



UNIVERSIDADE FEDERAL RURAL DE PERNAMBUCO
UNIDADE ACADÊMICA DO CABO DE SANTO AGOSTINHO
BACHARELADO EM ENGENHARIA MECÂNICA

SAMUEL BEZERRA DA GAMA NETO

Avaliação da viabilidade energética e exergética de um sistema de cogeração em uma
usina sucroalcooeira no estado de Pernambuco

Cabo de Santo Agostinho – PE

2021

SAMUEL BEZERRA DA GAMA NETO

Avaliação da viabilidade energética e exergética de um sistema de cogeração em uma usina sucroalcooeira no estado de Pernambuco

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Orientador: Prof. Dr. Adriano da Silva Marques

Cabo de Santo Agostinho – PE

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal Rural de Pernambuco
Sistema Integrado de Bibliotecas
Gerada automaticamente, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- N469aa Neto, Samuel Bezerra da Gama
 Avaliação da viabilidade energética e exergética de um sistema de cogeração em uma usina sucroalcooeira no estado de Pernambuco / Samuel Bezerra da Gama Neto. - 2021.
 57 f. : il.
- Orientador: Adriano da Silva Marques.
 Inclui referências.
- Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Universidade Federal Rural de Pernambuco, Bacharelado em Engenharia Mecânica, Cabo de Santo Agostinho, 2022.
1. Análise térmica. 2. Bagaço de cana de açúcar. 3. Cogeração. 4. Exergia. 5. Fontes alternativas. I. Marques, Adriano da Silva, orient. II. Título

CDD 620.1

SAMUEL BEZERRA DA GAMA NETO

Avaliação da viabilidade energética e exergetica de um sistema de cogeração em uma usina sucroalcooeira no estado de Pernambuco

Monografia apresentada ao Curso de Graduação em Engenharia Mecânica da Unidade Acadêmica do Cabo de Santo Agostinho da Universidade Federal Rural de Pernambuco para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica.

Aprovado em: 08 de dezembro de 2021.

Banca examinadora

Prof. Dr. Adriano da Silva Marques

Orientador - UFRPE/UACSA

Prof. Dr. Álvaro Antônio Ochoa Villa

Examinador externo - IFPE/RECIFE

Prof. Dr. Oswaldo Hideo Ando Junior

Examinador interno - UFRPE/UACSA

DEDICATÓRIA

Minha mãe.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por ser fortaleza e me guiar nos momentos de incertezas e pelo fruto de muitas conquistas.

Aos meus pais, Madalena e José Carlos, pela coragem, dedicação e amor. Por me ajudar a trilhar várias etapas para que este momento pudesse acontecer.

Aos meus irmãos, Vinícius e Lívia, pela inspiração e por saber que juntos podemos alcançar os nossos sonhos.

Aos meus familiares, por compreenderem os momentos de ausência e pelos momentos de suporte e descontrações.

Aos meus amigos, Ana, Eduardo e Juliana, por terem convivido estes anos de graduação e por todos os momentos compartilhados.

A todos os amigos de graduação, por juntos conseguirmos enfrentar as dificuldades e por partilhar as experiências de vida.

Ao meu professor orientador, Prof. Dr. Adriano Marques, e em seu nome agradeço a todo corpo docente da UACSA, por estarem dispostos a dividir suas experiências e conhecimentos.

Por fim, agradeço a todos os demais amigos, que estiveram comigo durante esta jornada.

RESUMO

A demanda em vários setores sobre o consumo de energia elétrica e as preocupações dos impactos ambientais da exploração e uso do combustível fóssil, tem incentivado o estudo sobre diversas fontes alternativas de energia, entre elas, a energia eólica, fotovoltaica, biomassa e hídrica. A utilização da biomassa como o bagaço de cana de açúcar no Brasil é uma opção tecnicamente viável e que pode diminuir a emissão de gases de efeito estufa. Com isto, o estudo consiste na análise energética e exérgica para uma configuração simplificada de uma usina sucroalcooleira, localizada no estado de Pernambuco, com capacidade de geração de energia elétrica de 11,8 MWh pela queima de bagaço de cana de açúcar com 50% de umidade. Deste modo, para as análises foram considerados os dados dos equipamentos, parâmetros da planta e referências encontradas na literatura para casos semelhantes. A análise do processo de combustão no conjunto de caldeiras determinou o poder calorífico superior de 10,299 MJ/kg para uma massa molar de 14,26 kg/kmol do bagaço, sendo, a eficiência térmica do conjunto de caldeiras de 61,5%. A análise energética dos conjuntos de turbinas de geração e do conjunto de turbinas de acionamento resultou em 8974 kW e 1980 kW, respectivamente, para as potências de eixo. Pela análise exérgica foi encontrado que a maior parcela de exergia destruída está no conjunto de caldeiras (85,34%), no condensador (8,59%) e no conjunto de turbinas de geração (4,66%). A eficiência exérgica da planta (5%) demonstra a necessidade de projetos de melhorias de desempenho.

Palavras-chave: análise térmica; bagaço de cana de açúcar; cogeração; exergia; fontes alternativas.

ABSTRACT

The demand on the consumption of electricity in various sectors and the concerns about the environmental impacts of exploration and use of fossil fuel, has encouraged the study of various alternative energy sources, including wind, photovoltaic, biomass and hydropower. The use of biomass such as sugarcane bagasse in Brazil is a technically viable option that can reduce the emission of greenhouse gases. Thus, the study consists of an energy and exergetic analysis for a simplified configuration of a sugarcane plant, located in the state of Pernambuco, with an electric power generation capacity of 11.8 MWh by burning sugarcane bagasse with 50% of moisture. Thus, for the analysis, equipment data, plant parameters and references found in the literature for similar cases were considered. The analysis of the combustion process in the set of boilers determined the high heat value of 10,299 MJ/kg for a molar mass of 14.26 kg/kmol of bagasse, with the thermal efficiency of the set of boilers being 61.5%. The energy analysis of the generating turbine set and the drive turbine set resulted in 8974 kW and 1980 kW, respectively, for the shaft powers. Through the exergetic analysis it was found that the largest portion of exergy destroyed is in the set of boilers (85.34%), in the condenser (8.59%) and in the set of generation turbines (4.66%). The plant's exergetic efficiency (5%) demonstrates the need for performance improvement projects.

Keywords: alternative sources; cogeneration; exergy; sugar cane bagasse; thermal analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Diagrama esquemático do conceito de cogeração.	22
Figura 2 – Esquema de equilíbrio de energia de uma planta de trigeriação.	24
Figura 3 – Tipos e tecnologias para geração distribuída.	25
Figura 4 – Percentual de usinas termelétricas por tipo de biomassa.	29
Figura 5 – Configuração esquemática da planta.....	31
Figura 6 – Configuração simplificada da planta.....	33
Figura 7 – Diagrama de blocos do código computacional.	43
Figura 8 – Diagrama T-s da usina sucroalcooeira.	46
Figura 9 – Resultado para eficiência exergetica.	48
Figura 10 – Resultado para o percentual de exergia destruída.	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tecnologia base para cogeração.	23
Tabela 2 – Unidades consumidoras com geração distribuída outubro/2021.	26
Tabela 3 – Comparação das principais alterações entre a REN nº 482/2012 e a REN nº 687/2015.	27
Tabela 4 – Parcela do suprimento total de energia mundial por fonte do ano de 2019..	28
Tabela 5 – Informações dos equipamentos.....	33
Tabela 6 – Parâmetros de entrada.	34
Tabela 7 – Balanço de massa por equipamento.....	35
Tabela 8 – Balanço de energia por equipamento.....	37
Tabela 9 – Constantes para o calor específico por substância.....	38
Tabela 10 – Eficiência de 1ª lei e isentrópica para as bombas e conjunto de turbinas...	40
Tabela 11 – Fração molar ambiental para os gases de exaustão.	41
Tabela 12 – Exergia do combustível e do produto para todos os componentes.....	42
Tabela 13 – Resultado das propriedades termodinâmicas, exergia e taxa de exergia. ...	45
Tabela 14 – Resultado para a análise exérgica.	47

LISTA DE EQUAÇÕES

Equação 1	34
Equação 2	35
Equação 3	36
Equação 4	36
Equação 5	36
Equação 6	38
Equação 7	38
Equação 8	38
Equação 9	38
Equação 10	39
Equação 11	39
Equação 12	39
Equação 13	40
Equação 14	40
Equação 15	40
Equação 16	41
Equação 17	41
Equação 18	41
Equação 19	41
Equação 20	42
Equação 21	42
Equação 22	42
Equação 23	43
Equação 24	45

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCA	Bagaço de Cana de Açúcar
BST	Biomassa para Turbina a Vapor
CALD	Caldeira
CCGT	<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>
CCHP	Sistema de Resfriamento, Aquecimento e Potência Combinados
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CHP	Sistema de Potência e Calor Combinados
CON	Condensador
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
DES	Dessuperaquecedor
EES	<i>Engineering Equation Solver</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
GTCC	Biomassa Integrada ao Ciclo de Turbina a Gás
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
Proinfa	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa

LISTA DE SÍMBOLOS

\dot{m}	Fluxo de massa (kg/s)
ΔE	Varição da energia total (kW)
ΔU	Varição da energia interna (kW)
ΔKE	Varição da energia cinética (kW)
ΔPE	Varição da energia potencial gravitacional (kW)
\dot{Q}	Taxa de transferência de calor (kW)
\dot{W}	Potência (kW)
h	Entalpia específica (kJ/kg)
V	Velocidade (m/s)
g	Aceleração da gravidade (m/s ²)
z	Altura (m)
n	Número de mols (kmol)
\bar{h}_f^0	Entalpia de formação no estado de referência (kJ/kmol)
$\Delta \bar{h}$	Varição de entalpia (kJ/kmol)
\bar{C}_p	Calor específico (kJ/kmol.K)
T	Temperatura (°C ou K)
η_t	Eficiência térmica (%)
PCS	Poder calorífico superior (kJ/kg combustível)
PCI	Poder calorífico inferior (kJ/kg combustível)
h_{lv}	Entalpia de vaporização (kJ/kg)
m	Massa (kg)
η_s	Eficiência isentrópica (%)
s	Entropia específica (kJ/kg.K)
e_x	Exergia (kJ/kg)
e_{ch}	Exergia química (kJ/kg)
β	Razão entre a exergia química e o poder calorífico
\bar{e}_{ph}	Exergia física (kJ/kmol)
\bar{R}	Constante universal dos gases (kJ/kmol.K)
y_i	Fração molar
y_i^e	Fração molar no ambiente
\dot{E}_D	Taxa de exergia destruída (MW)

LISTA DE SÍMBOLOS

\dot{E}_P	Exergia do produto (MW)
\dot{E}_C	Exergia do combustível (MW)
ε	Eficiência exergética (%)
γ	Percentual de exergia destruída (%)

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	16
1.2	OBJETIVO GERAL	17
1.3	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2	ESTADO DA ARTE	19
3	REFERÊNCIAL TEÓRICO	22
3.1	COGEREAÇÃO, TRIGERAÇÃO E POLIGERAÇÃO	22
3.2	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	24
3.3	LEGISLAÇÃO BRASILEIRA	26
3.4	FONTES DE ENERGIA	28
4	METODOLOGIA	31
4.1	DESCRIÇÃO DO PROBLEMA	31
4.2	MODELAGEM TERMODINÂMICA	34
4.2.1	Hipóteses simplificadoras	34
4.2.2	Balço de massa	34
4.2.3	Balço de energia	36
4.2.4	Eficiência energética	39
4.2.5	Exergia destruída	40
4.3	FERRAMENTA DE DIAGNÓSTICO DE EFICIÊNCIA	43
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	45
6	CONCLUSÃO	50
	REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Em todo o mundo, a energia é consumida para produzir calor e eletricidade em setores como indústria, construção e agricultura (MARTINEZ *et al.*, 2017). Onde, a fonte energética mais utilizada para a produção de energia elétrica é proveniente de fontes fósseis e não renováveis como o petróleo, o carvão mineral e o gás natural (NASCIMENTO; ALVES, 2016).

De acordo com Taranto *et al.* (2017), as preocupações com o meio ambiente, com a confiabilidade do abastecimento de energia, com a eficiência energética e redução de perdas, têm motivado uma tendência mundial no sentido de modernizar as redes de distribuição e um crescente uso de geração distribuída.

À medida que as demandas de energia aumentaram, a redução dos recursos de energia fóssil e a emissão de gases de efeito estufa forneceram razões para desenvolver e utilizar tecnologias de energia renovável e sustentável (KIM; YOON, 2016).

As centrais elétricas tradicionais a combustível fóssil têm menos eficiência e são responsáveis pela emissão de grandes quantidades de gases de efeito estufa (ROY *et al.*, 2019). Comparando com o combustível fóssil, a energia renovável oferece muitas vantagens, além da troca de combustível, inclui a disponibilidade relativa de diversos recursos renováveis, o acesso, a modularidade e o potencial de novas formas de tecnologia (BURKE; STEPHENS, 2018).

Conforme Ding *et al.* (2018), a seleção da tecnologia de energia renovável depende dos tipos de recursos que estão convenientemente disponíveis devido à vantagem geográfica, recursos humanos e tecnológicos que o país possui. O qual a energia solar, eólica, geotérmica, biomassa, como também calor residual são alternativas para substituir o combustível fóssil (BELLOS; TZIVANIDIS, 2018).

Segundo Ehsan e Yang (2018), a eletricidade é tradicionalmente fornecida por um sistema centralizado de geração de energia, o qual consiste em unidades geradoras de grande escala e uma extensa rede que transmite e distribui eletricidade. Em contrapartida, a geração distribuída é definida como uma geração de pequena escala, geralmente conectada ao nível de distribuição (ABDMOULEH *et al.*, 2017).

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica (ANEEL, 2016). Segundo Bezerra (2019), este segmento ganhou força somente após a adequação da legislação, a partir da Resolução Normativa ANEEL 482/2012 e aprimoramentos posteriores. No qual o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e podendo fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Utilizando sistemas de potência e calor combinados (CHP) é uma das soluções mais eficientes para resolver as questões relacionadas à energia (SHEYKHI *et al.*, 2019). Essa tecnologia gera eletricidade e calor, sendo útil também para aplicações domésticas e para empreendimentos, especialmente quando o sistema micro CHP é utilizado (RADENAHMAD *et al.*, 2020). De acordo com Nazari-Heris *et al.* (2017), o sistema CHP é capaz de diminuir a emissão de gases poluentes de 13-18%, em relação às usinas de geração térmica convencionais, que só produzem energia elétrica.

Na indústria sucroalcooeira, o bagaço produzido na moagem da cana-de-açúcar pode ser utilizado para gerar calor e eletricidade por meio do processo de cogeração (HILOIDHARI *et al.*, 2021). Conforme Wiesberg *et al.* (2021), as duas principais configurações de sistemas CHP movido a biomassa são: gaseificação de biomassa integrada ao ciclo de turbina a gás (GTCC) e a biomassa para turbina a vapor (BST).

Neste contexto, o presente trabalho tem como finalidade avaliar a viabilidade energética de uma usina sucroalcooeira, localizada na região nordeste do Brasil, com base nos dados operacionais de temperatura, pressão e vazão mássica do sistema de cogeração utilizado nesta indústria.

1.2 OBJETIVO GERAL

Avaliar a viabilidade energética de um sistema de cogeração em uma usina sucroalcooeira do estado de Pernambuco.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Coletar os dados de temperatura, pressão e vazão nas entradas e saídas dos equipamentos da planta industrial;
- Analisar o processo de combustão no conjunto de caldeiras;

- Calcular os valores de energia e exergia específica de todos os pontos do diagrama;
- Determinar a eficiência exérgica dos equipamentos e processos;
- Apresentar os valores de exergia destruída ao longo do processo.

2 ESTADO DA ARTE

López *et al.* (2018), analisou uma planta de cogeração com capacidade de 85 MW de uma usina sucroalcooleira localizada no estado no Mato Grosso e propôs uma integração com um coletor solar de Fresnel para o preaquecimento da água para uma consequente diminuição de combustível, com duas configurações. Para o sistema convencional a exergia destruída no gerador de vapor foi de 94,23%. Para a integração proposta, cerca de 10% do combustível foi salvo e a destruição de exergia global diminuiu 11% aproximadamente.

Pérez *et al.* (2018), realizou uma avaliação técnica e econômica de quatro cenários para sistema de cogeração utilizando bagaço de cana de açúcar. Os resultados demonstraram que o uso de reaquecimento aumenta 1,90% a eficiência exérgica, enquanto o aquecimento regenerativo aumenta de 5,03% até 8,06%. Em termos econômicos, o estudo conclui que um sistema de aquecimento regenerativo, com três regeneradores, é mais adequado do que a implementação de um sistema com reaquecimento.

Amezcuá-Allieri (2019), comparou a implementação técnico-econômica de um sistema de cogeração utilizando combustível fóssil ou bagaço de cana de açúcar como fonte de combustível em uma usina de açúcar localizada no sul do México. O estudo mostrou que existe uma grande vantagem na utilização do bagaço, onde o custo por unidade de energia produzida foi de 5,5 USD/GJ para o bagaço versus 14 USD/GJ para o combustível fóssil.

Carvalho *et al.* (2019), divulgou um estudo comparativo entre a emissão de carbono no processo de geração de energia através de uma usina de queima de bagaço, de capacidade de 1 kWh, e de uma usina com utilização de combustível fóssil de 500 MW. Os resultados mostraram que a usina de bagaço apresentou baixa emissão (0,227 kg CO₂-eq/kWh) quando comparada com a usina à diesel (1,06 kg CO₂-eq/kWh), concluindo que 0,833 kg CO₂-eq/kWh de emissão podem ser evitados com a mudança de combustível.

Singh (2019), estudou uma planta de cogeração localizada na Índia, onde a maior perda de energia foi identificada na fornalha da caldeira, seguido pelo condensador e o exaustor de gases. Na fornalha da caldeira 23,021% da energia de combustão é perdida, segundo o autor, devido a umidade presente no bagaço. Já na análise exérgica, a exergia destruída foi 68,219% para o mesmo equipamento, tendo a usina uma eficiência

energética de 61,60%. Por fim, um sistema de refrigeração por absorção foi integrado a planta, resultando em um aumento da eficiência energética e exergética respectivamente de 2,119% e 0,293% para a usina.

Bamisile *et al.* (2020), apresentou um estudo comparativo de um ciclo de potência a vapor para verificar a eficiência térmica de duas fontes diferentes de entrada, casca de arroz e o bagaço de cana de açúcar, aplicado a um sistema de multigeração, desenvolvido para gerar eletricidade, água quente, resfriamento e hidrogênio. A maior destruição de exergia foi registrada na caldeira para ambas fontes de biomassa. A eficiência geral energética e exergética do sistema foram 34,82% e 12% para a casca de arroz, e 68,29% e 21,85% para o bagaço de cana de açúcar. Concluindo que a performance do bagaço é significativamente melhor do que da casca de arroz.

Carraro *et al.* (2020), propôs um micro-Ciclo Rankine Orgânico com o objetivo de analisar as escolhas de projetos para alcançar um bom compromisso entre eficiência e baixo custo do sistema. Além de avaliar a variação dos parâmetros-chaves, como temperatura e taxa de fluxo de massa. O sistema resultante obteve o valor máximo de eficiência elétrica de 7,3%, com um fator de utilização de 62% até 93%, atingindo uma produção de energia de 2530 W.

Cavalcanti *et al.* (2020), analisou uma planta de cogeração movida por bagaço de cana de açúcar, localizada no nordeste do Brasil, a qual produz 22 MW de eletricidade líquida e 10,94 MW para aquecimento. As eficiências isentrópicas para a turbina de contrapressão e para turbina de extração de condensação foram 42,95% e 77,76% respectivamente. A análise exergética revelou que os maiores valores de exergia de combustível e produto estavam na fornalha, seguido do evaporador. A eficiência exergética do sistema foi de 18,73% e o maior valor de exergia destruída foi da fornalha com 61,57%, sendo também o componente com maior fator exergoambiental de 60,32%, concluindo a importância para melhorias quanto à formação de poluentes e o impacto da destruição de exergia.

Marques *et al.* (2020), apresentou três avaliações, por meio das análises energética, exergética e exergoconômica, para um sistema de micro geração que utiliza um motor de combustão interna a gás natural. Os maiores valores para irreversibilidades (61,24 kW) e dos custos da exergia destruída (21,56 BRL/h) foram notados no motor. Os

componentes mais sensíveis a melhorias pela análise exergoeconômica foram o gerador de vapor e o trocador de calor.

Furtado *et al.* (2020), propôs uma nova configuração para usinas de álcool e açúcar, comparando um sistema de potência convencional a um sistema de ciclo combinando de gás-vapor. Obtendo uma eficiência global para o sistema convencional de 6,8% e 17,8% para o sistema de ciclo combinado.

Marques *et al.* (2021), aplicou uma avaliação detalhada do ciclo de vida para um sistema de micro trigeração por meio dos métodos *Eco-indicator 99* e *ReCiPe*. Ambos os métodos apresentaram impactos ambientais similares, mas com diferentes valores absolutos. Os componentes com maiores impactos ambientais foram o motor de combustão interna, o gerador de vapor, o trocador de calor e a planta de biodiesel.

Piri *et al.* (2021), analisou a linha de evaporação e a produção de vapor e eletricidade de uma usina de processamento de açúcar, através da análise energética, exergética e exergoeconômica. A maior perda de energia foi identificada nos gases de exaustão da caldeira com 46,90%. A taxa total de perda de energia e exergia foram 14978,60 kW e 7481,37 kW respectivamente. E a exergia destruída total foi 55451,70 kW. Por fim, o estudo exergoeconômico, apontou a necessidade do melhoramento da performance da unidade da linha de evaporação em relação ao sistema de produção de vapor e eletricidade.

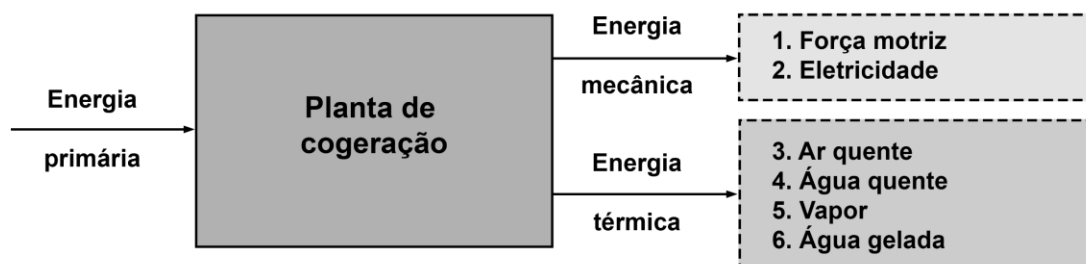
Wiesberg *et al.* (2021), divulgou um estudo sobre um sistema de cogeração de biorrefinaria queimando bagaço, com e sem captura e armazenamento de CO₂ do tipo pós-combustão. O custo da captura alcançou 262 USD/t, mas pode atingir 17,2 USD/t se limitações no setor agrícola forem desconsideradas.

3 REFERÊNCIAL TEÓRICO

3.1 COGEREAÇÃO, TRIGERAÇÃO E POLIGERAÇÃO

A cogeração compreende o processo de produção simultânea de duas ou mais formas de energia, térmica e mecânica, a partir de um único combustível, sendo possível obter um aproveitamento de 85% da energia primária contida no combustível (MOREIRA *et al.*, 2021). Conforme ilustrado na figura 1.

Figura 1 – Diagrama esquemático do conceito de cogeração.



Fonte: Moreira *et al.* (2021).

Conforme Breeze (2019), os sistemas de potência e calor combinados ou cogeração é uma tecnologia que foi reconhecida durante o início do desenvolvimento da indústria de geração de energia. Ainda de acordo com Breeze (2019), para pequena escala a eficiência se torna maior na questão da distribuição, geração privada e na facilidade locais com demanda de calor e eletricidade.

Segundo Petchers (2012) e Moreira *et al.* (2021), o dimensionamento de uma planta de cogeração pode ser realizado de duas maneiras:

- Sistema *topping cycle*: Caracterizado por utilizar a alta temperatura do fluido de trabalho para gerar eletricidade e em seguida utilizar o calor recuperado;
- Sistema *bottoming cycle*: A geração de base é a energia térmica, portanto, o fluido de trabalho é utilizado como uma fonte de calor a alta temperatura antes de ser usado para a geração de energia elétrica.

A cogeração não é uma tecnologia específica, mas é uma aplicação de tecnologias para atender às necessidades do usuário final para combinação do suprimento de energia (FLIN, 2010). A tabela 1, disponível em Beith (2011), lista as categorias gerais para sistemas de CHP.

Tabela 1 – Tecnologia base para cogeração.

Tecnologia CHP	Faixa de potência	Faixa de eficiência (%)	Eficiência para CHP (%)
CCGT	20 MW até 600 MW	30 – 55	85
Turbina a gás	2 MW até 500 MW	20 – 45	80
Turbina a vapor	500 kW até 100 MW	15 – 40	75
Motor alternativo	5 kW até 100 MW	25 – 40	95
Microturbina	30 kW até 250 kW	25 – 30	75
Células de combustível	5 kW até 1 MW	30 – 40	75
Motor Stirling	1 kW até 50 kW	10 – 25	80

Fonte: Adaptado de Beith (2011).

De acordo com Moreira *et al.* (2021), não existe um padrão para o dimensionamento de uma planta de cogeração, mas é necessário considerar os seguintes fatores:

- Demandas elétricas e térmicas;
- Temperaturas de processo;
- Perfil de consumo das utilidades de energia;
- Seleção de tecnologias disponíveis;
- Análise da interligação dos processos produtivos.

Para o caso de sistemas de trigeração, também chamados de sistemas de resfriamento, aquecimento e potência combinados (CCHP), consiste no uso de calor residual tanto para o aquecimento como também para o resfriamento (SHAH, 2018).

O calor em sistema de CCHP, pode ser utilizado no aquecimento de ambientes, produção de água quente ou para produzir vapor para aquecimento de processos, além disso pode ser utilizado para resfriamento, acionando um *chiller* de absorção (DINCER *et al.*, 2014).

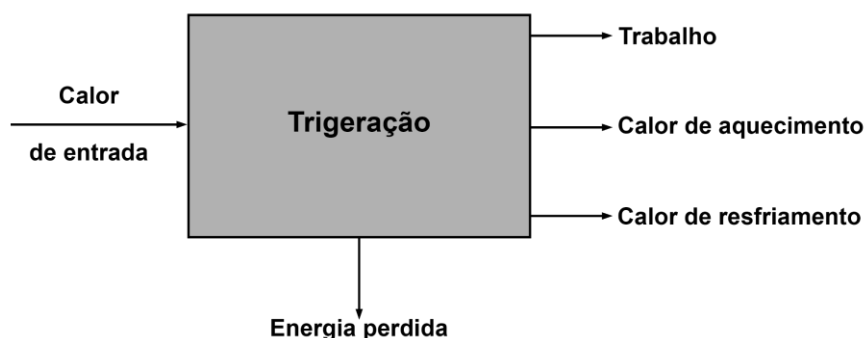
Conforme Dincer *et al.* (2017), os seguintes processos normalmente acontecem em uma planta de trigeração:

- Energia mecânica é produzida através de uma unidade de geração de energia, como as turbinas a gás;

- A energia mecânica é utilizada para mover um gerador elétrico;
- O calor residual sai da unidade de geração diretamente ou via materiais aquecidos como gases de exaustão.

Para Ren (2020), um sistema típico de trigeração é composto por cinco componentes principais: sistema de potência principal, gerador de eletricidade, sistema de recuperação de calor, equipamento termicamente ativado e o sistema de gerenciamento e controle. A figura 2, apresenta uma planta esquemática de trigeração.

Figura 2 – Esquema de equilíbrio de energia de uma planta de trigeração.



Fonte: Adaptado de Amidpour *et al.* (2020).

Já o sistema de poligeração pode providenciar vários vetores de energia como resfriamento, aquecimento e energia elétrica, como também outros produtos (água fresca, ureia, hidrogênio, etc), utilizando ambas fontes de energia renovável e combustível fóssil (AMIDPOUR *et al.*, 2020). Usinas de poligeração são uma solução interessante para comunidades remotas e inacessíveis (CALISE *et al.*, 2021).

3.2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O termo geração distribuída (GD) se refere a usinas de pequeno a médio porte de tecnologia de fontes renováveis e não renováveis, localizada ou perto de seus consumidores, tal como off-grid ou em locais rurais ou urbanos (BANSAL, 2017).

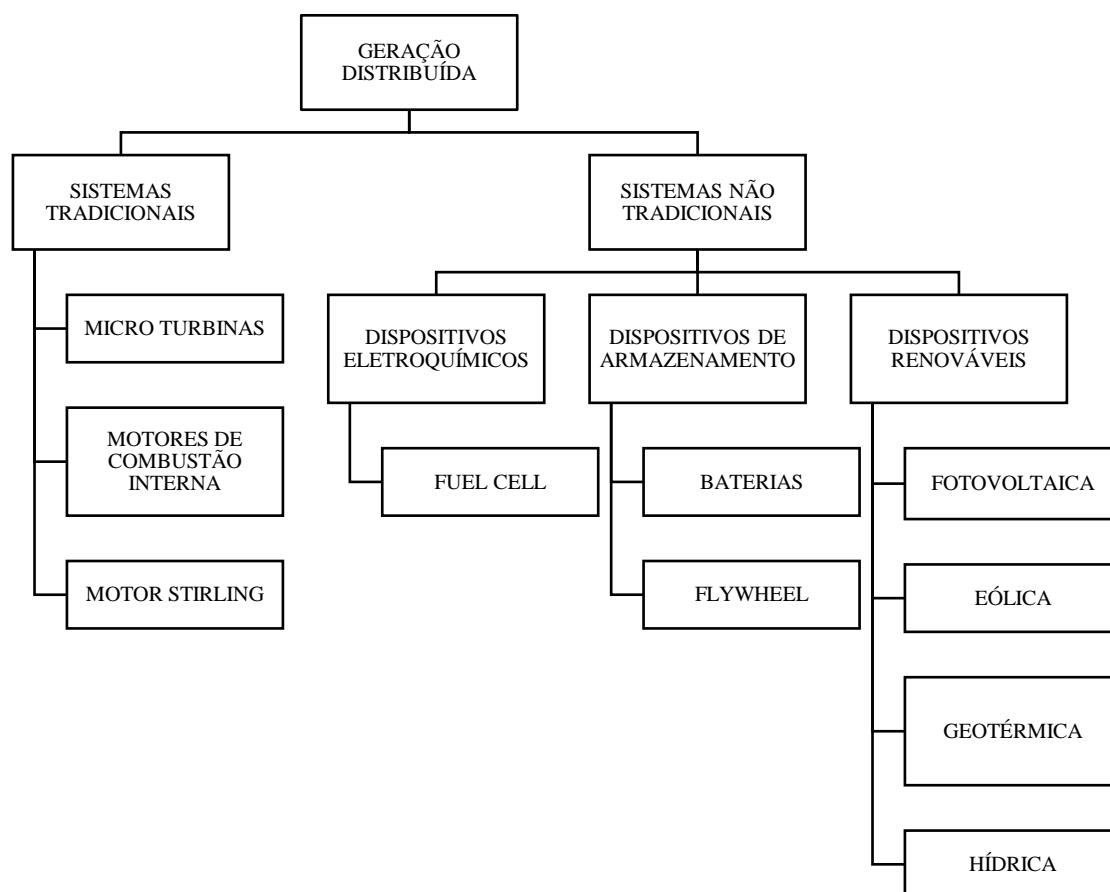
Conforme Massey (2010), a geração distribuída possui muitos benefícios, incluindo:

- Redução de contas de energia elétrica;
- Aumentando a confiabilidade da energia elétrica;
- Tornando a energia comercializável para vender às concessionárias;
- Geração de energia ambientalmente correta.

Além disso, a possibilidade de geração de energia de acordo com a demanda tem muitas vantagens em termos de eficiência energética, pois pode reduzir a perda de energia devido à transmissão da rede (KHALILPOUR; VASSALLO, 2016). Cerca de 5% da energia produzida em usinas de energia com uma eficiência de 30% a 40% é desperdiçada, no sistema de transmissão entre 4% e 5% da energia elétrica é desperdiçada (GHAREHPETIAN; AGAH, 2017).

De acordo com El-Khattam e Salama (2004), existem diferentes tipos de geração distribuída do ponto construtivo à tecnologia utilizada, como apresentado na figura 3.

Figura 3 – Tipos e tecnologias para geração distribuída.



Fonte: Adaptado de El-Khattam e Salama (2004).

Em conformidade com Nehrir e Wang (2009), sistemas de geração distribuída podem ser classificados como:

- *Stand-alone*: Opera independente da rede elétrica, onde o sistema necessita ter capacidade de armazenamento suficiente para suportar as variações de energia do sistema de geração;
- *Grid-connected*: Funciona em paralelo com a rede elétrica, o qual pode fornecer energia para o local e fornecer/receber energia para/da rede elétrica.

De acordo com Bezerra (2019), a geração distribuída no Brasil é classificada da seguinte forma:

- Microgeração distribuída: Refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 quilowatts (kW);
- Minigeração distribuída: São centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW, e menor ou igual 5 MW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

Segundo ANEEL (2021), o cenário das unidades em operação em microgeração e minigeração distribuída estão listados na tabela 2.

Tabela 2 – Unidades consumidoras com geração distribuída outubro/2021.

Tipo	Quantidade de usinas	Quantidade de unidades que recebem créditos	Potência instalada (MW)
Central geradora hidrelétrica (CGH)	71	16.966	64,65
Eólica (EOL)	70	134	14,93
Usina fotovoltaica (UFV)	613.951	768.633	7.009,62
Usina termelétrica (UTE)	342	6.116	108,78

Fonte: Aneel (2021).

De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030 do Ministério de Minas e Energia (2021), dois cenários de expansão são esperados para a GD para o ano de 2030, o primeiro com potência de 24,5 GW considerando a política de incentivos e 16,8 GW removendo os incentivos tarifários.

3.3 LEGISLAÇÃO BRASILEIRA

A partir da Resolução Normativa (REN) 482/2012 da ANEEL, foi possível ao consumidor gerar sua própria energia, injetar o excedente e posteriormente ser

compensado (PEDRO, 2018). A REN n° 482/2012, foi posteriormente modificada pela REN n° 687/2015 e pela REN n° 786/2017 (JUNIOR *et al.*, 2018). Os principais pontos das alterações das resoluções estão descritos na tabela 3.

Tabela 3 – Comparação das principais alterações entre a REN n° 482/2012 e a REN n° 687/2015.

Definições	REN n° 482/2012	REN n° 687/2015
Microgeração distribuída	Central geradora com potência instalada menor ou igual a 100 kW.	Central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW.
Minigeração distribuída	Central geradora com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW.	Central geradora com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou demais fontes renováveis.
Tipos de fontes	Hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.	Cogeração qualificada e fontes renováveis.
Validade dos créditos de energia	36 meses	60 meses
Empreendimentos	Unidade consumidora ou outra unidade de mesma titularidade, atendidas pela mesma distribuidora.	Unidade consumidora, geração compartilhada, autoconsumo remoto, múltiplas unidades.
Custos do sistema de medição	Responsabilidade do interessado.	Responsabilidade do interessado para o caso de minigeração e geração compartilhada.

Fonte: Adaptado de Junior *et al.* (2018).

De acordo com a REN n° 786/2017, a minigeração distribuída passou então a ser definida como centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual 5 MW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia.

Conforme a lei n° 10.438 de 26 de abril de 2002, foi instituído a recomposição tarifária, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

A lei n° 10.438/2002 pelo Art. 26, garante uma redução não inferior a 50% aplicado às tarifas de uso de sistemas elétricos de transmissão e distribuição para os

empreendimentos a partir de fontes eólicas e biomassa, assim como os de cogeração qualificada.

De acordo com a lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000, as concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas, anualmente, a aplicar 0,75% de sua receita em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico, já para as empresas autorizadas à produção independente de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar 1% de sua receita operacional líquida.

Ainda de acordo com a lei nº 9.991, os recursos para pesquisa previstos deverão ser distribuídos para o fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico (40%), projetos de pesquisa da ANEEL (40%) e para o ministério de minas e energia (20%).

3.4 FONTES DE ENERGIA

Desde a Revolução Industrial em 1700, o mundo passou por uma mudança drástica devido ao aumento acentuado da contribuição dos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) para abastecimento de energia (JONG; OMMEN, 2014). O aumento anterior foi estimulado por combustíveis fósseis relativamente “baratos” e taxas crescentes de industrialização (GOSWAMI; KREITH, 2017).

No entanto, o aumento constante da exploração dos recursos baseados em carbono no último século levou a uma mudança substancial na atmosfera por meio do aumento das concentrações de gases de efeito estufa (SURAMPALLI *et al.*, 2015). A tabela 4 apresenta o cenário do suprimento de energia por fonte do ano de 2019.

Tabela 4 – Parcela do suprimento total de energia mundial por fonte do ano de 2019.

Origem	Composição
Petróleo e derivados	30,9%
Carvão	26,8%
Gás natural	23,2%
Biomassa	9,4%
Nuclear	5,0%
Hidráulica	2,5%
Outros	2,2%

Fonte: Adaptado de IEA (2021).

Dessa maneira, as fontes de energia renovável desempenham um papel na prestação de serviços de energia de forma sustentável e, em particular, na mitigação das alterações climáticas (IPCC, 2012).

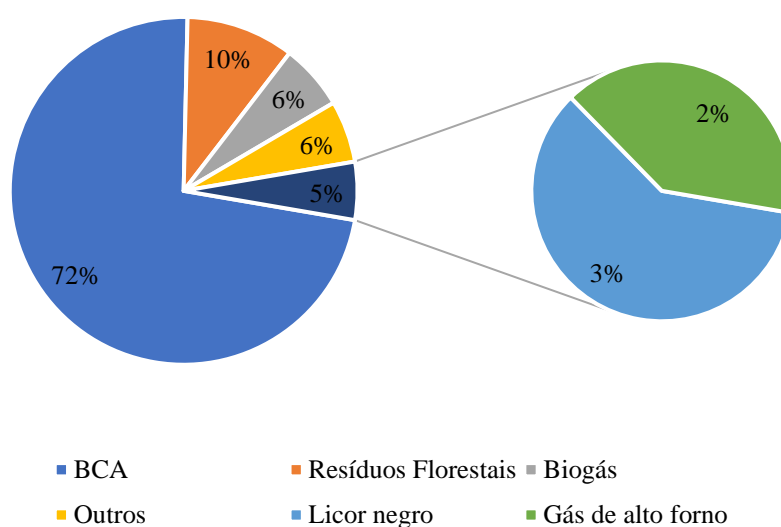
O uso da biomassa oferece uma opção barata e tecnicamente viável para contribuir com a redução de CO₂ (VERA *et al.*, 2011). No campo de conservação de energia de biomassa as tecnologias disponíveis incluem duas opções principais: gaseificação e subsequente combustão do gás, ou combustão direta (CAMPOREALE *et al.*, 2015).

Como apresentado por Al-Attab e Zainal (2015), o uso de biomassa tem muitas vantagens em relação a outras fontes de energia:

- Biomassa é uma fonte de energia renovável;
- A emissão de CO₂ da combustão de biomassa não tem efeito adverso no meio ambiente;
- Existe uma variedade de fontes de combustível de biomassa em abundância como resíduos agrícolas, florestais, animais e biodegradáveis.

De acordo com o anuário estatístico de energia elétrica da EPE (2020), a capacidade instalada de geração elétrica por biomassa no Brasil no ano de 2019 correspondeu a 8,6%, sendo a quarta na posição. A figura 4 apresenta o percentual de usinas termelétricas por tipo de biomassa no Brasil.

Figura 4 – Percentual de usinas termelétricas por tipo de biomassa.



Fonte: ANEEL (2019).

A partir do ano de 2000, houve uma aceleração acentuada no crescimento da indústria de cana de açúcar no Brasil (MORAES *et al.*, 2016). Onde, a cana de açúcar apresenta maior desenvolvimento em regiões de clima quente e úmida ou fria e seca, sendo originária da Ásia (ALVES, 2011).

A palha e o bagaço de cana de açúcar (BCA) são dois subprodutos agroindustriais obtidos na colheita e moagem da cana-de-açúcar, respectivamente, que podem ser utilizados como combustível para a caldeira (FONSECA *et al.*, 2020). Onde o volume de produção de cana de açúcar no ciclo 2020/21 totalizou 654, milhões de toneladas, sendo 1,8% superior à da safra 2019/20 (CONAB, 2021).

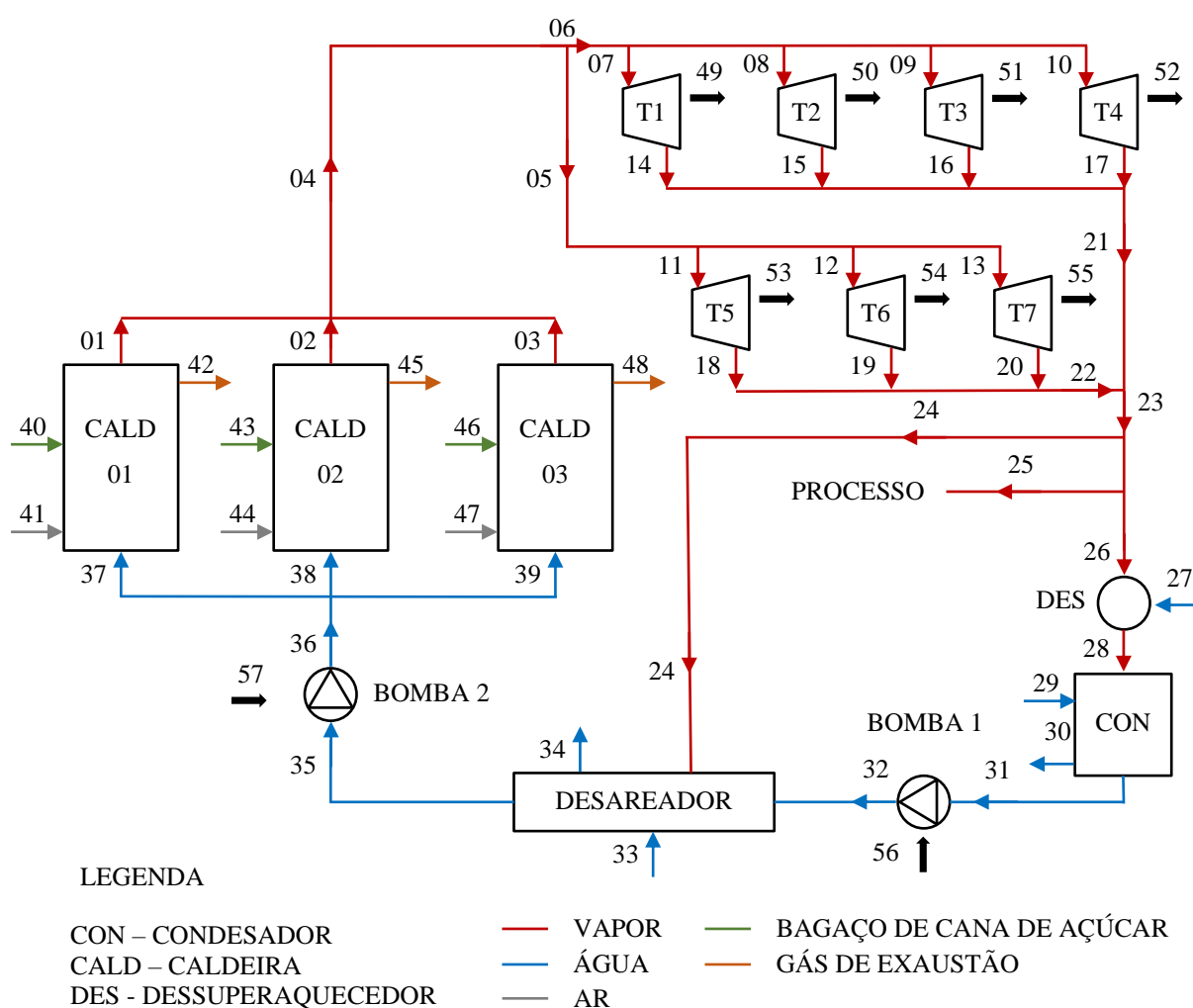
4 METODOLOGIA

4.1 DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

Para este estudo foi considerado uma planta de cogeração, localizada na região nordeste do Brasil, mais precisamente na região metropolitana do Recife em Pernambuco, com capacidade de geração de energia elétrica de 11,8 MWh. Esta indústria é responsável pela produção de açúcar, álcool e energia elétrica para a região.

Inicialmente foi feito o mapeamento do sistema de cogeração, realizando a descrição dos equipamentos, processos e de todos os fluxos energéticos. Para isto, foram utilizadas as informações contidas no estudo de Júnior *et al.* (2020). A figura 5, apresenta o mapeamento esquemático da usina.

Figura 5 – Configuração esquemática da planta.



Fonte: Adaptado de Júnior *et al.* (2020).

A usina que tem como base no ciclo Rankine, possui um conjunto de três caldeiras aquatubulares, sete turbinas destinadas para geração de energia e para acionamento de máquinas para o processo produtivo, duas bombas hidráulicas, um dessuperaquecedor, um condensador e um desareador.

O desareador tem como objetivos o aquecimento da água de alimentação e a remoção de oxigênio e outros gases da água para evitar corrosão e cavitações no sistema (MRZLJAK *et al.*, 2018). Já o dessuperaquecedor é um trocador de calor com mistura, que tem como objetivo diminuir a temperatura do fluxo de saída das turbinas (VIDAL, 2020).

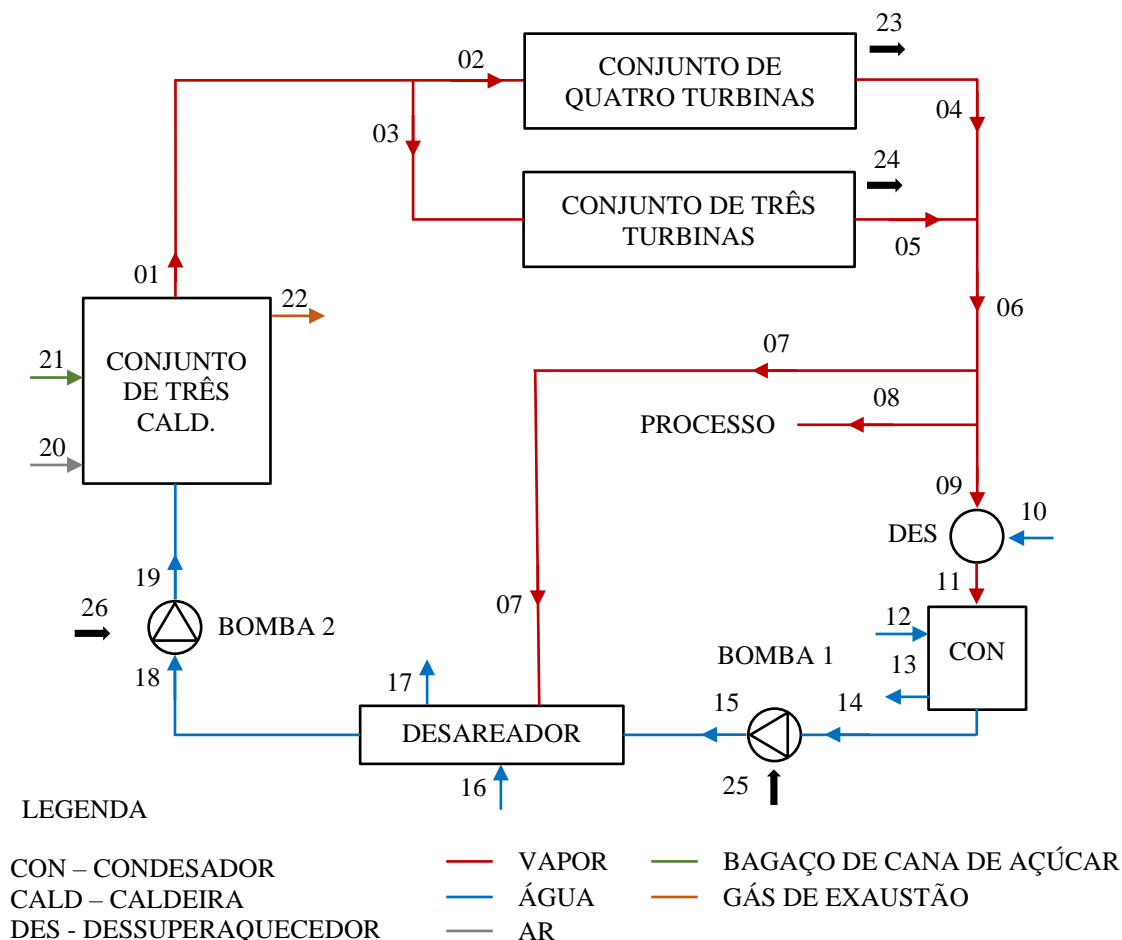
Nas caldeiras, a água circula em tubos aquecidos externamente pelos gases da combustão (GANAPATHY, 2014). Neste caso, pela combustão do bagaço de cana de açúcar (BCA) que entra pelos fluxos 40, 43 e 46, e ar pré-aquecido pelos fluxos 41, 44 e 47. Os gases de exaustão saem do sistema pelos fluxos 42, 45 e 48, e somente, após tratamento de separação de particulados, são expostos à atmosfera.

O vapor superaquecido gerado nas caldeiras alimenta as turbinas T1, T2, T3 e T4, que são responsáveis pela geração de energia elétrica, através do fluxo 6. Já as turbinas T5, T6, T7, são para acionamento de equipamentos do processo produtivo, por meio do fluxo 5.

Parte do vapor de baixa pressão da saída das turbinas segue para o desareador pelo fluxo 24. Outra parte do vapor é utilizado para a produção de álcool, pelo fluxo 25. E a parcela restante, segue pelo fluxo 26 para o dessuperaquecedor. A água é adicionada a temperatura ambiente através do fluxo 27.

O vapor que sai do dessuperaquecedor muda de fase no condensador, tornando-se líquido saturado, que em seguida é bombeado pelo fluxo 31 para o desareador. Água de reposição é adicionada ao sistema pelo fluxo 33, em temperatura ambiente. Em seguida, a água é bombeada para as caldeiras, por meio do fluxo 36, reiniciado o ciclo.

Devido a insuficiência de instrumentação para medição dos pontos apresentados na figura 5, foi adotado uma configuração simplificada para a análise da planta, como mostra a figura 6. Onde foram analisados 26 pontos no diagrama, por meio dos conceitos e leis da termodinâmica presentes em literaturas de referência.

Figura 6 – Configuração simplificada da planta.

Fonte: Adaptado de Júnior *et al.* (2020).

As informações para o volume de controle para as caldeiras, turbinas e bombas foram obtidas por meio de dados fornecidos pelo catálogo dos fabricantes. A tabela 5 apresenta as informações para o conjunto de turbinas de geração, conjunto de turbinas de acionamento e bombas para análise da configuração simplificada.

Tabela 5 – Informações dos equipamentos.

Equipamento	T_{ent} (°C)	P_{ent} (bar)	T_{sai} (°C)	P_{sai} (bar)	\dot{m} (kg/s)	\dot{W} (kW)
Bomba 1	90	0,8	91	1,2	36,11	30
Bomba 2	97	1,35	97,05	25	41,67	296
Conjunto de turbinas de geração	320	21	130	1,5	33,45	9520
Conjunto de turbinas de acionamento	320	21	180	1,5	7,38	2376

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Os parâmetros utilizados para a análise da planta simplificada estão listados na tabela 6, o qual foram coletados e analisados estatisticamente por Júnior *et al.* (2020), para o caso geral da figura 5, durante a safra 2019-2020.

Tabela 6 – Parâmetros de entrada para a planta simplificada.

Ponto	Substância	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (kPa)
1	Vapor	40,83	333	2039
6	Vapor	40,83	177	105

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

O consumo específico de bagaço foi adotado de acordo com as especificações das caldeiras de 0,43 kg de bagaço por kg de vapor.

4.2 MODELAGEM TERMODINÂMICA

4.2.1 Hipóteses simplificadoras

A partir dos conhecimentos obtidos em termodinâmica, foram assumidas as seguintes hipóteses simplificadoras:

- O sistema opera em condição de regime permanente;
- As turbinas e bombas são consideradas adiabáticas;
- A variação de energia potencial e de energia cinética do fluido na entrada e saída do volume de controle são desprezadas;
- O estado de referência é considerado sob 101 kPa para pressão e 25 °C para temperatura;
- A combustão completa dos reagentes;
- As cinzas serão desprezadas nos cálculos.

4.2.2 Balanço de massa

A conservação da massa é um dos princípios mais fundamentais da natureza, onde a massa, assim como a energia, é uma propriedade que se conserva, portanto, não pode ser criada ou destruída durante um processo (ÇENGEL; BOLES, 2013). De acordo com Moran *et al.* (2014), o balanço de massa para o volume de controle é definido pela equação 1.

$$\frac{dm_{VC}}{dt} = \sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s \quad (1)$$

Sendo dm_{VC}/dt a taxa de variação de massa no volume de controle, $\sum \dot{m}_e$ e $\sum \dot{m}_s$ são os somatórios de todos os fluxos de massa que entram e saem do volume de controle, respectivamente.

Muitos sistemas da engenharia podem ser idealizados em regime permanente, ou seja, que todas as propriedades são invariantes no tempo (MORAN *et al.*, 2014). Conforme Bornakke e Sonntag (2013), processos em regime permanente podem ser descritos por:

- O volume de controle não se move em relação ao sistema de coordenadas;
- O estado da substância, em cada ponto do volume de controle, não varia com o tempo;
- O fluxo de massa e o estado desta massa em cada área discreta não varia com o tempo e as taxas nas quais o calor e o trabalho cruzam a superfície de controle permanecem constantes.

Para análise dos dispositivos como bombas, conjunto de turbinas, conjunto de caldeiras, condensadores que compõem a usina, sob regime permanente, foi utilizado a equação 2.

$$\sum \dot{m}_e = \sum \dot{m}_s \quad (2)$$

A tabela 7, apresenta o balanço de massa aplicado a todos os equipamentos da planta de cogeração.

Tabela 7 – Balanço de massa por equipamento.

Equipamento	Balanço de massa
Bomba 1	$\dot{m}_{14} = \dot{m}_{15}$
Bomba 2	$\dot{m}_{18} = \dot{m}_{19}$
Condensador	$\dot{m}_{11} + \dot{m}_{12} = \dot{m}_{13} + \dot{m}_{14}$
Conjunto de turbinas de geração	$\dot{m}_{02} = \dot{m}_{04}$
Conjunto de turbinas de acionamento	$\dot{m}_{03} = \dot{m}_{05}$
Conjunto de caldeiras	$\dot{m}_{20} + \dot{m}_{21} = \dot{m}_{22}; \dot{m}_{01} = \dot{m}_{19}$
Desareador	$\dot{m}_{07} + \dot{m}_{15} + \dot{m}_{16} = \dot{m}_{17} + \dot{m}_{18}$
Dessuperaquecedor	$\dot{m}_{09} + \dot{m}_{10} = \dot{m}_{11}$

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

4.2.3 Balanço de energia

A energia total de um sistema incluía a energia cinética, a energia potencial gravitacional e outras formas de energia (MORAN *et al.*, 2014). Mas a termodinâmica nada afirma sobre o valor absoluto da energia total. Ela trata apenas da variação da energia total, que é o mais importante para os problemas de engenharia (ÇENGEL; BOLES, 2013). A variação da energia total de um sistema é descrita pela equação 3.

$$\Delta E = \Delta U + \Delta KE + \Delta PE \quad (3)$$

Sendo ΔE , a variação da energia total, ΔU , ΔKE e ΔPE as variações da energia interna, da energia cinética e da energia potencial gravitacional, respectivamente.

De acordo com Oliveira (2005) e Nussenzveig (2002), pelo princípio da conservação de energia, a energia de um estado de equilíbrio independe do processo utilizado para atingi-lo. Significando que a variação de energia depende somente do estado inicial e do estado final, ou seja, é independente do caminho.

Em conformidade com Moran *et al.* (2014), o balanço de energia pra um volume de controle é descrito pela a equação 4.

$$\frac{dE_{VC}}{dt} = \dot{Q}_{VC} - \dot{W}_{VC} + \sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) - \sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + gz_s \right) \quad (4)$$

Sendo dE_{VC}/dt , a taxa de variação de energia no volume de controle, \dot{Q}_{CV} a taxa de transferência de calor, \dot{W}_{CV} a taxa de trabalho através do volume de controle, $\sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right)$ e $\sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + gz_s \right)$ são os somatórios de todas as taxas de transferência de energia interna, cinética e potencial que entram e saem do volume de controle, respectivamente.

De acordo com a primeira lei da termodinâmica aplicada a volumes de controle sob condição de regime permanente, a equação 4 pode ser reescrita pela equação 5, conforme apresentado por Bornakke e Sonntag (2013).

$$\dot{Q}_{VC} + \sum_e \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gz_e \right) = \dot{W}_{VC} + \sum_s \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + gz_s \right) \quad (5)$$

Com isto, a tabela 8 apresenta as equações do balanço de energia por equipamento para a análise da usina.

Tabela 8 – Balanço de energia por equipamento.

Equipamento	Balanço de energia
Bomba 1	$\dot{m}_{14}h_{14} + \dot{W}_{B1} = \dot{m}_{15}h_{15}$
Bomba 2	$\dot{m}_{18}h_{18} + \dot{W}_{B2} = \dot{m}_{19}h_{19}$
Condensador	$\dot{m}_{11}h_{11} + \dot{m}_{12}h_{12} = \dot{m}_{13}h_{13} + \dot{m}_{14}h_{14} + \dot{Q}_c$
Conjunto de turbinas de geração	$\dot{m}_{02}h_{02} = \dot{m}_{04}h_{04} + \dot{W}_G$
Conjunto de turbinas de acionamento	$\dot{m}_{03}h_{03} = \dot{m}_{05}h_{05} + \dot{W}_{AC}$
Conjunto de caldeiras	$\dot{m}_{19}h_{19} + \dot{m}_{20}h_{20} + \dot{m}_{21}h_{21} = \dot{m}_{01}h_{01} + \dot{m}_{22}h_{22} + \dot{Q}_{ca}$
Desareador	$\dot{m}_{07}h_{07} + \dot{m}_{15}h_{15} + \dot{m}_{16}h_{16} = \dot{m}_{17}h_{17} + \dot{m}_{18}h_{18}$
Dessuperaquecedor	$\dot{m}_{09}h_{09} + \dot{m}_{10}h_{10} = \dot{m}_{11}h_{11}$

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Para a análise da caldeira foi necessário o estudo da combustão do BCA com o ar seco. Sendo o processo de combustão definido por uma reação química a qual um combustível é oxidado e uma grande quantidade de energia é liberada.

A combustão é completa quando todo o carbono presente no combustível é queimado para CO₂, todo o hidrogênio é queimado para H₂O e todo o enxofre é queimado para SO₂.

Neste estudo foi utilizado a composição do bagaço de açúcar com 50% de umidade, apresentada nos estudos de Cavalcanti *et al.* (2020) e Singh (2019), sendo: 25,32% de C, 2,935% de H₂, 0,02% de S, 0,08% de N₂, 21,425 de O₂, 50% de H₂O_(l) e 1,22% de cinzas.

A definição do ar seco utilizado no processo de combustão foi estabelecida de acordo com Çengel e Boles (2013), onde o ar seco pode ser uma proporção de 21% de oxigênio e 79% de nitrogênio em mols. Segundo Singh (2019), as usinas de açúcar utilizam 30% de excesso de ar para garantir a combustão completa.

A equação química do processo de combustão, apresentada pela equação 6, foi posteriormente balanceada para a determinação das frações molares dos produtos da combustão.

$$\begin{aligned}
& (0,2922C + 0,20101H_2 + 9,022 \cdot 10^{-4}S + 4,122 \cdot 10^{-4}N_2 \\
& \quad + 9,66310^{-2}O_2 + 0,4005H_2O) + 1,3 \cdot x \cdot (O_2 + 3,76N_2) \quad (6) \\
& \rightarrow y \cdot CO_2 + z \cdot N_2 + w \cdot SO_2 + k \cdot H_2O
\end{aligned}$$

Conforme Wylen *et al.* (1995), a primeira lei aplicada em processos de escoamento em regime permanente, envolvendo uma reação química com variações desprezíveis de energia cinética e potencial é descrita pela equação 7.

$$\dot{Q}_{VC} + \sum_R n_R (\bar{h}_f^0 + \Delta\bar{h})_R = \dot{W}_{VC} + \sum_P n_P (\bar{h}_f^0 + \Delta\bar{h})_P \quad (7)$$

Sendo $\sum_R n_R (\bar{h}_f^0 + \Delta\bar{h})_R$ e $\sum_P n_P (\bar{h}_f^0 + \Delta\bar{h})_P$ o somatório de todas as entradas e saídas de energia pela massa por mol de combustível, respectivamente. \bar{h}_f^0 é a entalpia de formação no estado de referência e $\Delta\bar{h}$ a variação de entalpia na base molar.

A variação de entalpia foi determinada pela equação 8, onde é necessário a determinação do calor específico para cada substância pela equação 9.

$$\Delta\bar{h} = \int \bar{C}_p dT \quad (8)$$

$$\bar{C}_p = a - bT + cT^2 + dT^3 \quad (9)$$

Sendo \bar{C}_p o calor específico, a, b, c e d constantes que dependem do tipo de substância e da faixa de temperatura, que foram determinadas pela tabela 9.

Tabela 9 – Constantes para o calor específico por substância.

Substância	a	b	c	d
Nitrogênio (N ₂)	28,90	-0,1571.10 ⁻²	0,8081.10 ⁻⁵	-2,873.10 ⁻⁹
Nitrogênio (O ₂)	25,48	1,520.10 ⁻²	-0,7155.10 ⁻⁵	1,312.10 ⁻⁹
Dióxido de carbono (CO ₂)	22,26	5,981.10 ⁻²	-3,501.10 ⁻⁵	7,469.10 ⁻⁹
Vapor de água (H ₂ O)	32,24	0,1923.10 ⁻²	1,055.10 ⁻⁵	-3,595.10 ⁻⁹
Dióxido de enxofre (SO ₂)	25,78	5,795.10 ⁻²	-3,812.10 ⁻⁵	8,612.10 ⁻⁹

Fonte: Adaptado de Çengel e Boles (2013).

4.2.4 Eficiência energética

A eficiência é definida como a razão entre o que é produzido (energia pretendida) e o que é usado (energia gasta), devendo estas quantidades estarem claramente definidas (WYLEN *et al.*, 1995). Portanto, a eficiência é uma medida de desempenho, para máquina térmica é expressa pela equação 10 (ÇENGEL; BOLES, 2013).

$$\text{Eficiência térmica } (\eta_t) = \frac{\text{Saída líquida de trabalho}}{\text{Entrada total de calor}} = \frac{W_{liq,sai}}{Q_{ent}} \quad (10)$$

A eficiência térmica da caldeira foi determinada pela a equação 11, a qual depende do poder calorífico inferior (*PCI*) do combustível.

$$\eta_{t,Caldeira} = \frac{\dot{m}_{\text{água}}(h_{\text{vapor}} - h_{\text{água}})}{\dot{m}_{\text{combustível}} \cdot \text{PCI}} \cdot 100 \quad (11)$$

O poder calorífico inferior está relacionado com o poder calorífico superior (*PCS*) pela a equação 12 como apresentado em Çengel e Boles (2013), sendo o *PCS* determinado pela a equação 7.

$$\text{PCI} = \text{PCS} - (mh_{lv})_{\text{H}_2\text{O}} \quad (12)$$

Onde *m* é a massa de H₂O dos produtos por unidade de massa de combustível e *h_{lv}* é a entalpia de vaporização da água na temperatura especificada.

A eficiência pode ser comprometida em sistemas sujeitos a processos irreversíveis. Alguns tipos de irreversibilidades como sendo: atrito, deformação inelástica, mistura de dois fluidos, transferência de calor com diferença de calor finita e outros. Os dispositivos como bombas, turbinas e bocais, têm melhor desempenho quando as irreversibilidades são minimizadas.

Através da segunda lei da termodinâmica é introduzido uma nova propriedade, chamada de entropia (*s*), a qual possibilita aplicar uma análise quantitativa a segunda lei em processos. A entropia pode variar devido a transferência de calor e irreversibilidades.

Outra medida de performance pode ser utilizada, através da eficiência isentrópica que compara a performance real do equipamento e a performance que seria alcançada em circunstâncias ideais. A eficiência isentrópica para turbinas é calculada através da equação 13.

$$\text{Eficiência isentrópica } (\eta_s) = \frac{\text{Trabalho real}}{\text{Trabalho isentrópico}} = \frac{W_r}{W_s} \quad (13)$$

A tabela 10 apresenta as equações para a eficiência de primeira lei da termodinâmica e eficiência isentrópica para as bombas e conjuntos de turbinas.

Tabela 10 – Eficiência de 1ª lei e isentrópica para as bombas e conjunto de turbinas.

Equipamento	Eficiência de 1ª Lei	Eficiência isentrópica
Bomba 1	$\eta_{B1} = \frac{\dot{m}_{14}(h_{15} - h_{14})}{\dot{W}_{B1}}$	$\eta_{s,B1} = \frac{\dot{m}_{14}(h_{s,15} - h_{14})}{\dot{W}_{B1}}$
Bomba 2	$\eta_{B2} = \frac{\dot{m}_{18}(h_{19} - h_{18})}{\dot{W}_{B2}}$	$\eta_{s,B2} = \frac{\dot{m}_{18}(h_{s,19} - h_{18})}{\dot{W}_{B2}}$
Conjunto de turbinas de geração	$\eta_G = \frac{\dot{W}_G}{\dot{m}_{02}(h_{02} - h_{04})}$	$\eta_{s,G} = \frac{\dot{W}_G}{\dot{m}_{02}(h_{02} - h_{s,04})}$
Conjunto de turbinas de acionamento	$\eta_M = \frac{\dot{W}_{AC}}{\dot{m}_{03}(h_{03} - h_{05})}$	$\eta_{s,M} = \frac{\dot{W}_{AC}}{\dot{m}_{03}(h_{03} - h_{s,05})}$

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

4.2.5 Exergia destruída

A exergia é uma medida que limita a quantidade máxima de trabalho que um dispositivo pode produzir, sem violar nenhuma das leis da termodinâmica (ÇENGEL; BOLES, 2013). De acordo com Bornakke e Sonntag (2013), a exergia para um fluido em escoamento é determinado pela equação 14.

$$e_x = (h - h_o) - T_o(s - s_o) + \frac{V^2}{2} + gz \quad (14)$$

Sendo h e s , a entalpia e a entropia do estado atual; h_o , s_o e T_o , entalpia, entropia e temperatura no estado de referência; V , velocidade do escoamento; gz , a parcela da energia potencial.

Utilizando a hipótese simplificadora de que a energia cinética e a energia potencial são desprezíveis, foi calculado a exergia dos estados termodinâmicos através da equação 15.

$$e_x = (h - T_o s) - (h_o - T_o s_o) \quad (15)$$

A exergia química do bagaço de cana de açúcar foi determinado pela a equação 16, conforme Kotas (1985).

$$e_{ch,bagaço} = (PCS + W \cdot h_{lv}) \cdot \beta + 9417 \cdot S \quad (16)$$

Sendo h_{lv} a entalpia de vaporização do estado especificado, W e S são o percentual de umidade e a fração mássica de enxofre no bagaço, β é a razão entre a exergia química e o poder calorífico, determinada pela a equação 17.

$$\beta = \frac{1,0438 + 0,1882 \left(\frac{H}{C}\right) - 0,2509 \left(1 + 0,7256 \left(\frac{H}{C}\right)\right) + 0,0383 \left(\frac{N}{C}\right)}{1 - 0,3035 \left(\frac{O}{C}\right)} \quad (17)$$

Onde H , C , N e O correspondem a fração mássica de hidrogênio, carbono, nitrogênio e oxigênio, respectivamente, presente na composição do BCA.

Para os gases de combustão a exergia física específica determinada pela a equação 18, já a exergia química pela a equação 19, conforme Moran *et al.* (2014).

$$\bar{e}_{ph,gases} = \sum_{i=1}^N y_i [\bar{h}_i - \bar{h}_{0,i} - T_0 (\bar{s}_i - \bar{s}_{0,i} - \bar{R} \cdot \ln(y_i))] \quad (18)$$

Sendo \bar{h}_i e \bar{s}_i são a entalpia e entropia no estado especificado em kJ/kmol, $\bar{h}_{0,i}$ e $\bar{s}_{0,i}$ são a entalpia e entropia no estado de referência em kJ/kmol, \bar{R} é a constante universal dos gases e y_i a fração molar de cada substância.

$$\bar{e}_{ch,gases} = \bar{R}T_0 \sum_{i=1}^N y_i \ln\left(\frac{y_i}{y_i^e}\right) \quad (19)$$

Onde y_i^e refere-se à fração molar do componente i na condição do estado de referência no ambiente, determinado pela tabela 11.

Tabela 11 – Fração molar ambiental para os gases de exaustão.

Componente	Fração molar (%)	Componente	Fração molar (%)
N ₂	75,67	CO ₂	0,03450
H ₂ O	3,03	SO ₂	0,0002

Fonte: Adaptado de Moran *et al.* (2014).

A exergia destruída representa o desperdício das fontes de energia, ou seja, é o potencial de trabalho perdido. Em regime permanente, a exergia destruída (\dot{E}_D) é determinada pela equação 20.

$$\dot{E}_D = \sum_e \dot{m}_e e_{x,e} - \sum_s \dot{m}_s e_{x,s} - \dot{W}_{VC} \quad (20)$$

Sendo $\sum_e \dot{m}_e e_{x,e}$ e $\sum_s \dot{m}_s e_{x,s}$, o somatório de todos os fluxos de exergia que entram e saem do volume de controle, e \dot{W}_{VC} é taxa de trabalho no volume de controle.

Baseando-se no estudo de Cavalcanti *et al.* (2020), foi determinado a exergia do produto (\dot{E}_p) e a exergia do combustível (\dot{E}_C) para cada componente, apresentado na tabela 12. Onde a exergia do produto para cada equipamento, foi calculada através da equação 21.

$$\dot{E}_p = \dot{E}_C - \dot{E}_D \quad (21)$$

Tabela 12 – Exergia do combustível e do produto para todos os componentes.

Equipamento	Combustível	Produto
Bomba 1	$\dot{E}_{x,25}$	$\dot{E}_{x,15} - \dot{E}_{x,14}$
Bomba 2	$\dot{E}_{x,26}$	$\dot{E}_{x,19} - \dot{E}_{x,18}$
Condensador	$\dot{E}_{x,11} - \dot{E}_{x,14}$	$\dot{E}_{x,13} - \dot{E}_{x,12}$
Conjunto de turbinas de geração	$\dot{E}_{x,02} - \dot{E}_{x,04}$	$\dot{E}_{x,23}$
Conjunto de turbinas de acionamento	$\dot{E}_{x,03} - \dot{E}_{x,05}$	$\dot{E}_{x,24}$
Conjunto de caldeiras	$\dot{E}_{x,20} + \dot{E}_{x,21} - \dot{E}_{x,22}$	$\dot{E}_{x,01} - \dot{E}_{x,19}$
Desareador	$\dot{E}_{x,07} + \dot{E}_{x,15} + \dot{E}_{x,16}$	$\dot{E}_{x,17} + \dot{E}_{x,18}$
Dessuperaquecedor	$\dot{E}_{x,09} + \dot{E}_{x,10}$	$\dot{E}_{x,11}$

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

A eficiência exérgica foi determinada em conformidade com Çengel e Boles (2013) pela equação 22.

$$\varepsilon = \frac{\text{Exergia recuperada}}{\text{Exergia fornecida}} = \frac{\dot{E}_p}{\dot{E}_C} \quad (22)$$

O percentual de exergia destruída que compara a destruição de exergia do componente pela a exergia destruída total é apresentada na equação 23.

$$\gamma = \frac{\dot{E}_{D,k}}{\dot{E}_{D,total}} \quad (23)$$

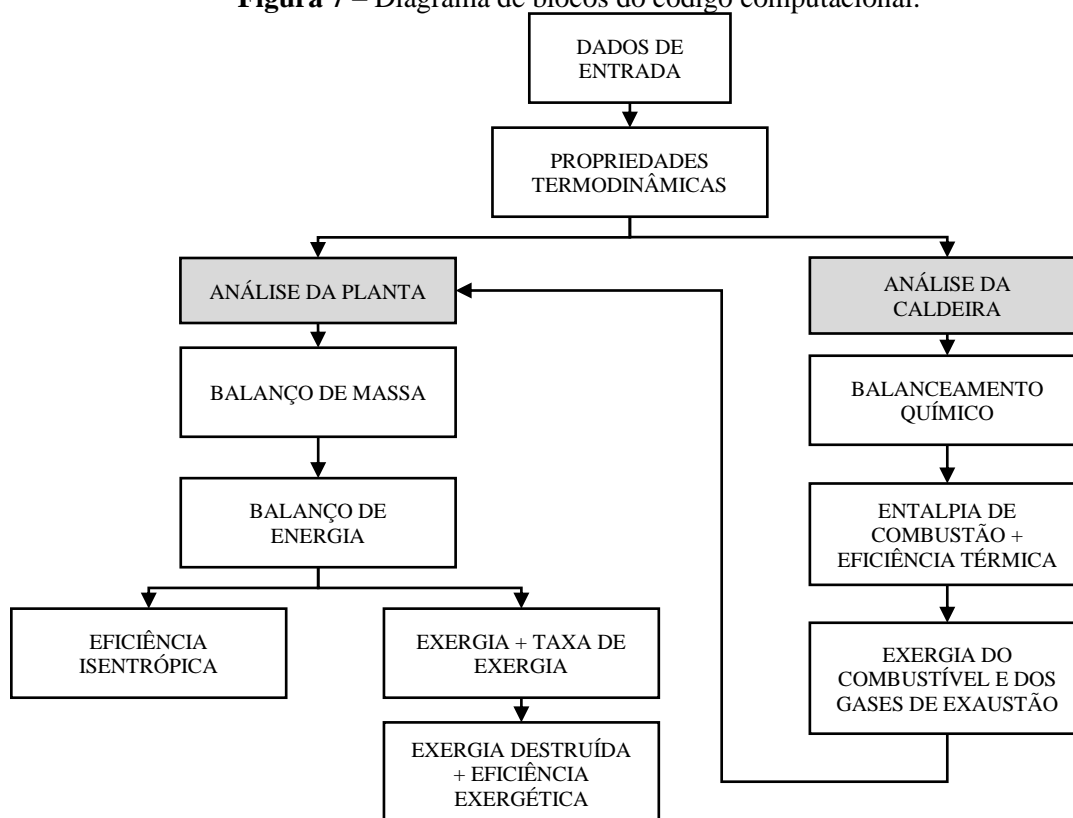
Onde $\dot{E}_{D,k}$ é a taxa de exergia destruída por componente e $\dot{E}_{D,total}$ é a taxa de exergia destruída total.

4.3 FERRAMENTA DE DIAGNÓSTICO DE EFICIÊNCIA

Para analisar a usina sucroalcooeira, a modelagem matemática foi desenvolvida através de um programa computacional pelo software *Engineering Equation Solver* (EES). O EES pode resolver numericamente equações algébricas não lineares e diferenciais acopladas, além de possuir um banco de dados de propriedades termo físicas embutidas para diferentes substâncias (F-CHART, 2021).

A análise foi dividida em dois códigos desenvolvidos no ESS, conforme o diagrama de blocos apresentado na figura 7.

Figura 7 – Diagrama de blocos do código computacional.



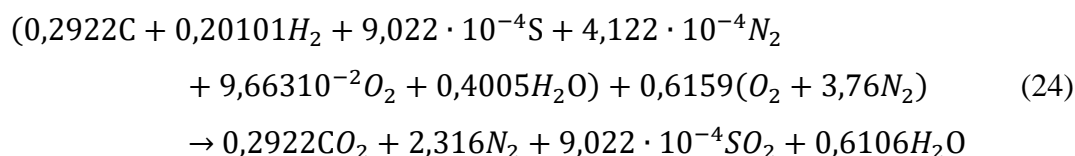
Fonte: Preparado pelo autor (2021).

As propriedades termodinâmicas para cada ponto foram determinadas pelo o EES, seguido dos balanços de massa, energia e exergia para cada volume de controle da planta. O programa foi dividido em dois códigos, um para a análise geral da usina e outro para análise do volume de controle da caldeira. Onde os resultados do conjunto de caldeiras foram utilizados como dados de entrada para o código de análise da planta.

Para o conjunto de caldeiras foi necessário a análise química do processo de combustão para determinação da entalpia do combustível, eficiência térmica, exergia do combustível e dos gases de combustão.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O balanceamento estequiométrico da equação química da combustão do bagaço de cana de açúcar com 50% de umidade e com excesso de ar de 30% para a combustão completa está representada pela equação 24. Onde a relação ar-combustível foi determinada em 5,964 kg de ar por kg de bagaço.



O resultado para as propriedades termodinâmicas demonstrou que a entalpia do combustível é -146,817 MJ/kmol, sendo a entalpia dos produtos e dos reagentes iguais à -234,626 MJ/kmol e -87,808 MJ/kmol, respectivamente, com a massa molar do BCA de 14,26 kg/kmol. Os poderes caloríficos superior e inferior foram determinados pelas equações 7 e 12, resultando em 10,299 MJ/kg e 10,125 MJ/kg para o poder calorífico superior e inferior, respectivamente.

A tabela 13 apresenta os resultados para as propriedades termodinâmicas, exergia e taxa de exergia obtidos pelo EES. A figura 8, apresenta o diagrama T-s da planta.

Tabela 13 – Resultado das propriedades termodinâmicas, exergia e taxa de exergia.

(contínua)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	e_x (kJ/kg)	\dot{E}_x (MW)
1	40,83	333	2039	3097,41	6,883	1051	42,90
2	33,45	333	2039	3097,41	6,883	1051	35,15
3	7,38	333	2039	3097,41	6,883	1051	7,75
4	33,45	177	105	2829,12	7,712	535,4	17,91
5	7,38	177	105	2829,12	7,712	535,4	3,95
6	40,83	177	105	2829,12	7,712	535,4	51,86
7	1,32	177	105	2829,12	7,712	535,4	0,71
8	7,30	177	105	2829,12	7,712	535,4	3,91
9	32,21	177	105	2829,12	7,712	535,4	17,25
10	1,15	25	120	104,86	0,367	0,019	0,00

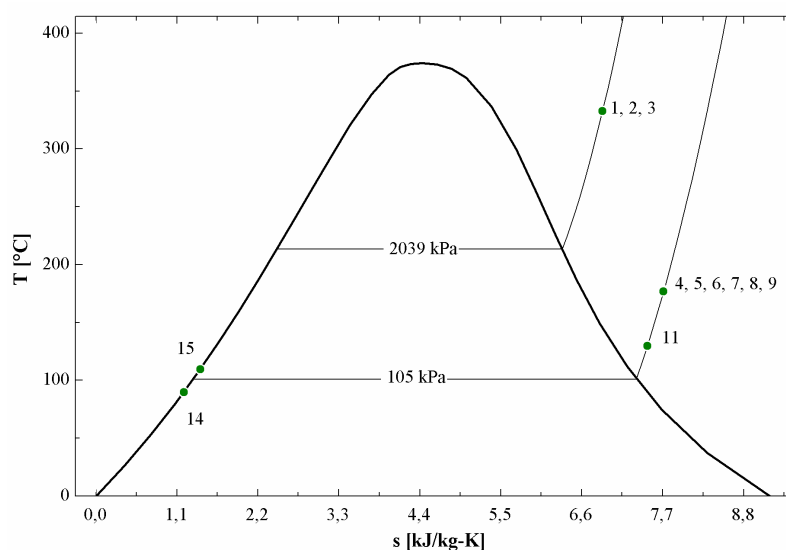
Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Tabela 13 – Resultado das propriedades termodinâmicas, exergia e taxa de exergia.
(conclusão)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	e_x (kJ/kg)	\dot{E}_x (MW)
11	33,36	130	105	2735,88	7,493	507,4	16,93
12	47,20	90	170	377,01	1,192	26,2	1,24
13	47,20	110	150	461,34	1,419	43,11	2,04
14	33,36	90	105	376,96	1,130	26,1	0,87
15	33,36	90	120	377,86	1,192	27,0	0,90
16	6,25	25	120	104,86	0,367	0,019	0,00
17	0,10	99	101	414,85	1,296	33,3	0,00
18	40,83	99	135	414,87	1,296	33,3	1,36
19	40,83	100	2500	421,81	1,305	37,4	1,53
20	60,92	130	101	404,49	7,166	15,3	0,93
21	17,55	25	101	-	-	15190	266,50
22	78,47	300	101	-	-	949,8	74,53
23	-	-	-	-	-	-	8,97
24	-	-	-	-	-	-	1,98
25	-	-	-	-	-	-	0,03
26	-	-	-	-	-	-	0,28

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Figura 8 – Diagrama T-s da usina sucroalcooeira.



Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Pelo diagrama apresentado na figura 8, pode ser observado a qualidade/título do fluido em cada ponto analisado pela tabela 13, sendo este diagrama importante pois a partir dele pode ser determinado a transferência de calor durante os processos do ciclo para o caso de processos internamente reversíveis.

A análise da eficiência energética para o volume de controle da caldeira resultou em 61,50% de eficiência térmica com uma energia de combustão de 177,686 MW.

Pela análise energética apresentada na tabela 8 foram determinadas as potências de saída dos conjuntos das turbinas, sendo 8974 kW e 1980 kW para o conjunto de turbinas de geração e o conjunto de turbinas de acionamento, respectivamente. Quando comparadas com os valores dos fabricantes listados na tabela 5, correspondem a 94,26% e 83,33% da capacidade dos conjuntos. As eficiências isentrópicas para ambos os conjuntos de turbinas foram de 45,33%

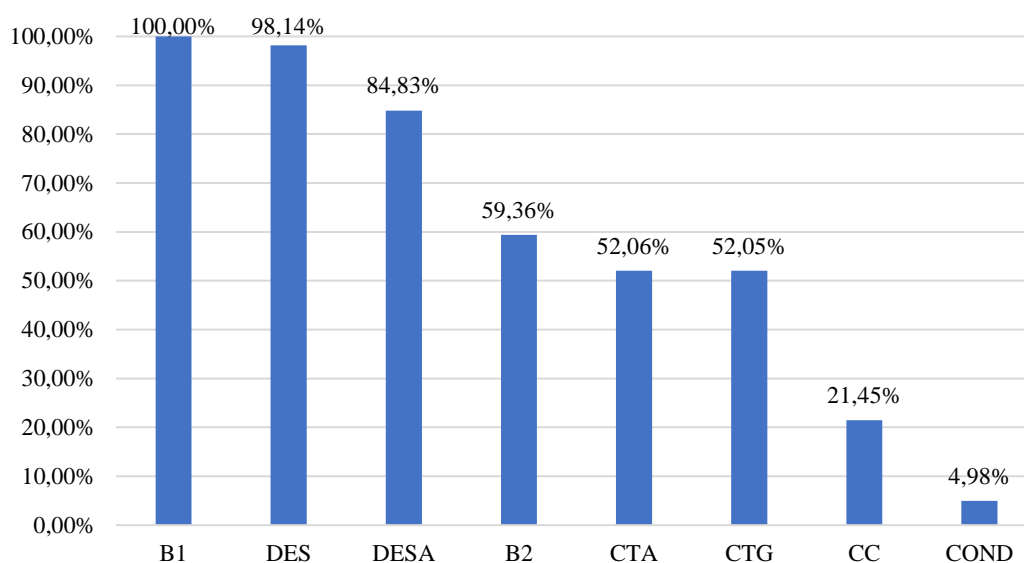
Como visto, a análise de energia e eficiência pela primeira lei da termodinâmica não expõem um cenário real dos processos devido a existirem de irreversibilidades. Sendo necessário aplicação da segunda lei para uma análise quantitativa da qualidade da energia.

Na tabela 14 estão apresentados, por meio do balanço exergetico, as taxas de exergia do combustível, exergia do produto, exergia destruída que foram utilizados para determinação da eficiência exergetica por equipamento. Pela a figura 9 é possível analisar a eficiência exergetica de cada equipamento constituinte da planta.

Tabela 14 – Resultado para a análise exergetica.

Equipamento	\dot{E}_C (MW)	\dot{E}_P (MW)	\dot{E}_D (MW)
Bomba 1 (B1)	0,03	0,03	0
Bomba 2 (B2)	0,28	0,17	0,12
Condensador (COND)	16,06	0,80	15,26
Conjunto de turbinas de geração (CTG)	17,24	8,97	8,27
Conjunto de turbinas de acionamento (CTA)	3,80	1,98	1,82
Conjunto de caldeiras (CC)	192,90	41,37	151,53
Desareador (DESA)	1,61	1,36	0,24
Dessuperaquecedor (DES)	17,25	16,93	0,32

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Figura 9 – Resultado para eficiência exergética.

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

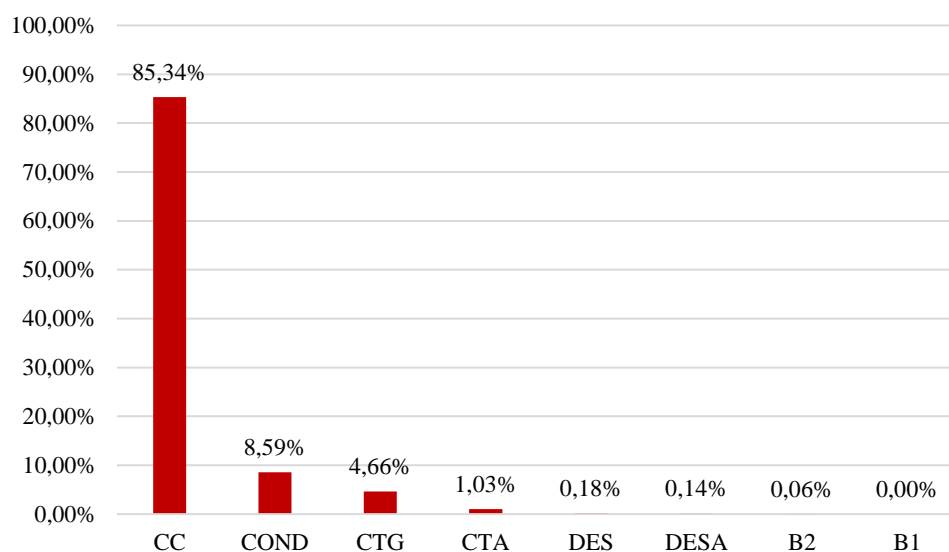
Pelos resultados presentes na tabela 14, observa-se que os maiores valores de exergia do combustível e do produto estão localizados no conjunto de caldeiras e correspondem à 192,90 MW e 41,37 MW, respectivamente. Onde a exergia química do bagaço de cana de açúcar de 15,19 MJ/kg é responsável por produzir vapor superaquecido para ser utilizado pelos conjuntos de turbinas e para o processo de produção de açúcar e álcool da usina.

Observa-se na figura 9 que os maiores valores de eficiência exergética estão presentes na bomba 1 com 100%, do superaquecedor com 98,14% e no desareador com 84,83%. Já para o caso de menor eficiência exergética estão no condensador com 4,98% e no conjunto de caldeiras com 21,45%.

Pela análise exergética é possível avaliar a eficácia dos equipamentos e determinar a relação entre a energia utilizada e a quantidade máxima de energia. Dessa maneira os valores baixos de eficiência exergética no condensador e no conjunto de caldeiras apresentam a necessidade para melhoria dos desempenhos destes equipamentos.

A eficiência exergética total da planta foi de 5%, comparando com as eficiências encontradas em Singh (2019) e Cavalcanti *et al.* (2020) de 21,075% e 18,73%, respectivamente, a eficiência da planta foi considerada baixa.

A taxa de exergia destruída para os componentes da planta expresso em porcentagem estão apresentados na figura 10.

Figura 10 – Resultado para o percentual de exergia destruída.

Fonte: Preparado pelo autor (2021).

Foi determinado que a maior taxa de exergia destruída é no conjunto de caldeiras em comparação com os outros equipamentos. Somente no conjunto de caldeiras, o percentual da exergia destruída foi de 85,34% com uma taxa de destruição de exergia igual à 151,53 MW. A segunda maior taxa de exergia destruída foi no condensador com 8,59% e no conjunto de turbinas geradoras com 4,66%.

6 CONCLUSÃO

Neste estudo foi realizado uma análise energética e exergetica de uma usina sucroalcooeira, localizada no estado de Pernambuco, responsável pela produção açúcar, álcool e energia elétrica com capacidade de geração de 11,8 MWh.

A análise do processo de combustão no conjunto de caldeiras conclui que o poder calorífico superior do bagaço de cana de açúcar é de 10,299 MJ/kg, com massa molar de 14,26 kg/kmol. A análise energética para este volume de controle determinou que o conjunto de caldeiras performa uma eficiência térmica de 61,50% com uma energia de combustão de 177,686 MW.

A análise energética para os conjuntos de turbinas de geração e de acionamento demonstrou que as potências de eixo corresponderam à 94,26% e 83,33%, respectivamente, da capacidade dos fabricantes.

Os maiores valores de eficiência exergetica foram observados na bomba 1 (100%), no dessuperaquecedor (98,14%) e no desareador (84,83%). E os menores valores foram encontrados no condensador (4,98%) e no conjunto de caldeiras (21,45%).

As parcelas de maior exergia do combustível (192,8995 MW) e do produto (41,372 MW) foram identificadas no conjunto de caldeiras, sendo este volume de controle com o maior percentual de exergia destruída com 85,34%, seguido do condensador (8,59%) e do conjunto de turbinas de geração (4,66%).

A eficiência exergetica da planta (5%), indica a necessidade da avaliação de projetos de melhorias para o desempenho da usina. Podendo ser alcança pela redução de irreversibilidades termodinâmicas em cada equipamento, e em especial no conjunto de caldeiras.

A partir desses aspectos, é possível inferir a importância de uma análise térmica robusta por meio das leis da termodinâmica que servirão para a tomada de decisões técnicas de acordo com a estratégia da empresa.

Este estudo fortalece os conhecimentos das disciplinas de termodinâmica, equipamentos eletromecânicos, caldeiras e fornos e máquinas hidráulicas. Além de aproximar a simulação computacional e a investigação crítica.

Observações futuras poderão ser empregadas para este mesmo caso de estudo, como a análise exergoeconômica e a exergoambiental que irão combinar a análise termodinâmica com econômicas para fornecer informações da conversão de energia em termos financeiros e ambientais.

Trabalhos futuros podem ser realizados através da comparação da mudança da quantidade de umidade presente na composição do bagaço de cana de açúcar, como também uma comparação da mudança de fluido de trabalho da planta em termos da eficiência.

REFERÊNCIAS

- ABDMOULED, Z. *et al.* Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. **Renewable Energy**, v. 113, p. 266-280, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.087>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117304822>. Acesso em: 22 set. 2021.
- AL-ATTAB, K. A.; ZAINAL, Z. A. Externally fired gas turbine technology: a review. **Applied Energy**, v. 138, p. 474-487, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.10.049>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191401099X>. Acesso em: 20 jun. 2021.
- ALVES, M. **Estudo de sistemas de cogeração em usinas de açúcar e álcool, com utilização do bagaço e palha da cana**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2011. Disponível em: <https://repositorio.unicamp.br/acao/detalhe/807858?guid=1648527291043&returnUrl=%2fresultado%2flistar%3fguid%3d1648527291043%26quantidadePaginas%3d1%26codigoRegistro%3d807858%23807858&i=1>. Acesso em: 25 out. 2021.
- AMEZCUA-ALLIERI, M. A. *et al.* Techno-economic analysis and life cycle assessment for energy generation from sugarcane bagasse: case study for a sugar mill in Mexico. **Food and Bioproducts Processing**, v. 118, p. 281-292, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fbp.2019.09.014>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960308519300422>. Acesso em: 07 out. 2021.
- AMIDPOUR, M. *et al.* **Cogeneration and polygeneration systems**. 1. ed. Reino Unido: Elsevier Science, 2020. Disponível em: <https://www.elsevier.com/books/cogeneration-and-polygeneration-systems/amidpour/978-0-12-817249-0>. Acesso em: 05 out. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/livros/-/asset_publisher/NBC33JHYPjrv/content/cadernos-tematicos-aneel-micro-e-minigeracao-distribuida-2-edicao/656835. Acesso em: 16 set. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Unidades consumidoras de geração distribuída**. Brasília: ANEEL, 2021. Disponível em: <https://bityli.com/M7jQJX>. Acesso em: 04 out. 2021.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Boletim de informações gerenciais**. Brasília: ANEEL, 2019. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 16 set. 2021.
- BAMISILE, O. *et al.* A biomass- integrated comprehensive energy system: thermodynamics assessment and performance comparison of sugarcane bagasse and rice husk as input source. **Energy Sources**, v. 42, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1080/15567036.2020.1824037>. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567036.2020.1824037>. Acesso em: 11 out. 2021.
- BANSAL, R. **Handbook of distributed generation: Electric power technologies, economics and environmental impacts**. 1. ed. Alemanha: Springer International Publishing, 2017. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-51343-0>. Acesso em: 01 out. 2021.
- BEITH, R. **Small and micro combined heat and power (CHP) systems: Advanced design, performance, materials and applications**. 1. ed. Reino Unido: Woodhead Publishing, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9781845697952/small-and-micro-combined-heat-and-power-chp-systems>. Acesso em: 23 set. 2021.

BELLOS, E.; TZIVANIDIS, C. Investigation of hybrid ORC driven by waste heat and solar energy. **Energy Conversion and Management**, v. 156, p. 427-439, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.11.058>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689041731110X>. Acesso em: 22 set. 2021.

BEZERRA, F. D. Micro e Minigeração distribuída. **ETENE**. Fortaleza, ano 4, n. 87, jul. 2019. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/623>. Acesso em: 04 out. 2021.

BORGNAKKE, C.; SONNTAG, R. E. **Fundamentals of thermodynamics**. 8. ed. Estados Unidos: Jhon Wiley & Sons, 2013.

BRASIL. **Lei n. 9.991, de 24 de julho de 2000**. Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética. Brasília: Diário Oficial da União, 2000. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19991.htm. Acesso em: 16 out. 2021.

BRASIL. **Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Brasília: Diário Oficial da União, 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/110438.htm. Acesso em: 25 out. 2021.

BRASIL; MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGETICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030**. Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2030>. Acesso em: 25 out. 2021.

BREEZE, P. **Power generation technologies**. 3. ed. Reino Unido: Newnes, 2019. Disponível em: <https://www.elsevier.com/books/power-generation-technologies/breeze/978-0-08-102631-1>. Acesso em: 24 set. 2021.

BURKE, M. C.; STEPHENS, J. C. Political power and renewable energy futures: A critical review. **Energy Research & Social Science**, v. 35, p. 78-93, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2017.10.018>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629617303468>. Acesso em: 20 set. 2021.

CALISE, F. *et al.* **Polygeneration systems: Design, processes and technologies**. 1. ed. Reino Unido: Elsevier Science, 2021. Disponível em: <https://www.elsevier.com/books/polygeneration-systems/calise/978-0-12-820625-6>. Acesso em: 17 out. 2021.

CAMPOREALE, S. M. *et al.* Cycle configuration analysis and techno-economic sensitivity of biomass externally fired gas turbine with bottoming ORC. **Energy Conversion and Management**, v. 105, p. 1293-1250, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.08.069>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890415008237>. Acesso em: 26 jun. 2021.

CARRARO, G. *et al.* Experimental investigation of an innovative biomass-fired micro-ORC system for cogeneration applications. **Renewable Energy**, v. 161, p. 1226-1243, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.07.012>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148120310880>. Acesso em: 17 set. 2021.

CARVALHO, M. *et al.* Carbon footprint of the generation of bioelectricity from sugarcane bagasse in a sugar and ethanol industry. **Int. J. Global Warming**, v. 17, n. 3, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1504/IJGW.2019.10020020>. Disponível em: <https://www.inderscience.com/info/in-article.php?artid=98495>. Acesso em: 21 nov. 2021.

CAVALCANTI, E. J. C. *et al.* Energy, exergy and exergoenvironmental analyses of sugarcane bagasse power cogeneration system. **Energy conversion and Management**, v. 222, 2020. Disponível em: <https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/31578>. Acesso em: 17 set. 2021.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. **Termodinâmica**. 7. ed. Porto Alegre: AMGH, 2013.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Brasília: CONAB, 2021. Disponível em: <https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar>. Acesso em: 08 nov. 2021.

DINCER, I. *et al.* **Progress in sustainable energy technologies: Generating renewable energy**. 1. ed. Alemanha: Springer International Publishing, 2014. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-319-07896-0>. Acesso em: 31 out. 2021.

DINCER, I. *et al.* **Optimization of energy systems**. 1. ed. Reino Unido: Wiley, 2017. Disponível em: <https://www.wiley.com/en-us/Optimization+of+Energy+Systems-p-9781118894439>. Acesso em: 31 out. 2021.

DING, L. C. A review of power generation with thermoelectric system and its alternative with solar ponds. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 799-812, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.010>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117311541>. Acesso em: 22 set. 2021.

EHSAN, A.; YANG, Q. Optimal integration and planning of renewable distributed generation in the power distribution networks: A review of analytical techniques. **Applied Energy**, v. 210, p. 44-59, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.106>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261917315519>. Acesso em: 22 set. 2021.

EL-KHATTAM, W.; SALAMA, M. M. A. Distributed generation technologies, definitions and benefits. **Electric Power Systems Research**, v. 71, p. 119-128, 2004. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2004.01.006>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779604000240>. Acesso em: 03 out. 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENÉRGICA. **Anuário de estatística de energia elétrica 2020: ano base 2019**. Brasília: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/anuario-estatistico-de-energia-eletrica>. Acesso em: 06 nov. 2021.

FLIN, D. **Cogeneration: a user's guide**. 1. ed. Reino Unido: Institute of Engineering and Technology, 2010. Disponível em: <https://shop.theiet.org/cogeneration-a-user-guide>. Acesso em: 23 set. 2021.

F-CHART. **Engineering Equation Solver Overview**. Disponível em: <https://fchartsoftware.com/ees/>. Acesso em: 02 nov. 2021.

FONSECA, G. C. *et al.* Economic analysis of a second-generation ethanol and electricity biorefinery using superstructural optimization. **Energy**, v. 204, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117988>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220310951?via%3Dihub>. Acesso em: 11 out. 2021.

FURTADO, L. A. *et al.* Techno-economic analysis of a hybrid combined cycle applied to sugarcane plants. **Energy Conversion and Management**, v. 223, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113288>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689042030827X>. Acesso em: 11 out. 2021.

GANAPATHY, V. **Steam generators and waste heat boilers**. 1. ed. Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2014. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/b17519/steam-generators-waste-heat-boilers-ganapathy>. Acesso em: 23 set. 2021.

- GHAREHPETIAN, G. B.; AGAH, S. M. M. **Distributed generation systems: Design, operation and grid integration**. 1. ed. Países Baixos: Elsevier Science, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128042083/distributed-generation-systems>. Acesso em: 23 set. 2021.
- GOSWAMI, D. Y.; HREITH, F. **Energy Conversion**. 2. ed. Estados Unidos: Taylor & Francis Group, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1201/9781315374192>. Disponível em: <https://www.taylor-francis.com/books/edit/10.1201/9781315374192/energy-conversion-yogi-goswami-frank-kreith>. Acesso em: 26 out. 2021.
- HILOIDHARI, M. *et al.* Life cycle assessment of sugar and electricity production under different sugarcane cultivation and cogeneration scenarios in India. **Journal of Cleaner Production**, v. 290, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125170>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652620352148>. Acesso em: 17 set. 2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics 2021**. França: IEA, 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>. Acesso em: 20 set. 2021.
- INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. **Renewable energy sources and climate change mitigation**. Estados Unidos: IPCC, 2012. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/renewable-energy-sources-and-climate-change-mitigation/>. Acesso em: 20 set. 2021.
- JONG, W.; OMMEN, J. R. **Biomass as a sustainable energy source for the future: fundamentals of conversion processes**. 1. ed. Estados Unidos: Jhon Wiley & Sons, 2014. Disponível em: <https://www.wiley.com/en-us/Biomass+as+a+Sustainable+Energy+Source+for+the+Future:+Fundamentals+of+Conversion+Processes-p-9781118304914>. Acesso em: 26 out. 2021.
- JÚNIOR, E. J. S. *et al.* Avaliação Estatística de Propriedades Termodinâmicas do Processo de Cogeração de uma Indústria Sucroalcooleira. In: **I Workshop Internacional do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Física da UFRPE**, Cabo de Santo Agostinho-PE, 2020. Disponível em: <https://workshop-ppengfis2020.blogspot.com/p/anais-do-evento.html>. Acesso em: 10 set. 2021.
- JUNIOR, W. P. *et al.* Levantamento da geração distribuída compartilhada no Brasil. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar**. Gramado – RS, 2018. Disponível em: <https://anais-cbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/513>. Acesso em: 22 set. 2021.
- KHALILPOUR, K. R.; VASSALLO, A. **Community energy networks with storage: Modeling frameworks for distributed generation**. 1. ed. Alemanha: Springer Singapore, 2016. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-981-287-652-2>. Acesso em: 06 nov. 2021.
- KIM, C. K.; YOON, J. Y. Performance analysis of bladeless jet propulsion micro-steam turbine for micro-CHP (combined heat and power) systems utilizing low-grade heat sources. **Energy**, v. 101, p. 411-420, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.01.070>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216001006>. Acesso em: 16 mai. 2021.
- KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. 1. ed. Reino Unido: Butterworths, 1985. Disponível em: <https://www.elsevier.com/books/the-exergy-method-of-thermal-plant-analysis/kotas/978-0-408-01350-5>. Acesso em: 06 nov. 2021.

LÓPEZ, J. C. *et al.* Exergy analysis of the annual operation of sugarcane cogeneration power plant assisted by linear Fresnel solar collectors. **Journal of Solar Energy Engineering**, v. 140, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.4040534>. Disponível em: <https://asmedigitalcollection.asme.org/solarenergyengineering/article-abstract/140/6/061004/449107/Exergy-Analysis-of-the-Annual-Operation-of-a?redirectedFrom=fulltext>. Acesso em: 12 out. 2021.

MARQUES, A. S. *et al.* Energy, exergy, and exergoeconomic evaluations of a micro-trigeneration system. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 42, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40430-020-02399-y>. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40430-020-02399-y>. Acesso em: 15 out. 2021.

MARQUES, A. S. *et al.* Life cycle assessment and comparative exergoenvironmental evaluation of a micro-trigeneration system. **Energy**, v. 216, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119310>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220324178>. Acesso em: 21 nov. 2021.

MARTINEZ, S. *et al.* Micro-combined heat and power systems (micro-CHP) based on renewable energy sources. **Energy Conversion and Management**, v. 157, p. 262-285, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.035>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041730969X>. Acesso em: 16 mai. 2021.

MASSEY, G. W. **Essentials of distributed generation systems**. 1. ed. Reino Unido: Jones and Bartlett Publishers, 2010. Disponível em: http://samples.jbpub.com/9780763751166/511-62_FMXX_Secure.pdf. Acesso em: 01 out. 2021.

MORAN, M. J. *et al.* **Fundamentals of engineering thermodynamics**. 8. ed. Estados Unidos: Wiley, 2014.

MORAES, M. A. F. D. *et al.* Accelerated growth of sugarcane, sugar, and ethanol sectors in Brazil (2000-2008): Effects on municipal gross domestic product per capita in the south-central region. **Biomass and Bioenergy**, v. 91, p. 116-125, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.05.004>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0961953416301489>. Acesso em: 22 nov. 2021.

MOREIRA, J. R. S. *et al.* **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética**. 2. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. Disponível em: [https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521636816/epubcfi/6/2\[%3Bvnd.vst.idref%3Dcover\]!/4/2/2%4051:2](https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788521636816/epubcfi/6/2[%3Bvnd.vst.idref%3Dcover]!/4/2/2%4051:2). Acesso em: 17 out. 2021.

MRZLJAK, V. *et al.* Change in steam generators main and auxiliary energy flow streams during the load increase of LNG carrier steam propulsion system. **Scientific Journal of Maritime Research**, v. 32, p. 121-131, 2018. DOI: <https://doi.org/10.31217/p.32.1.15>. Disponível em: <https://hrcak.srce.hr/clanak/296883>. Acesso em: 24 out. 2021.

NASCIMENTO, R. S.; ALVES, G. M. Fontes alternativas e renováveis de energia no Brasil: Métodos e benefícios ambientais. In: **XX Encontro Latino Americano de Iniciação Científica**. São José dos Campos-SP, 2016. Disponível em: http://www.inicepg.univap.br/cd/INIC_2016/anais/arquivos/0859_1146_01.pdf. Acesso em: 10 set. 2021.

NAZARI-HERIS, M. *et al.* Optimal economic dispatch of FC-CHP based heat and power micro-grids. **Applied Thermal Engineering**, v. 114, p. 756-769, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.12.016>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431116339084>. Acesso em: 23 set. 2021.

NEHRIR, M. H.; WANG, C. **Modeling and control of fuel cells: Distributed generation applications**. 1. ed. Reino Unido: Wiley, 2009. Disponível em: <https://www.wiley.com/en-us/Modeling+and+Control+of+Fuel+Cells%3A+Distributed+Generation+Applications-p-9780470233283>. Acesso em: 20 out. 2021.

NUSSENZVEIG, H. M. **Curso de física básica 2: Fluidos, oscilações e ondas, calor**. 4. ed. São Paulo: Editora Blucher, 2002.

OLIVEIRA, M. J. **Termodinâmica**. 1. ed. São Paulo: Editora Livraria da Física, 2005.

PEDRO, A. E. B. C. **Perspectivas da geração distribuída no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: <http://repositorio.poli.ufrj.br/monografias/mono-poli10026394.pdf>. Acesso em: 18 set. 2021.

PÉREZ, A. A. D. Thermodynamic and economic evaluation of reheat and regeneration alternatives in cogeneration systems of Brazilian sugarcane and alcohol sector. **Energy**, v. 152, p. 247-262, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.106>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544218305152>. Acesso em: 07 out. 2021.

PETCHERS, N. **Combined heating, cooling & power handbook: technologies and applications: an integrated approach to energy conservation/resource optimization**. 2. ed. Nova York: Marcel Dekker, 2012. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/1-0.1201/9781003151692/combined-heating-cooling-power-handbook-technologies-applications-neil-petchers>. Acesso em: 20 mai. 2021.

PIRI, A. *et al.* Role of 3E analysis in detection of thermodynamic losses in the evaporation line and steam and power production unit in the sugar processing. **Biomass Conversion and Biorefinery**, 2021. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13399-021-01348-6>. Acesso em: 13 out. 2021.

REN, J. **Renewable-energy-driven future: Technologies, modelling, applications, sustainability and policies**. 1. ed. Países Baixos: Elsevier Science, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780128205396/renewable-energy-driven-future>. Acesso em: 17 out. 2021.

ROY, D. *et al.* Techno-economic and environmental analyses of a biomass-based system employing solid oxide fuel cell, externally fired gas turbine and organic Rankine cycle. **Journal of Cleaner Production**, v. 225, p. 36-57, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.03.26>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652619309710>. Acesso em: 26 jun. 2021.

SHAH, Y. T. **Thermal energy: sources, recovery and applications**. 1. ed. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2018. Disponível em: <https://www.taylorfrancis.com/books/mono/10.1201/9-781315305950/thermal-energy-yatish-shah>. Acesso em: 17 out. 2021.

SHEYKHI, M. Performance investigation of combined heat and power system with internal and external combustion engines. **Energy Conversion and Management**, v. 185, p. 291-303, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.01.116>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890419301840>. Acesso em: 23 set. 2019.

SIGH, O. K. Exergy analysis of a grid-connected bagasse-based cogeneration plant of sugar factory and exhaust heat utilization for running a cold storage. **Renewable Energy**, v. 143, p. 149-163, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.012>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148119306640>. Acesso em: 07 out. 2021.

SUEAMPALLI, R. Y. *et al.* **Carbon capture and storage: physical, chemical, and biological methods**. 1. ed. Estados Unidos: ASCE, 2015. Disponível em: <https://ascelibrary.org/doi/abs/1-0.1061/9780784413678>. Acesso em: 06 out. 2021.

TARANTO, G. N. *et al.* Modelagem dinâmica para avaliação do impacto de fontes alternativas no sistema de distribuição de energia. In: **IX congresso de Inovação Tecnológicas em Energia Elétrica**. João Pessoa, Paraíba, 2017. Disponível em: http://www.coep.ufrj.br/~tarang/Simulight/CITENEL_2017.pdf. Acesso em: 22 set. 2021.

VERA, D. *et al.* Comparison between externally fired gas turbine and gasifier-gas turbine system for the olive oil industry. **Energy**, v. 36, p. 6720-6730, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.036>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544211006955>. Acesso em: 06 jun. 2021.

VIDAL, R. A. **Desenvolvimento de software para análise se sistemas de cogeração em usina sucroalcooeira**. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: <http://www.repositorio.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10030888.pdf>. Acesso em: 24 out. 2021.

WIESBERG, I. L. *et al.* Bioenergy production from sugarcane bagasse with carbon capture and storage: Surrogate models for techno-economic decisions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 150, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111486>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403212100767X>. Acesso em: 07 out. 2021.

WYLEN, G. J. V. *et al.* **Fundamentos da termodinâmica clássica**. 4. ed. São Paulo: Editora Blucher, 1995.