL e TIR.

Tabela 4.6.: Resultados financeiros para o Cenário 1A

	Δ CAPEX <i>M BRL</i>	Δ EBITDA <i>M BRL / ano</i>	TIR <i>%</i>	VPL <i>M BRL</i>
100% torta de filtro	58,5	31,8	26,0%	79,7

Fonte: Acervo pessoal

O aumento no CAPEX ocorre pela implantação da nova planta de biogás e a planta de *upgrading*. Além disso, há a aquisição e instalação de kits de conversão de diesel para biometano para os veículos automotores.

Por outro lado, o EBITDA aumenta, já que houve uma significativa redução do gasto com diesel.

Logo, analisando os valores da TIR (maior que a TMA de 11,6%) e do VPL (positivo), pode-se concluir que o cenário 1A apresenta viabilidade financeira e o investimento é justificável.

Um último ponto que é interessante ser comentado, é que, no cenário 1A, o teor de sólidos na planta de biogás é de 22,2%, o que exige um volume de água adicional de 15.739 m³/ano no processo.

4.2.1.2. Cenário 2A – Substituição de 100% do Diesel

O cenário que será apresentado na sequência visa a substituição de 100% do diesel. Para isso, manteve-se a configuração típica de cogeração convencional (100% do bagaço e palhiço responsável pela produção de vapor e eletricidade), enquanto a quantidade de vinhaça enviada para produção de biogás foi modulada para suprir única e exclusivamente a demanda de diesel. Sendo assim, nesse cenário ainda não haverá cogeração via biogás.

Uma análise de sensibilidade mostrou que, para substituir todo o consumo de diesel, 15% da vinhaça deveria ser enviada junto à torta de filtro para a planta de biogás.

Primeiramente, a Tabela 4.7. traz os resultados elétricos do cenário 2A.

Tabela 4.7.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 2A

	Geração <i>MW.médio</i>	Demanda <i>MW.médio</i>	Excedente <i>MW.médio</i>
Eletricidade	43,5	16,75	26,75

Fonte: Acervo pessoal

A geração permanece a mesma, pois o sistema de cogeração continua sendo alimentado apenas com bagaço e palhiço. A inclusão da vinhaça no processo gera um pequeno aumento no consumo elétrico nas plantas de biogás e biometano e conseqüente queda no volume de energia excedente.

Na sequência, a Tabela 4.8. mostrará os resultados em relação à demanda de diesel e sua substituição por biometano.

Tabela 4.8.: Substituição de óleo diesel para o Cenário 2A

	Demanda de diesel <i>L/ano</i>	Diesel substituído <i>L/ano</i>	% de substituição
100% tdf + 15% vinhaça	10.529.614	10.529.599	100,0%

Fonte: Acervo pessoal

Conforme previsto, a adição de 15% da vinhaça no processo foi suficiente para suprir a demanda de diesel em 100%, ou seja, todos os veículos utilizados no plantio, colheita e transporte serão abastecidos por biometano.

Por fim, a Tabela 4.9. apresenta os resultados financeiros do cenário 2A.

Tabela 4.9.: Resultados financeiros para o Cenário 2A

	Δ CAPEX	Δ EBITDA	TIR	VPL
	<i>M BRL</i>	<i>M BRL / ano</i>	%	<i>M BRL</i>
100% tdf + 15% vinhaça	87,1	71,4	34,6%	215,3

Fonte: Acervo pessoal

O CAPEX teve um incremento em relação ao cenário 1A, o que faz sentido, já que para processar a volume extra de vinhaça, o biodigestor será maior e mais caro. Além disso, a quantidade de kits de conversão para os veículos aumenta.

Em contrapartida, o EBITDA anual também aumenta, uma vez que foi possível eliminar o gasto com diesel.

Tais valores resultam em uma TIR de 34,6% e VPL de 215,3 milhões de reais, ou seja, a configuração do cenário 2A é mais atrativa financeiramente do que o cenário 1A.

Em comparação ao cenário 1A, o teor de sólidos do cenário 2A ficou em 6,6%, não sendo necessário um volume de água adicional no processo. Isso se deve ao fato da vinhaça ser um material composto majoritariamente de água.

Os cenários que serão apresentados na sequência irão adicionar uma nova etapa ao processo produtivo: a cogeração via biogás a partir de moto-geradores e HRSG. Isso porque a demanda de óleo diesel já foi completamente atendida, logo o biogás adicional produzido deverá seguir para geração de vapor e eletricidade.

4.2.1.3. Cenário 3A – Biogás 100% de Torta de Filtro e Vinhaça

Para o cenário 3A, como 100% da torta de filtro e 15% da vinhaça são utilizados para gerar biometano, os 85% restantes da vinhaça que não eram utilizados, agora irão seguir a rota da cogeração via biogás.

A caldeira de grelha rotativa (rota convencional) que processa bagaço e palhiço continuará produzindo a mesma quantidade de vapor do caso base, 2,753 milhões de t/ano. Agora, porém, haverá uma geração extra de vapor de baixa pressão através do sistema HRSG, uma geração de 260 mil t/ano. Este vapor substitui vapor de alta pressão que alimenta a turbina de contrapressão. O vapor não consumido pela turbina de contrapressão é redirecionado para a turbina de condensação, aumento ainda mais a geração de eletricidade.

Em relação à parte de energia elétrica, os resultados seguem na Tabela 4.10.

Tabela 4.10.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 3A

	Geração	Demanda	Excedente
	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>
Eletricidade	61,4	18,5	42,9

Fonte: Acervo pessoal

Com a carga extra de vinhaça e a inclusão da planta de cogeração via biogás, a demanda de eletricidade tem um aumento, porém a geração se torna muito maior, fazendo com que a quantidade excedente de energia elétrica disponível para venda seja ~60% maior em relação aos cenários 1A e 2A (subiu de ~27 para ~43 MW.médio).

A geração de biometano para suprir a demanda de diesel não se altera, continuando com uma taxa de substituição de 100%.

As alterações mais sensíveis estão na parte financeira, e os resultados serão apresentados na Tabela 4.11.

Tabela 4.11.: Resultados financeiros para o Cenário 3A

	Δ CAPEX	Δ EBITDA	TIR	VPL
	<i>M BRL</i>	<i>M BRL / ano</i>	<i>%</i>	<i>M BRL</i>
100% tdf + 100% vinhaça	445,2	89,3	11,4%	-5,7

Fonte: Acervo pessoal

Com a inserção da nova planta de cogeração *topping cycle* via biogás, a variação do CAPEX teve um aumento de mais de 500% em relação ao cenário 2A (passou de 87 para 445 M BRL). A variação do EBITDA, apesar de ter aumentado com a venda extra de eletricidade, não é suficiente para compensar o valor incremental no CAPEX.

Ao analisar o valor da TIR, é possível verificar que ela ficou ligeiramente abaixo da TMA de 11,6%, resultando em um VPL pouco negativo.

A configuração ótima de cogeração via biogás nesse cenário, de acordo com a Tabela 3.12. foi a configuração 15 – turbina a gás, modelo Taurus 65 da Solar Turbines (4 x 6,5 MW = 26 MW).

Para esse cenário, o teor de sólidos ficou em 5,4%, sem a necessidade de água adicional.

O cenário 3A apresenta retorno financeiro inferior àquele de biogás apenas para substituir diesel na frota. Entretanto, ainda pode ser viável com otimização do projeto para redução de CAPEX. Mas esta alternativa tem uma atratividade adicional: o fator ambiental.

A vinhaça é o principal resíduo do processo produtivo do etanol, pois é gerada em enorme quantidade, não possui valor agregado alto e apresenta uma alta demanda bioquímica de oxigênio, podendo ser um risco ambiental se não tratada e destinada corretamente. Nesse cenário, toda a produção de vinhaça recebe uma destinação dentro do próprio processo produtivo, gerando biogás e posteriormente biometano, vapor e eletricidade. Isso agrega valor ao resíduo e reduz seu impacto ambiental negativo.

4.2.1.4. Cenário 4A – Biogás de Todos os Resíduos

O objetivo do cenário 4A é utilizar todos os resíduos de interesse na rota do biogás. Assim, bagaço e palhiço se juntam à torta de filtro e vinhaça que vão para os biodigestores, eliminando a etapa de cogeração tradicional (GR + TV). Toda a demanda térmica e elétrica fica sob responsabilidade do sistema moto-gerador/HRSG.

Em relação à produção de vapor, a nova configuração de cogeração é capaz de gerar apenas 1,552 milhões de t/ano, sendo que a demanda da destilaria é 2,5 milhões de t/ano. Sendo assim, é necessário a utilização de uma caldeira elétrica auxiliar para produção de vapor complementar. A caldeira, por sua vez, possui elevado consumo de eletricidade, o que será refletido nos resultados apresentados na Tabela 4.12.

Tabela 4.12.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 4A

	Geração	Demanda	Excedente
	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>
Eletricidade	80,2	104,2	-24,0

Fonte: Acervo pessoal

Conforme pode ser observado, a demanda de energia elétrica sobe consideravelmente com a adição da caldeira elétrica (ela sozinha consome 76,3 *MW.médio*), e a geração não é suficiente para suprir essa demanda, fazendo com que seja necessário comprar, no mínimo, 24 *MW.médio* de energia do mercado livre.

A demanda de diesel continua, naturalmente, sendo atendida pela produção de biometano.

Em relação aos resultados financeiros, esse cenário é o que apresenta os piores resultados, conforme mostrado na Tabela 4.13.

Tabela 4.13.: Resultados financeiros para o Cenário 4A

	Δ CAPEX	Δ EBITDA	TIR	VPL
	<i>M BRL</i>	<i>M BRL / ano</i>	%	<i>M BRL</i>
100% de todos os materiais	1.241,8	-59,5	0,0%	-1.552,0

Fonte: Acervo pessoal

Utilizando 100% dos materiais para gerar biogás, os biodigestores devem aumentar muito sua escala, tornando-se muito caros. Além disso, é necessário a aquisição de uma caldeira elétrica para suprir a demanda de vapor do processo. Por isso, o delta CAPEX é tão elevado. Os novos equipamentos fazem com que o custo fixo com manutenção aumente e agora não há mais energia excedente para vender, muito pelo contrário, é preciso comprar energia da rede. Esses fatores combinados fazem com que as despesas sejam maiores do que a receita, gerando prejuízo financeiro. Tendo isso em visto, o cenário no qual utiliza-se 100% dos materiais para gerar biogás é economicamente inviável, fato confirmado pelos valores da TIR e do VPL.

Nenhuma alternativa de MCI e TG foi capaz de melhorar os resultados financeiros.

Com a adição do bagaço e do palhiço, o teor de sólidos aumenta (vai para 13,3%), porém não é necessário água adicional para o processo.

4.2.1.5. Cenário 5A – Configuração sem Importação de Eletricidade

Tendo em vista o impacto negativo da adição da caldeira elétrica no processo, o cenário 5A visa zerar a produção dessa caldeira, simulando as quantidades de bagaço e palhiço que devem seguir para a caldeira GR, enquanto o restante seria direcionado para a planta de biogás.

Chegou-se à conclusão de que, para zerar o consumo da caldeira elétrica, 66,0% do bagaço e palhiço devem permanecer na rota tradicional de cogeração (caldeira GR e turbina a vapor), enquanto os outros 34,0% seguem com a torta de filtro e a vinhaça para a planta de biogás. Essa configuração garante que a demanda de vapor é atendida, sendo desnecessário a utilização da caldeira elétrica. Os resultados são apresentados na Tabela 4.14.

Tabela 4.14.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 5A

	Geração <i>MW.médio</i>	Demanda <i>MW.médio</i>	Excedente <i>MW.médio</i>
Eletricidade	64,2	21,7	42,5

Fonte: Acervo pessoal

Com as modificações na alimentação da planta de biogás, enviando parte do bagaço e do palhiço de volta para a caldeira de grelha rotativa, a demanda de energia volta a patamares aceitáveis, e a geração é capaz de suprir tal demanda. Ainda há um excedente de 42,5 MW.médio que pode ser vendido, aumentando a receita.

Os resultados financeiros não indicam viabilidade econômica, porém são melhores que no cenário 4A. Os valores estão reunidos na Tabela 4.15.

Tabela 4.15.: Resultados financeiros para o Cenário 5A

	Δ CAPEX <i>M BRL</i>	Δ EBITDA <i>M BRL / ano</i>	TIR <i>%</i>	VPL <i>M BRL</i>
100% tdf e vinhaça; 34% bagaço e palhiço	706,5	80,5	5,8%	-254,4

Fonte: Acervo pessoal

O CAPEX diminui em relação ao cenário anterior, porém ainda é alto. Com a remoção da caldeira elétrica, o EBTIDA volta a ficar positivo, o que significa uma receita maior que as despesas. Por fim, a TIR menor que a TMA (5,8% < 11,6%) e o VPL negativo, indicam que esse cenário proposto não é economicamente atrativo.

A configuração ótima de cogeração via biogás nesse cenário, de acordo com a Tabela 3.12. foi a configuração 13 – turbina a gás, modelo MARS 1000 da Solar Turbines (6 x 11,25 MW = 67,5 MW).

O teor de sólidos foi de 8,4%, sem necessidade de água adicional.

4.2.1.6. Cenário 6A – Maximização da Coleta de Palhiço

Os cenários anteriores consideraram uma coleta de palhiço de 1,5%. De acordo com a literatura, esse valor pode chegar em até 50%. Esse será o valor considerado para o cenário 6A, sendo que todo o palhiço seguirá para a produção de biogás, juntamente com 100% de torta de filtro e vinhaça. O bagaço continua passando pela caldeira GR para gerar vapor e eletricidade.

Em relação à geração de vapor, o sistema HRSG será responsável por gerar 513 mil t/h de vapor, em comparação com as 260 mil t/h geradas no cenário 3A.

Para a geração elétrica, a produção será consideravelmente maior em comparação ao cenário 3A, resultando em uma maior exportação, conforme pode ser visto na Tabela 4.16.

Tabela 4.16.: Geração e demanda de eletricidade para o Cenário 6A

	Geração	Demanda	Excedente
	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>
Eletricidade	87,8	21,3	66,5

Fonte: Acervo pessoal

Já nos resultados financeiros, o desempenho do cenário 6A é inferior ao cenário 3A, como mostra a Tabela 4.17.

Tabela 4.17.: Resultados financeiros para o Cenário 6A

	Δ CAPEX	Δ EBITDA	TIR	VPL
	<i>M BRL</i>	<i>M BRL / ano</i>	<i>%</i>	<i>M BRL</i>
100% tdf, vinhaça e palhiço	955,3	71,5	1,7%	-528,2

Fonte: Acervo pessoal

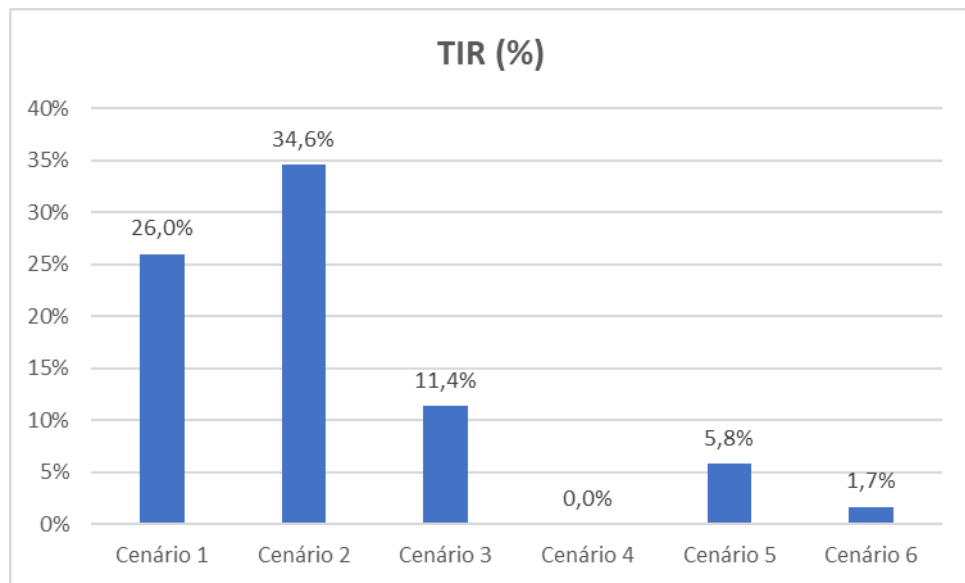
Em comparação com o cenário 3A, nota-se um aumento relevante no delta CAPEX, pois, com o insumo extra (palhiço) na planta de biogás, o sistema de cogeração (motorizador + HRSG) será mais robusto. Apesar do maior excedente de energia disponível para venda, o custo de manutenção acompanha a aumento do CAPEX, fazendo com que, no final das contas, o EBITDA do cenário 6A seja menor que do cenário 3A. Portanto, apesar de ser um cenário interessante tecnicamente, pois aproveita uma maior quantidade de palhiço, essa configuração não apresenta viabilidade econômica.

A configuração ótima de cogeração via biogás nesse cenário, de acordo com a Tabela 3.12. foi a configuração 11 – turbina a gás, modelo TITAN 250 da Solar Turbines (4 x 23,1 MW = 92,4 MW).

O teor de sólidos aumenta em relação ao cenário 3A (vai de 5,4 para 8,0%), uma vez que foi inserido mais palhiço no processo.

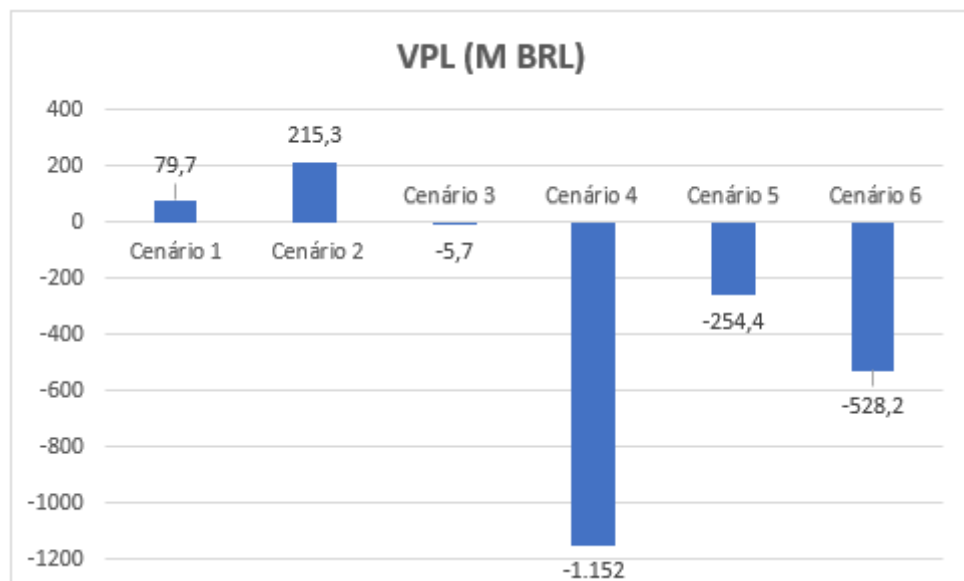
As Figuras 4.1. e 4.2. apresentam um comparativo de TIR e VPL, respectivamente, para os cenários de 1 a 6, considerando um consumo específico de 500 kg/tc (grupo A).

Figura 4.1.: Valores de TIR (%) para os cenários A



Fonte: Acervo pessoal

Figura 4.2.: Valores de VPL (M BRL) para os cenários A



Fonte: Acervo pessoal

4.2.2. Cenários com Consumo Específico de 280 kgv/tc (B)

Os cenários do grupo B são análogos aos do grupo A, ou seja, as condições são as mesmas, porém a premissa de consumo específico de vapor é distinta. Antes de apresentar os resultados, vale reforçar as condições de cada cenário:

- **Cenário 1B:** 100% da torta de filtro
- **Cenário 2B:** Substituição de 100% do diesel
- **Cenário 3B:** Biogás 100% de torta de filtro e vinhaça
- **Cenário 4B:** Biogás de Todos os Resíduos
- **Cenário 5B:** Configuração sem Importação de Eletricidade
- **Cenário 6B:** Maximização da Coleta de Palhiço

Em relação aos cenários 1B e 2B, o objetivo é suprir a demanda de diesel. Os resultados em termos de produção de biometano e substituição de diesel são os mesmos que já foram apresentados para os cenários 1A e 2A. O que difere entre eles é a geração de energia elétrica e, conseqüentemente, a exportação. Para os cenários B a geração foi de 62,4 *MW.médio*, enquanto para os cenários A foi de 43,5 *MW.médio*, um aumento de 43%. Isso ocorre porque com menos vapor passando pela TV de contra-pressão e direcionado para a condensação, a geração de eletricidade aumenta na cogeração convencional. Como o consumo de energia em ambos os casos é o mesmo, toda a eletricidade extra nos cenários B foi direcionada para venda.

Para os demais cenários, os resultados de geração de vapor e energia serão apresentados na Tabela 4.18.

Tabela 4.18.: Resultados de geração de vapor e eletricidade para os Cenários 3, 4, 5 e 6B

	Vapor GR	Vapor HRSG	Geração	Carga	Caldeira EE	Exportação
	<i>ktpa</i>	<i>ktpa</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>	<i>MW.médio</i>
Cenário 3B	2.753	260	80,3	18,5	0,0	61,8
Cenário 4B	0	1.085	102,7	53,2	25,3	49,4
Cenário 5B	487	932	95,4	26,3	0,0	69,1
Cenário 6B	2.674	435	108,5	21,3	0,0	87,2

Fonte: Acervo pessoal

Vapor GR é o vapor gerado na caldeira de grelha rotativa (rota convencional de cogeração), enquanto Vapor HRSG é o vapor gerado através da rota alternativa (utilizando biogás).

De forma geral, a principal diferença entre os cenários B e A é que, nos cenários B a geração de energia elétrica é consideravelmente maior, fazendo com que a exportação também aumente. Isso ocorre por conta do consumo específico de vapor (CE). No cenário A o consumo é 500 kgv/tc, sendo o consumo total da destilaria 2,5 milhões de tv/ano; já no cenário B, com um CE de 280 kgv/tc, a destilaria consome 1,4 milhões de tv/ano (44% a menos). Como a demanda de vapor é menor, o excedente é direcionado para a turbina de condensação, responsável por gerar a eletricidade adicional.

Especificamente sobre o cenário 4B, no qual utiliza-se 100% de todos os resíduos (torta de filtro, vinhaça, bagaço e palhiço) para produzir biogás, assim como no cenário 4A, a demanda de vapor não é atendida, sendo necessário a utilização de uma caldeira elétrica. A grande diferença é que, enquanto no cenário 4A havia um déficit de eletricidade (a geração não supria a carga, sendo necessário comprar energia do mercado livre), aqui no cenário B a geração consegue atender à carga e ainda há uma exportação de 49,4 MW.médio.

Por fim, vale destacar que no cenário 5B, para zerar o consumo da caldeira elétrica, 17% do bagaço e do palhiço tiveram que sair da rota do biogás e retornar para a caldeira GR, enquanto no cenário 5A foi necessário enviar 66% do bagaço e palhiço.

Apresentados os resultados de geração de vapor e eletricidade, resta agora abordar os resultados financeiros do grupo B.

Assim como no grupo A, os cenários 1B e 2B são aqueles que apresentam a maior viabilidade econômica, com TIR de 26,0 e 34,6%, respectivamente.

Para os demais cenários, os resultados se encontram na Tabela 4.19.

Tabela 4.19.: Resultados financeiros para os Cenários 3, 4, 5 e 6B

	Δ CAPEX	Δ EBITDA	TIR	VPL
	<i>M BRL</i>	<i>M BRL / ano</i>	<i>%</i>	<i>M BRL</i>
Cenário 3B	434,2	89,6	11,7%	4,7
Cenário 4B	812,3	55,8	0,9%	-476,0
Cenário 5B	910,3	88,7	4,4%	-391,5
Cenário 6B	811,8	79,6	4,4%	-346,7

Fonte: Acervo pessoal

Em relação aos resultados financeiros, vale destacar o cenário 3B (aquele que utiliza 100% da torta de filtro e da vinhaça para produção de biogás). Ele apresenta TIR > TMA (11,7% > 11,6%) e VPL positivo, indicando que possui viabilidade econômica,

diferentemente do cenário análogo 3A, que apresentou TIR de 11,4% e VPL levemente negativo. Para os outros cenários, a tendência se manteve em relação ao grupo A. Todos eles apresentam inviabilidade econômica.

De acordo com a Tabela 3.12. a configuração de cogeração ótima para o cenário 3B foi a configuração 15 – turbina a gás Taurus 65 da Solar Turbines (4 unidades), enquanto para os cenários 4, 5 e 6B, a melhor opção foi a 21 – Turbina a gás LM 6000 PH da GE Gas Power, sendo 2 (duas) unidades cada para os cenários 4B e 5B e uma única turbina para o cenário 6B.

5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES

Utilizando diversas premissas e parâmetros de processo e realizando uma série de cálculos em planilha eletrônica, foi possível simular e avaliar a viabilidade técnica e econômica de uma nova rota para geração de vapor e eletricidade no processo produtivo do etanol de cana-de-açúcar.

A utilização do bagaço-de-cana, palhiço, torta de filtro e vinhaça para gerar biogás e posteriormente, através de moto-geradores e um sistema HRSG (*Heat Recovery Steam Generator*), produzir vapor e eletricidade, se mostrou tecnicamente viável. Além disso, parte do biogás pode ser utilizada para substituir o óleo diesel consumido em máquinas e caminhões presentes nas etapas de plantio, colheita e transporte da cana.

A partir da estimativa de custos (CAPEX e OPEX) e receitas, utilizando indicadores como o VPL (Valor Presente Líquido) e a TIR (Taxa Interna de Retorno), avaliou-se a viabilidade econômica das rotas propostas. Conforme discutido no capítulo anterior, os cenários que visam, prioritariamente, a produção de biometano para substituição do diesel, são os cenários com as melhores viabilidades econômicas: Tanto para o grupo A (consumo específico de 500 kgv/tc) quanto para o grupo B (280 kgv/tc), o cenário com os melhores resultados foi o cenário 2, que utiliza toda a torta de filtro e 15% da vinhaça para gerar biometano e substituir 100% do diesel; a TIR e o VPL para esse cenário foram 34,6% e 215,3 milhões de reais, respectivamente. Os demais cenários, aqueles que envolvem a produção de biogás para cogeração de vapor e eletricidade, esbarraram no alto investimento necessário para implementar um sistema de biodigestores e cogeração através de moto-gerador e HRSG.

Entretanto, o aspecto ambiental também deve ser levado em consideração, uma vez que é extremamente vantajoso o aproveitamento principalmente da vinhaça no processo produtivo, aumentando seu valor agregado e reduzindo o impacto ambiental negativo que tal resíduo pode gerar. No mais, vale ressaltar que a rota tecnológica proposta é capaz de substituir o consumo de óleo diesel (combustível fóssil) da frota por biometano, reduzindo a pegada de carbono do processo produtivo do etanol de cana.

Para trabalhos futuros, sugere-se a aprimoração das premissas técnicas e financeiras. Em relação às técnicas, é interessante obter dados experimentais de algumas etapas do processo, principalmente da produção de biogás a partir dos componentes supracitados; já para a parte financeira, é sempre aconselhável utilizar os dados mais recentes possível para

estimar custos de equipamentos e processos. Tais fatores contribuirão para a obtenção de resultados mais precisos e confiáveis.

A maximização do uso de resíduos para geração e venda de eletricidade não se mostrou tão competitiva. A produção de biometano para venda em gasodutos ou como GNL deve ser avaliada, e tem maior remuneração que a venda da eletricidade, sendo este um arranjo de negócios a ser avaliado.

O desenvolvimento de iniciativas para melhoria do rendimento de carbono da transformação de biomassa sólida para biogás deve ser realizado, seja com o desenvolvimento de enzimas ou otimização do TRH dos reatores (a aplicação de pré-hidrólise do substrato sólido reduziria o tempo de processamento da biomassa, reduzindo assim o TRH).

Adicionalmente, a busca por hidrogênio de fontes renováveis é cada vez mais buscado como estratégia de descarbonização de processos industriais. O biometano também pode ser fonte de CH_4 e este de H_2 . O carbono precipitado pode ser depositado em reservatórios subterrâneos como forma de captura de carbono.

E finalmente, o biogás (CH_4+CO_2) pode ser utilizado com processos catalíticos para a produção de gás sintético ($\text{CO}+\text{H}_2$) e a partir deste gerar qualquer hidrocarboneto. Assim, produtos de maior valor agregado podem ser feitos viabilizando a geração de biogás na indústria sucroalcooleira.

6. REFERÊNCIAS

ANDRADE, Vanessa. Cogeração cresce 1,2% no Brasil em 2020. 2021. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53163062/cogeracao-cresce-12-no-brasil-em-2020>. Acesso em: 26 mar. 2023.

AVALIAÇÃO da cadeia do etanol da cana-de-açúcar. Disponível em: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/18555/18555_4.PDF. Acesso em: 25 mar. 2023.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Calculadora do cidadão. Disponível em: <https://www3.bcb.gov.br/CALCIDADA0/publico/corrigirPorIndice.do?method=corrigirPorIndice>. Acesso em: 26 mar. 2023.

BIMESTRE, Thiago Averaldo. COGERAÇÃO DE ENERGIA COM MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA. 2012. 85 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual Paulista, Guaratinguetá, 2012.

CAMARGO, Renata Freitas de. Valor Presente Líquido (VPL). 2017. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/valor-presente-liquido-vpl/>. Acesso em: 25 mar. 2023.

CAMARGO, Renata Freitas de. Valor Presente Líquido (VPL). 2017. Disponível em: <https://www.treasy.com.br/blog/taxa-interna-de-retorno-tir/>. Acesso em: 25 mar. 2023.

CIBIOGAS. O QUE É BIOGÁS? Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/o-que-e-biogas/>. Acesso em: 26 mar. 2023.

CIBIOGAS. PRODUÇÃO DE BIOGÁS: O QUE SÃO BIODIGESTORES E COMO PRODUIZIR BIOGÁS? Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/producao-de-biogas-o-que-sao-biodigestores-e-como-gerar-biogas/>. Acesso em: 28 mar. 2023.

CONAB - COMPANHIA NACIONAL DE ABASTCIMENTO. Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar, Brasília, DF, v. 9, n. 3 dezembro 2022.

CANILHA, L et al. Caracterização do bagaço de cana-de-açúcar in natura, extraído com etanol ou ciclohexano/etanol. 2007. Disponível em: <http://www.abq.org.br/cbq/2007/trabalhos/11/11-570-713.htm>. Acesso em: 26 mar. 2023.

ENDS WASTE & BIOENERGY. MT-Energie begins insolvency proceedings. Disponível em: <https://www.endswasteandbioenergy.com/article/1316700/mt-energie-begins-insolvency-proceedings>. Acesso em: 29 mar. 2023.

ENERGIA E BIOGÁS. Biodigestor - Modelo CSTR. 2022. Disponível em: <https://energiaebiogas.com.br/biodigestor-modelo-cstr>. Acesso em: 28 mar. 2023.

ESALQ - USP. Indicador Etanol. Disponível em: <https://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/etanol.aspx>. Acesso em: 26 mar. 2023.

ESC (ENERGY SOLUTIONS CENTER). Understanding CHP. Disponível em: <https://understandingchp.com/chp-applications-guide/4-chp-technologies/>. Acesso em: 29 mar. 2023.

GAS BRASILEIRO. MANUAL DE INSTALAÇÕES - GÁS NATURAL. Disponível em: <https://www.gasbrasileiro.com.br/media/upload/manual.pdf>. Acesso em: 09 abr. 2023.

GAS TURBINE WORLD 2018 GTW HANDBOOK. Estados Unidos: Gas Turbine World, v. 33, 2018.

GE GAS POWER. Aeroderivative and heavy-duty gas turbines. Disponível em: <https://www.ge.com/gas-power/products/gas-turbines/>. Acesso em: 29 mar. 2023.

IBGE. Produção de Cana-de-açúcar. 2022. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/explica/producao-agropecuaria/cana-de-acucar/br>. Acesso em: 26 mar. 2023.

ILÁRIO, Carla Valerio et al. OTIMIZAÇÃO DO PROCESSO DE SACARIFICAÇÃO DO BAGAÇO DE CANA E DE MALTE POR HIDRÓLISE ÁCIDA. São Carlos: Ufscar, 2018.

INNIO. Motores alternativos a gás. Disponível em: <https://www.innio.com/pt/produtos>. Acesso em: 29 mar. 2023.

KAWASAKI. CHP - Cogeração / energia distribuída. Disponível em: https://global.kawasaki.com/br/energy/solutions/distributed_power/index.html. Acesso em: 26 mar. 2023.

LETTINGA, G.; Anaerobic digestion and wastewater treatment systems. Antonio Leeuwenhoek 67, 3-28. 1995.

LIMA, Wagner da Silva. Parâmetros para tecnológicos e investimentos em usinas termelétricas e biogás. Conversas sobre tecnologia de biogás, biometano, cogeração e geração termelétrica com Wagner da Silva Lima durante o desenvolvimento deste trabalho. 2021-2023.

LIMA, Wagner da Silva et al. ESTUDO CINÉTICO DA PRODUÇÃO DE BIOMETANO DE CANA-DE-AÇÚCAR E CANA-ENERGIA. In: V SIMPÓSIO INTERNACIONAL SOBRE GERENCIAMENTO DE RESÍDUOS AGROPECUÁRIOS E AGROINDUSTRIAIS, 5., 2017, Foz do Iguaçu. Anais do V Simpósio Internacional sobre Gerenciamento de Resíduos Agropecuários e Agroindustriais. Concórdia: Sbera, 2017. p. 280-283.

MEESI. Produção Combinada de Energia Mecânica e Elétrica. Disponível em: <https://www.meesi.pt/medidas-transversais/capitulo-5-producao-combinada-de-energia-mecanica-e-eletrica>. Acesso em: 29 mar. 2023.

NOVA CANA. As usinas de Açúcar e Etanol do Brasil. 2023. Disponível em: https://www.novacana.com/usinas_brasil. Acesso em: 26 mar. 2023.

NOVA CANA. (27 de Agosto de 2014). Contextualização histórica do etanol. Disponível em: <https://www.novacana.com/estudos/contextualizacao-historica-do-etanol-120913>. Acesso em 29 mar. 2023.

OPRA. Gas Turbine. Disponível em: <https://www.opra.energy/gas-turbine/>. Acesso em: 29 mar. 2023.

PARANHOS, S. B. (Coord.). Cana-de-açúcar: cultivo e utilização. Campinas: Fundação Cargill, 1987.

SALES, L da S. Viabilidade Técnico-Econômica de Sistemas de Cogeração para Atender a Demandas Elétricas, Térmicas e de Refrigeração em Aplicações de Médio e Pequeno Porte. 2008. 385 f. Tese (Doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2008

SIEMENS ENERGY. SGT-600. Disponível em: <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt-600.html>. Acesso em: 29 mar. 2023.

TAKAKI, Alessandro Tomio. ANÁLISE DO APROVEITAMENTO DO GÁS NATURAL EM INDÚSTRIAS FRIGORÍFICAS. 2006. 159 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Unesp, Ilha Solteira, 2006.

THEODORO, Giulia Silva. ANÁLISE DO CICLO DE VIDA DO ETANOL PRODUZIDO EM UMA DESTILARIA AUTÔNOMA. 2020. 73 f. TCC (Graduação) - Curso de

Engenharia Química, Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2020.

VITTI, G. C.; OLIVEIRA, D. B. de; QUINTINO, T. A. Micronutrientes na cultura da cana-de-açúcar. In: SEGATO, S. V. et al. (Org.). Atualização em produção de cana-de-açúcar. Piracicaba: CP 2, 2006. p. 121-138.

WÄRTSILÄ. Engine Power Plants. Disponível em: <https://www.wartsila.com/energy/solutions/engine-power-plants>. Acesso em: 29 mar. 2023.

ZORG BIOGAS. BIOMETHANE UPGRADE. Disponível em: <https://zorg-biogas.com/equipment/biogas-upgrade>. Acesso em: 29 mar. 2023.

7. ANEXOS

ANEXO 1 - Parâmetros de cogeração com MCI e HRSG (UNDERSTANDING CHP)

CHP - Parameters

	Cost and Performance Characteristics	Unit	1	2	3	4	5
1	Baseload Electric Capacity	<i>kW</i>	100	633	1.121	3.326	9.341
2	Total Installed Cost in 2013	<i>USD / kW</i>	2.900	2.837	2.366	1.801	1.433
3	Total Installed Cost in 2021	<i>USD / kW</i>	3.698	3.617	3.017	2.296	1.827
4	Electrical Heat Rate, HHV	<i>Btu / kWh</i>	12,637	9,896	9,264	8,454	8,207
5	Electrical Efficiency, HHV	%	27,00%	34,50%	36,80%	40,40%	41,60%
6	Engine Speed	<i>rpm</i>	2.500	1.800	1.800	1.500	720
7	Fuel Input, HHV	<i>MM Btu / hr</i>	1,26	6,26	10,38	28,12	76,66
8	Required Fuel Gas Pressure	<i>psid</i>	0.4-1.0	>1.16	>1.74	>1.74	75
9	CHP Characteristics						
10	Exhaust Flow	<i>1.000 lb / hr</i>	1,2	7,9	13,7	40,2	120,0
11	Exhaust Temperature	<i>Fahrenheit</i>		941	797	721	663
12	Heat Recovered from Exhaust	<i>MM Btu / hr</i>	0,21	1,48	2,00	5,03	10,00
13	Heat Recovered from Cooling Jacket	<i>MM Btu / hr</i>	0,46	0,72	1,29	1,63	4,27
14	Heat Recovered from Lube System	<i>MM Btu / hr</i>	Incl.	0,27	0,44	1,12	5,00
15	Heat Recovered from Intercooler	<i>MM Btu / hr</i>	n/a	0,31	0,59	2,89	7,54
16	Total Heat Recovered	<i>MM Btu / hr</i>	0,67	2,78	4,32	10,67	26,81
17		<i>kW</i>	196	815	1266	3.126	7.857
18	Fuel Input	<i>kW</i>	370	1.835	3.046	8.233	22.454
19	Thermal Efficiency, HHV	%	52,9%	44,4%	41,6%	38,0%	35,0%
20	CHP, HHV	%	79,9%	78,9%	78,4%	78,4%	76,6%

<https://understandingchp.com/chp-applications-guide/4-chp-technologies/>