

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
NÚCLEO DE EXCELÊNCIA EM SISTEMAS TÉRMICOS – NEST
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**

Eric Alberto Ocampo Batlle

**Avaliação Termodinâmica e Ambiental de Complexos Integrados
de Biorrefinarias que utilizam Cana e Palma.**

**Tese de Doutorado submetida ao Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como
parte dos requisitos para obtenção do Título de
Doutor em Ciências em Engenharia Mecânica.**

Área de concentração: Térmica, Fluidos e Máquinas
de Fluxo

Orientador: Prof. Dr. José Carlos Escobar Palácio

Coorientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora

Junho de 2019,

Itajubá – MG

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
NÚCLEO DE EXCELÊNCIA EM SISTEMAS TÉRMICOS – NEST
PROGRAMA DE POS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA MECÂNICA**

Eric Alberto Ocampo Batlle

**Avaliação Termodinâmica e Ambiental de Complexos Integrados de
Biorrefinarias que utilizam Cana e Palma.**

Tese de Doutorado aprovada por banca examinadora em 24 de junho de 2019, conferindo ao autor o título de **Doutor em Ciências em Engenharia Mecânica.**

Banca Examinadora:

Prof. Dr. José Carlos Escobar Palácio
(Orientador – UNIFEI)

Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora
(Coorientador – UNIFEI)

Prof. Dr. Dimas José Rua Orozco
(UFLA)

Prof. Dr. Marcio Montagnana Vicente Leme
(UFLA)

Prof. Dr. Osvaldo José Venturini
(UNIFEI)

Prof. Dr. Vladimir Rafael Melian Cobas
(UNIFEI)

Itajubá – MG

2019

Dedicatória

A *DEUS*

A minha mãe *Beatriz Elena Batlle Camargo*.

A minha esposa *Maria Alejandra Escobar Alvarez* e nosso primogênito (*André Ocampo Escobar*) quem já mudo nosso mundo.

Por tudo o amor, felicidade e paz que me brindam, ser minha companhia em todo momento é ser o mais certo em minhas horas incertas.

Agradecimentos

Este trabalho não poderia ser terminado sem a ajuda de diversas pessoas às quais presto minha homenagem:

Primeiramente agradeço a *DEUS*, que sempre está comigo e por me dar uma família maravilhosa. Obrigado por me permitir mais um objetivo de vida.

A meu orientador Prof. Dr. *José Carlos Escobar Palácio*, pela inestimável oportunidade, confiança e colaboração oferecida para a realização deste trabalho, além de sua valiosa amizade, construída durante todos estes anos.

Ao meu Co-orientador Prof. Dr. *Electo Silva Lora*, pela orientação, apoio, confiança, paciência, compreensão e a grande dedicação na prática do saber.

Aos membros da banca de doutorado, Prof. Dr. *Dimas Rua*, Prof. Dr. *Márcio Leme*, Prof. Dr. *Oswaldo Venturini* e Prof. Dr. *Vladimir Melián*.

Ao *NEST* que me forneceu toda a estrutura e suporte técnico.

Também gostaria de deixar aqui expressos meus agradecimentos a todos os membros do *NEST* e amigos, especialmente a *Aldemar Martinez*, *Alvaro Dias*, *Dimas Rua*, *Gaylord Carrillo* e *José Loureiro* pela grande amizade e inestimável apoio em todo o processo de investigação e escrita deste trabalho.

Ao Prof. Dr. *Juan Carlos Campos Avella*, por acreditar em mim e transmitir seus imensuráveis conselhos.

A meus professores e amigos *Arnaldo Martinz* e *Esther Bermello*, pelos valiosos conselhos, orientações e contribuições científicas.

A todos aqueles que não foram citados aqui, porém deram contribuições para a conclusão do trabalho.

Ao Brasil, por acolher aos estrangeiros e nos dar a oportunidade de ser melhores. Em especial, a cidade de Itajubá “*Cidade fácil de ser amada*”.

À CAPES, FAPEMIG, CNPq e CEMIG (Projeto P&D *GT 418: Gaseificação de Resíduos sólidos Urbanos para a Geração de Eletricidade*) pelo apoio financeiro que permitiu o meu avanço em mais um nível profissional.

“Há uma força motriz mais poderosa que o vapor, a eletricidade e a energia atômica: a vontade” – Albert Einstein

Resumo

OCAMPO, B. E. A. (2019), *Avaliação Termodinâmica e Ambiental de Complexos Integrados de Biorrefinarias que utilizam Cana e Palma, Itajubá*, 154p. Tese de Doutorado (Doutorado em Térmica, Fluidos e Máquinas de Fluxo) – Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

O presente trabalho objetivou realizar uma avaliação Termodinâmica e Ambiental de complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana-de-açúcar e palma africana (*Elaeis guineensis*) para as condições brasileiras. Para tal, foram propostos quatro estudos de casos, localizado nas regiões *Norte* ou *Nordeste*, visto que nestas regiões existem mais de 31 milhões de hectares de terras degradadas que possuem as características edafoclimáticas favoráveis para o cultivo das culturas de cana e palma. O caso base (C-I) foi concebido com o intuito de ser uma referência para os demais estudos, em este não existe nenhum tipo de integração (industrial ou agrícola) e encontra-se composto por (i) uma usina de açúcar e álcool, (ii) uma planta de extração de óleo de palma, (iii) uma planta de refinação e transesterificação de óleo palma e (iv) um sistema de cogeração, já nos estudos de casos subsequentes existe uma integração agrícola e industrial, sendo que no caso II é incorporada uma planta de etanol 2G, enquanto que no caso III foi incorporado uma planta de metanol 2G e o caso IV é uma extensão do caso III, donde foram aplicados conceitos avançados de cogeração, especificamente a tecnologia BIG/GT (*Biomass Integrated Gasifier-Gas Turbine*). Para a avaliação dos estudos sob o ponto de vista termodinâmico e ambiental, foi utilizada a ACV e indicadores de desempenho baseados na 1ª e 2ª Lei da Termodinâmica. Os resultados obtidos da avaliação termodinâmica expõem a vantagem de obter um maior portfólio energético a partir de diversas matérias primas (cana-de-açúcar e palma), sendo que C-IV destaca-se perante os outros, já que tem um desempenho superior na η_{Glo} (53,4%), I_{exced} (86,6 kWh/t_{MP}), σ_{MP} (257 GJ/ha-ano) e η_{exe} (62,7%), pelo fato de integrar a tecnologia de gaseificação e turbina a gás (BIG/GT), verificando o atrativo que é para as agroindústrias. Enquanto que os resultados obtidos na ACV mostraram os potenciais benefícios ambientais que traz a substituição total do diesel fóssil pelo biodiesel (seja etílico ou metílico), tanto na cultura de cana como na de palma, possibilitando a redução do consumo de energia fóssil em 74,7% (cana) e 64,8% (palma) pela rota etílica ou 79,6% (cana) e 69,2% (palma) pela rota metílica. Conseqüentemente, se poderia atingir um aumento na *Relação energética líquida* (NER) de até 9 unidades e uma *Eficiência energética do ciclo de vida* (LCEE) de até 18,4% do bioetanol de cana.

Palavras-chaves: *Cana-de-açúcar, Palma de azeite, Biorrefinarias, Análise do Ciclo de Vida, Análise Termodinâmica.*

Abstract

OCAMPO, B. E. A. (2019), *Thermodynamic and Environmental Assessment of Integrated Biorefinery Complexes using Sugarcane and Palm, Itajubá*, 154p. PhD Thesis (PhD. in Thermal, Fluids and Flow Machines) - Institute of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá.

The present work aimed to perform a thermodynamic and environmental evaluation of integrated biorefinery complexes using sugarcane and african palm (*Elaeis guineensis*) for brazilian conditions. To this end, four case studies were proposed, located in the North or Northeast regions, since in these regions there are more than 31 million hectares of degraded lands that have favorable edaphoclimatic characteristics for the cultivation of cane and palm crops. The base case (C-I) was conceived with the intention of being a reference for the other studies, in which there is no type of integration (industrial or agricultural) and is composed of (i) a sugar and alcohol plant, (ii) a palm oil extraction plant, (iii) a palm oil refining and transesterification plant, and (iv) a cogeneration system, in the subsequent case studies there is an agricultural and industrial integration, and in case II a 2G ethanol plant is incorporated, while in case III a 2G methanol plant was incorporated and case IV is an extension of case III where advanced cogeneration concepts were applied, specifically the BIG/GT technology (*Biomass Integrated Gasifier-Gas Turbine*). For the evaluation of the studies from the thermodynamic and environmental point of view, the LCA and performance indicators based on the 1st and 2nd Law of Thermodynamics. The results obtained from the thermodynamic evaluation show the advantage of obtaining a larger energy portfolio from several raw materials (sugar cane and palm), and C-IV stands out from the others, since it has a superior performance in the η_{Glo} (53.4%), I_{exced} (86.6 kWh/t_{MP}), σ_{MP} (257 GJ/ha-year) e η_{exe} (62.7%), by integrating the technology of gasification and gas turbine (BIG/GT), verifying the attractiveness that it is for agroindustries. While the results obtained in the LCA showed the potential environmental benefits that brings the total replacement of fossil diesel by biodiesel (whether ethyl or methyl), both in cane and palm cultivation, making it possible to reduce the consumption of fossil energy by 74.7% (cane) and 64.8% (palm) by the ethanol route or 79.6% (cane) and 69.2% (palm) by the methyl route. Consequently, one could achieve an increase in NER up to 9 units and a renewability (LCEE) of up to 18.4% of cane bioethanol could be achieved.

Keywords: *Sugarcane, Palm oil, biorefineries, Life Cycle Assessment, Thermodynamic Assessment.*

Lista de figuras

Figura 2.1: Distribuição do consumo energético por fontes (British Petroleum, 2017).....	10
Figura 2.2: Produção de eletricidade mediante fontes renováveis (REN21, 2018).....	11
Figura 2.3: Consumo global de energia por setor (U.S. Energy Information Administration, 2018).....	11
Figura 2.4: Biorrefinaria vs Petrorefinaria (Clark and Deswarte, 2008).	12
Figura 2.5: Principais etapas para a produção e uso dos biocombustíveis (Renó, 2011a).	13
Figura 2.6: Esquema de um sistema de cogeração <i>topping</i> de condensação/extração com moendas 100% eletrificada (O’Hara and Mundree, 2016).....	16
Figura 2.7: Esquema do ciclo BIG/GTCC.....	18
Figura 2.8: Processo de produção de etanol 2G.	20
Figura 2.9: Componentes chaves na conversão de biomassa em metanol (Acre, 2007).	21
Figura 2.10: Diagrama da transesterificação de óleo de palma refinado.....	24
Figura 2.11: Localização geográfica dos cultivos de cana-de-açúcar (Krishna, 2014) e palma (Hernández et al., 2012) no mundo	29
Figura 2.12: Distribuição e localização das áreas plantadas de cana-de-açúcar e óleo de palma.	34
Figura 2.13: Tipos de solos que possuem os estados de Pará e Bahia (Embrapa, 2018).	35
Figura 3.1: Fluxograma do estudo da tese de doutorado.	39
Figura 3.2: Fluxograma básico do processo de produção de etanol e açúcar (adaptado de Seabra et al., 2011; Vilela, 2013).	42
Figura 3.3: Diagrama da transesterificação de óleo de palma refinado.....	44
Figura 3.4: Visão geral das linhas de refino químico e físico (adaptado de Lai et al., 2012). .	45
Figura 3.5: Reação de Transesterificação (Adaptado de Gabriel, 2015; Mekhilef et al., 2011).	45
Figura 3.6: Estudos de caso base.	54
Figura 3.7: Estudos de caso C-II.	55
Figura 3.8: Estudos de caso C-III.	55
Figura 3.9: Estudos de caso C-IV.	56
Figura 4.1: Balanço de massa e energia para o estudo de caso base.	66
Figura 4.2: Esquema de cogeração para o estudo de caso I.	67
Figura 4.3: Balanço de massa e energia para o estudo de caso II.....	70
Figura 4.4: Esquema de cogeração para o estudo de caso II.	71

Figura 4.5: Balanço de massa e energia para o estudo de caso III.	74
Figura 4.6: Esquema de cogeração para o estudo de caso III.	75
Figura 4.7: Balanço de massa e energia para o estudo de caso IV.	77
Figura 4.8: Esquema de cogeração para o estudo de caso IV.	78
Figura 4.9: Representação da distribuição da exergia da cana-de-açúcar.	81
Figura 4.10: Eficiência global dos estudos de casos avaliados.	86
Figura 4.11: Eletricidade excedente dos estudos de casos avaliados.	87
Figura 4.12: Produtividade energética por hectare dos estudos de casos avaliados.	87
Figura 4.13: Eficiência exergética de cogeração dos estudos de casos avaliados.	88
Figura 4.14: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-I. ...	89
Figura 4.15: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-II. ...	90
Figura 4.16: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-III. ...	90
Figura 4.17: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-IV. .	91
Figura 4.18: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso I.	92
Figura 4.19: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso II.	92
Figura 4.20: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso III.	93
Figura 4.21: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso IV.	93
Figura 5.1: Categorias de impactos intermediários (<i>midpoint</i>) e danos (<i>endpoint</i>) para o método IMPACT 2002+ (adaptado de Jolliet et al. (2003)).	100
Figura 5.2: Potenciais impactos ambientais dos estudos de casos avaliados.	103
Figura 5.3: Comparação da relação energética líquida do etanol de cana convencional com a de etanol integrada.	106
Figura B.1: Balanço de massa e energia do secador de tambor rotatório direto (Adaptado de DA COSTA, 2017).	128
Figura L.2: : Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-II.	152
Figura L.3: Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-III.	153
Figura L.4: Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-IV.	154

Lista de tabelas

Tabela 2.1: Plantas BIG/GTCC que já estiveram em fase de operação ou planejamento (Da costa, 2017).....	19
Tabela 2.2: Características edafoclimáticas e localização geográfica das culturas de cana e palma no mundo.	29
Tabela 2.3: Distribuição e localização das áreas plantadas e indústrias de cana e palma no Equador (CINCAE, 2017; Fedapal, 2017).	31
Tabela 2.4: Distribuição e localização das áreas plantadas e indústrias de cana e palma na Colômbia (Asocaña, 2018; Fedepalma, 2018).	31
Tabela 3.1: Etapas avaliadas dos processos produtivos de cana e palma no estudo de ACV. .	40
Tabela 3.2: Etapas avaliadas dos processos de produção de biocombustíveis 2G no ACV.....	41
Tabela 3.3: Parâmetros operacionais da usina de açúcar e álcool.	42
Tabela 3.4: Parâmetros operacionais da planta de extração de óleo de palma.	44
Tabela 3.5: Vantagens e desvantagens das rotas metflica e etflica (Carvalho, 2009; Santander, 2010).....	46
Tabela 3.6: Parâmetros operacionais da planta de refinação e transesterificação de óleo de palma.	47
Tabela 3.7: Principais parâmetros para a planta de etanol 2G.....	48
Tabela 3.8: : Composição do bagaço torrefeito, em base seca, e composição volumétrica do torgás (Pach et al., 2002).	49
Tabela 3.9: Parâmetros operacionais da etapa de pré-tratamento.	49
Tabela 3.10: Parâmetros operacionais da etapa de gaseificação.	50
Tabela 3.11: Características e composição do gás de síntese produzido (Da costa, 2017; Furtado, 2017; Renó et al., 2014).	50
Tabela 3.12: Parâmetros operacionais da etapa de síntese do metanol.	51
Tabela 3.13: Estudos de casos sumarizados.	52
Tabela 3.14: Unidade Funcional do sistema e dos subprocessos.	59
Tabela 4.1: Parâmetros operacionais das unidades de cogeração cana.	64
Tabela 4.2: Parâmetros operacionais das unidades de cogeração palma.....	65
Tabela 4.3: Principais parâmetros da planta de metanol lignocelulósico.....	72
Tabela 4.4: Composição do gás síntese após passagem pelo sistema de limpeza.....	73
Tabela 4.5: Dados operacionais do modelo convencional de turbina a gás GE MS6001FA. .	76
Tabela 4.6: Parâmetros adotados para o sistema BIG-GTCC.	79

Tabela 4.7: Exergia química do bagaço.....	80
Tabela 4.8: Valores adotados para as exergias químicas específicas dos produtos associados as usinas de açúcar e álcool estudada.	82
Tabela 4.9: Exergia química da palha disponibilizada ao sistema.	82
Tabela 4.10: Exergia química e física dos gases de combustão da caldeira de cogeração, para os casos III e IV.	83
Tabela 4.11: Exergia química do bagaço com 15% de umidade.....	84
Tabela 4.12: Exergia química e física do gás de síntese na saída do processo de gasificação e do processo de limpeza.....	84
Tabela 4.13: Exergia química específica da fibra, CFV e casca da palma.....	85
Tabela 4.14: Cálculo da exergia química do óleo de palma (CPO).	85
Tabela 5.1: Emissões da etapa de cultivo de cana-de-açúcar.	95
Tabela 5.2: Principais poluentes emitidos por veículos de carga pesada.	96
Tabela 5.3: Insumo do processo de produção de etanol lignocelulósico.....	96
Tabela 5.4: Poluentes gerados nos processos de gasificação e síntese de metanol.	96
Tabela 5.5: Emissões da etapa de cultivo da palma de dendê.	97
Tabela 5.6: Principais poluentes emitidos por veículos de carga pesada.	98
Tabela 5.7: Fatores de emissão – diesel e biodiesel	99
Tabela 5.8: Emissões do processo de extração do óleo de palma.	99
Tabela 5.9: Emissões do processo de transesterificação do óleo de palma refinado.....	99
Tabela 5.10: Substâncias de referências usadas em cada categoria de <i>midpoint</i> no IMPACT2002+ (Maham et al., 2018).	101
Tabela 5.11: Coeficientes de alocação exergetica.	101
Tabela 5.12: Fatores de caracterização de danos das diversas substâncias de referência (Humbert et al., 2012).....	102
Tabela 5.13: Fatores de normalização para as quatro categorias de danos (Humbert et al., 2012).	103
Tabela 5.14: Resultado final de eficiência em energia renovável e razão de energia líquida.	105
Tabela A.1: Composição molar dos gases de combustão gerados pela queima individual de bagaço e palha.	126
Tabela A.2: Composição molar e mássica dos gases de combustão gerados pela queima misturada de bagaço e palha.	126
Tabela A.3: Entalpia dos gases de combustão a 215 e 110 [°C].	127

Lista de abreviaturas

ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
AICV	Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida
ANP	Agência nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BD	Biodiesel
b.u	Base úmida
b.s	Base seca
BEM	Balanço Energético Nacional
BIG/GT	Biomass Integrated Gasifier / Gas Turbine
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
CFF	Cacho de Fruta Fresco (<i>FFB – Fres Fruit Bunche</i>)
CV	Cacho de Fruta Vazio (<i>EFB – Empty Fruit Bunches</i>)
DALY	Disability-Adjusted Life Year
GEE	Gases de Efeito Estufa
GWP	Potencial de Aquecimento Global (Global Warming Potential)
CPKO	óleo de palmiste (<i>Crude Palm Kernel Oil</i>)
CEST	Condensing Extraction Steam Turbine
IEA	International Energy Agency
ISO	International Organization for Standardization
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
NER	Relação energética líquida
NO _x	Óxidos de Nitrogênio
LCEE	Eficiência energética do ciclo de vida
GW	Giga Watt
GLP	Gás liquefeito de petróleo
PDF.m ² .year	Potentially Disappeared Fraction of species over a certain amount of m ² during a certain amount of year
PM _{2.5}	Particulate Matter < 2,5 µm

PM _{1.0}	Particulate Matter < 10 µm
PNPB	Programa brasileiro de produção e uso de biodiesel
PV	Energia solar fotovoltaica
POME	Efluentes líquidos (<i>Palm Oil Mill Effluent</i>)
PKC	Torta de palmiste (<i>Palm Kernel Cake</i>)
TEG	Trietilenoglicol
TOC	Total Organic Carbon
tep	tonelada equivalente de petróleo
ton	toneladas (t)
VOC	Volatile Organic Compounds
1G	Primeira Geração
2G	Segunda Geração

Lista de símbolos

B100	Biodiesel na proporção 100%
B15	Biodiesel na proporção 15%
B11	Biodiesel na proporção 11%
B	Exergia [MW]
H	Entalpia [MW]
M	Massa Molar [kg/kmol]
P	Potência [MW]
Q	Calor [MW]
R	Coefficiente de estequiometria
T	Temperatura [°C, K]
W	Trabalho ou Potência Mecânica (de Eixo) [MW]
e	Exergia Específica [MJ/kg]
h	Entalpia Específica [MJ/kg]
ha	hectare
p	Pressão [bar, Pa]
s	Entropia Específica [MJ/kg.K]
y	Fração Molar de um Elemento [fração]
x	Fração Mássica de um Elemento [fração]
β	Percentagens dos elementos que fazem parte da composição elementar do combustível sólido considerado
η	Eficiência [%]
η_{Glo}	Eficiência global
I_{exced}	Eletricidade excedente [kWh/ kg _{matéria-prima}]
σ_{MP}	Produtividade energética [GJ/ha-ano]
η_{exe}	Eficiência exergetica de cogeração
t _C	Tonelada de cana-de-açúcar
kg _{MEOH}	Quilograma de metanol
kg _{GS}	Quilograma de gás de síntese

Sumário

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 Motivação	1
1.2 Justificativa.....	4
1.3 Objetivo da Pesquisa	7
1.4 Contribuição	7
1.5 Conteúdo da Tese de Doutorado	8
1.5.1 Capítulo II	8
1.5.2 Capítulo III.....	8
1.5.3 Capítulo IV.....	9
1.5.4 Capítulo V	9
1.5.5 Capítulo VI.....	9
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	10
2.1 Situação Energética Mundial.....	10
2.2 Biorrefinaria	11
2.3 Biocombustíveis	13
2.3.1 Rotas de Produção de Biocombustíveis	13
2.4 Situação Atual das plantas de processamento de cana no setor sucroalcooleiro brasileiro	15
2.4.1 Bioeletricidade	15
2.4.2 Etanol de segunda geração	19
2.4.3 Metanol lignocelulósico	20
2.5 Situação Atual das plantas de processamento de palma no setor produtivo de óleo de palma Brasileiro.....	21
2.5.1 Bioeletricidade	22
2.5.2 Biodiesel.....	23

2.6 Sustentabilidade nas Biorrefinarias	25
2.6.1 Sustentabilidade em complexos integrados de biorrefinarias: pesquisas de referências pertinentes.....	26
2.7 Viabilidade edafoclimática e geográfica da possível integração dos cultivos de cana-de-açúcar e palma no mundo	29
3 METODOLOGIA.....	38
3.1 Fluxograma da Pesquisa.....	38
3.2 Definição dos complexos integrados de biorrefinaria que utilizam cana e palma	39
3.3 Descrição dos processos avaliados no complexo integrado de biorrefinaria	41
3.3.1 Usina de açúcar e álcool:.....	41
3.3.2 Planta de extração de óleo de palma:	43
3.3.3 Refinação e Transesterificação de óleo de palma:	45
3.3.4 Planta de etanol lignocelulósico:.....	47
3.3.5 Planta de metanol celulósico.....	48
3.4 Avaliação termodinâmica dos complexos integrados de biorrefinaria que utilizam cana e palma.	51
3.4.1 Configurações dos estudos de casos avaliados	53
3.4.2 Índices de desempenho Termodinâmico.....	56
3.5 Avaliação do desempenho ambiental dos complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana e palma	58
3.5.1 Objetivo e escopo da ACV.....	58
3.5.2 Alocação dos Impactos Ambientais	60
3.5.3 Índices de desempenho energético do ciclo de vida	60
3.6 Ferramentas Computacionais	62
3.6.1 Software SimaPro.....	62
3.6.2 Software Aspen Hysys	62
3.6.3 Software GateCycle.....	63
4 ESTUDOS DE CASO	64

4.1 Usina de açúcar-álcool, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso I – Caso base)	64
4.1.1 Balanço de massa e energia do caso base	65
4.2 Usina de açúcar-álcool, usina de etanol 2G, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso II)	68
4.2.1 Balanço de massa e energia do C-II	68
4.3 Usina de açúcar-álcool, usina de metanol, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso III)	72
4.3.1 Balanço de massa e energia do C-III	72
4.4 Usina de açúcar-álcool, usina de metanol, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso IV)	75
4.4.1 Balanço de massa e energia do C-IV	76
4.5 Cálculo da exergia dos produtos/co-produtos da biorrefinaria de cana e palma	79
4.5.1 Biorrefinaria de Cana-de-açúcar	79
4.5.2 Biorefinaria de Palma	84
4.6 Avaliação dos índices de desempenho termodinâmicos	86
4.6.1 Indicadores de 1ª lei	86
4.6.2 Indicadores de 2ª lei e balanço de exergia	88
5 RESULTADOS DA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS AMBIENTAIS DOS COMPLEXOS INTEGRADOS DE BIORREFINARIAS QUE UTILIZAM CANA E PALMA	94
5.1 Inventário de emissões	94
5.1.1 Agroindústria da cana	95
5.1.2 Agroindústria da palma	97
5.2 Avaliação dos Impactos para os estudos de caso	99
5.3 Balanço energético do ciclo de vida: indicadores de eficiência	104
6 CONCLUSÕES	107
6.1 Trabalhos Futuros	108

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	109
Anexo A -Características dos gases de exaustão.....	126
Anexo B -Balanço energético da etapa de secagem.....	128
Anexo C -Cálculo da distância média.....	130
Anexo D -Indicadores energéticos.....	132
Anexo E -Entradas de energia do ciclo de vida do bioetanol de cana-de-açúcar.....	133
Anexo F -Entradas de energia do ciclo de vida do biodiesel de palma africana.....	134
Anexo G -Resultados da avaliação de ACV no Simapro, método IMPACT 2002+ V2.1.	135
Anexo H -Caraterísticas termodinâmicas do estudo de caso base.....	137
Anexo I -Caraterísticas termodinâmicas do estudo de caso II.....	140
Anexo J -Caraterísticas termodinâmicas do estudo de caso III.....	143
Anexo K -Caraterísticas termodinâmicas do estudo de caso IV.....	147
Anexo L -Limites dos Sistemas avaliados.....	151

CAPÍTULO - I

1 Introdução

1.1 Motivação

A energia condiciona a qualidade de vida e o progresso social, mas sem esquecer que um consumo ininterrupto e intenso pode contribuir para o esgotamento dos recursos energéticos e causar impactos sobre o meio ambiente.

A Conferência de Paris das Partes da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas confirmou o compromisso internacional de manter a elevação da temperatura média global “abaixo de 2 °C e esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais”. No entanto, a atual trajetória de emissões está mais alinhada com um aumento de 4 °C até 2100, e mesmo que as promessas anteriores ao Acordo de Paris e as contribuições pretendidas forem realizadas, existe 66% de probabilidade que não seja alcançado o objetivo do acordo de manter o incremento da temperatura média global abaixo de 2 °C (Sharmina et al., 2017).

Por outro lado, se tem que garantir a produção de alimentos e o fornecimento de energia requerida pelo crescimento populacional e, para isso, é necessário levar em conta o incremento da produtividade agrícola e a diversificação no uso das diferentes fontes disponíveis e uma racionalização no consumo das mesmas.

Entre os 17 objetivos para transformar nosso mundo as Nações Unidas Estabelece no item **7.a:**

Até 2030, reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso a pesquisa e tecnologias de energia limpa, incluindo energias renováveis, eficiência energética e tecnologias de combustíveis fósseis avançadas e mais limpas, e promover o investimento em infraestrutura de energia e em tecnologias de energia limpa (ONUBR, 2018).

Como uma economia emergente de impacto mundial, o Brasil tem um espaço significativo na busca da suficiência energética, produção suficiente de alimentos e na preservação do meio ambiente. Contudo o esforço é direcionado de modo que para alcançar cada um desses aspectos, não signifique prejudicar os outros.

O uso eficiente e sustentável da energia da biomassa para a geração de eletricidade, produção de biocombustíveis, produtos químicos e alimentos em complexos industriais chamados de *biorrefinarias*, está demonstrando ser uma estratégia econômica e politicamente correta.

No setor sucroalcooleiro, a expectativa de crescimento no Brasil se diferencia por algumas vantagens competitivas, sendo a disponibilidade da matéria-prima a principal delas. Segundo o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), o país é o maior produtor mundial de cana-de-açúcar, tendo processado 665,58 milhões de toneladas em 2016, sendo que 61,7% da cana processada foi destinado à produção de álcool (63,2% Hidratado e 36,8% Anidro). Este montante foi 4,85% superior ao registro do ano anterior (2015), quando a safra foi de 634,76 milhões de toneladas, segundo os dados oferecidos pela Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB, 2017).

Como consequência, os produtos derivados da cana-de-açúcar têm aumentado sua participação na matriz energética brasileira. Seja para serem usados como alimento (açúcar) ou combustível (etanol), ou para a produção de eletricidade (sistemas de cogeração com bagaço, instalados em usinas de açúcar e álcool). Isto demonstra a importância do setor *sucroalcooleiro* no Brasil. Vale, no entanto, acrescentar que a energia proveniente da biomassa da cana-de-açúcar, apesar do grande potencial existente, tem apresentado crescimento tímido por falta de políticas que incentivem investimentos nesta fonte. Ressalta-se que do total de energia produzida pela biomassa (Brasil), mais de 78% é proveniente do bagaço da cana e o número de usinas envolvidas na produção, segundo Escobar et al. (2018), é de 407 unidades.

No entanto, são várias as possibilidades para o aproveitamento mais eficiente das grandes quantidades de biomassa (Joshi et al., 2017), especialmente no setor de transporte, já que têm o potencial de serem transformado em biocombustível de 1^a, 2^a e 3^a geração (Saladini et al., 2016). As principais rotas dos biocombustíveis de segunda geração em desenvolvimento são classificadas em tecnologias bioquímicas e termoquímicas. As duas rotas usam o material lignocelulósico como matéria-prima. Na alternativa bioquímica o substrato é pré-tratado e hidrolisado em açúcares para ser fermentado em etanol, metanol, butanol, ácido acético, hidrogênio e outros químicos. A rota termoquímica utiliza a gaseificação para produzir gás de síntese e converter em BTL- Diesel (do inglês Biomass-To-Liquid-Diesel), SNG (do inglês Substitute Natural Gas) ou mistura de álcoois (Ho et al., 2014; Molino et al., 2016; Saladini et al., 2016).

Apesar do grande potencial existente no setor sucroalcooleiro, pesquisas têm demonstrado o elevado consumo de diesel na etapa agrícolas da cana (Seabra et al., 2011). Veja-se que o diesel é uma das principais fontes de GEE e a principal fonte de energia fóssil no ciclo de vida da produção dos derivados da cana-de-açúcar (García et al., 2011; Wang et al., 2014). Baseando-se nos dados nacionais de 2015 (CONAB, 2015; Ministerio de Minas e Energia, 2015) e em um consumo médio de diesel de 4 l/tc (De Souza, 2015), pode-se estimar que o setor *sucroalcooleiro* brasileiro foi responsável por cerca de 4,72% (2,26 milhões de tep) do consumo nacional de diesel (48,03 milhões de tep).

Portanto, é evidente que o considerável consumo de diesel pode comprometer o caráter “*renovável*” atribuída aos álcoois. Então alternativas ao diesel consumido na produção de cana tornam-se essenciais. Ante essa situação o *Biodiesel* surge como uma alternativa atraente (pelas diversas vantagens que tem frente ao diesel fóssil), que atreves do Programa Brasileiro de Produção e uso de Biodiesel (PNPB) e o continuo desenvolvimento do setor, esse combustível se apresenta como uma oportunidade para diminuir a dependência de diesel e conseqüentemente a redução das emissões de GEE no setor sucroalcooleiro.

Na atualidade, a Lei nº 13.263/2014 prevê o aumento gradual da mistura de biodiesel no diesel, passando dos atuais 10% para 11% em junho de 2019, aumentando um ponto porcentual ao ano até chegar a 15% em 2023. De modo que este setor aumentará paulatinamente seus *inputs* energéticos.

A maior parte do biodiesel produzido no Brasil vem da soja (71,6%) (ANP, 2018). No obstante, há potencial para o cultivo de outras oleaginosas com melhores rendimentos de óleo por hectare, sendo de destaque perante as outras culturas a de óleo de palma, pois é a oleaginosa com maior produtividade atingindo 3-6 t óleo ha⁻¹ (Queiroz et al., 2012). Segundo Kuss et al. (2015) e Villela et al. (2014), o Brasil tem potencial para ser convertido no maior produtor mundial de óleo de palma, com benefícios para os pequenos e médios agricultores.

De fato, a agroindústria de óleo de palma não só produz o óleo vegetal mais consumido no mundo, mas também uma quantidade significativa de biomassa residual. Em 2017, a produção mundial de óleo cru de palma foi de 69,8 milhões de toneladas, enquanto a geração de biomassa residual foi de aproximadamente 1495 milhões de toneladas/ano, incluindo cachos de fruta fresca (CFF), cascas e fibra (Valderrama, 2018).

O potencial energético desses resíduos está em torno de 100 GJ/ha*ano, o que corresponde a 37% da energia contida nos CFF que é de aproximadamente 270 GJ/ha*ano.

Portanto, é possível inferir que esse setor agroindustrial tem um potencial significativo para a implementação de biorrefinarias, nas quais a biomassa residual pode ser aproveitada de forma eficiente, tal como preconizado pela visão da IEA Bioenergy Task 42 (Budzianowski e Postawa, 2016), onde a sustentabilidade dos processos é a principal característica deste tipo de instalações industriais.

Não obstante, diversas pesquisas (De Souza et al., 2010; Lee and Ofori-Boateng, 2013; Rocha et al., 2014) tem apontado um consumo considerável de energéticos não renováveis na cadeia produtiva do biodiesel de óleo palma. Mas, segundo Queiroz et al. (2012), a integração da cultura de cana e palma poderia melhorar o desempenho energético e mitigar o impacto ambiental do sistema de produção do biodiesel de óleo de palma. Nesse contexto, é evidente a possível sinergia existente entre a agroindústria de cana e palma, fato que contribuiria com as metas nacionais anuais estabelecidas pelo programa RenovaBio de descarbonização para o setor de combustíveis, de forma a incentivar o aumento da produção e da participação de biocombustíveis na matriz energética de transportes do país.

1.2 Justificativa

Devido à diversidade de produtos (açúcar, bioetanol, bioeletricidade, etc.) e ao adequado aproveitamento dos resíduos industriais, o setor sucroalcooleiro brasileiro já é um importante modelo de *Biorrefinaria* (Palacio et al., 2018). Por este fato a indústria sucroalcooleira do Brasil tem sido considerada promissora. No entanto, a cultura da cana-de-açúcar requer grandes volumes de combustíveis fósseis (principal fonte de energia não renovável e uma das principais fontes das emissões de gases efeito estufa - GEE) para o cultivo e transporte (Seabra et al., 2011).

Por tais fatos, a biorrefinaria do futuro tem que ser um complexo integrado que produza uma diversidade de produtos (por exemplo, biocombustíveis, produtos químicos, energia e proteínas) a partir de uma variedade de matérias-primas, que vise a redução ou eliminação do consumo de combustíveis fósseis em sua cadeia produtiva.

Entre as pesquisas relacionadas com a integração de processos em biorrefinarias, se encontra a realizada por Dias et al. (2013) que avaliou o desempenho energético, ambiental e econômico da integração de uma destilaria de álcool convencional com uma de segunda geração a partir de cana de açúcar. Os autores realizaram esta análise por meio de três cenários tecnológicos, o primeiro cenário objetivou a produção máxima de etanol, o segundo priorizou a produção de eletricidade e o terceiro foi flexível, destinou 50% do bagaço e palha usados para

a produção de etanol 2G e os outros 50% para geração de energia elétrica. A partir da análise conclui-se que uma biorrefinaria pode oferecer vantagens econômicas e ambientais sobre as usinas convencionais com capacidade fixa.

De forma análoga, Renó et al. (2014) avaliou o desempenho energético e ambiental de cinco diferentes configurações de biorrefinarias de cana-de-açúcar, onde cada estudo de caso é um sistema baseado numa destilaria autônoma ou usina de açúcar-álcool com co-produção de metanol a partir do bagaço. Conclui-se que cada opção estudada para integrar tecnologias no contexto das biorrefinarias apresenta um balanço positivo, o que permite oferecer uma diversidade de produtos e uma gama atrativa de co-produtos. Contudo, a avaliação ambiental mostrou que a etapa agrícola (cultivo e transporte) da biomassa é a que gera os principais impactos na produção de biocombustíveis. Portanto, práticas sustentáveis no cultivo e transporte da biomassa são um ponto crucial para garantir um fornecimento de energia verdadeiramente renovável pelas biorrefinarias de maneira ecologicamente correta.

Pereira et al. (2015) realizaram a avaliação ambiental da integração do processo de butanol (1ª e 2ª geração) em uma biorrefinaria de cana. A avaliação foi feita por meio da comparação de seis cenários, sendo que cada cenário foi baseado numa usina de açúcar-álcool otimizada com co-produção de butanol 1ª e 2ª geração. Demonstrou-se que ao introduzir a produção de butanol e acetona no portfólio da biorrefinaria de cana tem-se um aumento da receita em comparação com o cenário base e por conseguinte ajuda a mitigar os impactos ambientais da biorrefinaria em termos monetários.

Na pesquisa desenvolvida por Garcia-Nunez et al. (2016), realizou-se uma avaliação energética, econômica, ambiental e social de seis diferentes configurações de biorrefinarias de óleo de palma para o cenário colombiano. As alternativas estudadas foram: (C1) Produção de biogás a partir dos Efluentes (POME), (C2) Compostagem de cachos de frutos vazios (EFB) e fibras, (C3) Combustão de biomassa para produção de vapor de alta pressão e energia elétrica, (C4) Produção de pellets, (C5) Produção de biocombustíveis e (C6) Biochar e produção de bio-óleo. Concluíram que a biomassa disponível pode resultar em até 125 kWh de eletricidade, 207 kg de composto, 125 kg de pellet, 44 kg de biochar e 63 kg de bio-óleo por tonelada métrica de cachos de fruta fresca.

Por sua vez, Abdullah et al. (2016) realizaram uma avaliação energética preliminar sobre a produção de bioetanol a partir dos açúcares das folhas da palma africana (*oil palm frond* -

OPF) em uma biorrefinaria de biomassa de palmeira integrada. Revelando o potencial para o aumento da produção de bioetanol a partir de biomassa de palma (OPF).

Existe um exemplo pioneiro na integração de biorrefinarias a partir de diferentes matérias-primas (cana e soja) testado com sucesso em escala comercial no Brasil, usina Barralcool (Lamonica, 2008; Olivério et al., 2014). Demonstrou-se que as usinas de biodiesel integradas à usina de açúcar e álcool proporcionam um melhor retorno sobre o investimento do que as usinas isoladas. Além de trazer benefícios nos aspectos energéticos, processuais e econômicos, nos quais os custos e investimentos são reduzidos e a renda e o lucro são aumentados.

De forma análoga, Souza et al. (2012) avaliou o desempenho ambiental da possível produção conjunta de uma destilaria de etanol com uma planta de biodiesel de palma. A análise foi realizada por meio da comparação de dois cenários, o primeiro foi um sistema tradicional de produção de etanol de cana, e o segundo um sistema de produção conjunta, no qual o etanol e o biodiesel são produzidos na mesma biorrefinaria, mas apenas o etanol é comercializado. Concluíram que as alternativas com foco na sustentabilidade dos biocombustíveis podem reduzir as emissões de GEE, melhorar o balanço energético e minimizar os impactos das mudanças no uso da terra.

Segundo a revisão apresentada, é evidente que as plantas produtoras de bioenergéticos geralmente não consideram mais de uma matéria-prima, seja para o setor sucroalcooleiro ou de óleo de palma. Outro aspecto evidenciado é que poucos são os trabalhos que analisam e avaliam o desempenho energético do complexo integrado, o que leva a ignorar o comportamento e as perdas energéticas do complexo, além de desconhecer o máximo potencial de geração de energia.

Tendo em vista o exposto, verifica-se a necessidade de estudos que procurem demonstrar e comparar algumas alternativas da possível sinergia existente na agroindústria de cana e palma, com o fim de aproveitar de maneira sustentável a grande disponibilidade de resíduos de biomassa presentes nestas indústrias.

Assim, no contexto agroindustrial, o presente trabalho visa avaliar a produção integrada de açúcar-etanol (cana) com a de biodiesel (dendê), além de integrar algumas alternativas de biocombustíveis de segunda geração.

Tal inserção da produção de alternativas de biocombustíveis de segunda geração e biodiesel (dendê) é realizada através de quatro estudos de caso, os quais são avaliados do ponto

de vista termodinâmico e ambiental, apontando assim as principais vantagens e desvantagens de cada um deles. Assim, com os resultados alcançados, o presente trabalho almeja oferecer recomendações de programas de investimento na área da produção de biocombustíveis no Brasil.

1.3 Objetivo da Pesquisa

O presente trabalho visa realizar uma avaliação de complexos integrados de biorrefinarias de cana-de-açúcar e palma africana, que considerem aspectos edafoclimáticos, termodinâmicos e ambientais.

Para atingir tal objetivo foram traçadas as seguintes metas a serem alcançadas:

- i. A partir da revisão bibliográfica, definir e caracterizar possibilidades de integração de uma planta convencional de açúcar-etanol com uma planta de biodiesel de palma, baseando-se em características edafoclimáticas, esquemas e parâmetros das instalações reais existentes;
- ii. Realizar os balanços de massa, energia e exergia para as diferentes configurações de biorrefinarias;
- iii. Definir diferentes indicadores de desempenho termodinâmico e ambiental;
- iv. Elaborar um inventário de ciclo de vida da análise comparativa das biorrefinarias propostas;
- v. Avaliar diferentes esquemas de sistemas integrados utilizando tecnologias convencionais e avançadas no sistema de cogeração, de 1^a e 2^a geração nos processos de obtenção de biocombustíveis;
- vi. Definir a alternativa com menor impacto ambiental, melhor desempenho energético e com maior potencial de geração de energia (elétrica e térmica), além de alocar e quantificar os custos ambientais nos subprodutos que constituem cada estudo de caso;
- vii. Avaliar o potencial de redução do uso de combustível fóssil com a implantação das diferentes configurações de integração de biorrefinaria de cana e palma.

1.4 Contribuição

Tendo em conta o anteriormente mencionado este trabalho estabelece como principais contribuições os seguintes aspectos:

- Oferecer uma fundamentação das possibilidades de integração, pelas características edafoclimáticas, das culturas de cana-de-açúcar e palma africana.
- Disponibilizar uma avaliação termodinâmica dos complexos integrados de biorrefinaria de cana e palma;
- Providenciar a quantificação dos impactos ambientais gerados pelos complexos integrados de biorrefinaria de cana e palma;
- Disponibilizar a quantificação do possível potencial de redução do uso de combustível fóssil, a partir da implantação dos complexos integrados de biorrefinaria de cana e palma.

1.5 Conteúdo da Tese de Doutorado

Além do capítulo 1, apresentado anteriormente, os seguintes capítulos são parte desta tese de doutorado.

Capítulo II

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica da situação energética mundial, além da situação atual das plantas de processamento de cana e palma. Como também as tendências e desafios do setor sucroalcooleiro, centralizando-se nos processos de produção de etanol e metanol lignocelulósicos.

O presente capítulo também contém uma revisão bibliográfica sobre a ferramenta de gestão ambiental Análise do Ciclo de Vida (ACV), e apresenta diversos resultados obtidos na literatura sobre ACV aplicados em complexos integrados de biorrefinarias.

Também apresenta os sistemas aplicados para geração de eletricidade e vapor (na agroindústria de cana e palma), como a cogeração CEST (Condensing-Extraction Steam Turbine- Turbina a Vapor de Extração e Condensação), e o sistema BIG-GTCC (Biomass Integrated Gasifier-Gas Turbine - Gaseificação de Biomassa Integrada a Turbina a Gás).

Capítulo III

Neste capítulo é abordada a metodologia que será utilizada para o cumprimento dos objetivos propostos nesta tese de doutorado, apresentando as ferramentas computacionais aplicadas neste trabalho, como também algumas considerações feitas no estudo da análise termodinâmica e ambiental.

Capítulo IV

Este capítulo apresenta os balanços de massa, energia e exergia dos estudos de caso, nos quais integra-se hipoteticamente os complexos de biorrefinarias que utilizam como matéria-prima cana e palma, apresentando também uma avaliação termodinâmica de cada estudo através de índices de desempenho baseados na Primeira e Segunda leis da Termodinâmica.

Capítulo V

No capítulo 5 apresenta-se o inventário das emissões geradas de cada processos de produção avaliado (etanol-açúcar, etanol 2G, metanol lignocelulósico e biodiesel de óleo de palma) considerados desde a etapa de cultivo da cana e palma até a produção dos diversos energéticos pesquisados. Além de apresentar os potenciais impactos ambientais da integração hipotética da biorrefinaria de cana e palma, aplicando o método IMPACT 2002+ na Análise do Ciclo de Vida.

Capítulo VI

Neste último capítulo são apresentadas as principais conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

CAPÍTULO - II

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Situação Energética Mundial

Segundo o relatório sobre consumo de energia primária da *British Petroleum* (British Petroleum, 2017), no ano 2017 o consumo mundial de energia excedeu os 13,5 mil Mtep, sendo os combustíveis fósseis a principal fonte de consumo primário. Apesar das necessidades de reduzir às emissões que derivam do uso destes combustíveis e da necessidade de realizar uma transição para um sistema energético sustentável e distribuído, as energias renováveis ainda desempenham um papel mínimo no mercado de energia, como mostrado na Figura 2.1.

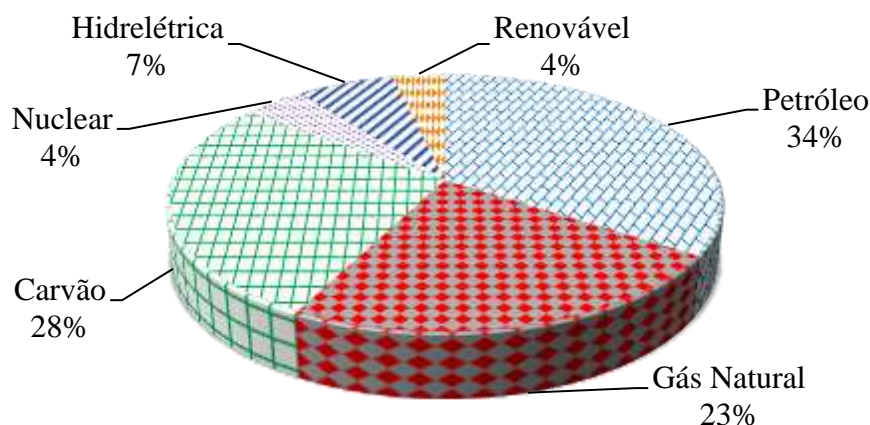


Figura 2.1: Distribuição do consumo energético por fontes (British Petroleum, 2017).

Apesar da grande quantidade e diversidade de recursos energéticos renováveis disponíveis em todo o mundo, apenas 11%, aproximadamente, da energia consumida no mundo é de origem renovável e isto porque a utilização de biomassa como a lenha em países menos desenvolvidos está incluída (U.S. Energy Information Administration, 2018). A contribuição dos combustíveis fósseis, pelo contrário, chega a 89% do consumo de energia primária no mundo.

Não considerando a capacidade de eletricidade a partir da transformação da energia hidráulica, a potência elétrica instalada no mundo a partir de fontes renováveis é de 1081,2 GW (Fig. 2.2)(REN21, 2018), sendo que as três principais fontes de energia renováveis empregadas na produção de eletricidade são: a energia eólica (49,8%), a energia solar PV (37,2%) e a bioenergia (11,3%).

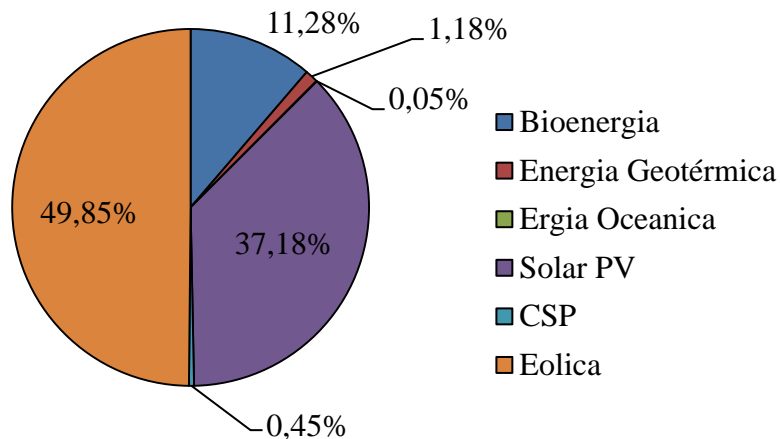


Figura 2.2: Produção de eletricidade mediante fontes renováveis (REN21, 2018).

Na Figura 2.3 observa-se o total da energia consumida no mundo por setores (U.S. Energy Information Administration, 2018) onde o setor industrial e de transporte no ano 2017 consumiram mais do 60% da energia primaria no mundo e prevê-se um aumento médio de 1,2% e 1,4% respectivamente. É neste panorama onde os biocombustíveis de primeira (1G) e segunda (2G) geração (Bioetanol, Biometanol, Biodiesel, entre outros), apresentam-se como um meio para reduzir o uso intensivo de produtos derivados do petróleo como é a gasolina e o diesel, o acréscimo na sua utilização poderia contribuir a diminuir de forma significativa a dependência de combustíveis fósseis no consumo energético global.

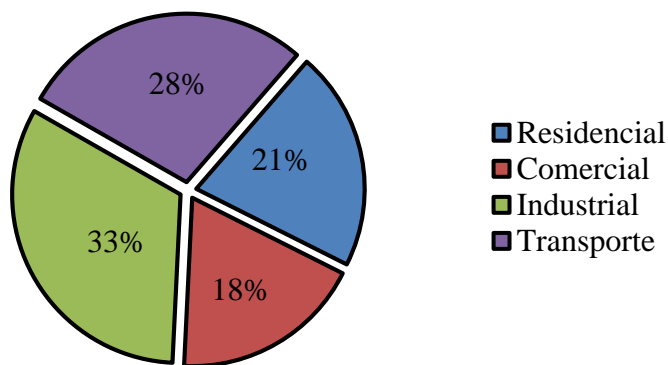


Figura 2.3: Consumo global de energia por setor (U.S. Energy Information Administration, 2018).

2.2 Biorrefinaria

De acordo como a *National Renewable Energy Laboratory* – NREL (Fernando et al., 2006), uma biorrefinaria é definida como “*Uma instalação industrial que integra tecnologias e processos de conversão de biomassa para produção simultânea de combustíveis, energia e produtos químicos a partir da biomassa*”.

O conceito de biorrefinaria é análogo ao das refinarias de petróleo, que produzem vários produtos e combustíveis a partir do petróleo (Figura 2.4) (Clark and Deswarte, 2008).

Entretanto, a diferença das refinarias de petróleo, as biorrefinarias utilizam recursos renováveis e seus resíduos de forma integral e diversificada, para obter uma variedade de substâncias (combustíveis, produtos químicos, etc.) e energia, através de processos químicos ou biotecnológicos, com a mínima geração de resíduos e emissões de gases poluentes (Lora, 2012).

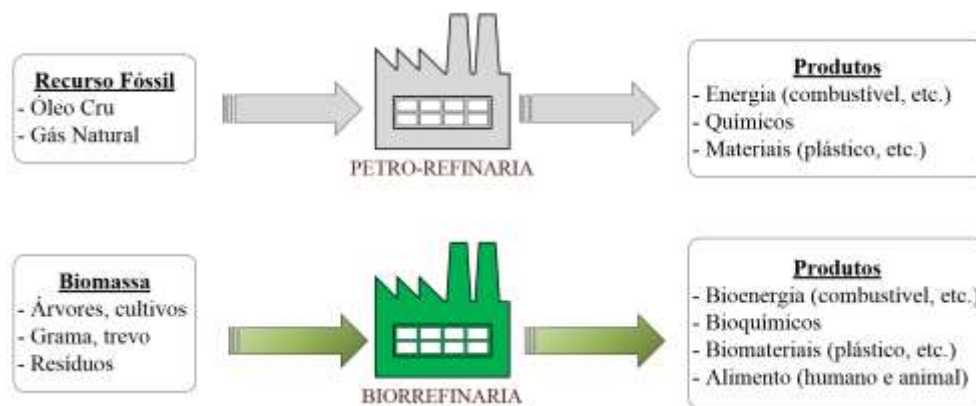


Figura 2.4: Biorrefinaria vs Petrorefinaria (Clark and Deswarte, 2008).

As biorrefinarias têm sido identificadas como o caminho mais promissor para a criação de uma nova bioindústria (Brar et al., 2016), já que permitem incorporar um conjunto de possibilidades produtivas, que combinadas, se potenciam mutuamente, permitindo uma saída de alto poder econômico-financeiro. Isso permite aproveitar as oportunidades de um mercado volúvel, transformando assim, com a produção diversificada, incertezas e riscos de mercado em melhores condições de viabilidade.

Entre as principais vantagens da implementação deste tipo de sistemas, tem-se:

- **Eficiência energética:** devido à forte integração entre geração de potência e síntese química, o desempenho energético de um sistema de biorrefinaria com múltiplos produtos é maior em relação a um sistema autônomo que produz os mesmos produtos.
- **Combustíveis alternativos:** produtos químicos produzidos podem ser usados para substituir combustíveis líquidos tradicionais, como por exemplo, o metanol como substituto da gasolina ou como reagente na produção de biodiesel.
- **Redução de emissões:** um sistema energético em grande escala, normalmente apresenta vantagens com relação ao CO₂ emitido por utilizar matérias-primas renováveis.
- **Redução dos custos:** é possível a obtenção de uma redução nos custos dos produtos finais, como também uma menor dependência da flutuação de preços no mercado.
- **Acréscimo da sustentabilidade:** O acréscimo da sustentabilidade no aproveitamento da biomassa.

As biorrefinarias podem ser classificadas em base a quatro características principais (Cherubini et al., 2009): (i) plataformas, tais como açúcares, petróleo e gás de síntese; (ii) energia e produtos materiais, como bioetanol, glicerol, biodiesel; (iii) matérias-primas e resíduos dedicados, por exemplo, resíduos florestais, colheitas de açúcar e óleo; e (iv) processos, como fermentação, gaseificação e pirólise. Então, a combinação dessas quatro características define um sistema específico de biorrefinaria, desde a matéria-prima até o produto.

2.3 Biocombustíveis

O termo biocombustível é referido ao combustível sólido, líquido ou gasoso produzido predominantemente a partir de matérias primas renováveis (biomassa) (Gaurav et al., 2017). Existem diferentes fontes de biomassa para a obtenção de biocombustíveis, tais como plantas oleaginosas (macaúba, girassol, colza, soja, dendê, pinhão-manso, algas, buriti); cereais (milho, trigo, cevada, etc.); produtos agrícolas e florestais; resíduos orgânicos industriais e domésticos; gordura animal e óleo de fritura usado (Ho et al., 2014).

2.3.1 Rotas de Produção de Biocombustíveis

As tecnologias para a fabricação de biocombustíveis, a partir de diferentes fontes de biomassa, são geralmente classificadas pelos especialistas em tecnologias ou rotas de primeira, segunda e terceira geração. Uma representação gráfica destas rotas tecnológicas é apresentada na figura 2.5.

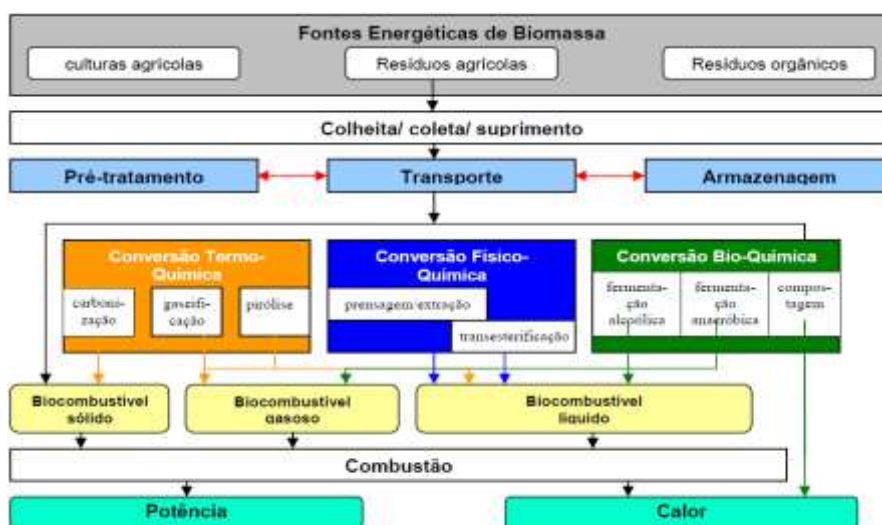


Figura 2.5: Principais etapas para a produção e uso dos biocombustíveis (Renó, 2011a).

É importante ter em conta que o valor energético da biomassa difere para cada tipo, como também, o conteúdo de cinzas, determinado assim as características do biocombustível a ser

produzido. Portanto, os combustíveis que são produzidos a partir da biomassa, têm propriedades e características diferentes, dependendo do tipo de biomassa utilizada em sua produção.

De acordo com a diretiva 2003/30/CE do parlamento Europeu, transposta para a legislação brasileira pelo Decreto-Lei n° 62/2006, são considerados biocombustíveis:

- **Biodiesel:** éster metílico produzido a partir de óleos vegetais ou animais, que apresenta qualidades de combustível para motores diesel. É obtido, principalmente a partir de plantas oleaginosas, como a palma de azeite ou dendzeiro, colza, soja, mamona, girassol, etc., através de um processo químico de transesterificação.

- **Biometanol:** Metanol produzido a partir de biomassa, através de um processo de gasificação.

- **Bioetanol:** Etanol produzido a partir da biomassa e/ou da fração biodegradável de resíduos. É produzido a partir de fermentação dos açúcares, encontrados nas culturas como cana-de-açúcar, trigo, milho, batata, etc.

- **Biogás:** Gás combustível produzido a partir da biomassa e/ou da fração biodegradável de resíduos (efluentes agropecuários, agroindústrias e urbanos) e que pode ser purificado até atingir a qualidade do gás natural. Resulta, pois, da degradação biológica anaeróbica da matéria orgânica contida nos resíduos.

- **Bioéter dimetílico:** Éter dimetílico produzido a partir de biomassa.

- **Bio-ETBE** (bioéter etil-ter-butílico): ETBE produzido a partir do bioetanol. Na França é utilizado como aditivo oxigenado nas formulações de gasolina sem chumbo.

- **Bio-MTBE** (Bioéter metil-ter-butílico): Combustível produzido com base em biometanol.

- **Biocombustíveis sintético:** Hidrocarbonetos sintéticos ou misturas produzidas a partir da biomassa.

- **Biohidrogênio:** Hidrogênio produzido a partir da biomassa e/ou fração biodegradável de resíduos.

- **Óleo vegetal puro produzido a partir de plantas oleaginosas:** Óleo bruto ou refinado produzido por pressão, extração ou métodos comparáveis a partir de plantas oleaginosas.

2.4 Situação Atual das plantas de processamento de cana no setor sucroalcooleiro brasileiro

O setor sucroalcooleiro é um dos mais dinâmicos e promissores da agricultura brasileira, fazendo parte do cenário da agroenergia, que engloba a produção de combustível e eletricidade limpos e renováveis. Atualmente existem 407 unidades de produção cadastradas no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento do Brasil (MAPA), das quais 293 são unidades mistas (produção de etanol e açúcar), 101 unidades são produtoras de etanol, 11 unidades são produtoras de açúcar e 2 não informou. Como consequência, no 2017 foram processadas 633,26 milhões de toneladas de cana, obtendo uma produção nacional de açúcar de 37,8 milhões de toneladas e 27,2 milhões de litros de etanol (BEN, 2018). Portanto, o setor sucroalcooleiro é frequentemente considerado maduro (Silva et al., 2019). No entanto, existem oportunidades de inovação na área industrial devido ao grande potencial de transformar resíduos, como o bagaço e palha, em produtos utilizáveis, como o etanol de segunda geração (2G) (Bechara et al., 2018), bioeletricidade (Souza et al., 2018), metanol (Renó et al., 2014), entre outras variedades de produtos.

2.4.1 Bioeletricidade

O setor sucroalcooleiro brasileiro desde a década de 70 aplica sistemas de cogeração com bagaço para atender a demanda de vapor de seus processos industriais, como também para atingir a auto-suficiência elétrica. Mais recentemente, a venda de eletricidade excedente através da cogeração tem sido percebida como um negócio lucrativo por empresários da indústria sucroenergética, com períodos de retorno de investimento relativamente baixo, impactos ambientais insignificantes e algumas vantagens regulatórias sobre as fontes convencionais. Outra vantagem é a possibilidade de fornecer energia alternativa aos comerciantes locais, priorizando o atendimento de pequenas subsidiárias com baixo custo de transmissão (Pereira et al., 2018).

Por conseguinte, novos sistemas de cogeração (Fig. 2.6) nas usinas equipados com turbogeradores de grande capacidade de geração de energia elétrica à condensação, permitiu a redução do consumo específico de vapor no processo, auxiliado principalmente pela substituição dos acionamentos movidos a turbinas a vapor por motores elétricos. Além da redução do consumo de vapor e maior eficiência térmica, a eletrificação de moendas traz outras

vantagens intrínsecas à tecnologia (Palacio, 2010; Pellegrini, 2009; Renó, 2011b; Seabra, 2008):

- Maior produtividade, extraíndo maior quantidade de caldo utilizando o mesmo terno;
- Maior controle do processo, pela flexibilidade no controle de velocidade da moenda;
- Operação remota, reduzindo riscos com acidentes.

Isto aumentou a eficiência no uso do vapor, gerando excedentes possíveis de serem utilizados para a geração de bioeletricidade para comercialização (CGEE, 2009; O'Hara e Mundree, 2016). O esquema simplificado de funcionamento de um sistema de cogeração *topping* de condensação/extração, com moendas 100% eletrificadas, é mostrado na Figura 2.6:

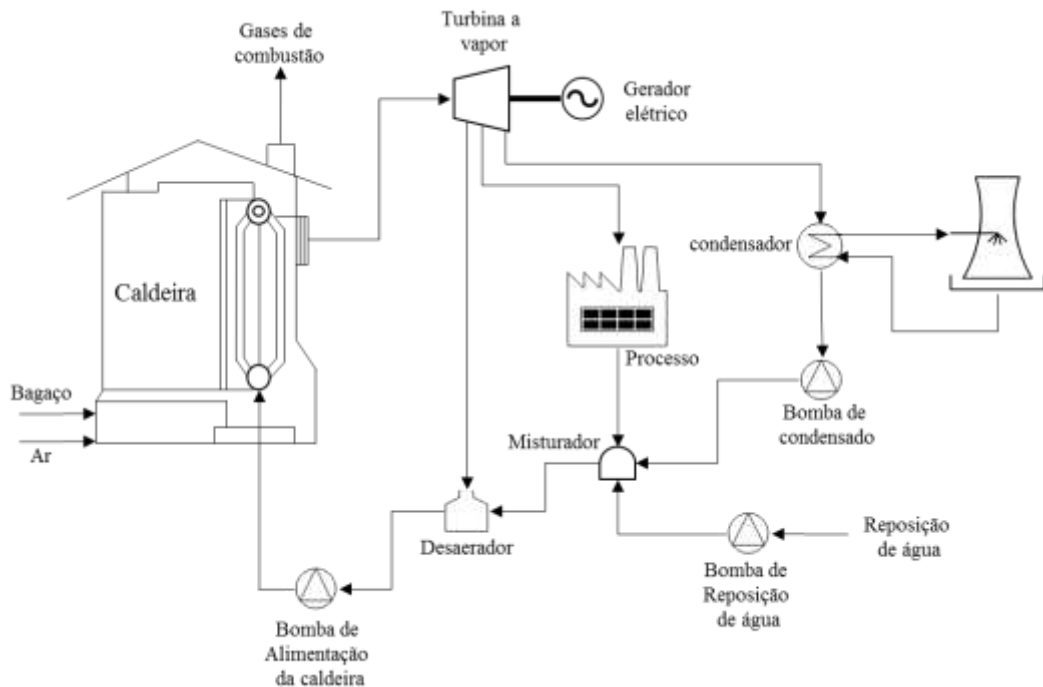


Figura 2.6: Esquema de um sistema de cogeração *topping* de condensação/extração com moendas 100% eletrificadas (O'Hara and Mundree, 2016).

As caldeiras atualmente utilizadas para os sistemas de cogeração das usinas de açúcar e álcool do Brasil têm capacidade de geração de vapor de 100, 250 e 400 t/h e trabalham com os parâmetros a seguir (CGEE, 2009; DEDINI, 2017):

- Caldeiras de 22 bar/ 350-380 °C: utilizadas em usinas menores ou não modernizadas onde a geração de energia elétrica visa a autossuficiência, sem comercialização de excedentes;
- Caldeiras de 42 bar/400-420 °C: são caldeiras comumente utilizadas no Brasil com intuito de geração de modestos excedentes de eletricidade;
- Caldeiras de 65 bar/490 °C e 85 bar/510 °C: caldeiras de melhor tecnologia, utilizadas em usinas mais recentes, capazes de gerar maiores excedentes;

- Caldeiras de 120 bar/530 °C: caldeiras para sistemas capazes de gerar altos índices de excedente em eletricidade, cuja tecnologia de produção está disponível no Brasil, mas há poucas aplicações atuais.

Consequentemente, esta tecnologia permite gerar significativos excedentes de energia elétrica a baixos custos. Esta tecnologia é capaz de produzir em torno de 96 kWh por tonelada de cana processada, dos quais, em média, 80 kWh podem ser exportados. Estes números têm como base apenas a utilização do bagaço de cana, ao se adicionar a queima da palha é possível gerar até 200 kWh por tonelada de cana processada (Santos et al., 2015).

Porém, mesmo com a implantação de melhorias nos ciclos Rankine de cogeração, a eficiência global desse ciclo não ultrapassa 30% (Escobar et al., 2018). Por outro lado, sistemas de produção de vapor e eletricidade que utilizem tecnologias de gaseificação, turbinas a gás e ciclos combinados, permitem alcançar excedentes de eletricidade da ordem de 180 kWh por tonelada de cana processada, além de eficiências típicas de ciclos combinados, da ordem de 40 a 45% (Pedroso et al., 2017).

2.4.1.1 Cogeração com Tecnologias Avançadas (Gaseificação de Bagaço e Turbinas a Gás).

Tecnologias avançadas para cogeração tem sido desenvolvida quando almeja principalmente aumentar a eficiência termomecânica do processo, um exemplo é a tecnologia BIG/GT (Biomass Integrated Gasifier / Gas Turbine). Os sistemas BIG/GT são capazes de oferecer eficiências superiores aos sistemas a vapor convencionais, dadas as maiores temperaturas de operação obtidas nas turbinas a gás (1200 – 1400°C), em relação às temperaturas de geração de vapor dos sistemas convencionais (~500°C).

Os sistemas BIG/GTCC (*Biomass integrated gasification – gas turbine combined cycle*) é uma derivação do sistema BIG/GT que fornece resultados de maior eficiência (Dantas et al., 2013). Utiliza tecnologia de gaseificação da biomassa, de modo que o gás produzido alimenta um ciclo combinado. Esse sistema é usado para geração de eletricidade, sendo mais eficiente que os tradicionais ciclos Rankine, e também podem produzir vapor para alimentar os processos, e tem potencial para substituir os atuais sistemas de cogeração (Ptasinski, 2016). Tais sistemas tem a capacidade incrementar consideravelmente a geração de excedentes de eletricidade da ordem os quais podem ser comercializados com a concessionária, representando um incremento das receitas, além de representar uma fonte de eletricidade com emissões neutras, e de origem renovável (Modesto et al., 2016).

Com respeito a estrutura física de um sistema BIG/GTCC, destacam-se os principais componentes: gaseificador, sistema de limpeza de gás, turbina a gás, turbina a vapor e caldeira de recuperação, como ilustra o esquema da Figura 2.7.

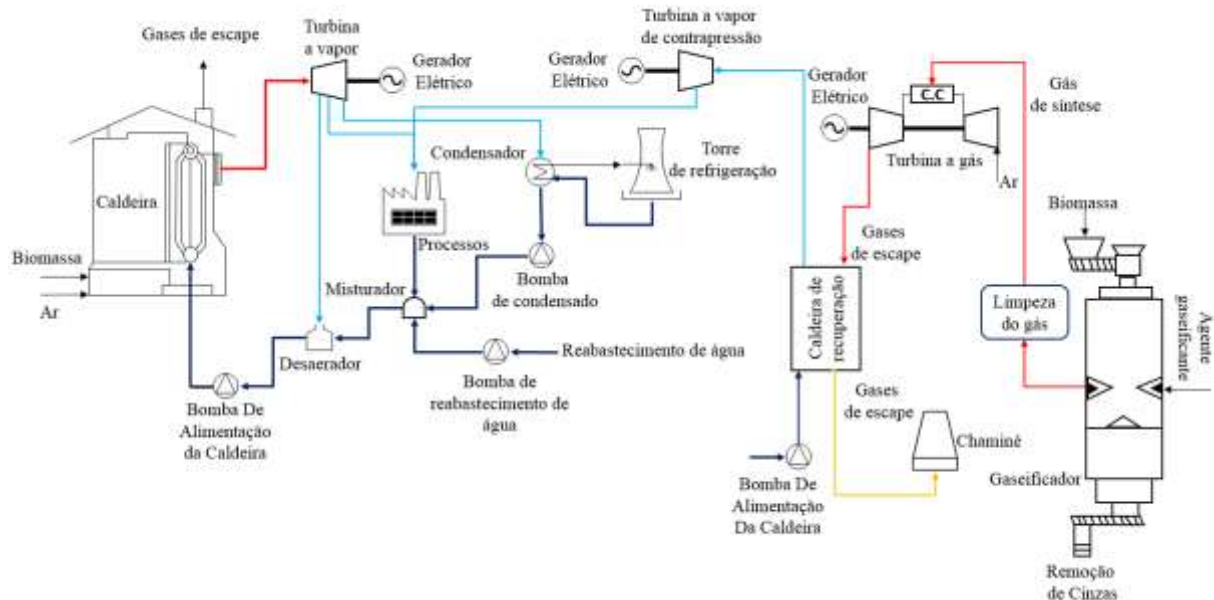


Figura 2.7: Esquema do ciclo BIG/GTCC.

No ciclo de geração de eletricidade apresentado na Figura 2.7, o syngas produzido é utilizado como combustível para uma turbina a gás. Os gases quentes oriundos da queima são enviados para uma caldeira de recuperação, a qual tem por finalidade a remoção de parte do conteúdo energético desses gases, e a geração de vapor. O vapor produzido é expandido em uma turbina com a geração de eletricidade (Pedroso et al., 2017).

Atualmente não há plantas BIG/GTCC em operação (Tabela 2.1). Conforme a Tabela 2.1, os projetos de gaseificação da biomassa não tiveram continuidade, o que se deve a fatores econômicos relacionados com a viabilidade econômicas do processo de gaseificação. De modo geral, essas plantas são de pequeno porte, e utilizam tecnologias impropriadas para a obtenção de um gás de qualidade, tais como uso de ar como agente oxidante, e gaseificação em baixas pressões, sendo necessário submeter o syngas produzido a processos de limpeza e purificação.

No entanto, trabalhos de pesquisa como os de Larson et al. (2001), Modesto et al. (2016) e Renó et al. (2014), apontam que a tecnologia integrada de gaseificação e turbina a gás (BIG/GTCC) é um sistema atrativo para as indústrias açucareiras, já que do ponto de vista da eficiência elétrica este possui uma maior vantagem comparado com o sistema de cogeração tradicional.

Tabela 2.1: Plantas BIG/GTCC que já estiveram em fase de operação ou planejamento (Da costa, 2017).

Projeto (País)	Tecnologia	Capacidade	Status
ARBRE (GRB)	ABIGCC, Termiska Processador AB (TPS)	8 [MWe]	Falência em 2002, mudança de proprietário, incerto desde 2003.
EF, Bioelettrica (Itália)	ABIGCC antes, Lurgi PBIGCC depois, Carbona	12 [MWe]	Cancelada em 2003.
Chianti (Itália)	ABIGCC conceito, TPS	7.7 [MWe] 18 [MWth]	Sem mais informações.
Värnamo (Suécia)	PBIGCC, Foster Wheeler	6 [MWe] 9 [MWth]	Em operação por 3600 horas finalizado em 1999. Recentemente foram modificados os objetivos do projeto.
Andhra Pradesh (Índia)	PBIGCC, Carbona	12.5 [MWe]	Foi cancelada a construção
Güssing (Áustria) (não é BIG-GTCC)	Gaseificação com vapor combinada com motor, Universidade Tecnológica de Viena	2 [MWe] 4.5 [MWth]	Não se encontra em operação

2.4.2 Etanol de segunda geração

A grande demanda por novas fontes de energia limpa está entre os principais fatores que impulsionam o uso de resíduos celulósicos como matéria-prima. No que diz respeito à indústria do etanol, o bagaço e a palha da cana-de-açúcar são os principais materiais lignocelulósicos disponíveis para o etanol de segunda geração.

No panorama atual, praticamente todo o etanol produzido no mundo é de primeira geração. Isso é importante para questões relacionadas a competição por terras entre as culturas destinadas a produção de alimentos e biocombustíveis (Leal et al., 2013; Mueller et al., 2011 e Palacio et al., 2018). A produção do etanol celulósico por uma biorrefinaria contribuiria de diversas maneiras para a sustentabilidade tais como:

- Aumento da produtividade
- Incremento da produção sem a necessidade de expansão da área cultivada
- Redução das emissões de gases GEE
- Redução potencial dos custos de produção
- Maior segurança alimentar devido a redução da competição com alimentos

A tecnologia do etanol 2G consiste na extração e processamento de açúcares fermentáveis de material lignocelulósico. Isto requer etapas preliminares antes da fermentação,

particularmente pré-tratamento para a quebra e remoção da lignina e hidrólise enzimática para transformar as moléculas de celulose e hemicelulose em açúcares fermentáveis.

A produção de etanol a partir de bagaço é geralmente realizada em cinco etapas principais: pré-tratamento da biomassa, hidrólise da celulose, fermentação, separação do etanol e tratamento de efluentes (Figura 2.8).



Figura 2.8: Processo de produção de etanol 2G.

Segundo O'Hara e Mundree (2016) os pré-tratamentos químicos e físico-químicos são mais promissores que os processos físicos e biológicos puros, pois estes últimos exigem longos períodos de pré-tratamento e altos insumos energéticos, respectivamente, tornando-os inaceitáveis em escala industrial.

O pré-tratamento a explosão de vapor com ácido diluído (processo físico-químico) é de destaque, já que eleva a absorvidade de água inerente a biomassa, melhora a hidrólise enzimática e diminui a produção de inibidores como furfural e hidroximetilfurfural, além de possuir tempo de processamento relativamente baixo (Chen, 2015; Wertz e Bédué, 2013). Portanto, este será o processo adotado nesta tese.

2.4.3 Metanol lignocelulósico

Outro possível e atrativo uso do resíduo lignocelulósico gerado na cultura da cana (palha e bagaço), pode ser a produção de metanol, energético amplamente utilizado nas indústrias químicas, pois ele é um importante solvente industrial, apresentando grande eficiência no processo de dissolução de alguns sais. Também pode ser empregado na fabricação de plástico, preparo de vitaminas e hormônios, é utilizado como solvente em reações farmacológica, produção de biodiesel, combustível, entre outros. De fato, por ser um dos principais energéticos exigidos na indústria química em larga escala, a produção mundial de metanol atingiu os 83 milhões de toneladas no 2017 e a demanda mundial encontra-se em constante crescimento (Kler et al., 2018).

O metanol é produzido por uma reação catalítica de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e hidrogênio (H₂). Esses gases, juntos chamam-se de gás de síntese, são geralmente produzidos a partir do gás natural. Pode-se também produzir gás de síntese a partir de outras substâncias orgânicas, como a biomassa. Um conjunto de processos para converter a

biomassa às especificações de gás requeridas precede ao reator de metanol. Esses processos incluem pré-tratamento, gaseificação, limpeza de gases, condicionamento de gás (obter relações $H_2:CO$ adequadas) e síntese de metanol, como se mostra na figura 2.9.

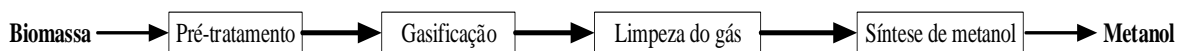


Figura 2.9: Componentes chaves na conversão de biomassa em metanol (Acres, 2007).

Não obstante, muitas configurações de processo são possíveis. A gaseificação pode ser atmosférica ou pressurizada, direta ou indireta, resultando em composições gasosas muito diferentes. Distintas opções estão disponíveis para limpeza, processamento e purificação de gases. Em teoria, um número amplo de conceitos para produzir metanol é possível, estes podem ser consultados nos trabalhos de Chen (2015), Wertz e Bédué (2013).

No entanto, segundo Kler et al. (2018), a gaseificação em leito fluidizado borbulhante, usando vapor e oxigênio como agentes de gasificação, produz a composição adequada para a síntese do metanol. Conseqüentemente foi adotado para a realização do estudo deste trabalho.

Segundo Renó (2011b) e Rocha (2015), existem três principais tecnologias para o processo de conversão do gás de síntese a metanol, estas são: Processo ICI (Imperial Chemical Industries), Sistema Lurgi e Metanol Fase-Líquida. Destaca-se, o processo Metanol Fase-Líquida perante os outros devido à alta eficiência de transferência de calor entre o catalisador sólido e a fase líquida, portanto, a temperatura do processo é uniforme e estável. A alta eficiência de conversão da síntese do metanol no reator elimina a necessidade da recirculação do gás não convertido, o que implica uma menor necessidade de equipamentos auxiliares, menor requerimento energético e menor fluxo volumétrico no reator. Outra vantagem é a facilidade de extração e adição de catalisadores sem interromper o processo (Acres, 2007). Como a tecnologia Fase-Líquida é considerada a mais eficiente das existentes, foi selecionada para realização do estudo deste trabalho.

2.5 Situação Atual das plantas de processamento de palma no setor produtivo de óleo de palma Brasileiro.

No Brasil, a fabricação de óleo de palma em larga escala ainda encontra-se em ascensão, visto que a atividade começou a ganhar interesse, por parte de empresários e investidores, a partir de 1980- 90 (De Oliveira and Coelho, 2017). Atualmente, no Brasil, a área cultivada com a cultura de óleo de palma encontra-se dividida entre as áreas de agroindústrias, pequenos e

médios proprietários, agricultores familiares e integrantes da reforma agrária¹. O primeiro grupo (agroindústrias) representa cerca de 90% das áreas, o segundo grupo de médios proprietários é representativo, com cerca de 5,1%, e o terceiro grupo é representativo das áreas de agricultores familiares e assentados da reforma agrária, e representam juntos 4,9 % da produção nacional (MAPA, 2018).

Adicionalmente, outro dado importante que pode se reverter em potencialidades para a produção de óleo de palma no Brasil, refere-se ao fato de que o país importa entorno de 40% do óleo de palma (~200 mil ton/ano) necessário à indústria nacional (MAPA, 2018), pois até agora é o 10º produtor mundial de óleo de palma e só tem contribuído com apenas 0,7% do total mundial - longe de ser considerado um grande produtor do óleo de palma.

De acordo com a *Oil World* o óleo de palma refinado está presente em 50% dos produtos comercializados nos supermercados, sendo que 72% do óleo de palma produzido no mundo é aplicado em alimentação. Em outros termos, o dendê é um cultivo economicamente importante que garante a segurança alimentar, além de ser considerada recentemente como uma fonte potencial de energia renovável (Khatun et al., 2017).

Conseqüentemente, a agroindústria de palma ganhou atenção em todo o mundo nos últimos anos, não só por produzir o óleo vegetal de maior consumo, mas também pela quantidade significativa de biomassa residual gerada. Por isto, representa uma oportunidade tangível de criar um portfólio de potenciais energéticos que podem ser produzidos a partir da biorrefinagem desta biomassa, como por exemplo, biodiesel (Kuss et al., 2015; Monteiro De Carvalho et al., 2015), bioeletricidade (Garcia-Nunez et al., 2016; Nasution et al., 2014), biogás (Ohimain and Izah, 2017), bio-óleo (Xuan et al., 2014), carvão vegetal (Kong et al., 2014; Loh, 2017), entre outros energéticos. No entanto, o foco nesta pesquisa será o biodiesel e a bioeletricidade, pelo fato de ser os energéticos com maior desenvolvimento tecnológico e maturidade na agroindústria de óleo de palma do mundo (MAPA, 2018).

2.5.1 Bioeletricidade

De forma análoga ao setor sucroalcooleiro, a agroindústria de palma atualmente aplica os conceitos de cogeração, usando como combustível os resíduos obtidos do processo de extração do óleo de palma, para atender a demanda de energia térmica de seus processos industriais, como também para atingir a auto-suficiência elétrica (Kuss et al., 2015). Não há necessidade

¹ Tomado do jornal BiodieselBR: <https://www.biodieselbr.com/noticias/materia-prima/dende/o-aumento-da-producao-de-oleo-de-palma-no-brasil-e-seu-impacto-no-campo-160518>

aparente de mudar o processo atual, já que ao queimar parte da biomassa residual, a planta aborda os problemas de necessidade de combustível e descarte dessa biomassa. No entanto, isso está longe de ser a melhor prática possível, pois várias melhorias poderiam ser feitas para uma utilização mais sustentável e eficiente desses recursos de biomassa.

A biomassa utilizada comumente para este tipo de geração é a queima total da fibra (~ 13% em massa do total dos CFF processados) e parte da casca (~ 7% em massa do total dos CFF processados) (Garcia-Nunez et al., 2016), mas, segundo (Ehsan e Wahid, 2014; Nasution et al., 2014) os cachos vazios possuem um alto potencial como combustível para geração de energia térmica e elétrica – seja qual for a tecnologia de conversão térmica empregada (Combustão direta, pirolise, gasificação, co-incineração, etc.), devido ao grande volume produzido na extratora (~20% em massa do total dos CFF processados) que de fato é maior que os resíduos citados anteriormente.

Com o intuito de produzir eletricidade excedente para venda, algumas das extratoras dos países que possuem maior produção de óleo de palma no mundo (Indonésia e Malásia) encontram-se equipados com caldeiras de alta pressão/temperatura e Turbinas a Vapor de Extração-Condensação (CEST – Condensing-Extraction Steam Turbine) (Hasan et al., 2012; Nasution et al., 2014). Segundo dados publicados por (Lai et al., 2012) as características operacionais dos sistemas de cogeração variam entre 5 e 40 MW com parâmetro de pressão de 20/65 bar e temperaturas de 350/500 °C, produzindo em torno de 230 kWh por tonelada de CFF processada de eletricidade excedente.

2.5.2 Biodiesel

De acordo com a Resolução ANP N° 7, de 19 de março de 2008 – DOU 20.3.2008; o biodiesel (B100) define-se como combustível composto de alquil ésteres de ácidos graxos de cadeia longa, derivados de óleos vegetais ou de gorduras animais². Como tal, o biodiesel emergiu para substituir o petrodiesel, parcial ou completamente. A mistura de óleo diesel e biodiesel é chamada de “BX”, onde “B” indica a mistura e o “X” corresponde à porcentagem em volume do biodiesel na mistura.

O biodiesel é um combustível renovável, biodegradável, não tóxico e geralmente não contém compostos sulfurados ou aromáticos (Hasan and Rahman, 2017). Existem três maneiras gerais de converter óleos vegetais e gorduras em biodiesel: (i) transesterificação do

² B100 - <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2008/marco&item=ranp-7--2008>

óleo por catalise base, (ii) transesterificação do óleo por catalise ácida direta ou (iii) conversão do óleo em seu ácido graxo e posteriormente em biodiesel (Mekhilef et al., 2011). Os produtores de biodiesel optam pela primeira opção devido à baixa temperatura e pressão no processo. Este método também tem alta taxa de conversão de quase 98% com efeitos colaterais mínimos e menor tempo de reação. Este método é vantajoso, uma vez que não é necessário qualquer composto intermediário e o óleo pode ser convertido diretamente em biodiesel. O processo de produção de biodiesel é apresentado na Figura 2.10.

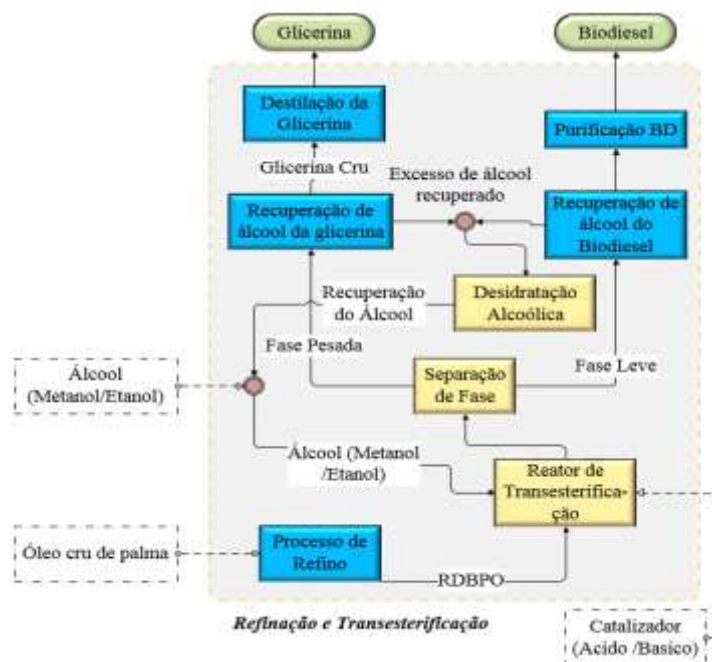


Figura 2.10: Diagrama da transesterificação de óleo de palma refinado.

Atualmente o Brasil está utilizando diesel B11, que passou a ser obrigatório antes da data prevista. Portanto, foram produzidos 5,35 bilhões de litros no 2018, maior registro dos últimos dez anos, segundo o Ministério de Minas e Energia (MME). No entanto, o consumo interno de diesel no Brasil é de 54,5 bilhões de litros por ano. Desse total, são importados 23% (13 bilhões de litros por ano) (BEN, 2018). Isto comprova o potencial latente na agroindústria de palma, dado que o teor de óleo de palma é relativamente superior do que a maioria das outras oleaginosas encontradas no Brasil, também apresenta muitas vantagens (Kumar et al., 2016) e é a cultura que melhor se adapta às regiões norte e nordeste do país, especialmente nas condições edafoclimáticas da Amazônia (Bergmann et al., 2013). Esta cultura também contribui para um intenso desenvolvimento regional baseado na diversificação de atividades (César et al., 2013).

Nesse contexto, o biodiesel procedente do óleo de palma possui um potencial latente para desempenhar um papel importante na economia do país e do mundo.

2.6 Sustentabilidade nas Biorrefinarias

Sendo a sustentabilidade uma característica de uma biorrefinaria, constituindo uma alternativa potencial melhor do que os métodos de conversão convencionais. Dessa forma, faz-se necessário uma comparação que seja capaz de quantificar o quão mais sustentável é uma biorrefinaria em relação as técnicas convencionais, além de comparar a sustentabilidade de diferentes biorrefinarias, bem como os impactos gerados pela conversão da biomassa ao ambiente.

Jungmeier et al. (2014 e 2013) e Sacramento-rivero et al. (2012) discutem as particularidades da avaliação da sustentabilidade nas biorrefinarias considerando a existência de múltiplos produtos do tipo energético, alimentos, produtos químicos e biomateriais.

Uma ferramenta objetiva para a análise de sustentabilidade nas biorrefinarias, é a análise do ciclo de vida (ACV). Nesta, os impactos ambientais dos produtos e serviços são quantificados ao longo do ciclo. Essa quantificação, leva em consideração os impactos desde a extração da matéria-prima, produção industrial, incluindo a fase de utilização do produto final e a sua disposição.

De acordo com a NBR ISO 14040 (2006), a ACV é um método para avaliar os aspectos ambientais e impactos ambientais associados a produtos ou serviços que permite:

- Identificar e priorizar as oportunidades de melhoria de um sistema de produção;
- Realizar comparações relativas entre sistemas baseados em indicadores selecionados,
- Indicar eventos ambientais para as quais outras técnicas podem complementar informações para tomar decisões.

Durante a análise do ciclo de vida, elabora-se um inventário no qual constam dados referentes a consumo de matéria-prima, energia e emissões. Esses dados são agrupados em diferentes categorias de impactos ambientais, e diferentes metodologias de avaliação permitem dividir os impactos em categorias finais, tais como: danos à saúde humana, danos ao ecossistema, e esgotamento dos recursos. Menores valores de indicadores, nessas categorias finais, indicam maiores valores de sustentabilidade do processo produtivo.

Além disso, para a avaliação de sustentabilidade de uma biorrefinaria, vários indicadores que permitem quantificar o estado de desenvolvimento da tecnologia, são utilizados, entre eles temos:

- Indicadores econômicos (custos de produção);
- *Net Energy Ratio* – NER, Razão de entrada e saída líquida de energia
- Combustível fóssil substituído por hectare;
- Emissões de carbono: Emissões de efeito estufa evitadas (Redução de emissões de CO₂ equivalente);
- Impactos ambientais (Indicadores por categorias de impactos);
- Emissões de carbono devido a troca no uso do solo;
- Indicadores de renovabilidade;
- Indicadores sociais, etc.

2.6.1 Sustentabilidade em complexos integrados de biorrefinarias: pesquisas de referências pertinentes

Um passo crucial no desenvolvimento da bioindústria no mundo é estabelecer biorrefinarias integradas capazes de converter eficientemente uma ampla gama de matérias-primas em biocombustíveis, bioeletricidade e outros bioprodutos acessíveis. Em vista disso, diversos estudos têm avaliado a sustentabilidade de complexos integrados de biorrefinaria a partir de diferentes matérias-primas. Por este motivo, as pesquisas analisadas serão delimitadas nos complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana e/ou palma.

Um exemplo é a pesquisa desenvolvida por Renó et al. (2011), trata-se de uma avaliação de sustentabilidade de uma biorrefinaria de metanol a partir de bagaço de cana. Na análise feita foram consideradas as etapas de cultivo da cana-de-açúcar, colheita, transporte e biorrefinagem da biomassa. Concluindo que a produção de metanol a partir de bagaço de cana é uma alternativa promissora para a substituição de quantidade significativa de metanol fóssil obtido a partir de gás natural. Por conseguinte, o biometanol pode melhorar a relação entrada/saída de outras produções de biocombustíveis que o empregam como matéria-prima, como o biodiesel, visto que o metanol é responsável por cerca de 43% da energia fóssil consumida durante o ciclo de vida do éster metílico derivado do óleo de palma segundo (Yañez et al., 2009).

Gnansounou et al. (2015) avaliaram o desempenho econômico e ambiental das biorrefinarias integradas baseadas no caldo e resíduos da cana. A avaliação foi feita por meio

da análise de quatro cenários multiprodutos. Concluído que o cenário com a maior produção de etanol mostra a melhor configuração econômica, enquanto o cenário com cinco produtos apresenta o menor impacto ambiental absoluto. Por outro lado, a integração de resíduos para geração 2G com usina convencionais leva a impactos ambientais positivos em comparação com a indústria convencional, mas o custo é superior.

De forma semelhante, Mandegari et al. (2017) avaliaram o desempenho econômico e ambiental de diferentes cenários de biorrefinarias, referentes à co-produção de bioetanol e bioeletricidade a partir do material lignocelulósico disponível em uma usina típica de açúcar da África do sul. Os cenários avaliados foram os seguintes, (i) tudo o bagaço/palha gerado são utilizados no processo de produção de etanol 2G e o sistema de cogeração, empregado na usina de açúcar, queima carvão em caldeiras ineficientes, os cenários (ii) e (iii) centralizam o sistema de cogeração com equipamentos mais eficientes e com melhores parâmetros de operação, além de utilizar como combustível carvão (cenário ii) e rejeitos da planta de etanol 2G (cenário iii). A partir desta análise, conclui-se que o desempenho econômico do cenário (i) é melhor devido a um melhor custo benefício de capital e economia de escala. Porém, com base na análise de sustentabilidade, a combustão do bagaço e palha trazem melhores benefícios ambientais, portanto geram menores encargos ambientais.

A pesquisa efetuada por Palacio et al. (2018), analisou do ponto de vista ambiental e exergetico uma biorrefinaria da indústria de açúcar e álcool. A pesquisa foi elaborada por meio da comparação de três estudos, sendo o primeiro referido a uma destilaria convencional que produz etanol e excedente de eletricidade, o segundo, além de etanol e eletricidade, também produz bioetanol de segunda geração (2G) a partir do bagaço de cana e o terceiro estudo de caso refere-se a uma instalação que produz eletricidade excedente, bioetanol (2G) a partir de bagaço e bioetanol a partir de caldo de cana, bem como levedura forrageira de vinassa (resíduo de destilaria). Obtendo como resultado que o estudo de caso 3 apresentou melhor desempenho energético, com uma eficiência exergetica de 45,03%, tendo como vantagem a levedura forrageira para a alimentação do gado. Do ponto de vista ambiental, a ocupação da terra pela agricultura continua sendo o principal motivo de impacto ambiental para os três estudos de caso.

Outra pesquisa elaborada na área de interesse, foi a de Rocha et al. (2014), cujo estudo foi a avaliação e comparação dos principais impactos ambientais e do balanço energético das biorrefinarias de cana, palma e soja, para as condições brasileiras. Concluindo que os sistemas

multiprodutos com maiores rendimentos agrícolas e uso extensivo de co-produtos em seu ciclo de vida apresentam os melhores resultados ambientais.

Um estudo de sustentabilidade na área do setor agroindustrial de palma do Brasil, encontra-se no trabalho de Queiroz et al. (2012), onde foi avaliado o balanço energético da produção de biodiesel a partir de óleo de palma na Amazônia. Obtendo como resultado que o desempenho energético da produção de biodiesel de óleo de palma, ademais de ser superior a outro biodiesel de óleo (soja), tem o potencial de melhorar seu desempenho em cada fase de produção. Além disso, destacou a possível sinergia existente da indústria de biodiesel de palma com a indústria sucroalcooleira.

De forma análoga, Kami Delivand e Gnansounou (2013) analisaram o impacto ambiental de uma biorrefinaria baseada em palma no estado do Pará-Br. Obtendo como resultado que ao utilizar 110 mil hectares de terra pode produzir anualmente 39.000 toneladas de bioetanol, 340.000 toneladas de biodiesel, 268 GWh de eletricidade líquida e outros co-produtos. Conseqüentemente, a redução das emissões de GEE no ciclo de vida do biodiesel e do bioetanol, em comparação com o diesel e a gasolina fósseis, seria de 76,9 a 79,3% e de 83,7 a 88,6%.

O trabalho de Rincón et al. (2014) procura analisar potenciais esquemas tecnológicos para o desenvolvimento da biorrefinarias de óleo de palma na Colômbia, do ponto de vista de sua renda potencial (total de vendas / custo total de produção) e impacto ambiental (Algoritmo de Redução de Resíduos). As configurações das biorrefinarias integradas foram as seguintes: produção de biodiesel e etanol a partir de biomassa lignocelulósica e glicerol e a segunda é o fracionamento de óleo de palma, produção de biodiesel e cogeração da biomassa. Revelou-se, por meio da avaliação econômica e ambiental, que a segunda abordagem integrada possui melhor desempenho global. Portanto, uma biorrefinaria com um grande número de produtos e baixo consumo de energia é uma opção importante para o desenvolvimento da agroindústria de palma.

Já no trabalho de Norfaradila et al. (2014) só foi avaliado a sustentabilidade ambiental de uma biorrefinaria de óleo de palma na Malásia y Tailândia. As etapas consideradas na ACV foram extração de matéria-prima (cultivo de óleo de palma, processamento de cachos de frutas frescas e refino de óleo de palma cru) e a fase de processamento de biodiesel (processo de transesterificação). Concluindo que os principais impacto na produção de biodiesel de palma na Malásia e na Tailândia foram as categorias de combustíveis fósseis, inorgânicos respiratórios e de impacto de carcinógenos a partir do uso de fertilizantes nitrogenados.

Verifica-se, através da análise realizada, a ausência de pesquisas que considerem a produção integrada destas duas culturas (cana e palma) no mundo. Isto deve-se principalmente às características edafoclimáticas, posto que cada cultivo exige propriedades ambientais diferentes. Não obstante, tem-se um grupo privilegiado de países que reúnem todas as características edafoclimáticas e geográficas para a implantação da hipotética integração destas culturas.

2.7 Viabilidade edafoclimática e geográfica da possível integração dos cultivos de cana-de-açúcar e palma no mundo

Os cultivos de cana e palma possuem características edafoclimáticas e localização geográficas das regiões de cultivo bem definidas e hoje na maioria das vezes diferentes (Tab. 2.2 e Fig. 2.11). A Figura 2.11 mostra que a faixa geográfica (*belt*) das regiões de cultivo da palma está inserida dentro da faixa de cultivo da cana, o que faz com que em várias regiões seja potencialmente possível a plantação das duas culturas. O desenvolvimento de novas variedades pode fazer com que seja possível ampliar a faixa de cultivo da palma. Porém, existem vários países com condições favoráveis, onde estes cultivos podem ser realizados em áreas adjacentes, sendo os casos mais representativos os descritos a seguir.

Tabela 2.2: Características edafoclimáticas e localização geográfica das culturas de cana e palma no mundo.

Fatores edáficos	Unidade	Palma ^a	Cana-de-açúcar ^b
Clima	-	Tropical e Subtropical	Tropical e Subtropical
Precipitação	mm ano ⁻¹	2,000 – 4,000	600 – 3000
Temperatura	°C	20 – 34	25 - 32
Estação seca	meses	< 4	-
Radiação solar	MJm ⁻²	14 – 21	18 – 36
ventos	ms ⁻¹	< 25	<18
Principais tipos de solos usados na cultura	-	Andisolos Latossolos Vertissolos	Latossolos Aridissolos Alfissolos Argissolos

^a Fonte: (Corley and Tinker, 2003; Hernández et al., 2012; Lai et al., 2012)

^b Fonte: (Krishna, 2014; O'Hara and Mundree, 2016; Santos et al., 2015)

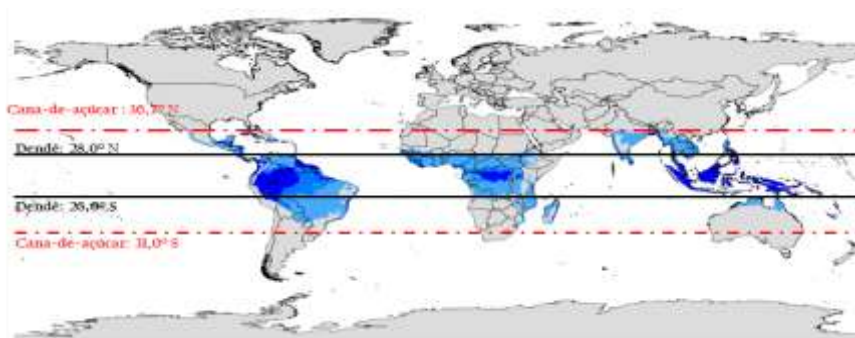


Figura 2.11: Localização geográfica dos cultivos de cana-de-açúcar (Krishna, 2014) e palma (Hernández et al., 2012) no mundo .

Indonésia indiscutivelmente é o principal país produtor de óleo de palma no mundo, segundo a *Oil World*³, no 2017/18 atingido uma produção de óleo de palma de 38,5 milhões de toneladas (USDA, 2018a), do qual Sumatra (norte e sul), Kalimantan e Sulawesi contribuirão com o 80%, 17% e 2% da produção total do país, respectivamente. Além disso, a Indonésia é o oitavo produtor de cana de açúcar no mundo, apesar disso, pela má administração e falta de concorrência, a produção de cana no país nunca tem atingido todo seu potencial. No 2016/17 a Indonésia tinha 410 mil ha de cana plantada, destinada unicamente para a produção de açúcar, distribuídas nas regiões de Java, Sumatra (norte e sul), Lampung e Sulawesi (sul) (USDA, 2017), sendo que as usinas açucareiras em sua grande maioria encontram-se localizadas em Sumatra – maior produtora de óleo de palma.

Ao contrário da Indonésia, NA Malásia o cultivo de cana é surpreendentemente pequeno (24 mil ha de cana plantada) (Hill, 2013), não obstante, estes cultivos concentram-se nos estados de Perlis e Kedah, zonas que também abrigam cultivos de palma de azeite, 660 ha e 87,5 mil ha (UP, 2017), respectivamente. Já na Tailândia tem-se 1,5 milhões de ha plantados de cana (USDA, 2018b), localizados nas regiões nordeste, planícies centrais orientais, norte e planícies centrais ocidentais, enquanto que os 780 mil ha de óleo de palma plantada encontram-se situados principalmente em toda a região sul e leste (Somnuek et al., 2016). Vale salientar que no 2017 a Tailândia foi o terceiro país produtor de óleo de palma⁴ e o quarto produtor de cana-de-açúcar⁵ no mundo.

Segundo Fedapal (2017), Equador possui mais de 257 mil ha de óleo de palma plantadas e 42 extratoras ativas, localizados nas províncias de Esmeralda, Los rios e Sucumbiós principalmente, conseqüentemente, o país atingiu uma produção de 567 mil toneladas de óleo de palma EM 2017. Enquanto que para o caso da cultura de cana-de-açúcar tem-se uma área plantada de 116,7 mil ha (54.6 % menor que a área plantada com palma) localizados maiormente nas províncias de Guayas, Cañar e Loja (CINCAE, 2017). Na Tabela 2.3 pode-se observar que as províncias Guayas, Imbabura e Los rios tem plantações das duas culturas, além de plantas industriais adjacentes.

³ Oil World production: <https://www.indexmundi.com/agriculture/?commodity=palm-oil>

⁴ Top Palm Oil Producing Countries in the World: <https://www.worldatlas.com/articles/top-palm-oil-producing-countries-in-the-world.html>

⁵ Top Sugarcane Producing Countries: <https://www.worldatlas.com/articles/top-sugarcane-producing-countries.html>

Tabela 2.3: Distribuição e localização das áreas plantadas e indústrias de cana e palma no Equador (CINCAE, 2017; Fedapal, 2017).

Província	Área Plantada de Cana (ha)	Área Plantada de Palma (ha)	Extratoras de óleo de palma	Usinas de açúcar
Bolívar	-	466	-	-
Cotopaxi	-	1,789.92	-	-
El Oro	-	297	-	-
Esmeraldas	-	116,430.48	20	-
Guayas	95,865	14,802.83	-	5
Imbabura	3,300	4,099.88	-	1
Los rios	1,362.85	39,146.08	3	-
Manabí	-	8,604.64	1	-
Orellana	-	12,617.65	2	-
Pichincha	-	17,504.95	-	-
Santa Elena	-	156.45	-	-
Santo Domingo	-	20,020.71	15	-
Sucumbíos	-	21,184.34	1	-
Cañar	9,742	-	-	1
Loja	6,161	-	-	1
Carchi	281	-	-	-
Total	116,711.85	257,120.93	42	8

Colômbia é o quarto maior produtor de óleo de palma do mundo, no 2017 alcançou uma produção de 1,6 milhões de toneladas, isto deve-se aos 516,9 mil ha de palma plantada e suas 66 extratoras ativas, distribuídas em 160 municípios do país (Fedepalma, 2018). Já no cenário da cultura de cana-de-açúcar, a Colômbia não possui a mesma área plantada que o setor palmeiro, mas, dispõe de mais de 243 mil ha com o qual produziu no 2017 um montante de 2,2 milhões de toneladas de açúcar (inclui açúcar branco, branco especial, orgânico, bruto e refinado), 366,7 mil m³ de etanol e 576,2 GWh – energia elétrica excedente (Asocaña, 2018). Na Tabela 2.4 são sumarizados os estados que contam com as duas culturas, ademais de apresentar a informação das indústrias ativas em cada estado de interesse.

Tabela 2.4: Distribuição e localização das áreas plantadas e indústrias de cana e palma na Colômbia (Asocaña, 2018; Fedepalma, 2018).

Estados	Área Plantada de Cana (ha)	Área Plantada de Palma (ha)	Extratoras de óleo de palma	Usinas de cana
Antioquia	2,100	10,949	1	-
Cauca	43,484	2,885	-	2
Cesar	293	5,651	4	-
Magdalena	140	14,918	7	-
Meta	7,440	63,541	23	1
Norte de Santander	312	7,522	2	-
Vichada	43	22,159	1	-
Total	53,812	127,625	38	3

Vale salientar que a usina *Bioenergy S.A*⁶ e a extratora *Alianza del Humea S.A*⁷, unidades localizadas no estado do Meta, encontram-se a uma distância de 81 km de separação, fato que confirma a possível potencial sinergia entre as agroindústria de cana e palma nesse país.

A produção de biocombustíveis no Brasil, a diferencia dos outros países citados acima, centra-se principalmente na cultura da cana (etanol) e da soja (biodiesel), portanto, possui mais de 8,7 milhões de há para cana (Conab, 2018a) e mais de 35 milhões de ha para soja (Conab, 2018b), plantadas em tudo o território nacional, o que a tem levado a se posicionar no primeiro lugar da produção mundial de cana-de-açúcar e no segundo na produção mundial da soja.

Logo, o cenário da produção de óleo de palma é distinto, posto que no Brasil tem maior importância a produção de óleo proveniente da soja principalmente, no obstante, diversas pesquisas (André Cremones et al., 2015; Azhar et al., 2017; dos Santos Alves et al., 2017; Kuss et al., 2015) tem apontado a necessidade de substituir a produção de óleo de soja pelo de palma, dado que o rendimento por hectare da palma é até 10 vezes maior que o de soja, além disso, requer menor área de plantação, seu custo de produção é menor e torna estável a produção de biocombustíveis.

Mesmo assim, o Brasil destaca-se na produção mundial de óleo de palma (décimo colocado no ranking mundial), dispondo de um área plantada de mais de 236 mil ha (MAPA, 2018) para produção industrial, as quais se encontram distribuídas em diversas zonas do país, como pode-se observar na Figura 2.12, evidenciando que a cultura de óleo de palma é desenvolvida principalmente nos estados de Pará (88%), Bahia (11%) e Roraima (1%). Por conseguinte, um maior desenvolvimento industrial desta cultura traria grandes benefícios socioeconômicos para a zona *Nordeste* que, segundo a IBGE⁸, possui o pior IDH (Índice de desenvolvimento Humano) do Brasil.

Observa-se na Figura 2.13 que os estados de Pará e Bahia possuem solos tais como os latossolos, argissolos e vertissolos, nos quais se pode cultivar a cana e palma. Atualmente, os estados citados acima, contam com 60,6 ha de cana plantada (22,3% Pará e 77,7 % Bahia). Destaca-se que nestas zonas encontram-se localizadas diversas usinas (Pagrisa, mandacaru/Agrovale, Santa cruz, Santa maria, Unial e Unial/lajedão) e extratoras (Agropalma,

⁶ Site da Usina Bioenergy S.A: <http://www.bioenergy.com.co/SitePages/Home.aspx>

⁷ Site da Unidade extratora Alianza del Humea S.A: <http://www.alhumea.com/>

⁸ Site da IBGE: <https://cidades.ibge.gov.br/>

BBB, Biopalma, Denpasa, Dentauá, Marborges e Palmasa) para o processamento destas matérias-primas (cana e palma).

Além do mais, segundo a ZAE - Cana (2010) e ZAE - Palma (2010), existem 31,8 milhões de hectares de terras degradadas que são aptas para a expansão de diversos cultivos tais como, a cana-de-açúcar e a palma africana. Isto representa uma excelente alternativa para a produção com fins alimentícios e energéticos, ademais de ser uma opção para geração de emprego e renda no campo, tanto para grandes empreendimentos como para pequenos estabelecimentos rurais (assentamentos e projetos governamentais de associativismo e cooperativismo). O uso de terras antropizadas – hoje, na sua grande maioria, esgotadas e ocupadas com pastos em estado avançado de degradação – com atividades que contam com tecnologias consolidadas, como a cultura da cana-de-açúcar e palma africana, é uma alternativa econômica viável para a redução da pressão do desmatamento no Bioma Amazônia.

Além disto, desde 2006 no Brasil tem-se pesquisado a expansão da lavoura de palma, por meio do projeto "*Fontes alternativas potenciais de matérias-primas para produção de Agroenergia*" gerido pela Embrapa Cerrados⁹, em regiões como o Distrito Federal, Tocantins, Mato Grosso, São Paulo e região Nordeste.

Segundo pesquisadores da Embrapa Cerrados¹⁰, os resultados obtidos ao longo do tempo da implantação do projeto na região dos cerrados, tem contrariado as teses de que o cultivo de palma só era possível em áreas quentes e úmidas. Posto que os resultados obtidos na produtividade dos cultivares testados, comparado com plantas de mesma idade dos locais de cultivo tradicional, tem sido maior na proporção de 20 a 45%. Outra pesquisa que garante a sustentabilidade da cultura da palma na região de cerrados do Distrito Federal, é a elaborada por Teles (2014), a pesquisa consistiu em colheitas mensais até que se completasse o período de um ano de avaliação, para assim caracterizar os cachos de fruta fresca obtidos nessa região. Concluindo que o rendimento total médio em óleo obtido, comparado com plantas da mesma idade dos locais de cultivo tradicional, foi 30% superior.

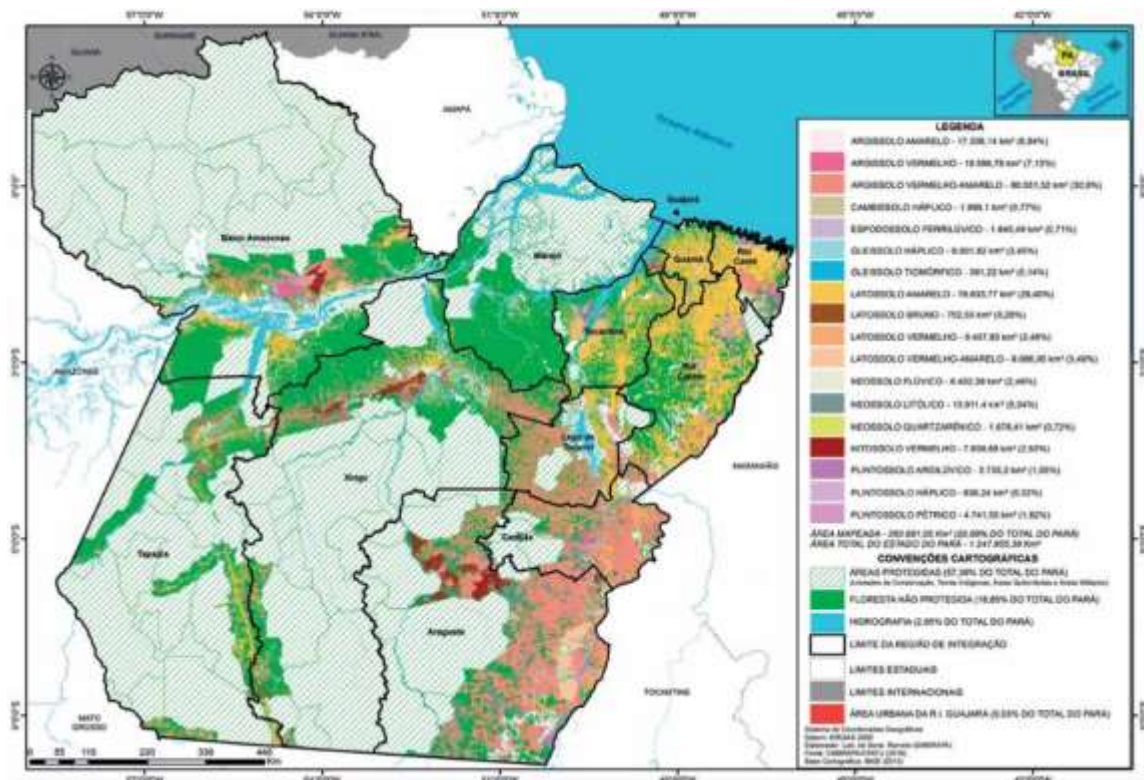
⁹Site do Projeto: https://www.macroprograma1.cnptia.embrapa.br/oleaginosas_potenciais/front-page

¹⁰Informação obtida de: <https://www.opopular.com.br/editorias/economia/dend%C3%AA-tem-alto-desempenho-no-cerrado-1.728354>



Região/UF	Área (em mil ha) de cana	Área (em mil ha) de palma
Norte	49,5	210,25
RO	1,8	3
AM	3,6	-
PA	13,5	207,25
TO	30,6	-
Nordeste	842,2	26
MA	38	-
PI	15,7	-
RN	57,8	-
PB	119,6	-
PE	223,2	-
AL	303,8	-
SE	37	-
BA	47,1	26
Centro-Oeste	1.804,5	-
MT	226,9	-
MS	666	-
GO	911,6	-
Sudeste	5.448,4	-
MG	824,9	-
ES	47,6	-
RJ	17,5	-
SP	4.558,4	-
Sul	584,9	-
PR	583,7	-
RS	1,2	-
Brasil	8.729,5	236,25

Figura 2.12: Distribuição e localização das áreas plantadas de cana-de-açúcar e óleo de palma.



Estado do Pará



Estado da Bahia

Figura 2.13: Tipos de solos que possuem os estados de Pará e Bahia (Embrapa, 2018).

Além disso, a pesquisa desenvolvida na tese de doutorado de Da Costa (2016), afirma que o desenvolvimento sustentável da cultura da palma é possível na região de cerrados Tocantins. A pesquisa avaliou diferentes híbridos de dendê (BRS 2301, BRS 7201, BRS 2528, BRS 2001, BRS 2501) nas fases de pré-viveiro, viveiro e primer ano de cultivo, concluindo, que o híbrido BRS 2001 e BRS 7201 são os mais aptos para cultivo nesta região.

Souza et al. (2012) avaliaram a sustentabilidade da produção conjunta das biorrefinarias de cana e palma. A análise foi elaborada por meio da comparação do sistema tradicional de produção de etanol de cana com um sistema de produção conjunta de etanol e biodiesel na mesma biorrefinaria. Os sistemas de produção foram considerados nos ecossistemas de cerrado (savana típica), cerradão (savana lenhosa) e pastagens. Os resultados demonstraram que o uso de combustíveis fósseis e as emissões de gases de efeito estufa diminuiriam. O tempo de retorno do carbono dos ecossistemas foi de 4 (cerrado), 7,7 (cerradão) e -7,6 (pastagens) anos. Concluindo que as alternativas centradas na sustentabilidade das biorrefinarias podem reduzir as emissões de GEE, melhorar o balanço energético e minimizar os impactos no uso da terra.

Os aspectos evidenciados constata e fortalecem a potencial viabilidade geográfica e edafoclimáticas da possível integração, para fins energéticos, das culturas de cana e palma. Por conseguinte, pode-se concluir que a agroindústria destas culturas se podem complementar, dado que o biodiesel produzido a partir de óleo de palma pode ser um substituto parcial ou total do diesel fóssil empregado na cadeia produtiva de açúcar e álcool, tal substituição poderia reduzir os encargos ambientais associados a esse alto consumo.

Por outro lado, o setor sucroalcooleiro poderia melhorar a renovação e sustentabilidade energética da cadeia produtiva do biodiesel de palma, ao substituir totalmente a demanda de álcool (metanol) proveniente de combustíveis fósseis, por um álcool renovável e com baixa emissão associada de GEE (etanol e/ou metanol de cana-de-açúcar). Ademais, a integração destas agroindústrias poderia oferecer um extenso portfólio de produtos para as indústrias alimentícia (humana e animal), química, cosmética e farmacêutica, além da produção de diversos bioenergéticos (biocombustíveis, bioeletricidade, etc.) provenientes da expressiva geração de biomassa residual destas culturas.

Percebe-se, por meio da avaliação realizada, o potencial latente entre estas duas importantes culturas, fato que comprova a importância da implementação de biorrefinarias, visto que esta contribui a viabilizar a sinergia existente entre as duas culturas, visando à produção de energia, combustíveis e alimentos, com baixos impactos ambientais. Fatos que se

alinham com as metas traçadas pelo programa RenovaBio (EPE, 2017), cuja finalidade é expandir a produção de biocombustíveis no Brasil, baseada na previsibilidade, na sustentabilidade ambiental, econômica e social, e compatibilidade com o crescimento do mercado.

CAPÍTULO - III

3 Metodologia

Neste capítulo estão descritos as principais etapas e métodos para alcançar os resultados desta tese de doutorado.

3.1 Fluxograma da Pesquisa

Para visualizar como foi alcançado e em que ordem os resultados foram obtidos, foi-se elaborado um fluxograma (Fig. 3.1) de todas as fases envolvidas. Pode-se observar que a metodologia pode ser sintetizada em 3 etapas básicas (Caracterização dos estudos de casos, Avaliação termodinâmica e Avaliação ambiental) as quais são descritas sucintamente a continuação.

- i. **Caracterização dos estudos de caso:** esta etapa engloba a revisão bibliográfica do estado da arte para definir e caracterizar a possibilidade de integração de uma biorrefinaria de cana-de-açúcar com uma de palma africana, fundamentando-se em particularidades edafoclimáticas, como também de esquemas e parâmetros das instalações reais existentes nestas culturas; visando identificar a viabilidade energética da integração das culturas, capacidade e desenvolvimento tecnológico das agroindústria.
- ii. **Avaliação Termodinâmica:** nesta etapa são modelados e avaliados, através de diversos indicadores de desempenho termodinâmico de 1ª e 2ª lei, as configurações de biorrefinarias propostos. Objetivando disponibilizar os diversos balanços mássicos, energéticos e exergéticos das configurações propostas, assim como, analisar a alternativa com melhor desempenho energético e maior potencial de geração de energia.
- iii. **Avaliação Ambiental:** finalmente nesta etapa é feita a alocação dos impactos utilizando o método de alocação exergética, logo é elaborado o inventario de ACV das configurações propostas, a fim de realizar uma avaliação comparativa das mesmas, além de analisar, por meio de categoria de danos e índices de desempenho energético de ACV (LCEE e NER), qual das configurações propostas apresenta menor impacto nas categorias avaliadas. Como também, estimar o potencial de redução do uso de combustível fóssil através das configurações de biorrefinarias propostas.

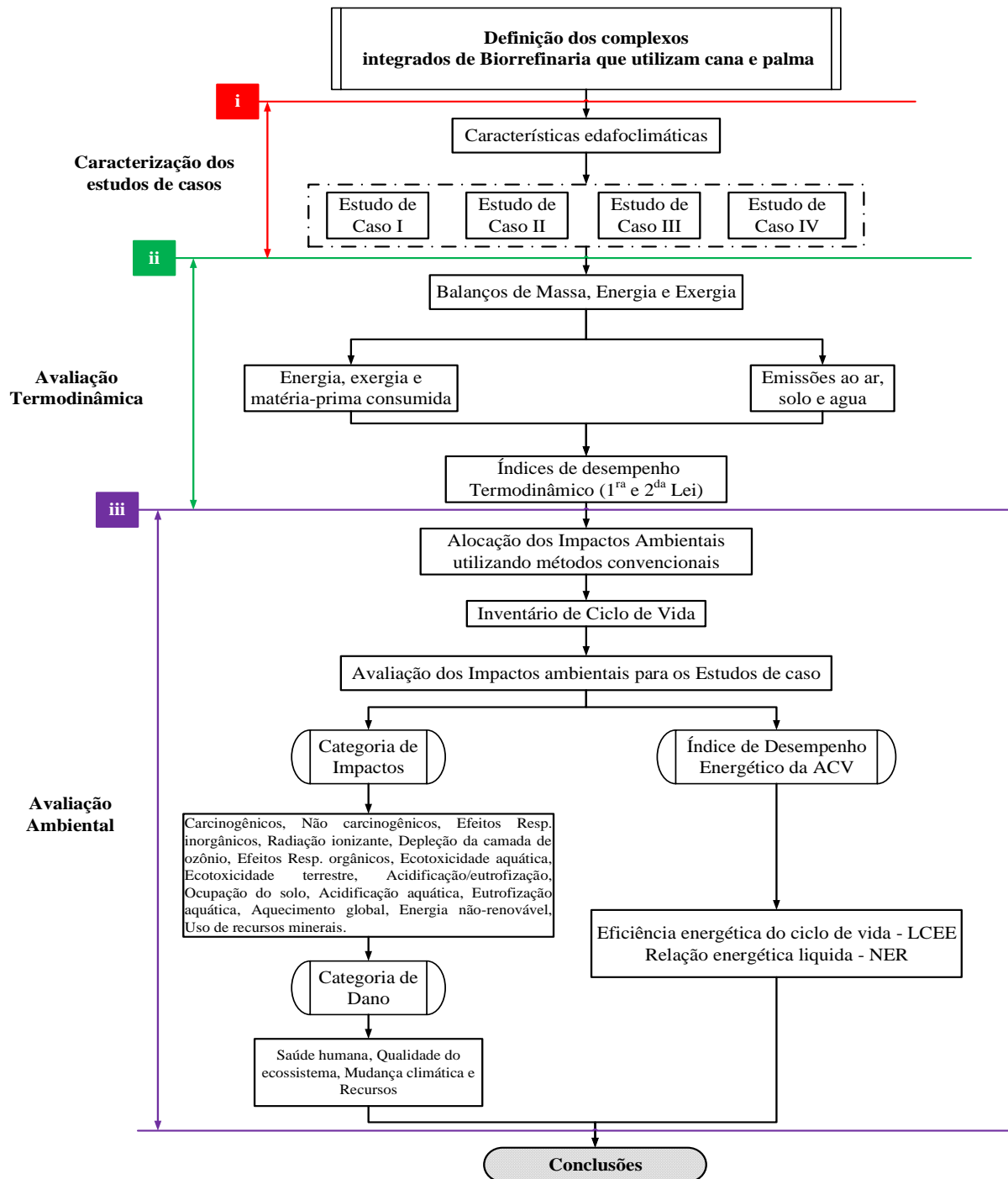


Figura 3.1: Fluxograma do estudo da tese de doutorado.

A fim de detalhar as principais considerações feitas em cada estágio da Figura 3.1, os itens a seguir apresentam uma visão geral das mesmas.

3.2 Definição dos complexos integrados de biorrefinaria que utilizam cana e palma

Parte-se da possibilidade de que as culturas de cana e palma possam coexistir na mesma zona agrícola (*Nordeste e/ou Norte*), como já foi demonstrado no capítulo anterior (item 2.7).

Neste estudo estabeleceu-se um sistema de fronteiras que considerou a integração agrícola e dos diversos processos avaliados na biorrefinaria hipotética de cana e palma, que vai desde a etapa agrícola até a industrial. Ressalte-se que os processos de distribuição, uso e destinação final dos produtos não foram considerados neste trabalho de doutorado.

Para a execução do levantamento de dados de cada etapa produtiva, foram feitas pesquisas na literatura e simulações computacionais (utilizando o programa HYSYS v 11.0 e GateCycle v 6.1.2) para auxiliar a determinação do balanço de massa e energia dos diversos processos de produção de biocombustíveis estudados.

Em geral focou-se as informações relacionadas aos fluxos mássicos e energéticos requeridos pelas operações e os principais poluentes gerados. Na Tabela 3.1 e 3.2 encontram-se sumarizadas as etapas dos processos adotados nesta tese, assim como, a estrutura das informações coletadas, as quais obedecem às particularidades de cada processo analisado.

Tabela 3.1: Etapas avaliadas dos processos produtivos de cana e palma no estudo de ACV.

Cana-de-açúcar	Palma de óleo (Dendê)
<i>1 Etapa Agrícola</i>	<i>1 Etapa Agrícola</i>
- Área de Cultivo para produção - Rendimento da produção anual - Tipo, quantidade e frequência de fertilizantes usados	- Área de Cultivo para produção - Rendimento da produção anual - Tipo, quantidade e frequência de fertilizantes usados
<i>2 Etapa: Transporte</i>	<i>2 Etapa: Transporte</i>
- Forma de transporte da cana - Rendimento do transporte - Distância do cultivo a usina de açúcar e álcool - Emissões geradas	- Forma de transporte CFF - Rendimento do transporte - Distância do cultivo – Usina de extração – Usina de transterificação - Emissões geradas
<i>3 Etapa: Processo Industrial</i>	<i>3 Etapa: Processo de Extração e refinação do óleo Vegetal</i>
- Capacidade de extração de bagaço - Balanço de massa - Balanço de energia - Efluentes gerados	- Capacidade de extração e produção - Balanço de massa - Balanço de energia - Efluentes gerados nas usinas - Área da usina e das instalações administrativas - Consumo de energia térmica e elétrica - Consumo de combustível
- Área da usina e das instalações administrativas - Consumo de energia térmica e elétrica - Consumo de combustível	<i>4 Etapa: Processo de Transterificação</i>
	- Capacidade de produção - Balanço de massa - Balanço de energia - Efluentes gerados - Área da usina e das instalações administrativas - Consumo de energia térmica e elétrica - Consumo de combustível

Tabela 3.2: Etapas avaliadas dos processos de produção de biocombustíveis 2G no ACV.

Produção de Etanol 2G	Produção de Metanol
<i>1 Pré-tratamento e hidrólise</i>	<i>1 Pré-tratamento, Gasificação e Síntese do metanol (conversão do bagaço a gás de síntese e posteriormente a metanol)</i>
- Capacidade de produção	- Capacidade de produção
- Balanço de massa	- Balanço de massa
- Balanço de energia	- Balanço de energia
- Efluentes gerados	- Efluentes gerados
- Área da usina e das instalações administrativas	- Área da usina e das instalações administrativas
- Consumo de energia térmica e elétrica	- Consumo de energia térmica e elétrica
- Consumo de combustível	- Consumo de combustível

3.3 Descrição dos processos avaliados no complexo integrado de biorrefinaria

A seguir serão descritos brevemente todos os processos avaliados com o intuito de conhecer os principais parâmetros operacionais adotados nesta tese de doutorado.

3.3.1 Usina de açúcar e álcool:

A configuração industrial mais adotada no Brasil (Figura 3.2) é a destilaria de etanol anexa à usina de açúcar, devido às grandes vantagens decorrentes da produção simultânea desses dois produtos (Seabra, 2008).

Ressalte-se que após corte da cana-de-açúcar, esta é encaminhada para à unidade industrial para o qual se assumiu 30 km referentes ao transporte (ver anexo C), onde a contribuição no consumo de combustível nos caminhões é o seguinte: Romeo e Julieta 8%, treminhão 25% e rodotrem 67% (Santos et al., 2015).

A hipótese assumida é que a usina de processamento de cana possui uma capacidade de moagem de 8.304.000 toneladas de cana por safra, pois se relaciona com a economia de escala e a tendência atual das plantas de açúcar e álcool no Brasil, produzindo etanol e açúcar, considerando que 50% do caldo (em massa) é direcionado para a produção de açúcar e os outros 50% para a produção de etanol. Além de isso, considera-se que a safra tem em média 4152 horas efetivas de operação (CONAB, 2017), o que conduz a uma capacidade de moagem de

2000 toneladas de cana por hora (como exemplo deste tipo de usina tem-se a de São Martinho¹¹).

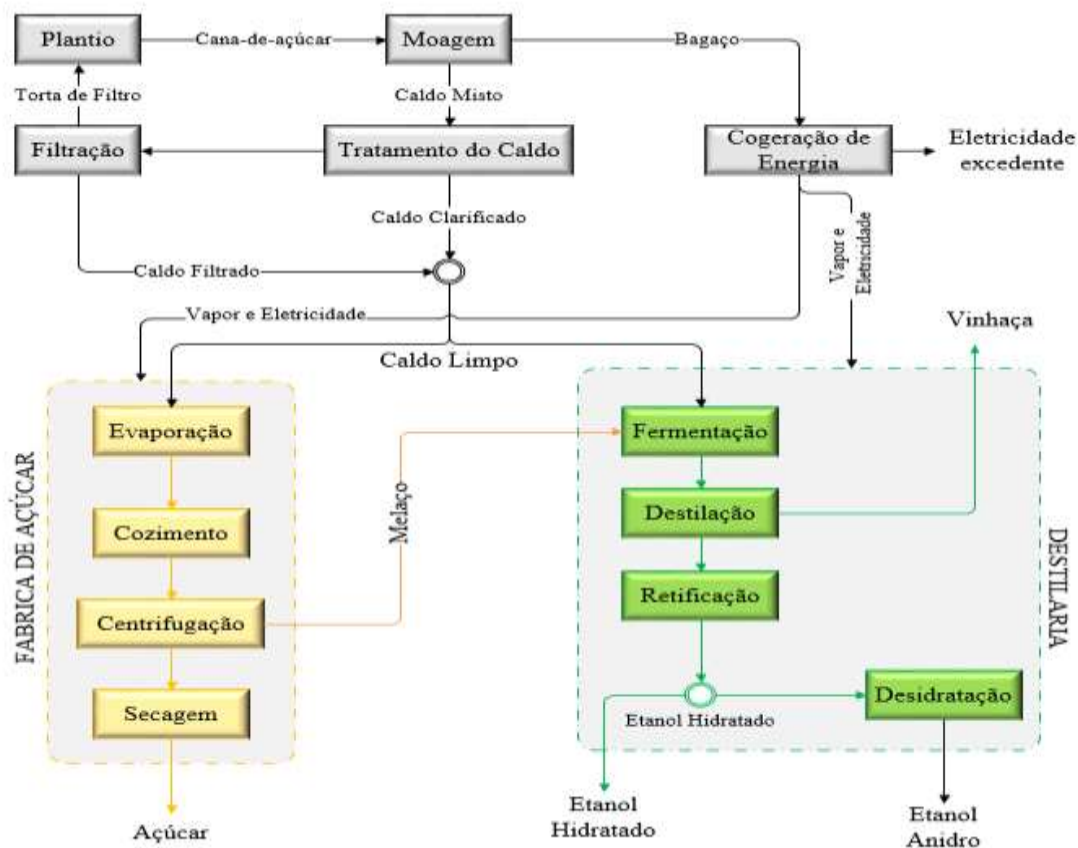


Figura 3.2: Fluxograma básico do processo de produção de etanol e açúcar (adaptado de Seabra et al., 2011; Vilela, 2013).

Na Tabela 3.3 são apresentados os parâmetros operacionais considerados para o processo de produção de açúcar-álcool bem como a produtividade assumida.

Tabela 3.3: Parâmetros operacionais da usina de açúcar e álcool.

Moagem da cana	Valor	Unidade	Ref.
Capacidade de moagem	2.000	t cana/h	(São Martinho S.A, 2017)
Produtiva da cana	87	tcana/ha	
Consumo de eletricidade	16	kWh/tcana	(Dias et al., 2013; Escobar et al., 2018;
Rendimento do bagaço (b.u)	27,36	kg/tcana	Palacio et al., 2018)
Umidade do bagaço	50	%	
Usina de açúcar e álcool	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor (250 kPa)	442	kg/t cana	
Consumo de eletricidade	18	kWh/tcana	(Dias et al., 2013; Escobar et al., 2018;
Rendimento do Etanol	46	l/t cana	Palacio et al., 2018)
Rendimento da vinhaça	614,8	kg/t cana	
Rendimento do Açúcar	59	kg/t cana	

¹¹Capacidade da Usina São Martinho: <http://www.saomartinho.ind.br/>

3.3.2 Planta de extração de óleo de palma:

Após a colheita dos cachos de fruta fresca das plantações, eles são transferidos para a extratora, para o qual se assumiu 30 km referentes ao transporte (ver anexo C). A etapa de extração consiste na esterilização dos cachos, onde são submetidos ao aquecimento por contato direto com vapor, que permite a inativação das enzimas do fruto, a paralisação do processo de degradação e a facilitação da separação dos frutos em relação aos cachos. O debulhador separa os frutos do cacho, gerando os cachos de fruta vazios (EFB siglas em inglês), os quais comumente são encaminhados ao campo para serem utilizados como adubo, pelo alto teor de potássio e humidade, ou utilizados como combustível para geração de vapor e eletricidade (Arrieta et al., 2007; De Souza et al., 2010; Nasution et al., 2014).

Os frutos seguem para o digestor, onde, com o uso de vapor indireto e braços agitadores, o mesocarpo é rompido e as células oleosas são quebradas para facilitar a extração (Valderrama, 2018). Como resultado, tem-se uma massa de volume reduzido, que segue para a prensa contínua, onde o óleo de dendê cru (CPO, siglas em inglês) é extraído e encaminhado para o **desaerador** para a retirada das partículas pesadas e filtragem. Além do óleo cru, a prensagem dá origem a uma torta que contém fibras e nozes. Essa torta segue para a um desfibrador que, por ventilação, separa as fibras das nozes (De Souza, 2015). As fibras são utilizadas como combustível em caldeiras para a geração de vapor. Parte desse vapor é destinada para a produção de energia elétrica e parte para a etapa de esterilização (Lee and Ofori-Boateng, 2013).

As nozes são encaminhadas ao polidor de cilindros, cuja finalidade é retirar o restante das fibras, daí seguem para um secador, para o desprendimento das amêndoas, e depois para uma descascadora centrífuga, onde são quebradas, dando origem às cascas, também utilizadas nas caldeiras (Nasution et al., 2014). As amêndoas seguem para extração do óleo de palmiste (CPKO, siglas em inglês), onde são trituradas e prensadas. Da extração de óleo de palmiste é gerada uma torta de alto valor nutricional para alimentação animal (PKC, siglas em inglês), contendo de 14 a 18% de proteínas (Gabriel, 2015).

O beneficiamento do óleo cru é composto pelas seguintes etapas: clarificação, depuração e secagem. No clarificador, há a decantação e separação entre o óleo limpo e a borra. A depuração e secagem consistem em retirar a umidade contida no óleo. Desse processo resulta um efluente líquido (POME, siglas em inglês). O óleo segue para tanques de armazenagem com sistema de aquecimento para impedir a solidificação (Gabriel, 2015). A Figura 3.3 ilustra o

diagrama de blocos do processo, entanto que na Tabela 3.4 são apresentados os parâmetros operacionais considerados para o processo de extração, bem como a produtividade assumida.

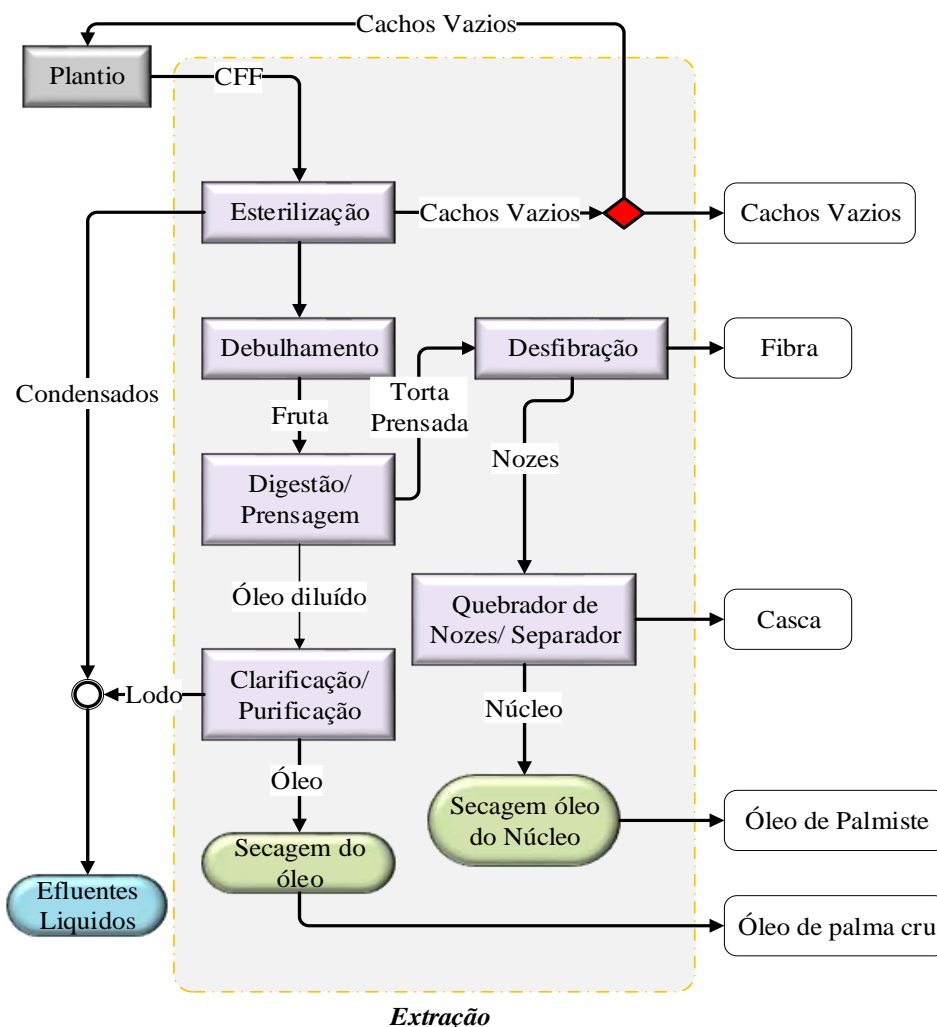


Figura 3.3: Diagrama da transesterificação de óleo de palma refinado

Tabela 3.4: Parâmetros operacionais da planta de extração de óleo de palma.

Extração de óleo de palma	Valor	Unidade	Ref.
Capacidade de processamento dos CFF	100	t CFF/h	(Agropalma, 2015)
Produtividade	19,46	CFF/ha-ano	
Consumo específico de vapor (400 kPa)	500	kg/t CFF	
Consumo de eletricidade	19	kWh/t CFF	
Consumo de diesel <i>início de operação</i>	0,77	L/t CFF	
Rendimento óleo de palma cru	200	kg/t CFF	
Rendimento óleo de palmiste (CPKO)	17	kg/t CFF	(De Souza et al., 2010;
Rendimento torta de palmiste (PKC)	35	kg/t CFF	Kami Delivand and
Rendimento efluentes (POME)	320	kg/t CFF	Gnansounou, 2013;
Rendimento Fibra (b.u)	130	kg/t CFF	Kuss et al., 2015;
Umidade da fibra	37,2	%	Queiroz et al., 2012)
Rendimento Casca (b.u)	70	kg/t CFF	
Umidade da casca	21,4	%	
Rendimento Cachos vazios (b.u)	220	kg/t CFF	
Umidade dos Cachos vazios	57,2	%	

3.3.3 Refinação e Transesterificação de óleo de palma:

Antes da produção do biodiesel, o óleo precisa passar pela etapa de refino para que sua acidez seja reduzida, ou seja, sejam eliminados os ácidos graxos livres, resultando em um óleo composto somente de glicerídeos (De Souza et al., 2010). Existem dois métodos principais de processamento, conhecidos como refino químico e físico (Fig. 3.4). Na refinação química, os ácidos graxos livres e a maioria dos fosfatídeos são removidos durante a neutralização alcalina. Durante o refino físico, os ácidos graxos livres são destilados durante a desodorização. As vantagens da refinação física (processo adotado nesta tese) residem em maior rendimento global, uso de menos produtos químicos e produção de menos efluentes (Lai et al., 2012).

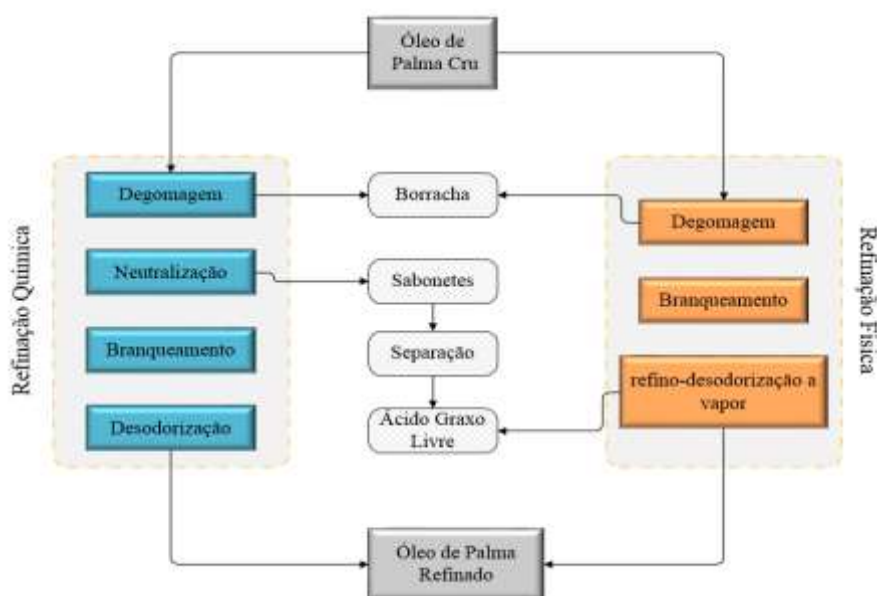


Figura 3.4: Visão geral das linhas de refino químico e físico (adaptado de Lai et al., 2012).

A transesterificação é o processo mais utilizado atualmente para a produção de biodiesel (Živković et al., 2017). Consiste na reação química (Fig. 3.5) dos óleos vegetais ou gorduras animais com álcoois de cadeia curta em presença um catalisador, da qual também se extrai a glicerina, produto com aplicações diversas na indústria química.

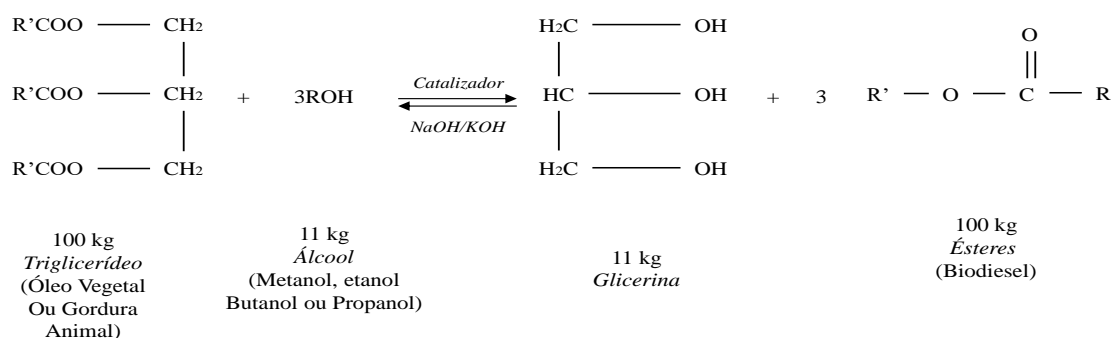


Figura 3.5: Reação de Transesterificação (Adaptado de Gabriel, 2015; Mekhilef et al., 2011).

A produção do éster de álcoois de cadeia curta pode ser realizada utilizando-se as rotas etílica ou metílica (rota de uso comum na indústria), pois tanto os ésteres metílicos quanto os ésteres etílicos podem ser utilizados como combustíveis em motores a diesel (Verma et al., 2016). Algumas das vantagens e desvantagens das duas alternativas são evidenciadas na Tabela 3.5. Pode-se observar que a demanda de metanol no processo de transesterificação é 45% menor que do etanol, isto traz como consequência aumento no consumo de energia (térmica e elétrica) e dos equipamentos do processo pela rota etílica.

Tabela 3.5: Vantagens e desvantagens das rotas metílica e etílica (Carvalho, 2009; Santander, 2010).

Rota	Vantagens	Desvantagens
Metílica (CH ₃ OH)	<ol style="list-style-type: none"> O preço do metanol é quase a metade do preço do etanol; Consumo de metanol no processo de transesterificação é cerca de 45% menor que do etanol anidro; Para uma mesma taxa de conversão e mesmas condições operacionais, o tempo de reação para o metanol é menos da metade do tempo que quando se emprega o etanol.; Os equipamentos de processo da fábrica com rota metílica têm cerca de um quarto do volume dos equipamentos para a rota etílica, para uma mesma produtividade; Considerando a mesma produção de biodiesel, o consumo de vapor na rota metílica é cerca de 20% menor do que o consumo na rota etílica, e o consumo de energia elétrica é menos da metade. 	<ol style="list-style-type: none"> Apesar de poder ser produzido a partir da biomassa, é tradicionalmente um produto fóssil; Maior volatilidade, portanto, maior risco de incêndio. Chama invisível. O transporte é controlado, pois é matéria-prima para extração de drogas; É tóxico.
Etílica (C ₂ H ₆ O)	<ol style="list-style-type: none"> Se o etanol for produzido a partir da biomassa, produz um biodiesel 100% renovável; Produz biodiesel com maior índice de cetano e maior lubrificidade; Não é tão tóxico como o metanol. 	<ol style="list-style-type: none"> Os ésteres etílicos possuem maior afinidade pela glicerina, o que torna mais difícil a separação; Os equipamentos do processo da rota etílica têm cerca de quatro vezes o volume dos equipamentos da rota metílica, para uma mesma produtividade e qualidade; Possui ponto de azeotrópica, quando misturado com água, dificultando a separação. Com isso a desidratação requer maiores custos energéticos e investimentos em equipamentos.

A reação de transesterificação de maior uso para a produção de biodiesel (BD) é a que utiliza a catalise homogênea. Tanto ácidos quanto bases são usados como catalisadores (Verma et al., 2016). No entanto, o catalizador alcalino utilizado regularmente na indústria é o hidróxido de sódio (NaOH), pelos seguintes fatos: (i) Capacidade de acelerar a reação a temperaturas e

pressões menores; (ii) Maior rendimento pode ser alcançado em menor tempo e (iii) Disponibilidade em abundância e menor custo. Por conseguinte, foi o catalizador adotado nesta pesquisa.

Na Tabela 3.6 encontram-se sumarizados os parâmetros gerais adotados nesta tese de doutorado.

Tabela 3.6: Parâmetros operacionais da planta de refinação e transesterificação de óleo de palma.

Planta de refinação/transesterificação OP	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor (250 kPa)	564	kg/tCPO	
Consumo de eletricidade	22	kWh/tCPO	
<u>Consumo de álcool</u>			(Garcia-Nunez et al., 2016; Kuss et al., 2015;
<i>Metanol</i>	138,8	L/tCPO	Mekhilef et al., 2011;
<i>Etanol</i>	214,2	L/tCPO	Ptasinski, 2016)
Consumo de diesel <i>início de operação</i>	16,2	L/tCPO	
Rendimento de biodiesel	970	kg/tCPO	
Rendimento de glicerina	113,6	kg/tCPO	

3.3.4 Planta de etanol lignocelulósico:

Apesar de que ainda não esteja totalmente consolidada em escala comercial, o processo produtivo de etanol lignocelulósico tem recebido grande atenção com esforços no sentido de torna-lo economicamente viável.

O pré-tratamento por explosão de vapor com ácido diluído é o mais utilizado (Furtado, 2017) devido a elevada impregnação de água inerente a essa matéria-prima, além de possuir tempo de processamento relativamente baixo, e dessa forma esse método de pré-tratamento será adotado neste estudo. Nesta etapa ocorre a abertura das fibras do bagaço tornando os polímeros de celulose acessíveis, pela adição de uma solução com ácido sulfúrico com concentrações da ordem de 10% em um reator, e posteriormente a injeção de vapor saturado a 37 bar. Nesse processo ocorrem compressões seguidas de descompressões devido a injeção de vapor pressurizado e ao alívio da pressão no reator. Dessa forma ocorre a degradação da hemicelulose sem a solubilização da lignina. Já no término dessa etapa, obtém-se menores frações de celulose e hemicelulose (Ojeda et al., 2011; Walter e Ensinas, 2010).

Admite-se que a hidrólise e fermentação ocorrem separadamente (SHF), já que é a metodologia que apresenta um estágio de desenvolvimento mais avançado (Furtado, 2017; Ojeda et al., 2011; Walter e Ensinas, 2010). A conversão dos polímeros de celulose e hemicelulose em açúcares ocorre por meio de enzimas, deixando aos açúcares expostos para a fermentação. Esse processo não é contínuo e ocorre em reatores de batelada, tendo 95% de conversão das hexoses e 85% das pentoses.

O processo de fermentação das hexoses possui eficiência de 91%, enquanto que para as pentoses ainda não existe processo comercial, e dessa forma o uso das pentoses será desprezado (Chen, 2015). Por fim, a destilação separa o etanol da solução fermentada por meio da evaporação, de maneira análoga a destilação do etanol convencional, tendo consumo de vapor a 2,5 bar, além da produção de quantidades consideráveis de vinhaça. Os parâmetros operacionais utilizados pela planta de etanol de segunda geração são apresentados na Tabela 3.7.

Tabela 3.7: Principais parâmetros para a planta de etanol 2G.

Planta de Etanol lignocelulósico	Valor	Unidade	Ref.
<u>Consumo específico de vapor</u>	5,74	kg/ L EtOH _{2G}	(Furtado, 2017; Walter and Ensinas, 2010)
<i>Consumo específico de vapor a 37 bar</i>	1,14		
<i>Consumo específico de vapor a 2,5</i>	4,6		
Consumo de eletricidade	92,5	kWh/t bagaço	
Rendimento do etanol 2G	149,31	l/t bagaço	(Albarelli, 2013; Bereche, 2011)
Rendimento de vinhaça	442,1	l/t bagaço	
Rendimento de Torta de lignina	110	kg/t bagaço	

3.3.5 Planta de metanol celulósico

O alto conteúdo de umidade presente no bagaço de cana, aproximadamente 50%, faz com que ele seja uma matéria-prima inadequada para a gaseificação *in natura*, de tal forma que é necessário um pré-tratamento da biomassa.

Primeiramente a matéria-prima é submetida ao processo de secagem, para que a sua umidade esteja em um valor de 15%. Geralmente, utilizam-se gases de escape provenientes de processos de combustão em secadores rotativos diretos (Ptasinski, 2016). Na entrada do secador a temperatura do gás de exaustão é elevada, de 215°C, e a temperatura na saída corresponde a 110°C. Não são recomendados temperaturas inferiores a 100°C na saída do trocador visto que os gases podem condensar formando componentes ácidos que corroem e danificam os equipamentos (Hassuani et al., 2005). Ademais, a temperatura máxima do bagaço na saída não deve exceder 256°C, pois em caso contrário tem-se o risco de combustão instantânea devido ao ponto de inflamação do material (Sosa-Arnao and Nebra, 2009). No Anexo A e Anexo B deste trabalho, apresentam-se o balanço de massa e energia do secador de biomassa.

Após a secagem realiza-se a torrefação, que segundo Da costa (2017), Furtado (2017) e Rocha (2015) é um processo promissório, já que proporciona à biomassa características como: boa moabilidade, aumento da densidade energética e redução da resistência mecânica (por meio da eliminação da hemicelulose). Segundo o trabalho elaborado por Pach et al. (2002), a composição elementar (considerando um tempo de residência de 1 horas e uma temperatura de

torrefação de 280°C) do bagaço torrefeito e o torgás, gás liberado no processo de torrefação que serve como combustível do mesmo processo, é o mostrado na Tabela 3.8 (composição adotada nesta pesquisa).

Conforme o trabalho desenvolvido por Rocha (2015), é necessário considerar o consumo de eletricidade nessa etapa, que equivale a 30 [kJ/kg de bagaço a torrefar].

Tabela 3.8: : Composição do bagaço torrefeito, em base seca, e composição volumétrica do torgás (Pach et al., 2002).

Bagaço torrefeito						Torgás				
C	N	H	O	S	PCI	CH ₄	C ₂	CO ₂	CO	PCI
(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(MJ/kg)	(%)	(%)	(%)	(%)	(MJ/kg)
54,7	0,41	5,4	39,50	0,01	19,84	0,3	0,13	75,5	24,0	26,36

Por último a biomassa passa pela trituração, onde se obtém a granulometria requerida pelo processo de gaseificação. O consumo de energia elétrica (acionamento dos motores dos equipamentos) é em média 80 kWh de eletricidade para cada tonelada de bagaço torrefeito (Stelt, 2010). Na Tabela 3.9 são sumarizados os parâmetros operacionais da etapa de pré-tratamento.

Tabela 3.9: Parâmetros operacionais da etapa de pré-tratamento.

Pré-tratamento	Valor	Unidade	Ref.
Consumo de eletricidade	0,044	kWh/kg _{bag50%}	(Mujumdar et al., 2006; Rocha, 2015; Stelt, 2010)
Consumo específico de gases de combustão para secagem	9,17	kg _{GC} / kg _{bag50%}	Calculado pelo autor
Rendimento de bagaço torrefado	0,39	kg _{btorr} / kg _{bag50%}	(Da costa, 2017)

Através da gaseificação, a biomassa sólida é convertida em gás de síntese. Os fundamentos foram extensamente descritos por Rezaiyan e Cheremisinoff (2005), entre outros. Naturalmente, esta etapa apresenta algumas características específicas adotadas neste trabalho, como é o caso do tipo de gaseificador (pressurizado de leito fluidizado circulante) e o agente gaseificante (vapor e oxigênio). A escolha de ambos se deve à composição química do gás de síntese produzido, considerada adequada à síntese de metanol.

Os principais dados de entrada e saída do processo de gaseificação foram adotados essencialmente dos trabalhos publicados por Renó (2011b) e Rocha (2015), onde foi simulado o processo de gaseificação pressurizada do bagaço em leito fluidizado circulante (operando com os agentes: oxigênio e vapor). Na Tabela 3.10 encontram-se recopilado os parâmetros do processo.

Tabela 3.10: Parâmetros operacionais da etapa de gaseificação.

Gaseificação	Valor	Unidade
Bagaço (15% b.s.)	0,071	kg/s
Oxigênio (Temperatura 372°C e pressão 2,27 MPa)	0,28	kg kg _{bag} ⁻¹
Vapor (Temperatura 435°C e pressão 2,27 MPa)	0,91	kg kg _{bag} ⁻¹
Eletricidade consumida na produção de oxigênio	1,1	kWh kg _{oxi} ⁻¹
Eletricidade consumida pelos filtros	4,7x10 ⁻⁵	kWh kg _{Gás Sínt} ⁻¹
Eletricidade consumida pelos Ciclones	3,2x10 ⁻⁵	kWh kg _{Gás Sínt} ⁻¹

Na Tabela 3.11 são mostradas as principais características e composição do gás de síntese produzido pela gaseificação do bagaço.

Tabela 3.11: Características e composição do gás de síntese produzido (Da costa, 2017; Furtado, 2017; Renó et al., 2014).

Densidade do gás de síntese	6,39	kg/m ³
Pressão do gás de síntese	2,24	MPa
PCI do Gás de síntese	16,25	MJ kg ⁻¹
Temperatura do gás produzido	1.250	°C
Composição do gás de síntese (b.s.)		% molar
H ₂		35,34
H ₂ S		0,0084
NH ₃		0,1165
N ₂		19,64
SO ₂		0,0029
CO		15
CO ₂		27,54
HCN		0,0003
CH ₄		2,30
C ₂ H ₄		0,0349
C ₂ H ₆		0,0192
C ₃ H ₆		0,016
C ₆ H ₆		0,0155
Relação molar dos componentes do gás de síntese		
H ₂ /CO		2,3
H ₂ /CO ₂		1,28
CO ₂ /CO		1,84
CH ₄ / H ₂		0,0652

Observa-se na Tabela 3.11 que a fração molar de CO₂ no gás de síntese é consideravelmente alta (27,54%), correspondendo a uma porcentagem mássica de CO₂ no gás de síntese de 52,8 %. Este valor, segundo Basu (2013) é inadequado para a síntese de metanol, pois deveria estar entre 2 a 10 % (composição molar), portanto é necessário realizar a remoção de parte deste gás.

Para este propósito, diferentes processos físicos e químicos estão disponíveis. Mas o processo de absorção química (Rectisol) é a opção mais convencional e comercialmente comprovada. Este processo consiste na reação do CO₂ com um solvente químico, formando assim um composto intermediário. Tais solventes têm como base a amina ou carbonatos, como o MEA (Mono-etanol-amina) e carbonato de potássio, sendo o MEA um dos mais aplicados, já que é considerada a mais eficaz na recuperação de CO₂ (Acres, 2007).

O processo de remoção de CO₂ é dividido em 3 etapas: i) Resfriamento e compressão do gás de síntese; ii) Absorção do CO₂ e regeneração do solvente; e iii) Compressão do CO₂. Segundo Basu (2013) o consumo global de eletricidade do processo é de aproximadamente 13 kWh / kmol CO₂ removido.

Após a gaseificação e limpeza do gás de síntese se realiza a síntese do metanol. Conforme Acres (2007) existem diversas tecnologias desenvolvidas para a conversão do gás de síntese a metanol, na qual a tecnologia Metanol Fase-Líquida é de destaque, já que a transferência de calor entre o catalisador sólido e a fase líquida é altamente eficiente e, portanto, a temperatura do processo é muito uniforme e estável.

Os principais dados do processo de síntese de metanol foram adoptados dos trabalhos publicados por Renó et al. (2011) e Vaswani (2000) porque foram os que apresentarão uma melhor disponibilidade de dados e resultados relacionados ao processo de produção de metanol utilizando a tecnologia Metanol Fase-Líquida. Os principais dados de entrada deste processo estão listados na Tabela 3.12.

Tabela 3.12: Parâmetros operacionais da etapa de síntese do metanol.

Síntese do metanol a partir de bagaço de cana	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor	1,05	kg _{vap} /kg _{MEOH}	(Renó et al., 2014; Vaswani, 2000)
Consumo de eletricidade	0,46	kWh/kg _{MEOH}	
Rendimento do metanol	0,355	kg _{MEOH} / kg _{GS}	

3.4 Avaliação termodinâmica dos complexos integrados de biorrefinaria que utilizam cana e palma.

Os estudos de casos propostos tiveram a finalidade principal de vincular os processos de biorrefinagem de cana (1^a e 2^a geração) com o de palma, analisado, desta forma, as possibilidades de diferentes configurações, como as apresentadas no item 3.4.1.

Na Tabela 3.13 encontra-se de forma sintetizada as configurações adotadas e avaliadas nesta tese de doutorado. A Tabela 3.13 mostra qual é o tipo de sistema de cogeração, unidades e principais produtos energéticos considerados para cada arranjo assumido.

Tabela 3.13: Estudos de casos sumarizados.

Casos	Tipo de integração	Sistemas de Cogeração	Usinas	Principais Produtos
C-I/CB (caso base)	-	CEST	Açúcar e álcool + extratora + Biodiesel	-Açúcar -Etanol 1G -Biodiesel -Glicerina -Eletricidade
C-II	Agrícola e Industrial	CEST	Açúcar e álcool + extratora + Biodiesel + Etanol 2G	-Açúcar -Etanol 1G -Etanol 2G -Biodiesel -Glicerina -Eletricidade
C-III	Agrícola e Industrial	CEST	Açúcar e álcool + extratora + Biodiesel + Metanol 2G	-Açúcar -Etanol 1G -Metanol 2G -Biodiesel -Glicerina -Eletricidade
C-IV	Agrícola e Industrial	CEST + BIG/GT	Açúcar e álcool + extratora + Biodiesel + Metanol 2G	-Açúcar -Etanol 1G -Metanol 2G -Biodiesel -Glicerina -Eletricidade

Partindo da hipótese que as culturas da cana-de-açúcar e palma africana possam coexistir e se expandir em terras degradadas aptas para seus cultivos nos estados de Pará ou Bahia (ver item 2.7), alguns critérios foram seguidos no desenvolvimento dos estudos de casos, eles estão apresentados a seguir:

- O sistema de cogeração tem que ser do ponto de vista energético autossuficiente, pois há venda de eletricidade excedente ao mercado,
- As caldeiras do sistema de cogeração (cana e palma) são limitadas às capacidades das caldeiras disponíveis no mercado,
- Utilização de bagaço, palha (C-II ao C-IV), cascas, fibras e cachos vazios (C-II ao C-IV) como combustíveis na geração de energia elétrica e térmica, no sistema de cogeração, para suprir a demanda por energia das fases industrial e agrícola.

- A demanda de energia térmica (vapor) e elétrica das unidades produtoras devem ser totalmente atendidas.

- Utilização de vinhaça, torta de filtro, cachos vazios (C-I) e efluentes líquidos (POME), coprodutos resultantes do processamento da cana-de-açúcar e palma, para irrigação e adubação orgânica da lavoura de ambas culturas.

- Integração através da substituição total do diesel empregado nas etapas de transporte, colheita e tratos culturais, para ambas culturas, pelo biodiesel de dendê produzido dentro do próprio sistema avaliado. Não há a necessidade de substituir o motor dos veículos.

- Integração através do uso do etanol e/ou metanol lignocelulósico, produzido no próprio sistema, para a produção de biodiesel (rota etflica e/ou metflica).

Além das características anteriormente mencionadas, este trabalho mostra em dois dos estudos de caso o aproveitamento dos resíduos da colheita (principalmente a palha) juntamente com o bagaço no sistema de cogeração. Como também, aplica-se o conceito de sistema BIG/GT (Biomass Integrated Gasifier / Gas Turbine) no quarto estudado caso, para atender a demanda energética das plantas.

3.4.1 Configurações dos estudos de casos avaliados

A seguir serão descritas de forma concisa as configurações adotadas para cada estudo de caso avaliado.

O primeiro sistema estudado foi realizado com a finalidade de ser uma referência para os demais estudos, podendo ser chamado de caso base (C-I) (Figura 3.6). Destaca-se que este caso não possui nenhum tipo de integração (agrícola ou industrial) e encontra-se composto por (i) uma usina de açúcar e álcool, (ii) uma planta de extração de óleo de palma, (iii) uma planta de refinação e transesterificação de óleo palma e (iv) um sistema de cogeração, o qual encontra-se constituído por caldeiras de portes diferentes para assim atender a capacidade de processamento de cada cultura (cana ou palma). Além disto, o cenário base possui uma quantidade considerável de resíduos de biomassa (palha e CV) excedente, a qual é usada para uma maior produção de energia elétrica excedente no sistema de cogeração.

Por outra parte, se pode observar na Figura 3.7 que o sistema do C-I consome recursos fósseis em suas etapas de cultivo, transporte e industrial.

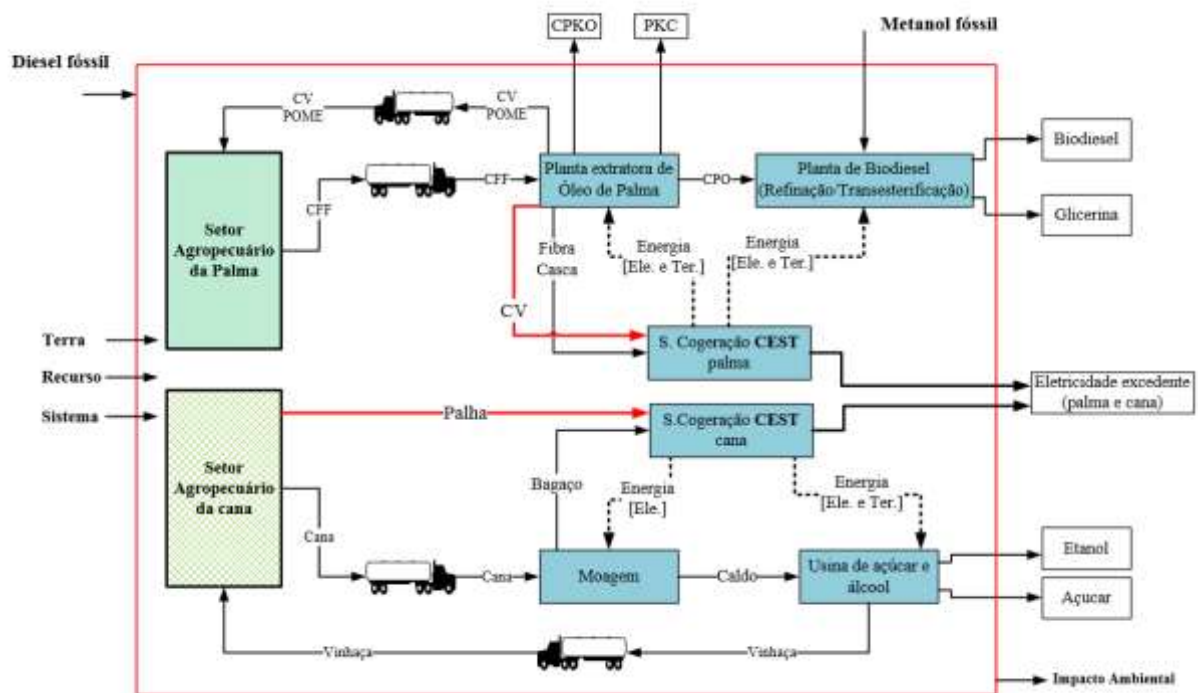


Figura 3.6: Estudos de caso base.

Já no segundo estudo de caso (CII) (Fig. 3.7) existe uma integração agrícola e industrial (generalizado em todos os casos subsequentes). É inserida uma planta de etanol lignocelulósico, para o aproveitamento da biomassa residual do sistema de produção de açúcar e álcool. A fim de evitar um déficit de bagaço no sistema de cogeração da destilaria anexa é considerada a utilização de uma mistura de palha e bagaço, visando obter o excedente necessário de biomassa para o processo de produção do etanol 2G. O sistema de cogeração da cultura da palma é suprido com uma mistura de fibra, casca e cachos vazios a fim de aumentar a produção de energia elétrica excedente.

É considerado que, a planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma é abastecida com uma fração do etanol produzido na destilaria para a produção de biodiesel (rota etílica). Este por sua vez provê o biodiesel necessário, para assim substituir o diesel fóssil empregado nas etapas agrícolas e de transporte.

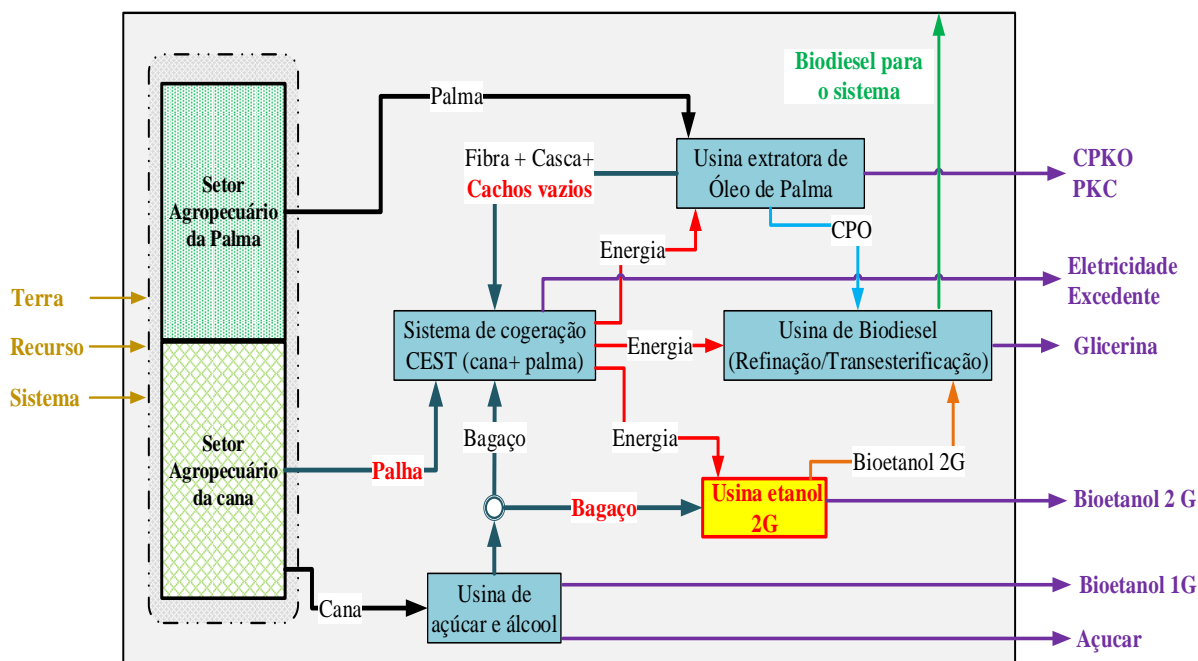


Figura 3.7: Estudos de caso C-II.

O caso 3 (Figura 3.8), considera a incorporação de uma planta de metanol lignocelulósico, que também tem como matéria prima o bagaço excedente processado da usina de açúcar-álcool. Dada à elevada demanda de energia térmica deste esquema, também se faz necessário a alimentação do sistema de cogeração da cana com a mistura de palha e bagaço. A planta de metanol abastece à planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma com uma fração de metanol (rota metflica) e este provê o biodiesel necessário para substituir totalmente o diesel fóssil utilizado no sistema.

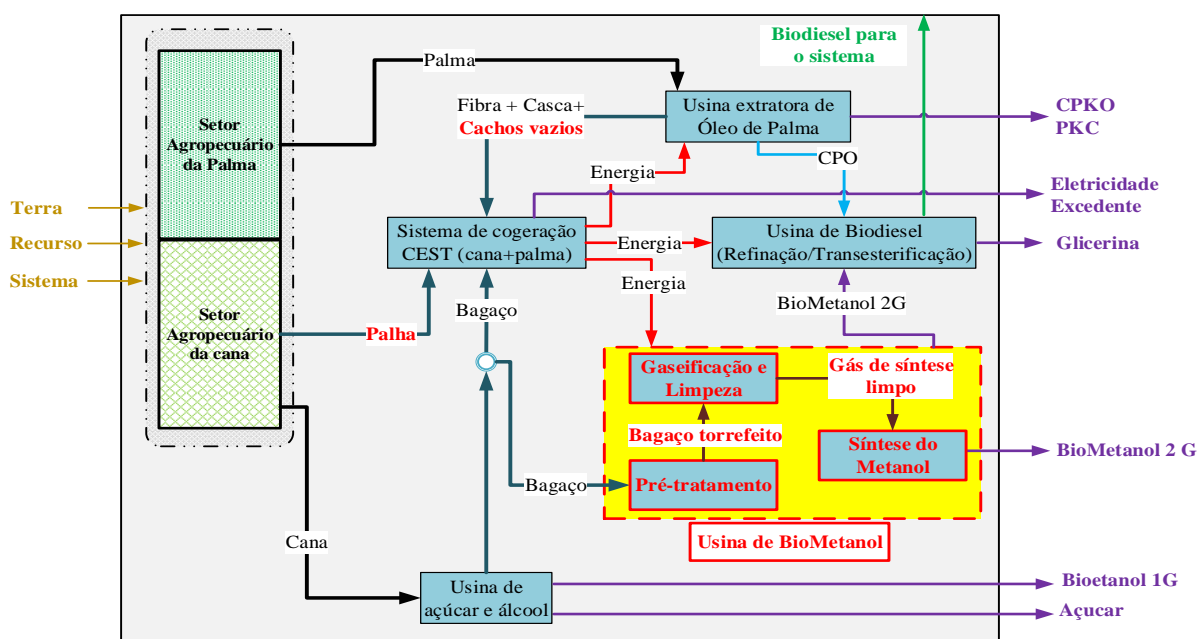


Figura 3.8: Estudos de caso C-III.

O quarto e último caso estudado (Figura 3.9) é uma extensão do terceiro, mas neste caso o sistema BIG/GT foi aplicado com o intuito de aumentar a produção de vapor e eletricidade excedente no sistema de cogeração da cana e palma. Observa-se que do processo gaseificação e limpeza é subministrada a fração de gás de síntese limpo (50%) demandada pela tecnologia BIG/GT.

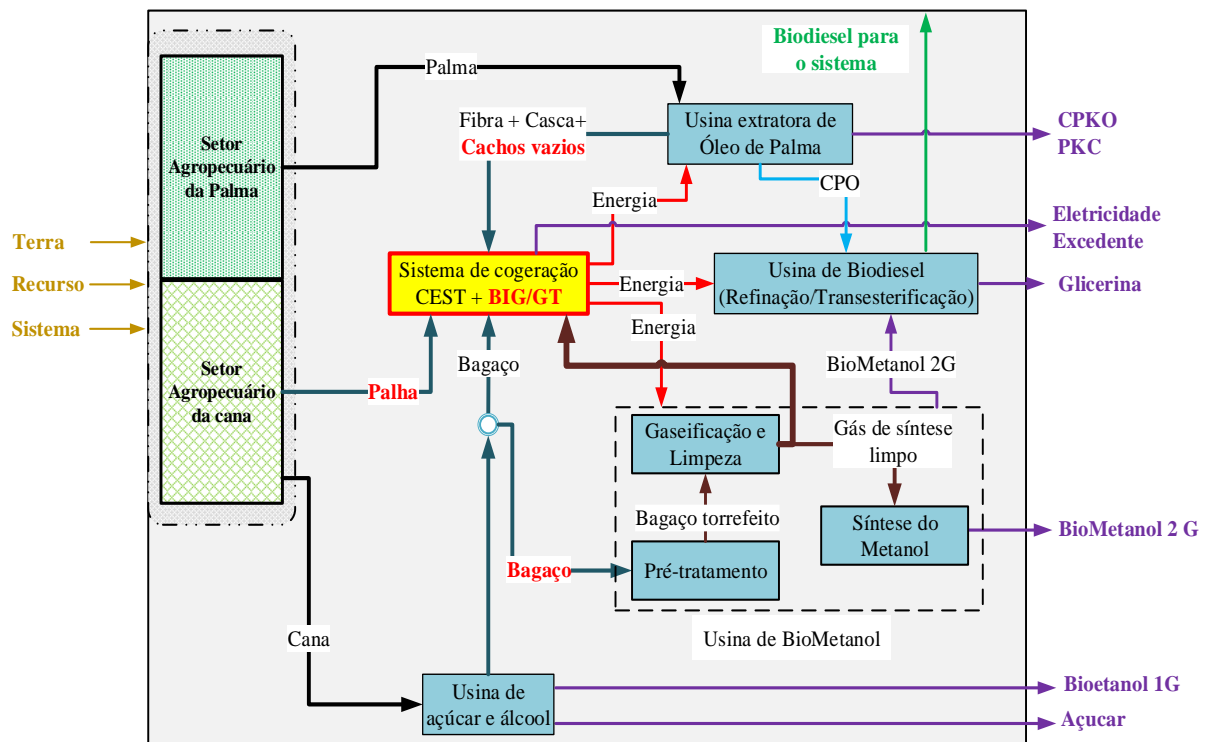


Figura 3.9: Estudos de caso C-IV.

3.4.2 Índices de desempenho Termodinâmico

Definidos os quatro estudos de casos, estes foram analisados sob ponto de vista termodinâmico (aplicando índices de desempenho baseados na Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica), a análise foi dividida em duas partes: uma análise energética e uma análise exergetica. Os subitens que se seguem têm por objetivo descrever sucintamente o princípio de ambas as análises, assim como, o objetivo de cada uma delas.

Análise Energética

A avaliação energética baseia-se na Primeira Lei da Termodinâmica. Seu objetivo, portanto, consiste em quantificar as quantidades de produtos fabricadas, bem como os seus respectivos consumos energéticos, de modo a fornecer informações do modo que a energia é aproveitada. Através da quantidade de biomassa destinada a cada processo, das demandas de eletricidade e vapor, e dos resultados das simulações computacionais, tem-se os balanços de

massa e energia, que permitem os cálculos dos indicadores de desempenho da biorrefinaria integrada. Para essa análise, em todos os estudos de caso propostos, serão feitos usos dos seguintes indicadores de desempenho:

- **Eficiência global da planta (η_{global}):** Definida como sendo a razão entre a energia útil dos produtos fabricados (Etanol, açúcar, etanol celulósico, metanol, biodiesel, glicerina e eletricidade), pela energia das matérias primas utilizados (cana de açúcar e CFF), como mostra a equação a seguir:

$$\eta_{global} = \frac{W_{exced} + \sum E_{produtos}}{E_{mp}} \quad (3.1)$$

- **Índice de eletricidade excedente (I_{exced}):** é a razão do excedente de energia elétrica (W_{exced}) pela quantidade de matéria prima processada (t_{mp}) em toneladas por hora [kWh/ t_{mp}].

$$I_{exced} = \frac{W_{exced}}{t_{mp}} \quad (3.2)$$

- **Produtividade energética por hectare (σ_{MP}):** indica a quantidade de energia que é convertida nos produtos, tais como etanol, biodiesel, etanol 2G, açúcar, metanol 2G e eletricidade em cada hectare. É determinado em função da produção de um hectare de cultivo da matéria-prima (cana-de- açúcar e palma africana) conforme a equação 3.3.

$$\sigma_{MP} = \frac{\sum \dot{m}_{produto} PCI_{produtos} + W_{exced}}{\dot{m}_{cana} + \dot{m}_{CFF}} (\psi_{cana e palma}) \quad (3.3)$$

Análise Exergética

Embora a análise energética seja convencionalmente utilizada para avaliar sistemas energéticos, ao avaliar o uso racional de energia é sempre preferível realizar uma análise exergética pois apresenta diversas vantagens, principalmente porque considera a qualidade dos diferentes tipos de energia envolvidos o que permite melhorar a eficiência, o desempenho ambiental e econômico de um sistema. Com isto, a análise exergética é utilizada para identificar localizar e quantificar as principais causas das irreversibilidades termodinâmicas de um sistema e, por esse motivo, pode ser utilizada em procedimentos de potenciais melhorias e otimização de processos, quanto os impactos ambientais e a sua mitigação (ao ser uma medida do

desequilíbrio com o meio ambiente). Para essa análise, em todos os estudos de caso propostos, será feito uso do seguinte indicador de desempenho de 2ª lei.

- **Eficiência exergética da cogeração (η_{exe}):** Este índice se refere à eficiência pela Segunda Lei da Termodinâmica. Trata-se da soma de potência elétrica produzida pelo sistema (W) com a exergia do calor entregue ao processo (B_p), e posteriormente a divisão pela exergia do combustível (B_f), que neste caso é a somatória do bagaço, palha (cana) mais a casca, cachos vazios e fibra da palma.

$$\eta_{exe} = \frac{W + B_p}{B_f} \quad (3.4)$$

3.5 Avaliação do desempenho ambiental dos complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana e palma

Neste trabalho de doutorado adotou-se a metodologia de ACV para avaliar o desempenho ambiental de cada caso, já que esta é reconhecida como a metodologia mais importante de análise de sustentabilidade ambiental (Bhering et al., 2018; Palacio et al., 2018; Shi et al., 2019). Para à análise da metodologia de ACV utilizou-se a ferramenta computacional SimaPro®v8 (Pré Consultants, da Holanda).

Para realizar o estudo de ACV dos complexos integrados de biorrefinaria que utilizam cana e palma foram definidos: i) o objetivo e o escopo; ii) Método de alocação; iii) Inventário; e iv) avaliação de impacto. O inventário e os resultados da avaliação de impacto serão apresentados no capítulo V.

3.5.1 Objetivo e escopo da ACV

- **Objetivo:** O objetivo da ACV neste trabalho é avaliar a mudança nos aspectos ambientais decorrentes da produção integrada das biorrefinarias de cana e palma, através de uma análise comparativa.

A aplicação almejada desta ACV é que seus resultados possam:

- Propor mudanças no sistema produtivos convencionais de cana-de-açúcar e palma africana com base em ganhos ambientais significativos.
- Subsidiar futuros estudos de ACV em setores produtivos que utilizam cana-de-açúcar e palma africana, através da elaboração dos inventários de ciclo de vida (ICVs) destes

insumos, assim como possíveis abordagens que visem integrar outras tecnologias ou outras formas de uso econômico dos bioenergéticos obtidos.

O estudo será comunicado a comunidade acadêmica e as empresas do setor, através deste documento e pela elaboração de artigos científicos em jornais e revistas relacionados ao tema.

- **Função e unidade funcional:** A função do sistema considerado é a de produzir bioetanol com uso da biomassa produzida em cultivos integrados de cana-de-açúcar e palma africana. Considera-se que o bioetanol em questão não é um produto final e sim intermediário, portanto, este estudo apresenta um ponto de vista de ACV *cradle to gate*, com foco em sua produção e não no uso final. A unidade funcional e o fluxo de referência do estudo compreendem um quilograma de bioetanol, deste modo, todos os fluxos de entradas e saídas e os resultados do inventário de ciclo de vida (ICV) são calculados com base neste valor. No entanto, se utilizaram diferentes unidades dependendo do processo estudado como apresentado na Tabela 3.14, isto com intuito de ter uma análise da variabilidade por processo.

Tabela 3.14: Unidade Funcional do sistema e dos subprocessos.

Processo	Unidade Funcional
<i>Produção de etanol 1G a partir de cana</i>	
Cultivo	1 tonelada de cana
Moagem da cana	1 litro de caldo de cana
Processamento de açúcar e álcool	1 quilograma de bioetanol 1G
<i>Produção de biodiesel a partir de dendê</i>	
Cultivo	1 tonelada de CFF (Cachos Fruta Fresca)
Extração	1 tonelada de OPC (Óleo de Palma Cru)
Refinação	1 tonelada de OPRB (Óleo de palma refinado e branqueado)
Transesterificação	1 tonelada de biodiesel
<i>Produção de bioetanol 2G a partir de bagaço de cana</i>	
Pré-tratamento e hidrolise	1 quilograma de bioetanol 2G
<i>Produção de metanol a partir de bagaço de cana</i>	
Pré-tratamento e gasificação	1 quilograma de gás de síntese
Síntese de MEOH	1 quilograma de MEOH
<i>Sistema de cogeração</i>	
Cogeração ciclo a vapor/BIG-GTCC	1 kWh produzido

- **Limite do sistema:** As Figuras do Anexo L.6, L.7, L.8 e L.9, mostram os limites dos diversos cenários hipotéticos, em estas são detalhas os insumos, produtos e co-produtos

assumidos nesta pesquisa (nos anexos E e F, encontram-se tabulados os valores adotados em cada sistema). Além do mais, mostram como é a relação intrínseca dos fluxos em cada configuração proposta. Fato que ajuda na compreensão dos *inputs/outputs* de cada processo da mesma.

3.5.2 Alocação dos Impactos Ambientais

No cumprimento dos objetivos desta tese, o estudo de ACV dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma serão levados a cabo utilizando métodos de alocação chamados de tradicional, que é aquele que a norma ISO 14044(2006) recomenda utilizar.

O método de alocação tradicional que será aplicado nesta tese é:

i. Método de alocação exergetico: opta-se pela seleção deste método perante o energético, visto que a exergia diferencia a qualidade da energia, ou seja, o seu emprego no uso final com menor degradação de energia. Por conseguinte, na alocação exergetica são consideradas as irreversibilidades do sistema como pode ser constatado na dissertação de Valderrama (2018). Na Equação 3.5 é definido o coeficiente de alocação (α_i) que será utilizado para distribuir o encargo ambiental entre os produtos obtidos em cada processo estudado.

$$\alpha_i = \left[\frac{\dot{m}_i \cdot e_i}{\sum_{i=1}^n \dot{m}_i \cdot e_i} \right] \cdot 100 \quad (3.5)$$

Onde:

e_i = Exergia específica do produto i .

\dot{m}_i = Fluxo mássico do produto i .

3.5.3 Índices de desempenho energético do ciclo de vida

A análise de energia do ciclo de vida (LCEA, siglas em inglês) foca na quantificação do esgotamento de recursos energéticos em termos de energia primária – energia incorporada em recursos naturais (por exemplo, carvão, petróleo bruto, urânio ou biomassa) que não sofreu nenhuma conversão ou transformação antropogênica. Como tal, os valores de energia primária são um indicador da disponibilidade de recursos energéticos e implicitamente levam em consideração a qualidade da energia (Malça and Freire, 2009).

A energia primária representa o conteúdo energético acumulado de todos os recursos (fósseis e não fósseis) extraídos do ambiente ou, em outras palavras, é a soma da energia final

com todas as perdas de transformação. Em estudos de análise de (bio) energia, é essencial distinguir entre insumos fósseis e não fósseis, porque deve ser feita uma comparação entre as exigências de energia primária fóssil ao longo do ciclo de vida do biocombustível e a energia final do mesmo para assim avaliar a eficiência geral dos biocombustíveis e os benefícios do deslocamento de combustíveis fósseis (Kumar et al., 2012; Malça and Freire, 2009).

Segundo Fore et al. (2011), existem vários indicadores comumente usados na literatura para descrever a sustentabilidade do biocombustível, como:

Eficiência energética do ciclo de vida – LCEE, definida como a relação entre o conteúdo energético do biocombustível e o requisito de energia bruta do biocombustível. O LCEE pode ser visto como uma medida da fração necessária de energia bruta (energia primária essencial ao longo do ciclo de vida do biocombustível mais o conteúdo energético do biocombustível), que na verdade acaba no produto de combustível (Equação 3.6).

Relação energética líquida - NER, comumente usado para comparar a energia útil produzida pelo sistema com a energia líquida consumida do mesmo, foi selecionada como um indicador de renovabilidade do etanol de cana-de-açúcar produzido na integração das biorrefinarias (equação 3.7).

Neste estudo, adotou-se os mesmos índices para a análise de eficiência energética do ciclo de vida dos diversos casos de estudo dos complexos integrados de biorrefinaria.

$$LCEE = \frac{\sum VE_{produtos} - \sum EP_{entrada}}{\sum VE_{produtos}} \quad (3.6)$$

$$NER = \frac{\sum VE_{produtos} + \sum VE_{Co-produtos}}{\sum EP_{entrada}} \quad (3.7)$$

Onde

$VE_{produtos}$ = Valor energético dos produtos obtido no sistema [MJ]

$VE_{Co-produtos}$ = Valor energético dos co-produtos obtido no sistema [MJ]

$EP_{Entrada}$ = Energia primaria de entrada [MJ]

3.6 Ferramentas Computacionais

Neste item estão descritas as principais características e funções dos softwares utilizados para auxiliar na elaboração do estudo de avaliação do desempenho energético e de ciclo de vida pretendido neste trabalho.

3.6.1 Software SimaPro

O software, lançado em 1990, é uma ferramenta computacional flexível e muito utilizada pelas empresas de consultoria e universidades, desenvolvido pela PRE-consultants da Holanda, que permite realizar uma avaliação completa do ciclo de vida para um produto ou serviço, apoiado numa importante base de dados sobre outros estudos de ACV, que podem ser inseridos dentro de qualquer estudo a ser desenvolvido.

O SimaPro segue as normas estabelecidas pela ISO 14040-14041-14042-14043, onde são definidos os princípios e estrutura da ACV, o objetivo, escopo e o inventário, a avaliação do impacto e finalmente a interpretação.

Este software funciona basicamente como uma planilha que efetua adições e subtrações, e consiste num instrumento para auxiliar na avaliação do impacto ambiental de um produto ao longo do seu ciclo de vida.

O programa tem dois componentes principais: uma base de dados de inventários e uma base de dados de avaliação. Ambas bases de dados já contêm muita informação, mas podem ser expandidas, modificadas e criadas pelo utilizador.

A informação no SimaPro encontra-se organizada em projetos, os quais podem incluir diversos ciclos de vida de um ou vários produtos e cujos processos podem ser extraídos das várias bases de dados disponíveis no programa, que se encontram organizadas em: materiais, energia, transportes, processamento, uso, cenário de resíduos e tratamento de resíduos.

3.6.2 Software Aspen Hysys

O software *Hysys* está baseado em 5 princípios que permitem ao usuário conservar o conceito de um único e rigoroso modelo desde o início, a reutilização dos dados de simulação, reconhecido pela facilidade de uso e ambiente aberto personalizável. A interface do *Hysys* orienta a criação de modelos em blocos onde os usuários usam os modelos dos processos com materiais e parâmetros pré-definidos. O *Hysys* é executado em estado estacionário (processo em um estado de equilíbrio), mas quaisquer mudanças ao longo do tempo devem ser ignoradas.

Por sua parte na simulação dinâmica, a dependência do tempo é incorporada nos modelos através de uma derivada da equação de massa e energia. O advento da simulação dinâmica significa que a descrição da simulação dependente do tempo, previsão e controle de processos reais em tempo real podem se tornar possíveis. Simulações dinâmicas exigem mais tempo de cálculo, o que é matematicamente mais complexo do que uma simulação de estado estacionário.

3.6.3 Software GateCycle

Foi utilizado o software *Gatecycle 6.1.2* desenvolvido pela General Electric. Este software é um produto comercial utilizado como ferramenta de avaliação de diferentes esquemas térmicos com ciclos a vapor, gás ou combinado, e ainda em processos de gaseificação. Este programa possibilita o cálculo dos balanços de massa e energia para o esquema térmico e para cada equipamento, calculando a potência gerada, a eficiência térmica e o consumo específico de calor por energia elétrica gerada ou *Heat Rate*. O software também permite calcular o efeito de:

- Mudanças no tipo de combustível;
- Variação das condições ambientais;
- Variações nas pressões de operação;
- Operação com carga parcial;
- Perdas de pressão;
- Extração e injeção de vapor no sistema.

Com relação aos equipamentos presentes no ambiente gráfico do software, estão disponíveis: turbina a vapor, turbina a gás, trocadores de calor, caldeiras, economizadores, superaquecedores, condensador, bombas, válvulas, ejetores, tubulações, torres de resfriamento, ventiladores, geradores de energia elétrica e outros equipamentos.

CAPÍTULO - IV

4 Estudos de Caso

O presente capítulo foi elaborado com o intuito de avaliar o desempenho energético dos casos de estudos propostos, utilizando para tal índices de desempenho baseados na Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica. Além disso, foi realizada uma análise exérgica simples de cada um dos mesmos, a fim de estabelecer o cenário com melhor desempenho exérgico.

4.1 Usina de açúcar-álcool, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso I – Caso base)

Veja-se que o sistema analisado é autossuficiente energeticamente, de modo que a eletricidade produzida pelo sistema de cogeração (cana e palma), alimenta os subsistemas envolvidos, como as moendas, extratoras, equipamentos de processo (bombas, agitadores, transportadores dentre outros.), etc.

Na Tabela 4.1 e Tabela 4.2 encontram-se sintetizados os parâmetros considerados para cada equipamento utilizado nas unidades de cogeração. Ressalte-se que os parâmetros de vapor dos sistemas de cogeração foram selecionados de acordo com duas premissas: (i) capacidade de processamento (setor da cana e palma); (ii) Tecnologias atualmente disponíveis no mercado brasileiro.

Tabela 4.1: Parâmetros operacionais das unidades de cogeração cana.

Planta de Cogeração da Biorrefinaria de cana	Valor	Unidade	Ref.
Temperatura do ar atmosférico	25	°C	-
Pressão atmosférica	101,325	kPa	-
Pressão do vapor na caldeira tomada	8,5	MPa	
Temperatura do vapor na saída da caldeira	520	°C	
Eficiência térmica da caldeira [base PCI]	85	%	
Eficiência isentrópica da TV	88	%	(de Souza Dias et al., 2015; DEDINI, 2017;
Pressão de condensação	10	kPa	Escobar et al., 2018;
Eficiência isentrópica das bombas	85	%	Palacio et al., 2018)
Eficiência elétrica do Gerador elétrico	92	%	
Biomassa para iniciar a planta	10	%	
PCI palha (15% b.u)	15.600	kJ/kg	
PCI do bagaço (50% b.u)	7.524	kJ/kg	

Tabela 4.2: Parâmetros operacionais das unidades de cogeração palma.

Planta de Cogeração da Biorrefinaria de Palma	Valor	Unidade	Ref.
Temperatura do ar atmosférico	25	°C	-
Pressão atmosférica	101,325	kPa	-
Pressão do vapor na caldeira tomada	4	MPa	
Temperatura do vapor na saída da caldeira	400	°C	
Eficiência térmica da caldeira [base PCI]	80	%	
Eficiência isentrópica da TV	80	%	
Pressão de condensação	10	kPa	(Garcia-Nunez et al., 2016; Nasution et al., 2014; Umar et al., 2014)
Eficiência isentrópica das bombas	85	%	
Eficiência elétrica do Gerador elétrico	92	%	
PCI da fibra (37% b.u)	11.480	kJ/kg	
PCI da casca (21% b.u)	14.550	kJ/kg	
PCI dos cachos vazios (57% b.u)	8.400	kJ/kg	

4.1.1 Balanço de massa e energia do caso base

Considerando as condições de operação e as produtividades de cada processo que compõem o sistema integrado, as quais foram descritas no capítulo 3, foi elaborado um balanço energético e mássico para o primeiro estudo de caso (Figura 4.1). Já na Figura 4.2 apresentam-se os principais equipamentos do sistema de cogeração considerados na simulação realizada no software GateCycle v 6.1.2.

Na Figura 4.1 pode ser observado a demanda de energia (térmica e elétrica) de cada processo analisado nesta configuração, onde o consumo da usina de açúcar/álcool é de 532,45 MW_{ter} (qualidade do vapor é de 250 kPa) e 68 MW_{ele}, a extratora apresenta uma demanda de 30 MW_{ter} (qualidade do vapor é de 400 kPa) e 1,9 MW_{ele}, a usina de biodiesel (usina de refinação e transesterificação) demanda 6,81 MW_{ter} (qualidade do vapor é de 250 kPa) e 0,44 MW_{ele}. Ademais, pode-se ver que se tem uma quantidade considerável de biomassa residual, como são a palha (proveniente da cana) e CV (proveniente da palma), a qual é usada a fim de produzir maior quantidade de energia elétrica no sistema.

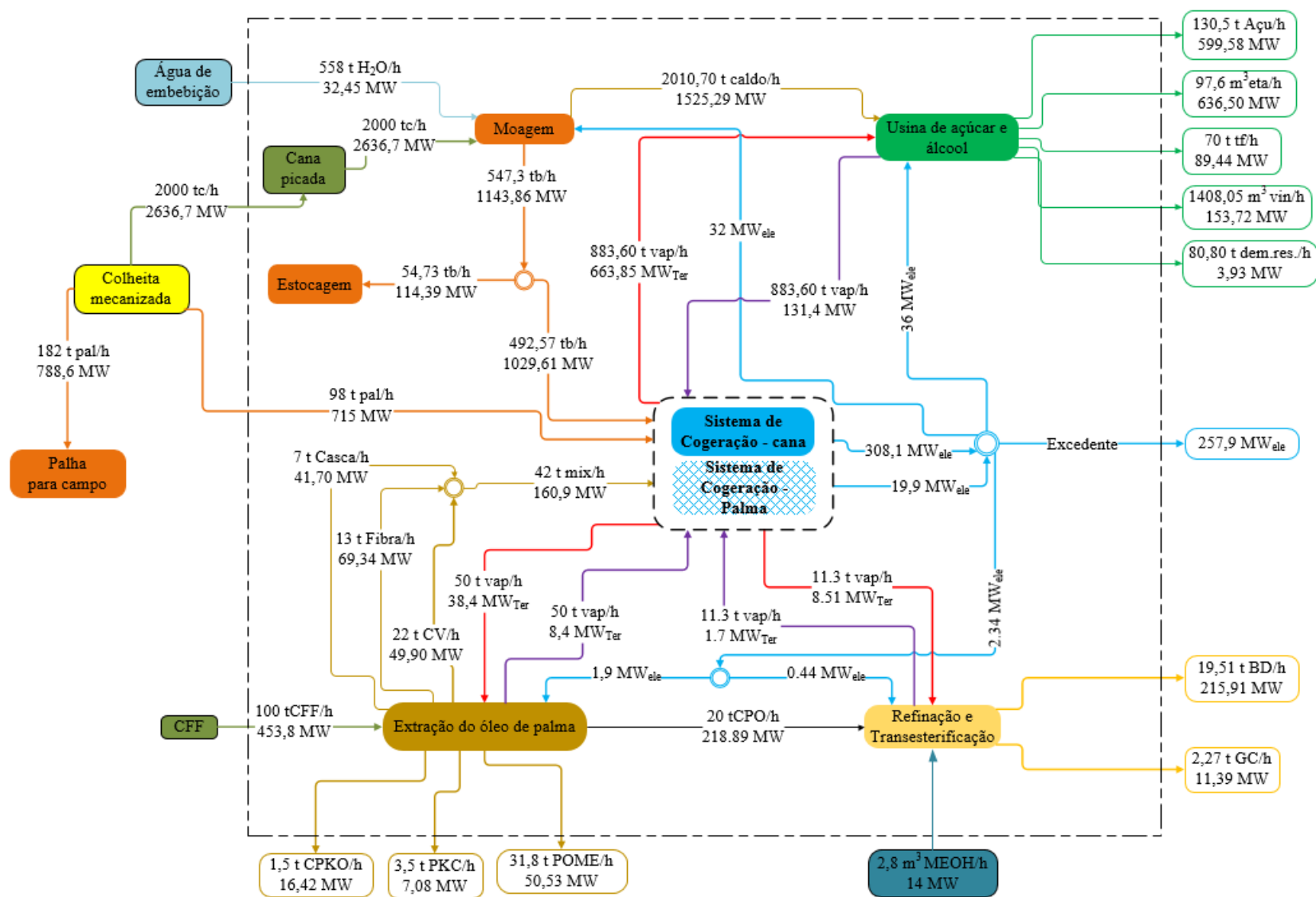


Figura 4.1: Balanço de massa e energia para o estudo de caso base.

Da Figura 4.2 pode-se observar que o vapor gerado pelas caldeiras I e II é destinado as turbinas a vapor (pontos 1C e 1P), para produção de eletricidade. As turbinas foram nomeadas como turbinas de cogeração I e II, em estas são realizadas extrações de vapor para ser consumido pelos processos de produção avaliados neste caso (pontos 2C – usina de açúcar/álcool, 2P – usina extratora e 3P – usina de biodiesel).

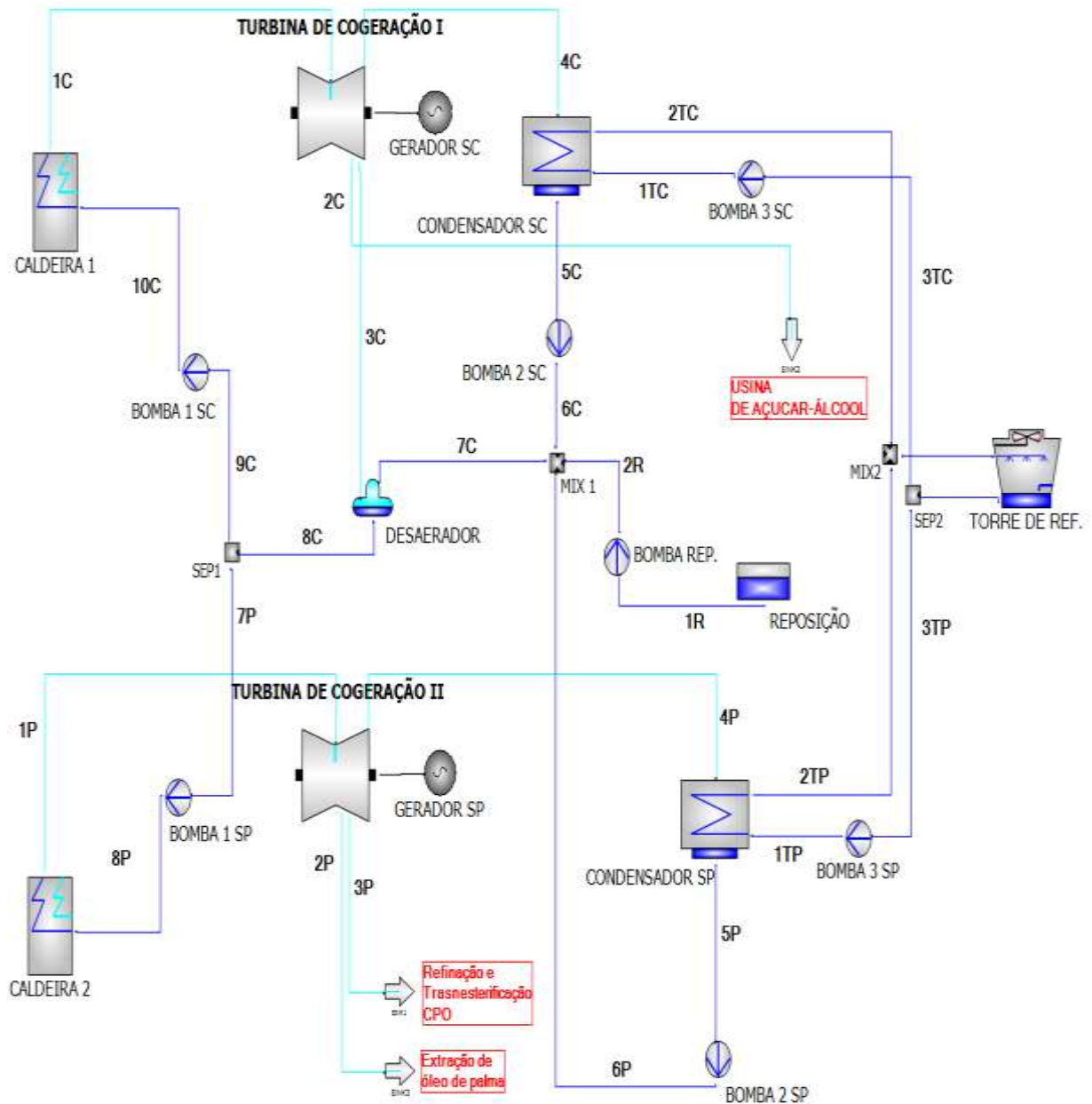


Figura 4.2: Esquema de cogeração para o estudo de caso I.

A eletricidade produzida pelas turbinas de cogeração I e II é de 201,5 e 19,9 MW, respectivamente. A eletricidade gerada é destinada aos processos e subprocessos do sistema. A diferença entre a eletricidade produzida (341,1 MW) e a consumida (83,2 MW) por todo o

sistema corresponde a um valor de 257,9 MW, denominado de eletricidade excedente, esta eletricidade é vendida às redes concessionárias locais.

4.2 Usina de açúcar-álcool, usina de etanol 2G, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso II)

Para o segundo sistema proposto, existe uma maior integração entre os componentes estudado, como foi explicado no item 3.4.1. Destaca-se a inserção de uma planta de etanol lignocelulósico (2G) que possui uma capacidade de 82.000 m³/ano (como exemplo deste tipo de usina tem-se a Bioflex, da GranBio, localizada em São Miguel dos Campos, Alagoas¹²) e a integração das culturas da cana e palma.

No anexo I encontra-se o esquema, as características e propriedades dos fluxos do sistema integrado de biorrefinaria C-II.

4.2.1 Balanço de massa e energia do C-II

Pela adição da planta de etanol 2G o consumo de eletricidade teve um incremento de 18,1%, e o consumo específico de vapor, aumentou 13%. A principal consequência deste aumento foi o déficit de bagaço para o sistema de cogeração da cana, ou seja, a produção de vapor pelo mesmo, não foi suficiente para atender a demanda de vapor do sistema proposto. Em termos numéricos, a quantidade de bagaço disponível é de 348,6 t/h, já que são destinados 133 ton de bagaço para a planta de etanol 2G, e a quantidade necessária da planta de cogeração para suprir a demanda energética do sistema é de 524,57 t/h.

Logo uma alternativa para solucionar este problema é considerar o aproveitamento dos resíduos da colheita da cana-de-açúcar, em especial a palha, para ser usada como combustível no sistema de cogeração. Assim, com a inserção da palha no sistema de cogeração, algumas considerações precisam ser feitas. A primeira delas é a determinação da quantidade de palha disponível e recuperada.

Estudos realizados apontam que, para cada tonelada de cana-de-açúcar, são produzidos 140 kg de palha, e cerca de 30 a 50% desta podem ser recuperadas e aplicadas no processo de cogeração (Defilippi, 2013; Hassuani et al., 2005; Romão, 2009). Portanto, neste trabalho, considera-se que 35% da palha disponível no campo pode ser recuperada e transportada para a

¹² Usina Bioflex 1: <http://www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis/>

usina a fim de ser empregada como combustível. Tem-se que para uma usina com uma capacidade de moagem de 2000 t cana/h pode ser obtida uma quantidade de palha de 98 t/h a ser disponibilizada para a cogeração.

Assim, o próximo passo é misturar a palha ao bagaço, para alimentar o sistema de cogeração. Este agora precisou aumentar sua capacidade de produção de vapor para 1179,2 t/h, para atender satisfatoriamente o sistema proposto. Conseqüentemente, o consumo de combustível (palha + bagaço) na caldeira I resultou em 457,6 t/h (98 t/h de palha e 359,6 t/h de bagaço), com um PCI da mistura em 9,2 [MJ/kg] (observa-se aqui que o PCI obtido é superior ao de bagaço).

Enquanto na caldeira II foram adicionados 6,11 [kg/s] de cachos vazios à mistura de biomassa obtida no caso I, isto gerou uma mistura (11,67[kg/s]) com um PCI de 13,8 [MJ/kg]. Com a finalidade de aumentar a produção de bioenergia do sistema.

Com estas considerações chega-se ao balanço mássico e energético do segundo estudo de caso, que está apresentado na Figura 4.3.

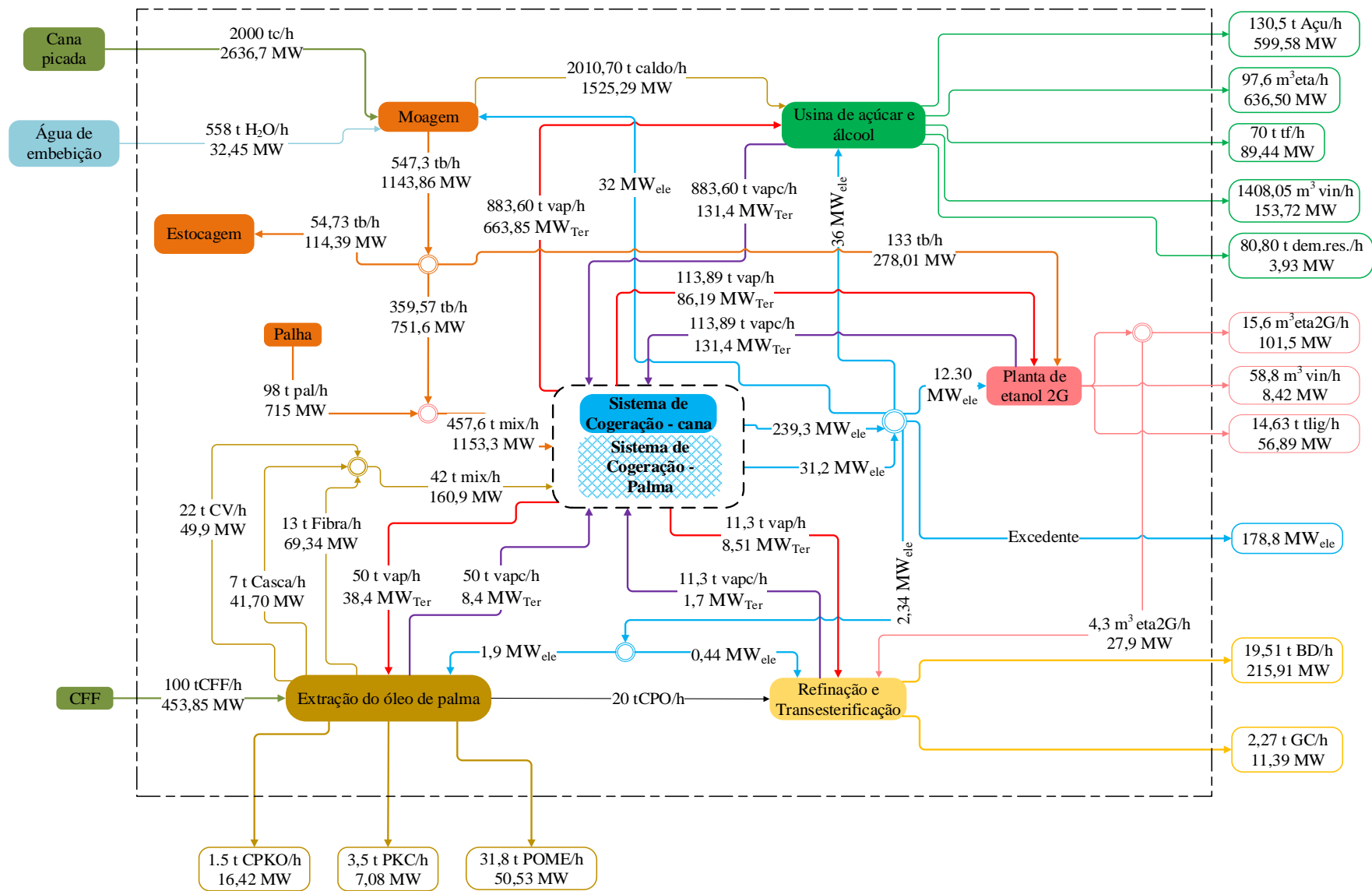


Figura 4.3: Balanço de massa e energia para o estudo de caso II.

Da Figura 4.4 pode-se observar o sistema de cogeração composto por duas caldeiras de alta-pressão, uma apresenta a capacidade de produção de 1200 t vapor/h (equivalente aproximadamente a 3 caldeiras comerciais de 400 t/h modelo AT-SD da DENDINI), e a outra têm a capacidade produtiva de 120 t vapor/h.

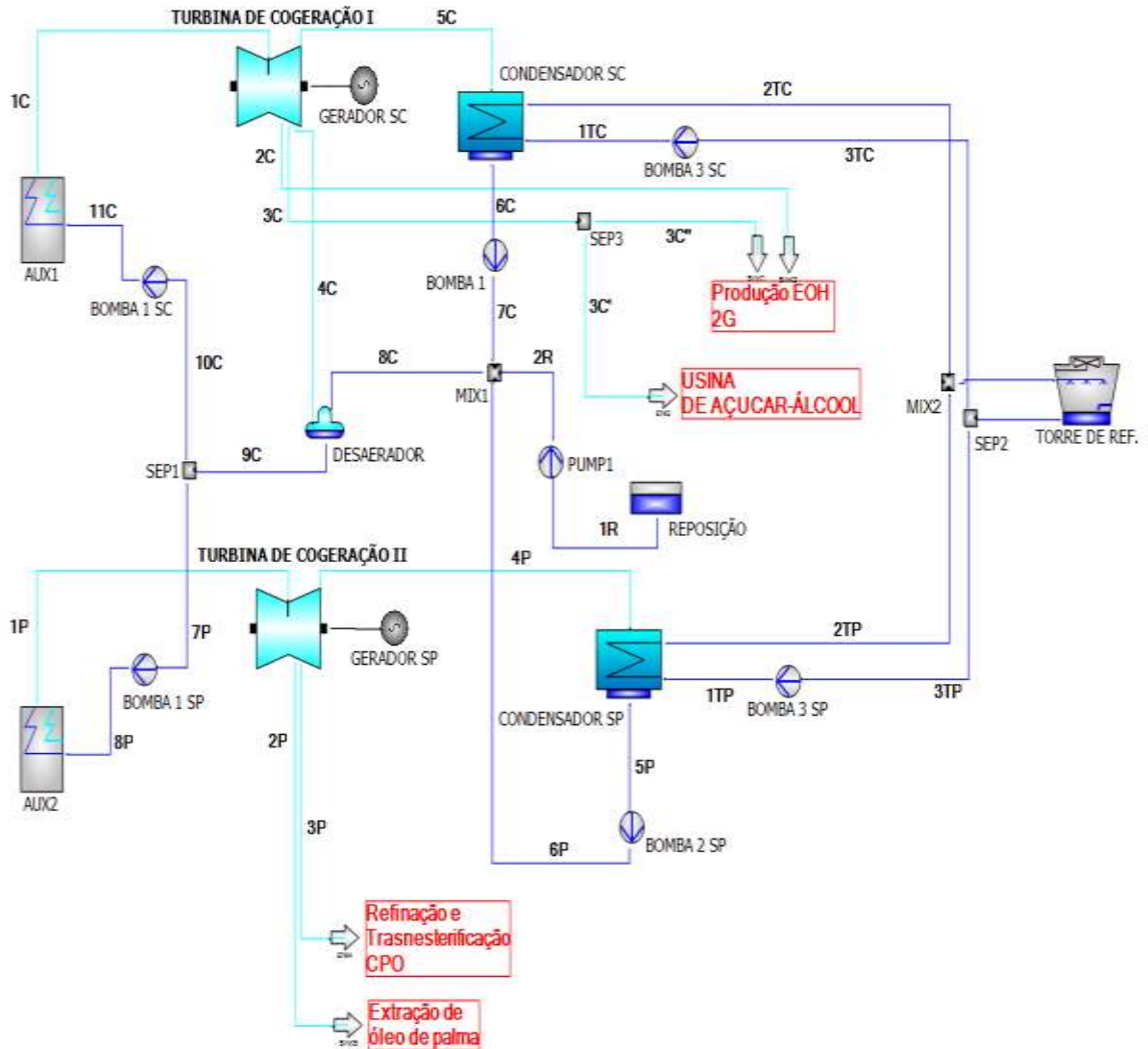


Figura 4.4: Esquema de cogeração para o estudo de caso II.

O vapor é consumido pelas turbinas a vapor (pontos 1C e 1P). Logo são realizadas extrações de vapor para ser consumido pelos processos de produção de etanol-açúcar, produção de etanol 2G, extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (pontos 2C, 3C, 2P e 3P).

A eletricidade obtida pelas turbinas a vapor I e II corresponde respectivamente aos seguintes valores 239,3 e 31,2 MW. Parte da eletricidade gerada é destinada aos processos e

subprocessos do sistema avaliado, o que deixa um excedente de eletricidade de 178,8 MW para serem comercializadas nas redes de concessionárias locais.

4.3 Usina de açúcar-álcool, usina de metanol, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso III)

O terceiro estudo de caso deste trabalho considera as unidades propostas no cenário base e a inserção de uma planta de metanol lignocelulósico, operando com o mesmo volume de material lignocelulósico (133 ton_{bag}/h) disponibilizado na planta de etanol 2G proposto no caso II. Na Tabela 4.3 encontram-se resumido os parâmetros adotados para a planta de metanol, enquanto as características dos outros processos (usina de açúcar-álcool, planta de extração, planta de refinação e transesterificação do óleo de palma) se mantêm iguais ao caso base.

No anexo J encontra-se o esquema, as características e propriedades dos fluxos do sistema integrado de biorrefinaria CIII.

Tabela 4.3: Principais parâmetros da planta de metanol lignocelulósico.

Pré-tratamento	Valor	Unidade	Ref.
Consumo de eletricidade	0,044	kWh/kg _{bag50%}	(Mujumdar et al., 2006)
Consumo específico de gases de combustão para secagem	9,17	kg _{GC} / kg _{bag50%}	Calculado pelo autor
Rendimento de bagaço torrefado	0,39	kg _{btorr} / kg _{bag50%}	(Da costa, 2017)
Gaseificação e limpeza	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor	0,4	kg _{vap} /kg _{btorr}	
Consumo de eletricidade	0,92	kWh/kg _{btorr}	(Rocha, 2015;
Consumo de O ₂	0,42	kgO ₂ /kg _{btorr}	Vaswani, 2000)
Rendimento de gás de síntese	1,6	kg _{GS} / kg _{btorr}	
Síntese do metanol a partir de bagaço de cana	Valor	Unidade	Ref.
Consumo específico de vapor	1,05	kg _{vap} /kg _{MEOH}	(Renó et al., 2014;
Consumo de eletricidade	0,46	kWh/kg _{MEOH}	Vaswani, 2000)
Rendimento do metanol	0,355	kg _{MEOH} / kg _{GS}	

4.3.1 Balanço de massa e energia do C-III

Um balanço de massa e energia do presente estudo de caso pode ser visto na Figura 4.5, já na Figura 4.6 encontra-se o sistema de cogeração simulado no software GateCycle.

Observa-se da Figura 4.5 que no processo de gaseificação e limpeza do gás de síntese são retiradas 76 toneladas de CO₂ deixando disponível entorno de 84 toneladas de gás de síntese limpo cuja composição molar encontra-se na tabela 4.4.

Tabela 4.4: Composição do gás síntese após passagem pelo sistema de limpeza.

Elementos considerados no gás de síntese Limpo	% molar
H ₂	47,045
CO ₂	3,666
N ₂	26,145
CO	19,968
CH ₄	3,062
C ₂ H ₄	0,046
C ₂ H ₆	0,026
C ₃ H ₆	0,021
C ₆ H ₆	0,021

Note-se da Figura 4.5 que o sistema de cogeração do caso III consome a mesma quantidade de bagaço (359,6 t_b/h), palha (98 t_{pal}/h), fibra (13 t_f/h) casca (7 t_{cas}/h) e cachos vazio (22 t_{cv}/h) que no caso II. No entanto, se comparado com o caso II, o sistema proposto do caso III possui uma demanda elétrica maior (68,84%).

Da Figura 4.6 pode-se observar que o sistema de cogeração se manteve igual ao caso II. Mas no caso III obteve-se uma geração de eletricidade nas turbinas a vapor de 279 MW, maior que a obtida no caso II (270,5 MW), isto deve-se principalmente a energia térmica exigida pela planta de metanol, que é 5% menor que a exigida pela planta de etanol 2G, portanto o fluxo a expandir nas turbinas é maior. No entanto, a diferença entre a eletricidade produzida e a consumida pelo sistema é de 131,8 MW, ou seja, no caso II obtém-se 26,3 % mais de eletricidade excedente, já que a usina de metanol lignocelulósico (pré-tratamento, gaseificação e limpeza, e síntese do metanol) demanda mais de três vezes a eletricidade requerida pela usina de etanol 2G.

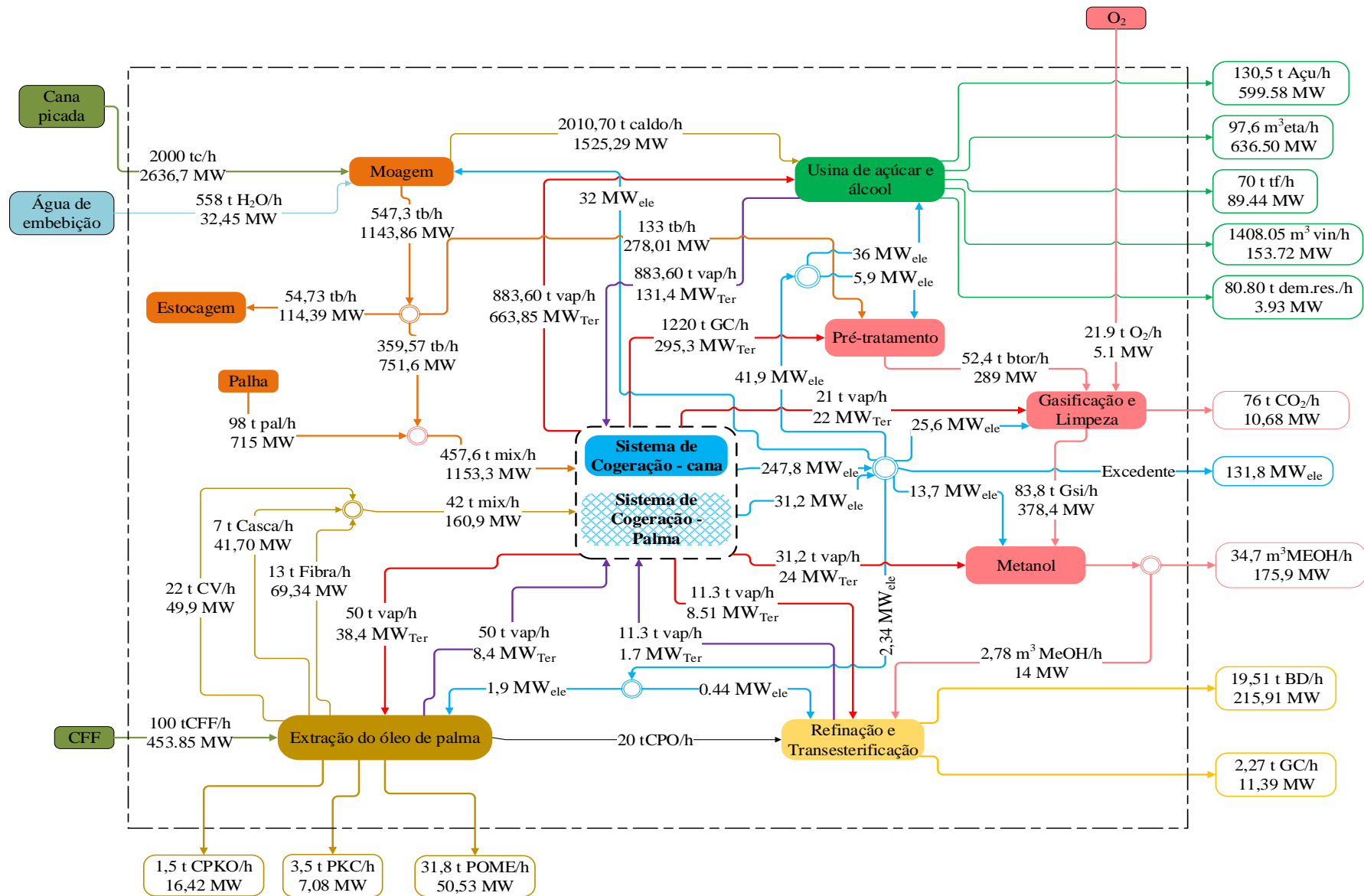


Figura 4.5: Balanço de massa e energia para o estudo de caso III.

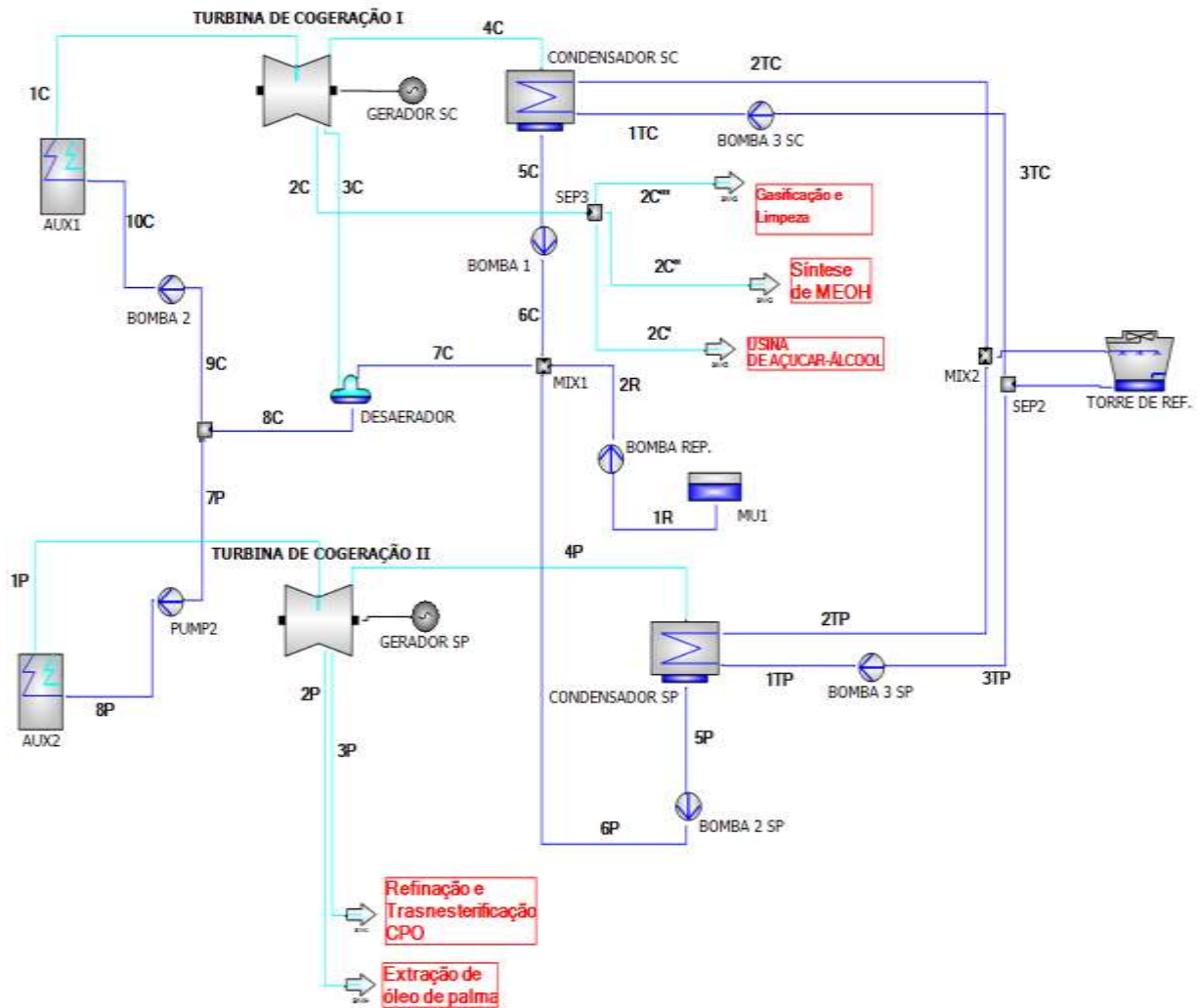


Figura 4.6: Esquema de cogeração para o estudo de caso III.

4.4 Usina de açúcar-álcool, usina de metanol, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma (Estudo de Caso IV)

O quarto estudo de caso utiliza os conceitos avançados de cogeração, em especial a tecnologia BIG/GTCC (descrita no capítulo 2) com o objetivo de aumentar a produção de energia térmica e elétrica. Os parâmetros considerados para o presente estudo de caso foram os mesmos da Tabela 4.3. Já os parâmetros usados para o sistema BIG/GTCC foram baseados nos trabalhos de Dantas et al. (2013); Larson et al. (2001) e Pedroso et al. (2017).

Existem grandes esforços no sentido de produzir turbinas a gás aptas a utilizar combustíveis com as características dos produzidos na gaseificação da biomassa. Os fabricantes desses equipamentos já possuem esses equipamentos disponíveis, tal como a GE e a SIEMENS (Da costa, 2017; Furtado, 2017). Por tanto, o modelo da turbina a gás selecionada foi a GE

MS6001FA [60 Hz], já que se encontra na biblioteca do software GateCycle. Segundo catálogo de turbinas fornecido pela própria GE o modelo em questão é, de fato, utilizado para produzir eletricidade em plantas IGCC (GE POWER SYSTEMS, 2013). Com base no catálogo citado, a Tabela 4.5 fornece os dados operacionais do modelo de turbina selecionado sem quaisquer modificações para o uso de gás de baixo PCI (10 – 18 MJ/kg).

Tabela 4.5: Dados operacionais do modelo convencional de turbina a gás GE MS6001FA.

Parâmetro	Valor
Potência Nominal [MW]	75,9
Eficiência (%)	35
Taxa de calor [kJ/kWh]	10330
Fluxo Mássico de Gases de Exaustão [kg/s]	204
Velocidade de rotação [rpm]	3600
Temperatura dos Gases de Exaustão [°C]	600
Designação do Modelo	PG6111FA

No anexo K encontra-se o esquema, as características e propriedades dos fluxos do sistema integrado de biorrefinaria C-IV.

4.4.1 Balanço de massa e energia do C-IV

O resultado obtido para o balanço de massa e energia do estudo de caso IV pode ser visto na Figura 4.7, já na Figura 4.8 encontra-se o ciclo combinado (CEST + BIG/GT) adotado para este caso.

Observa-se na Figura 4.7 que o gás de síntese gerado foi dividido de forma equitativa entre o sistema BIG/GTCC e a síntese do metanol, com a finalidade de aumentar a produção de energia térmica e elétrica do sistema. A inserção do sistema BIG/GT também trouxe como consequência a redução de 57% do consumo de palha no sistema.

Nota-se da Figura 4.8, que a temperatura do syngas após a gaseificação corresponde a 1250°C (ver tabela 3.11), sendo necessário o seu resfriamento até a temperatura de 40°C para entrar na etapa de limpeza que utiliza o processo RECTISOL. Obviamente o não aproveitamento da energia dispendida no resfriamento do syngas de 1250°C para 40°C, representaria uma grande fonte de perda de energia, e dessa forma, admite-se a recuperação dessa energia, por uma caldeira de recuperação, conforme apresentado na Figura 4.8.

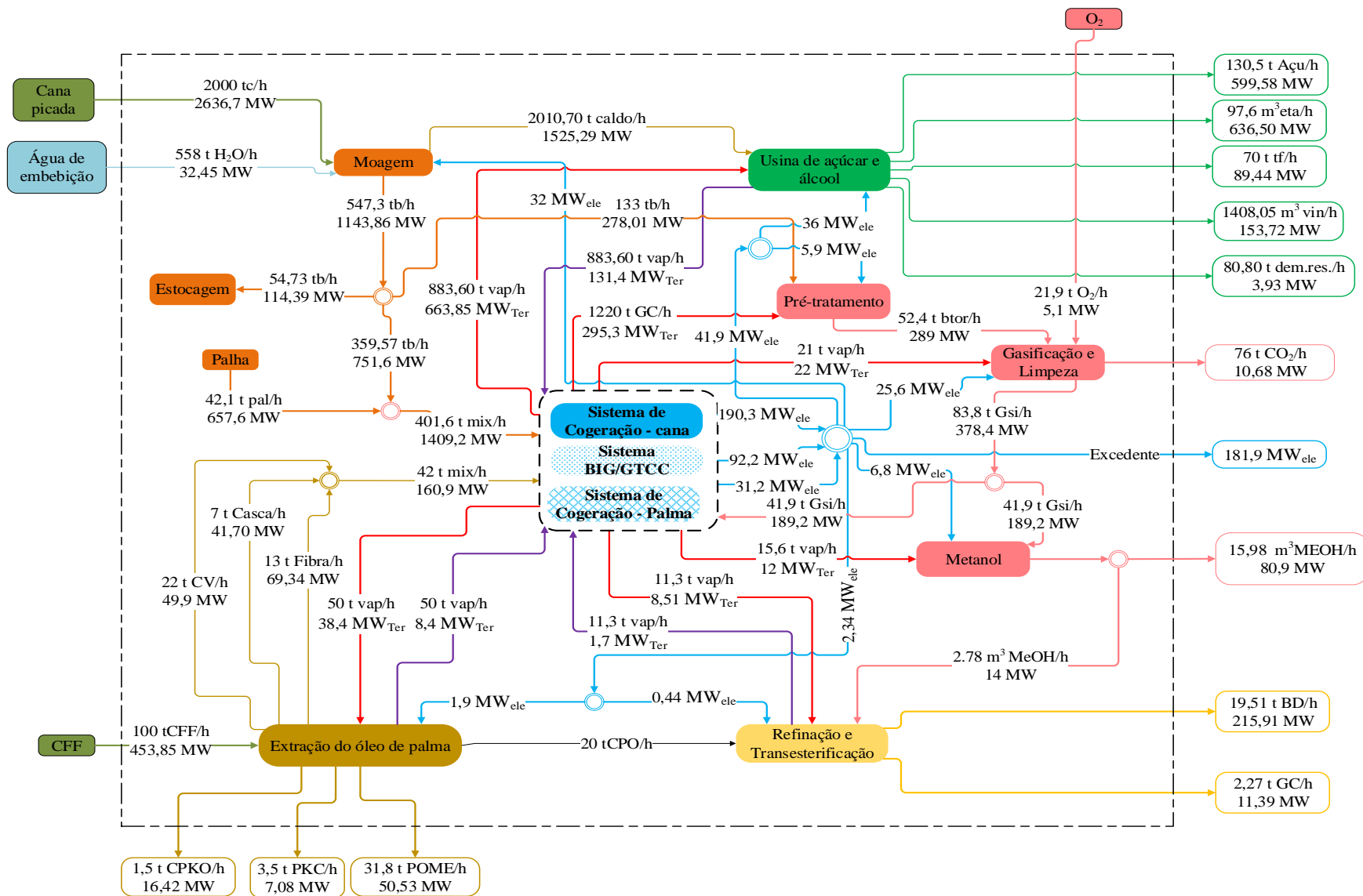


Figura 4.7: Balanço de massa e energia para o estudo de caso IV.

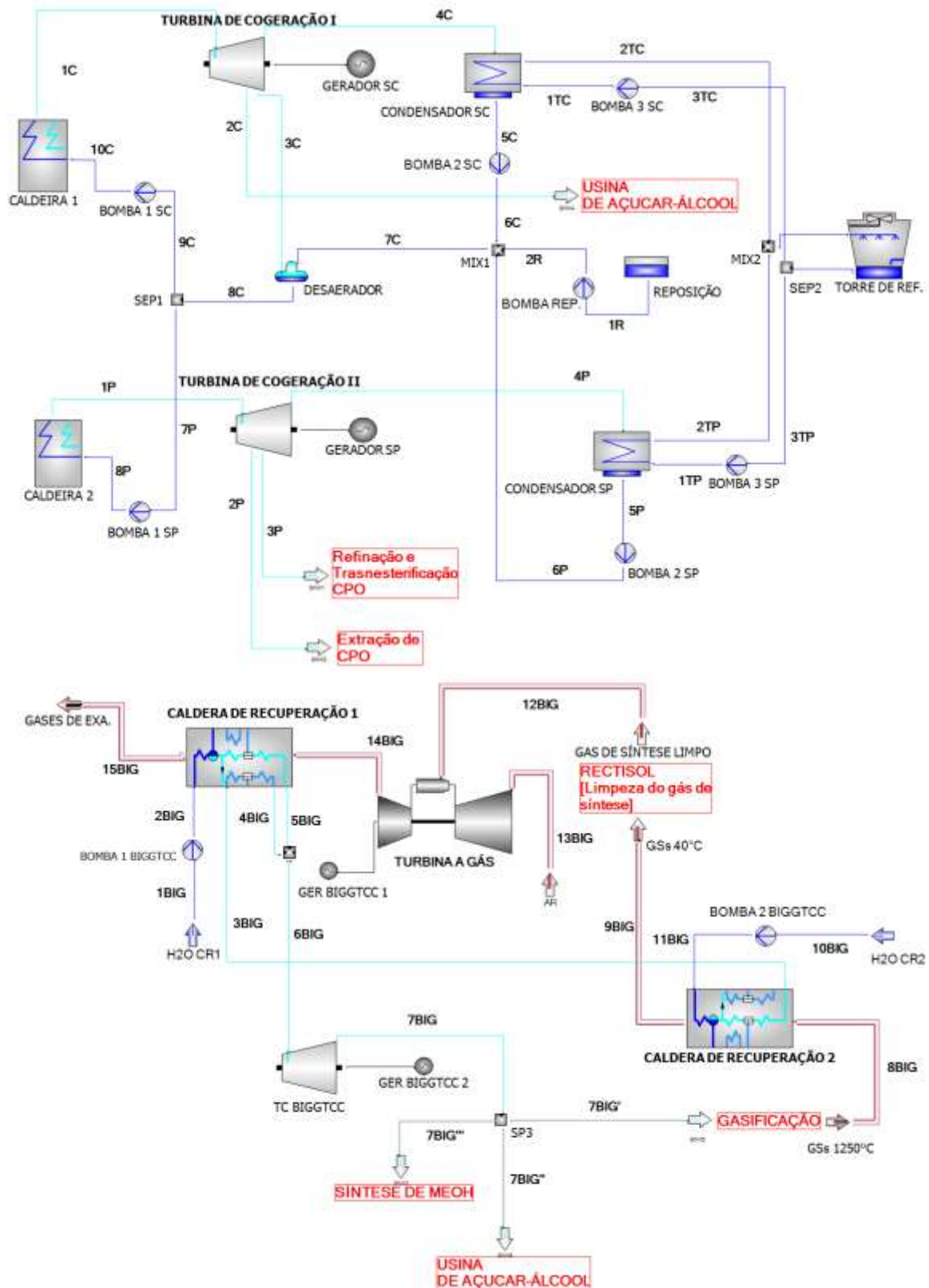


Figura 4.8: Esquema de cogeração para o estudo de caso IV.

Além disso, tal como ocorre em diversas plantas IGCC, a caldeira que recupera o calor do syngas (Caldeira de recuperação 2) produz vapor saturado a 85 bar (Fig. 4.8), visando uma maior produção de eletricidade excedente. Já na caldeira de recuperação do calor dos gases de

escape (Caldeira de recuperação 1), considerou-se que a temperatura na qual os gases quentes entram na caldeira é de 600°C. Obtendo como resultado uma potência produzida pelo BIG/GT de 92,2 MW. Quanto ao sistema CEST (parte superior da figura 4.8), produz 221 MW_{ele} neto. No entanto, a diferença entre a eletricidade produzida e a consumida por todo o sistema é de 181,9 MW_{ele} (eletricidade excedente).

Na Tabela 4.6, tem-se os valores dos parâmetros adotados na simulação do ciclo BIG/GT.

Tabela 4.6: Parâmetros adotados para o sistema BIG-GTCC.

BIG-GTCC		
Parâmetro	Valor	Ref.
PCI do syngas (após limpeza)	16,25 MJ/kg	
Pressão da caldeira de recuperação	85 bar	
Eficiência isentrópica das turbinas a vapor	78%	(Da costa, 2017;
Rendimento das bombas	85%	Furtado, 2017; Palacio,
Rendimento da caldeira	80%	2010; Renó et al., 2014)
Pressão de entrada do syngas na turbina	30 bar	

4.5 Cálculo da exergia dos produtos/co-produtos da biorrefinaria de cana e palma

Para a análise exérgica de cada estudo de caso proposto, é imperativa, a determinação da exergia dos fluxos envolvidas em cada processo, estes foram calculadas como a soma da exergia física e química (Eq. 4.1).

$$e = e_{fis} + e_{qui} \quad (4.1)$$

Ressalte-se que se levam em consideração as seguintes hipóteses simplificadoras: i) todos os fluxos estão em condições ideais de temperatura e pressão (298,15 K e 1 atm); e ii) desconsidera-se as parcelas cinéticas e potencial da exergia física, já que sua variação não é significativa para os casos estudados.

4.5.1 Biorrefinaria de Cana-de-açúcar

Partindo então do cálculo da exergia do caldo e do bagaço, considerando que a exergia específica da cana é a soma dos dois, e que estes e a cana-de-açúcar estão em condições normais de pressão e temperatura. Assume-se que a parcela da exergia física é nula para os produtos. Consequentemente, a exergia passa ser igual a exergia química.

Desta forma, para determinar a exergia química do bagaço foi seguida a Equação 4.2 proposta por Szargut (1998), considerando o bagaço como combustível sólido úmido.

$$ex_{combustível} = \beta * (PCI + L * Z_W) + b_W * Z_W \quad (4.2)$$

Onde:

$ex_{combustível}$ = exergia química específica do combustível considerado em [kJ/kg]

L = entalpia de vaporização da água [2442 kJ/kg]

b_w = exergia química da água líquida [50 kJ/kg]

Z_w = Umidade do combustível considerado em [%]

PCI = Poder calorífico inferior do combustível considerado em [kJ/kg]

O fator adimensional β , por sua vez, é dado por outra equação (Eq 4.3), que utiliza as porcentagens dos elementos que fazem parte da composição elementar do combustível sólido considerado. Seu valor é dado pela Equação 4.3:

$$\beta = \frac{\left(1,0412 + 0,2160 * \frac{Z_{H_2}}{Z_C} - 0,2499 * \frac{Z_{O_2}}{Z_C} \left[1 + 0,7884 * \frac{Z_{H_2}}{Z_C}\right] + 0,045 * \frac{Z_{N_2}}{Z_C}\right)}{1 - 0,3035 * \frac{Z_{O_2}}{Z_C}} \quad (4.3)$$

A Tabela 4.7 mostra as considerações feitas para o cálculo da exergia química específica do combustível.

Tabela 4.7: Exergia química do bagaço.

Elementos considerados	Bagaço
C %	23,0
H %	3,0
N %	0,45
O %	21,5
S %	0,05
Cinzas %	2,00
β	1,134
PCI [kJ/kg]	7.524
Umidade (%)	50
ex_{combustível} (kJ/kg)	9946,14

Já para a determinação da exergia do caldo de cana-de-açúcar, este trabalho baseou-se na equação de Parra (2003), que determinou a exergia química do caldo pela seguinte Equação (4.4) matemática:

$$b_{caldo} = \frac{(y_{sac}ex_{q,sac}MM_{sac} + y_{ag}ex_{q,ag}MM_{ag}) + RT_o(y_{sac}\ln(\gamma_{sac}y_{sac}) + y_{ag}\ln(\gamma_{ag}y_{ag}))}{MM_{ssa}} \quad (4.4)$$

Onde:

b_{caldo} = exergia química específica do caldo [kJ/kg]

y_{sac} = fração molar da sacarose

$ex_{q,sac}$ = exergia química padrão da sacarose [kJ/kmol]

MM_{sac} = Massa molecular da sacarose [kg/kmol]

y_{ag} = fração molar da água

$ex_{q,ag}$ = exergia química padrão da água [kJ/kmol]

MM_{ag} = Massa molecular da água [kg/kmol]

R = Constante universal dos gases [kJ/kmol K]

T_o = Temperatura padrão [298 K]

γ_{sac} = coeficiente de atividade da sacarose

γ_{ag} = coeficiente de atividade da água

MM_{ssa} = Massa molecular da solução água + sacarose [kg/kmol]

Fazendo as substituições na Equação 4.4, determina-se o valor da exergia química do caldo de cana, que é de 2670 kJ/kg.

Como neste trabalho considerou que de 1000 kg de cana-de-açúcar mais 279 kg de água obtem-se 274 kg de bagaço e 1020 kg de caldo, chega-se aos valores exergéticos do caldo e bagaço para uma tonelada de cana-de-açúcar, apresentado no esquema a seguir:

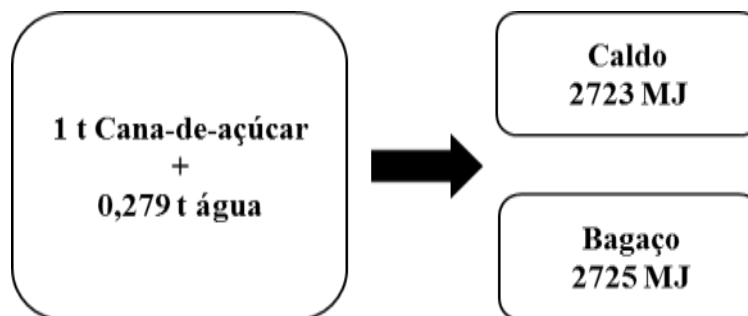


Figura 4.9: Representação da distribuição da exergia da cana-de-açúcar.

Logo, para a cana-de-açúcar, tem-se que sua exergia específica é de 5434,7 kJ/kg. Quanto à exergia química do açúcar, etanol (1G e 2G) e metanol, foram adotados de diversos trabalhos de pesquisas, os valores são mostrados na Tabela 4.8.

No caso dos demais resíduos (leveduras, álcool bruto, óleo fúsel e CO₂), a rigor, a exergia química específica resultante seria dada pela média ponderada entre as massas produzidas e as respectivas exergias químicas específicas de cada entidade. Devido a disparidade entre a produção de CO₂ em relação aos demais resíduos; considera-se, portanto, as exergias química e física específicas do CO₂ como estando associada a esse conjunto de resíduos, de modo a simplificar a análise.

Tabela 4.8: Valores adotados para as exergias químicas específicas dos produtos associados as usinas de açúcar e álcool estudada.

Substância Considerada	Exergia Química Específica [kJ/kg]	Ref.
Etanol	29.600	(Palacio et al., 2018)
Açúcar	17.485	
Metanol	22.437	(Ptasinski et al., 2002; Renó et al., 2014)
Torta de Filtro	162	(Da costa, 2017; Oliveira, 2013)
Vinhaça	84	
Demais resíduos (Leveduras, Álcool Bruto, Óleo Fúsel, CO ₂)	451,6	

Note-se que nos estudos de casos II, III e IV será feito o uso de toda a quantidade de palha que é encaminhada ao sistema, cujo aproveitamento se dará no sistema de cogeração da mesma. Para a avaliação exérgica de ditos estudos de casos, é imperativo, portanto, a determinação da exergia química da palha. Pelo fato da palha se tratar de um combustível sólido, pode-se fazer o uso da Equação (4.2) e Equação (4.3). A Tabela 4.9 apresenta as considerações feitas para o cálculo da exergia química específica da palha:

Tabela 4.9: Exergia química da palha disponibilizada ao sistema.

Elemento considerado	Palha
C %	39,18
H %	5,27
N %	0,51
O %	36,64
S %	0,085
Cinzas %	6,8
β	1,134
PCI [kJ/kg]	15600
Umidade (%)	15
excombustível (kJ/kg)	18117,02

Para a análise exergetica da unidade de secagem, é considerado que seu insumo é dado pela variação de exergia dos gases de combustão provenientes da caldeira entre o início e o final do processo. Já o produto é dado pela variação de exergia do bagaço entre o início e final da secagem.

A exergia química específica da mistura gasosa formadora dos gases de combustão é calculada por meio da Equação 4.5:

$$e^{CH} = \sum(N_i \cdot Y_i) + \bar{R} \cdot T_0 \cdot \sum[N_i \cdot \ln(N_i)] \text{ em [kJ/kmol]} \quad (4.5)$$

Onde:

N_i – fração molar do gás i na mistura gasosa;

Y_i – Exergia química padrão do gás i;

\bar{R} – Constante universal dos gases = 8,31 [kJ/kmol.K];

T_0 – Temperatura de referência em [K].

Já para o cálculo da exergia física dos gases de combustão em cada planta de cogeração mencionada (em kJ/kmol), faz-se uso da Equação 4.6. Os resultados são mostrados na Tabela 4.10. Ressalta-se que a composição molar dos gases de combustão adotada e respetivo cálculo encontra-se na Tabela A2 do anexo A.

$$e^{PH} = c_p \cdot (T - T_0) - T_0 \left[c_p \cdot \ln\left(\frac{T}{T_0}\right) - R \cdot \ln\left(\frac{p}{p_0}\right) \right] \text{ em [kJ/kmol]} \quad (4.6)$$

Onde:

c_p – Calor específico da mistura gasosa [kJ/kmol.K];

T – Temperatura da mistura gasosa [K];

T_0 – Temperatura de referência [K];

p – Pressão da mistura gasosa [bar];

p_0 – pressão de referência [bar];

Tabela 4.10: Exergia química e física dos gases de combustão da caldeira de cogeração, para os casos III e IV.

Elemento Considerado	Temperatura de 215 [°C]	Temperatura de 110 [°C]
Exergia Química Específica [kJ/kg]	112,27	112,27
Exergia Física Específica [kJ/kg]	52,93	16,41

Já a exergia química específica do bagaço com a umidade final desejada para a torrefação é dada pela Equação (4.2) e Equação (4.3), mediante a adoção dos dados mostrados nas Tabelas 4.11.

Tabela 4.11: Exergia química do bagaço com 15% de umidade.

Elemento considerado	Bagaço com 15 % u.r
C %	35,25
H %	5,17
N %	0,45
O %	33,37
S %	0,075
Cinzas %	0,15
β	1,136
PCI [kJ/kg]	12792
Umidade (%)	15
ex_{combustível} (kJ/kg)	14953,98

Mediante o uso das composições molares adotadas na Tabela 3.11 e 4.3, juntamente com dados presentes no livro de Kotas (Kotas, 1997) e Szargut (Szargut, 1998), são obtidos os valores das exergias física e química específicas para o gás de síntese por meio das Equações (4.5) e (4.6). Os resultados são mostrados na Tabela 4.12. Ressalte-se que a variação da exergia química do gás de síntese é atribuída à extração de diversos componentes contaminantes (CO₂, NH₃, H₂S, SO₂ e HCN) durante o processo de limpeza RECTISOL, sendo que o de maior quantidade foi o CO₂ (~ 40%).

Tabela 4.12: Exergia química e física do gás de síntese na saída do processo de gasificação e do processo de limpeza

Elemento Considerado	Temperatura de 600 [°C]	Temperatura de 165 [°C]
Exergia Química Específica [kJ/kg]	6443,61	11949,74
Exergia Física Específica [kJ/kg]	517,80	187,81

4.5.2 Biorefinaria de Palma

Partindo da hipótese de que todos os fluxos estão em condições ideais de temperatura e pressão, assume-se que a parcela da exergia física é nula. Portanto, a exergia específica passa ser igual a exergia química. Então o cálculo da exergia específica dos CFF será igual à somatória da exergia específica da fibra, casca, CFV, CPO e POME (Equação 4.7).

$$ex_{CFF} = \sum_{i=0}^n x_i ex_{ci} \quad (4.7)$$

Onde:

ex_{CFF} = exergia química específica dos CFF [kJ/kg]

x = Fração mássica dos componentes de CFF [%]

ex_c = exergia química específica dos compostos de CFF [kJ/kg]

A Tabela 4.13 apresenta as considerações feitas para o cálculo da exergia química específica da fibra, casca e CFV. Os dados adotados da composição elementar das biomassas foram tomados do trabalho de Uemura et al. (2011), enquanto ao cálculo de beta e a exergia química foram implementadas as Equações (4.2) e (4.3), respetivamente.

Tabela 4.13: Exergia química específica da fibra, CFV e casca da palma.

	Fibra	Casca	CFV
C %	46.92	46.68	45.53
H %	5.89	5.86	5.46
N %	1.12	1.01	0.45
O %	42.66	42.01	43.4
S %	0.089	0.06	0.044
Cinzas %	3.32	4.38	5.12
β	1.132	1.131	1.135
PCI [kJ/kg]	11,480	14,550	8,400
Umidade (%)	37.2	21.4	57.2
ex_{combustível} (kJ/kg)	14,043.33	17,058.82	11,150

Para o cálculo da exergia específica do CPO foi utilizada a massa total e a composição química da substância de interesse junto com a exergia química específica obtida de Szargut (1989). A Tabela 4.14 mostra os dados adotados de Talens Peiró et al. (2010) para o cálculo da exergia química específica do CPO que é de 36.26 MJ/kg. Os valores considerados para óleo de palmiste, torta de palmiste e POME foram 36.26, 15.02 e 0.79 MJ/kg respetivamente (Lee and Ofori-Boateng, 2013).

Tabela 4.14: Cálculo da exergia química do óleo de palma (CPO).

Componente	Exergia química estandard (MJ/kg)	Massa (kg)	Exergia química (MJ)
Triglicerídeos	38.01	792.15	30,109.62
Ácido graxo livre	32.22	188.81	6,063.16
Água	0.049	8.55	0.42
Matéria orgânica	16.65	5.49	91.41
Exergia total			36,264.61

Tendo os valores das biomassas procedem-se por meio da Equação (4.7) ao cálculo da exergia química específica dos CFF (13.91 MJ/kg), as frações mássicas encontram-se na Tabela 3.4. Enquanto à exergia química do biodiesel e glicerol, apresentam, respetivamente, os

seguintes valores: 35.55 MJ/kg e 22.30 MJ/kg (Lee and Ofori-Boateng, 2013) e (Ptasinski, 2016).

4.6 Avaliação dos índices de desempenho termodinâmicos

4.6.1 Indicadores de 1ª lei

Definida as principais variáveis (energéticas e exergetica), procede-se ao cálculo dos índices que indicam o desempenho dos sistemas propostos, os quais estão apresentados nas Figuras 4.10, 4.11, 4.12 e 4.13.

Na Figura 4.10 mostra-se a η_{glo} obtida em cada configuração de biorrefinaria integrada de cana e palma proposta, observa-se que em relação ao caso base (estudo de C-I), todos apresentaram uma melhor eficiência global. Para o estudo de caso 2 a η_{glo} foi 1,89% maior que no caso base, enquanto o estudo de caso 3 e 4, o índice foi 2,27% e 4,67% superiores ao caso base, respectivamente. Isto atribui-se ao melhor aproveitamento da energia contida nas matérias-primas utilizadas (cana e palma), visto que nos cenários subsequentes à base (2, 3 e 4), obtém-se um maior portfólio de energéticos a partir da mesma matéria-prima fornecida (cana, CFF e palha).

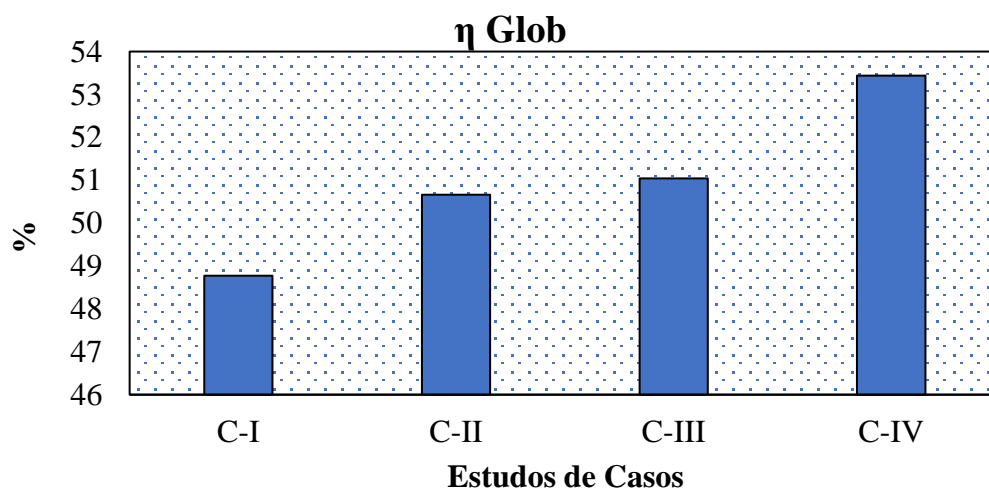


Figura 4.10: Eficiência global dos estudos de casos avaliados.

Na Figura 4.11 apresenta-se I_{exced} estimado para cada configuração proposta, para o estudo de caso 2 o mesmo apresentou um decréscimo de 37,7 kWh em relação ao estudo de caso base, enquanto o estudo de caso 3 o índice teve um decréscimo 60,1 kWh. Esta diferença se deve principalmente ao fato do estudo de caso 3 apresentar um conjunto de processos (pré-tratamento, gasificação-limpeza e síntese do metanol), que consome mais eletricidade que uma usina de açúcar-álcool. Assim a eletricidade excedente tende a ser menor. Porém, quando se

utilizam sistemas avançados de cogeração, BIG/GT, como no estudo de caso 4, o resultado obtido foi um decréscimo na produção de eletricidade de 36,2 kWh em comparação ao caso base, com uma diminuição de 57% do consumo da palha no sistema de cogeração, comprovando uma das vantagens do sistema BIG/GT do ponto de vista da eficiência elétrica.

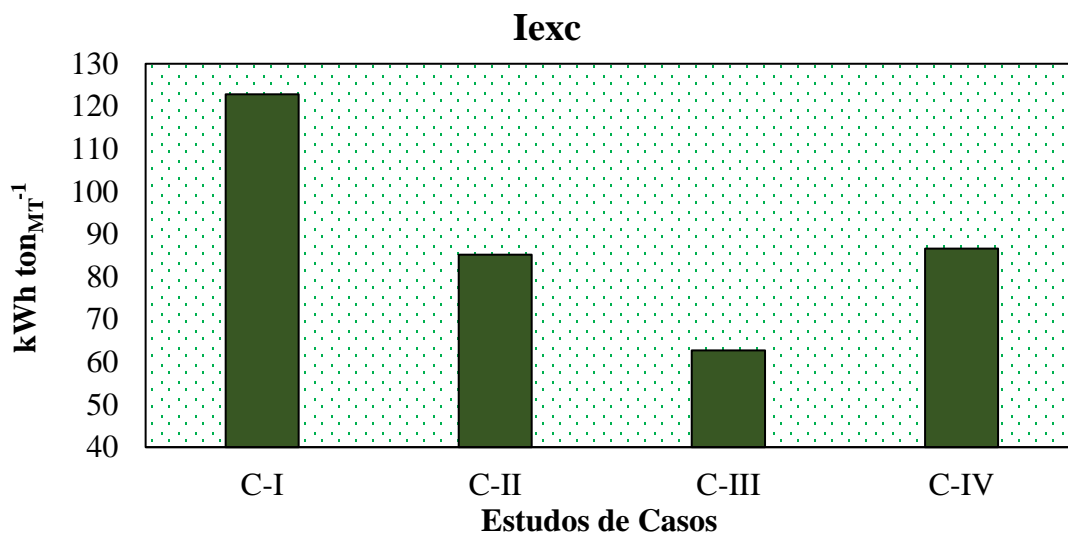


Figura 4.11: Eletricidade excedente dos estudos de casos avaliados.

Quanto o índice σ_{MP} (Figura 4.12), se pode ver que a tendência é crescente, se comparados os estudos de caso II, III e IV com o caso base, dado que a partir da mesma área disponível para cana e palma, obtém-se uma maior produção de energéticos. Para o estudo de caso 2 o mesmo apresentou uma produção de 22,3 GJ/ha-ano a mais que o caso base, enquanto o estudo de caso 3 e 4, o índice foi 24 e 51,5 GJ/ha-ano superiores ao caso base, respectivamente.

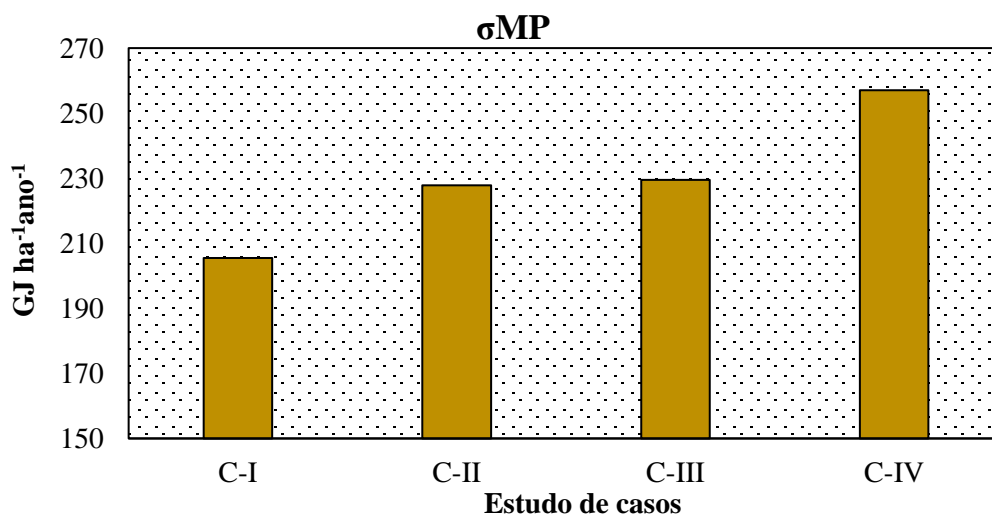


Figura 4.12: Produtividade energética por hectare dos estudos de casos avaliados.

4.6.2 Indicadores de 2ª lei e balanço de exergia

O índice baseado na Segunda Lei, mostra resultados melhores para os estudos de caso nos quais houve melhor aproveitamento exergético dos resíduos de biomassa (estudo II, III e IV), obtendo valores para a η_{exe} 2,5%, 1,7% e 6,8% maiores do que o estudo de caso I, respectivamente. Por outra parte, pode-se observar que o C-III, se comparado com o C-II, apresenta um decréscimo de 0,8%, visto que a planta de etanol 2G demanda uma maior quantidade de energia térmica (como vapor) que a planta de metanol 2G.

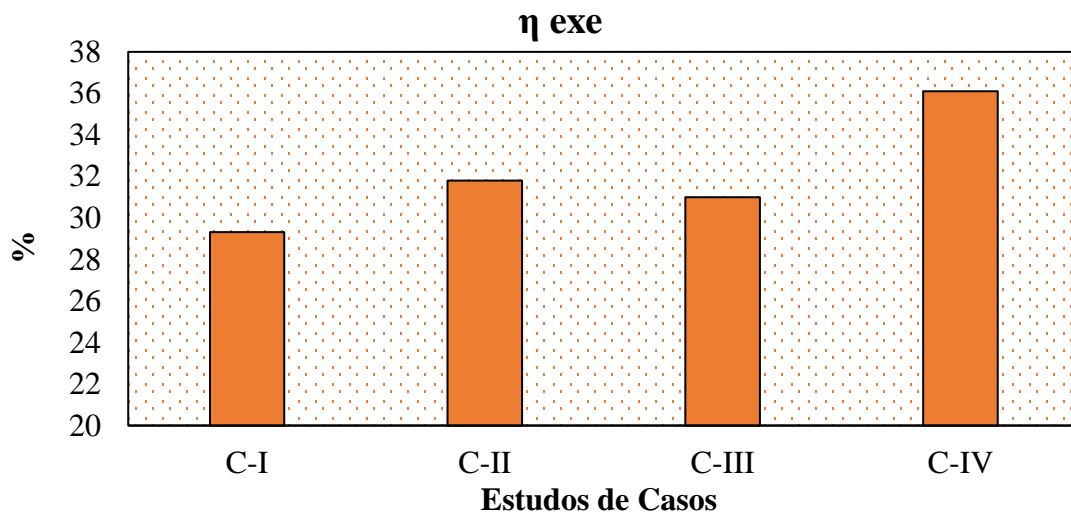


Figura 4.13: Eficiência exergética de cogeração dos estudos de casos avaliados.

Analisando agora os estudos de caso, sob o ponto de vista exergético e suas irreversibilidades, foram calculadas a exergia destruída dos componentes envolvidos em cada estudo de caso, utilizando a Equação 4.8 (Moran, 2006):

$$\dot{E}_d = \sum_J \left(1 - \frac{T_0}{T_J}\right) \dot{Q}_J - \dot{W}_{VC} + \sum_e \dot{m}_e e_e - \sum_s \dot{m}_s e_s \quad (4.8)$$

Onde:

$\sum_J \left(1 - \frac{T_0}{T_J}\right) \dot{Q}_J$ = exergia transferida por unidade de tempo devido a transferência de calor entre o volume de controle estabelecido que apresenta temperatura instantânea T_J (este termo foi desconsiderado nos cálculos, visto que T_J encontra-se a mesma temperatura de T_0 , de modo que nenhuma transferência de exergia acompanha a transferência de calor de ou para o ambiente);

\dot{W}_{VC} = Potência [MW];

$\sum_e \dot{m}_e e_e =$ Soma da transferência temporal exergética entrando no sistema [MW];

$\sum_s \dot{m}_s e_s =$ Soma da transferência temporal exergética saindo do sistema [MW].

Dos resultados calculados foi obtida a contribuição porcentual que cada processo do sistema (planta de cogeração, planta de metanol, planta de açúcar-álcool, planta de etanol 2G, planta de extração, refinação e transesterificação de óleo de palma) tem sob a exergia total destruída. Os resultados estão apresentados na Figura 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17.

Nas Figuras 4.14, 4.15, 4.16 e 4.17 pode ser visto a expressiva participação do sistema de cogeração sobre a exergia destruída total em cada estudo de caso. Grande parte das irreversibilidades de um sistema de cogeração é proveniente das caldeiras, cerca de 80 a 90% (Oliveira, 2013). Isto se deve principalmente i.) à troca de calor entre os gases de combustão e a água, cuja diferença de temperatura é elevada e ii.) combustão.

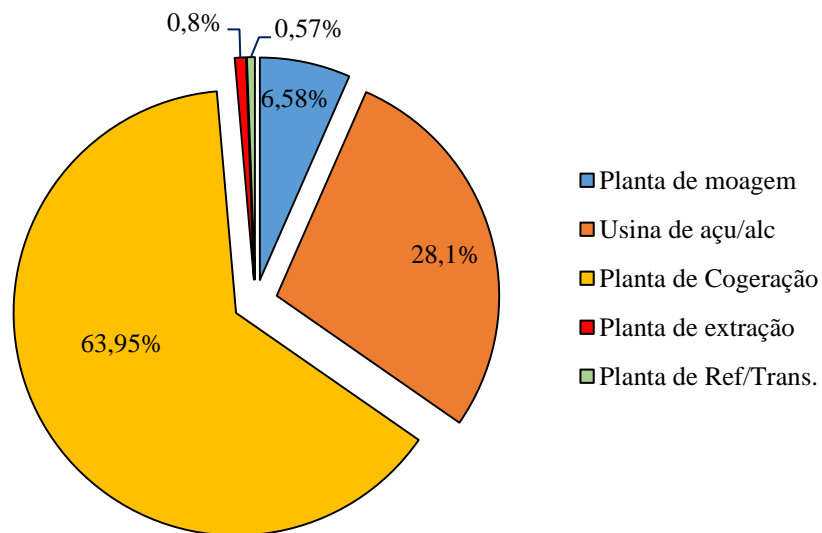


Figura 4.14: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-I.

Em termos de valores numéricos o estudo de caso 4 (Figura 4.17) foi o que apresentou um menor valor da exergia destruída para o sistema de cogeração (17,59% menor em relação ao estudo de caso base). Tal fato deve-se principalmente a alta eficiência exergetica deste estudo de caso no qual foi aplicada a tecnologia BIG/GT, que resultou um alto índice de produção de eletricidade excedente (86,64 kWh/t_{mp}).

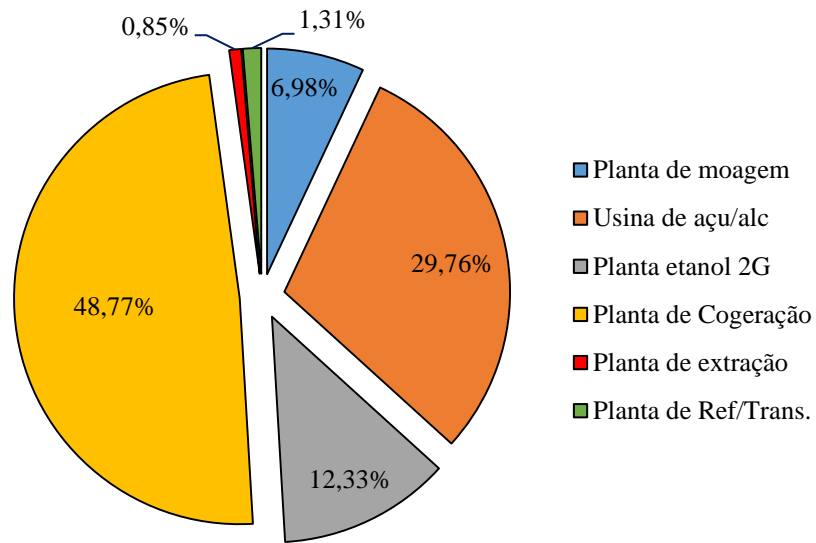


Figura 4.15: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-II.

Além do sistema de cogeração, as usinas de açúcar-álcool também são uma fonte de irreversibilidades, como mostram as Figuras (4.14, 4.15, 4.16 e 4.17). As principais fontes destas irreversibilidades estão no processo de aquecimento de caldo e filtração, cada uma desta etapa contribui em 50 e 40 %, respectivamente, sob o valor da exergia destruída obtido nas usinas de açúcar-álcool.

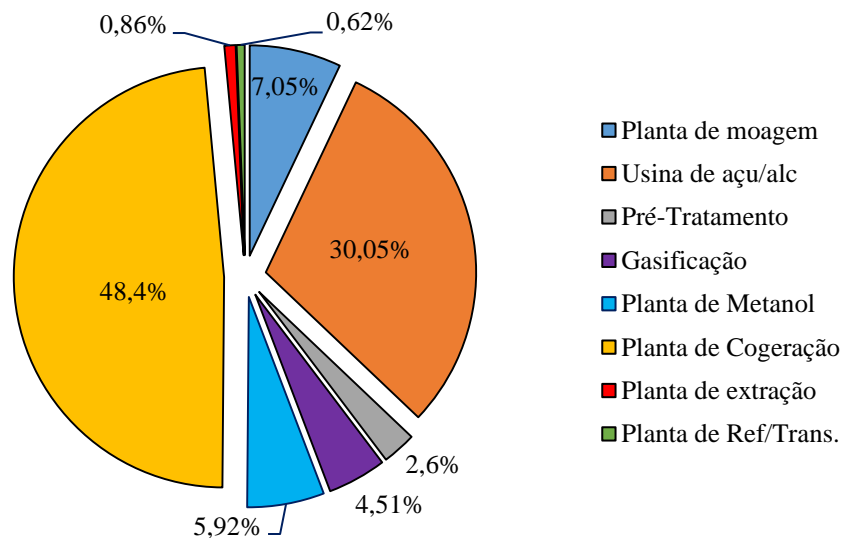


Figura 4.16: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-III.

Já na unidade de etanol lignocelulosico (Figura 4.15) a exergia destruída está em entorno de 245 MW, sendo que a maior contribuição se encontra na etapa de deslignificação (39,2%), posto que requer um hidrossolvente (50 a 60 % de etanol em volume) com temperaturas e pressões elevadas, para que assim ocorra a separação das frações de lignina e celulose.

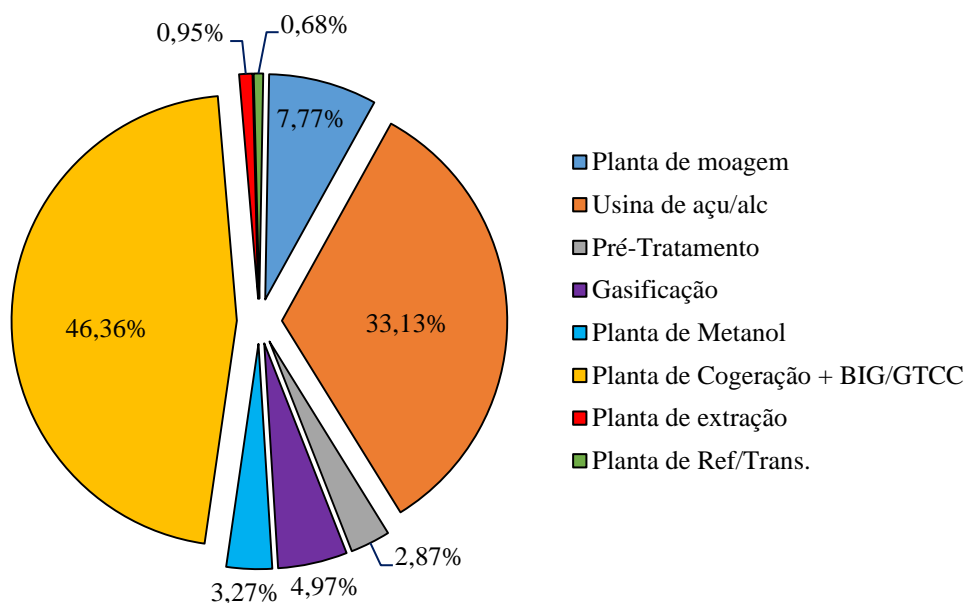


Figura 4.17: Contribuição de cada unidade produtora sob a exergia total destruída do C-IV.

A exergia destruída gerada nas plantas que produzem metanol a partir do bagaço (Figuras 4.16 e 4.17), deve-se a diversos fatores. Dentre eles destaca-se a unidade da biomassa, pois quanto maior for o teor de água no processo mais energia será usada para vaporização, e assim menos energia estará disponível para as reações endotérmicas responsáveis pela produção de H_2 e CO . Também o fato da síntese do metanol ser favorecida pela alta pressão do gás de síntese, resulta num consumo específico elevado de eletricidade (0,46 kWh/kg e metanol), já que o gás de síntese precisará passar por um processo de compressão para alcançar a pressão necessária ao processo, contribuindo assim com as irreversibilidades do mesmo.

Ressalta-se que as unidades de extração, refino e transesterificação de óleo de palma não apresentam um impacto considerável de exergia destruída no sistema, isto é atribuído a capacidade de processamento adotadas nas unidades. No entanto, o processo de extração apresenta o maior nível de irreversibilidade, o que se deve ao fato de que tal processo demanda um alto consumo de energia térmica e elétrica para o aquecimento e extração do CPO. Por outra parte, pode-se observar no estudo de caso II (Figura 4.15) que a unidade de refinação-transesterificação apresenta uma maior quantidade de exergia destruída (1,31%) se comparada com os outros casos, já que o biodiesel (éster etílico) é obtido a partir da rota etílica, consequentemente, precisa-se de uma maior quantidade de etanol (54%) se comparado com o metanol.

Agora, analisando o aproveitamento exergético da matéria prima (cana + CFF) em cada estudo de caso, os gráficos das Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21, apresentam-se as frações de

exergia destruída, ou a parcela exergética da matéria prima que não foi aproveitada, como também se apresenta a fração de exergia disponível (exergia dos produtos).

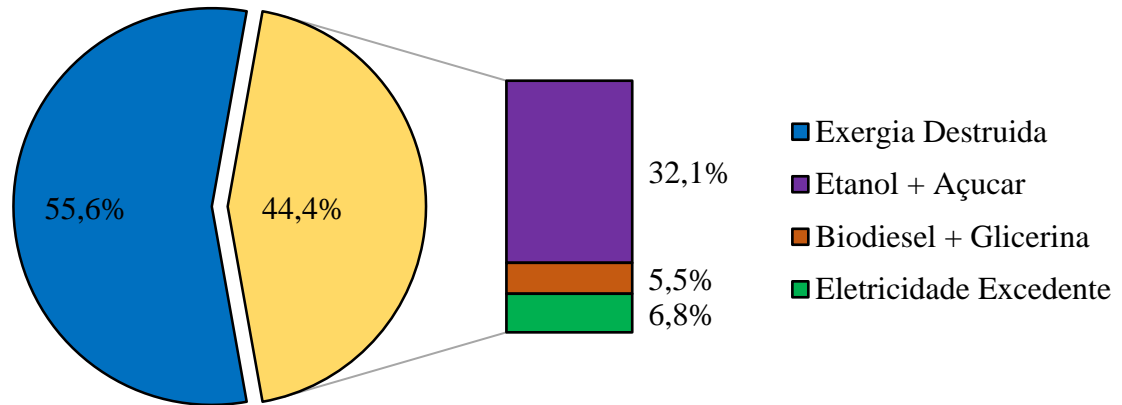


Figura 4.18: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso I.

Os gráficos apresentados nas Figuras 4.18, 4.19, 4.20 e 4.21, mostram que a exergia destruída da cana-de-Açúcar e palma africana seguiram uma tendência decrescente desde o primeiro ao último estudo de caso. Do caso I para os casos II e III houve uma redução de 2% e 2,5%, respectivamente, isto ocorreu porque no primeiro estudo de caso obtém-se só etanol 1G, açúcar, biodiesel e eletricidade excedente, já nos casos II e III é produzido a mais, a partir da mesma biomassa, etanol 2G e Metanol 2G.

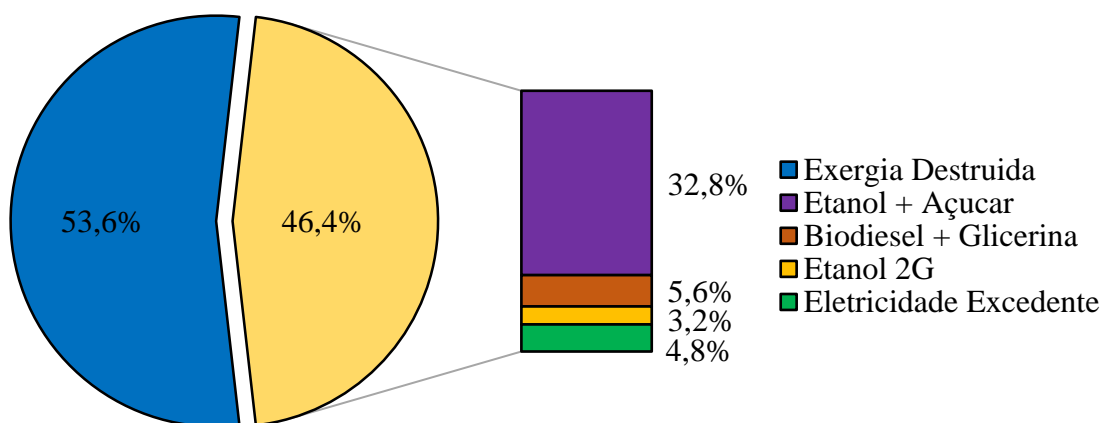


Figura 4.19: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso II.

Em relação ao estudo de caso I em comparação com o IV, a redução da exergia destruída foi de 4,3%. O principal motivo para tal foi o melhor aproveitamento exergético da cana e palma ao adicionar entre os produtos o metanol e maior quantidade de eletricidade excedente (pela

inserção do sistema BIG/GT). Assim, quando somam os valores exergético dos produtos obtém-se uma exergia disponível mais expressiva.

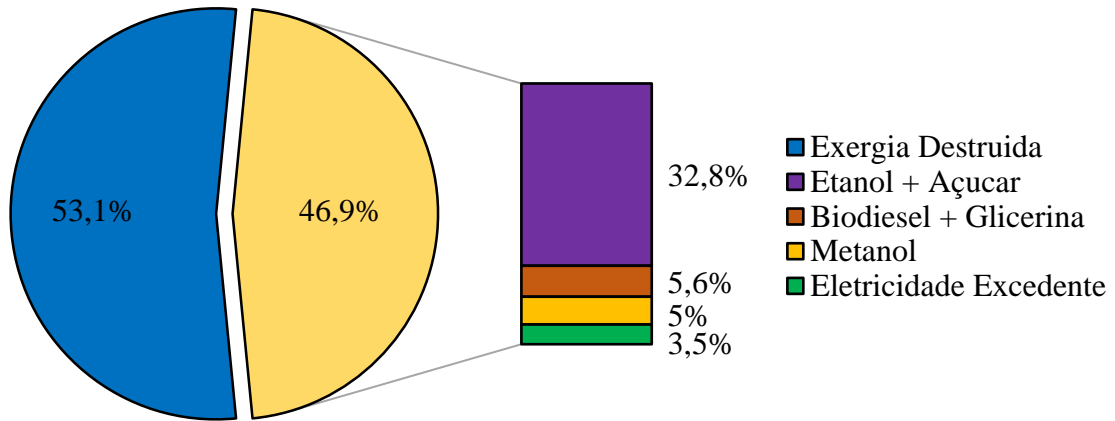


Figura 4.20: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso III.

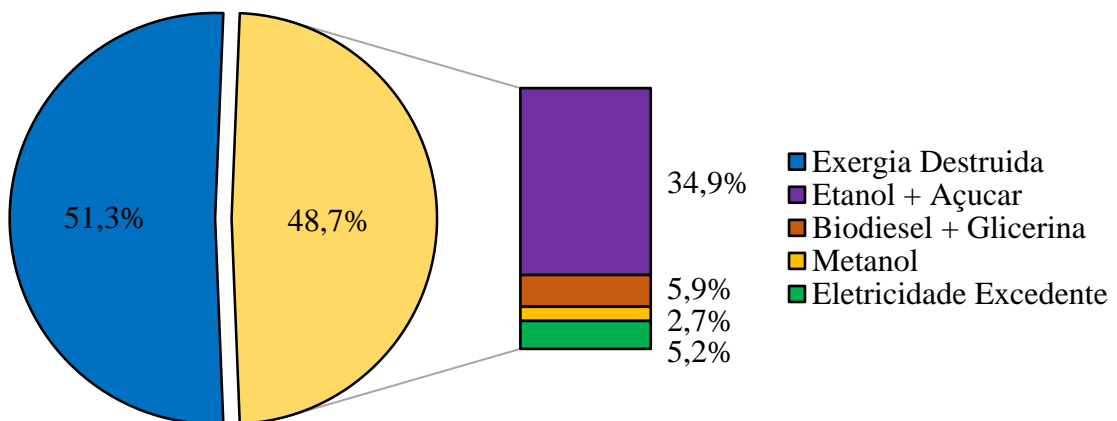


Figura 4.21: Exergia disponível da matéria prima para o estudo de caso IV.

Em relação ao estudo de caso 4, se comparado com os casos 2 e 3, observa-se que a redução da fração da exergia destruída foi de 4,3% e 0,5%, respetivamente. O principal motivo para tal comportamento foi o melhor aproveitamento exergético da biomassa residual (bagaço, palha, fibra, casca e cachos vazios) ao anexar o sistema BIG/GT. Ressalte-se que no caso 4 houve uma redução de 57% da palha disponível para geração de energia térmica. Contudo, a produção de eletricidade excedente no caso 4 foi 1,48 e 23,9 kWh/t_{mp} maior que no caso 2 e 3, respetivamente.

CAPÍTULO - V

5 Resultados da Avaliação dos Impactos Ambientais dos complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana e palma

No presente capítulo estão apresentados os resultados referentes aos impactos ambientais originados da integração dos complexos de biorrefinarias que utilizam cana e palma. Para obter tais resultados foi aplicado a metodologia Análise do Ciclo de Vida. Portanto, foram definidos o inventário e a metodologia de avaliação de impacto.

Finalmente foram determinados os indicadores de “eficiência energética do ciclo de vida – LCEE” e “relação de energia fóssil – NER”, com intuito de avaliar o desempenho energético (balanço energético do inventário) dos estudos de casos pesquisados.

5.1 Inventário de emissões

Nas seguintes secções serão relacionadas as emissões de cada processo que compõe o complexo integrado de biorrefinaria hipotética e que serão levadas em conta na ACV.

Destaca-se que nesta pesquisa, como nos trabalhos de Seabra et al. (2011), García et al. (2011), Tsiropoulos et al. (2014), Garcia-Nunez et al. (2016), Queiroz et al. (2012), Rocha et al. (2014) e Yanez Angarita et al. (2009), não foi considerada a absorção de CO_{2eq} pelos cultivos de cana e palma. Por conseguinte, não foram tidos em conta as emissões de CO₂ (biogênico) geradas pela combustão (caldeiras, MCI, caminhões, etc.) da biomassa ou energéticos produzidos a partir da cana e palma, posto que o CO₂ liberado na atmosfera é reciclado ou absorvido pelo cultivo, que posteriormente é transformando em um bioenergético. Ou seja, só foram consideradas as emissões geradas pela combustão e aplicação (insumos químicos) de recursos não renováveis.

Por outra parte, os inventários relacionados aos insumos químicos (pesticidas, herbicidas, inseticidas, combustível fóssil etc.) demandados em cada processo desta pesquisa foram tomadas da biblioteca do SimaPro® (2014) – Projeto Ecoinvent 3.

5.1.1 Agroindústria da cana

Na Tabela 5.1 são apresentadas as emissões ao ar, água e solo correspondentes à etapa de cultivo da cana-de-açúcar, advindos do uso de fertilizantes químicos e do consumo do diesel para as operações agrícolas. No anexo E encontra-se o inventário das entradas e saídas adotadas para toda a cadeia de produção.

Nota-se da Tabela 5.1 que foram levadas em consideração as emissões geradas pelos processos de desnitrificação (fenômeno de transformação de nitratos e outras substâncias em gás nitrogênio (N₂) pela ação de bactérias desnitrificantes) e da volatilização da amônia, que ocorre pela aplicação de fertilizantes. Mas, não foram consideradas as emissões geradas pela queima, visto que nesta pesquisa adotou-se a colheita mecanizada.

Tabela 5.1: Emissões da etapa de cultivo de cana-de-açúcar.

Emissões para o ar	Valor	Unidade	Referência
CO ₂	2,58	kg/t cana	(Palacio et al., 2018)
CO	0,02322	kg/t cana	
NO _x	0,05805	kg/t cana	
SO _x	0,004128	kg/t cana	
PM10	0,006063	kg/t cana	
HC	0,008385	kg/t cana	
Emissões para a Água	Valor	Unidade	Referência
Fosforo	4,1x10 ⁻³	kg/t cana	(Palacio et al., 2018)
Nitrato	2,1x10 ⁻²	kg/t cana	
Emissões para o solo	Valor	Unidade	Referência
N ₂ O	0,195	kg/t cana	(O'Hara and Mundree, 2016)
NO _x	0,326	kg/t cana	
Amônia	0,052	kg/t cana	

Ressalte-se que após o corte da cana-de-açúcar, essa deve ser encaminhada prontamente à unidade industrial para evitar a perda de sacarose. Inequivocamente, o modal mais utilizado para o transporte da cana dos talhões às plantas industriais é o rodoviário. O consumo de diesel adotado para o transporte foi de 3,14 L_{diesel} t_{cana}⁻¹ (274 L_{diesel} ha⁻¹), dado que é o valor de consumo correlacionado à distância média assumida nesta pesquisa (ver anexo C).

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos caminhões de carga pesada estão apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2: Principais poluentes emitidos por veículos de carga pesada.

Fatores de Emissão	Diesel	Biodiesel	Unidade	Referência
CO ₂	6,28	biogênico	kg/t cana	
CO	0,056	1,1x10 ⁻⁴	kg/t cana	(Abed et al., 2019;
NO _x	0,141	3,37x10 ⁻³	kg/t cana	Gad et al., 2018; Lloyd
Material Particulado – PM ₁₀	1,47 x10 ⁻²	5,36x10 ⁻⁶	kg/t cana	e Cackette, 2001)

- **Emissões da produção de etanol lignocelulósico**

De acordo com a revisão de ACV de etanol lignocelulósico elaborado por Gerbrandt et al. (2016), pode-se concluir que os poluentes gerados pela cadeia produtiva de etanol 2G são atribuídos principalmente às etapas de cultivo e transporte. Por conseguintes, a etapa de biorrefinagem não contribui significativamente, mas, as emissões geradas nesta etapa são procedentes da cadeia de elaboração dos insumos demandados pelo processo de produção de etanol 2G. Na Tabela 5.3 encontram-se sumarizados os insumos considerados para o processo de etanol 2G.

Tabela 5.3: Insumo do processo de produção de etanol lignocelulósico.

Etanol 2G	Valor	Unidade	Referência
Catalizador – SO ₂	28,05	kg/t cana	
Fosfato diamônico (NH ₄) ₂ HPO ₄	0,053	kg/t cana	(Palacio et al., 2018)
MgSO ₄ .7H ₂ O	0,231	kg/t cana	
Extrato seco de levedura	5,55 x10 ⁻³	kg/t cana	

- **Emissões da produção de metanol lignocelulósico**

De acordo com as revisões de ACV de metanol lignocelulósico elaboradas por Renó et al. (2014), Rocha (2015) e Vaswani (2000) as emissões geradas são advindas do processo de gaseificação/limpeza e síntese do metanol, principalmente os relacionados com as emissões provenientes de fugas no próprio processo, o alcatrão gerado, como também as cinzas. Na Tabela 5.4 são apresentadas as emissões do processo de gasificação e síntese do metanol, respectivamente.

Tabela 5.4: Poluentes gerados nos processos de gasificação e síntese de metanol.

Gasificação	Valor	Unidade	Referência
Cinzas	0,0097	kg kg Gás Sí ⁻¹	
Alcatrão	0,0004	kg kg Gás Sí ⁻¹	
Partículas	996	mg kg Gás Sí ⁻¹	(Renó et al., 2014; Rocha, 2015;
Álcalis	156	mg kg Gás Sí ⁻¹	Vaswani, 2000)
SO _x	5	PPM	
NO _x	58	PPM	
TOC ^a	400	PPM	

^a Total Organic Carbon

Tabela 5.4: Poluentes gerados nos processos de gasificação e síntese de metanol. (Continuação)

Síntese de Metanol	Valor	Unidade	Referência
CO	1,12	g kg _{MEOH} ⁻¹	
CH ₃ OH (VOC)	0,0649	g kg _{MEOH} ⁻¹	
Outros VOC (Composto orgânico volátil)	0,0248	g kg _{MEOH} ⁻¹	
CH ₄	0,234	g kg _{MEOH} ⁻¹	(Renó et al., 2014; Rocha, 2015; Vaswani, 2000)
CO ₂	1830	g kg _{MEOH} ⁻¹	
NO _x	0,928	g kg _{MEOH} ⁻¹	
PM ₁₀	0,93	g kg _{MEOH} ⁻¹	
SO ₂	0,524	g kg _{MEOH} ⁻¹	
Óleo mineral	0,00018	g kg _{MEOH} ⁻¹	
Escória	410	g kg _{MEOH} ⁻¹	

5.1.2 Agroindústria da palma

De acordo com Yañez et al (2009), De Souza et al. (2010), Rocha et al. (2014) e Valderrama (2018), as emissões da cadeia produtiva de biodiesel de palma africana são procedentes principalmente do consumo de fertilizantes, pesticidas, herbicidas e combustível na etapa do cultivo, transporte e transesterificação, no anexo F encontra-se o inventário das entradas e saídas adotadas para toda a cadeia de produção.

Na Tabela 5.5 são apresentadas as emissões ao ar, água e solo correspondentes à etapa de cultivo da palma de dendê, advindos do uso de fertilizantes químicos e do consumo do diesel para as operações agrícolas.

Destaca-se que após o corte dos CFF, essa deve ser encaminhada prontamente à unidade extratora para evitar a acidificação dos frutos, que geralmente ocorre 24 horas após a colheita. O modal mais utilizado para o transporte dos CFF às plantas industriais é o rodoviário. O consumo de diesel (etapa de transporte) adotado foi de 8,56 L_{diesel} t_{CFF}⁻¹ (166,7 L_{diesel} ha⁻¹), dado que é o valor de consumo correlacionado à distância média assumida nesta pesquisa (ver anexo C).

Tabela 5.5: Emissões da etapa de cultivo da palma de dendê.

Emissões para o ar	Valor	Unidade	Referência
Amônia – NH ₃	0,324	kg/t CFF	
N ₂ O	0,190	kg/t CFF	
NO	0,060	kg/t CFF	
N ₂	0,516	kg/t CFF	(Valderrama, 2018)
Glifosato	0,0667	kg/t CFF	
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
Paraquat	0,022	kg/t CFF	

Tabela 5.5 Emissões da etapa de cultivo da palma de dendê. (Continuação)

CO ₂	1,16	kg/t CFF	(Lee and Ofori-Boateng, 2013)
HC	3,77 x10 ⁻³	kg/t CFF	
CO	1,04 x10 ⁻²	kg/t CFF	
NO _x	2,61 x10 ⁻²	kg/t CFF	
Emissões para a Água	Valor	Unidade	Referência
Nitratos	2,580	kg/t CFF	(Valderrama, 2018)
Fostatos	0,046	kg/t CFF	
Glifosatos	0,0667	kg/t CFF	
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Carbofuranos	0,0045	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
Paraquat	0,022	kg/t CFF	
Emissões para o Solo	Valor	Unidade	Referência
Glifosatos	0,0667	kg/t CFF	(Valderrama, 2018)
Metsulfuron-methyl	0,019	kg/t CFF	
Carbofuranos	0,0045	kg/t CFF	
Glufosinato de Amonio	0,265	kg/t CFF	
Methamidophos	0,0056	kg/t CFF	
Paraquat	0,022	kg/t CFF	

Os principais poluentes atmosféricos emitidos pelos caminhões de carga pesada estão apresentados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Principais poluentes emitidos por veículos de carga pesada.

Fatores de Emissão	Diesel	Biodiesel	Unidade	Referência
CO ₂	17,12	biogênico	kg/t CFF	(Abed et al., 2019; Gad et al., 2018; Lloyd e Cackette, 2001)
CO	0,154	0,051	kg/t CFF	
NO _x	0,385	0,642	kg/t CFF	
Material Particulado – PM ₁₀	4,02 x10 ⁻²	0,001	kg/t CFF	

As emissões correspondentes a CO₂, CO, NO_x e material particulado associadas à combustão do diesel num motor de combustão interna (MCI), foram calculadas utilizando fatores de emissão estimados pela EPA (US EPA, 1996) e Abed et al. (2019), levando em consideração o consumo do diesel/biodiesel de cada processo referenciado no capítulo 3, seu PCI e densidade, além da eficiência elétrica do motor. Na Tabela 5.7 são apresentados os respectivos fatores de emissão usados para um MCI a diesel em termos de kg de poluente por litro de diesel/biodiesel consumido.

Tabela 5.7: Fatores de emissão – diesel e biodiesel

Fatores de Emissão	Diesel	Biodiesel	Unidade	Referência
CO ₂	2,47	biogênico	kg/L	(US EPA, 1996) e (Abed et al., 2019)
CO	1,43 x10 ⁻²	6 x10 ⁻³	kg/L	
NO _x	6,60 x10 ⁻²	7,5 x10 ⁻²	kg/L	
Material Particulado – PM ₁₀	4,7 x10 ⁻³	1,14 x10 ⁻³	kg/L	
E. elétrica do Motor	0,36	0,36	EE/Fuel	(Valderrama, 2018)
PCI	42	39,84	MJ/kg	
Densidade	0,829	0,835	kg/L	

Conforme com o anterior, na Tabela 5.8 são apresentadas as emissões do processo de extração do óleo de palma, as quais correspondem ao *início de operação* do MCI para a geração de eletricidade.

Tabela 5.8: Emissões do processo de extração do óleo de palma.

Emissões para o Ar	Diesel	Biodiesel	Unidade	Referência
CO ₂	9,526	biogênico	kg/CPO	Calculadas utilizando os fatores de emissão estimados pela EPA (US EPA, 1996) e (Abed et al., 2019)
CO	5,5x10 ⁻²	2,31x10 ⁻²	kg/CPO	
NO _x	2,5 x10 ⁻¹	2,89x10 ⁻¹	kg/CPO	
Material Particulado – PM ₁₀	1,81x10 ⁻²	4,41x10 ⁻³	kg/CPO	

Na Tabela 5.9 são apresentadas as emissões do processo de refinação e transesterificação do óleo de palma cru, as quais correspondem à combustão de diesel numa planta de geração elétrica para seu *início de operação*, baseada num MCI. Para a estimativa destas emissões foram utilizados os fatores de emissão e características do MCI descritos previamente na Tabela 5.7.

Tabela 5.9: Emissões do processo de transesterificação do óleo de palma refinado.

Emissões para o Ar	Diesel	Biodiesel	Unidade	Referência
CO ₂	45,28	biogênico	kg/tBD	Calculadas utilizando os fatores de emissão estimados pela EPA (US EPA, 1996) e (Abed et al., 2019)
CO	0,261	1,1x10 ⁻¹	kg/tBD	
NO _x	1,208	1,374	kg/tBD	
SO _x	0,080	-	kg/tBD	
Material Particulado – PM ₁₀	0,086	2,09x10 ⁻²	kg/tBD	

BD = Biodiesel

5.2 Avaliação dos Impactos para os estudos de caso

Na presente etapa do trabalho foram determinados os impactos ambientais dos complexos de biorrefinarias integradas que utilizam cana e palma, utilizando o método IMPACT 2002+ V2.1, que é uma metodologia originalmente desenvolvida no Instituto Federal Suíço de Tecnologia de Lausanne (EPFL, siglas em inglês), na Suíça. A metodologia proporciona uma

abordagem combinada *midpoint/endpoint* (Figura 5.1), ligando todos os tipos de resultados do inventário do ciclo de vida (fluxos elementares e outras intervenções), através de 14 categorias intermediárias (*midpoint*), às quatro categorias de danos (*endpoint*) (Jolliet et al., 2003). Dessa forma, usufrui das vantagens das metodologias orientadas para o problema e das baseadas nos danos (Maham et al., 2018; Mahath et al., 2019). Por conseguinte, é um dos modelos de maior uso nas análises de ACV (Buratti et al., 2015; Djomo et al., 2008; Hong et al., 2010; Souza et al., 2015).

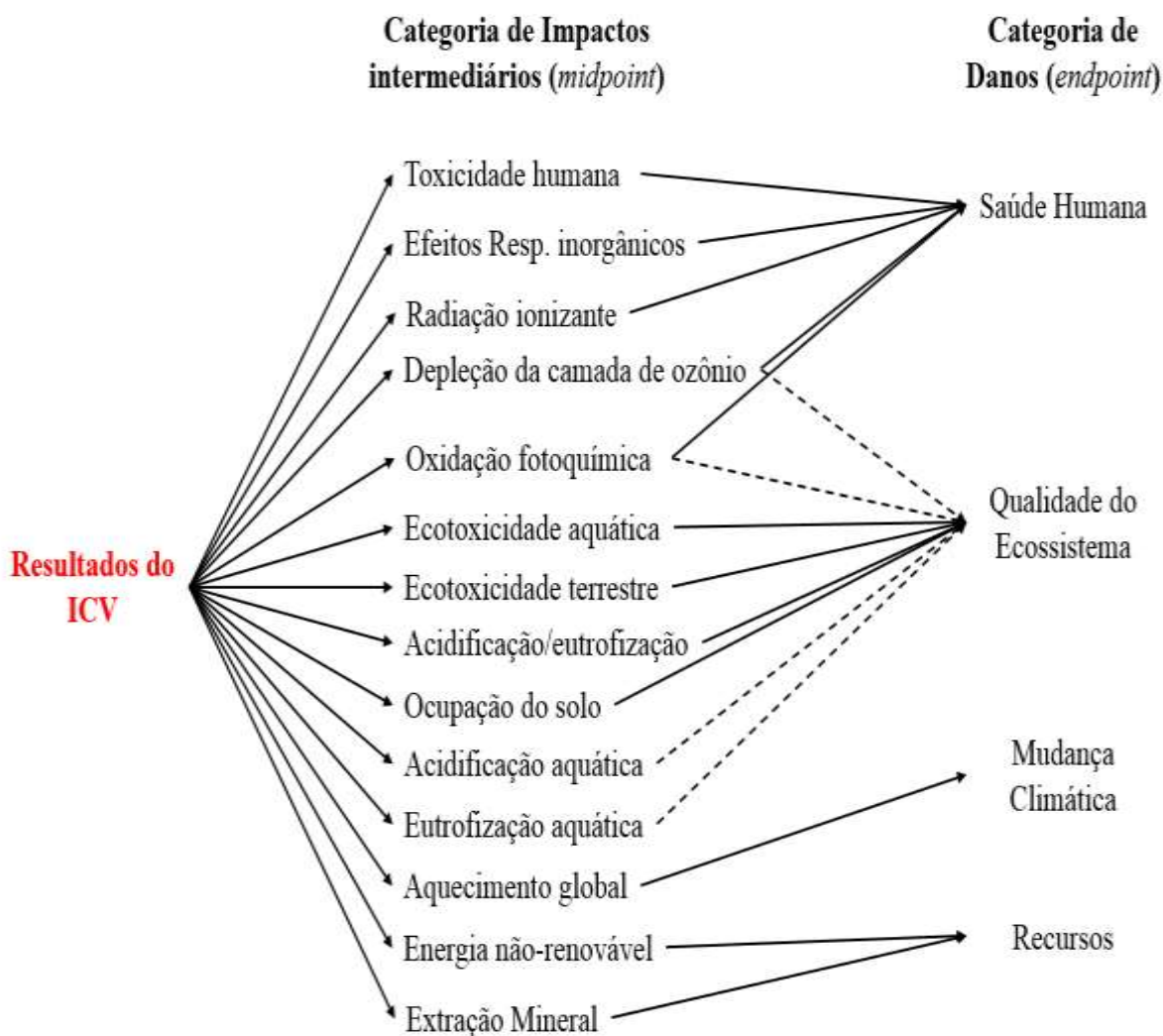


Figura 5.1: Categorias de impactos intermediários (*midpoint*) e danos (*endpoint*) para o método IMPACT 2002+ (adaptado de Jolliet et al. (2003)).

É importante ressaltar que os fatores de caracterização do *midpoint* são baseados em princípios de equivalência, isto é, as pontuações de caracterização do *midpoint* são expressas em equivalentes em kg de uma substância em comparação com uma substância de referência. A Tabela 5.10 mostra as substâncias de referência usadas no IMPACT 2002+.

Tabela 5.10: Substâncias de referências usadas em cada categoria de *midpoint* no IMPACT2002+ (Maham et al., 2018).

Categoria <i>midpoint</i>	Substância de referência
Toxicidade humana (Carcinogênicos + Não carcinogênicos)	kg _{eq} cloroetano (C ₂ H ₃ CL) no ar
Efeito respiratório inorgânico	kg _{eq} PM _{2,5} no ar
Radiação ionizante	Bq _{eq} carbono-14 no ar
Depleção da camada de ozônio	kg _{eq} CFC-11 (CCL ₃ F) no ar
Oxidação fotoquímica (= Efeito respiratório orgânico)	kg _{eq} etileno (C ₂ H ₄) no ar
Ecotoxicidade aquática	kg _{eq} Trietilenoglicol (C ₆ H ₁₄ O ₄ ou TEG) na água
Ecotoxicidade terrestre	kg _{eq} Trietilenoglicol (C ₆ H ₁₄ O ₄ ou TEG) no solo
Acidificação/eutrofização terrestre	kg _{eq} dióxido de enxofre (SO ₂) no ar
Acidificação aquática	kg _{eq} dióxido de enxofre (SO ₂) no ar
Eutrofização aquática	kg _{eq} fosfato (PO ₄ ³⁻) na água
Ocupação do solo	m _{eq} ² terra arável orgânica*ano
Aquecimento global	kg _{eq} dióxido de carbono (CO ₂) no ar
Energia não-Renovável	MJ de energia primaria total não renovável ou kg _{eq} óleo cru (860 kg/m ³)
Extração mineral	MJ de energia adicional ou kg _{eq} ferro (em minério)

Após estabelecimento do método foram substituídos os valores exergéticos dos produtos obtidos na seção 4.5 na Equação 3.4, com os quais se calcularam os coeficientes de alocação de encargos ambientais (Tab. 5.11) considerados para todos os processos avaliados na integração dos complexos de biorrefinarias que utilizam cana e palma.

Tabela 5.11: Coeficientes de alocação exergetica.

Produtos	C-I (%)	C-II (%)	C-III (%)	C-IV (%)
Etanol 1G	36,6	32,5	33	33,7
Açúcar	39,7	35,3	35,8	36,7
Vinhaça	1,8	1,6	1,6	1,7
Biodiesel	12,1	10,7	10,9	11,2
Glicerina	0,9	0,8	0,8	0,8
Etanol 2G	-	6,6	-	-
Vinhaça	-	0,1	-	-
Torta de Lignina	-	2,4	-	-
Metanol	-	-	10,5	5,4
Eletricidade excedente	8,9	10,3	7,4	10,5

A partir dos fatores de alocação da Tabela 5.11, pode ser distribuído o impacto ambiental gerado nas etapas iniciais da cadeia de transformação da cana e palma entre os produtos obtidos

a partir da matéria prima subministrada. Por exemplo, no estudo de caso I o impacto mencionado distribui-se na seguinte proporção, etanol: 36,6 %, açúcar: 39,7 %, biodiesel: 12,1 %, glicerina: 0,9 % e eletricidade excedente: 8,9 %.

Realizada a alocação, pode-se dar continuidade à determinação dos impactos ambientais dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma. O resultado obtido para cada categoria de impacto intermediária (midpoint) por estudo avaliado é apresentado na Tabela G.8 (Anexo G). Veja-se que os dados se encontram com unidades diferente, por tanto, foi necessário classificá-los por categoria de dano (saúde humana, qualidade do ecossistema, mudança climática e recursos), fazendo uso dos fatores de caracterização mostrados na Tabela 5.12.

Tabela 5.12: Fatores de caracterização de danos das diversas substâncias de referência (Humbert et al., 2012).

Categoria de Danos	Categorias de <i>Midpoint</i>	Fatores de Danos	Unidade
Saúde Humana	Carcinogênicos	$1,45 \times 10^{-6}$	DALY/kg C ₂ H ₃ Cl
	Não carcinogênicos	$1,45 \times 10^{-6}$	DALY/kg C ₂ H ₃ Cl
	Efeitos Resp. inorgânicos	$7,00 \times 10^{-4}$	DALY/kg PM _{2.5}
	Radiação ionizante	$2,10 \times 10^{-10}$	DALY/ Bq C-14
	Depleção da camada de ozônio	$1,05 \times 10^{-3}$	DALY/ kg CFC-11
	Efeitos Resp. orgânicos	$2,13 \times 10^{-6}$	DALY/kg C ₂ H ₄
Qualidade do Ecossistema	Ecotoxicidade aquática	$8,86 \times 10^{-5}$	PDF·m ² ·ano/kg TEG
	Ecotoxicidade terrestre	$8,86 \times 10^{-5}$	PDF·m ² ·ano/kg TEG
	Acidificação/eutrofização	1,04	PDF·m ² ·ano/kg SO ₂
	Ocupação do solo	1,09	PDF·m ² ·ano/ m ² terra arável orgânica
	Acidificação aquática	-	-
	Eutrofização aquática	-	-
Mudança climática	Aquecimento global	1	kg CO ₂ / kg CO ₂
Recursos	Energia não-renovável	$5,10 \times 10^{-2}$	MJ/kg ferro
	Uso de recursos minerais	45,6	MJ/kg óleo cru

Após a classificação recomenda-se realizar a normalização (unificação), a qual procura analisar a respetiva quota de cada impacto no dano global, aplicando fatores de normalização às categorias de impacto intermediário/dano, a fim de facilitar a interpretação (Humbert et al., 2012). O fator normalizado é determinado pela razão entre o impacto por unidade de emissão dividido pelo impacto total de todas as substâncias da categoria específica para a qual existem fatores de caracterização (Tabela 5.13). A unidade de todos os fatores normalizados de midpoint/dano é, portanto, [pessoa·ano/ unidade_{emissão}]¹³, ou seja, o número de pessoas equivalentes afetadas durante um ano por unidade de emissão.

¹³ As unidades podem ser expressas por [kg_{emitido}], [Bq_{emitido}] ou [m²·ano]

Tabela 5.13: Fatores de normalização para as quatro categorias de danos (Humbert et al., 2012).

Categoria de Danos	Fatores de Normalização	Unidade
Saúde Humana	$7,7 \times 10^{-3}$	DALY/pessoas/ano
Qualidade do Ecossistema	$1,45 \times 10^{-6}$	PDF·m ² ·ano/pessoas/ano
Mudança climática	$7,00 \times 10^{-4}$	kg CO ₂ /pessoas/ano
Recursos	45,6	MJ/pessoas/ano

Posteriormente procedesse à interpretação de dados por categoria de dano, como é recomendado por Jolliet et al. (2003). Os resultados apresentados na Figura 5.2, permitem observar claramente os potenciais impactos ambientais advindos dos estudos de casos avaliados, na categoria de dano denominada saúde humana pode-se apreciar a expressiva participação dos cenários CIII e CIV, se comparado com o caso base, isto deve-se diretamente às substâncias inorgânicas (PM_{1,0}) emitidas ao ar, para o qual a produção (gaseificação e síntese) de metanol lignocelulósico contribui de maneira significativa. Conseqüentemente, quando usado na produção de biodiesel (CIII e CIV), incrementa-se as emissões de substâncias inorgânicas (PM_{1,0}) na cadeia produtiva do biodiesel (especificamente na etapa de transesterificação) impactando diretamente na categoria de dano saúde humana em 107,4% para o CIII e 85,1% o CIV.

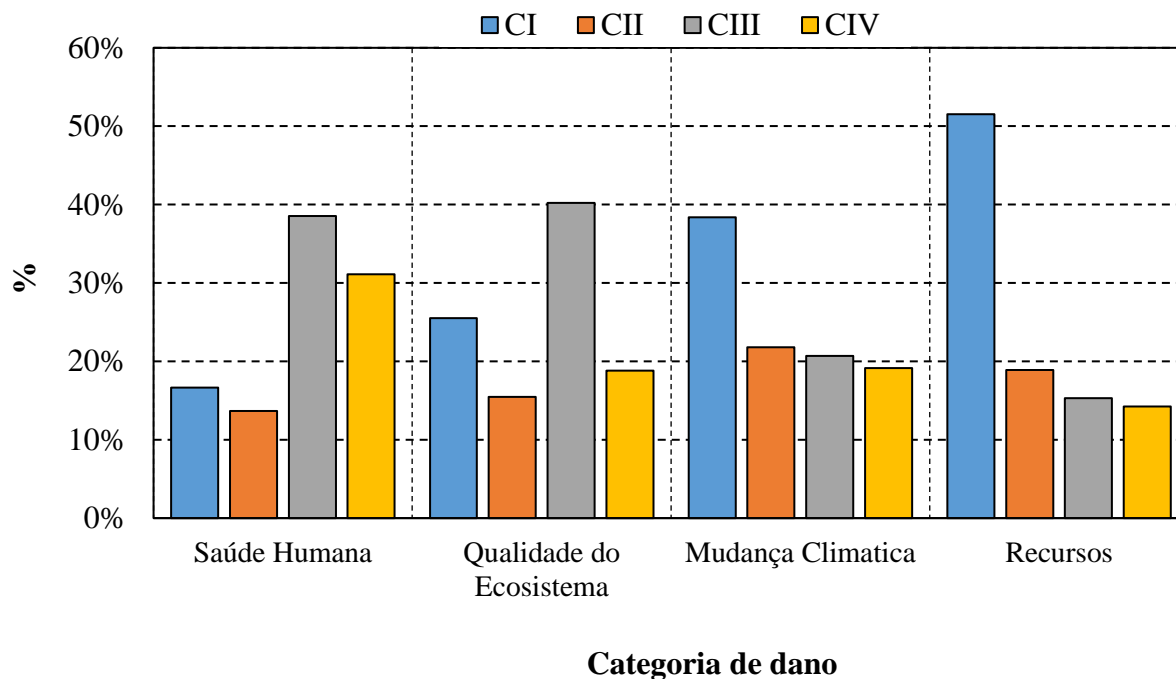


Figura 5.2: Potenciais impactos ambientais dos estudos de casos avaliados.

Já na categoria de dano qualidade do ecossistema, o CIII é o de maior contribuição (14,7%), se comparado com o CI, visto que na produção de biometanol (especificamente nas

fases de gaseificação e síntese do biometanol) é emitido uma concentração considerável de SO₂ (dióxido de enxofre), poluente que contribui diretamente na acidificação/eutrofização terrestre. Enquanto aos casos CII e CIV, obtém-se uma redução de 10% e 6,7%, respetivamente.

Porém, logram-se menores impactos nas categorias de danos mudança climática e recursos, se comparado com o caso base, visto que nos casos subsequente (CII, CIII e CIV) é reduzido o consumo de energéticos fósseis e minerais. O último cenário (CIV) é de destaque, já que na produção de etanol 1G, biodiesel e bioeletricidade reduzem-se as emissões de GEE em torno de 69,5, 22,5 e 78,9%, respetivamente. Além de diminuir a demanda de recursos (não renováveis e minerais) em 79,6% para o etanol, 69,2% para o biodiesel e 88,7% para a bioeletricidade.

Por outro lado, constate-se os benefícios ambientais que traz a substituição total do diesel fóssil pelo biodiesel (seja etílico ou metílico), nas cadeias produtivas de etanol e biodiesel, já que logram-se reduções em torno de 66/17% (CII), 71/21% (CIII) e 69,5/22,5% (CIV) kgCO_{2eq}. No entanto, ao usar o bioetanol e não biometanol, se aumentam as emissões de GEE em um 5% (CIII) e 6,8% (CIV) kgCO_{2eq}, além de demandar maior quantidade de recursos energéticos (10,3% - CIII e 12,3 % - CIV). Isto é atribuído à maior exigência de etanol no processo de transesterificação, se comparado com o metanol. Em contrapartida, o Éster Etílico reduz as emissões de substâncias inorgânicas em 55% (CIII) e 38,4% (CIV).

5.3 Balanço energético do ciclo de vida: indicadores de eficiência

Definida as principais variáveis (insumos e produtos) da ACV, procede-se ao cálculo dos índices que indicam a eficiência geral dos biocombustíveis e os benefícios do deslocamento de combustíveis fósseis nos sistemas propostos.

Uma demonstração da determinação destes dois índices para o estudo de caso I está apresentada nas equações (5.1 e 5.2) a seguir.

$$LCEE = \frac{E_{eta1G} + E_{A\acute{c}u} + E_{BD} + E_{gli} + E_{ele} - E_{f\acute{o}ssil}}{E_{eta1G} + E_{A\acute{c}u} + E_{BD} + E_{gli} + E_{ele}} \quad (5.1)$$

Sendo que $E_{f\acute{o}ssil}$ representa a quantidade de insumos fósseis demandados pelo sistema que é de 50.190 MJ ha ano⁻¹. Para a determinação dos valores dos produtos e co-produtos, baseou-se no balanço energético e mássico da Figura 4.1. Já o índice NER, este foi determinado de acordo com a Equação 5.2.

$$NER = \frac{E_{eta1G} + E_{A\acute{c}u} + E_{BD} + E_{gli} + E_{ele}}{E_{f\acute{o}ssil}} \quad (5.2)$$

Os resultados obtidos para os índices LCEE e NER para todos os estudos de caso estão apresentados na Tabela 5.14.

Tabela 5.14: Resultado final de eficiência em energia renovável e razão de energia líquida.

	C-I	C-II	C-III	C-IV
LCEE	0,463	0,548	0,547	0,647
NER	7,34	13,44	14,31	15,79

Com respeito ao índice NER, já era esperado que o estudo de caso I apresentasse menor valor, pois o sistema utiliza fontes energéticas fósseis. Quando comparado aos sistemas integrados, houve um aumento de 6,10 (C-II), 6,97 (C-III) e 8,45 (C-IV) unidades na razão de energia líquida, para os casos avaliados (Tabela 5.15), que se justifica pela elevada redução no consumo de diesel, substituído pelo biodiesel, nas etapas agrícolas e de transporte do etanol de cana-de-açúcar e biodiesel de palma.

Contudo, o índice NER de forma geral foi vantajoso do ponto de vista ambiental e energético, pois em todos os estudos de caso foram maiores que C-I, visto que na literatura classificam os índices menores que 1, como combustíveis não renováveis. A explicação para esta classificação se deve ao fato da quantidade de energia fóssil requerida para produzir um combustível ser maior que a energia disponível no mesmo. O contrário ocorre no caso dos biocombustíveis, no qual o processo de produção tem sua principal fonte energética de origem renovável, logo este índice tende a ser maior que 1.

Os trabalhos desenvolvidos por Seabra et al. (2011), Renó et al. (2014), Rocha et al. (2014), Palacio et al. (2018), entre outros, mostram uma diversidade de valores obtidos para o NER do etanol de cana – a faixa vai de 7,4 até 11,78, isto é atribuído ao fato que cada trabalho possuem suas próprias características de consumo de fósseis e melhoras no sistema de cogeração. Na Figura 5.3 percebe-se que os valores obtidos para o NER nos casos integrados (C-II, C-III e C-V) neste trabalho, quando comparado com os valores da literatura existente de etanol de cana, apresentam um potencial de acréscimo de 6 até 8,8 unidades energéticas, constatando os potenciais ganhos energéticos e benefícios ambientais que geraria a integração destas duas importantes culturas para o setor bioenergético.

Por outro lado, os resultados para o indicador de energia renovável (LCEE) mostraram que, em todos os casos analisados, o etanol de cana-de-açúcar é um combustível renovável

(Tabela 5.15). Os sistemas integrados contribuíram para um aumento de até 18,4% na renovabilidade do combustível em relação ao sistema base.

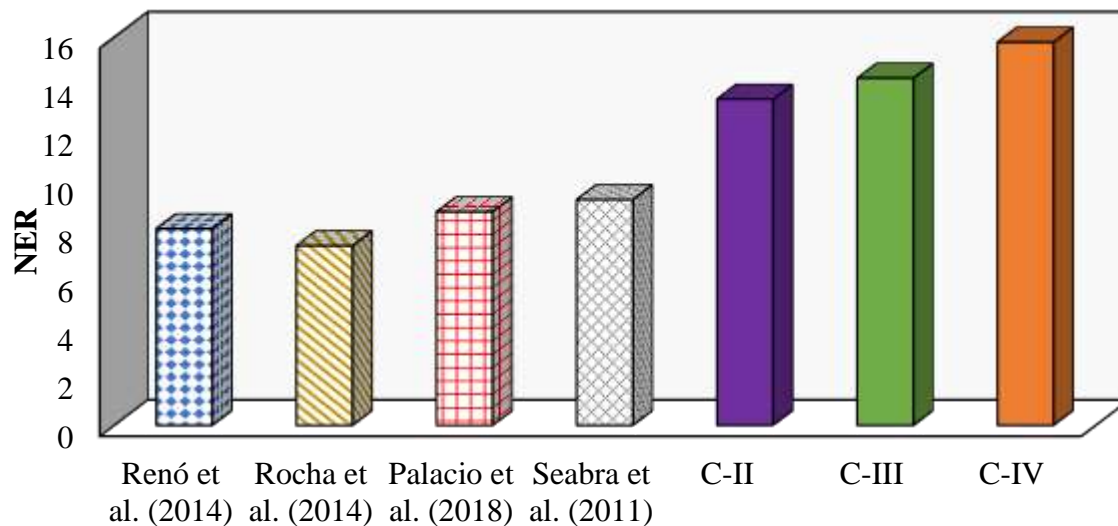


Figura 5.3: Comparação da relação energética líquida do etanol de cana convencional com a de etanol integrada.

Percebe-se, por meio da avaliação realizada, que o caso IV é o que apresenta a melhor configuração, visto que possui os índices com maior desempenho, isto é atribuído à inserção da tecnologia BIG/GT no sistema de cogeração, como também à produção de biodiesel pela rota metflica, insumo obtido a traves da gaseificação da biomassa residual.

Capítulo VI

6 Conclusões

O presente trabalho focalizou em realizar uma avaliação termodinâmica e ambiental de complexos integrados de biorrefinarias que utilizam cana e palma aplicando como ferramenta a Análise do Ciclo de Vida e indicadores de desempenho baseados na Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica.

A finalidade desta avaliação foi abrir as possibilidades da sinergia existente da agroindústria de cana com a de palma. A seguir são sumarizadas as principais conclusões desta tese:

- O levantamento bibliográfico indicou que a diversificação das matérias-primas e a integração de diferentes sistemas de produção podem trazer contribuições significativas para a sustentabilidade dos biocombustíveis. Isto com a finalidade de melhorar principalmente a razão de energia líquida e reduzir as emissões de gases de efeito estufa.
- Desde o Inventário do ciclo de vida elaborado para as culturas de cana e palma, observou-se que as emissões são mais significativas no processo de cultivo e transporte das biomassas (pois há consumo de combustível fóssil), como também no processo de gaseificação que emite partículas, alcatrão e cinzas.
- A partir dos casos avaliados pode-se concluir que, em relação ao caso base (estudo de caso I), todos apresentam melhores índices de desempenho. Sendo que o estudo de caso IV destaca-se perante os outros, já que tem um desempenho superior na η_{Glo} (53,4%), I_{exced} (86,6 kWh/t_{MP}), σ_{MP} (257 GJ/ha-ano) e η_{exe} (62,7%), em decorrência da integração da tecnologia de gaseificação e turbina a gás (BIG/GT), ressaltando o atrativo para as agroindústrias. No entanto, tal tecnologia ainda apresenta limitações relacionadas ao custo de implementação e problemas operacionais.
- O ciclo BIG/GT permite a redução da fração da exergia destruída devido ao melhor aproveitamento da matéria-prima fornecida (palha, bagaço, fibra, casca e cachos vazios);
- Os índices de desempenho calculados para cada estudo de caso comprovaram a vantagem de obter uma maior quantidade de produtos a partir de diversas matérias

primas (cana-de-açúcar e palma), já que resulta num aproveitamento exergético da matéria prima até 2,3% maior.

- Substituir o diesel, tanto na cultura de cana como na de palma, pode reduzir o consumo de energia fóssil em 74,7% (cana) e 64,8% (palma) pela rota etílica ou 79,6% (cana) e 69,2% (palma) pela rota metílica. Por conseguinte, se obteriam reduções nas emissões de GEE da ordem de 66,4% (cana) e 16,8% (palma) pela rota etílica ou 69,55% (cana) e 22,7% (palma) pela rota metílica.
- Em um comparativo entre os quatro cenários, os resultados indicaram que o CIV reflete maior redução das emissões de GEE (69,5% - etanol, 22,5% biodiesel e 78,9% - bioeletricidade) e de energia fóssil (79,6% - etanol, 69,2% - biodiesel e 88,7% - bioeletricidade).
- A partir do balanço energético do ACV pode-se concluir que, em relação ao caso base (estudo de caso I), todos apresentam melhores índices de eficiência. Dado que se pode alcançar um aumento na renovabilidade (LCEE) de até 18,4% e uma razão de energia líquida (NER) de até 9 unidades.

6.1 Recomendações para Trabalhos Futuros

Para seguir a linha de pesquisa deste trabalho, há dentre as alternativas:

1 – Complementar os estudos de casos com uma análise econômica, para determinar os principais fatores econômicos que mais contribuem para a viabilidade econômica de cada estudo de caso

2 – Aplicar técnicas de otimização aos estudos de caso para determinar configurações que resultarão um melhor desempenho energético e ambiental

3 – Analisar os possíveis impactos sociais gerados no processo de produção dos biocombustíveis de segunda geração.

CAPÍTULO - VII

Referências Bibliográficas

- Abdullah, S.S.S., Shirai, Y., Ali, A.A.M., Mustapha, M., Hassan, M.A., 2016. Case study: Preliminary assessment of integrated palm biomass biorefinery for bioethanol production utilizing non-food sugars from oil palm frond petiole. *Energy Convers. Manag.* 108, 233–242. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.016>
- Abed, K.A., Gad, M.S., El Morsi, A.K., Sayed, M.M., Elyazeed, S.A., 2019. Effect of biodiesel fuels on diesel engine emissions. *Egypt. J. Pet.* <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2019.03.001>
- Acres, G., 2007. “Alcoholic Fuels,” 1st ed, Platinum Metals Review. Saint Louis. <https://doi.org/10.1595/147106707X170009>
- Agropalma, 2015. Agropalma relatório de sustentabilidade. Agropalma, Belém.
- Albarelli, J.Q., 2013. Produção de açúcar e etanol de primeira e segunda geração: simulação, integração energética e análise econômica. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas. SP.
- André Cremonez, P., Feroldi, M., César Nadaleti, W., De Rossi, E., Feiden, A., De Camargo, M.P., Cremonez, F.E., Klajn, F.F., 2015. Biodiesel production in Brazil: Current scenario and perspectives. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 42, 415–428. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.004>
- ANP, 2018. Anuário Estatístico do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2018. Rio de Janeiro. https://doi.org/http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf
- Arrieta, F.R.P., Teixeira, F.N., Yáñez, E., Lora, E., Castillo, E., 2007. Cogeneration potential in the Columbian palm oil industry: Three case studies. *Biomass and Bioenergy* 31, 503–511. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.01.016>
- Asocaña, 2018. Aspectos Generales del Sector Agroindustrial de la Caña en Colombia 2017/18: Informe Anual. Bogota.

- Azhar, B., Saadun, N., Prideaux, M., Lindenmayer, D.B., 2017. The global palm oil sector must change to save biodiversity and improve food security in the tropics. *J. Environ. Manage.* 203, 457–466. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2017.08.021>
- Basu, P., 2013. Biomass Gasification, pyrolysis and torrefaction, 2 ed. ed, Biomass Gasification, Pyrolysis and Torrefaction. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-396488-5.00002-2>
- Bechara, R., Gomez, A., Saint-antonin, V., Schweitzer, J., Maréchal, F., Ensinas, A., 2018. Review of design works for the conversion of sugarcane to first and second-generation ethanol and electricity. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91, 152–164. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.02.020>
- BEN, 2018. Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017.
- Bereche, R.P., 2011. Modelagem e integracao energetica do processo de producao de etanol a partir de biomassa de cana-de-acucar. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas. SP.
- Bergmann, J.C., Tupinambá, D.D., Costa, O.Y.A., Almeida, J.R.M., Barreto, C.C., Quirino, B.F., 2013. Biodiesel production in Brazil and alternative biomass feedstocks. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 21, 411–420. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.058>
- Bhering, A., Carlos, J., Palacio, E., Martínez, A., Rúa, D.J., Silva, E.E., Luiza, M., Renó, G., Almazán, O., 2018. Advanced exergy analysis and environmental assesment of the steam cycle of an incineration system of municipal solid waste with energy recovery. *Energy Convers. Manag.* 157, 195–214. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.11.083>
- Brar, S.K., Sarma, S.J., PaKShiraJan, K., 2016. Platform Chemical.
- British Petroleum, 2017. Primary energy consumption - leading countries 2017, British Petroleum. <https://doi.org/bp.com/statisticalreview>
- Budzianowski, W.M., Postawa, K., 2016. Total Chain Integration of sustainable biorefinery systems. *Appl. Energy* 184, 1432–1446. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.050>
- Buratti, C., Barbanera, M., Testarmata, F., Fantozzi, F., 2015. Life Cycle Assessment of organic waste management strategies: An Italian case study. *J. Clean. Prod.* 89, 125–

136. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.11.012>

Carvalho, L.G., 2009. Produção de Biocombustíveis a Partir da Biomassa de Dendê (*Elaeis guinaeensis*). Tese Pós-Graduação em Tecnol. Process. Químicos e Bioquímicos da Esc. Química da Univ. Fed. do Rio Janeiro - UFRJ. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro. RJ.

César, S., Otávio, M., Luiz, A., Silva, M., 2013. Oil palm biodiesel : Brazil ' s main challenges. *Energy* 60, 485–491. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.08.014>

CGEE, 2009. Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil, 1st ed, Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Brasília, DF.

Chen, H., 2015. Lignocellulose Biorefinery Engineering, 1st ed.

Cherubini, F., Jungmeier, G., Wellisch, M., Willke, T., Skiadas, I., Van Ree, R., de Jong, E., 2009. Toward a common classification approach for biorefinery systems. *Biofuels, Bioprod. Biorefining* 3, 534–546. <https://doi.org/10.1002/bbb.172>

CINCAE, 2017. Informe anual - 2017. El triunfo.

Clark, J.H., Deswarte, F.E.I., 2008. The Biorefinery Concept-An Integrated Approach. *Introd. to Chem. from Biomass* 1–20. <https://doi.org/10.1002/9780470697474.ch1>

Conab, 2018a. Acompanhamento da Safra Brasileira da Cana-de-açúcar. <https://doi.org/2318-7921>

Conab, 2018b. Acompanhamento da Safra Brasileira - Grãos, Observatório Agrícola. Brasília, DF. <https://doi.org/2318-7921>

CONAB, 2017. Perfil do Setor do Açúcar e do Etanol no Brasil - safra 2014/2015. <https://doi.org/ISSN 2318-3772>

CONAB, 2015. Companhia Nacional de Abastecimento, Companhia Nacional de Abastecimento. Brasília.

Corley, R., Tinker, P., 2003. *The Oil Palm*, 4th ed. Blackwell Science, Iowa. <https://doi.org/10.1002/9780470750971>

Da costa, J.E., 2017. Análise Termodinâmica para o Acréscimo da Geração de Eletricidade no Setor Sucroalcooleiro Brasileiro. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá. MG.

Da Costa, S.J., 2016. Avaliação Biométrica e Fisiológica na Fase Vegetativa do

- Dendezeiro (*Elaeis Guineensis* Jacq.) em Região de Cerrado do Tocantins. UFT.
- Dantas, G.A., Legey, L.F.L., Mazzone, A., 2013. Energy from sugarcane bagasse in Brazil: An assessment of the productivity and cost of different technological routes. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 21, 356–364. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.11.080>
- De Oliveira, F.C., Coelho, S.T., 2017. History, evolution, and environmental impact of biodiesel in Brazil: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 75, 168–179. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.060>
- de Souza Dias, M.O., Maciel Filho, R., Mantelatto, P.E., Cavalett, O., Rossell, C.E.V., Bonomi, A., Leal, M.R.L.V., 2015. Sugarcane processing for ethanol and sugar in Brazil. *Environ. Dev.* 15, 35–51. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2015.03.004>
- De Souza, S.P., 2015. Avaliação de aspectos econômicos e ambientais da produção integrada de etanol e biodiesel Avaliação de aspectos econômicos e ambientais da produção integrada de etanol e biodiesel. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas.SP.
- De Souza, S.P., Pacca, S., de Ávila, M.T., Borges, J.L.B., 2010. Greenhouse gas emissions and energy balance of palm oil biofuel. *Renew. Energy* 35, 2552–2561. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.03.028>
- DEDINI, 2017. Caldeiras para Sistemas de Cogeração a Bagaço-de-Cana para Usinas de Açúcar e Etanol.
- Defilippi, L.C., 2013. Estudo de Viabilidade do uso do Palhiço para Geração de Energia na Entressafra de uma Usina Sucroenergética. Dissertação (Mestrado) - FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS ESCOLA DE ECONOMIA DE SÃO PAULO.
- Dias, M.O.S., Junqueira, T.L., Cavalett, O., Pavanello, L.G., Cunha, M.P., Jesus, C.D.F., Maciel Filho, R., Bonomi, A., 2013. Biorefineries for the production of first and second generation ethanol and electricity from sugarcane. *Appl. Energy* 109, 72–78. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.081>
- Djomo, S.N., Humbert, S., Dagnija Blumberga, 2008. Life cycle assessment of hydrogen produced from potato steam peels. *Int. J. Hydrogen Energy* 33, 3067–3072. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2008.02.006>
- dos Santos Alves, C.E., Belarmino, L.C., Padula, A.D., 2017. Feedstock diversification

- for biodiesel production in Brazil: Using the Policy Analysis Matrix (PAM) to evaluate the impact of the PNPB and the economic competitiveness of alternative oilseeds. *Energy Policy* 109, 297–309. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.07.009>
- Ehsan, S., Wahid, M.A., 2014. Utilization of palm solid residue as a source of renewable and sustainable energy in Malaysia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 40, 621–632. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.214>
- Embrapa, 2018. Sistema brasileiro de classificação de solos, 5th ed, Rio de Janeiro: Embrapa Solos. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - Embrapa, Rio de Janeiro - RJ. <https://doi.org/ISBN 978-85-7035-198-2>
- EPE, 2017. *RenovaBio: Biocombustíveis 2030*. Rio de Janeiro - RJ.
- Escobar, J.C., Venturini, O.J., Martínez, A.M., Rúa, D.J., Silva, E.E., 2018. Thermodynamic and economic evaluation of reheat and regeneration alternatives in cogeneration systems of the Brazilian sugarcane and alcohol sector. *Energy* 152, 247–262. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.106>
- Fedapal, 2017. *Censo Nacional Palmero - 2017*. Guayaquil.
- Fedepalma, 2018. *Anuario Estadístico - 2018*. Bogota.
- Fernando, S., Adhikari, S., Chandrapal, C., Murali, N., 2006. Biorefineries: Current Status, Challenges, and Future Direction. *Energy & Fuels* 20, 1727–1737. <https://doi.org/10.1021/ef060097w>
- Fore, S.R., Porter, P., Lazarus, W., 2011. Net energy balance of small-scale on-farm biodiesel production from canola and soybean. *Biomass and Bioenergy* 35, 2234–2244. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.02.037>
- Furtado, J.C., 2017. ANÁLISE OTIMIZADA DE ALTERNATIVAS DE BIORREFINARIAS SUCROALCOOLEIRAS BRASILEIRAS.
- Gabriel, K.C.P., 2015. *Produção de biodiesel a partir de óleo de palma*. Dissertação (Mestrado) - Técnico Lisboa. Portugal.
- Gad, M.S., El-Araby, R., Abed, K.A., El-Ibiari, N.N., El Morsi, A.K., El-Diwani, G.I., 2018. Performance and emissions characteristics of C.I. engine fueled with palm oil/palm oil methyl ester blended with diesel fuel. *Egypt. J. Pet.* 27, 215–219. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2017.05.009>

- Garcia-Nunez, J.A., Rodriguez, D.T., Fontanilla, C.A., Ramirez, N.E., Silva Lora, E.E., Frear, C.S., Stockle, C., Amonette, J., Garcia-Perez, M., 2016. Evaluation of alternatives for the evolution of palm oil mills into biorefineries. *Biomass and Bioenergy* 95, 310–329. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.05.020>
- García, C.A., Fuentes, A., Hennecke, A., Riegelhaupt, E., Manzini, F., Masera, O., 2011. Life-cycle greenhouse gas emissions and energy balances of sugarcane ethanol production in Mexico. *Appl. Energy* 88, 2088–2097. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.072>
- Gaurav, N., Sivasankari, S., Kiran, G.S., Ninawe, A., Selvin, J., 2017. Utilization of bioresources for sustainable biofuels: A Review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 73, 205–214. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.070>
- GE POWER SYSTEMS, 2013. Gas Turbine and Combined Cycle Products.
- Gerbrandt, K., Chu, P.L., Simmonds, A., Mullins, K.A., Maclean, H.L., Griffin, W.M., Saville, B.A., 2016. Life cycle assessment of lignocellulosic ethanol : a review of key factors and methods affecting calculated GHG emissions and energy use. *Curr. Opin. Biotechnol.* 38, 63–70. <https://doi.org/10.1016/j.copbio.2015.12.021>
- Gnansounou, E., Vaskan, P., Pachón, E.R., 2015. Bioresource Technology Comparative techno-economic assessment and LCA of selected integrated sugarcane-based biorefineries. *Bioresour. Technol.* 196, 364–375. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2015.07.072>
- Hasan, M.H., Mahlia, T.M.I., Nur, H., 2012. A review on energy scenario and sustainable energy in Indonesia. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 16, 2316–2328. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.12.007>
- Hasan, M.M., Rahman, M.M., 2017. Performance and emission characteristics of biodiesel – diesel blend and environmental and economic impacts of biodiesel production : A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 74, 938–948. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.045>
- Hassuani, S.J., Leal, M.R.L.V., Macedo, I. de C., 2005. Biomass Power Generation: Sugar cane bagasse and trash, 1 st. ed, Biomass power generation: Sugar cane bagasse and trash. CTC - Centro de Tecnologia Canavieira, Piracicaba. [https://doi.org/10.1016/S0378-3820\(97\)00058-1](https://doi.org/10.1016/S0378-3820(97)00058-1)

- Hernández, D.F., Martínez, P.H., Caicedo, L.M., Romero, R.R., 2012. Generalidades sobre la morfología y fenología de la palma de Aceite, Primera. ed. Centro de Investigación en Palma de AceiteCenipalma, Bogota D.C.
- Hill, R. d., 2013. Agriculture in the Malaysian Region, Second. ed. Nuss Press, Singapore.
- Ho, D.P., Ngo, H.H., Guo, W., 2014. A mini review on renewable sources for biofuel. *Bioresour. Technol.* 169, 742–749. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2014.07.022>
- Hong, J., Li, X., Zhaojie, C., 2010. Life cycle assessment of four municipal solid waste management scenarios in China. *Waste Manag.* 30, 2362–2369. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2010.03.038>
- Humbert, S., Margni, M., Jolliet, O., PRe, various authors, 2012. IMPACT 2002 +: User Guide. Quantis-Sustainability counts. <https://doi.org/10.1007/s10973-014-4166-8>
- Jolliet, O., Margni, M., Charles, R., Humbert, S., Payet, J., Rebitzer, G., Rosenbaum, R., 2003. IMPACT 2002+: A New Life Cycle Impact Assessment Methodology. *Int. J. Life Cycle Assess.* 8, 324–330. <https://doi.org/10.1007/BF02978505>
- Joshi, G., Pandey, J.K., Rana, S., Rawat, D.S., 2017. Challenges and opportunities for the application of biofuel. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 79, 850–866. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.185>
- Jungmeier, G., Buchsbaum, M., Ree, R. Van, Jong, E. De, Stichnothe, H., Bari, I. De, 2014. Upgrading Strategies for Industrial Infrastructures – Integration of Biorefineries in Existing Industrial Infrastructure.
- Jungmeier, G., Ree, R. Van, Jong, E. De, Jørgensen, H., Walsh, P., Wellisch, M., 2013. Possible Role of a Biorefinery’s Syngas Platform in a Biobased Economy – Assessment in IEA Bioenergy Task 42 “Biorefining.”
- Kami Delivand, M., Gnansounou, E., 2013. Life cycle environmental impacts of a prospective palm-based biorefinery in Pará State-Brazil. *Bioresour. Technol.* 150, 438–446. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2013.07.100>
- Khatun, R., Moniruzzaman, M., Yaakob, Z., 2017. Sustainable oil palm industry : The possibilities 76, 608–619. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.077>
- Kler, A.M., Tyurina, E.A., Mednikov, A.S., 2018. A plant for methanol and electricity production : Technical-economic analysis. *Energy* 165, 890–899.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.09.179>

- Kong, S., Loh, S., Thomas, R., Abdul, S., Salimon, J., 2014. Biochar from oil palm biomass : A review of its potential and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 39, 729–739. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.107>
- Kotas, T.J., 1997. The exergy method of thermal plant analysis, *International Journal of Refrigeration*. [https://doi.org/10.1016/S0140-7007\(97\)85546-6](https://doi.org/10.1016/S0140-7007(97)85546-6)
- Krishna, K.R., 2014. *Agroecosystems: Soils, Climate, Crops, Nutrient Dynamics, and Productivity*, Firts. ed. CRC Press.
- Kumar, R., Kumar, V., Sham, R., 2016. Stability of biodiesel – A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 62, 866–881. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.001>
- Kumar, S., Singh, J., Nanoti, S.M., Garg, M.O., 2012. A comprehensive life cycle assessment (LCA) of Jatropha biodiesel production in India. *Bioresour. Technol.* 110, 723–729. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.01.142>
- Kuss, V.V., Kuss, A.V., Da Rosa, R.G., Aranda, D.A.G., Cruz, Y.R., 2015. Potential of biodiesel production from palm oil at Brazilian Amazon. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 50, 1013–1020. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.055>
- Lai, O.-M., Tan, C.-P., Akoh, C.C., 2012. *Palm Oil: Production, Processing, Characterization, and Uses*, 1st ed. Elsevier, New York.
- Lamonica, H.M., 2008. Biodiesel potential of a sugar mill integrated plant using soybean produced in sugarcane renovation fields as feedstock. *Energy Sustain. Dev.* 12, 52–55. [https://doi.org/10.1016/S0973-0826\(08\)60438-X](https://doi.org/10.1016/S0973-0826(08)60438-X)
- Larson, E.D., Williams, R.H., Leal, M.R.L.V., 2001. A review of biomass integrated-gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. *Energy Sustain. Dev.* 5, 54–76. [https://doi.org/10.1016/S0973-0826\(09\)60021-1](https://doi.org/10.1016/S0973-0826(09)60021-1)
- Leal, M.R.L. V, Horta Nogueira, L.A., Cortez, L.A.B., 2013. Land demand for ethanol production. *Appl. Energy* 102, 266–271. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.09.037>
- Lee, K.T., Ofori-Boateng, C., 2013. *Sustainability of Biofuel Production from Oil Palm Biomass*, 1st ed. Malaysia. <https://doi.org/10.1007/978-981-4451-70-3>

- Lloyd, A.C., Cackette, T.A., 2001. Diesel Engines: Environmental Impact and Control. *J. Air Waste Manage. Assoc.* 51, 809–847. <https://doi.org/10.1080/10473289.2001.10464315>
- Loh, S.K., 2017. The potential of the Malaysian oil palm biomass as a renewable energy source. *Energy Convers. Manag.* 141, 285–298. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.081>
- Lora, E.E.S., 2012. *BIOCOMBUSTÍVEIS*, V2 ed. Rio de Janeiro.
- Macedo, I.C., Seabra, J.E.A., Silva, J.E.A.R., 2008. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: The 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass and Bioenergy* 32, 582–595. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.12.006>
- Maham, S.G., Rahimi, A., Smith, D.L., 2018. Environmental assessment of the essential oils produced from dragonhead (*Dracocephalum moldavica* L.) in conventional and organic farms with different irrigation rates. *J. Clean. Prod.* 204, 1070–1086. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.348>
- Mahath, C.S., Mophin Kani, K., Dubey, B., 2019. Gate-to-gate environmental impacts of dairy processing products in Thiruvananthapuram, India. *Resour. Conserv. Recycl.* 141, 40–53. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.09.023>
- Malça, J., Freire, F., 2009. Energy and Environmental Benefits of Rapeseed Oil Replacing Diesel. *Int. J. Green Energy* 6, 287–301. <https://doi.org/10.1080/15435070902886551>
- Mandegari, M.A., Farzad, S., Görgens, J.F., 2017. Bioresource Technology Economic and environmental assessment of cellulosic ethanol production scenarios annexed to a typical sugar mill. *Bioresour. Technol.* 224, 314–326. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2016.10.074>
- MAPA, 2018. *Diagnóstico da produção sustentável da palma de óleo*, 1st ed. Brasília, DF.
- Mekhilef, S., Siga, S., Saidur, R., 2011. A review on palm oil biodiesel as a source of renewable fuel. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 15, 1937–1949. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.12.012>
- Ministerio de Minas e Energia, 2015. *Balanço energético nacional - BEN 2015*. Brasil.

2015.

- Modesto, M., Aoki, A.C., Lodi, A., Pina, E.A., 2016. Assessment of the Potential to Increase Electricity Generation from Sugarcane Straw in Brazilian Sugarcane Cogeneration Plants. *Chem. Eng. Trans.* 50, 193–198. <https://doi.org/10.3303/CET1650033>
- Molino, A., Chianese, S., Musmarra, D., 2016. Biomass gasification technology: The state of the art overview. *J. Energy Chem.* 25, 10–25. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2015.11.005>
- Monteiro De Carvalho, C., Silveira, S., Rovere, E.L. La, Iwama, A.Y., 2015. Deforested and degraded land available for the expansion of palm oil for biodiesel in the state of Pará in the Brazilian Amazon. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 44, 867–876. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.026>
- Moran, M.J., 2006. *Engineering Thermodynamics*, 5th Editio. ed. John Wiley & Sons, Inc.
- Mueller, S. a., Anderson, J.E., Wallington, T.J., 2011. Impact of biofuel production and other supply and demand factors on food price increases in 2008. *Biomass and Bioenergy* 35, 1623–1632. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.01.030>
- Mujumdar, A.S., Molnár, K., Pakowski, Z., Marinos-Kouris, D., Maroulis, Z.B., Saravacos, G.D., Devahastin, S., Hall, C.W., 2006. *Handbook of Industrial Drying*, 3 ed. ed, Crc. CRC Press. <https://doi.org/10.1080/07373938808916399>
- Nasution, M.A., Herawan, T., Rivani, M., 2014. Analysis of palm biomass as electricity from palm oil mills in north sumatera. *Energy Procedia* 47, 166–172. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.210>
- NBR ISO 14040, 2006. *ISO 14040:2006 - Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*, 2006.
- Norfaradila, J., NORELA, S., SALMIJAH, S., ISMAIL, B.S., 2014. LIFE CYCLE ASSESSMENT (LCA) FOR THE PRODUCTION OF PALM BIODIESEL : A CASE STUDY IN MALAYSIA AND THAILAND. *Nat. Resour. Sci.* 43, 53–64.
- O’Hara, I.M., Mundree, S.G., 2016. *Sugarcane-based biofuels and bioproducts*, 1st ed, Sugarcane-based Biofuels and Bioproducts. New Jersey. <https://doi.org/10.1002/9781118719862>

- Ohimain, E.I., Izah, S.C., 2017. A review of biogas production from palm oil mill effluents using different configurations of bioreactors. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 70, 242–253. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.221>
- Ojeda, K., Ávila, O., Suárez, J., Kafarov, V., 2011. Evaluation of technological alternatives for process integration of sugarcane bagasse for sustainable biofuels production-Part 1. *Chem. Eng. Res. Des.* 89, 270–279. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2010.07.007>
- Oliveira, S., 2013. *Exergy : Production, Cost and Renewability*, 1 ed. ed, Green Energy and Technology. Springer London, São Paulo. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-4165-5>
- Olivério, J.L., Barreira, S.T., Rangel, S.C.P., 2014. INTEGRATED BIODIESEL PRODUCTION IN BARRALCOOL SUGAR AND ALCOHOL MILL, in: *Sugarcane Bioethanol — R&D for Productivity and Sustainability*. Editora Edgard Blücher, pp. 661–678. https://doi.org/10.5151/BlucherOA-Sugarcane-SUGARCANEETHANOL_57
- ONUBR, 2018. *Transformando Nosso Mundo : a Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável*. Brasília.
- Overend, R.P., 1982. The average haul distance and transportation work factors for biomass delivered to a central plant. *Biomass* 2, 75–79. [https://doi.org/10.1016/0144-4565\(82\)90008-7](https://doi.org/10.1016/0144-4565(82)90008-7)
- Pach, M., Zanzi, R., Björnbom, E., 2002. Torrefied biomass a substitute for wood and charcoal. 6th Asia-Pacific International Symp. Combust. Energy Util. 6.
- Palacio, J.C.E., 2010. *Análise Termoeconômica Integrada das Plantas de Cogeração e Etanol em uma Destilaria Autônoma*. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Itajubá. MG.
- Palacio, J.C.E., Ocampo, E.A., Renó, M.L.G., Reyes, A.M.M., Souza, G.F. de, Olmo, O.A.A. del, Lora, E.E.S., 2018. Exergy and Environmental Analysis of a Polygeneration System of Alcohol Industry. *Waste and Biomass Valorization* 0, 16. <https://doi.org/10.1007/s12649-018-0509-1>
- Parra, M.I.F., 2003. *Metodologia de Análise Exergoeconômico do processo de Fabricação de Açúcar*. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas. SP.

- Pedroso, D.T., Machin, E.B., Proenza Pérez, N., Braga, L.B., Silveira, J.L., 2017. Technical assessment of the Biomass Integrated Gasification/Gas Turbine Combined Cycle (BIG/GTCC) incorporation in the sugarcane industry. *Renew. Energy* 114, 464–479. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.07.038>
- Pellegrini, L.F., 2009. Análise E Otimização Termo-Econômica-Ambiental Aplicada À Produção Combinada De Açúcar , Álcool E Eletricidade. Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. SP.
- Pereira, L.G., Chagas, M.F., Dias, M.O.S., Cavalett, O., Bonomi, A., 2015. Life cycle assessment of butanol production in sugarcane biorefineries in Brazil. *J. Clean. Prod.* 96, 557–568. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.01.059>
- Pereira, S., Augusto, Luiz, Nogueira, H., Martinez, J., Augusto, Luis, Cortez, B., 2018. Sugarcane can afford a cleaner energy pro fi le in Latin America & Caribbean. *Renew. Energy* 121, 164–172. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.024>
- Piñas, J.A.V., 2016. Avaliação técnico-econômica da geração de energia elétrica a partir do biogás em sistemas de digestão anaeróbia centralizada e descentralizada no Brasil. Dissertação (Mestrado)- Universidade federal de Itajubá/UNIFEI.
- Ptasinski, K.J., 2016. Efficiency of biomass energy, 1st ed. <https://doi.org/10.1002/9781119118169>
- Ptasinski, K.J., Hamelinck, C., Kerkhof, P.J. a. M., 2002. Exergy analysis of methanol from the sewage sludge process. *Energy Convers. Manag.* 43, 1445–1457. [https://doi.org/10.1016/S0196-8904\(02\)00027-4](https://doi.org/10.1016/S0196-8904(02)00027-4)
- Queiroz, A.G., França, L., Ponte, M.X., 2012. The life cycle assessment of biodiesel from palm oil (“ dendê”) in the Amazon. *Biomass and Bioenergy* 36, 50–59. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.10.007>
- REN21, 2018. Renewables 2018: Global Status Report. <https://doi.org/ISBN 978-3-9818107-0-7>
- Renó, M.L.G., 2011a. Avaliação do Balanço Energético e dos Impactos Ambientais do Processo de Produção de Metanol a partir do Bagaço de Cana-de- açúcar , utilizando a ACV Avaliação do Balanço Energético e dos Impactos Ambientais do Processo de Produção de Metanol a partir do. Tese Doutorado. Universidade Federal de Itajuba. Teses de Doutorado.

- Renó, M.L.G., 2011b. Avaliação do Balanço Energético e dos Impactos Ambientais do Processo de Produção de Metanol a partir do Bagaço de Cana-de-açúcar, utilizando a ACV. Tese Doutorado. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Itajubá. MG.
- Renó, M.L.G., Lora, E.E.S., Palacio, J.C.E., Venturini, O.J., Buchgeister, J., Almazan, O., 2011. A LCA (life cycle assessment) of the methanol production from sugarcane bagasse. *Energy* 36, 3716–3726. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.12.010>
- Renó, M.L.G., Olmo, O.A. del, Palacio, J.C.E., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., 2014. Sugarcane biorefineries: Case studies applied to the Brazilian sugar–alcohol industry. *Energy Convers. Manag.* 86, 981–991. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.06.031>
- Rezaiyan, J., Cheremisinoff, N.P., 2005. *Gasification Technologies A Primer for Engineers and Scientists*, 1 ed. ed. CRC Press.
- Rincón, L.E., Moncada, J., Cardona, C.A., 2014. Analysis of potential technological schemes for the development of oil palm industry in Colombia : A biorefinery point of view. *Ind. Crop. Prod.* 52, 457–465. <https://doi.org/10.1016/j.indcrop.2013.11.004>
- Rocha, M.H., 2015. Avaliação Técnico-Econômica de Biorrefinarias para a Produção de Biocombustíveis Líquidos e Eletricidade Através da Gaseificação de Biomassa. Tese doutorado. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Itajubá. MG.
- Rocha, M.H., Capaz, R.S., Lora, E.E.S., Nogueira, L.A.H., Leme, M.M.V., Renó, M.L.G., Olmo, O.A. Del, 2014. Life cycle assessment (LCA) for biofuels in Brazilian conditions: A meta-analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 37, 435–459. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.05.036>
- Romão, R.A., 2009. Análise da Viabilidade do Aproveitamento da Palha da Cana de Açúcar para Cogeração de Energia numa Usina Sucoalcooleira. Programa Pós-Graduação Em Eng. Mecânica. Dissertação (Mestrado) - UNESP.
- Sacramento-rivero, J.C., Engineering, C., Yucatán, U.A. De, 2012. Modeling and Analysis A methodology for evaluating the sustainability of biorefineries : *Biofpr* 32–44. <https://doi.org/10.1002/bbb>
- Saladini, F., Patrizi, N., Pulselli, F.M., Marchettini, N., 2016. Guidelines for energy evaluation of first, second and third generation biofuels. *Renew. Sustain. Energy*

Rev. 66, 221–227. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.073>

Santander, C., 2010. Modelagem e Simulação de uma Planta de Destilação Reativa para a Produção de Biodiesel. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Campinas. SP. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Santos, F., Borém, A., Caldas, C., 2015. Sugarcane: Agricultural Production, Bioenergy and ethanol, 1st ed, Elsevier. Academic Press, Brasilia.

São Martinho S.A, 2017. Balanço Economico da Usina São martinho S.A - 2017.

Seabra, J.E.A., 2008. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas. SP.

Seabra, J.E.A., Macedo, I.C., Chum, H.L., Faroni, C.E., Sarto, C.A., 2011. Life cycle assessment of Brazilian sugarcane products: GHG emissions and energy use. *Biofuels, Bioprod. Biorefining* 5, 519–532. <https://doi.org/10.1002/bbb.289>

Sharmina, M., Mcglade, C., Gilbert, P., Larkin, A., 2017. Global energy scenarios and their implications for future shipped trade. *Mar. Policy* 84, 12–21. <https://doi.org/10.1016/j.marpol.2017.06.025>

Shi, R., Handler, R.M., Shonnard, D.R., 2019. Life cycle assessment of novel technologies for algae harvesting and oil extraction in the renewable diesel pathway. *Algal Res.* 37, 248–259. <https://doi.org/10.1016/j.algal.2018.12.005>

Silva, D.F. dos S. e, Bomtempo, J.V., Alves, F.C., 2019. Innovation Opportunities in the Brazilian Sugar-Energy Sector Daniella. *J. Clean. Prod.* 37. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.02.062>

SimaPro®, 2014. All About SimaPro® 8.

Singh, A., Pant, D., Olsen, S.I., 2013. Life Cycle Assessment of Renewable Energy Sources, Springer London. <https://doi.org/10.1007/978-1-4471-5364-1>

Somnuek, S., Slingerland, M.M.A., Grünbühel, C.M., 2016. The introduction of oil palm in Northeast Thailand: A new cash crop for smallholders? *Asia Pac. Viewp.* 57, 76–90. <https://doi.org/10.1111/apv.12114>

Sosa-Arno, J.H., Nebra, S., 2009. Bagasse dryer role in the energy recovery of water tube boilers. *Dry. Technol.* 27, 587–594.

<https://doi.org/10.1080/07373930802716326>

- Souza, C.C. De, Leandro, J.P., Francisco, J., Frainer, D.M., Castelão, R.A., 2018. Cogeneration of electricity in sugar-alcohol plant: Perspectives and viability. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 91, 832–837. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.047>
- Souza, D.M. De, Lafontaine, M., Charron-Doucet, F., Bengoa, X., Chappert, B., Duarte, F., Lima, L., 2015. Comparative Life Cycle Assessment of ceramic versus concrete roof tiles in the Brazilian context. *J. Clean. Prod.* 89, 165–173. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.11.029>
- Souza, S.P., de Ávila, M.T., Pacca, S., 2012. Life cycle assessment of sugarcane ethanol and palm oil biodiesel joint production. *Biomass and Bioenergy* 44, 70–79. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2012.04.018>
- Stelt, M.J.C. Van Der, 2010. Chemistry and reaction kinetics of biowaste torrefaction. Ph.D. Thesis. Tese (Doutorado) - Eindhoven University of Technology. Países Baixos. <https://doi.org/978-90-386-2435-8>
- Szargut, J., 1998. Exergy Method: Technical and Ecological Applications, 1st ed. United Kingdom: WIT Press, Southampton.
- Szargut, J., 1989. Chemical exergies of the elements. *Appl. Energy* 32, 269–286. [https://doi.org/10.1016/0306-2619\(89\)90016-0](https://doi.org/10.1016/0306-2619(89)90016-0)
- Talens Peiró, L., Villalba Méndez, G., Sciubba, E., Gabarrell i Durany, X., 2010. Extended exergy accounting applied to biodiesel production. *Energy* 35, 2861–2869. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.03.015>
- Teles, D.A. do A., 2014. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS E RENDIMENTO MENSAL EM ÓLEO DE CACHOS DE DUAS CULTIVARES DE DENDEZEIRO CULTIVADAS, SOB IRRIGAÇÃO, NO CERRADO DO DISTRITO FEDERAL.
- Tsiropoulos, I., Faaij, A.P.C., Seabra, J.E.A., 2014. Life cycle assessment of sugarcane ethanol production in India in comparison to Brazil. *Springer* 1049–1067. <https://doi.org/10.1007/s11367-014-0714-5>
- U.S. Energy Information Administration, 2018. International Energy Outlook 2018, Energy Information Administration - EIA. Washintong, DC. [https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://doi.org/www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2016).pdf)

- Uemura, Y., Omar, W.N., Tsutsui, T., Yusup, S.B., 2011. Torrefaction of oil palm wastes. *Fuel* 90, 2585–2591. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.03.021>
- Umar, M.S., Jennings, P., Urmee, T., 2014. Sustainable electricity generation from oil palm biomass wastes in Malaysia: An industry survey. *Energy* 67, 496–505. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.067>
- UP, 2017. Annual Report: Palm Oil for the World. Malaysia.
- US EPA, 1996. US EPA. Morrisville.
- USDA, 2018a. Indonesia: oilseeds and products update, Global Agricultural Information Network. Jakarta - Indonesia.
- USDA, 2018b. Thailand Sugar Annual 2018. Bangkok.
- USDA, 2017. Indonesia Sugar Annual 2017. USDA Foreign Agricultural Service. Jakarta - Indonesia.
- Valderrama, M.L., 2018. Análise comparativa de métodos tradicionais e termoeconômicos de alocação de encargos ambientais na avaliação do ciclo de vida de uma biorrefinaria de palma de azeite. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Itajubá. MG.
- Vaswani, S., 2000. Development of Models for Calculating the Life Cycle Inventory of Methanol By Liquid Phase and Conventional Production Processes. Master Thesis - North Carolina State University.
- Verma, P., Sharma, M.P., Dwivedi, G., 2016. Impact of alcohol on biodiesel production and properties. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 56, 319–333. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.048>
- Vilela, F.S.V., 2013. AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA DA PRODUÇÃO INDUSTRIAL DE ETANOL E AÇÚCAR Estudo de Caso : Usina Jalles Machado S/A. Fac. Tecnol. - Univ. Brasília. Dissertação (Mestrado) - Universidade de Brasília. BR.
- Villela, A.A., Jaccoud, D.B., Rosa, L.P., Freitas, M. V., 2014. Status and prospects of oil palm in the Brazilian Amazon. *Biomass and Bioenergy* 67, 270–278. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.05.005>
- Walla, C., Schneeberger, W., 2008. The optimal size for biogas plants. *Biomass and*

- Bioenergy 32, 551–557. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.11.009>
- Walter, A., Ensinas, A. V., 2010. Combined production of second-generation biofuels and electricity from sugarcane residues. *Energy* 35, 874–879. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.032>
- Wang, L., Quiceno, R., Price, C., Malpas, R., Woods, J., 2014. Economic and GHG emissions analyses for sugarcane ethanol in Brazil: Looking forward. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 40, 571–582. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.212>
- Wertz, J.-L., Bédué, O., 2013. *Lignocellulosic Biorefineries*, 1st ed, CRC Press. EFPL Press. <https://doi.org/10.1201/b15443-4>
- Wright, M., Brown, R.C., 2007. Establishing the optimal sizes of different kinds of biorefineries. *Biofuels, Bioprod. Biorefining* 1, 191–200. <https://doi.org/10.1002/bbb.25>
- Xuan, T., Lim, Y., Yeo, H., 2014. Techno-economic analysis of biooil production process from palm empty fruit bunches. *Energy Convers. Manag.* 80, 525–534. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.01.024>
- Yañez, E.E., Silva Lora, E.E., da Costa, R.E., Torres, E.A., 2009. The energy balance in the Palm Oil-Derived Methyl Ester (PME) life cycle for the cases in Brazil and Colombia. *Renew. Energy* 34, 2905–2913. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.05.007>
- ZAE - Cana, 2010. Zoneamento agroecológico da Cana-de-Açúcar.
- ZAE - Palma, 2010. Zoneamento agroecológico, produção e manejo da cultura de palma de óleo na Amazônia.
- Živković, S.B., Veljkovi, M. V, Bankovi, I.B., Krsti, I.M., Konstantinovi, S., Ili, S.B., Avramovi, J.M., Stamenkovi, O.S., 2017. Technological, technical, economic, environmental, social, human health risk, toxicological and policy considerations of biodiesel production and use. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 79, 222–247. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.048>

Anexos

Anexo A - Características dos gases de exaustão

Obtém-se de Rocha (2015) e Sosa-Arno and Nebra (2009) a composição molar e a quantidade dos gases de combustão para cada quilograma de palha e bagaço queimados individualmente. Os resultados obtidos são mostrados na tabela que se segue:

Tabela A.1: Composição molar dos gases de combustão gerados pela queima individual de bagaço e palha.

Gás Considerado	Queima da Palha	Queima do Bagaço
% CO ₂	19,12%	10,94%
% H ₂ O	18,77%	24,41%
% N ₂	54,19%	60,08%
% O ₂	7,91%	4,56%
% SO ₂	0,009%	0,008%
Relação Ar – Combustível	6,63	3,97
kg de Gases de Combustão/kg de Combustível	7,562	4,95

Mediante uso dos dados da tabela A1 e, considerando as porcentagens mássicas de palha (37,7 %) e bagaço (62,3 %) que alimentam a caldeira do sistema de cogeração no caso CIII e IV, constata-se que a quantidade e de gases produzidos pela caldeira é de 5,93 [kg de GC / kg de mistura de combustível]. Já as composições mássicas e molar são dadas pela tabela que se segue:

Tabela A.2: Composição molar e mássica dos gases de combustão gerados pela queima misturada de bagaço e palha.

Gás Considerado	Composição Molar	Composição Mássica
CO ₂	14,17%	23,20 %
H ₂ O	22,18%	13,64%
N ₂	57,76%	56,14%
O ₂	5,88%	7,00%
SO ₂	0,01%	0,02%

Considerando a quantidade de combustível encaminhado à planta de cogeração no caso CIII e CIV, constata-se que a vazão mássica de gases gerados pela caldeira é de 735,68 [kg/s]. Portanto, considerando as entalpias de cada gás componente da mistura nas temperaturas de entrada e saída no secador, determina-se a entalpia da mistura gasosa para cada temperatura. Através do produto de sua variação pela vazão mássica dos gases determina-se a máxima energia que os gases podem transferir para a secagem do bagaço.

Tabela A.3: Entalpia dos gases de combustão a 215 e 110 [°C].

CIII e CIV			
Gás Considerado	Composição Mássica (%)	Entalpia do Gás a 215 [°C] (kJ/kg)	Entalpia do Gás a 110 [°C] (kJ/kg)
CO ₂	23,20	683,26	581,51
H ₂ O	13,64	2905	2696,2
N ₂	56,14	507,94	397,85
O ₂	7,00	449,84	349,85
SO ₂	0,02	542,35	468,73
Mistura	100%	871,57	750,67

Considerando a vazão mássica de 735,68 [kg/s], constata-se que a máxima energia que os gases provenientes da caldeira podem transferir para a unidade de secagem é de 88,94 [MJ].

Anexo B - Balanço energético da etapa de secagem

O processo de secagem da biomassa, consiste em remover a umidade do bagaço de modo que de um teor inicial de 50% de umidade seja reduzido para 15%. A figura B.1 apresenta um esquema do balanço de massa e energia para o secador, nas condições abordadas no estudo.

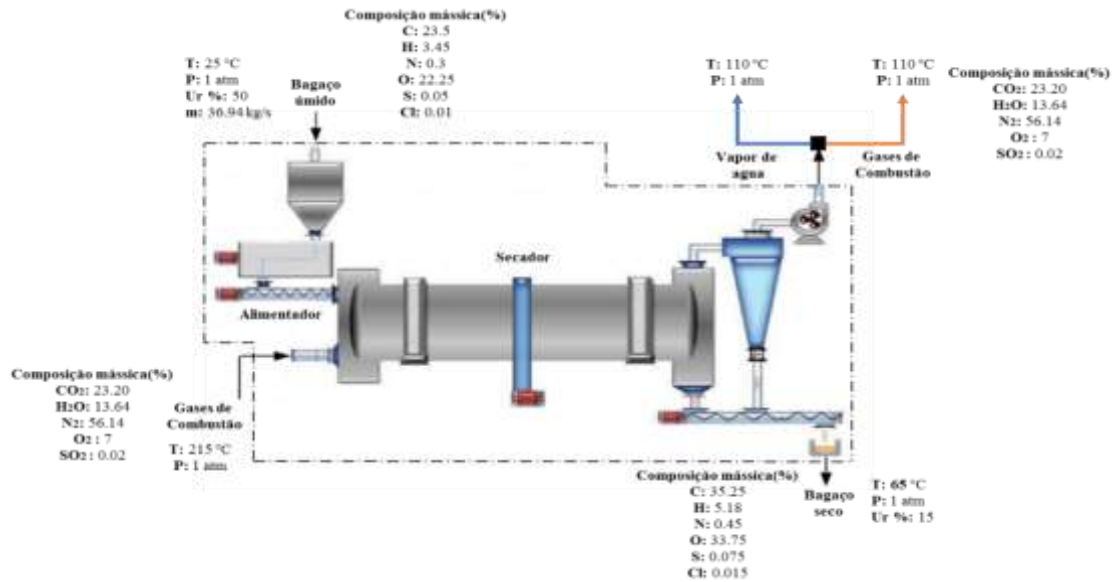


Figura B.1: Balanço de massa e energia do secador de tambor rotatório direto (Adaptado de DA COSTA, 2017).

Segundo (Rocha, 2015) o balanço de massa do secador é dado pela Equação B.1. Onde $\dot{m}_{b50\%}^{entrada}$ é a vazão mássica de biomassa úmida na entrada do secador, $\dot{m}_{b15\%}^{sai}$ é a vazão mássica de biomassa seca na saída do secador e $\dot{m}_{H_2O}^{sai}$ a vazão de H₂O evaporada.

$$\dot{m}_{b50\%}^{entrada} = \dot{m}_{b15\%}^{sai} + \dot{m}_{H_2O}^{sai} \quad (B.1)$$

A vazão de umidade extraída do secador é uma função da taxa de alimentação de biomassa úmida e seu conteúdo de umidade (W):

$$\dot{m}_{H_2O}^{sai} = \dot{m}_{b50\%}^{entrada} * W \quad (B.2)$$

Substituindo a Equação B.2 na Equação B.1 tem-se:

$$\dot{m}_{b15\%}^{sai} = \dot{m}_{b50\%}^{entrada} * (1 - W) \quad (B.3)$$

Durante a secagem, necessita-se de calor externo para a evaporação da umidade da biomassa úmida. A taxa de consumo de calor do secador para a remoção da umidade

$(\dot{Q}_{H_2O}^{vap})$ pode ser determinada através da Equação B.4, que leva em consideração o calor latente de evaporação da H₂O ($\Delta h_{H_2O}^{vap}$) e a vazão mássica de H₂O evaporada no secador ($\dot{m}_{H_2O}^{sai}$).

$$\dot{Q}_{H_2O}^{vap} = \Delta h_{H_2O}^{vap} * \dot{m}_{H_2O}^{sai} \quad (B.4)$$

A temperatura dos gases de exaustão não deve superar 260°C, visto que a temperaturas superior pode haver riscos de combustão (Sosa-Arnao and Nebra, 2009).

A partir da conservação de energia tem-se:

$$\dot{E}_{b50\%} + \dot{E}_{GC} = \dot{E}_{b15\%} + \dot{E}_{H_2O} + \dot{E}_{GC} \quad (B.5)$$

$$\begin{aligned} (\dot{m}_{b50\%}^{entrada} * PCI_{b50\%}^{entrada}) + (\dot{m}_{GC}^{entrada} * h_{GC}^{entrada}) &= (\dot{m}_{H_2O}^{sai} * h_{H_2O}^{sai}) + \\ (\dot{m}_{GC}^{sai} * h_{GC}^{sai}) + (\dot{m}_{b15\%}^{sai} * PCI_{b15\%}^{sai}) & \quad (B.6) \end{aligned}$$

$$\dot{m}_{GC}^{entrada} = \frac{(\dot{m}_{H_2O}^{sai} * h_{H_2O}^{sai}) - (\dot{m}_{b50\%}^{entrada} * PCI_{b50\%}^{entrada}) + (\dot{m}_{b15\%}^{sai} * PCI_{b15\%}^{sai})}{(h_{GC}^{entrada} - h_{GC}^{sai})} \quad (B.7)$$

A partir do equacionamento do balanço de massa, tem-se que a vazão de gases requerida para a secagem no CIII e CIV corresponde a 284,24 [kg/s]. Esse valor corresponde a quantidade de gás de combustão necessário para evaporar 15,21 [kg/s] ($\dot{m}_{H_2O}^{sai}$).

Tabela B.1: Propriedades utilizadas no cálculo.

Fluxo	Propriedade
Bagaço 50% – Entrada	PCI _{50%} =7524 kJ/kg - T ₁ =25°C
Gases de combustão – Entrada	CIII $h_{GC}^{entrada}$ = 871,57 kJ/kg - T _{GC-e} = 215°C
	CIV $h_{GC}^{entrada}$ = 918,77 kJ/kg - T _{GC-e} = 215°C
Vapor H ₂ O – Saída	$h_{H_2O}^{sai}$ =2691,1 kJ/kg - T ₃ =110°C
Gases de combustão – Saída	CIII $h_{GC}^{entrada}$ = 750,67 kJ/kg – T _{GC-s} = 110°C
	CIV $h_{GC}^{entrada}$ = 794,90 kJ/kg – T _{GC-s} = 110°C
Bagaço 15% – Saída	PCI _{15%} =12792 kJ/kg – T _{b15%} =110°C

Anexo C - Cálculo da distância média

Comumente as culturas de cana e palma são plantadas em torno à usina formando um círculo, e distribuídos uniformemente. Para determinar a distância média de transporte da matéria prima, foram utilizadas as equações C.1 e C.2, descritas por Overend (1982), as quais também foram utilizadas por Wright and Brown (2007), Walla e Schneeberger (2008) para avaliar sistemas de biorrefinarias. O modelo desenvolvido por Overend (1982), é um modelo para calcular as distâncias médias de transporte de biomassa até uma usina central, tendo em consideração que as plantações se encontram nos arredores da usina. Neste trabalho, considera-se uma superfície disponível ao redor da usina de 90%, o que supõe que o terreno tem boa aptidão para a mecanização agrícola.

$$R_{max} = \sqrt{\frac{Q}{y\pi f}} \quad (C.1)$$

Onde:

R_{max} = distância máxima em torno da usina na qual a silagem deve ser entregue [km];

Q = quantidade requerida de matéria-prima (cana e palma) [ton/a];

y = rendimento de produção da biorrefinaria [ton/ha];

f = fração de superfície disponível ao redor da usina (depende da geografia)

A distância média de transporte da plantação até o centro do círculo onde se encontra a usina, é maior do que a distância radial (em linha reta) e depende da natureza do caminho por onde se vai transportar a matéria-prima, o que pode ser definido pelo fator de tortuosidade. Para o desenvolvimento do trabalho se considerou um fator de tortuosidade de 2,5, considerado o transporte através de caminhos rurais. Segundo Piñas (2016), os fatores de 1,27 são consideradas para regiões agrícolas altamente desenvolvidas, onde os caminhos estão dispostos em grades retangulares, enquanto que fatores de 3,0, são considerados para as regiões menos desenvolvidas. Para o desenvolvimento do trabalho se considerou um fator de tortuosidade de 2,5, considerado o transporte através de caminhos rurais.

$$\bar{R} = \frac{2}{3} R_{max} \tau \quad (C.2)$$

Onde:

\bar{R} = distância média de transporte de matéria-prima [km];

τ = fator de tortuosidade.

Substituindo os valores na Eq. (C.1) e Eq. (C.2) obtém-se $R_{\max} = 22,5$ km e $\bar{R} = 30$ km, distância média adotada nesta pesquisa.

Anexo D - Indicadores energéticos

Tabela D.1: Fatores energéticos dos insumos e produtos avaliados.

Insumo	Intensidade energética (GJ/kg)	Fonte
Agrícola		
Nitrogênio (N)	0,07	(SimaPro®, 2014)
Fósforo (P ₂ O ₅)	0,03	(SimaPro®, 2014)
Potássio (K ₂ O)	0,01	(SimaPro®, 2014)
Magnésio (M _g O)	0,00038	(SimaPro®, 2014)
Boro (B)	0,03	(SimaPro®, 2014)
Glifosato (C ₃ H ₈ NO ₅ P)	0,41	(SimaPro®, 2014)
Monocrotophos (C ₇ H ₁₄ NO ₅ P)	0,41	(SimaPro®, 2014)
Cal virgem	0,0062	(SimaPro®, 2014)
Vinhaça	0,00045	(Da costa, 2017)
Indústria		
Ácido Fosfórico (H ₃ PO ₄)	0,0157	(SimaPro®, 2014)
Ácido Sulfúrico (H ₂ SO ₄)	0,0024	(SimaPro®, 2014)
Lubrificantes	0,000174	(SimaPro®, 2014)
Hidróxido de sódio (NaOH)	0,04	(SimaPro®, 2014)
Cicloexano (C ₆ H ₁₂)	0,04	(SimaPro®, 2014)
Metanol (CH ₃ OH)	0,04	(SimaPro®, 2014)
Combustível		
Diesel	0,042	(Abed et al., 2019)
Biodiesel	0,0398	(Queiroz et al., 2012)
Bioetanol	0,0297	(Palacio et al., 2018)

Anexo E - Entradas de energia do ciclo de vida do bioetanol de cana-de-açúcar

Tabela E.1: Entrada de energia no ACV do bioetanol de cana-de-açúcar.

Entradas	GJ/ha-ano
1. Insumos agrícolas	
1.1 Fertilizantes	
Nitrogênio (N)	5,055
Fósforo (P ₂ O ₅)	1,905
Potássio (K ₂ O)	1,444
Cal virgem (CaOH ₂)	2,805
Vinhaça	59,050
Consumo diesel em operações agrícolas e colheita	3,907
Total 1.2	15,14
1.2 Defensivos agrícolas	
Herbicida	0,898
Inseticida	0,066
Total 1.2	0,96
1.3 Transporte	
Transporte (até o campo - vazio) - Diesel	1,812
Transporte (do campo à usina - cheio) - Diesel	7,726
Total 1.3	9,54
Total Insumos agrícolas	25,62
2. Insumos Industriais	
Hidróxido de sódio (NaOH)	0,0812
Ácido Sulfúrico (H ₂ SO ₄)	0,16344
Ácido Fosfórico (H ₃ PO ₄)	0,594873
Cal virgem (CaOH ₂)	0,490
Cicloexano (C ₆ H ₁₂)	,1998
Total Insumos Industriais	1,529
3. Demanda energética	
3.1 Moagem	
Eletricidade a partir de cogeração	5,01
3.2 Usina de açúcar e álcool	
Eletricidade a partir de cogeração	5,64
Vapor a partir de cogeração	104
Total Demanda energética	114,65
Total	141,80

Anexo F - Entradas de energia do ciclo de vida do biodiesel de palma africana

Tabela F.1: Entrada de energia no ACV do biodiesel de palma africana.

Entradas	GJ/ha-ano
1. Insumos agrícolas	
<i>1.1 Fertilizantes</i>	
Nitrogênio (N)	5,831
Fósforo (P ₂ O ₅)	2,499
Potássio (K ₂ O)	1,916
Magnésio (MgO)	6,35x10 ⁻³
Boro (B)	1,72x10 ⁻¹
Consumo diesel em operações agrícolas e colheita	3,93x10 ⁻¹
Total 1.2	10,82
<i>1.2 Defensivos agrícolas</i>	
Glifosato (C ₃ H ₈ NO ₅ P)	2,23
Monocrotophos (C ₇ H ₁₄ NO ₅ P)	0,49
Total 1.2	2,72
1.3 Transporte	
Transporte (até o campo - vazio) - Diesel	1,103
Transporte (do campo à usina - cheio) - Diesel	4,701
Total 1.3	5,804
Total Insumos agrícolas	19,34
2. Insumos Industriais	
Hidróxido de sódio (NaOH)	2,12x10 ⁻³
Ácido Sulfúrico (H ₂ SO ₄)	1,34x10 ⁻⁴
Ácido Fosfórico (H ₃ PO ₄)	2,04x10 ⁻⁴
Metanol Fóssil (CH ₃ OH)	0,984
Total Insumos Industriais	0,987
3. Demanda energética	
<i>3.1 Extração do óleo</i>	
Eletricidade a partir de cogeração	0,266
Vapor a partir de cogeração	26,5
Diesel - início de operação	0,521
<i>3.2 Refinação e transesterificação</i>	
Eletricidade a partir de cogeração	0,307
Vapor a partir de cogeração	5,96
Diesel - início de operação	2,192
Total Demanda energética	36,73
Total	56,07

Anexo G - Resultados da avaliação de ACV no Simapro, método IMPACT 2002+ V2.1.

Tabela G.1: Impactos ambientais na produção de 1 kg de BioEtanol a partir de cana-de-açúcar e palma africana obtidos com o método IMPACT 2002+.

Midpoint	C-I			C-II				Unidade
	Etanol 1G	Biodiesel	Eletricidade	Etanol 1G	Biodiesel	Etanol 2G	Eletricidade	
Carcinogênicos	$5,3 \times 10^{-03}$	$2,4 \times 10^{-02}$	$2,2 \times 10^{-03}$	$4,4 \times 10^{-03}$	$1,5 \times 10^{-03}$	$4,2 \times 10^{-03}$	$1,5 \times 10^{-03}$	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Não carcinogênicos	$7,4 \times 10^{-03}$	$5,4 \times 10^{-03}$	$3,7 \times 10^{-03}$	$4,7 \times 10^{-03}$	$3,7 \times 10^{-03}$	$4,9 \times 10^{-03}$	$1,8 \times 10^{-03}$	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Efeitos Resp. inorgânicos	$2,2 \times 10^{-03}$	$3,9 \times 10^{-04}$	$1,2 \times 10^{-03}$	$8,5 \times 10^{-04}$	$6,6 \times 10^{-04}$	$9,1 \times 10^{-04}$	$7,1 \times 10^{-04}$	kg PM _{2,5} eq
Radiação ionizante	1,5	$4,0 \times 10^{-01}$	$5,9 \times 10^{-01}$	$9,7 \times 10^{-01}$	$2,6 \times 10^{-01}$	$8,8 \times 10^{-01}$	$2,8 \times 10^{-01}$	Bq C-14 eq
Depleção da camada de ozônio	$8,7 \times 10^{-07}$	$1,3 \times 10^{-07}$	$5,9 \times 10^{-07}$	$3,9 \times 10^{-08}$	$8,7 \times 10^{-09}$	$3,2 \times 10^{-08}$	$1,1 \times 10^{-08}$	kg CFC-11 eq
Efeitos Resp. orgânicos	$1,0 \times 10^{-03}$	$2,1 \times 10^{-04}$	$6,8 \times 10^{-04}$	$1,6 \times 10^{-04}$	$6,6 \times 10^{-05}$	$1,7 \times 10^{-04}$	$9,2 \times 10^{-05}$	kg C ₂ H ₄ eq
Ecotoxicidade aquática	$9,1 \times 10^{+01}$	$3,6 \times 10^{+01}$	$5,9 \times 10^{+01}$	$2,1 \times 10^{+01}$	$2,2 \times 10^{+01}$	$2,2 \times 10^{+01}$	$1,1 \times 10^{+01}$	kg TEG águ.
Ecotoxicidade terrestre	$1,4 \times 10^{+01}$	5,5	9,1	3,8	4,6	4,6	2,2	kg TEG sol.
Aci./nut. terrestre	$6,5 \times 10^{-02}$	$2,2 \times 10^{-02}$	$3,9 \times 10^{-02}$	$1,5 \times 10^{-02}$	$3,2 \times 10^{-02}$	$1,5 \times 10^{-02}$	$2,1 \times 10^{-02}$	kg SO ₂ eq
Ocupação do solo	$1,8 \times 10^{-02}$	$1,5 \times 10^{-03}$	$6,4 \times 10^{-03}$	$1,1 \times 10^{-02}$	$2,5 \times 10^{-03}$	$8,9 \times 10^{-03}$	$2,4 \times 10^{-03}$	m _{eq} ² ará. Org.
Acidificação aquática	$1,0 \times 10^{-02}$	$3,7 \times 10^{-03}$	$5,9 \times 10^{-03}$	$3,4 \times 10^{-03}$	$4,8 \times 10^{-03}$	$4,1 \times 10^{-03}$	$3,4 \times 10^{-03}$	kg SO ₂ eq
Eutrofização aquática	$1,7 \times 10^{-03}$	$2,0 \times 10^{-04}$	$6,8 \times 10^{-04}$	$1,0 \times 10^{-03}$	$3,7 \times 10^{-04}$	$8,4 \times 10^{-04}$	$3,2 \times 10^{-04}$	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	$8,1 \times 10^{-01}$	$3,7 \times 10^{-01}$	$5,5 \times 10^{-01}$	$2,7 \times 10^{-01}$	$3,1 \times 10^{-01}$	$2,4 \times 10^{-01}$	$1,5 \times 10^{-01}$	kg CO ₂ eq
Energia não-renovável	$1,2 \times 10^{+01}$	6,4	7,3	2,9	2,2	2,7	1,3	MJ primaria
Uso de recursos minerais	$2,0 \times 10^{-02}$	$4,2 \times 10^{-03}$	$6,8 \times 10^{-03}$	$1,6 \times 10^{-02}$	$4,5 \times 10^{-03}$	$2,7 \times 10^{-02}$	$4,6 \times 10^{-03}$	MJ adicional

Continuação da Tabela G.1

Midpoint	C-III				C-IV				Unidade
	Etanol 1G	Biodiesel	Etanol Lig.	Eletricidade	Etanol 1G	Biodiesel	Metanol Lig.	Eletricidade	
Carcinogênicos	$3,0 \times 10^{-03}$	$1,1 \times 10^{-03}$	$2,5 \times 10^{-03}$	$7,3 \times 10^{-04}$	$3,1 \times 10^{-03}$	$1,0 \times 10^{-03}$	$2,1 \times 10^{-03}$	$5,8 \times 10^{-04}$	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Não carcinogênicos	$4,0 \times 10^{-03}$	$3,3 \times 10^{-03}$	$3,1 \times 10^{-03}$	$1,5 \times 10^{-03}$	$4,1 \times 10^{-03}$	$3,2 \times 10^{-03}$	$2,5 \times 10^{-03}$	$1,2 \times 10^{-03}$	kg C ₂ H ₃ Cl eq
Efeitos Resp. inorgânicos	$1,8 \times 10^{-03}$	$1,0 \times 10^{-03}$	$5,0 \times 10^{-03}$	$1,2 \times 10^{-03}$	$1,7 \times 10^{-03}$	$9,3 \times 10^{-04}$	$3,9 \times 10^{-03}$	$8,3 \times 10^{-04}$	kg PM _{2.5} eq
Radiação ionizante	$7,9 \times 10^{-01}$	$1,8 \times 10^{-01}$	$7,2 \times 10^{-01}$	$1,8 \times 10^{-01}$	$8,4 \times 10^{-01}$	$1,7 \times 10^{-01}$	$6,2 \times 10^{-01}$	$1,4 \times 10^{-01}$	Bq C-14 eq
Depleção da camada de ozônio	$2,7 \times 10^{-08}$	$4,8 \times 10^{-09}$	$2,1 \times 10^{-08}$	$5,1 \times 10^{-09}$	$2,8 \times 10^{-08}$	$4,5 \times 10^{-09}$	$1,8 \times 10^{-08}$	$3,9 \times 10^{-09}$	kg CFC-11 eq
Efeitos Resp. orgânicos	$1,4 \times 10^{-04}$	$6,4 \times 10^{-05}$	$2,4 \times 10^{-04}$	$7,6 \times 10^{-05}$	$1,2 \times 10^{-04}$	$5,6 \times 10^{-05}$	$1,6 \times 10^{-04}$	$5,1 \times 10^{-05}$	kg C ₂ H ₄ eq
Ecotoxicidade aquática	$1,8 \times 10^{+01}$	$2,0 \times 10^{+01}$	$1,9 \times 10^{+01}$	9,6	$1,9 \times 10^{+01}$	$2,0 \times 10^{+01}$	$1,5 \times 10^{+01}$	8,1	kg TEG águ.
Ecotoxicidade terrestre	3,1	4,3	3,2	1,9	3,2	4,2	2,5	1,6	kg TEG sol.
Aci./nut. terrestre	$5,8 \times 10^{-02}$	$4,0 \times 10^{-02}$	$9,6 \times 10^{-02}$	$4,2 \times 10^{-02}$	$4,6 \times 10^{-02}$	$3,5 \times 10^{-02}$	$5,4 \times 10^{-02}$	$2,9 \times 10^{-02}$	kg SO ₂ eq
Ocupação do solo	$1,0 \times 10^{-02}$	$1,8 \times 10^{-03}$	$8,9 \times 10^{-03}$	$2,0 \times 10^{-03}$	$1,1 \times 10^{-02}$	$1,6 \times 10^{-03}$	$7,7 \times 10^{-03}$	$1,5 \times 10^{-03}$	m _{eq} ² ará. Org.
Acidificação aquática	$8,7 \times 10^{-03}$	$5,7 \times 10^{-03}$	$1,4 \times 10^{-02}$	$6,0 \times 10^{-03}$	$7,0 \times 10^{-03}$	$5,1 \times 10^{-03}$	$8,3 \times 10^{-03}$	$4,1 \times 10^{-03}$	kg SO ₂ eq
Eutrofização aquática	$9,8 \times 10^{-04}$	$3,3 \times 10^{-04}$	$1,1 \times 10^{-03}$	$3,0 \times 10^{-04}$	$1,1 \times 10^{-03}$	$3,1 \times 10^{-04}$	$9,6 \times 10^{-04}$	$2,3 \times 10^{-04}$	kg PO ₄ P-lim
Aquecimento global	$2,4 \times 10^{-01}$	$3,0 \times 10^{-01}$	$2,6 \times 10^{-01}$	$1,3 \times 10^{-01}$	$2,5 \times 10^{-01}$	$2,9 \times 10^{-01}$	$2,1 \times 10^{-01}$	$1,1 \times 10^{-01}$	kg CO ₂ eq
Energia não-renovável	2,2	2,0	2,2	$9,7 \times 10^{-01}$	2,3	2,0	1,8	$8,2 \times 10^{-01}$	MJ primaria
Uso de recursos minerais	$1,3 \times 10^{-02}$	$2,8 \times 10^{-03}$	$1,1 \times 10^{-02}$	$2,6 \times 10^{-03}$	$1,3 \times 10^{-02}$	$2,6 \times 10^{-03}$	$9,5 \times 10^{-03}$	$2,0 \times 10^{-03}$	MJ adicional

Anexo H - Características termodinâmicas do estudo de caso base

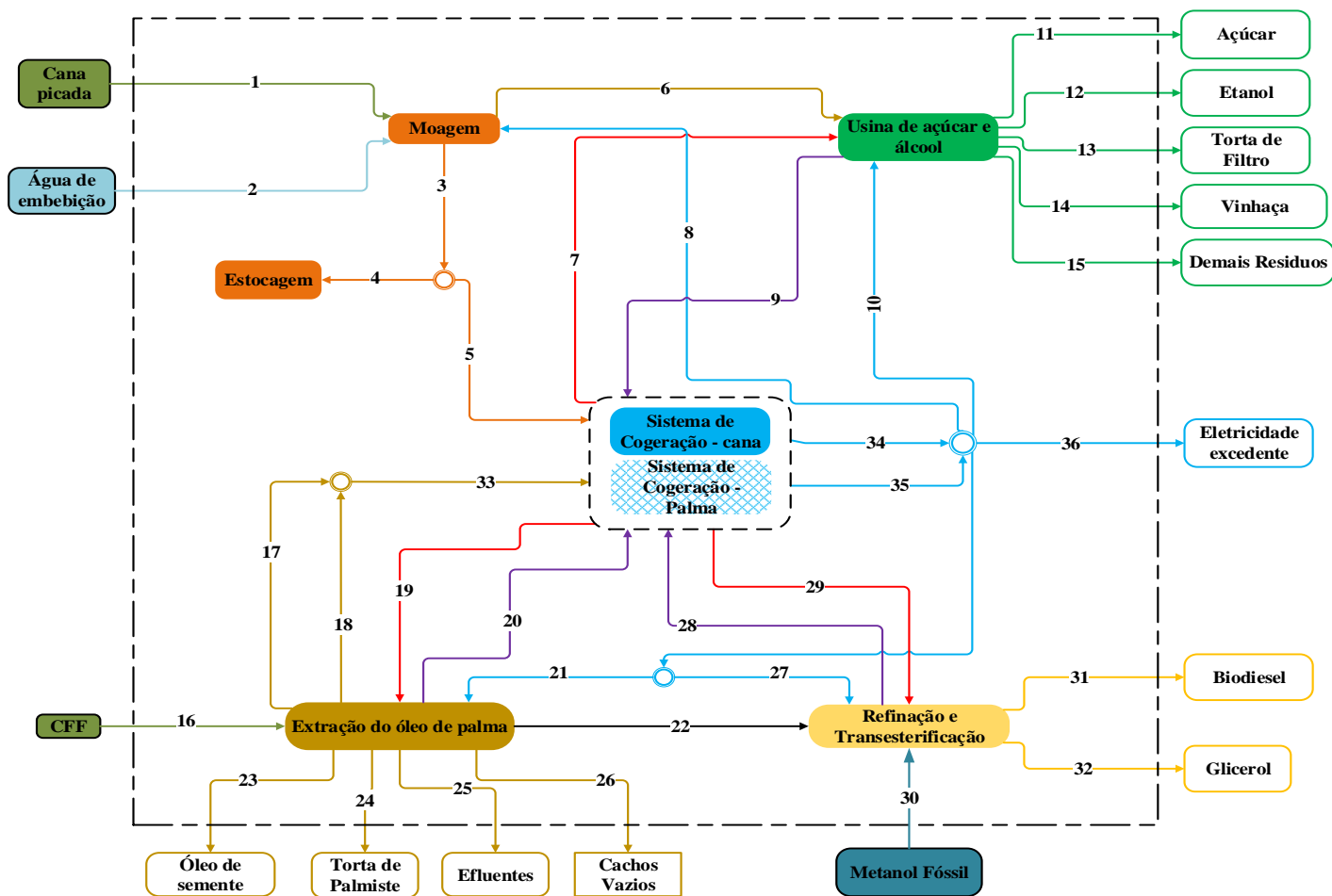


Figura H.1: Esquema da biorrefinaria integrada do C-I.

Tabela H.1: Dados para a Análise Energética e Exergética do Caso I.

Pontos	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
1	Cana Picada	555,56	1,01	25	-	-	5636,25	0	5636,25	3131,25
2	Água de Embebição	155	1,01	50	209,33	0,704	50	3,99	53,9	8,37
3	Bagaço Total	152,03	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1496,26
4	Bagaço para estocagem	15,20	1,01	25	-	-	9842	0	9842	149,63
5	Bagaço para S.C	136,83	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1346,63
6	Caldo	558,53	1,01	25	-	-	2751	0	2751,00	1536,51
7	Vapor Saturado	245,44	2,5	127,43	2704,67	-	7,048	527,78	607,87	278,74
8	E. elétrica - moagem	-	-	-	-	-	-	-	-	32
9	Vapor Condensado	245,44	2,5	25	535,37	1,607	50	60,80	110,804	27,20
10	E. elétrica - usina	-	-	-	-	-	-	-	-	36
11	Açúcar	36,25	1,01	25	-	-	451,60	38,54	490,14	6,67
12	Etanol	21,43	1,01	25	-	-	27.217	0	27217	583,29
13	Torta de Filtro	19,44	1,01	25	-	-	162	0	162	3,15
14	Vinhaça	341,59	1,01	25	-	-	84	0	84	28,69
15	Demais resíduos	22,44	1,01	25	-	-	451,6	0	451,6	10,14
16	CFE	27,78	1,01	25	-	-	13913,74	0	13913,74145	386,49
17	Casca	3,61	1,01	25	-	-	17058,82	0,00	17058,82	33,17
18	Fibra	1,94	1,01	25	-	-	14043,33	0,00	14043,33	50,71
19	Vapor Sat. extratora	13,89	4	143,6	2738,6	6,8959	527,78	687,14	1214,916243	16,87
20	Vapor Con. extratora	13,89	4	25	604,74	1,7766	50	79,60	129,60	1,80
21	E. elétrica - extratora	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
22	Óleo de palma	5,56	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	201,47
23	Óleo de semente	0,42	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	15,11
24	Torta de palmiste	0,69	1,01	25	-	-	15020	0,00	15020	10,43
25	Efluentes	9,44	1,01	25	-	-	790	0,00	790	7,46

Pontos	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
26	Cachos vazios	6,11	1,01	25	-	-	11150	0,00	11150	68,14
27	E. elétrica – refin+trans.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44
28	Vapor Con. – refin+trans.	3,13	2,5	127,4	2716,9	7,0527	527,78	618,69	1146,466323	3,59
29	Vapor Satu. – refin+trans.	3,13	2,5	25	535,37	1,607	50	60,79	110,79	0,35
30	Metanol Fóssil	0,61	1,01	25	-	-	22437	0	22437,00	13,70
31	Biodiesel	5,42	1,01	25	-	-	35550	0	35550	192,66
32	Glicerol	0,63	1,01	25	-	-	22300	0	22300	14,07
33	Mix – Fib. + cas.	5,56	1,01	25	-	-				
34	Eletricidade S.C cana	-	-	-	-	-	-	-	-	205,1
35	Eletricidade S.C palma	-	-	-	-	-	-	-	-	19,9
36	Eletricidade Excedente	-	-	-	-	-	-	-	-	142,9

Anexo I - Características termodinâmicas do estudo de caso II

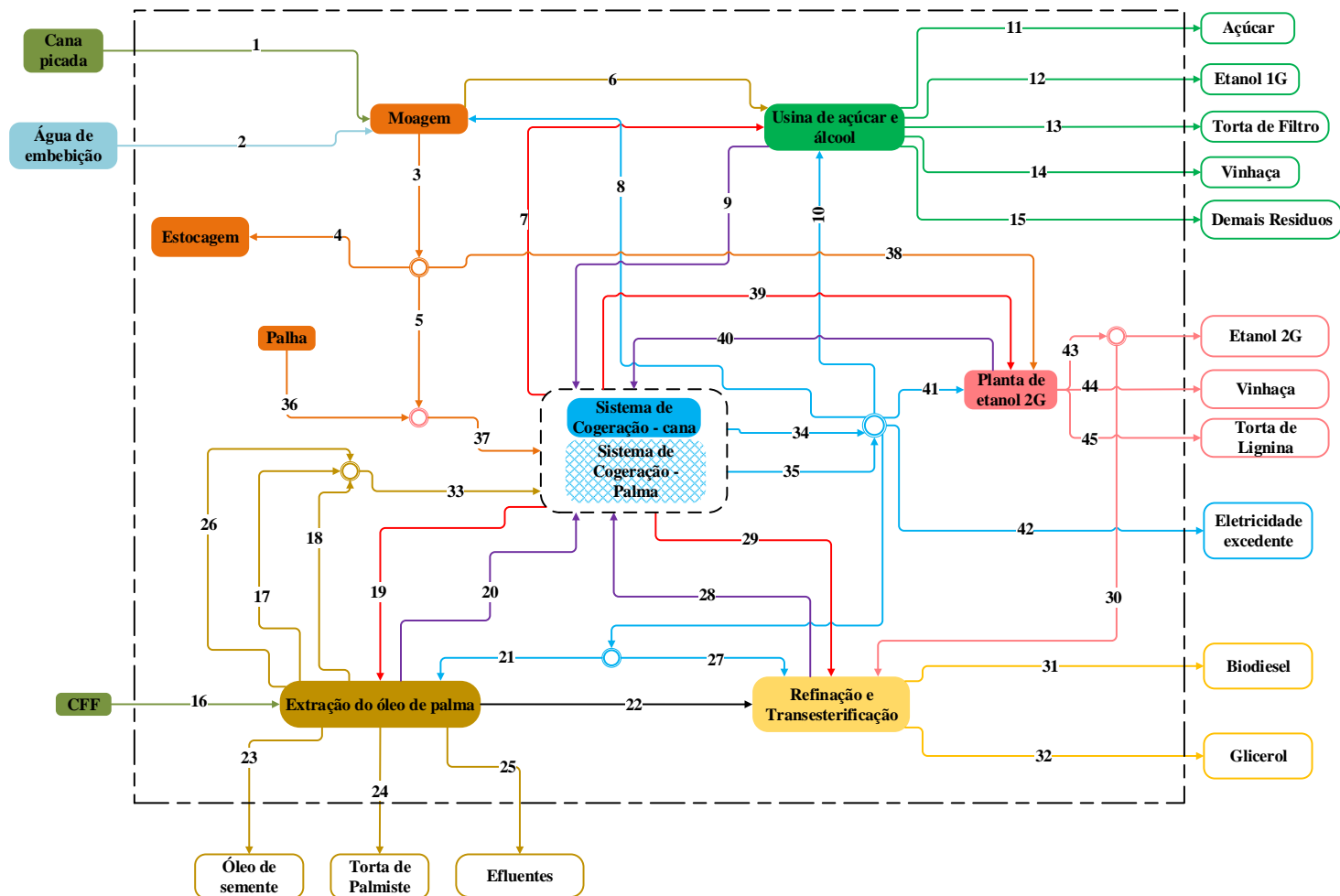


Figura I.1: Esquema da biorrefinaria integrada do C-II.

Tabela I.1: Dados para a Análise Energética e Exergética do Caso II.

N°	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
1	Cana Picada	555,56	1,01	25	-	-	5636,25	0	5636,25	3131,25
2	Água de Embebição	155	1,01	50	209,33	0,704	50	3,99	53,9	8,37
3	Bagaço Total	152,03	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1496,26
4	Bagaço para estocagem	15,20	1,01	25	-	-	9842	0	9842	149,63
5	Bagaço para S.C	136,83	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1346,63
6	Caldo	558,53	1,01	25	-	-	2751	0	2751,00	1536,51
7	Vapor Saturado	245,44	2,5	127,43	2704,67	-	7,048	527,78	607,87	278,74
8	E. elétrica - moagem	-	-	-	-	-	-	-	-	32
9	Vapor Condensado	245,44	2,5	25	535,37	1,607	50	60,80	110,804	27,20
10	E. elétrica - usina	-	-	-	-	-	-	-	-	36
11	Açúcar	36,25	1,01	25	-	-	451,60	38,54	490,14	6,67
12	Etanol	21,43	1,01	25	-	-	27.217	0	27217	583,29
13	Torta de Filtro	19,44	1,01	25	-	-	162	0	162	3,15
14	Vinhaça	341,59	1,01	25	-	-	84	0	84	28,69
15	Demais resíduos	22,44	1,01	25	-	-	451,6	0	451,6	10,14
16	CFE	27,78	1,01	25	-	-	13913,74	0	13913,74145	386,49
17	Casca	3,61	1,01	25	-	-	17058,82	0,00	17058,82	33,17
18	Fibra	1,94	1,01	25	-	-	14043,33	0,00	14043,33	50,71
19	Vapor Sat. extratora	13,89	4	143,6	2738,6	6,8959	527,78	687,14	1214,916243	16,87
20	Vapor Con. extratora	13,89	4	25	604,74	1,7766	50	79,60	129,60	1,80
21	E. elétrica - extratora	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
22	Óleo de palma	5,56	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	201,47
23	Óleo de semente	0,42	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	15,11
24	Torta de palmiste	0,69	1,01	25	-	-	15020	0,00	15020	10,43

N°	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
25	Efluentes	9,44	1,01	25	-	-	790	0,00	790	7,46
26	Cachos vazios	6,11	1,01	25	-	-	11150	0,00	11150	68,14
27	E. elétrica – refin+trans.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44
28	Vapor Con. – refin+trans.	3,13	2,5	127,4	2716,9	7,0527	527,78	618,69	1146,466323	3,59
29	Vapor Satu. – refin+trans.	3,13	2,5	25	535,37	1,607	50	60,79	110,79	0,35
30	Etanol	0,94	1,01	25	-	-	29.470	0	29470,37	27,69
31	Biodiesel	5,42	1,01	25	-	-	35550	0	35550	192,66
32	Glicerol	0,63	1,01	25	-	-	22300	0	22300	14,07
33	Mix – Fib. + cas.+ CV	5,56	1,01	25	-	-				
34	Eletricidade S.C cana	-	-	-	-	-	-	-	-	239,3
35	Eletricidade S.C palma	-	-	-	-	-	-	-	-	31,2
36	Palha	27,22	1,01	25		-	15121	0	15121	411,63
37	Mix pal + bag	127,10	1,01	25	-					
38	Bagaço para planta 2G	36,94	1,01	25		-	9842	0	9842	363,61
39	Vapor Satu. 35	6,28	35	242,6	2803,4	6,1253	981,70	1509,48	9472,29	9,47
	Vapor Satu. 2.5	25,36	2,5	127,43	2704,67	607,87	607,87	1135,65	28802,60	28,08
40	Vapor Con. 35	6,28	35	242,6	1049,8	2,7253	50	241,81	291,81	1,83
	Vapor Con. 2.5	25,36	2,5	127,43	535,37	1,607	50	60,80	110,80	2,81
41	Eletricidade P. Eta 2G	-	-	-	-	-	-	-	-	12,30
42	Eletricidade Excedente	-	-	-	-	-	-	-	-	178,8
43	Etanol 2G exc.	4,36	1,01	25		-	27.217	0	27.217	118,61
44	Vinhaça 2G	18,70	1,01	25		-	84	0	84	1,57
45	Torta de Lig. 2G	4,06	1,01	25		-	28159,19	0	10.802	43,90

Anexo J - Características termodinâmicas do estudo de caso III

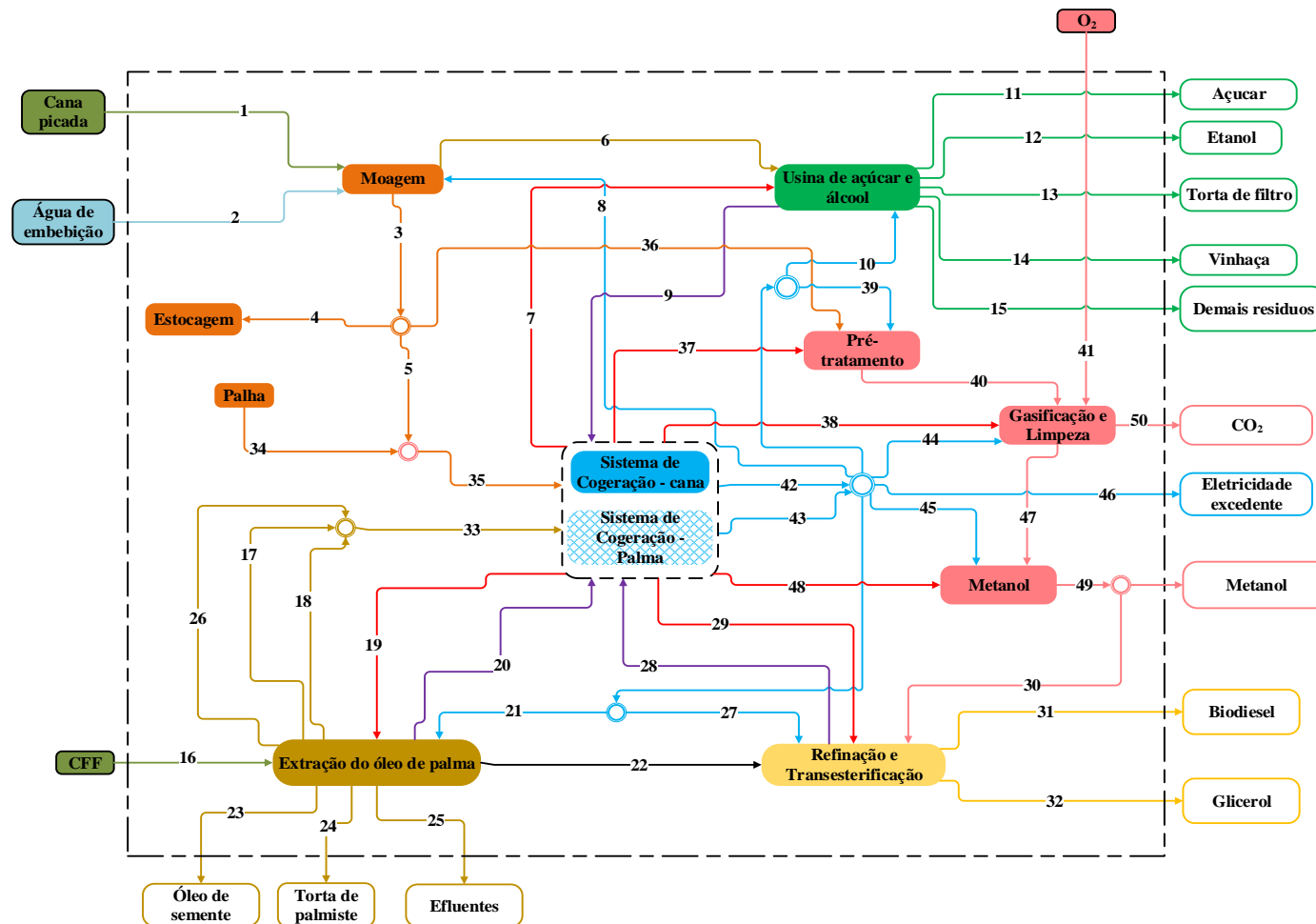


Figura J.1: Esquema da biorrefinaria integrada do C-III.

Tabela J.1: Dados para a Análise Energética e Exergética do Caso III.

Nº	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
1	Cana Picada	555,56	1,01	25	-	-	5636,25	0	5636,25	3131,25
2	Água de Embebição	155	1,01	50	209,33	0,704	50	3,99	53,9	8,37
3	Bagaço Total	152,03	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1496,26
4	Bagaço para estocagem	15,20	1,01	25	-	-	9842	0	9842	149,63
5	Bagaço para S.C	136,83	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1346,63
6	Caldo	558,53	1,01	25	-	-	2751	0	2751,00	1536,51
7	Vapor Saturado	245,44	2,5	127,43	2704,67	-	7,048	527,78	607,87	278,74
8	E. elétrica - moagem	-	-	-	-	-	-	-	-	32
9	Vapor Condensado	245,44	2,5	25	535,37	1,607	50	60,80	110,804	27,20
10	E. elétrica - usina	-	-	-	-	-	-	-	-	36
11	Açúcar	36,25	1,01	25	-	-	451,60	38,54	490,14	6,67
12	Etanol	21,43	1,01	25	-	-	27.217	0	27217	583,29
13	Torta de Filtro	19,44	1,01	25	-	-	162	0	162	3,15
14	Vinhaça	341,59	1,01	25	-	-	84	0	84	28,69
15	Demais resíduos	22,44	1,01	25	-	-	451,6	0	451,6	10,14
16	CFE	27,78	1,01	25	-	-	13913,74	0	13913,74145	386,49
17	Casca	3,61	1,01	25	-	-	17058,82	0,00	17058,82	33,17
18	Fibra	1,94	1,01	25	-	-	14043,33	0,00	14043,33	50,71
19	Vapor Sat. extratora	13,89	4	143,6	2738,6	6,8959	527,78	687,14	1214,916243	16,87
20	Vapor Con. extratora	13,89	4	25	604,74	1,7766	50	79,60	129,60	1,80
21	E. elétrica - extratora	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
22	Óleo de palma	5,56	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	201,47
23	Óleo de semente	0,42	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	15,11

Nº	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
24	Torta de palmiste	0,69	1,01	25	-	-	15020	0,00	15020	10,43
25	Efluentes	9,44	1,01	25	-	-	790	0,00	790	7,46
26	Cachos vazios	6,11	1,01	25	-	-	11150	0,00	11150	68,14
27	E. elétrica – refin+trans.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44
28	Vapor Con. – refin+trans.	3,13	2,5	127,4	2716,9	7,0527	527,78	618,69	1146,466323	3,59
29	Vapor Satu. – refin+trans.	3,13	2,5	25	535,37	1,607	50	60,79	110,79	0,35
30	Metanol ligno.	0,61	1,01	25	-	-	22437	0	22437,00	13,70
31	Biodiesel	5,42	1,01	25	-	-	35550	0	35550	192,66
32	Glicerol	0,63	1,01	25	-	-	22300	0	22300	14,07
33	Mix – Fib. + cas.+ CV	5,56	1,01	25	-	-				
34	Palha	27,22	1,01	25		-	15121	0	15121	411,63
35	Mix pal + bag	127,10	1,01	25	-					
36	Bagaço p/ pré-trat.	36,94	1,01	25		-	9842	0	9842	363,61
37	Gases de Combustão in	338,85	1,01	215	871,57	-	112,27	52,93	165,20	55,98
	Gases de Combustão out	338,85	1,01	110	750,67			16,41	128,68	43,60
38	Vap. Satu. Gasificação	5,82	2,5	600	3704,4	8,6759	50	1122,24	1172,24	6,83
39	Ele. p/ Pré-tratamento	-	-	-	-	-	-	-	-	5,9
40	Bagaço torrefado	14,56	1,01	25			22146,77	0	22146,77	322,47
41	O ₂	6,08	2,5	600	843,89	-	248,125	259,16	507,29	3,09
42	Eletricidade S.C cana	-	-	-	-	-	-	-	-	247,8
43	Eletricidade S.C palma	-	-	-	-	-	-	-	-	31,2
44	Ele. Para gasificação	-	-	-	-	-	-	-	-	25,6
45	Ele. Para Sint. MEOH	-	-	-	-	-	-	-	-	13,7
46	Eletricidade Excedente	-	-	-	-	-	-	-	-	131,8
47	Gás de síntese limpo	23,28	2,5	165	-	-	11949,74	187,81	12137,55	282,59

N°	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
48	Vap. Satu. Sint. MeOH	8,67	2,5	165	2764,6	7,2436	50	609,48	659,48	5,72
49	Metanol ligno.	8,26	1,01	25		-	22437	0	22437,00	185,24
50	CO ₂	21,11	2,5	165	505,84	-	451,49	75,60	527,09	11,13

Anexo K - Características termodinâmicas do estudo de caso IV

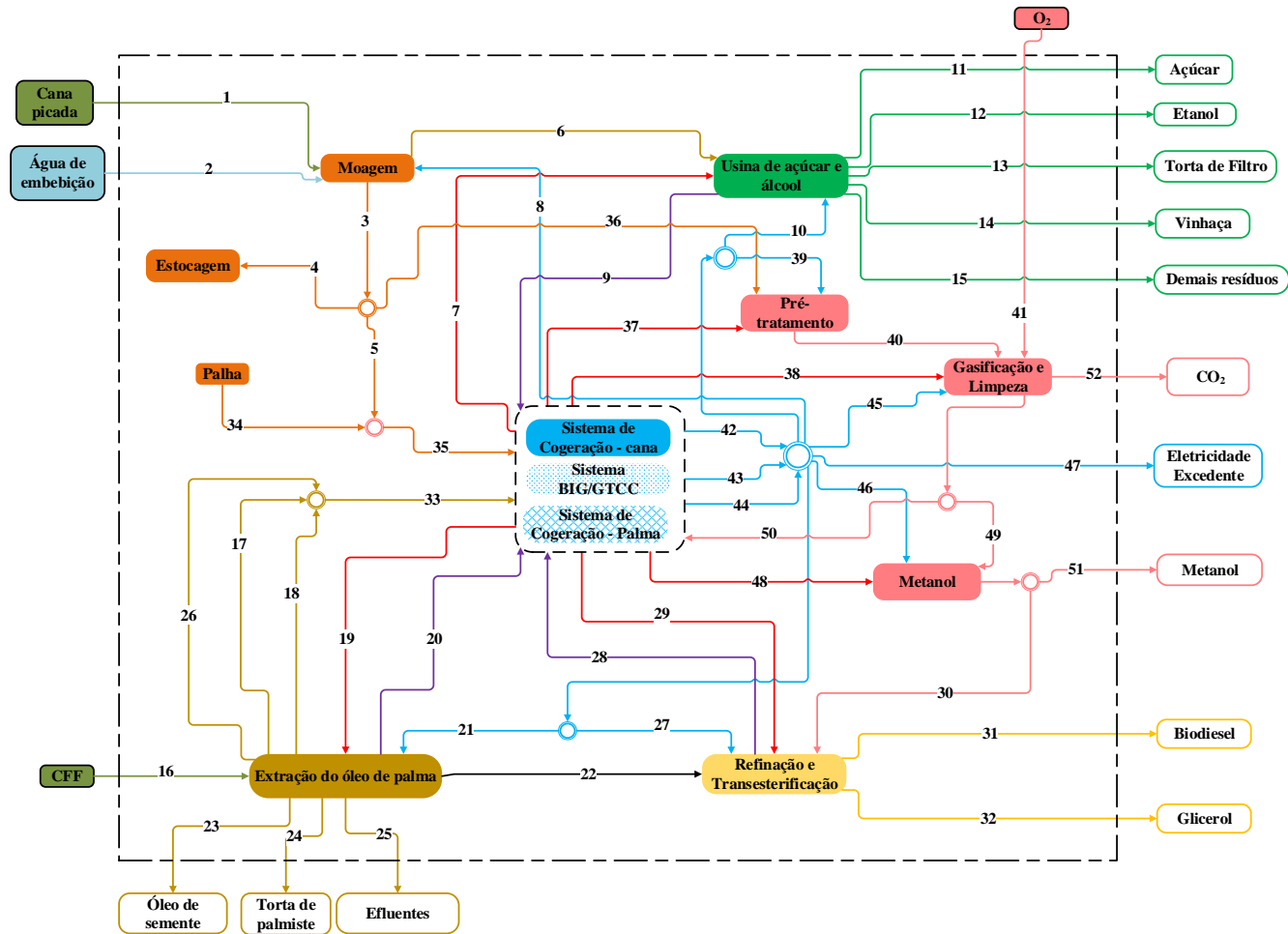


Figura K.1: Esquema da biorrefinaria integrada do C-IV.

Tabela K.1: Dados para a Análise Energética e Exergética do Caso IV.

N°	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
1	Cana Picada	555,56	1,01	25	-	-	5636,25	0	5636,25	3131,25
2	Água de Embebição	155	1,01	50	209,33	0,704	50	3,99	53,9	8,37
3	Bagaço Total	152,03	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1496,26
4	Bagaço para estocagem	15,20	1,01	25	-	-	9842	0	9842	149,63
5	Bagaço para S.C	136,83	1,01	25	-	-	9842	0	9842	1346,63
6	Caldo	558,53	1,01	25	-	-	2751	0	2751,00	1536,51
7	Vapor Saturado	245,44	2,5	127,43	2704,67	-	7,048	527,78	607,87	278,74
8	E. elétrica - moagem	-	-	-	-	-	-	-	-	32
9	Vapor Condensado	245,44	2,5	25	535,37	1,607	50	60,80	110,804	27,20
10	E. elétrica - usina	-	-	-	-	-	-	-	-	36
11	Açúcar	36,25	1,01	25	-	-	451,60	38,54	490,14	6,67
12	Etanol	21,43	1,01	25	-	-	27.217	0	27217	583,29
13	Torta de Filtro	19,44	1,01	25	-	-	162	0	162	3,15
14	Vinhaça	341,59	1,01	25	-	-	84	0	84	28,69
15	Demais resíduos	22,44	1,01	25	-	-	451,6	0	451,6	10,14
16	CFF	27,78	1,01	25	-	-	13913,74	0	13913,74145	386,49
17	Casca	3,61	1,01	25	-	-	17058,82	0,00	17058,82	33,17
18	Fibra	1,94	1,01	25	-	-	14043,33	0,00	14043,33	50,71
19	Vapor Sat. extratora	13,89	4	143,6	2738,6	6,8959	527,78	687,14	1214,916243	16,87
20	Vapor Con. extratora	13,89	4	25	604,74	1,7766	50	79,60	129,60	1,80
21	E. elétrica - extratora	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9
22	Óleo de palma	5,56	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	201,47
23	Óleo de semente	0,42	1,01	25	-	-	36264,61	0,00	36264,61	15,11
24	Torta de palmiste	0,69	1,01	25	-	-	15020	0,00	15020	10,43

Nº	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
25	Efluentes	9,44	1,01	25	-	-	790	0,00	790	7,46
26	Cachos vazios	6,11	1,01	25	-	-	11150	0,00	11150	68,14
27	E. elétrica – refin+trans.	-	-	-	-	-	-	-	-	0,44
28	Vapor Con. – refin+trans.	3,13	2,5	127,4	2716,9	7,0527	527,78	618,69	1146,466323	3,59
29	Vapor Satu. – refin+trans.	3,13	2,5	25	535,37	1,607	50	60,79	110,79	0,35
30	Metanol ligno.	0,61	1,01	25	-	-	22437	0	22437,00	13,70
31	Biodiesel	5,42	1,01	25	-	-	35550	0	35550	192,66
32	Glicerol	0,63	1,01	25	-	-	22300	0	22300	14,07
33	Mix – Fib. + cas.+ CV	5,56	1,01	25	-	-				
34	Palha	11,69	1,01	25	-	-	15121	0	15121	176,83
35	Mix pal + bag	111,59	1,01	25	-	-				
36	Bagaço p/ pré-trat.	36,94	1,01	25		-	9842	0	9842	363,61
37	Gases de Combustão in	338,85	1,01	215	871,57	-	112,27	52,93	165,20	55,98
	Gases de Combustão out	338,85	1,01	110	750,67	-		16,41	128,68	43,60
38	Vap. Satu. Gasificação	5,82	2,5	600	3704,4	8,6759	50	1122,24	1172,24	6,83
39	Ele. p/ Pré-tratamento	-	-	-	-	-	-	-	-	5,9
40	Bagaço torrefado	14,56	1,01	25			22146,77	0	22146,77	322,47
41	O ₂	6,08	2,5	600	843,89	-	248,125	259,16	507,29	3,09
42	Eletricidade S.C cana	-	-	-	-	-	-	-	-	190,3
43	Eletricidade BIG/GT	-	-	-	-	-	-	-	-	92,2
44	Eletricidade S.C palma									31,2
45	Ele. Para gasificação	-	-	-	-	-	-	-	-	25,6
46	Ele. Para Sinte. MEOH	-	-	-	-	-	-	-	-	6,8
47	Eletricidade Excedente	-	-	-	-	-	-	-	-	181,9

N°	Elemento Considerado	Fluxo Mássico (kg/s)	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Entalpia (kJ/kg)	Entropia (kJ/kg.K)	Exergia Química Específica (kJ/kg)	Exergia Física Específica (kJ/kg)	Exergia Específica Total (kJ/kg)	Exergia (MW)
48	Vap. Satu. Sint. MeOH	8,67	2,5	165	2764,6	7,2436	50	609,48	659,48	5,72
49	GSL – Sínte. MEOH	11,64	2,5	165	-	-	5974,87	187,81	6162,68	71,7
50	GSL – BIG/GT	11,64	2,5	165	-	-	5974,87	187,81	6162,68	71,7
51	Metanol ligno.	4,13	1,01	25	-	-	22409	0	22409	92,51
52	CO ₂	21,11	2,5	165	505,84	-	451,49	75,60	527,09	11,13

Anexo L - Limites dos Sistemas avaliados.

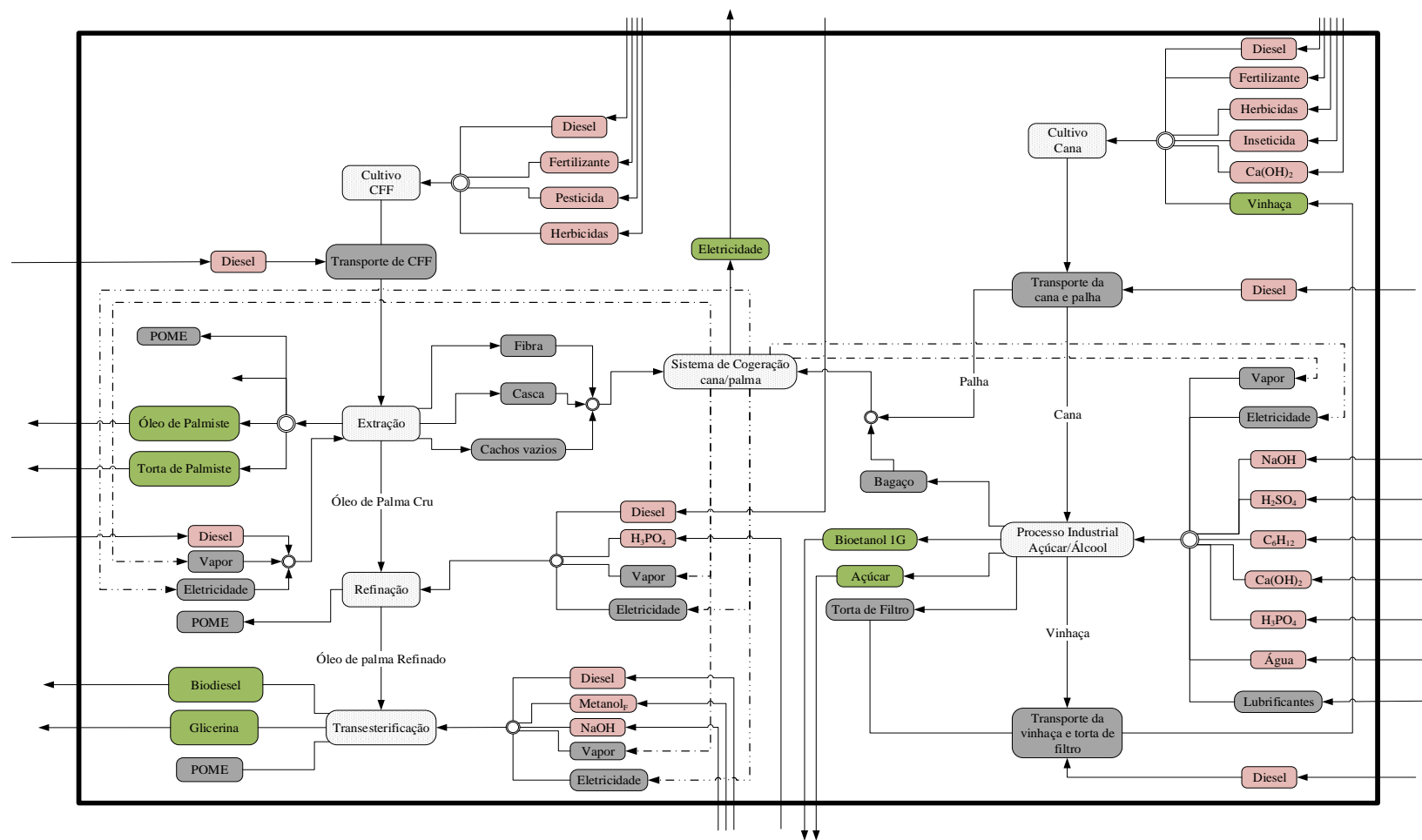


Figura L.1: Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-I.

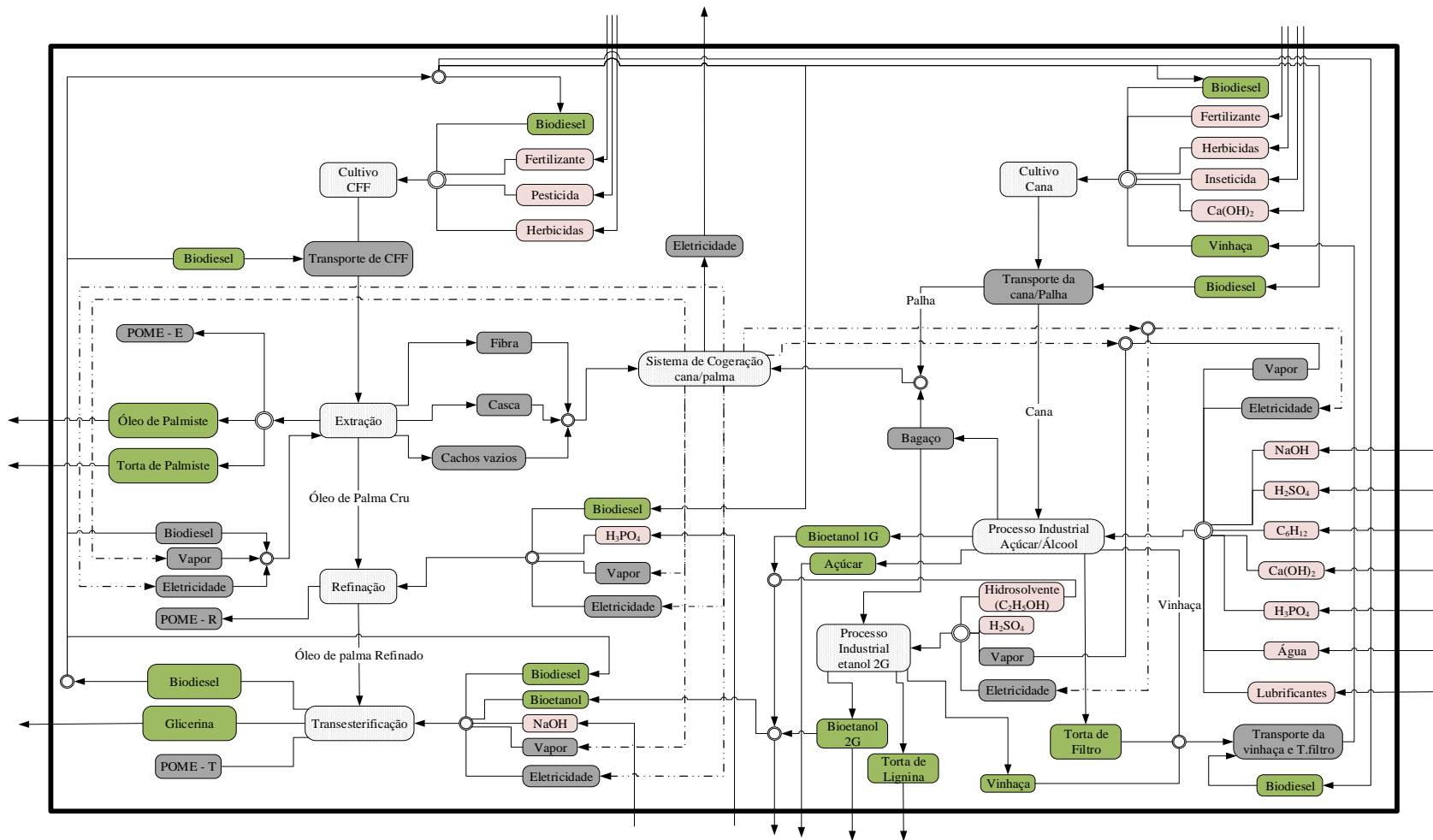


Figura L.2: : Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-II.

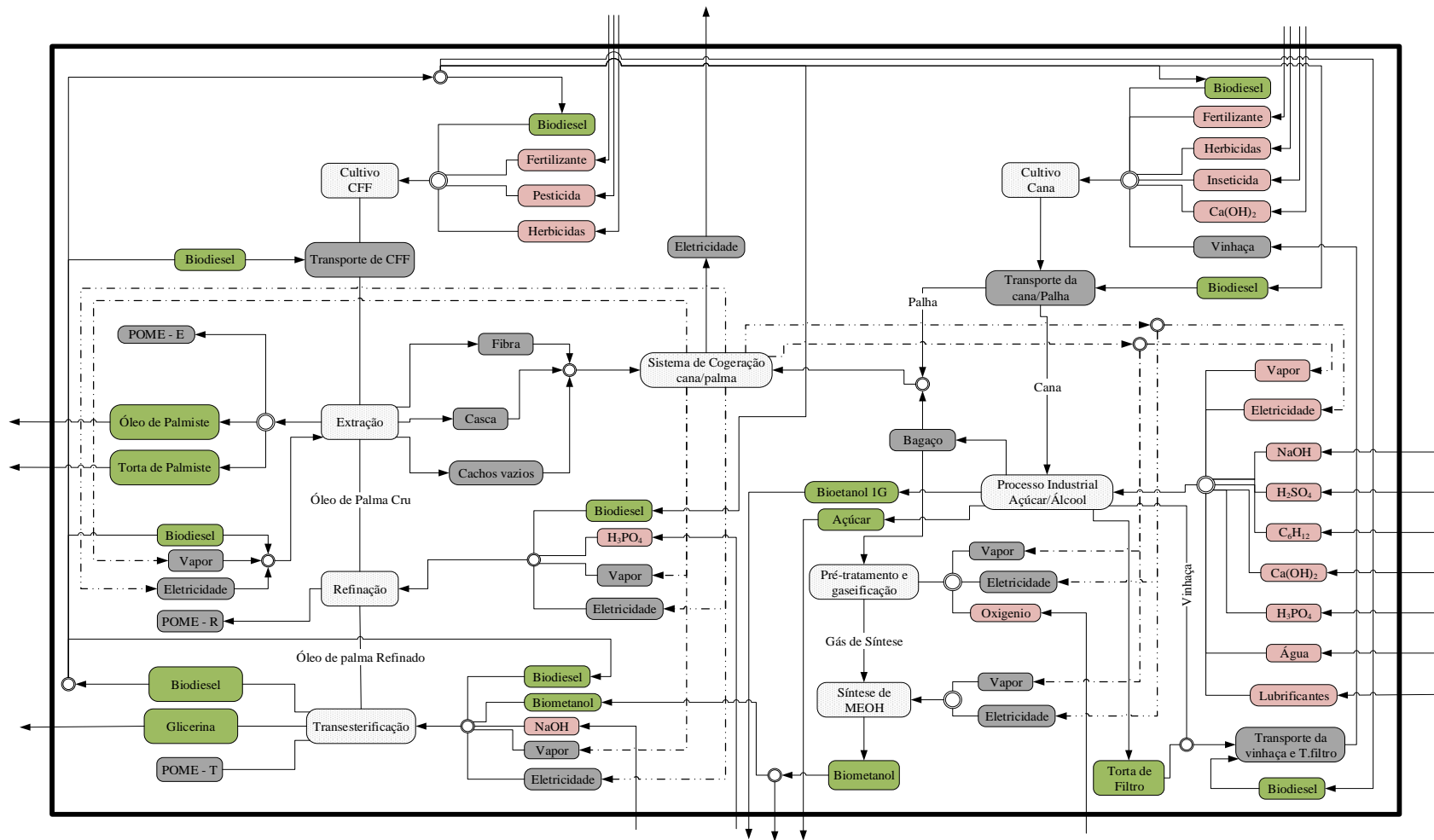


Figura L.3: Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-III.

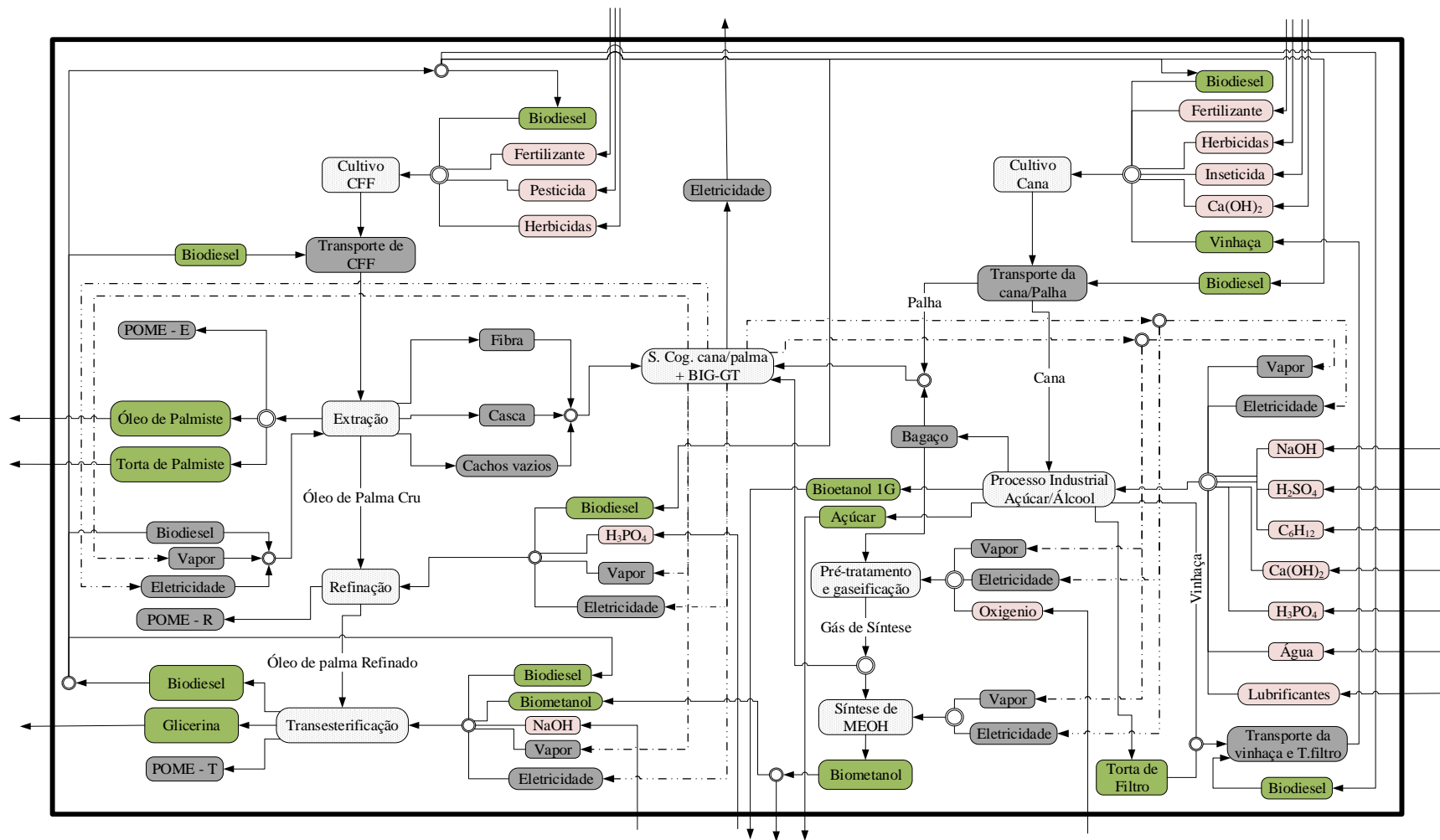


Figura L.4: Limite do sistema dos complexos de biorrefinaria que utilizam cana e palma, C-IV.