

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação do impacto energético e ambiental da  
cogeração no balanço energético e no ciclo de vida do  
biodiesel de óleo de palma africana**

**Autor: Edgar Eduardo Yáñez Angarita**

**Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora.**

**Co-Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.**

Itajubá, Março de 2008.

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação do impacto energético e ambiental da  
cogeração no balanço energético e no ciclo de vida do  
biodiesel de óleo de palma africana**

**Autor: Edgar Eduardo Yáñez Angarita**

**Orientador: Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora.**

**Co-Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.**

**Curso: Mestrado em Engenharia Mecânica**

**Área de Concentração: Conversão de Energia**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Itajubá, Março de 2008.

M.G. – Brasil

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO**

**Avaliação do impacto energético e ambiental da  
cogeração no balanço energético e no ciclo de vida do  
biodiesel de óleo de palma africana**

Autor: **Edgar Eduardo Yáñez Angarita**

Orientador: **Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora.**

Co-Orientador: **Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.**

Composição da Banca Examinadora:

**Prof. Dra. Cássia Maria Lie Ugaya-UTFPR**

**Prof. Dr. Luis Augusto Horta Nogueira – IEM/UNIFEI**

**Prof. Dr. Osvaldo Jose Venturini - IEM/UNIFEI**

**Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora, Presidente - IEM/UNIFEI**

## **Dedicatória**

*A meus pais Carlos Eduardo e Maria Stella*

*A meu irmão Carlos Eleazar*

*E claro, a ti, meu amor, Nubia.*

## **Agradecimentos**

- A CNPq, através do Projeto RECOMBIO, pelo apoio financeiro.
- A Cenipalma pelo apoio e por acreditar na formação continua dos seus profissionais.
- Ao meu Orientador, Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora, pela amizade, orientação e pelo apoio na realização de uma das minhas metas.
- Ao Prof. Dr. Osvaldo José Venturini, meu co-orientador pelo apoio e orientação.
- Ao grupo de trabalho do NEST, e do Instituto de Engenharia Mecânica da UNIFEI, representado pelos seus dedicados professores, funcionários, e companheiros.
- Ao Eng. Sergio Amaya e à Sra Elcy e sua família, da qual me fizeram sentir parte, pela motivação e apoio continuo na realização deste sonho.

## Resumo

**YÁÑEZ, A. E. E. (2008)**, *Avaliação do impacto energético e ambiental da cogeração no balanço energético e no ciclo de vida do biodiesel de óleo de dendê*, Itajubá, 246p. Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

A produção de biodiesel de óleo de palma apresenta importantes vantagens sobre o balanço energético e o esgotamento de recursos energéticos não renováveis em relação a outras fontes bioenergéticas. Entre outros aspectos, esta vantagem está baseada no alto rendimento de óleo por hectare (4000-6500 kg ha<sup>-1</sup>ano<sup>-1</sup>), mínima mecanização e à ausência de produtos químicos usados nos processos de extração e refinação do óleo. A biomassa gerada no processo de extração representa 42% do peso dos cachos de fruto de palma (CFF), equivalente a 8240 kg ha<sup>-1</sup>ano<sup>-1</sup> de biomassa e 392 kg ha<sup>-1</sup>year<sup>-1</sup> de biogás com 55% de metano na composição. O objetivo deste trabalho foi avaliar o impacto da cogeração no ciclo de vida do biodiesel de óleo de palma, pela utilização da biomassa na geração de eletricidade com altos parâmetros de vapor e tecnologias modernas. Vários esquemas térmicos de cogeração com a utilização de turbinas de Condensação-Extração e caldeiras de alta pressão, foram simulados usando o software *Gatecycle* v. 5.0.1. Esses resultados foram considerados no ciclo de vida (CV) do biodiesel, usando o software *SimaPro* v 7.0.1. A análise foi feita do berço ao portão, considerando as etapas agrícola, extração de óleo, refinação, transesterificação e transporte, para uma unidade funcional de 1 kg de biodiesel, utilizando como método de análise (AICV) o *Impact 2002+*. Este estudo estabeleceu um potencial de 124,8 GJ ha<sup>-1</sup> ano<sup>-1</sup> a partir da biomassa gerada no processo de extração de óleo, um índice de geração de eletricidade que pode atingir 200 kWh ano<sup>-1</sup>. A relação energética Output/Input para o biodiesel de óleo de palma foi de 5,95, sendo até 3,5 vezes maior do que outros biodiesel. O Metanol é responsável pelo 37% do impacto ambiental no ciclo de vida do biodiesel, seguido pelo Nitrogênio do fertilizante com 25% e o transporte com o 14%. O benefício principal na produção do biodiesel está focado na redução dos efeitos nas Mudanças climáticas. O processo de cogeração permite reduzir o 148% do impacto no Uso do Solo, 17% no consumo de energias não renováveis, 7,6% o aquecimento global e um 33% o esgotamento da camada de ozônio entre outros aspectos positivos em relação ao processo de produção convencional do biodiesel.

### **Palavras-chave**

Cogeração, Avaliação do Ciclo de Vida, Biodiesel, Óleo de palma, *SimaPro*, *Gatecycle*.

## Abstract

**YÁÑEZ, A. E. E. (2008)**, *Energetic and Environmental impact of Cogeneration on energy balance and life cycle assessment of Palm Oil Biodiesel*. Itajubá, 246p. Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

The production of biodiesel out of palm oil presents remarkable advantages on the net primary energy gain, concerning depletable energy resources in relation to other bio-energetic sources. Among other aspects, this advantage is based on its greater oil yield by hectare (4000-6500 kg ha<sup>-1</sup>year<sup>-1</sup>), its minimum mechanization and the absence of chemical products used for extracting and refining the palm oil. Biomass residues resulting from oil extraction reaches 42% of the weight of the fresh fruit bunch (FFB), equivalent to 8240 kg ha<sup>-1</sup>year<sup>-1</sup> of biomass and 392 kg ha<sup>-1</sup>year<sup>-1</sup> of biogas with 55% of methane. The objective of this work was to evaluate the impact of a biomass fueled cogeneration system over the life cycle assessment (LCA) for palm oil biodiesel, by introducing of some residues of the oil extraction process to generate electricity from steam with high parameters and modern technologies. Several efficient thermal schemes for co-generation in the palm oil industry, with a condensing-extraction turbine, high pressure boilers were simulated by using *Gatecycle software version 5.0.1*. These results were considered in the biodiesel production life cycle assessment, by using *SimaPro software version 7.01*. The LCA was carried out from “cradle to gate”, considering the stages of agricultural, extraction, refining, trans-esterification and transport for a functional unit of a 1 kg of biodiesel, using for the analysis the method Impact 2002+. This study established a potential of 124.8 GJ ha<sup>-1</sup> year<sup>-1</sup> from biomass and an electricity generation index up to 200 kWh tonne<sup>-1</sup> FFB, with a full use of residues. The Output/Input energy ratio for the palm oil biodiesel reaches values up to 5.95, almost 3.5 greater than others biodiesel out of vegetable oils. The methanol was established as the principal factor responsible of the environmental impact of biodiesel, with a 37% of a total impact, follow by Nitrogen and transport with 25% and 14% respectively. The benefits of biodiesel production are mainly focus on climatic change. The cogeneration process allow to reduce a 148% the Land use impact, a 17% the non renewable energy consume, an 7,6% the global warning and 33% the ozone layer depletion among other positive effects.

**Keywords:** Cogeneration, Life Cycle Assessment, Biodiesel, Palm Oil, SimaPro, Gatecycle

**Sumário**

<b>DEDICATÓRIA</b>	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMENTOS</b>	<b>V</b>
<b>RESUMO</b>	<b>VI</b>
<b>ABSTRACT</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>X</b>
<b>SIMBOLOGIA</b>	<b>XIII</b>
<b>LETRAS GREGAS E LATINAS</b>	<b>XIII</b>
<b>ABREVIATURAS</b>	<b>XIII</b>
<b>SIGLAS</b>	<b>XVII</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>XIX</b>
Objetivo Principal: -----	xix
Objetivos Secundários:-----	xix
<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 SITUAÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL -----	1
1.2 A BIO-ENERGIA -----	2
1.3 O BIODIESEL -----	4
1.4 ASPECTOS AMBIENTAIS DOS BIOCOMBUSTÍVEIS-----	8
1.5 A COGERAÇÃO NAS USINAS DE EXTRAÇÃO DE ÓLEO DE DENDÊ-----	11
1.6 CONTEÚDO-----	15
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>17</b>
<b>ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGÍAS ENVOLVIDAS NO ESTUDO</b>	<b>17</b>
2.1 ÓLEO DE PALMA -----	17
2.1.1 Composição química -----	19
2.1.2 Estatísticas do óleo de Palma-----	20
2.1.3 Processos e Produtos do Óleo de Palma -----	22
2.2 COGERAÇÃO-----	23
2.2.1 Definição-----	23
2.2.2 Vantagens da cogeração-----	25

2.2.3 Ciclos de potência-----	25
2.2.4 Tecnologias de cogeração-----	29
2.2.5 Sistemas de cogeração com turbinas a vapor-----	31
2.2.6 Impacto ambiental da Cogeração -----	36
2.3 PRODUÇÃO DE BIODIESEL -----	37
2.4 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)-----	43
2.4.1 Guia e marco metodológico na ACV – ISO 14040-----	43
2.4.2 Conceitos básicos no Inventário do Ciclo de Vida (ICV) – ISO 14041 -----	46
2.4.3 Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida-ISO 14042 -----	47
2.4.4 Interpretação da Avaliação do Ciclo de Vida - ISO 14043-----	49
2.4.5 Definição e conceitos do ACV para biocombustíveis-----	50
2.4.6 Principais impactos sobre a atmosfera considerados pela ACV num sistema energético -----	54
2.4.7 Balanço Energético na produção de biocombustíveis-----	55
2.4.8 Eficiência Energética do ciclo de vida -----	56
2.4.9 Comparação da ACV para o Biodiesel de soja vs Diesel Fóssil-----	58
<b>CAPÍTULO 3</b> _____	<b>63</b>
<b>METODOLOGIA E CONSIDERAÇÕES</b> _____	<b>63</b>
3.1 MODELAGEM DO ESQUEMA TÉRMICO DA COGERAÇÃO -----	63
3.1.1 Considerações gerais -----	63
3.1.2 Definição do esquema térmico -----	65
3.1.3 Caracterização do combustível-----	68
3.2 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO do esquema térmico -----	70
3.2.1 Software GateCycle -----	70
3.3 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS COM <i>O SOFTWARE GATECYCLE</i> -----	72
3.3.1 Caldeira -----	73
3.3.2 Turbina a vapor-----	76
3.3.3 Condensador-----	77
3.3.4 Torre de Resfriamento-----	80
3.3.5 Desaerador -----	82
3.3.6 Trocador de calor -----	83
3.3.7 Bombas-----	85
3.4 CENÁRIOS DE COGERAÇÃO AVALIADOS -----	86
3.4.1 Misturas de biomassa utilizadas como combustível-----	86

3.4.2 Parâmetros de geração e uso do vapor -----	87
3.5 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DA ACV -----	87
3.5.1 O <i>software SimaPro</i> -----	88
3.5.2 Seleção dos métodos e categorias de impacto-----	89
3.6 BASES DE DADOS E CONSIDERAÇÕES FEITAS NA MODELAGEM DO ACV	94
3.6.1 Considerações na modelagem do ACV da Etapa Agrícola-----	94
3.6.2 Considerações na modelagem do ACV na Extração de óleo-----	96
3.6.3 Considerações na modelagem do ACV na Refinação de óleo -----	98
3.6.4 Considerações na modelagem do ACV na Transesterificação de óleo-----	99
<b>CAPÍTULO 4</b> _____	<b>101</b>
<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> _____	<b>101</b>
4.1 BALANÇO DE MASSA NA EXTRAÇÃO DO ÓLEO DE PALMA -----	101
4.2 COGERAÇÃO NA EXTRAÇÃO DE ÓLEO DE PALMA -----	102
4.2.1 Caracterização das misturas de combustíveis utilizadas na modelagem-----	103
4.2.2 Caso de cogeração – A - TCP (75% Fibra, 75% Cascas)-----	104
4.2.3 Caso de cogeração – B - TCE (100% Fibra, 50% Cascas) -----	107
4.2.4 Caso de cogeração – C - TCE (100% Fibra, 100% Cascas)-----	109
4.2.5 Caso de cogeração – D - TCP (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos Vazios, 100% Biogás)-----	111
4.2.6 Caso de cogeração – E - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 50% Cachos vazios)	112
4.2.7 Caso de cogeração – F - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos vazios)	115
4.2.8 Caso de cogeração – G - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos Vazios, 100% Biogás)-----	117
4.2.9 Indicadores energéticos da Cogeração na indústria de óleo de Palma -----	118
4.2.10 Análise paramétrica da cogeração com 100% de utilização da biomassa-----	120
4.3 ANÁLISE DO INVENTARIO DO CICLO DE VIDA DO BIODIESEL -----	124
4.3.1 Metodologia do estudo -----	124
4.3.2 Características das empresas produtoras de óleo de palma avaliadas -----	125
4.3.3 Especificações da metodologia do ICV (Inventário do Ciclo de Vida)-----	126
4.3.4 Dados e coeficientes energéticos usados no ICV -----	129
4.3.5 Consumo energético na Etapa Agrícola-----	131
4.3.6 Consumo energético na Extração de óleo-----	133
4.3.7 Consumo energético na Refinação do óleo de palma -----	135
4.3.8 Consumo energético na produção do Biodiesel (transesterificação) -----	136

4.3.9 Indicadores de consumo energético total na produção do Biodiesel -----	137
4.4 IMPACTO DA COGERAÇÃO NO BALANÇO ENERGÉTICO DO BIODIESEL-	143
4.5 ANÁLISE DO IMPACTO AMBIENTAL NO CICLO DE VIDA DO BIODIESEL	145
4.5.1 Caracterização do impacto do Biodiesel -----	148
4.5.2 Normalização do impacto do Biodiesel -----	158
4.5.3 Pontuação Única do impacto do Biodiesel -----	161
<b>CAPÍTULO 5</b> _____	<b>165</b>
<b>CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS</b> _____	<b>165</b>
5.1 CONCLUSÕES-----	165
5.1.1 Potencial de Cogeração -----	165
5.1.2 Impacto da Cogeração no Balanço Energético do Biodiesel -----	166
5.1.3 Análise do impacto ambiental no ciclo de vida do Biodiesel -----	168
5.2 Perspectivas Futuras-----	170
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> _____	<b>171</b>
<b>APÊNDICE A</b> _____	<b>183</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – A.</b> _____	<b>183</b>
A.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	183
A.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS. -----	186
<b>APÊNDICE B</b> _____	<b>187</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO– B.</b> _____	<b>187</b>
B.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	187
B.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.-----	191
<b>APÊNDICE C</b> _____	<b>193</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – C.</b> _____	<b>193</b>
C.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	193
C.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.-----	197
<b>APÊNDICE D</b> _____	<b>199</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – D.</b> _____	<b>199</b>
D.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	199

D.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS. -----	202
<b>APÊNDICE E</b> _____	<b>203</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – E.</b> _____	<b>203</b>
E.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	203
E.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS. -----	208
<b>APÊNDICE F</b> _____	<b>210</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – F.</b> _____	<b>210</b>
F.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	210
F.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS. -----	215
<b>APÊNDICE G</b> _____	<b>216</b>
<b>RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – G.</b> _____	<b>216</b>
G.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO. -----	216
G.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS. -----	221
<b>APÊNDICE H</b> _____	<b>223</b>
<b>DADOS MÁSSICOS E ENERGÉTICOS DO INVENTARIO DO CICLO DE VIDA PARA O BIODIESEL DE ÓLEO DE DENDÊ.</b> _____	<b>223</b>
H.1 ETAPA AGRÍCOLA. -----	223
H.2 EXTRAÇÃO DO ÓLEO. -----	224
H.3 REFINAÇÃO DO ÓLEO. -----	226
H.4 TRANSESTERIFICAÇÃO. -----	227

## Lista de Figuras

Figura 1. Palma Africana e Cachos de frutos ( <i>Elaeis Guineensis</i> ).-----	18
Figura 2. Fruto de palma africana.-----	18
Figura 3. Estágios de Produção e Produtos da Cadeia Produtiva do óleo de Palma.-----	22
Figura 4. Conceito de cogeração.-----	23
Figura 5. Comparação das eficiências dos processos de cogeração e produção separada de eletricidade e calor (EDUCOGEN, Dec. 2001).-----	24
Figura 6. Esquema simplificado de uma instalação de um ciclo de potência a vapor.-----	26
Figura 7. Ciclo de potência Rankine. -----	27
Figura 8. Ciclo de potência Brayton.-----	28
Figura 9. Ciclo de potência Combinado.-----	29
Figura 10. Faixas de temperatura usadas para sistemas de cogeração <i>topping</i> e <i>bottoming</i> . (Educogen, 2001)-----	30
Figura 11. Ciclo de vapor com turbina de Contra Pressão.-----	33
Figura 12. Ciclo de vapor com turbina de Condensação.-----	34
Figura 13. Mapa de desempenho de uma turbina a vapor. (Australian green office, 2006)----	35
Figura 14. Comparação da estrutura molecular entre diesel e biodiesel (RIBEIRO, 2006; ARANDA, 2005.)-----	37
Figura 15. Estrutura simplificada de uma gordura-triglicéride.-----	38
Figura 16. Esquemas das reações de transesterificação. (BARNWAL E SHARMA, 2005; RIBEIRO, 2006)-----	39
Figura 17. Esquema do processo de produção do biodiesel (NBB, 2007).-----	40
Figura 18. Processo simplificado de produção de biodiesel, (NAPPO, 2005). -----	40
Figura 19. Estrutura da ACV segundo a ISO 14040 (ABIPTI, 2005) -----	44
Figura 20. O sistema-produto segundo ISO 14041. (ABIPTI, 2005) -----	46
Figura 21. Elementos de uma avaliação de impacto de acordo com a ISO14042. (ABIPTI, 2005)-----	48
Figura 22. Esquema geral do sistema para a análise comparativa dos usos do bagaço no processamento da cana de açúcar. (BOTHÁ et al, 2006) -----	52

Figura 23. Limites do sistema considerado para vários sistemas de cultivo e duas culturas oleaginosas. -----	53
Figura 24. Distribuição da produção de fruto de palma.-----	64
Figura 25. Esquema térmico da central de cogeração a vapor. -----	68
Figura 26. Tela característica da interface gráfica do <i>software Gatecycle</i> .-----	71
Figura 27. Variação da temperatura nos fluidos do condensador.-----	79
Figura 28. Ícone e fluxos de uma torre de resfriamento no <i>Gatecycle</i> . -----	80
Figura 29. Fluxos e parâmetros envolvidos no processo de resfriamento. -----	81
Figura 30. Ícone da interface gráfica do desaerador.-----	82
Figura 31. Interface gráfica principal do SimaPro para o <i>check list</i> da ACV. -----	88
Figura 32. Exemplo de rede de processos no ACV -----	89
Figura 33. Estrutura geral da avaliação da ACV e categorias de impacto. (Life cycle initiative, 2005). -----	90
Figura 34. Categorias de impacto <i>midpoint / endpoint</i> estabelecidas no IMPACT 2002+. (Jolliet et. al, 2003).-----	92
Figura 35. Balanço de massa no processo de extração de óleo de Palma.-----	102
Figura 36. Esquema térmico de cogeração do caso – A. -----	105
Figura 37. Esquema térmico de cogeração do Caso – B.-----	107
Figura 38. Esquema térmico de cogeração do Caso – C.-----	109
Figura 39. Esquema térmico de cogeração do Caso – D.-----	111
Figura 40. Esquema térmico de cogeração do Caso – E. -----	113
Figura 41. Esquema térmico de cogeração do Caso – F. -----	115
Figura 42. Esquema térmico de cogeração do Caso – G.-----	117
Figura 43. Resultados de Potência e Consumo específico de calor para os cenários simulados.	120
Figura 44. Potência em função da Pressão e temperatura do vapor gerado. -----	121
Figura 45. Eficiência em função da Pressão e temperatura do vapor gerado.-----	122
Figura 46. Consumo específico de energia ( <i>Heat Rate</i> ), em função da Pressão e temperatura do vapor gerado.-----	122
Figura 47. Índice de geração de eletricidade em função da Pressão e a temperatura do vapor gerado. -----	123
Figura 48. Diagrama do Inventário do Ciclo de Vida da Produção do Biodiesel de Óleo de Palma.-----	129
Figura 49. Consumo energético na etapa Agrícola. -----	132
Figura 50. Consumo energético na etapa Agrícola (exceto os fertilizantes). -----	132

Figura 51. Consumo energético na Extração do óleo. -----	133
Figura 52. Consumo energético na Extração do óleo (exceto o consumo de vapor). -----	134
Figura 53. Consumo energético durante a refinação do óleo. -----	136
Figura 54. Comparação consumo energético no processo de Transesterificação. -----	137
Figura 55. Balanço energético do biodiesel para os três casos considerados. -----	139
Figura 56. Consumos energéticos por etapa produtiva no ciclo de vida do Biodiesel. -----	140
Figura 57. Participação porcentual das etapas produtivas no consumo energético do ciclo de vida do Biodiesel. -----	141
Figura 58. Indicadores de consumo energético no ICV para o Biodiesel de óleo de palma.-	142
Figura 59. Rede no Simapro reduzida para o modelo de Referencia (Sem Cogeração) -----	147
Figura 60. Caracterização do impacto ambiental para o Biodiesel vs Diesel. -----	148
Figura 61. Contribuição no aquecimento global de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2. -----	149
Figura 62. Contribuição no aquecimento global de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G. -----	149
Figura 63. Contribuição na categoria do Esgotamento da Camada de Ozônio de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2. -----	150
Figura 64. Contribuição na categoria do Esgotamento da Camada de Ozônio de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G. -----	151
Figura 65. Contribuição na categoria do Uso do Solo para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2. -----	152
Figura 66. Contribuição na categoria do Uso do Solo para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G. -----	152
Figura 67. Contribuição na categoria do Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2. -----	153
Figura 68. Contribuição na categoria do Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G. -----	154
Figura 69. Contribuição na categoria de Substâncias Orgânicas para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2. -----	155
Figura 70. Contribuição na categoria de Substâncias Orgânicas para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G. -----	155
Figura 71. Normalização do impacto ambiental para o Biodiesel vs Diesel. -----	159
Figura 72. Contribuição na Normalização da categoria das Mudanças Climáticas para o caso C2. -----	160

Figura 73. Contribuição na Normalização da categoria das Mudanças Climáticas para o caso G. -----	160
Figura 74. Pontuação única na avaliação do impacto do Biodiesel vs Diesel. -----	161
Figura 75. Contribuição na Pontuação única de etapas e materiais, na avaliação do impacto no caso C2. -----	162
Figura 76. Contribuição na Pontuação única de etapas e materiais, na avaliação do impacto no caso G. -----	162
Figura 77. Contribuição na pontuação única dos principais matérias e etapas no impacto do biodiesel. -----	164

## Lista de Tabelas

Tabela 1. Produção de bio-combustíveis no mundo em 2005 (Worldwatch Institute, 2006). --	5
Tabela 2. Produtividade anual das principais culturas oleaginosas disponíveis no Brasil (De Queiroz, 2006)-----	6
Tabela 3. Perspectiva do crescimento da produção mundial de óleos a partir das principais oleaginosas (Cruvinel, 2005).-----	6
Tabela 4. Produção mundial de óleos e gorduras (milhares de litros) (Fedepalma, 2007) -----	7
Tabela 5. Produção brasileira de oleaginosas (De Quiroz, 2006).-----	7
Tabela 6. Produtividade da palma africana azeite e peso do cacho de fruto. (IICA, 2006) ----	19
Tabela 7. Composição de Ácidos graxos para diferentes tipos de óleos vegetais. (Demirbas, 2003) -----	20
Tabela 8. Produção e rendimento das principais fontes oleaginosas no mundo. (Sumathi et. al., 2007) -----	21
Tabela 9. Principais produtores mundiais de óleo de palma e rendimentos (Oil world annual, 2006). -----	21
Tabela 10. Comparação dos sistemas típicos de cogeração. (Educogen,2001)-----	31
Tabela 11. Valores típicos de emissões não controladas em sistemas de cogeração. (Educogen, 2001) -----	36
Tabela 12. Especificação Brasileira (Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis - ANP) e Européia para o biodiesel (ARANDA, 2005).-----	41
Tabela 13. Características da rota para os ésteres metílico e etílico (CADERNO NAE 2 / 2005; RIBEIRO, 2006). -----	42
Tabela 14. Composição típica da soja, (BOSS, 2000). -----	42
Tabela 15. Categorias de impacto ambiental ampliadas. ( <i>Life cycle Initiative, 2005</i> ) -----	49
Tabela 16. Resumo dos impactos sobre a atmosfera e poluentes considerados numa análise do ciclo de vida (GAGNON et al., 2002). -----	54
Tabela 17. Categorias e fatores de caracterização dos impactos ambientais. -----	55
Tabela 18. Balanço energético para biodiesel produzido a partir de diversas fontes.-----	57
Tabela 19. Escopo Geográfico do Ciclo de Vida para o diesel fóssil (SHEEHAN, 1998)-----	59
Tabela 20. Escopo Geográfico do Ciclo de Vida para o Biodiesel. (SHEEHAN, 1998) -----	60

Tabela 21. Necessidades de energia primária para o diesel fóssil. (SHEEHAN, 1998) -----	60
Tabela 22. Necessidades de energia fóssil para o diesel fóssil. (SHEEHAN, 1998)-----	61
Tabela 23. Necessidades de energia primária para o biodiesel. (SHEEHAN, 1998) -----	61
Tabela 24. Necessidade de energia fóssil para o biodiesel. (SHEEHAN, 1998) -----	62
Tabela 25. Índice de produção de biomassa no processo de extração de óleo de palma.-----	68
Tabela 26. Análise Elementar em base seca e PCS da biomassa gerada no processo de extração de óleo. (Mahlia, et al. 2001) -----	69
Tabela 27. Análise Última em base seca da biomassa gerada no processo de extração de óleo. (Mahlia, et al. 2001) -----	69
Tabela 28. Composição do biogás gerado no sistema de tratamento de efluentes do processo de extração de óleo de palma. (Yacob, et al. 2006)-----	69
Tabela 29. Porcentagem de biomassa utilizada na mistura de combustível utilizado na caldeira.-----	86
Tabela 30. Parâmetros do vapor gerado e utilizado no esquema térmico.-----	87
Tabela 31. Resumo dos métodos de análise mais importantes no ACV. (Renou, et. al. 2007; Jolliet, et. al. 2003)-----	91
Tabela 32. Fatores de caracterização do dano no médio ambiente usado pelo IMPACT 2002+. (Jolliet, et. al, 2003). -----	93
Tabela 33. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV da etapa agrícola.-----	95
Tabela 34. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na extração de óleo. -----	97
Tabela 35. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na refinação de óleo. -----	98
Tabela 36. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na Transesterificação de óleo.-----	100
Tabela 37. Porcentagem de biomassa gerada na usina de extração de óleo considerada na modelagem. -----	103
Tabela 38. Fluxo mássico e conteúdo energético do combustível para cada modelo considerado.-----	103
Tabela 39. Composição química do combustível sólido utilizado para cada caso analisado.	104
Tabela 40. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso A. -----	106
Tabela 41. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso B. -----	108
Tabela 42. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso C. -----	110

Tabela 43. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso D. -----	112
Tabela 44. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso E. -----	114
Tabela 45. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso F.-----	116
Tabela 46. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso G. -----	118
Tabela 47. Indicadores energéticos da cogeração na indústria de óleo de Palma.-----	119
Tabela 48. Caracterização das empresas avaliadas no ciclo de vida da Colômbia. -----	126
Tabela 49. Coeficientes Energéticos na Etapa de Produção Agrícola -----	130
Tabela 50. Porcentagem de nutrientes contidos nos cachos vazios. (WOOD, B.J; CORLEY, R.H.V., 1991)-----	130
Tabela 51. Coeficientes Energéticos na Etapa Industrial. (PIMENTEL, 1980). -----	130
Tabela 52. Coeficientes Energéticos na Produção do Biodiesel-----	131
Tabela 53. Conteúdo energético dos Insumos, Combustíveis e Lubrificantes utilizados no estudo. -----	131
Tabela 54. Balanço de massa no processo de Refinação do óleo de palma. ( Wicke, et al. 2007). -----	135
Tabela 55. Relação Output / Input na produção do Biodiesel. -----	138
Tabela 56. Comparação da relação Output/Input para o Biodiesel obtido por diferentes oleaginosas. -----	141
Tabela 57. Impacto dos indicadores de geração de eletricidade no balanço energético do Biodiesel. -----	144
Tabela 58. Resultados numéricos na Caracterização do impacto ambiental para os três casos considerados (Método IMPACT 2002+, Base de dados da EcoInvent). -----	156
Tabela 59. Redução do impacto ambiental devido à Cogeração no ciclo de vida do Biodiesel, Caso G (Porcentagem). -----	157
Tabela 60. Resultados numéricos da AVALIAÇÃO DO DANO na Caracterização do impacto ambiental para os três casos considerados.-----	158
Tabela 61. Contribuição na pontuação única dos principais materiais e etapas no impacto do ciclo de vida do Biodiesel. -----	163

## Simbologia

### Letras Gregas e Latinas

$\beta_{A,i}$	Fração mássica de cada componente de cinza
$\eta$	Eficiência da caldeira
$\eta_i$	Eficiência interna da turbina como uma unidade completa;
$\nu_a$	Volume específico da água bombeada,
$\eta_{bomba}$	Eficiência isentrópica da bomba

### Abreviaturas

$A_{arrasta}$	Fração da água arrastada pelo ar na torre de resfriamento
Acs	Teor de cinzas no combustível
Bar	Unidade de pressão
$C_{cs}$	Teor de carbono nas cinzas
°C	Graus Celsius

CFF	Cacho de fruto fresco. ( <i>FFB, fresh fruit bunch</i> )
$C_{p,a}$	Calor específico da água
$C_{p,cs}$	Calor específico das cinzas
$C_{p,g}$	Calor específico médio dos gases de exaustão
$C_{p,v}$	Calor específico médio do vapor de água
DTI	Diferença de temperatura inicial no condensador
DTT	Diferença de temperatura terminal no condensador
$(\Delta H_S)$	Salto isentrópico da entalpia produzido entre a entrada e a saída da turbina.
$E_{evap}$	Fração da água evaporada na torre de resfriamento
EFB	<i>empty fruit bunch</i> (cachos vazios)
h	hora
Ha	Hectare
ha	Entalpia específica da água
$H_{ac}$	Teor de hidrogênio no combustível
$h_E$	Entalpia do vapor na entrada de cada seção da turbina, [kJ kg-1]
$h_{ISE}$	Entalpia do vapor na saída da turbina após uma expansão isentrópica
$h_S$	Entalpia do vapor na saída de cada seção da turbina, [kJ kg-1]

$h_v^{ext}$	Entalpia do vapor de extração no desaerador
$h_{aa}^{e.des}$	Entalpia da água de alimentação na entrada do desaerador
$h_v^{sat}$	Entalpia do vapor de extração na condição de saturação no desaerador
kPa	Kilo Pascal
$L_a$	Perdas devido à umidade no ar de combustão
$L_C$	Perdas devido ao teor de carbono nas cinzas
$L_{CS}$	Perdas devido às cinzas voláteis
$L_g$	Perdas devido aos gases de exaustão
$L_H$	Perdas devido à formação de água pela combustão
$L_R$	Perdas por radiação
$L_{u, com}$	Perdas devido à umidade no combustível
$\dot{m}_{rec}$	Fluxo mássico da água de recirculação
$\dot{m}_a$	Fluxo mássico da água
$M_a$	Massa do vapor de água por kg de ar de combustão
$M_A$	Massa do ar de combustão por kg de combustível
$M_g$	Massa dos gases de exaustão por kg de combustível
MJ	Mega Joule

mm	Milímetros por metro quadrado (unidade de precipitação)
msnm	Metros sobre o nível do mar
Mt	Mega tonelada
Mtoe	Mega tonne oil equivalent
$\dot{m}_v^{ext}$	Fluxo mássico do vapor extraído para aquecer a água de alimentação,
$\dot{m}_{aa}$	Fluxo mássico da água de alimentação na entrada do desaerador
N	Número de estágios;
$\eta_{is}$	Eficiência isentrópica de cada seção da turbina a vapor, [%]
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
$P_E$	Pressão do vapor na entrada da turbina a vapor, [kPa]
pH	Potencial de hidrogênio
$P_S$	Pressão do vapor na saída da turbina a vapor, [kPa]
psi	Pound square inches
$P_{ext}$	Purga ou extrações na torre de resfriamento
$P_S$	Pressão na saída da bomba
$P_E$	Pressão na entrada da bomba

$Q_A$	Media ponderado do poder calorífico superior do carbono nas cinzas
$Q_{pcs}$	Poder calorífico superior do combustível
$\sum \left( \Delta \dot{W}_{TV} \right)$	Somatória da potência gerada em todas as seções da turbina a vapor;
$T_a$	Temperatura do ar na entrada da caldeira
TCE	Turbina de Condensação - Extração
TCP	Turbina a Contra Pressão
$T_g$	Temperatura dos gases de exaustão na saída da caldeira
ton	tonelada
TR	Elevação de temperatura no condensador
$T_s$	Temperatura de saturação do vapor
$\dot{W}_{eixo}^{bomba}$	Potência no eixo da bomba
$W_{rep}$	Água de reposição na torre de resfriamento

## Siglas

EUA	Estados Unidos de América
EPA	<i>Environmental Protection Agency</i>
GHG	<i>Green House Gas</i> (gases de efeito estufa)

RES	<i>Renewable Energy Sources</i>
EU	<i>Europe Union</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
PHR	<i>Power to Heat Ratio</i>
SPR	<i>Relação de pressão entre os estagio de uma turbina. Stages Pressure Ratio</i>
RME	<i>Rapeseed methyl ether</i>
O/I	<i>Relação energética Output / Input</i>

## OBJETIVOS

### Objetivo Principal:

Avaliar o impacto energético e ambiental da cogeração a partir de biomassa produzida na extração de óleo de dendê para a produção de Biodiesel, usando como metodologia a avaliação do ciclo de vida.

### Objetivos Secundários:

- Simular no *software Gate Cycle 5.0* o esquema térmico do sistema de Cogeração de uma usina de extração de óleo de dendê e estabelecer os balanços mássicos e energéticos do processo.
- Avaliar através do *Gate Cycle*, sistemas de cogeração com altos parâmetros de vapor e turbinas de condensação-extração como alternativas de acréscimo da eficiência energética do processo.
- Avaliar o uso de diferentes misturas de tipos de biomassa, geradas na cultura do dendê, como combustível para geração de energia térmica e elétrica.
- Simular o ciclo de vida do sistema de produção do biodiesel a partir de óleo de dendê no *software SimaPro*.
- Realizar um estudo da sensibilidade do balanço energético do biodiesel, para os diferentes cenários avaliados.

## Capítulo 1

# INTRODUÇÃO

### 1.1 SITUAÇÃO ENERGÉTICA MUNDIAL

Um estudo recente do *World Energy Council* (WEC) determinou que, sob as condições atuais de consumo e tecnologias energéticas, a demanda energética mundial no ano 2020 se incrementará em 50-80% com relação a 1990 (Omer, 2007). Assim, espera-se aumentar o consumo de energia atual de 22 bilhões de kWh ano<sup>-1</sup> para 53 bilhões de kWh ano<sup>-1</sup> no ano 2020. Segurança energética, crescimento econômico e proteção ambiental são os objetivos das políticas energéticas de qualquer país. Os países industrializados, que correspondem ao 25% da população mundial, consomem cerca do 75% da energia mundial, tendo em consideração um rápido crescimento da população, mais do que 2%.

O consumo de energia no mundo gera uma quantidade de gases de efeito estufa (GEE) equivalente a 6,6 bilhões de toneladas de CO<sub>2</sub>. Desta quantidade, 80% é gerado na queima de combustíveis. Segundo o Banco Mundial, a queima de combustíveis gera poluentes responsáveis de 700,000 mortes a cada ano. Com a taxa de consumo atual de energia, crescimento da população mundial e o alto consumo energético dos países desenvolvidos, as reservas de petróleo, gás natural e carvão mineral estarão esgotadas em poucas décadas.

Baseados no incremento previsto na demanda de energia ao nível mundial, a pressão sobre a infra-estrutura atual será maior, assim como o dano potencial ao meio ambiente

causado pelos GEE (CO, CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> principalmente). Desta forma, soluções a longo prazo para o desenvolvimento sustentável devem ser tomadas. Neste aspecto os recursos energéticos renováveis, dentre eles a bio-energia, aparecem como a solução mais eficiente e efetiva para obter um desenvolvimento sustentável a partir da energia renovável.

## 1.2 A BIO-ENERGIA

No estudo “*Biomass as feedstock for a bioenergy and bioproducts industry*”, 2005, realizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, foi estabelecido que os recursos agrícolas e florestais tinham o potencial sustentável de suprir a terceira parte do consumo de petróleo daquele país. Isto mostra a grande capacidade da Bioenergia para atender os requerimentos energéticos mundiais.

No caso dos Estados Unidos, a visão a longo prazo do desenvolvimento a partir da biomassa é: o consumo de biomassa nas indústrias se incrementará anualmente em 2% até 2030. Além disto, o consumo de biomassa em usinas de geração elétrica dobrará a cada 10 anos após 2030. A participação dos bio-combustíveis no setor de transporte será incrementada de 0,5% até 4% do consumo total em 2010, 10% em 2020 e 20% em 2030. A produção de produtos químicos e materiais a partir de biomassa, mudará de 5% em 2001, do *commodities* químicos, para 12% em 2010, 18% em 2020 e 25% em 2030 (BTAC, 2002).

Já na Europa, a bio-energia contribui com aproximadamente 64% dos requerimentos da energia primária renovável (RES) da União Européia, 9% da eletricidade (RES) e 8% do calor (RES). O desenvolvimento da Bio-energia depende de vários fatores econômicos como a demanda, fornecimento ou oferta e o desenvolvimento tecnológico. O equilíbrio desses três fatores determina o desempenho da biomassa.

As razões mais conhecidas para promover as energias renováveis são: a proteção ambiental, a redução da dependência da importação de energia e o incremento na segurança energética, geração de emprego, desenvolvimento socioeconômico regional e criação de oportunidades de negócios com a Ásia, América Latina e África (European Commission, 2004).

Holm-Nielsen et al, (2006), consideram que para o ano 2050 será possível atender entre 75-90% da demanda mundial de energia, pela utilização integrada da bio-energia, com as energias eólicas, hídrica e solar. Só a bio-energia seria responsável por 30-40% da demanda global. O relatório sobre tecnologias emergentes na bio-energia (HANS et. al, 2007), apresenta razões similares para a promoção da bio-energia:

- Segurança no fornecimento da biomassa, baseado no uso dos recursos locais.
- Geração de emprego e competitividade local.
- Interação dos aspectos locais, regionais e globais.
- Uso do solo.

A disponibilidade de Biomassa na Europa, EU15, foi de 130 Mtoe/ano em 2000, e espera-se que este valor atinja 170 Mtoe/ano em 2020. No mesmo estudo, são apresentadas as barreiras existentes para a competitividade mundial das tecnologias da bio-energia:

- Existe uma grande variação na competitividade dessas tecnologias.
- É fortemente dependente dos fatores externos considerados no cálculo dos custos.
- Em geral estas tecnologias precisam se avançar na curva de aprendizagem.
- Depende da distribuição e potencial dos recursos.
- Custo dessas tecnologias e os recursos.
- Falta de estrutura organizacional e social para o fornecimento dos biocombustíveis.
- Aspectos ambientais e uso do solo nos países em desenvolvimento.
- Gargalos administrativos e legislativos.

Para 2010 é estimado, a nível global, um grande investimento em energias limpas, da ordem de USD\$ 100 bilhões, comparados com os USD\$ 38 bilhões investidos em 2005, e muito superiores aos USD\$ 5 bilhões da década anterior. Somente a China, anunciou um investimento de USD\$180 bilhões em energia limpa até 2020 (Garten Rothkopf, 2007). O crescimento do mercado de energia limpa reflete a sua crescente aceitação. Por exemplo, o mercado da energia solar e eólico atingiram USD\$11,8 e USD\$11,8 bilhões no 2005.

No caso dos biocombustíveis, estes atingiram USD\$15,7 bilhões ao nível global em 2005, superando em 15% o ano anterior (Makower et al, 2006). As culturas energéticas estão sendo cada vez mais consideradas, sempre que sejam ecologicamente sustentáveis,

ambientalmente aceitas pelo público e com um custo energético final inferior ao apresentado pelos combustíveis fósseis.

Atualmente a bionergia é responsável por 11% da demanda de energia primária mundial, a qual corresponde a 440 EJ/ano (OECD, 2004). Os países não pertencentes à OECD têm uma maior participação da energia renovável no consumo total de energia primária, sendo de 22,4% em comparação a 6,2% dos países da OECD (IEA, 2006). A redução dos custos da energia renovável estabelecidos pela IEA até 2020 está na faixa de 10 a 30%, sendo de 10 a 15 para a Bioenergia e de 20 a 30% para a eólica e a solar (PV)

### 1.3 O BIODIESEL

Os maiores desenvolvimentos globais da bio-energia tem se orientado à geração de eletricidade e aos bio-combustíveis, sendo estes principalmente o bio-etanol e o biodiesel. A produção mundial de etanol atingiu 33,5 bilhões de litros no ano 2005, com um incremento de 8% em relação ao ano anterior.

O biodiesel alcançou uma produção de 3,9 bilhões de litros, sendo a Alemanha responsável por 50% da produção total. Isto significou um incremento de 75% na produção global do biodiesel, ao superar os 2,1 bilhões de litros produzidos em 2004 (*Worldwatch Institute* 2007). A produção do biodiesel e etanol a nível mundial é apresentada na **Tabela 1**.

Existe no Brasil uma grande diversidade de possíveis matérias-primas para a produção de biodiesel, as quais incluem a mamona, o babaçu, a palma africana ou dendê, a soja, o algodão, o girassol e até mesmo o amendoim.

Porém cada fonte tem que ser analisada de acordo com sua produtividade, em toneladas de óleo por hectare (**Tabela 2**), o que terá efeito sobre os custos de produção do biodiesel e, principalmente, sobre os impactos ambientais decorrentes da produção de cada litro de biodiesel.

**Tabela 1. Produção de bio-combustíveis no mundo em 2005 (Worldwatch Institute, 2006).**

<b>Pais</b>	<b>Etanol (Bilhões de litros)</b>	<b>Biodiesel (Bilhões de litros)</b>
Brasil	15,11	---
Estados Unidos	15,01	0,25
Alemanha	0,2	1,9
China	1,0	---
França	0,15	0,6
Itália	---	0,5
Espanha	0,3	0,1
Canadá	0,2	0,1
Índia	0,3	---
Colômbia	0,2	---
Suécia	0,2	---
República Checa	---	0,15
Polônia	0,05	0,1
Dinamarca	---	0,1
Áustria	---	0,1
Slováquia	---	0,1
EU total	0,9	3,6
Mundo	33,5	3,9

**Tabela 2. Produtividade anual das principais culturas oleaginosas disponíveis no Brasil (De Queiroz, 2006)**

Mamona	Girassol	Soja	Palma	Algodão
				
Rendimentos Prováveis da Cultura				
1.500 kg/ha	1.500 kg/ha	3.000 kg/ha	20.000 kg/ha	3.000 kg/ha
Teor de Óleo Vegetal				
47 %	42 %	18 %	20 %	15 %
Produção de Óleo Vegetal				
705	630	540	4.000	450

Observa-se na Tabela 2 que o dendê se destaca por sua produtividade perante as outras oleaginosas, tendo como referência o índice mais importante, a produção por hectare - ano. A tendência mundial é o contínuo aumento na produção de óleo de dendê, chegando a superar até mesmo a produção de óleo de soja, que ocupava o primeiro lugar mundial até 2003 (Tabela 3 e Tabela 4). No Brasil, porém, dentre as culturas oleaginosas predomina a soja, como pode ser visto na

Tabela 5.

**Tabela 3. Perspectiva do crescimento da produção mundial de óleos a partir das principais oleaginosas (Cruvinel, 2005).**

Oleaginosas	1980		1998		2010	
	Quantidade (Milhões ton)	%	Quantidade (Milhões ton)	%	Quantidade (Milhões ton)	%
<b>Colza</b>	3,4	6	12,0	12	18,0	13
<b>Dendê</b>	4,8	8	18,0	18	31,0	22
<b>Girassol</b>	5,0	9	8,9	9	13,0	9
<b>Soja</b>	13,4	23	22,4	22	28,0	20
<b>Total</b>	57,7	46	101,0	61	139,0	64

**Tabela 4. Produção mundial de óleos e gorduras (milhares de litros) (Fedepalma, 2007)**

<b>Óleos</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
<b>Soja</b>	31.284	30.730	33.540	35.313
<b>Palma-Dendê</b>	27.920	30.920	33.610	37.151
<b>Colza</b>	12.548	14.910	16.040	18.423
<b>Girassol</b>	8.915	9.410	9.730	11.166
<b>Sebos e gorduras</b>	8.029	8.108	8.186	8.451
<b>Amendoim</b>	4.526	4.750	4.510	4.427
<b>Algodão</b>	3.964	4.410	5.020	4.898
<b>Palmiste</b>	3.314	3.580	3.960	4.342
<b>Coco</b>	3.295	3.070	3.250	3.101
<b>Oliva</b>	2.903	2.978	2.730	2.775
<b>Milho</b>	2.015	2.015	2.055	2.264
<b>Total</b>	125.380	131.148	138.200	149.984

**Tabela 5. Produção brasileira de oleaginosas (De Quiroz, 2006).**

<b>Oleaginosas</b>	<b>Produção (1000 t)</b>	
	<b>2004</b>	<b>%</b>
Soja	5571	89,2
Algodão (caroço)	268,4	4,3
Palma Dendê	140,0	2,2
Girassol	74,6	1,2
Milho	63,6	1,0
Mamona	60,8	1,0
Colza	22,8	0,4
Palmiste	15,8	0,3
Amendoim	21,8	0,3
Linhaça	2,1	2,1
Coco	1,9	0,0
<b>Total</b>	<b>6242,8</b>	

## 1.4 ASPECTOS AMBIENTAIS DOS BIOCOMBUSTÍVEIS

As crescentes preocupações com relação ao aquecimento global e as mudanças climáticas, em consequência das emissões de CO<sub>2</sub> decorrentes da utilização de combustíveis fósseis na geração de eletricidade e no transporte veicular, intensificam a procura por alternativas de substituição das fontes de energia não renováveis por renováveis.

Assim, a produção e utilização de biocombustíveis para substituição do diesel e da gasolina e o uso da biomassa para a geração de eletricidade, tornam-se o foco de estudos de impactos ambientais e de sustentabilidade. É importante determinar se o combustível proposto é realmente uma alternativa que reduz a emissão de poluentes, não só durante sua utilização propriamente dita (combustão), mas também durante sua produção, manipulação e transporte.

**A avaliação do ciclo de vida (ACV)** é a ferramenta que permite quantificar de forma global e objetiva os impactos ambientais de uma atividade ou produto. Em geral, a ACV é definida pela UNEP (2005) como uma metodologia que permite estabelecer as consequências ambientais de um produto ou serviço desde sua origem até a disposição final, ou como dita comumente, do berço ao túmulo. A norma ISO 14040 define a ACV como a compilação e avaliação das entradas, saídas e do impacto ambiental de um sistema produto ao longo de seu ciclo de vida.

É usual que apareçam diferenças nos resultados de ACVs realizados para um mesmo produto por diferentes estudos. As diferenças atribuem-se às diversas fontes dos dados primários, datas do estudo, contexto e também à metodologia usada nos cálculos. A metodologia aplicada pode-se basear em critérios diferentes para a escolha das fronteiras do sistema, dos procedimentos de alocação das cargas e dos valores estabelecidos das taxas de emissões de poluentes (KIM et al., 2005). Nos estudos de sistemas agrícolas para a produção de bio-combustíveis, como é o caso do etanol, sempre se tem a necessidade de considerar a utilização de grandes quantidades de biomassa para a geração de eletricidade. Assim, a especificação dos limites do sistema a ser estudado e dos produtos a serem considerados é muito importante.

A um nível global, a disponibilidade de terras e combustível fóssil *per capita*, e a capacidade de absorção dos gases de efeito estufa são considerados os mais importantes

fatores ambientais. Porém ao nível local é considerado a preservação e melhoramento da fertilidade do solo, dos corpos de água, e a qualidade do ar e da água (RIEDACKER, 2007).

**A Análise Ambiental Integrada (IEA)** é uma nova ferramenta proposta que tem em consideração todas as atividades e transformações desde a energia solar até os serviços finais em três estágios: bio conversão da energia solar no primeiro, conversão da fitomassa e recursos não renováveis em produtos finais assim como a sua disposição, no segundo estágio; e, finalmente a transformação e adequação dos produtos para atingir as necessidades finais como nutrição, mobilidade, etc. (RIEDACKER, 2007). Assim, é possível identificar o impacto de mudanças tecnológicas no gerenciamento do solo e comparar usos alternativos, em forma complementar à análise do ciclo de vida.

A cultura do dendê também produz uma grande quantidade de biomassa residual, o que agrega valor ao processo industrial e à produção agrícola, podendo ser usada como combustível na geração de vapor e eletricidade. ARRIETA et al (2007), mostraram a potencialidade de cogeração na indústria do óleo de dendê a partir da biomassa, determinando um índice de 170 kWh/ ton de fruto processado. Já YÁÑEZ et al (2007), apresentaram o efeito no balanço energético da cogeração a partir da biomassa gerada como subproduto na extração de óleo de dendê, aumentando este índice de 5,7 para 6,1. De modo geral, os fatores que afetam o ganho líquido de energia (*Net Energy Gain*) nos biocombustíveis podem ser resumidos assim:

- Produtividade da oleaginosa.
- Gestão do solo.
- Consumo de fertilizantes e herbicidas.
- Consumo de combustíveis fósseis.
- Consumo de álcool (geralmente metanol de origem petroquímico) e reagentes.
- Aproveitamento dos subprodutos.
- Uso eficiente de energia (elétrica, térmica) nos processos.

Embora existam esses fatores que favorecem ou não o balanço energético, deve-se ter em consideração outros aspectos na análise da sustentabilidade de um bio-combustível, os quais estão relacionados com aspectos sociais, técnicos, econômicos e ambientais. Um deles é a segurança alimentar, determinada pela disponibilidade de terras, quando se pretende difundir e aumentar a participação na substituição do petróleo pelos bio-combustíveis. O caso

da soja e do dendê são exemplos desta situação. A produção total de óleo destas duas fontes oleaginosas é de aproximadamente 34 milhões de toneladas ao ano. Embora, a área requerida pela soja é 10 vezes maior do que necessária para palma.

Assim, quando se pensa em um forte desenvolvimento dos bio-combustíveis e da bioenergia, a primeira questão é a disponibilidade das terras e a garantia na produção dos alimentos para a população crescente no mundo. Estimativas feitas pelo IICA (2006), mostram que para substituir 10% dos combustíveis líquidos no mundo, é necessário 9% da área agrícola, enquanto para o Brasil é só de 3%, para os Estados Unidos e Canadá supera 30% da sua área.

Mudanças nas tecnologias agrícolas referentes à utilização do solo e ao gerenciamento dos seus recursos, devem ser altamente consideradas, tornando o rendimento energético por hectare uma prioridade nos estudos de sustentabilidade dos bio-combustíveis. Isto poderia, ao mesmo tempo, incrementar a segurança alimentar, auxiliar na mitigação das mudanças climáticas, contribuir para redução do deflorestamento e a preservação da biodiversidade, e claro, permitir um maior desenvolvimento da bioenergia (RIEDACKER, 2007).

De modo similar, o estudo apresentado por HANS et.al (2007), mostra que as barreiras para o desenvolvimento da Bio-energia, podem ser superadas pela intervenção dos setores público e privado, visando atender os seguintes requisitos:

- Desenvolvimento e expansão de tecnologias eficientes de conversão da Bioenergia, especialmente aquelas onde o produto final apresenta uma alta *DENSIDADE ENERGÉTICA*.
- DESENVOLVIMENTO e promoção dos sistemas de produção de Cultivos Bioenergéticos.
- Estabelecimento de um mercado e estrutura organizacional para o transporte de recursos e produtos bioenergéticos.
- Avaliação dos benefícios ambientais de ditos cultivos, por exemplo, o BALANÇO ENERGÉTICO e de CARBONO.

Assim, o aproveitamento e conservação do solo focado ao adensamento energético, como também a consolidação dos biocombustíveis (neste caso o biodiesel) como um produto do mais alto caráter renovável são prioritários em um desenvolvimento sustentável da bioenergia no mundo. Existe ainda a possibilidade de integração da planta de biodiesel a uma

usina de bio-etanol e a utilização deste último na transesterificação. Nesse caso pode-se usar também a energia elétrica e térmica excedente produzida a partir do bagaço e da palha de cana, melhorando ainda mais a eficiência energética dos biocombustíveis (OLIVEIRO, 2007).

Estes aspectos têm que ser estudados não só desde o ponto de vista técnico, mas também ambiental e econômico para aprimorar o balanço energético, estabelecendo seu custo de implementação, e assim definir uma rota de desenvolvimento real e sustentável a médio prazo para inserção da Bioenergia na matriz energética mundial.

## **1.5 A COGERAÇÃO NAS USINAS DE EXTRAÇÃO DE ÓLEO DE DENDÊ**

A palma africana, a soja, a colza e o girassol são as plantas oleaginosas mais cultivadas no mundo. A produção de óleo de palma em todo o mundo é de 33,61 milhões de toneladas, sendo os maiores produtores a Malásia, a Indonésia, a Nigéria, a Tailândia e a Colômbia. Com uma área cultivada de 275.317 hectares, a Colômbia produz 3.240.732 t de frutos da palma, 672.597 t de óleo de palma, 158.172 t de amêndoa e 63.726 t de óleo de amêndoa (Fedepalma, 2006).

Na Colômbia existem 51 plantas de benefício da fruta da palma de dendê, sendo a produtividade média por hectare de 4,17 toneladas de óleo da palma, a qual é, junto com a Malásia, a maior produtividade do mundo. As usinas de óleo de palma, do ponto de vista energético, são caracterizadas pelos seguintes aspectos:

- Um consumo da eletricidade avaliado na faixa de 17-38 kWh para a Malásia (Husain, et al. 2003) e 20-25 kWh para as plantas da Tailândia (Prasertsan e Sajjakulnukit, 2005)
- Consumo de vapor de 0,55-0,75 toneladas por toneladas da fruta fresca.
- Uma média da relação calor / potência de 17,9 (Husain, et al. 2003).
- A disponibilidade de quantidades consideráveis de resíduos de poder calorífico elevado, com elevado índice de material orgânico, tais como: os cachos vazios, as fibras, as cascas e os efluentes líquidos (POME – Palm oil Mill effluent.).

- Mahlia et al. (2001), mostraram que a fibra e as cascas geradas no processo da extração do óleo de palma são suficientes para produzir o vapor e a energia elétrica necessários em todo o processo, gerando excedente.
- As plantas de óleo de palma possuem um potencial enorme para o acréscimo da eficiência energética, devido ao alto consumo de vapor no processo e a baixa potência de geração elétrica instalada.
- Mahlia et al. (2003), mostra uma desvantagem grande nas plantas de óleo de palma devido à constante variação do fluxo de combustível na caldeira. A composição de fibra e cascas, e o conteúdo de umidade, são as maiores variações no fluxo de combustível, o que causa dificuldades para a operação e controle automático. Isto gera problemas no controle de emissões e na geração de energia elétrica para o processo.
- As plantas de óleo de palma também possuem a possibilidade de geração de energia térmica e elétrica a partir do biogás produzido no tratamento anaeróbico dos efluentes líquidos do processo.

Husain et al. (2003), fizeram um estudo da eficiência da cogeração em sete plantas de óleo de palma do estado de Perak na Malásia. A conclusão principal foi a pouca atenção dada nesta indústria aos problemas da conservação de energia. As propostas principais são as substituições das turbinas da contra-pressão por turbinas da condensação com extrações (permitindo aumentos na potência instalada em 60 %) e incremento da eficiência nas caldeiras, que atualmente têm um valor médio de 73 % (base do PCI). Segundo Zairin (2003), o potencial total da cogeração na Malásia, primeiro produtor de óleo da palma do mundo, a partir dos resíduos da biomassa do setor é de 1117 MW.

Atualmente na Malásia e na Tailândia estão em execução diversos projetos de cogeração em plantas de óleo da palma. Por exemplo, a companhia Kilang Sawit United Bell Sdn Bhd na Malásia construiu uma planta de 1,2 MW de potência com uma turbina de contrapressão, e uma caldeira de 35 t/h com 2300 kPa de pressão (Cogen 3 Follow-up activities). O investimento inicial dessa central de cogeração foi de 580 US\$/kW, para um tempo de retorno do investimento de 3,7 anos.

A companhia TSH Bio-Energy construiu uma planta de cogeração numa usina no estado de Kunak, com um potência de 14 MW e parâmetros de pressão de 6650 kPa e 402°C de temperatura de vapor (Lacrosse e Shakia, 2004). O valor do investimento foi de nove

milhões de Euros, com um tempo de retorno de quatro anos. Em uma companhia da Tailândia foi proposta uma planta de cogeração de 44 MW com parâmetros de vapor de 6200 kPa e 482°C, com uma turbina de condensação e extrações.

A motivação para todos os projetos foi o oitavo plano estratégico para Malásia (2001-2005), o qual estabeleceu como meta que 5% do total da energia gerada deve ser a partir de fontes renováveis. (Cogen 3, 2003).

A partir da bibliografia analisada é possível generalizar alguns indicadores na cogeração para a indústria de óleo de palma:

- Uma planta de benefício processando o fruto de uma plantação de 10000 hectares tem o potencial de geração de eletricidade de 5-11 MW.
- Potencial de geração: 90-132 kWh/t de cachos, dependendo da pressão de operação do sistema (Walden, 2005).
- Potencial instalado em plantas de óleo modernas entre 5-15 MW com parâmetros de vapor de 4200 kPa e 360 °C.
- Incerteza com relação ao uso dos cachos vazios nas caldeiras, devido a supostos problemas durante sua combustão por causa de seus índices de umidade e alcalinidade.

No setor colombiano de óleo de palma a cogeração não é muito difundida devido aos seguintes fatores:

- Processo produtivo tradicional caracterizado pelo consumo elevado e uso irregular do vapor (processo semi-contínuo devido à esterilização).
- Baixo fator de uso das usinas em diversos meses do ano devido à pouca disponibilidade da fruta.
- Falta de tradição no setor com relação a sistemas de cogeração e à venda da energia.
- Ausência de base legal, preços, incentivos e atrativos na comercialização para geradores independentes de energia elétrica.

Não obstante, o aumento nas tarifas de eletricidade e de combustível nos últimos anos, com a forte competição no mercado internacional de óleo de palma, força uma redução nos custos de fabricação, apresenta a possibilidade de produção de Biodiesel e a possibilidade de comercialização de créditos do carbono, fez renovar o interesse pela cogeração no setor. Na

produção de óleo de palma, a participação dos custos do processamento dos frutos numa usina é de 16%, os quais são 25% maiores do que os obtidos pela Malásia.

No processamento, a maior contribuição é o custo da energia, representando 33% dos custos variáveis na usina (Cenipalma, 2005). Estimativas feitas pelo Cenipalma (2005), estabelecem que é possível reduzir em 25% os custos variáveis da produção por meio da implementação de sistemas de cogeração nas usinas de óleo de palma. Em consequência, na atual conjuntura, onde se considera a busca por alternativas viáveis para o uso da biomassa, a redução do consumo da energia na planta é necessária, assim como a maximização na utilização dos subprodutos gerados no processo, produzindo uma fonte adicional de produtos com valor agregado no mercado atual.

A biomassa é a primeira fonte de energia renovável para uma aplicação em maior escala. Hoje, 5% da energia vêm das fontes renováveis e estima-se que para o ano 2060 venha a ser 70% (Yusoff, 2006). Este mesmo autor nos mostra como as políticas da diversificação do combustível na Malásia têm permitido reduzir a dependência com relação ao petróleo de 98%, nos anos 80, a 8%, em 1999.

Recentemente a Malásia incorporou como o quinto componente dentro de sua matriz energética as fontes de energia renovável, para consolidar também a independência do petróleo e incrementar o compromisso com o meio ambiente. A venda da energia excedente é um novo negócio no setor do óleo de palma, que pode garantir uma renda estável em um mercado flutuante como é o de azeite de palma.

Neste sentido, é necessário um diagnóstico energético do processo para identificar oportunidades no aumento da eficiência energética no processo da extração do óleo de palma, incluindo no sistema uma planta de cogeração. Como foi apresentado por Cardona et al. (2005), o princípio para se obter altas eficiências na cogeração é que a economia da energia seja obtida das eficiências térmicas e elétricas dentro do processo, com relação às eficiências obtidas de maneira separada.

A alternativa do uso de tecnologias de cogeração tem sido demonstrada constantemente, não somente por suas vantagens na eficiência energética (Cardona e Piacentino, 2005), mas também pelo benefício ambiental (Duval, 2001), que confirma o

impacto positivo que tem as tecnologias de cogeração a partir da biomassa, em comparação com outras fontes de energia, principalmente na redução do efeito estufa. Similarmente Mohamed et al (2005), apresentam por meio de uma ferramenta numérica a redução obtida no impacto ambiental ao usar tecnologias de cogeração para a produção de eletricidade.

Com as crescentes preocupações ambientais relacionadas às emissões de poluentes atmosféricos pelos combustíveis fósseis, tem-se uma maior atenção com respeito às fontes alternativas de energia, principalmente aquelas que contribuam na mitigação dessas emissões. Sendo assim, o uso dos biocombustíveis produzido pela esterificação de óleos vegetais, usando o metanol e o etanol, são vistos hoje como alternativas viáveis.

A discussão da sustentabilidade ecológica na produção e uso de um bio-combustível devem considerar aspectos específicos, destacando-se entre eles: o monitoramento de toda a cadeia de produção do bio-combustível (cultivo, processamento, uso/conversão e destinação dos resíduos) e limites da capacidade de regeneração dos recursos naturais (solo, água, etc.).

Deste modo a taxa de utilização não supera à de renovação e possíveis conflitos e concorrências no uso das matérias-primas e recursos naturais utilizados na produção do bio-combustível, como por exemplo, o conflito entre produção de alimentos versus produção de energia”. (Neto et al. 2004). Sendo assim, a implementação da cogeração a partir da biomassa pode beneficiar de modo importante os indicadores de sustentabilidade energética e ambiental do biodiesel de óleo de dendê.

## **1.6 CONTEÚDO**

No capítulo 1 faz-se uma revisão do estado da arte da cogeração na indústria da extração de óleo de dendê, mostrando seus principais indicadores energéticos. Baseado no potencial energético da biomassa gerada na extração de óleo de dendê, a cogeração é apresentada como uma importante alternativa de incremento do balanço energético e redução do impacto ambiental no ciclo de vida do Biodiesel.

No capítulo 2 faz-se uma fundamentação dos processos de produção de óleo de dendê e biodiesel, a cogeração como estratégia de otimização energética e ambiental e a Análise de Ciclo de Vida como ferramenta de avaliação do impacto da cogeração no ciclo de vida do biodiesel de óleo de dendê.

No capítulo 3 são descritas as considerações feitas na simulação do ciclo térmico de cogeração na extração de óleo e suas variantes, assim como a delimitação do sistema e definição de todos os parâmetros do ciclo de vida do biodiesel.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos em cada uma das modelagens feitas para o ciclo térmico de cogeração e análise do ciclo de vida, mostrando o impacto do primeiro sob os indicadores ambientais e energéticos na produção do biodiesel.

No capítulo 5 faz-se a apresentação das conclusões do estudo e recomendações para estudos posterior que ampliem os objetivos deste trabalho.

## **Capítulo 2**

# **ESTADO DA ARTE DAS TECNOLOGIAS ENVOLVIDAS NO ESTUDO**

Neste capítulo introduz-se alguns conceitos básicos sobre o estado da arte da produção de óleo de palma e biodiesel, assim como o processo de cogeração a partir de biomassa e a definição e a conceitualização para realizar uma avaliação do ciclo de Vida (ACV).

### **2.1 ÓLEO DE PALMA**

O dendezeiro é uma planta da família das Palmáceas (subfamília Ceroxilneas) típica das regiões tropicais. É originário da Costa Ocidental da África (Golfo da Guiné).

Dos diversos tipos de dendezeiros nativos, o gênero ELAEIS foi o único que adquiriu importância econômica e a espécie GUINEENSIS constitui atualmente a base para a exploração agrícola extensiva. Esta é uma palmeira que pode atingir até 20 metros de altura, com cerca de 24 folhas de 5 a 6 metros de comprimento durante o período produtivo, que pode atingir os 25 anos.



**Figura 1. Palma Africana e Cachos de frutos (*Elaeis Guineensis*).**

As flores são produzidas em grupos, cada uma delas individual e muito pequena composta por três sépalas e três pétalas. O fruto leva de 5 a 6 meses para amadurecer desde a polinização até o dia da coleta. A palma produz entre 12 a 14 cachos de frutos a cada ano, com produção contínua durante o ano todo. A sua produção se inicia entre 24 e 30 meses após a semeadura em viveiro. O cacho de fruto de palma tem um peso aproximado de 20 a 30 kg e está composto por 2000 a 2500 frutos (Figura 2). Cada fruto composto pelo pericarpo, o mesocarpo (o qual contém o óleo de Palma) e o endocarpo que está composto pela casca e o amêndoa. Este último contém o óleo de Palmiste com características físico-químicas diferentes do óleo de palma.



**Figura 2. Fruto de palma africana.**

As temperaturas favoráveis ao cultivo da palma ficam entre 25 e 28 °C, típico dos trópicos com uma precipitação entre 1800 e 2200 mm. A umidade relativa deve ser superior a 75%. As características físico-químicas do solo influenciam o desenvolvimento da palma, sendo favorecida por solos profundos, soltos e com boa drenagem. A palma suporta solos com baixa acidez, (até pH 4), sendo a faixa ideal de pH entre 4,5 e 7,5. A palma consegue se adaptar em regiões até o 700 msnm com uma inclinação até de 25% e com uma luminosidade de 1500- 2000 horas luz por ano. A produção da palma de azeite ao longo da sua vida produtiva é apresentada na Tabela 6, assim como o peso do cacho de fruto.

**Tabela 6. Produtividade da palma africana azeite e peso do cacho de fruto. (IICA, 2006)**

Idade da Palma (Anos)	Produção de Cachos (ton Ha <sup>-1</sup> Ano <sup>-1</sup> )	Peso do Cacho (kg)
3	7	4,1
4	15	8,7
5	20	11,6
6	22	12,8
7	25	14,15
8	26	15
> 8	26	20

O óleo de palma na temperatura ambiente é semi-sólido, uma característica devida ao nível de saturação dos ácidos graxos que o conformam, aproximadamente 50%. Em natura, o óleo tem uma cor laranja-vermelha devido ao alto conteúdo de Caroteno (precursor de vitamina E).

### 2.1.1 Composição química

Quimicamente, o óleo é um triglicéride composto por uma ampla variedade de ácidos graxos, em proporção dependente do tipo da fonte oleaginosa. Na Tabela 7 é apresentada a composição típica para diferentes fontes oleaginosas.

**Tabela 7. Composição de Ácidos graxos para diferentes tipos de óleos vegetais.  
(Demirbas, 2003)**

Óleo	6:0 (Palmítico)	16:1 (Palmitoleico)	18:0 (Esteárico)	18:1 (Oleico)	18:2 (Linoleico)	18:3 (Linolenico)	Outros
Palma	2,6	0,3	4,4	40,5	10,1	0,2	1,1
Soja	3,9	0,3	2,1	23,2	56,2	4,3	0
Colza	3,5	0	0,9	64,1	22,3	8,2	0
Girassol	6,4	0,1	2,9	17,7	72,9	0	0

O óleo de palma e seus produtos apresentam uma grande resistência à oxidação e ao calor, podendo ser expostos a temperaturas elevadas durante tempos prolongados. Isto faz com que seja indicado como ingrediente ideal em misturas de azeites para frituras, chegando a substituir, em alguns casos, 100% de azeite de sementes hidrogenados tradicionais.

O azeite de palma apresenta também uma alta quantidade de compostos químicos naturais importantes na nutrição e saúde humana, como o caroteno, a vitamina E, ácidos graxos essenciais e micronutrientes lipossolúveis. O óleo cru é uma fonte natural de tocotrienol (vitamina lipossolúvel) pertencente à família dos tocoferoles, a qual tem sido apontada como possuidora de propriedades anti-cancerígenas (Sambanthamurthi, 2000).

### 2.1.2 Estatísticas do óleo de Palma

Das 149 milhões de toneladas de óleo vegetal produzidos no Mundo em 2005, a maior porcentagem, 24 %, corresponde ao óleo de Palma (dendê), isto significa que um de cada 4 kg de óleo consumidos no mundo é de Palma seguido de perto pela Soja, e duas vezes maior que as produções de Colza e Girassol, estas quatro plantas oleaginosas representam 74% da

produção mundial de óleo vegetais. Na Tabela 8 é apresentada a produção das principais fontes oleaginosas do mundo, seu rendimento em toneladas de óleo por hectare, a área cultivada no mundo e seu percentagem.

**Tabela 8. Produção e rendimento das principais fontes oleaginosas no mundo. (Sumathi et. al., 2007)**

Oleaginosa	Produção (Milhões ton)	% Produção	Rendimento (ton óleo ha <sup>-1</sup> )	Área Cultivada (ha)	% Área
Palma	36,90	35,90	3,74	9,86	4,5
Soja	35,19	34,24	0,38	92,63	42,27
Colza	18,34	17,84	0,67	27,29	12,45
Girassol	11,09	10,79	0,48	22,95	10,47

A Palma de azeite é a oleaginosa de maior rendimento, produzindo entre 4 e 5 toneladas de óleo por hectare, isto é, 10 vezes mais do que a Soja. Por tanto, 10 vezes menos área é requerida para produzir uma quantidade do óleo similar. A Soja e a Palma representam 48% da produção global de azeite e gorduras, sendo a Malásia e Indonésia responsáveis por 85% da produção mundial de óleo de palma. Os principais produtores de óleo de Palma no mundo e os rendimentos por hectare são apresentados na Tabela 9.

**Tabela 9. Principais produtores mundiais de óleo de palma e rendimentos (Oil world annual, 2006).**

Pais	Toneladas de Óleo (Milhares, 2006.)	Área Cultivada (Milhares de ha)	Rendimento (ton Óleo / ha)
Malásia	15,881	3550	4,2
Colômbia	713	181	4,2
Indonésia	16,080	3690	3,8
Nigéria	815	370	2,2
Tailândia	850	280	2,4
Equador	352	176	1,8

### 2.1.3 Processos e Produtos do Óleo de Palma

O processo de produção do óleo de Palma inclui várias etapas, desde a agrícola até a elaboração de produtos comerciais com alto valor agregado. Podem ser definidas três fases principais, como são:

- Fase Agrícola
- Fase Industrial
- Fase Oleoquímica

A fase Agrícola considera o cultivo, onde é produzido o fruto de palma e a usina extratora do óleo, onde é obtido o óleo cru. Já o Processamento Industrial do óleo considera em uma primeira etapa a elaboração de matérias-primas e produtos industriais intermediários e para o segundo estágio a elaboração de mercadorias de consumo básico e insumos para outras indústrias. Finalmente a indústria Oleoquímica é responsável pela elaboração de produtos e matérias-primas para outros setores industriais, onde se encontra a produção do Biodiesel. Estes processos e produtos são apresentados na Figura 3.

Fase Agrícola	Fase Processamento Industrial			Fase Oleoquímica
Cultura	Extração	Matérias Primas e produtos Intermediários	Matérias-Primas	Matérias-Primas
Cachos de Fruto de Palma	Óleo de Palma Amendoim Óleo de Palmiste	Óleo de Palma (RBD) Oleína de Palma (RBD) Estearina de Palma (RBD) Ácidos Graxos Óleo de Palmiste (RBD) Oleína de Palmiste (RBD) Estearina de Palmiste (RBD)	Azeites líquidos comestíveis Margarina Manteiga Gorduras para frituras Gorduras para padaria Gorduras para sorvetes Gorduras para confeitos Sabonetes Ração animal	<b>Matéria-prima:</b> Álcool graxo Emulsificantes Metil ester Glicerol <b>Produtos:</b> Combustíveis Lubrificantes Pinturas surfactantes

**Figura 3. Estágios de Produção e Produtos da Cadeia Produtiva do óleo de Palma.**

## 2.2 COGERAÇÃO

### 2.2.1 Definição

A cogeração corresponde à produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como as energias eletromecânica e térmica, para suprir as necessidades de uma unidade de processo, seja do setor industrial, agrícola, terciário ou um sistema isolado, a partir de uma mesma fonte de energia primária (Perrella, 2002). Uma outra definição, mais específica, apresenta a cogeração como a geração simultânea de calor e potência, as quais são aproveitadas e que sempre incluem a geração de eletricidade e um sistema de recuperação de calor (EDUCOGEN, 2001).

O princípio detrás da cogeração é simples: A geração convencional de potência apresenta uma eficiência média de 35%, significando que 65% da energia é desperdiçada como calor rejeitado. Modernos ciclos de geração combinada podem atingir eficiências de 55%, sem considerar as perdas por distribuição e transmissão de eletricidade. A cogeração reduz estas perdas aproveitando o calor gerado para a indústria, comércio e sistemas residenciais. Além disso, a eletricidade gerada em usinas de cogeração é normalmente usada localmente, fazendo com que as perdas por transmissão e distribuição sejam desprezíveis. Por tanto, a cogeração oferece uma redução das perdas entre 15 e 40%, quando comparado com o fornecimento de eletricidade e calor de fontes convencionais de geração de potência. O esquema geral de cogeração quando comparado com um sistema convencional de geração de eletricidade e calor é apresentado na Figura 4.

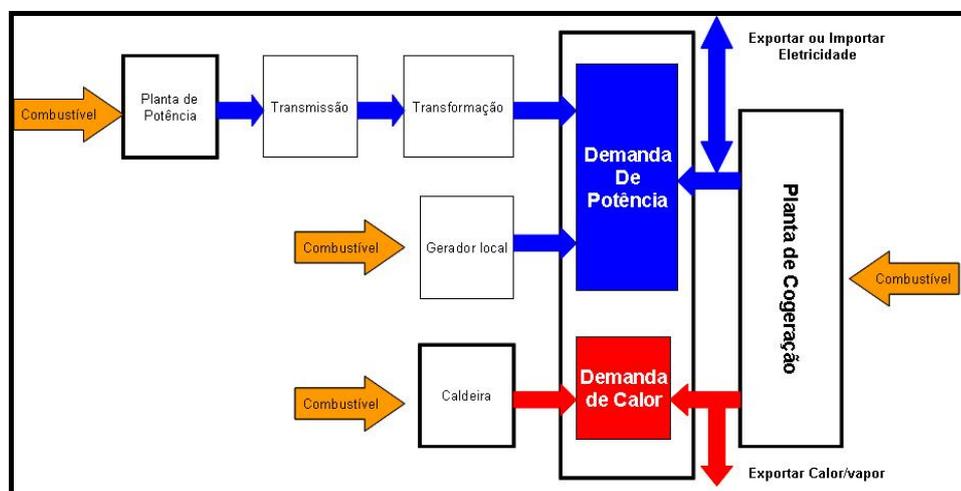
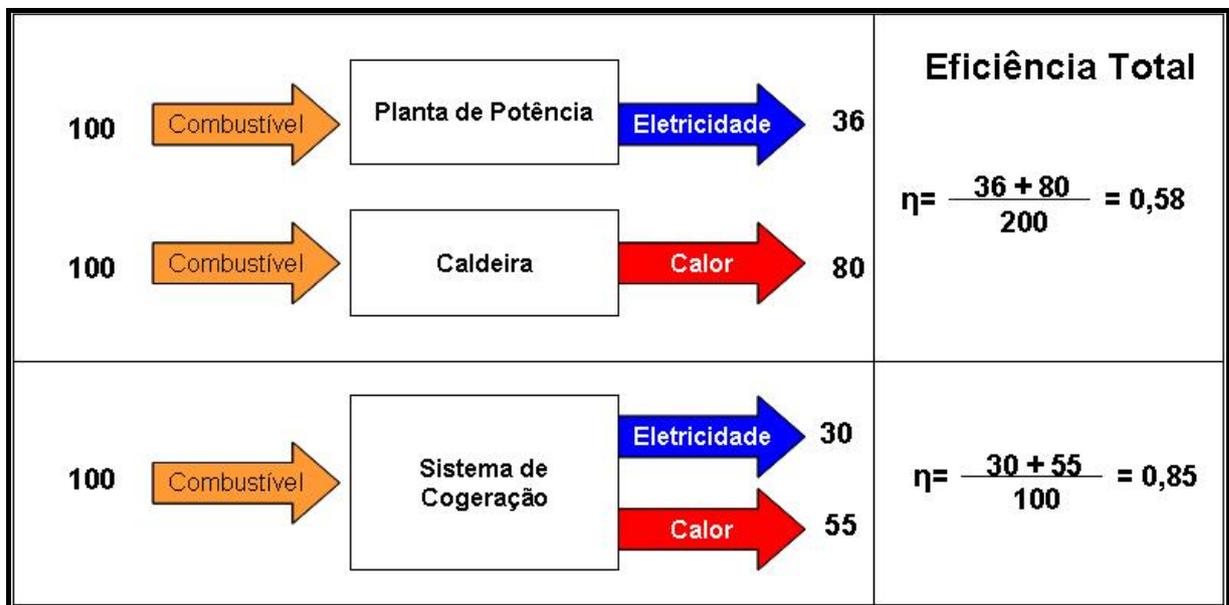


Figura 4. Conceito de cogeração.

Tendo em consideração que os custos de transporte de eletricidade são inferiores aos custos de transporte de calor, as usinas de cogeração são normalmente instaladas o mais próximo possível do local da demanda térmica, sendo projetadas idealmente, na maioria dos casos, para atingir a demanda de calor (paridade térmica). Neste caso, normalmente se terá um excesso de eletricidade em relação à requerida no processo industrial.

A cogeração surgiu em finais de 1880, na Europa e nos Estados Unidos, dada à demanda simultânea de eletricidade e calor para uso não só industrial, mas também a residencial para calefação. Nos primeiros anos do século 20, a maioria das usinas industriais gerava sua própria eletricidade queimando carvão nas suas caldeiras e utilizando turbinas a vapor. O vapor excedente era utilizado nos processos industriais. Assim, estima-se que nos Estados Unidos, no princípio do século 20, aproximadamente 58% de toda a eletricidade era gerada localmente nas usinas.

Baseada na utilização do calor a eficiência num processo de cogeração pode atingir valores de 90%, como é apresentado na Figura 5.



**Figura 5. Comparação das eficiências dos processos de cogeração e produção separada de eletricidade e calor (EDUCOGEN, Dec. 2001).**

### 2.2.2 Vantagens da cogeração

Quando um sistema de cogeração é projetado segundo as considerações mencionadas, isto é, de acordo com a demanda de calor, as seguintes vantagens são obtidas (Educogen, 2001):

- Acréscimo da eficiência de conversão e uso da energia.
- Baixas emissões ao meio ambiente, em particular do CO<sub>2</sub>.
- Oportunidade para o aproveitamento de resíduos agrícolas, biogás os outros resíduos na geração de eletricidade e calor, redução da necessidade de disposição destes materiais.
- Grande redução nos custos de operação da indústria e comércio.
- Oportunidade para descentralizar os processos de geração de eletricidade, onde as usinas são projetadas para atender as necessidades locais.
- Aprimorar a segurança local e geral no fornecimento de eletricidade e calor, assim como a dependência de combustíveis pela redução no seu consumo.
- Oportunidade para aumentar a diversidade das usinas de geração e promover a competência no mercado energético.

### 2.2.3 Ciclos de potência

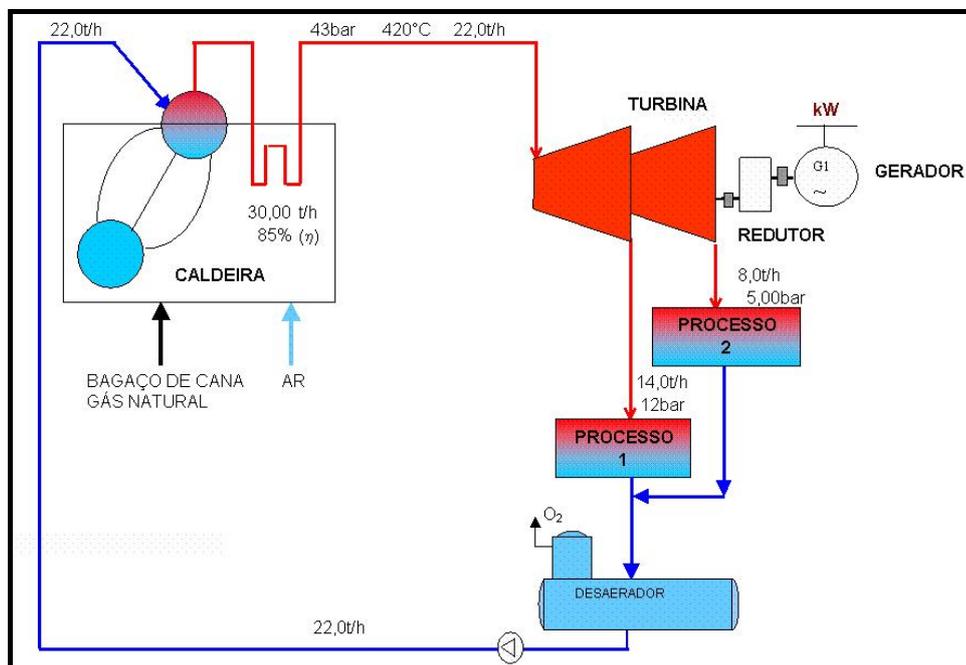
Na termodinâmica existem principalmente, duas importantes áreas de operação, a Geração de potência e a Refrigeração. As duas são feitas mediante sistemas que operam em um ciclo termodinâmico. Os ciclos termodinâmicos se dividem em duas categorias gerais: *ciclos de potência e ciclos de refrigeração*. Os dispositivos ou sistemas utilizados na produção de potência são chamados de **máquinas térmicas** e os ciclos termodinâmicos que as operam **ciclos de potência** (Çengel e Boles, 1997).

Os ciclos termodinâmicos podem se classificar também em **ciclos a gás e ciclos a vapor**, dependendo da fase do fluido de trabalho que circula pelo ciclo. Nos ciclos a gás o fluido de trabalho permanece na fase gasosa em todo o ciclo, enquanto nos ciclos a vapor o fluido existe nas fases vapor e líquida. O vapor de água é o fluido de trabalho mais usado nos

ciclos de potência a vapor devido às inúmeras vantagens, tais como baixo custo, disponibilidade e a sua alta entalpia de vaporização. Outros fluidos de trabalho incluem sódio, potássio, e mercúrio em aplicações de alta temperatura e alguns fluidos orgânicos como o benzeno e os freons para aplicações de baixa temperatura.

A contínua busca de maiores eficiências térmicas tem produzido algumas inovações no ciclo básico de potência a vapor como os ciclos de Reaquecimento e Regenerativo. A Figura 6 mostra um esquema simplificado de uma planta de potência a vapor com seus componentes principais, dividida em quatro sistemas (Lora et al, 2004):

- Principais equipamentos do ciclo: caldeira, turbina a vapor, condensadores e bomba de água de alimentação;
- Equipamentos de manuseio do combustível e exaustão dos gases à atmosfera;
- Equipamentos do sistema de resfriamento de água do condensador e reposição de água ao ciclo;
- Equipamentos para conversão da energia mecânica em energia elétrica, assim como a subestação de transmissão.

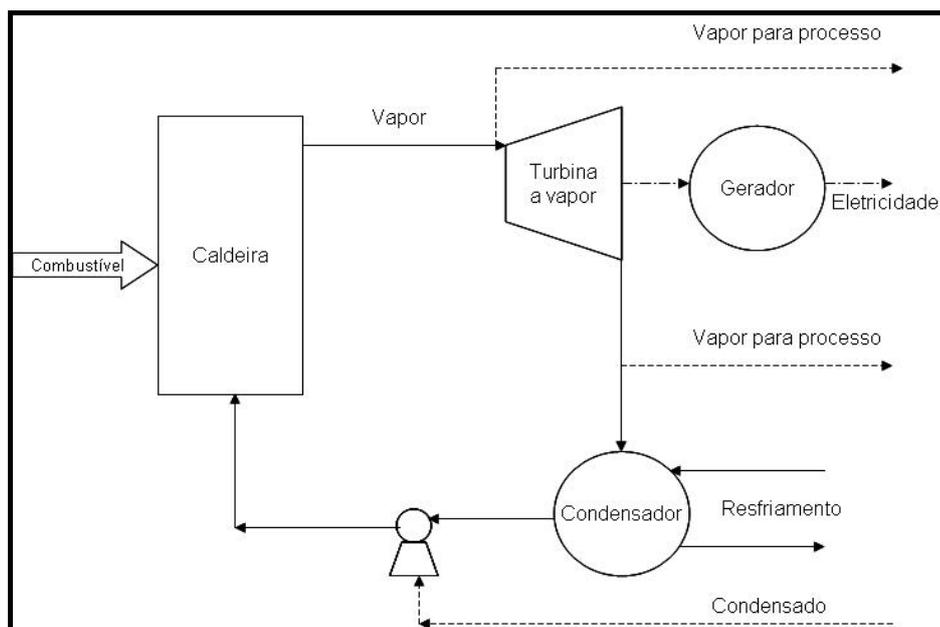


**Figura 6. Esquema simplificado de uma instalação de um ciclo de potência a vapor.**

Dentre os principais ciclos térmicos para geração de energia elétrica, os mais utilizados são o ciclo Rankine e o ciclo Brayton, além dos grupos geradores de pequeno porte baseados no ciclo Otto e no Diesel.

### Ciclo Rankine.

No ciclo Rankine, é utilizado o calor proveniente da combustão de combustíveis para geração de vapor numa caldeira. Portanto, a energia térmica acumulada em forma de calor pode ser utilizada para aquecimento, processos industriais e para geração de energia elétrica acionando uma turbina a vapor acoplada a um gerador elétrico. O rendimento térmico máximo que pode ser obtido na prática, com este processo, é de aproximadamente 30 a 35%, ou seja, 1/3 da energia do combustível pode ser convertido em energia térmica (Figura 7).



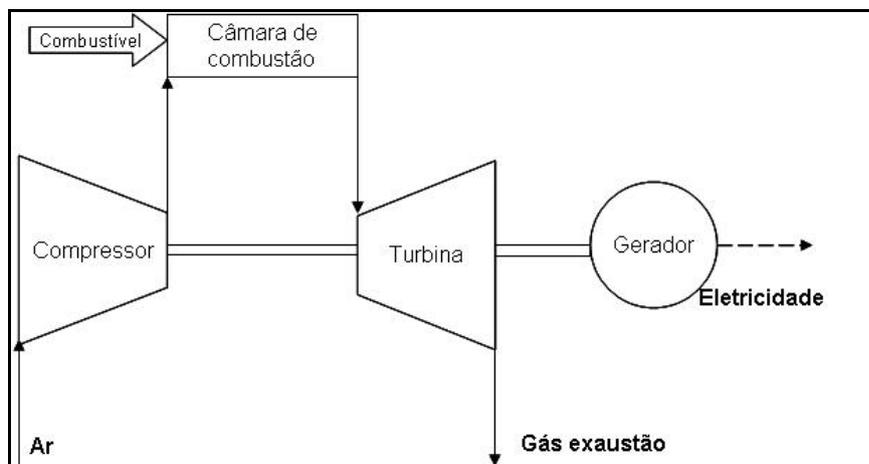
**Figura 7. Ciclo de potência Rankine.**

Na prática, o rendimento térmico do ciclo com cogeração é calculado somando-se o total de energia útil, ou seja, a energia elétrica gerada mais a energia térmica utilizada no processo, dividindo-se pelo total da energia disponível fornecida pelo combustível. Dependendo do processo, o rendimento térmico da cogeração pode chegar a 80-90%.

Entretanto, do ponto de vista estritamente técnico, esta forma de avaliação do rendimento não é adequada, pois são consideradas formas diferentes de energia (térmica e mecânica) do ponto de vista da Segunda Lei da Termodinâmica. Isto porque, conforme à Segunda Lei, o calor nunca pode ser integralmente convertido em trabalho, enquanto a recíproca é sempre verdadeira.

### Ciclo Brayton.

O ciclo Brayton, (das turbinas a gás), vem se tornando um método cada vez mais utilizado para geração de energia. Neste tipo de máquina (vide Figura 8), o ar atmosférico é continuamente sugado pelo compressor, onde é comprimido para uma alta pressão. O ar comprimido entra na câmara de combustão (ou combustor), é misturado ao combustível e ocorre a combustão, resultando em gases com alta temperatura. Os gases provenientes da combustão se expandem através da turbina e descarregam na atmosfera. Parte do trabalho desenvolvido pela turbina é usada para acionar o compressor, o restante é utilizado para acionar um gerador elétrico ou um dispositivo mecânico (ANEEL, et al, 2000).

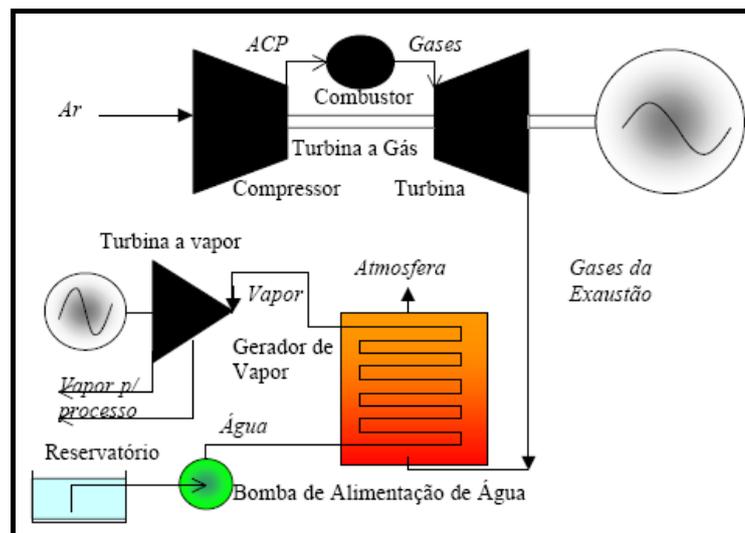


**Figura 8. Ciclo de potência Brayton.**

O rendimento térmico do ciclo Brayton é de aproximadamente 35%, mas atualmente, existem turbinas (LM600) que conseguem um rendimento de 41,9%. A cogeração no ciclo Brayton é implementada através da adição de uma caldeira de recuperação de calor ao ciclo. Neste caso os gases de exaustão da turbina são direcionados para a caldeira, de modo a gerar vapor. Este vapor é então utilizado no processo industrial ou para acionamento de uma turbina a vapor (Ciclo Combinado).

## Ciclo Combinado.

O ciclo combinado é baseado na junção de dois ciclos de potência, o ciclo Brayton e o Rankine conjuntamente. Neste tipo de arranjo, o calor liberado por um ciclo é usado parcialmente ou totalmente como entrada de calor para o outro ciclo. No caso de geração de energia elétrica, através do ciclo combinado gás-vapor (Brayton-Rankine), os gases de exaustão da turbina a gás estão numa temperatura relativamente alta, normalmente entre 450 e 550°C. Deste modo, o fluxo de gás quente pode ser utilizado numa caldeira de recuperação de calor para geração de vapor que serve como fluido de trabalho para o acionamento de uma turbina a vapor, gerando um adicional de energia. Portanto, o ciclo combinado tem uma eficiência térmica maior que a dos ciclos Rankine e Brayton separadamente. A Figura 9 ilustra o ciclo combinado.



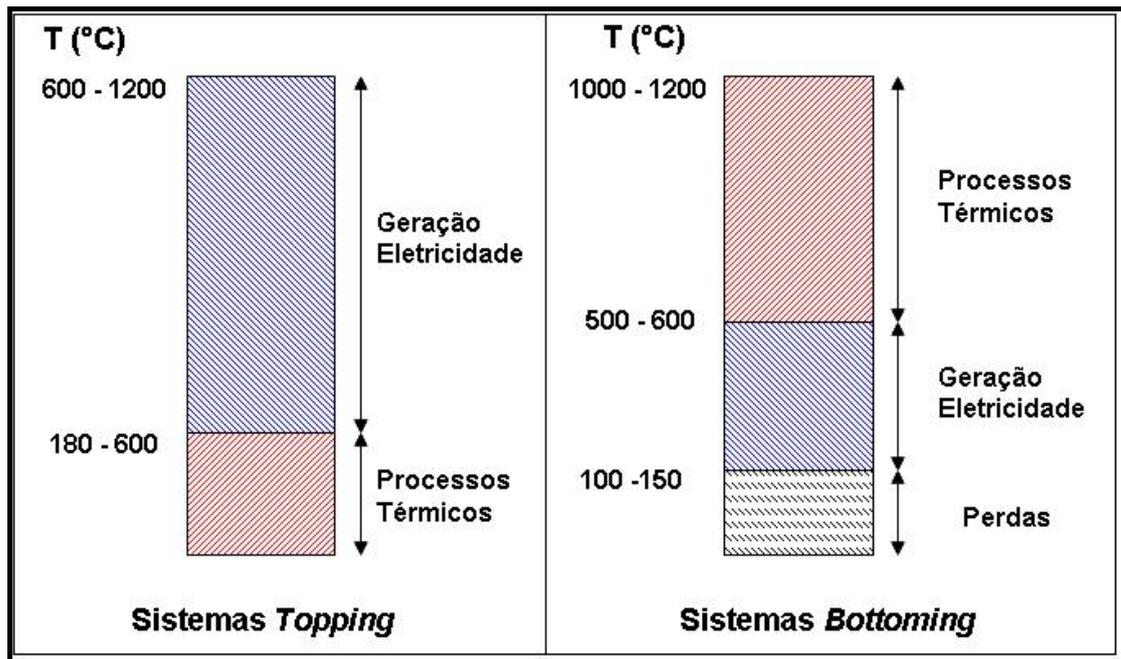
**Figura 9. Ciclo de potência Combinado.**

Este tipo de processo de cogeração é a melhor opção para os locais onde a demanda de eletricidade é superior a demanda de vapor, ou seja, nas indústrias eletrointensivas.

### 2.2.4 Tecnologias de cogeração

Os sistemas de cogeração podem ser caracterizados como sistemas *topping* ou *bottoming*. Nos sistemas *topping*, um fluido de alta temperatura (gases de exaustão, vapor) fornece a potência em uma máquina térmica para produzir eletricidade, enquanto calor a baixa temperatura é usado para processos térmicos ou sistemas de aquecimento.

No sistema *bottoming*, calor a alta temperatura é primeiro produzido por um outro processo (e.g. forno rotativo da fábrica de cimento) e logo após são usados os gases quentes diretamente para movimentar um gerador de turbina a gás, se a pressão é adequada, ou indiretamente para produzir vapor em uma caldeira de recuperação que é utilizado pela turbina a vapor para gerar eletricidade. A faixa de temperatura usada por cada tipo de sistema de cogeração é apresentada na Figura 10 (EDUCOGEN, 2001).



**Figura 10. Faixas de temperatura usadas para sistemas de cogeração *topping* e *bottoming*. (Educogen, 2001)**

Os sistemas de cogeração são classificados geralmente pelo tipo de acionador, gerador e tipo de combustível. Atualmente os acionadores mais comuns nos sistemas de cogeração são:

- Turbinas a vapor.
- Motores alternativos.
- Turbinas a Gás.
- Ciclos combinados.

Novos desenvolvimentos tecnológicos estão sendo inseridos no mercado, esperando a sua disponibilidade econômica. Estes são:

- Células de combustível.
- Motores *Stirling*.
- Micro turbinas.

A seguinte tabela apresenta um resumo dos principais tipos de sistemas de cogeração disponíveis, a escala, o PHR (*Power to Heat Ratio*) e a eficiência e qualidade do calor.

**Tabela 10. Comparação dos sistemas típicos de cogeração. (Educogen,2001)**

	Combustível usado	Faixa Potência (MWe)	Relação Potência : Calor	Eficiência de geração elétrica	Eficiência típica global	Qualidade do calor
<b>Turbina a Vapor (distribuição)</b>	Qualquer tipo	1 a 100	3:1 a 8:1	10 – 20 %	Até 80%	Vapor a dois níveis ou mais
<b>Turbina de Vapor a Contrapressão</b>	Qualquer tipo	0,5 a 500	3:1 a 10:1	7 – 20 %	Até 80%	Vapor a dois níveis ou mais
<b>Ciclo combinado de Turbina a gás</b>	Gás Biogás Nafta GLP Óleo combustível	3 a 300	1:1 a 3:1	35 – 55 %	73 – 90%	Vapor nível médio, alta temperatura, água quente
<b>Ciclo aberto de turbinas a gás</b>	Gás Biogás Nafta GLP Óleo combustível	0,25 a 50	1,5:1 a 5:1	25 – 42 %	65 – 87%	Vapor nível alto, alta temperatura e água quente.
<b>Motores de ignição a compressão</b>	Gás Biogás Nafta GLP Óleo combustível	0,2 a 20	0,5:1 a 3:1	35 – 45%	65 – 90%	Vapor de baixa pressão, baixa e média temperatura e água quente.
<b>Motores de ignição com bugia</b>	Gás Biogás Nafta	0,003 a 6	1:1 a 3:1	25 – 43%	70 – 92%	Baixa e média temperatura e água quente.

### 2.2.5 Sistemas de cogeração com turbinas a vapor

O sistema de cogeração baseado em turbinas a vapor está composto por três componentes principais: uma fonte calor, a turbina de vapor e um trocador de calor. A grande maioria destes sistemas utiliza o ciclo Rankine na sua forma básica ou na sua versão melhorada com reaquecimento do vapor e preaquecimento regenerativo da água. A fonte de calor mais comum é a caldeira, a qual pode queimar qualquer tipo de combustível ou certa mistura dos mesmos para produzir vapor superaquecido. No lugar da caldeira, reatores nucleares podem ser utilizados.

As condições de operação podem variar em uma ampla faixa, onde a pressão do vapor pode ir até 16000 kPa. A temperatura do vapor está próxima dos 520 °C, para obter potência elétrica na saída de 100 MW, embora seja possível aumentar ainda mais este valor.

Embora as pesquisas de geração de eletricidade com a utilização de turbinas a gás baseadas na gaseificação da biomassa estejam avançando e demonstrem maior potencial, as únicas tecnologias comerciais utilizadas para a geração de energia elétrica através de biomassa, ainda são baseadas nas turbinas a vapor. As turbinas a vapor podem ser classificadas da seguinte forma:

- Contrapressão: O vapor expandido na turbina sai acima da pressão atmosférica e é utilizado no processo;
- Condensação: O vapor sai abaixo da pressão atmosférica e condensa em equipamentos a vácuo;
- Extração (*pass out*): Parte do vapor deixa a turbina entre a entrada e a saída, onde um conjunto de válvulas regula o fluxo para a seção de exaustão, mantendo a extração na pressão requerida pelo processo. Pode ser configurada tanto em turbinas de contrapressão ou de condensação;
- Pressão mista (*pass in*): Além do vapor de alta pressão, utiliza vapor de menor pressão entrando na seção de baixa pressão da turbina. Usada com caldeiras de dupla pressão, ou plantas combinadas com turbinas a gás ou motores a diesel.

### **Turbinas de contrapressão.**

É a mais simples configuração em um sistema de cogeração. O vapor gerado na caldeira passa pela turbina e sai com uma pressão igual ou superior à atmosférica, dependendo dos requerimentos térmicos do processo onde será usado o vapor. Também é possível realizar uma extração de vapor em estágios intermediários na turbina, de acordo aos requerimentos da demanda térmica. Uma vez utilizado o vapor no processo para fornecer calor, este pode ser condensado e retornado à caldeira dependendo da sua qualidade (vide Figura 11). Estes sistemas apresentam as seguintes vantagens:

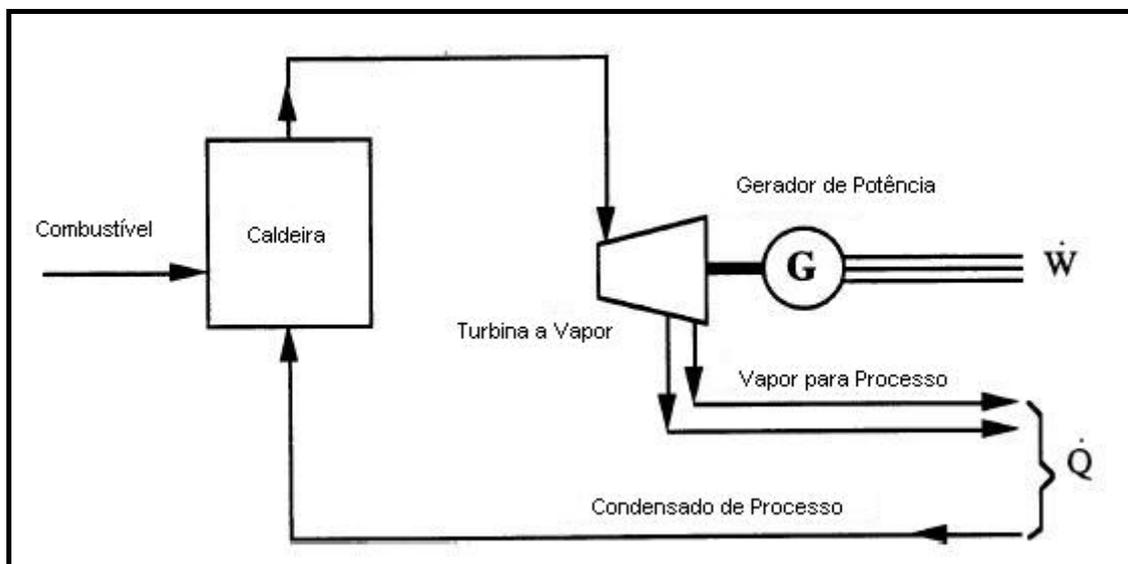
- Configuração simples e poucos componentes
- O alto custo dos estágios de baixa pressão da turbina é evitado.
- Baixo custo de capital.

- Reduzida ou nenhum requerimento de água de resfriamento.
- Alta eficiência total, devido à não existência de rejeição de calor ao ambiente através do condensador.

Embora apresentem as seguintes desvantagens:

- O tamanho da turbina é maior do que para outros tipos, devido à operação com baixa diferença da entalpia do vapor.
- O fluxo mássico de vapor através da turbina depende da carga térmica. Assim, a eletricidade gerada pelo vapor é controlada pela carga térmica, o qual resulta em uma baixa ou nenhuma flexibilidade na relação de potência elétrica gerada e carga elétrica. Portanto é preciso de uma conexão à rede em duas vias para compra de eletricidade faltante ou venda da eletricidade excedente.

Uma forma de atingir certa flexibilidade é extrair vapor da turbina para um processo regenerativo de aquecimento de água. A descarga térmica é reduzida durante a condensação, enquanto a potência mecânica não muda de forma significativa devido à expansão incompleta do vapor extraído.

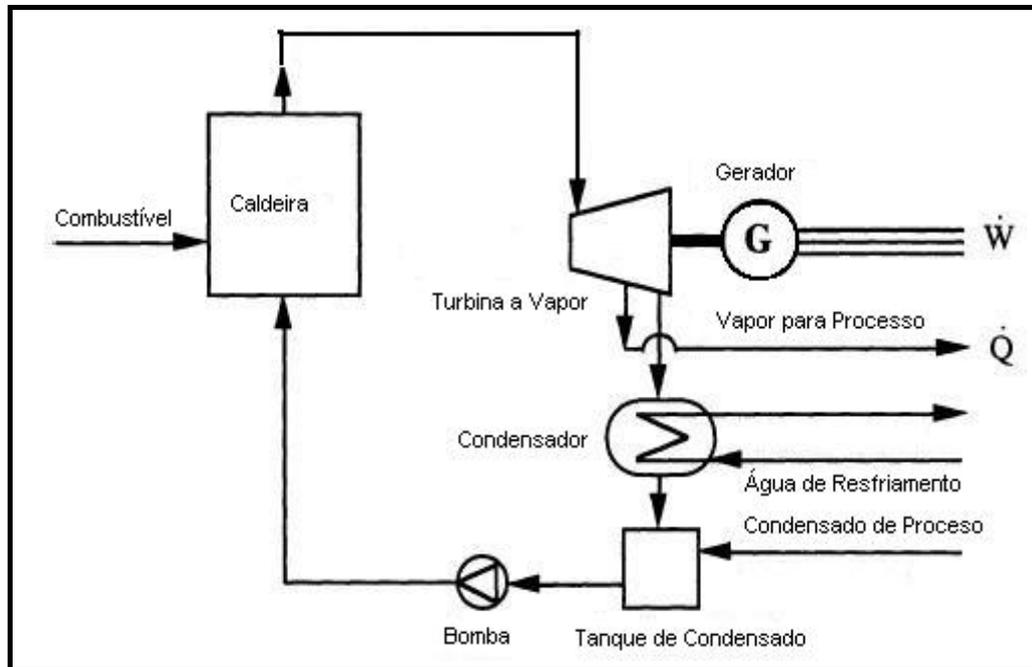


**Figura 11. Ciclo de vapor com turbina de Contra Pressão.**

### **Turbinas de Condensação.**

Nestes sistemas, o vapor para atender a demanda térmica é obtido na extração de um ou mais estágios intermédios da turbina na pressão e temperatura requerida (Figura 12). O vapor

restante sai da turbina e vai até o condensador na mesma pressão deste último, que pode ser ao redor de 5 kPa e a sua temperatura correspondente de 33 °C.



**Figura 12. Ciclo de vapor com turbina de Condensação.**

O vapor extraído pode também ser usado para processos regenerativos no aquecimento de água, o qual incrementa a eficiência do ciclo Rankine. Em comparação com o sistema de turbinas a Contrapressão, as turbinas de condensação apresentam um maior custo de capital e, em geral uma menor eficiência total do sistema de cogeração (pela primeira lei da termodinâmica). Embora, estes podem controlar a potência elétrica independentemente da carga térmica mediante a regulagem do fluxo de vapor através da turbina.

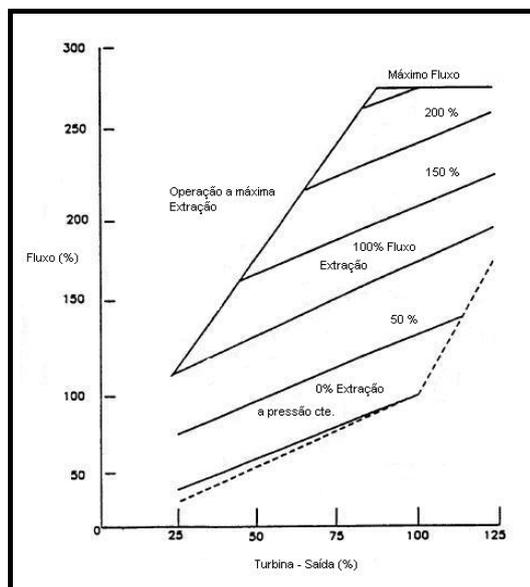
### **Desempenho termodinâmico dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor.**

#### **Eficiência termodinâmica da relação Potência : Calor (*PHR, Power to Heat Ratio*).**

A eficiência de energia total é relativamente alta (60-85%) e diminui só um pouco a carga parcial. Embora, a eficiência elétrica seja baixa (15-20%) o qual resulta em uma baixa relação PHR (0,1-0,5). Em geral quanto mais alta é a temperatura requerida nos processos a vapor, a eficiência elétrica torna-se mais baixa. A eficiência elétrica pode ser incrementada até certo ponto pelo aumento da pressão e da temperatura no vapor na entrada da turbina.

**Sistemas com turbinas de Contrapressão.** Quando toda a energia térmica do vapor é usada e o condensado retorna do processo sem a utilização de sistema de resfriamento e sem calor rejeitado no ambiente, a eficiência total pode atingir 85%. Tendo em consideração que a potência elétrica é proporcional ao fluxo de vapor enviado ao processo, o valor do PHR permanecerá aproximadamente constante durante as mudanças de carga.

**Sistemas com turbinas de Condensação.** O calor rejeitado através do condensador resulta em uma baixa eficiência total do sistema. A principal vantagem deste sistema é a capacidade de variar a potência elétrica e térmica independentemente, dentro de certos limites e conseqüentemente mudarem o valor do PHR. Operação de turbinas a vapor em carga parcial. **O desempenho ótimo das turbinas a vapor tipicamente acontece a 95% da sua potência máxima. Aliás a maioria das turbinas usadas em cogeração são dispositivos multi-estágio desenvolvidas para aplicações específicas e frequentemente oferecem a possibilidade de condensação e extração, embora as características de carga parcial sejam únicas para cada turbina. O fabricante da turbina proverá o mapa de desempenho como o mostrado na Figura 13. Este mapa foi desenvolvido para uma turbina de condensação-extração e apresenta o fluxo de vapor na entrada da turbina em relação à produção de potência elétrica e térmica. Este último determinado pelo fluxo do vapor de extração.**



**Figura 13. Mapa de desempenho de uma turbina a vapor. (Australian green office, 2006)**

## 2.2.6 Impacto ambiental da Cogeração

Além de reduzir o consumo de combustível e diminuir os custos de geração de eletricidade, a cogeração permite a redução na emissão de poluentes, devido à utilização mais eficiente do combustível. Os principais componentes dos gases de exaustão que poluem o ambiente são (Educogen, 2001):

- Dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)
- Monóxido de carbono (CO)
- Óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>)
- Óxidos de enxofre, usualmente o dióxido de enxofre (SO<sub>2</sub>)
- Hidrocarbonatos não queimados (chamados de HC ou UHC)
- Material particulado

A Tabela 11 apresenta níveis típicos de emissões (sem controle) para várias tecnologias de cogeração. Deve se ter em consideração que o nível de emissões depende da tecnologia, do ano de fabricação, do estado da unidade, da potência a gerar, da carga de operação, do tipo e da qualidade do combustível usado, etc.

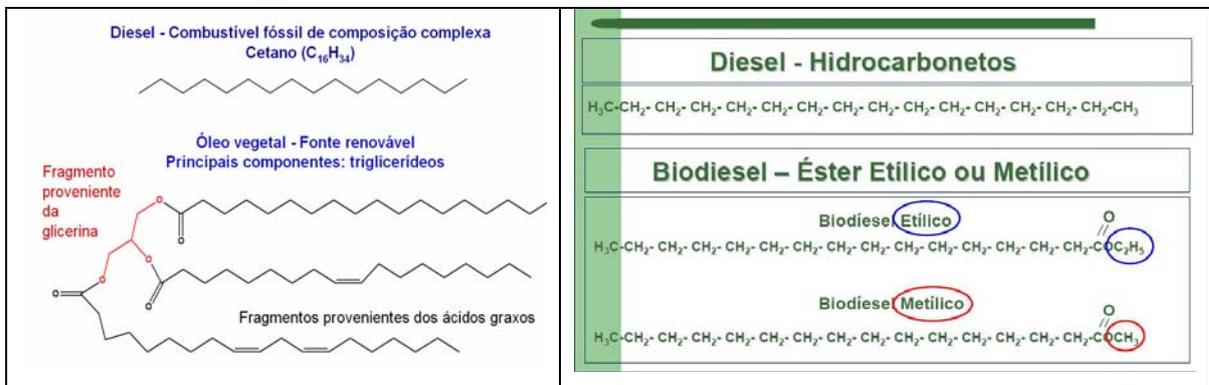
**Tabela 11. Valores típicos de emissões não controladas em sistemas de cogeração. (Educogen, 2001)**

Sistema	Combustível	Eficiência Elétrica (%)	Emissões específicas (g kWh <sup>-1</sup> )					
			CO <sub>2</sub>	CO	NO <sub>x</sub>	HC	SO <sub>x</sub>	Particulado
Diesel	Diesel 0,2% S	35	738,15	4,08	15,56	0,46	0,91	0,32
Motores a gás	Gás natural	35	577,26	2,8	1,9	1,0	~0	~0
Turbinas a gás	Gás natural	25	808,26	0,13	2,14	0,10	~0	0,07
	Diesel 0,2% S		1033,41	0,05	4,35	0,10	0,91	0,18
Turbinas a gás-baixo NO <sub>x</sub>	Gás natural	35	577,26	0,3	0,5	0,05	~0	0,05
Turbina a vapor	Carvão	25	1406,40	0,26	4,53	0,07	7,75	0,65
	Óleo combustível		1100	~0	1,94	0,07	5,18	0,65
	Gás natural		808,16	~0	1,29	0,26	0,46	0,07
Células de combustível	Gás natural	40	505,1	0,03	0,03	0,05	~0	~0

## 2.3 PRODUÇÃO DE BIODIESEL

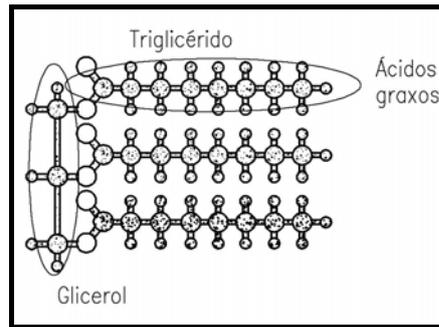
O Biodiesel pode ser definido de diferentes maneiras. Uma definição simples poderia ser a de um combustível apto a ser usado em motores do ciclo diesel elaborado a partir de matéria-prima renovável, proveniente da biomassa. Porém, poderiam se encaixar nesta definição não só os ésteres metílicos ou etílicos de ácidos graxos, obtidos pela transesterificação dos óleos vegetais ou de gordura animal residual (sebo). Também podem ser considerados os obtido pelo *cracking* catalítico destas gorduras e ainda pela síntese catalítica de parafinas de alto peso molecular a partir de gás de síntese da gaseificação de biomassa (processo também chamado de Fischer-Tropsch ou BTL: Biomass-to-Liquids). No entanto o termo Biodiesel é mais utilizado para denominar os ésteres metílicos ou etílicos de ácidos graxos. A Lei 11.097 de 13/01 de 2005 define o biodiesel como um “bio-combustível derivado de biomassa renovável para uso em motores a combustão interna com ignição por compressão ou, conforme ao regulamento, para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustíveis de origem fóssil”.

As diferenças de estrutura do diesel e do biodiesel podem ser vistas na Figura 14.



**Figura 14. Comparação da estrutura molecular entre diesel e biodiesel (RIBEIRO, 2006; ARANDA, 2005.)**

A produção do biodiesel, como descrito acima é em geral baseada na transesterificação das gorduras vegetais e animais. Estas gorduras são chamadas triglicérides, ou seja, composto por três ácidos graxos presos em uma molécula de glicerol, como mostra a Figura 15.



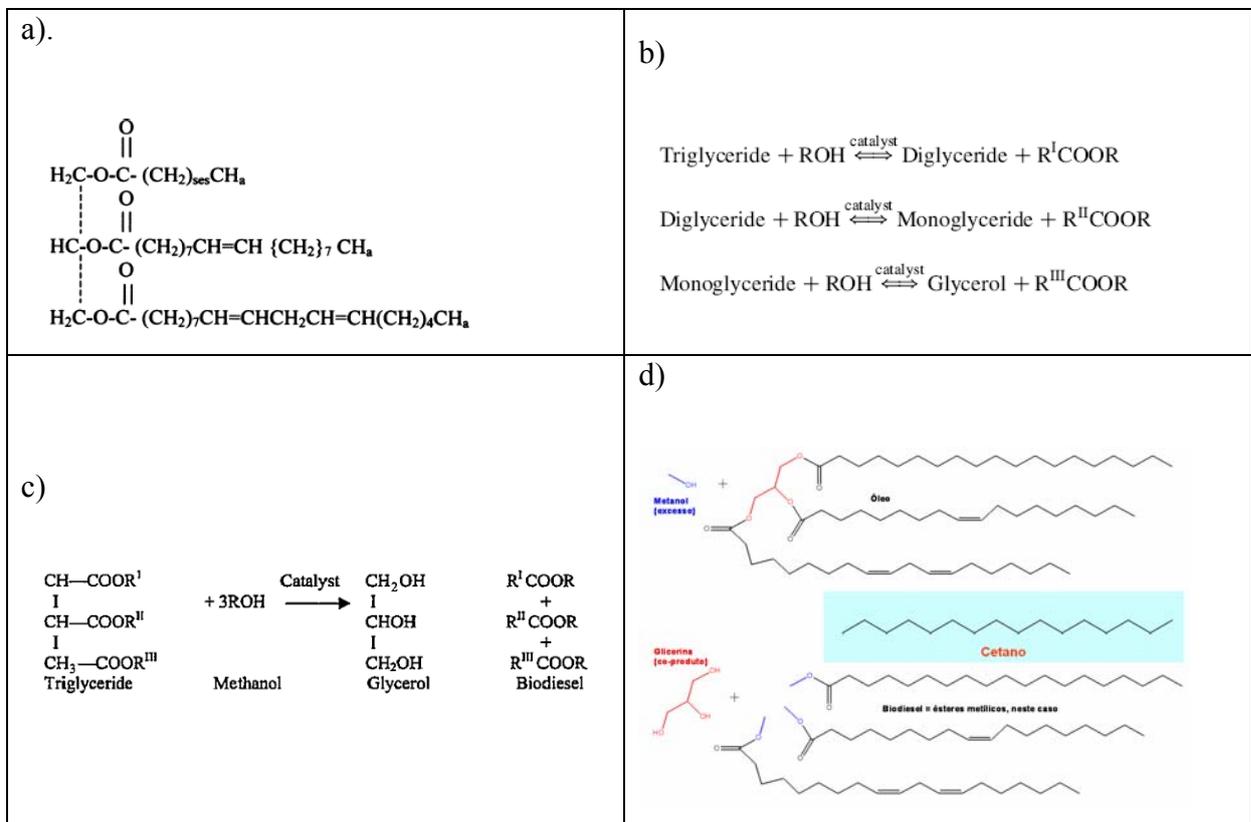
**Figura 15. Estrutura simplificada de uma gordura-triglicéride.**

A reação de transesterificação visa retirar o glicerol e substituí-lo por um álcool menor, por exemplo, o metanol com um átomo de carbono, formando um monogliceride ou por etanol, com dois átomos de carbono, formando um digliceride. Tanto o mono como o digliceride tem propriedades combustíveis muito melhores do que a gordura original.

Esta reação, porém, é uma reação de equilíbrio, e não ocorre num passo só como mostra a Figura 16, são necessários catalisadores, que na maioria dos casos acabam incorporados aos produtos da reação, aumentando o custo do biodiesel devido à necessidade de purificação do mesmo. Isso significa que haverá na mistura final uma fração dos triglicérides originais não reagidos, produtos intermediários (Figura 16), álcool não reagido, glicerina, o próprio catalisador e produtos de outras reações paralelas indesejáveis, como as reações decorrentes da formação de sabões que ocorrem quando há presença de água, o que leva à formação de espuma e redução da qualidade do produto.

Estão em desenvolvimento catalisadores heterogêneos que formam uma fase insolúvel podendo, portanto ser reutilizados e não contaminando o produto final, bem como processos baseados no uso direto do grão, ou usando co-solventes, inclusive supercríticos e radiações como ultra-som e microondas para aumentar a velocidade da reação. Pode-se ter também um processo totalmente enzimático, e também processos baseados em nanotecnologia. O reator em desenvolvimento no Instituto de Nanociência e Microtecnologias da Universidade de Oregon elimina o tempo de espera, de mistura e, talvez, até a necessidade de um catalisador.

Os catalisadores atuais mais comuns são alcoolatos básicos, alcóxidos e hidróxidos de metais alcalinos, além de carbonatos de sódio e de potássio. Alcóxidos de metais alcalinos (como o  $\text{CH}_3\text{ONa}$  para a metanólise) são os catalisadores mais ativos, uma vez que eles levam a rendimentos muito altos ( $> 98\%$ ) em tempos de reação curtos (30 min) mesmo quando usados em baixas concentrações (0.5 mol%) (Schuchardt, et al. 1998). A reação ocorre a 40-70°C durante 40-60 minutos.

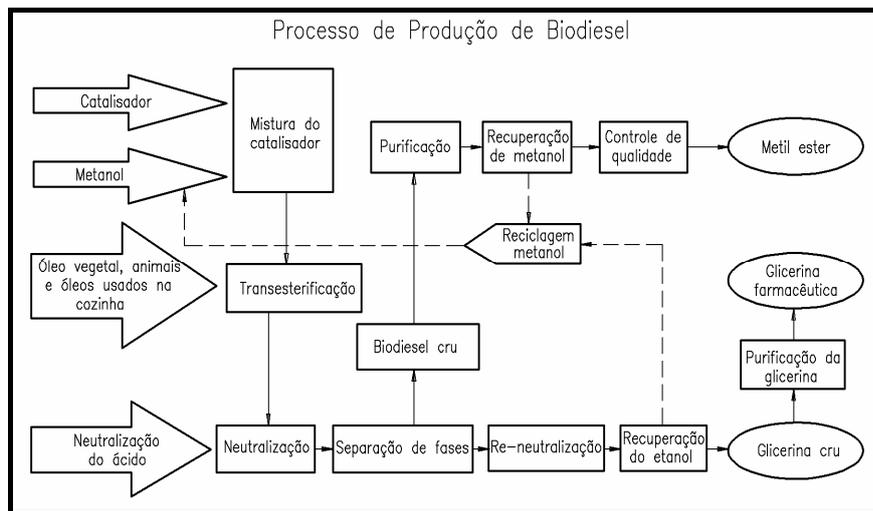


**Figura 16. Esquemas das reações de transesterificação. (BARNWAL E SHARMA, 2005; RIBEIRO, 2006)**

a) Fórmula estrutural de uma molécula de triglicéride; b) Reação de transesterificação simplificada em três etapas; c) Reação geral de transesterificação, d) Representação gráfica da transesterificação

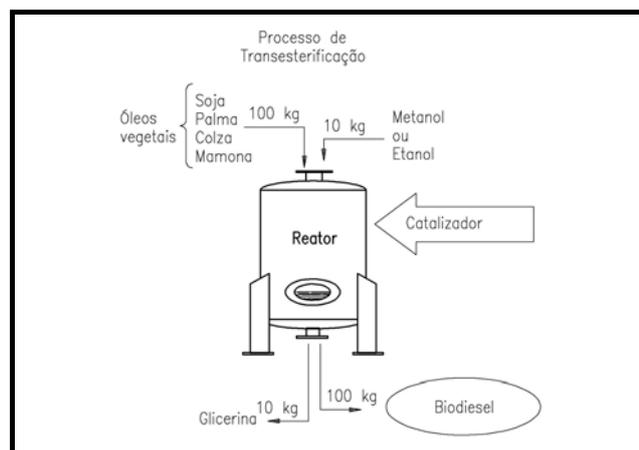
Em geral, para a purificação se utiliza o processo de decantação no caso dos ésteres metílicos, ou de centrifugação, além de algum tipo de neutralização e destilação, para que seja atingida a especificação brasileira do produto (Tabela 12). A glicerina para poder ser

comercializada precisa de um processo adicional de purificação usando, por exemplo, a destilação, como se mostra na Figura 17. Para cada 100 kg de óleo vegetal se obtém aproximadamente 100 kg de éster e se utilizam aproximadamente 10 a 15 kg de álcool (metano ou etanol), obtendo-se o correspondente balanço (10 kg) em glicerina impura, como mostra a Figura 18.



**Figura 17. Esquema do processo de produção do biodiesel (NBB, 2007).**

Ou mais simplificado,



**Figura 18. Processo simplificado de produção de biodiesel, (NAPPO, 2005).**

Na Tabela 12 apresenta-se a especificação brasileira do Biodiesel, aprovada pela ANP e a especificação Européia, onde estão assinalados os valores dos parâmetros que determinam a eficiência e confiabilidade da sua utilização, assim como os teores limites dos compostos adicionados ou produzidos nas reações paralelas ou incompletas.

**Tabela 12. Especificação Brasileira (Agência Nacional de Petróleo e Biocombustíveis - ANP) e Européia para o biodiesel (ARANDA, 2005).**

<b>Característica</b>	<b>UNIDADE</b>	<b>ANP</b>	<b>EUROPA</b>
<b>Aspecto</b>	<b>---</b>	<b>Límpido</b>	
<b>Massa específica a 20 °C</b>	<b>Kg / m<sup>3</sup></b>	<b>ANOTAR</b>	<b>0,86 – 0,90</b>
<b>Viscosidade cinemática a 40°C</b>	<b>mm<sup>2</sup> / s</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>3,5 – 5,0</b>
<b>Água e sedimentos, máx.</b>	<b>% vol</b>	<b>0,050</b>	<b>0,050</b>
<b>Contaminação total (*)</b>	<b>mg / kg</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>24,0</b>
<b>Ponto de fulgor, mín.</b>	<b>°C</b>	<b>100,0</b>	<b>120</b>
<b>Teor de Ester</b>	<b>% massa</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>96,5</b>
<b>Destilação, 90% vol recuperados, máx.</b>	<b>°C</b>	<b>360</b>	
<b>Resíduo de carbono dos 100% Destilação final máx.</b>	<b>% massa</b>	<b>0,10</b>	<b>0,30</b>
<b>Cinzas sulfatadas, máx.</b>	<b>% massa</b>	<b>0,020</b>	<b>0,020</b>
<b>Enxofre total (*)</b>	<b>% massa</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>0,001</b>
<b>Sódio + Potássio, máx.</b>	<b>mg / kg</b>	<b>10</b>	<b>5</b>
<b>Cálcio + Magnésio (*)</b>	<b>mg / kg</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>5</b>
<b>Fósforo (*)</b>	<b>mg / kg</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>10</b>
<b>Corrosividade ao Cobre, 3 h a 50 °C, máx.</b>	<b>---</b>	<b>1</b>	<b>1</b>
<b>Número de Cetano (*)</b>	<b>---</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>51</b>
<b>Ponto de entupimento de filtro ao frio, máx.</b>	<b>°C</b>	<b>B2</b>	
<b>Índice de acidez, máx.</b>	<b>mg KOH / g</b>	<b>0,80</b>	<b>0,50</b>
<b>Glicerina livre, máx.</b>	<b>% massa</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>
<b>Glicerina total, máx.</b>	<b>% massa</b>	<b>0,38</b>	<b>0,24</b>
<b>Monogliceridos (*)</b>	<b>% massa</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>0,8</b>
<b>Digliceridos (*)</b>	<b>% massa</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>0,2</b>
<b>Trigliceridos (*)</b>	<b>% massa</b>	<b>ANOTAR</b>	<b>0,2</b>
<b>Metanol ou Etanol, máx.</b>	<b>% massa</b>	<b>0,5</b>	<b>0,2</b>
<b>Índice de Iodo (*)</b>		<b>ANOTAR</b>	<b>120</b>
<b>Estabilidade à oxidação, a 110 °C, mín.</b>	<b>h</b>	<b>6</b>	<b>6</b>

Conforme já indicado na Figura 18 é possível utilizar dois tipos de álcool para a produção do biodiesel, o metanol e o etanol, produzindo-se os correspondentes ésteres metílico e etílico. É preciso assinalar que praticamente todos os processos comerciais utilizam o metanol. Argumentam-se dificuldades na separação da glicerina e o elevado consumo de álcool como as principais dificuldades para a utilização do etanol. Por outro lado é necessário considerar a origem renovável do mesmo, a diferença entre o metanol e o etanol é que o primeiro tem como matéria-prima o gás natural, um combustível fóssil, e o etanol é produzido a partir de biomassa. Este aspecto pode melhorar consideravelmente a sustentabilidade do

biodiesel. Um resumo das diferenças entre as rotas metílica e etílica é apresentado na Tabela 13.

**Tabela 13. Características da rota para os ésteres metílico e etílico (CADERNO NAE 2 / 2005; RIBEIRO, 2006).**

	<b>Éster Metílico</b>	<b>Éster Etílico</b>
Conversão (óleo – biodiesel)	97,5 %	94,3 %
Glicerina total no Biodiesel	0,87 %	1,4%
Viscosidade	3,9 a 5,6 cSt @ 40°C	7,2% superior ao éster metílico
$\Delta\%$ Potência frente ao Diesel	2,5 % menor	4% menor
$\Delta\%$ Consumo frente ao Diesel	10 % maior	12 % maior
Quantidade de álcool por 1000 L de Biodiesel	90 kg	130 kg
Preço médio de álcool (US\$ / kg)	190	360
Excesso de álcool recomendado	100 %	650 %
Proporção molar álcool: óleo recomendado	6 : 1	20 : 1
Temperatura recomendada	65 °C	80 °C
Tempo de reação	45 min	80 min

É preciso considerar também a influência da composição da matéria-prima oleaginosa no processo de produção de biodiesel, em geral, a sua sustentabilidade, possibilidade de integração com outros processos agro-industriais, e a utilização dos resíduos deve ser considerado. A soja, por exemplo, como matéria-prima, apresenta uma composição típica mostrada na Tabela 14.

**Tabela 14. Composição típica da soja, (BOSS, 2000).**

<b>Componentes</b>	<b>Percentagem (%)</b>
Proteínas	37
Carboidratos	28,3
Óleo	20
Água	10
Cinzas	4,7

Como se pode ver na Tabela 14, a fração oleosa é de cerca de 20%, o que indica que se o grão for a matéria-prima (e não o óleo) serão geradas grandes quantidades de torta de soja que podem representar uma vantagem adicional, como matéria-prima fermentável, no caso da integração com a fabricação de álcool de cana.

## **2.4 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)**

A International Standards Organization (ISO) tem desenvolvido uma série de normas ISO 14000, como padrões de administração ambiental voluntários para considerar as necessidades das organizações mundiais de fornecer um marco comum para administrar questões ambientais. As normas incluem ferramentas como os sistemas de administração ambiental, a avaliação de desempenho ambiental, as declarações ambientais e a análise do ciclo de vida.

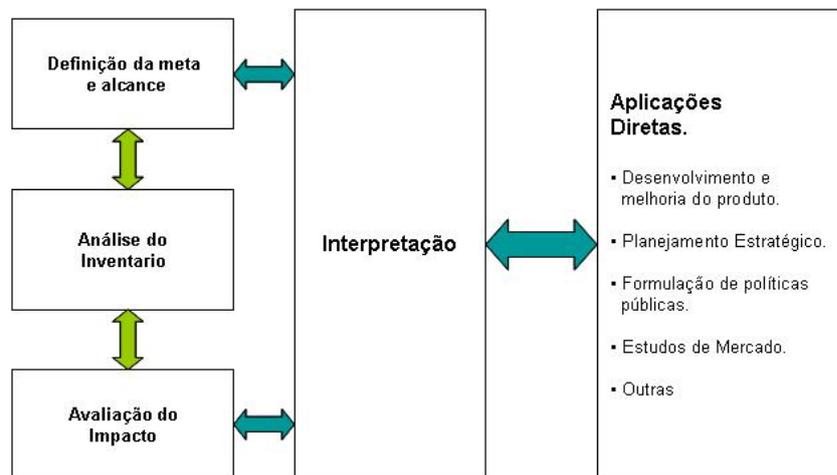
### **2.4.1 Guia e marco metodológico na ACV – ISO 14040**

A norma ISO 14040 apresenta os princípios e o marco de referência para desenvolver estudos da ACV, além de incluir alguns requisitos mínimos para esta análise. A ACV é uma técnica de avaliação dos aspectos e impactos ambientais potenciais, associados a um produto, sendo baseado na:

- Coleta do inventário das entradas e saídas mais importantes em um sistema-produto;
- Avaliação dos impactos ambientais potenciais associadas às entradas e saídas;
- A interpretação dos resultados da análise do inventário e das etapas da avaliação do impacto em relação aos objetivos do estudo.

A ISO 14040 estabelece que a ACV deve facilitar a identificação das oportunidades para melhorar os aspectos ambientais de produtos em vários estágios do seu ciclo de vida, a tomada de decisões baseada na seleção de indicadores de desempenho ambiental apropriados, e para o *marketing* do produto (exemplo: uma declaração ambiental do produto).

A norma apresenta também certas limitações como a subjetividade, a limitação dos modelos empregados ou que resultados de estudos de ACV, focados a temas globais e regionais, podem não ser apropriados para algumas aplicações locais. A Figura 19, mostra o marco de referência da ACV onde são definidas as etapas principais do estudo (Avaliação do ciclo de vida, 2005).



**Figura 19. Estrutura da ACV segundo a ISO 14040 (ABIPTI, 2005)**

A apresentação dos tópicos na ISSO 14040 é organizada com segue:

- ISO 14040: A definição da meta e o alcance;
- ISO 14041: A análise do inventário de ciclo de vida;
- ISO 14049 e ISO 14047: Relatórios técnicos;
- ISO 14042 e ISO 14048: Avaliação do impacto do ciclo de vida e exemplificação;
- ISO 14043: Interpretação.

A norma apresenta alguns conceitos que devem ser esclarecidos:

- **Ciclo de vida:** Etapas consecutivas e relacionadas entre si, em um sistema-produto desde a aquisição da matéria-prima ou da sua geração a partir de recursos naturais até a disposição final.
- **Fluxo elementar:** Material ou energia que entra no sistema estudo, o qual tem sido extraído do meio ambiente sem transformação inicial devida ao ser humano. Material ou energia que sai do sistema estudo, o qual é descartado no meio ambiente e sem uma transformação subsequente pelo ser humano.

- **Unidade funcional:** Desempenho quantificado de um sistema-produto para ser usado como unidade de referência no estudo da análise do ciclo de vida.
- **Fluxo de referência:** é a quantidade de produto necessária para exercer a função na medida estabelecida pela unidade funcional.
- **Sistema-produto:** Conjunto de processos unitários ligados material e energeticamente, que efetuam uma ou mais funções definidas.
- **Fronteiras do sistema-produto:** são responsáveis pela delimitação do estudo, determinando quais unidades de processo devem ser ou não incluídas.
- **Função do produto:** é a definição das características de desempenho do produto a ser estudado. Em caso de um estudo comparativo, os produtos avaliados devem exercer, obrigatoriamente, a mesma função.
- **Processo unitário:** A fração menor de um sistema-produto para o qual são coletados dados e informações quando se realiza uma análise de ciclo de vida.

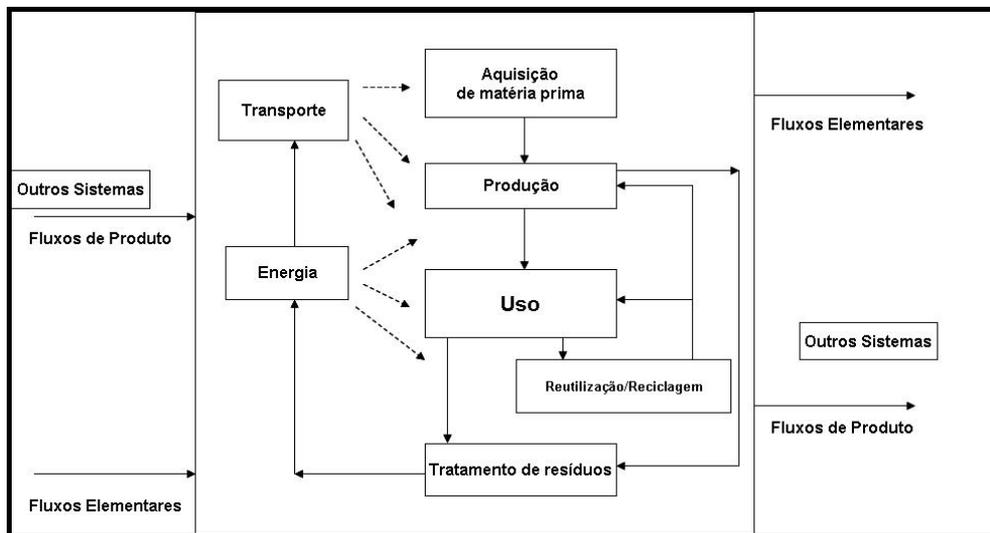
**Definição de Objetivo e Escopo.** Dois conceitos importantes estabelecidos pela ISO 14040 são a definição da Meta e o Escopo do estudo. A meta do estudo deve estabelecer sem ambigüidades a aplicação desejada, as razões para desenvolver o estudo e o público alvo. Para definir o escopo devem ser considerados os seguintes pontos:

- As funções do sistema do produto;
- A unidade funcional;
- O sistema do produto;
- Os limites do sistema do produto;
- Os procedimentos de alocação;
- Os tipos de impacto e a metodologia da avaliação do impacto e a interpretação que será utilizada;
- Os requisitos dos dados;
- As suposições;
- As limitações;
- Os requisitos iniciais de qualidades de dados;

O alcance devera ser suficientemente bem definido para ter certeza que a Extensão, a Profundidade e o Detalhe (o abrangência) do estudo sejam compatíveis e suficientes para atingir a meta estabelecida.

## 2.4.2 Conceitos básicos no Inventário do Ciclo de Vida (ICV) – ISO 14041

Nesta norma são apresentados os passos a seguir e as considerações pertinentes para desenvolver a primeira fase da ACV, o Inventário do Ciclo de Vida. O inventário envolve a compilação e a quantificação das entradas e saídas (aspectos ambientais) para o sistema-produto ao longo do seu ciclo de vida (ABNT, 2004). A coleta de dados no inventário é feita ao redor de um sistema-produto. O sistema-produto (Figura 20) é um conjunto de processos unitários ligados por fluxos de produtos intermediários, os quais desenvolvem uma ou mais funções.



**Figura 20. O sistema-produto segundo ISO 14041. (ABIPTI, 2005)**

A seguir, são relacionadas, as fases necessárias para a elaboração de um inventário.

- **Coleta de dados:** é a tarefa que mais consome tempo, pois exige a reunião de muitas informações qualitativas e quantitativas sobre as unidades de processo que compõem o modelo do sistema-produto.
- **Procedimento de cálculos:** são os cálculos necessários para que os dados coletados sejam adequados ao fluxo de referência e à unidade funcional. Neste item também se inclui o processo de refinação, excluindo ou incluindo subsistemas, fluxos de materiais e unidades de processo, de acordo com o seu grau de significância.

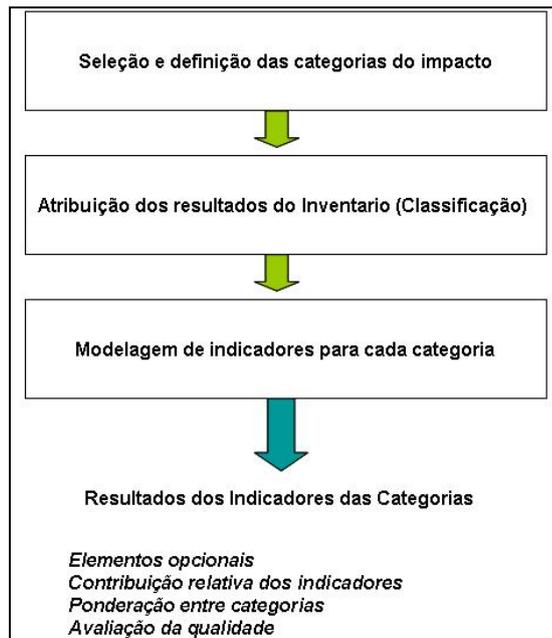
- **Alocação:** necessária quando se lidam com sistemas que envolvem mais de um produto. Os fluxos de materiais e de energia, assim como as liberações associadas ao ambiente, devem ser alocados aos diferentes produtos. A norma ABNT, (2004), recomenda que a alocação seja evitada sempre que possível, mas caso necessário deve-se repartir as entradas e as saídas entre os diferentes produtos, de maneira que reflita as relações físicas elementares entre eles e, caso tais relações não possam ser estabelecidas, deve então ser feita em função da relação econômica entre os produtos.

### 2.4.3 Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida-ISO 14042

Nesta etapa, ocorre a associação de dados do inventário aos impactos ambientais. Segundo a norma ABNT, (2004), sobre sistemas de gestão ambiental, é necessário destacar que impactos ambientais devem ser entendidos como quaisquer modificações adversas ao meio ambiente. As fases da avaliação do impacto são:

- **Classificação:** os resultados do inventário são distribuídos em categorias de impacto.
- **Caracterização:** os dados já classificados são convertidos à mesma unidade através de fatores de equivalência e, posteriormente, agregados para cada categoria de impacto.
- **Normalização:** os dados ambientais são normalizados em relação a uma referência.
- **Valoração ou Ponderação:** os resultados obtidos para cada categoria de impacto são convertidos a um simples indicador, através da distribuição de pesos a cada problema ambiental, considerando seu grau de gravidade relativa.

A norma estabelece como elementos obrigatórios a seleção de categorias de impacto, classificação e geração de indicadores como se apresenta na Figura 21.



**Figura 21. Elementos de uma avaliação de impacto de acordo com a ISO14042. (ABIPTI, 2005)**

Na determinação de tais categorias são realizados vários cálculos que podem diferir de acordo com a norma utilizada. Por considerar alguns cálculos de maior relevância, são apresentados a seguir os conceitos considerados na análise de escassez:

- *Consumo de recursos energéticos*: Consta da soma total de energia utilizada em cada um dos sistemas de produto.
- *Consumo de recursos materiais*: Quanto mais baixa a reserva da matéria-prima e mais alta a taxa de seu consumo, mais escassa esta é considerada e, sendo assim, mais peso ela terá na análise. Assim pode-se calcular um fator de equivalência a partir da reserva mundial em milhões de toneladas e, em seu tempo estimado de duração, como segue:

$$\frac{100}{reserva\_mundial} \cdot \sqrt{\frac{reserva\_mundial}{duração\_reserva\_mundial}} \quad \text{Eq. 1}$$

O somatório dos produtos da quantidade de cada um dos recursos materiais utilizados no ciclo de vida do produto pelo fator de equivalência correspondente determinará o valor desta categoria.

- Resíduos sólidos: estes são classificados como resíduo de construção civil, de mineração, municipal e industrial, sendo atribuídos os seguintes pesos 0,04; 0,2; 1,5 respectivamente.

Nos últimos anos têm aparecido novas categorias de avaliação de impacto ambiental dependendo dos requerimentos estabelecidos por políticas governamentais em países onde o uso do ACV é tradicional e aqueles onde não é tradicional (Life cycle Initiative, 2005). Assim, as categorias de impacto foram classificadas em três grupos: Requeridos, bom de conhecer, e os de baixa prioridade. As categorias são apresentadas a seguir:

**Tabela 15. Categorias de impacto ambiental ampliadas. (*Life cycle Initiative, 2005*)**

<b>Requeridos</b>	<b>Bom a conhecer</b>	<b>Baixa prioridade</b>
Mudança climática	Salinização	Saúde de trabalhadores
Esgotamento na capa de ozônio	Erosão	Seguridade
Perda de habitat por ações deliberadas	Esgotamento do solo	Paisagem
Toxicidade humana	Perda de habitat por ações indiretas	Extração de recursos bióticos
Eco-Toxicidade	Ruído	
Acidificação e Eutrofização	Uso de GMO	
Foto-oxidação		
Extração de minerais		
Energia de combustíveis fósseis		
Radiação nuclear		

#### **2.4.4 Interpretação da Avaliação do Ciclo de Vida - ISO 14043**

O objetivo desta norma é estruturar os resultados das fases do inventário e da avaliação do impacto do ciclo de vida, para determinar as situações importantes de acordo com a definição do objetivo e o elemento de avaliação. Esta norma sugere quatro tipos de informações que são requeridas a partir dos aspectos encontrados nas fases precedentes, estas são:

- **Análise da contribuição:** na quais as contribuições das etapas do ciclo de vida no resultado final são avaliadas, por exemplo, expressar a contribuição em termos de uma porcentagem total.
- **Análise de domínio:** na quais as contribuições significativas ou extraordinárias são analisadas sob ferramentas estatísticas, ou outras técnicas, tais como a nivelção qualitativa e quantitativa.
- **Análise da influência:** na qual é examinada a possibilidade de influenciar os problemas ambientais.
- **Análise de anomalias:** baseados nas experiências anteriores são observados desvios pouco usuais dos resultados esperados ou habituais. Isto permite fazer uma revisão posterior e estabelecer um guia de melhoria.

Por outro lado, a norma também sugere a análise de sensibilidade e de incerteza para avaliar a confiabilidade dos resultados e das conclusões finais, ao determinar se os resultados são afetados pela incerteza dos dados, a distribuição, os métodos ou dos cálculos das categorias de indicadores.

#### **2.4.5 Definição e conceitos do ACV para biocombustíveis**

A produção e utilização de biocombustíveis para substituição do Diesel e da Gasolina e o uso da biomassa para a geração de eletricidade tem-se tornado foco de alguns estudos de impactos ambientais e de sustentabilidade.

É importante determinar se o combustível proposto é realmente uma alternativa que reduz a emissão de poluentes, não só durante sua utilização propriamente dita (combustão), mas também durante sua produção, manipulação e transporte. A análise do ciclo de vida (ACV) é a ferramenta que permite quantificar de forma global e objetiva os impactos ambientais de uma atividade ou produto.

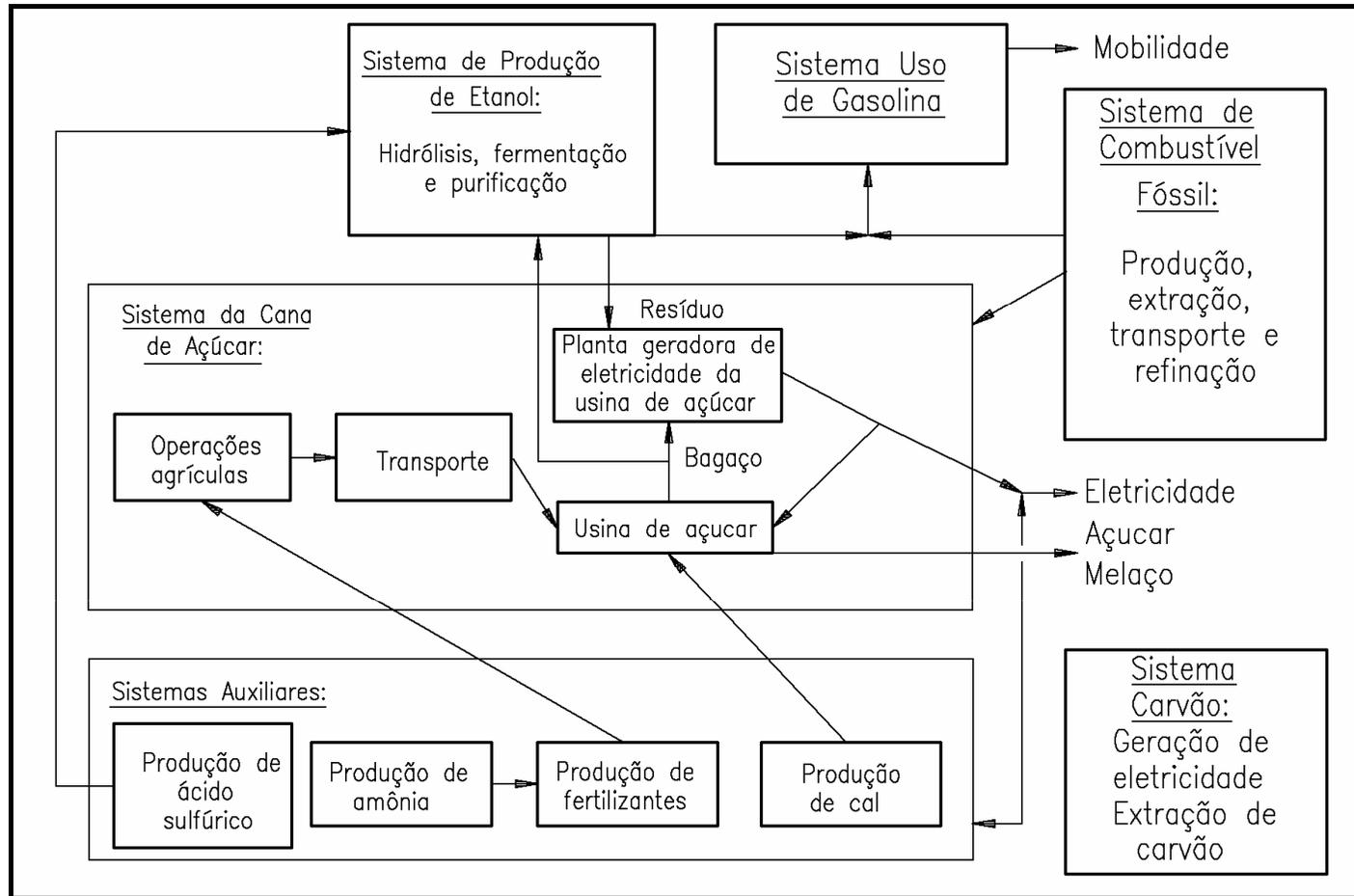
Em geral, a ACV é definida pela UNEP (2005), como uma metodologia que permite estabelecer as conseqüências ambientais de um produto ou serviço desde sua origem até a disposição final, ou como comumente dita do berço ao túmulo. A norma ISO 14040 define a

ACV como a compilação e avaliação das entradas, saídas e do impacto ambiental de um sistema – produto ao longo de seu ciclo de vida.

Nos estudos de sistemas agrícolas para a produção de biocombustíveis como é o caso do etanol, há sempre a necessidade de considerar a utilização de grandes quantidades de biomassa para a geração de eletricidade. Assim, a especificação dos limites do sistema a ser estudado e dos produtos a serem considerados é muito importante.

Na Figura 22, apresentam-se as fronteiras de um sistema para análise dos usos alternativos do bagaço de cana (geração de eletricidade e produção de etanol pelo processo de hidrólise). As fronteiras do sistema foram ampliadas a fim de conseguir uma base de comparação, para quantidades equivalentes de eletricidade obtidas utilizando carvão mineral e de gasolina a partir do petróleo, a fim de comparar os inventários destas rotas “fósseis” com os equivalentes dos produtos correspondentes, oriundos do bagaço.

Um outro exemplo do tipo de fronteira a utilizar na análise da produção e uso dos biocombustíveis é mostrado na Figura 23. Neste caso trata-se de um sistema multiproduto com várias funções, pelo que se precisa fazer uma alocação dos consumos energéticos para cada um dos produtos considerados no sistema, e assim estabelecer o desempenho ambiental das terras cultiváveis que oferecem diversas funções ou utilidades.



**Figura 22. Esquema geral do sistema para a análise comparativa dos usos do bagaço no processamento da cana de açúcar. (BOTHÁ et al, 2006)**

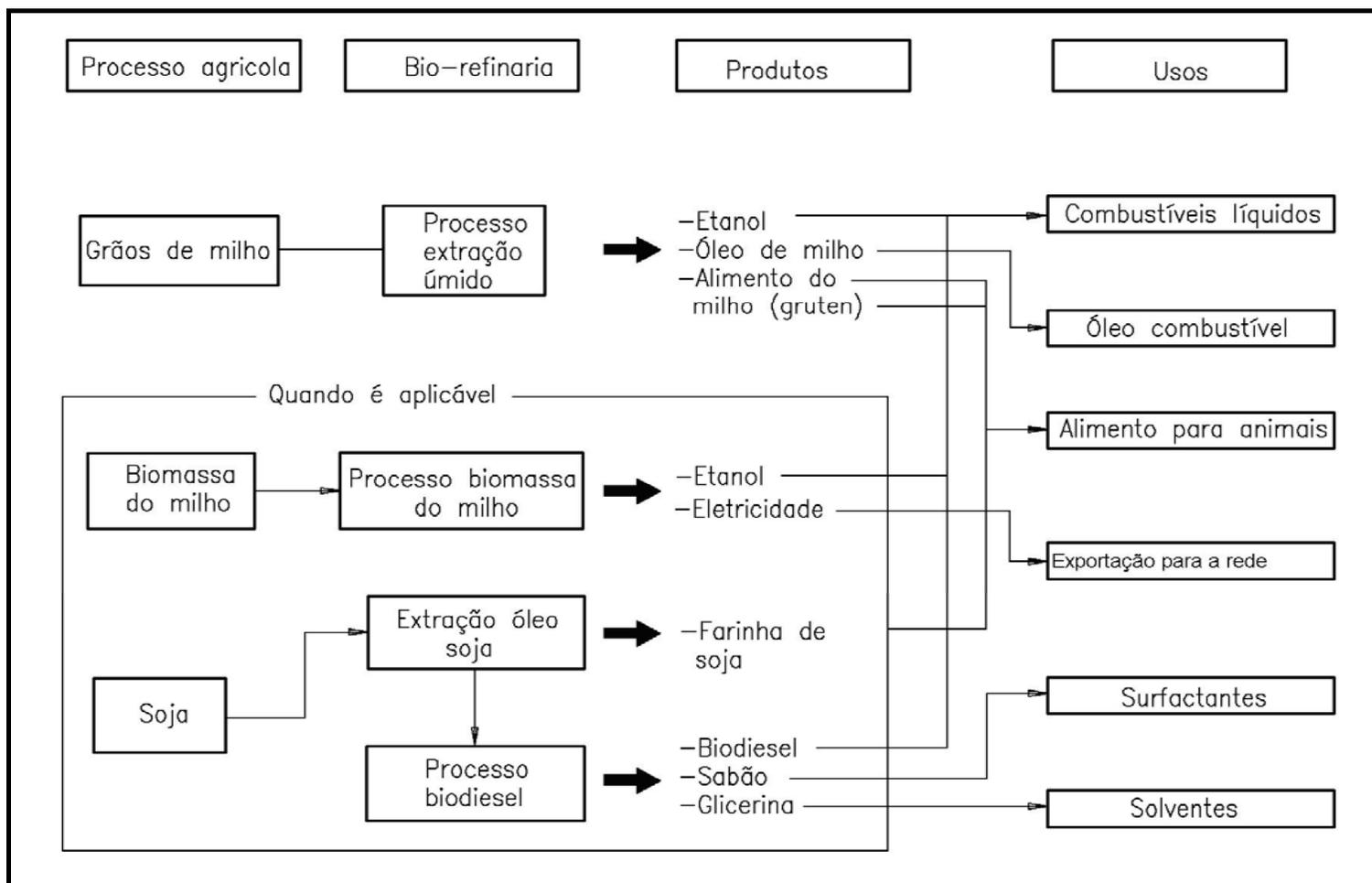


Figura 23. Limites do sistema considerado para vários sistemas de cultivo e duas culturas oleaginosas.

## 2.4.6 Principais impactos sobre a atmosfera considerados pela ACV num sistema energético

A Tabela 16 apresenta um resumo dos principais impactos sobre a atmosfera considerados numa ACV. É importante notar que muitas ACVs apresentam um inventário das emissões do sistema energético sem tentar obter uma descrição atual do impacto ambiental final dessas emissões. Isto é devido ao fato de que os impactos ambientais podem ser muito variáveis, dependendo da topografia do local, da existência de outras fontes de poluição e de outros fatores.

**Tabela 16. Resumo dos impactos sobre a atmosfera e poluentes considerados numa análise do ciclo de vida (GAGNON et al., 2002).**

<b>Impacto e/ou poluente</b>	<b>Tipo de Impacto</b>	<b>Precursor de poluentes e fontes principais</b>
Chuva ácida: formação de ácido sulfúrico e nítrico	Impacto regional em lagoas, florestas e materiais.	SO <sub>2</sub> : dióxido de enxofre, da combustão de carvão e óleo e do processamento de gás natural.  NO <sub>x</sub> : Óxidos de nitrogênio, emitidos transporte (principalmente) ou qualquer tipo de combustão.
<i>Smog</i> fotoquímico: formação de ozônio e outros poluentes tóxicos na baixa atmosfera.	Afeta à saúde humana a níveis regional e local.	NO <sub>x</sub> : Óxidos de nitrogênio, meios de transporte (principalmente) ou qualquer tipo de combustão
	Reduz a produtividade agrícola.	COV's : compostos orgânicos voláteis, do transporte e refinarias e aquecimento a de óleo e lenha.
Gases de efeito estufa	Mudanças climáticas afetam a produtividade agrícola e da floresta e incrementam a frequência de eventos como tornados, inundações e secas;.	CO <sub>2</sub> : dióxido de carbono da combustão de combustíveis fósseis, e destruição da floresta.
		CH <sub>4</sub> : metano gerado pelo gado, extração de óleo e carvão, extração, transporte e distribuição de gás natural.

As categorias dos impactos ambientais incluem o consumo do recurso energético (também denominado demanda de energia acumulada), consumo de recursos não energéticos e emissão de gases do efeito estufa, eutrofização e acidificação (PEHNT, 2006). Os fatores de caracterização dos impactos ambientais, denominados em geral como “fator U”, correspondentes a estas categorias são apresentados na Tabela 17.

**Tabela 17. Categorias e fatores de caracterização dos impactos ambientais. (PEHNT, 2006).**

<b>Categoria do Impacto</b>	<b>Inventário de parâmetros</b>	<b>Caracterização, Fator U</b>	<b>Referência</b>	<b>Valor de U (kg material/kg referencia )</b>
<b>Aquecimento Global</b>	CO <sub>2</sub>	Potencial de aquecimento Global - GWP (Global Warming Potential)	CO <sub>2</sub> equivalente	1
	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> equivalente	21
	N <sub>2</sub> O		CO <sub>2</sub> equivalente	310
<b>Acidificação</b>	SO <sub>2</sub>	Potencial de Acidificação	SO <sub>2</sub> , equivalente	1
	NO <sub>x</sub>		SO <sub>2</sub> , equivalente	0,7
	NH <sub>3</sub>		SO <sub>2</sub> , equivalente	1,88
	HCL		SO <sub>2</sub> , equivalente	0,88
<b>Eutrofização</b>	NO <sub>x</sub>	Potencial de Eutrofização	PO <sub>4</sub> <sup>-3</sup> equivalente	0,13
	NH <sub>3</sub>		PO <sub>4</sub> <sup>-3</sup> equivalente	0,33

#### **2.4.7 Balanço Energético na produção de biocombustíveis**

O inventário do ciclo de vida proporciona a oportunidade de quantificar a demanda total de energia e as eficiências energéticas relativas aos processos e produtos. Entender as

necessidades energéticas do ciclo de vida do biodiesel é a chave para entendermos se o biodiesel produzido a partir da soja é uma fonte "renovável de energia". De maneira bem simples, quanto mais energia fóssil é necessária para produzir um combustível, pode-se dizer que menos "renovável" é este combustível.

### **Tipos de entrada de energia considerados.**

De modo geral, os diferentes tipos de energia considerados na ACV são:

- **Energia primária total:** É a energia que pode estar contida em toda matéria-prima extraída do ambiente. Na estimativa da energia primária total de todo o ciclo de vida de cada combustível, são considerados os conteúdos energéticos de todos os recursos extraídos do ambiente.

- **Energia da matéria-prima:** Toda energia contida nas matérias-primas que devem compor diretamente o combustível final é denominada "energia da matéria-prima" (feedstock energy). Na produção de biodiesel, a energia da matéria-prima inclui toda energia contida no óleo de soja e metanol que são convertidos em biodiesel. Similarmente, o petróleo diretamente convertido em diesel na refinaria também é considerado energia da matéria-prima. A energia da matéria-prima é um sub-conjunto das entradas de energia primária.

- **Energia de Processo:** É o maior sub-conjunto da energia primária. É toda energia utilizada no processo, excluindo a energia da matéria-prima. É a energia extraída do ambiente necessária a extração e processamento do combustível que não é incorporada no produto final. Energia de processo consiste principalmente em carvão, gás natural, urânio, e hidroeletricidade consumida direta ou indiretamente no ciclo de vida do combustível.

- **Energia fóssil:** Tendo em consideração a natureza renovável do biodiesel, deve-se considerar por separado a energia primária que provém de fontes fósseis (carvão, petróleo, e gás natural). Todas as três formas anteriores de energia podem ser fósseis ou não.

- **Energia do combustível:** É a energia contida no produto final, e que está disponível para produzir trabalho em um motor.

### **2.4.8 Eficiência Energética do ciclo de vida**

São relatados dois tipos de eficiência energética. O primeiro é a eficiência global "eficiência energética do ciclo de vida" (*life cycle energy efficiency*). O segundo refere-se a

"relação de energia fóssil" (*fossil energy ratio*), também conhecida como relação energia renovável/energia fóssil ou relação output/input. A eficiência energética do ciclo de vida é a simples relação entre a energia total do combustível e a energia primária total:

$$\text{Eficiência Energética do Ciclo de Vida} = \frac{\text{energia do Combustível}}{\text{energia primária}} \quad \text{Eq. 2}$$

A relação de energia fóssil mostra se um combustível é renovável ou não. É definida pela razão entre a energia final do combustível em relação à energia fóssil requerida para produzir o combustível:

$$\text{relação de energia fóssil} = \frac{\text{energia do combustível}}{\text{energia total de entrada}} \quad \text{Eq. 3}$$

Se este índice for igual a zero, então o combustível é completamente não renovável, mas também não produz energia útil. Se o índice for igual a 1, mesmo assim o combustível é considerado não renovável. Um índice infinito indica que o combustível é completamente renovável e qualquer valor maior do que 1 reflete que ele é renovável num certo grau. A relação output/input para o biodiesel obtido a partir de diferentes oleaginosas é apresentada na Tabela 18.

**Tabela 18. Balanço energético para biodiesel produzido a partir de diversas fontes.**

<b>Biodiesel</b>	<b>Output/Input</b>	<b>Referências</b>
<b>RME (Europa)</b>	1,7	ITC, 2000
<b>Soja (EUA)</b>	3,2 – 3,4	Sheehan, 1998
<b>Girassol e RME (Europa)</b>	2,4 – 5,23	Janulis, 2003
<b>Mamona (Brasil)</b>	2 – 2,9	Neto et al., 2004
<b>Óleo de palma (Brasil)</b>	4,70	Da Costa, et al. 2006
<b>Óleo de palma (Colômbia)</b>	4,92	Da Costa, et al. 2006
<b>Óleo de palma (Brasil)</b>	5,6	Fbds, 2005.

Na Tabela 18 é possível observar que a relação output–input encontrada para o biodiesel de dendê é maior em comparação com as outras culturas de oleaginosas. Isto se deve principalmente à alta produtividade da cultura do dendê, que é quase oito vezes maior do que as outras culturas oleaginosas.

### 2.4.9 Comparação da ACV para o Biodiesel de soja vs Diesel Fóssil

Baseado no trabalho "*Life Cycle Inventory of Biodiesel and Petroleum Diesel*" (SHEEHAN, 1998)", realizado pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e publicado em maio de 1998, apresenta-se os resultados mais importantes em relação ao benefício da produção do biodiesel em comparação com o Diesel. O óleo de soja foi a matéria-prima considerada no estudo do ciclo de vida da produção do biodiesel. Neste estudo tem-se como objetivo realizar um balanço de energia do ciclo de vida para quantificar e comparar, de forma abrangente, todo o conjunto de fluxos energéticos associados tanto à produção de biodiesel (a partir da soja) quanto à produção de diesel fóssil, sob o ponto de vista de seus respectivos ciclos de vida integrais.

Como toda avaliação do ciclo de vida foram computados todos os fluxos de energia associados à produção desde a obtenção da matéria-prima até o uso final do produto, considerando:

- Matéria-prima extraída do ambiente
- Insumos energéticos consumidos

Os dados foram obtidos dos seguintes setores:

- Indústria do petróleo
- Indústria de processamento de oleaginosas
- Empresas de reciclagem de produtos para ração
- Indústrias químicas
- Produtores de biodiesel
- Fabricantes de máquinas
- Departamento de Agricultura (US-DA)
- Departamento de energia (US-DOE)
- Agência de Proteção Ambiental (US-EPA)
- Demais órgãos públicos locais
- Entidades de interesse público.

As operações principais incluídas no volume de controle do diesel fóssil são:

- Extração do petróleo bruto

- Transporte do petróleo bruto até a refinaria
- Refinação do petróleo para a produção de óleo diesel
- Transporte do biodiesel até o ponto de consumo
- Uso do diesel em um motor de ônibus.

Para o biodiesel são:

- Produção de soja
- Transporte da soja até a esmagadora
- Extração do óleo de soja
- Transporte do óleo de soja até a planta de biodiesel
- Transformação do óleo de soja em biodiesel
- Transporte do biodiesel até o ponto de consumo
- Use do biodiesel em um motor de ônibus.

As Tabela 19 e a Tabela 20 mostram os respectivos escopos geográficos utilizados para o diesel fóssil e para o biodiesel.

**Tabela 19. Escopo Geográfico do Ciclo de Vida para o diesel fóssil (SHEEHAN, 1998)**

Extração de petróleo	Média internacional
Transporte de petróleo	Distâncias médias para o transporte para os Estados Unidos
Refinação do petróleo	Média nacional dos Estados Unidos
Transporte de Diesel	Média nacional dos Estados Unidos
Uso de Diesel	Média dos Estados Unidos baseada no uso em ônibus urbanos.

**Tabela 20. Escopo Geográfico do Ciclo de Vida para o Biodiesel. (SHEEHAN, 1998)**

Cultura da soja	Média baseada em dados dos 14 estados produtores de soja nos Estados Unidos
Transporte da soja	Média nacional dos Estados Unidos
Esmagamento da soja	Média nacional baseada no modelo de uma usina de extração
Transporte do óleo de soja	Média nacional dos Estados Unidos
Conversão do óleo de soja	Média nacional baseada no modelo de uma usina de produção de biodiesel
Transporte do Biodiesel	Média nacional
Uso do Biodiesel	Média dos Estados Unidos baseada no uso em ônibus urbanos.

No trabalho foram consideradas as distâncias médias de transporte para todos os insumos e produtos usados e foi assumido o uso de motores diesel padrão, regulados conforme a norma EPA 1994 (controle de emissão para motores diesel). Os resultados do inventário do ciclo de vida são apresentados para biodiesel 100% (B100) e diesel fóssil 100% e incluem as estimativas de energia total requerida. Estes estudos foram realizados considerando o processo de transesterificação com metanol, que é o processo atualmente em uso nos EUA. A Tabela 21 apresenta o consumo de energia primária na produção do diesel fóssil, enquanto a Tabela 22 mostra o consumo de energia fóssil no mesmo processo.

**Tabela 21. Necessidades de energia primária para o diesel fóssil. (SHEEHAN, 1998)**

<b>Estagio</b>	<b>Energia primária (MJ por MJ de combustível).</b>	<b>Porcentagem</b>
Produção de petróleo nos EUA	0,5731	47,73%
Produção de petróleo fora dos EUA	0,5400	44,97%
Transporte do petróleo nos EUA	0,0033	0,28%
Transporte de petróleo fora dos EUA	0,0131	1,09%
Refinação do petróleo	0,0650	5,41%
Transporte de Diesel	0,0063	0,52%
<b>Total</b>	<b>1,2007</b>	<b>100%</b>

**Tabela 22. Necessidades de energia fóssil para o diesel fóssil. (SHEEHAN, 1998)**

<b>Estágio</b>	<b>Energia fóssil (MJ por MJ de combustível)</b>	<b>Porcentagem</b>
Produção de petróleo nos EUA	0,572809	47,75%
Produção de petróleo fora dos EUA	0,539784	45%
Transporte de petróleo nos EUA	0,003235	0,27%
Transporte de petróleo fora dos EUA	0,013021	1,09%
Refinação do petróleo	0,064499	5,38%
Transporte de Diesel	0,006174	0,51%
<b>Total</b>	<b>1,19952</b>	<b>100%</b>

Conforme pode ser constatado a eficiência energética do ciclo de vida do diesel fóssil é de 0,8328 (1,2007 MJ de energia total / 1 MJ de combustível) e a relação de energia fóssil é de 0,8337 (1,1995 MJ de energia fóssil / 1 MJ de combustível). Obviamente o diesel fóssil não é renovável.

Já para o biodiesel de Soja, SHEENAN (1998), encontrou o consumo de energia primária apresentado na Tabela 23 e o consumo de energia fóssil mostrado na Tabela 24.

**Tabela 23. Necessidades de energia primária para o biodiesel. (SHEEHAN, 1998)**

<b>Estágio</b>	<b>Energia primária (MJ por MJ de combustível)</b>	<b>Porcentagem</b>
Cultivo da soja	0,0660	5,32%
Transporte da soja	0,0034	0,27%
Prensagem da soja	0,0803	6,47%
Transporte do óleo de soja	0,0072	0,58%
Transesterificação	1,0801	87,01%
Transporte do biodiesel	0,0044	0,35%
<b>Total</b>	<b>1,2414</b>	<b>100%</b>

**Tabela 24. Necessidade de energia fóssil para o biodiesel. (SHEEHAN, 1998)**

<b>Estágio</b>	<b>Energia fóssil (MJ por MJ de combustível)</b>	<b>Porcentagem</b>
Cultivo da soja	0,0656	21,08%
Transporte da soja	0,0034	1,09%
Prensagem da soja	0,0796	25,61%
Transporte do óleo de soja	0,0072	2,31%
Transesterificação	0,1508	48,49%
Transporte do biodiesel	0,0044	1,41%
<b>Total</b>	<b>0,3110</b>	<b>100%</b>

A eficiência energética do ciclo de vida do biodiesel é de 0,8055 (1,2414 MJ de energia total/1 MJ de combustível) e a relação de energia fóssil é de 3,21 (0,3110 MJ de energia fóssil/1 MJ de combustível). Portanto o biodiesel pode ser considerado um combustível renovável.

Baseado no balanço energético da análise do ciclo de vida realizado pelo Sheehan, et. al, (1998), do ponto de vista de eficiência energética, tanto o biodiesel (0,80) como o diesel fóssil (0,83) são similares, porém o biodiesel é um combustível considerado renovável por possuir uma relação de energia fóssil 3,21, já o diesel fóssil não é renovável, pois o valor desta relação é de 0,83.

## **Capítulo 3**

# **METODOLOGIA E CONSIDERAÇÕES**

Neste capítulo são descritas as considerações feitas durante a simulação do ciclo térmico de cogeração a ser incorporado à planta de extração de óleo, assim como as suas variantes, a delimitação do sistema e a definição de todos os parâmetros considerados no estudo da análise do ciclo de vida do Biodiesel.

### **3.1 MODELAGEM DO ESQUEMA TÉRMICO DA COGERAÇÃO**

#### **3.1.1 Considerações gerais**

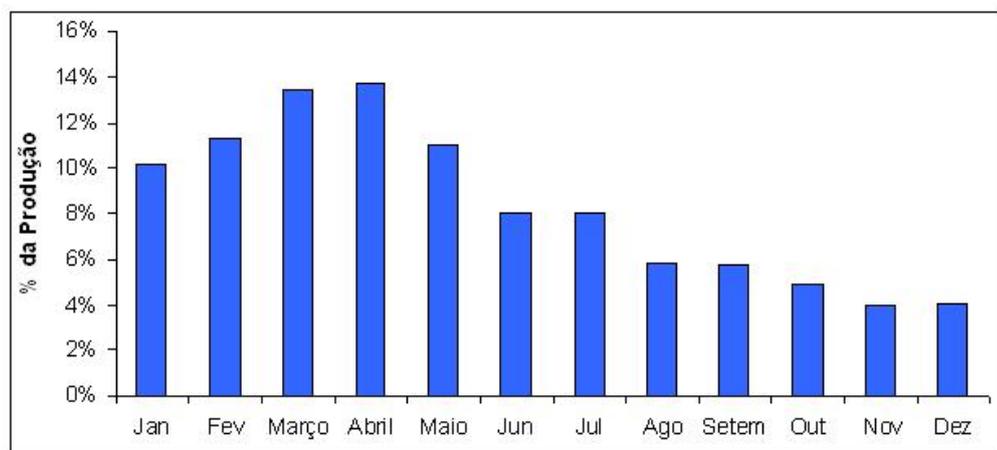
As considerações técnicas gerais que foram adotadas nos cálculos do esquema térmico são apresentadas à continuação.

Projetar a instalação de cogeração para trabalhar em paridade térmica. Isto significa que sempre acompanhará a curva da demanda térmica, gerando energia elétrica de forma que se satisfaça a demanda de calor e o desempenho do sistema de cogeração nas diferentes condições de operação. Assim, tem-se o consumo de energia elétrica da rede quando acontece

um déficit na geração de eletricidade, e entrega de energia elétrica quando existe um excedente na geração elétrica.

Dimensionar o sistema para operar o maior número de horas possível ao longo do ano. O correto dimensionamento da central de cogeração atende não só aos requerimentos da demanda de calor e energia elétrica, mas também leva em consideração a disponibilidade do combustível. Neste caso, isto é de grande preocupação, pois está se projetando um sistema de cogeração para o setor agroindustrial, que depende da curva de produção de uma cultura que está influenciada por fatores ambientais e genéticos.

Devido à falta de uma distribuição constante da produção de fruto de palma de azeite ao longo do ano, e, portanto da biomassa gerada na extração de óleo, foi necessário calcular um consumo de combustível de forma que maximize o número de horas de operação. A distribuição típica da produção de fruto de palma é apresentada na Figura 24.



**Figura 24. Distribuição da produção de fruto de palma.**

O objetivo do dimensionamento da central de cogeração é atender as demandas de calor e eletricidade projetadas com o maior número de horas de operação no ano, o que aumentará a rentabilidade financeira da instalação.

### 3.1.2 Definição do esquema térmico

Baseados nas considerações anteriores de disponibilidade de biomassa proveniente da agroindústria, da demanda simultânea de energia térmica e elétrica, com a possibilidade de produção excedente de eletricidade, foi considerado um esquema térmico com ciclo a vapor com as seguinte justificativa e características:

#### **Ciclo a vapor.**

Em relação a outras tecnologias, como motores de combustão interna ou turbinas a gás, apresentam critérios que estabelecem o ciclo a vapor como:

- O combustível é biomassa sólida, resíduo do processamento do fruto.
- Uso de energia térmica em forma de vapor.
- O uso de ciclos a vapor é uma tecnologia tradicional e conhecida na indústria de óleo de dendê.
- Fabricantes de equipamentos nacionais.

#### **Caldeira.**

Na caldeira foram considerados parâmetros do vapor a partir de 2000 kPa e 300°C até 4000 kPa e 400°C, tendo em consideração que os parâmetros atuais são de 1000-1500 kPa e 300°C. Foi considerada uma caldeira com circulação natural, formada por uma fornalha de paredes de água, superaquecedor e várias superfícies convectivas. As caldeiras utilizadas atualmente nesta indústria geram vapor de alta e baixa pressão (2000 e 1000 kPa), e atingem eficiências de 68-70% (Cenipalma-UIS, 2005).

Os parâmetros de vapor adotados permitem gerar uma maior quantidade de eletricidade sem aumentar excessivamente o custo dos equipamentos, mantendo a utilização de uma tecnologia madura comercialmente. É claro que com a utilização de melhores parâmetros na geração do vapor teria sido possível obter maiores quantidades de eletricidade, mas com valores muito altos nos investimentos. Além disto, estes parâmetros coincidem com os requerimentos na geração do vapor, os quais não superam, na maioria dos casos, as 30 ton h<sup>-1</sup>.

## **Turbogerador.**

Foram consideradas turbinas de Contrapressão (esquema conhecido na indústria) e turbinas de Condensação-Extração, tecnologias também muito conhecidas. No caso de turbinas a Contrapressão, o objetivo foi ter uma referência nos índices de geração de eletricidade, sob as condições atuais de auto-geração de eletricidade no setor industrial. A consideração das turbinas de condensação-extração, está baseada na elevada flexibilidade operacional obtida no sistema de cogeração, já que a variação no processamento de fruta devido às mudanças da produção ao longo do ano é grande, gerando uma variação na disponibilidade do combustível e do vapor. Isto acontece devido a mudanças climáticas, mas também quando o processo de extração de óleo está fora de operação e o sistema de geração de eletricidade é mantido, atingindo quantidades superiores de energia elétrica pela maior quantidade de vapor disponível.

O dimensionamento da turbina a vapor respeitou o critério de não realizar uma extração superior a 85% do fluxo na entrada da turbina, com o objetivo de garantir a refrigeração na sessão de fluxo de baixa pressão na mínima condição de vazão.

## **Sistema de geração de vapor para processo.**

Este sistema está formado por três componentes principais: uma bomba, uma válvula redutora e um trocador de calor. A função da bomba é gerar a pressão do vapor requerido no processo de extração de óleo, que é de 310 kPa, a maior pressão requisitada no processo na etapa de esterilização do fruto. A válvula redutora garante que a pressão de trabalho do vapor no processo seja igual à pressão de descarga da turbina de condensação-extração ou contrapressão, ou no máximo 10 kPa de diferença entre a entrada e a saída da válvula.

A função do trocador de calor é gerar o vapor saturado requisitado no processo de extração de óleo, principalmente na etapa de esterilização, que consome cerca de 50% do total. O resto do vapor é utilizado em processos de aquecimento através de serpentinas ou aquecimento direto. O uso do trocador de calor evita a contaminação da água (vapor) do ciclo térmico, reduzindo-se os custos de tratamento da água. Devido à utilização direta do vapor na esterilização, este vapor gerado no trocador de calor é contaminado com resíduos vegetais, lama e óleo, impedindo a sua reutilização em um circuito fechado.

## **Condensador**

Em geral a vazão da água de refrigeração do condensador é de aproximadamente 100 vezes a vazão de vapor utilizado na turbina. Embora exista uma recirculação de água neste processo, apresenta-se uma perda que pode atingir 10-20% da água de refrigeração. Baseado na eficiência e no custo dos equipamentos foi selecionado o condensador com torre de resfriamento a água.

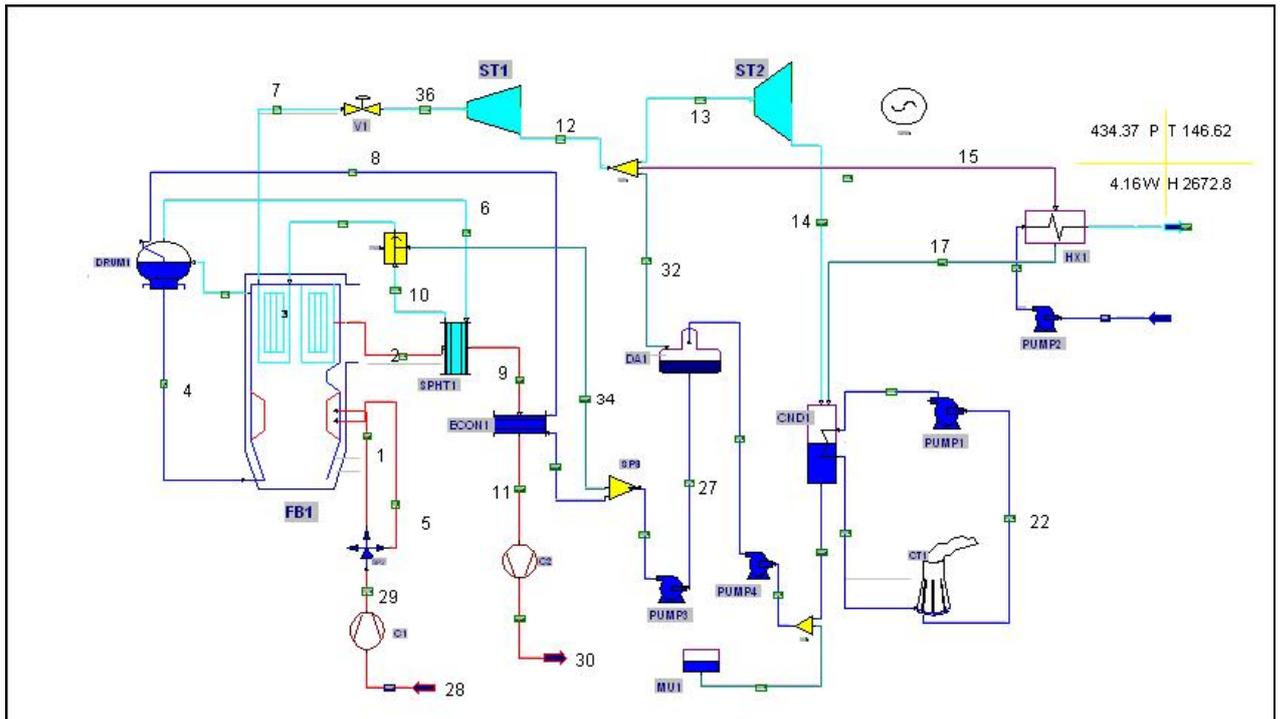
### **Estação de tratamento de água.**

A função principal deste sistema é repor a vazão da água perdida no ciclo térmico, assim como evitar os processos de corrosão e deposição de carbonatos na caldeira. Tendo em consideração que os parâmetros de vapor não são muito altos, a utilização de produtos químicos e, portanto seu custo não é alto.

### **Sistema de alimentação da água na caldeira.**

Este sistema está formado por três elementos principais: (i) a bomba de extração do condensado, (ii) o desaerador e (iii) a bomba da água de alimentação da caldeira. A função da bomba de extração de condensado é retirar a água do poço quente do condensador e aumentar a pressão até o nível de pressão estabelecido no desaerador, superando as perdas de carga. Neste último equipamento gases dissolvidos na água do ciclo térmico, como o oxigênio (O<sub>2</sub>) e o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), são retirados, fazendo o trabalho de desaerador, a fim de evitar problemas de corrosão na tubulação do superaquecedor da caldeira. A bomba de alimentação da água da caldeira aumenta a pressão até o valor requisitado no ciclo térmico, mais as perdas próprias do sistema. Com as características anteriores o esquema térmico do sistema de cogeração de ciclo a vapor é apresentado na

Figura 25.



**Figura 25. Esquema térmico da central de cogeração a vapor.**

### 3.1.3 Caracterização do combustível

Durante o processo de extração de óleo de palma (dendê) são produzidos 4 tipos diferentes de biomassa, as quais poderiam ser utilizadas como combustível na caldeira. A Tabela 25, mostra os tipos de biomassa e seus respectivos índices de produção em relação à produção dos cachos de fruto de palma (CFF - Cachos de Fruto Fresco).

**Tabela 25. Índice de produção de biomassa no processo de extração de óleo de palma.**

Biomassa	% mássico em relação à CFF
Fibra	11 – 14,5
Cascas	5 – 7
Cachos Vazios (EFB*)	20 – 25
Biogás	15 – 21 m <sup>3</sup> / ton CFF

\* empty fruit bunch

A composição química de cada tipo de biomassa gerada no processo de extração de óleo, expressas como a análise elementar (Tabela 26), análise última (Tabela 27) e a composição do biogás (Tabela 28) são mostradas a seguir.

**Tabela 26. Análise Elementar em base seca e PCS da biomassa gerada no processo de extração de óleo. (Mahlia, et al. 2001)**

	Fibra	Cascas	Cachos Vazios – EFB
Carbono, (C)	47,20	52,40	48,80
Hidrogênio, (H)	6,00	6,30	6,30
Oxigênio, (O)	36,70	37,30	36,70
Nitrogênio, (N)	1,40	0,60	0,70
Enxofre, (S)	0,30	0,20	0,20
Cinzas, (A)	8,40	3,20	7,30
Umidade, (W)	0,00	0,00	0,00
PCS (kJ/kg)	19201 <sub>(40% umidade)</sub>	21445 <sub>(10% umidade)</sub>	8165 <sub>(50% umidade)</sub>

**Tabela 27. Análise Última em base seca da biomassa gerada no processo de extração de óleo. (Mahlia, et al. 2001)**

	Fibra	Cascas	Cachos Vazios – EFB
Voláteis	72,80	76,30	75,70
Carbono fixo	18,80	20,50	17,00
Cinzas	8,40	3,20	7,30
Umidade	0,00	0,00	0,00

**Tabela 28. Composição do biogás gerado no sistema de tratamento de efluentes do processo de extração de óleo de palma. (Yacob, et al. 2006)**

	% mássica
Dióxido de Carbono, CO <sub>2</sub>	35,00
Metano, CH <sub>4</sub>	54,40
Ácido sulfídrico, H <sub>2</sub> S	0,0005
Outros gases	10,59

Para a composição mássica do biogás apresentado na Tabela 28 é possível estabelecer um poder calorífico inferior, PCI, de 15432 kJ/kg, para o biogás gerado no sistema de tratamento de efluentes durante a extração de óleo de palma.

## 3.2 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DO ESQUEMA TÉRMICO

Na avaliação termodinâmica de diferentes cenários de cogeração no processo de extração de óleo de palma, como uma etapa na cadeia produtiva da produção do biodiesel, é preciso avaliar uma grande quantidade de opções numéricas baseada nas características do combustível, parâmetros de operação dos diferentes equipamentos, e outros critérios termodinâmicos. Estes devem cumprir uma série de condições e restrições nos modelos matemáticos para finalmente obter os resultados térmicos do sistema de cogeração.

Como ferramenta de simulação que facilitou e fez possível a avaliação dos diferentes esquemas térmicos e condições de operação, foi utilizado o *software Gatecycle 5.5.1* 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 Gatecycle* é uma ferramenta de avaliação e estudos de esquemas térmicos adquirido pelo Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída- NEST, do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Itajubá -UNIFEI. Uma descrição geral do *software* é apresentada a continuação.

### 3.2.1 Software GateCycle

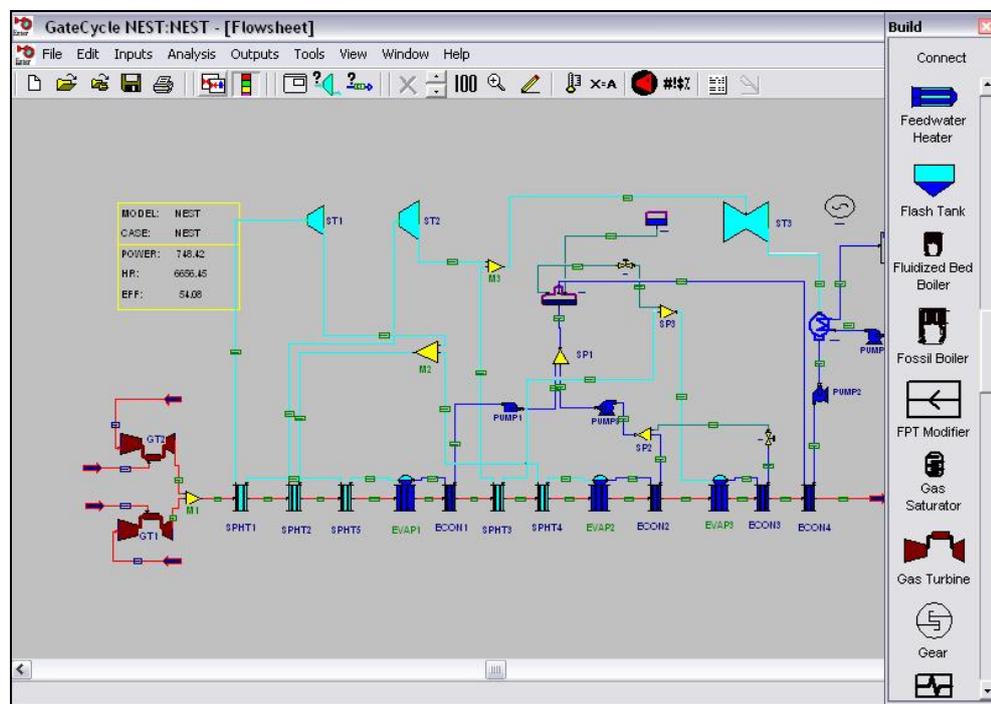
O *software Gatecycle* permite calcular o desempenho termodinâmico no ponto de projeto e fora do mesmo para plantas com ciclos combinados, plantas com caldeiras a combustível fóssil, sistemas de cogeração, ciclo avançados com turbinas a gás e muitos outros sistemas energéticos. O *Gatecycle* pode ser utilizado para análises rápidas, engenharia detalhada, projeto, re-potenciação e testes de desempenho. A sua abordagem, componente a componente e capacidade macro de análise, permite modelar virtualmente qualquer tipo de sistema energético.

O software permite calcular o efeito de:

- Mudanças no tipo de combustível.
- Variação das condições ambiente.
- Variações nas pressões de operação.

- Operação com carga parcial.
- Perdas de pressão.
- Extração e injeção de vapor no sistema.
- Modificações nos equipamentos ou substituição por outros mais avançados.
- Operações que incluem torres de resfriamento, etc.

O *Gatecycle* combina interfaces gráficas com complexos modelos analíticos para os processos termodinâmicos, transferência de calor e fluidos mecânicos, utilizados dentro dos sistemas térmicos de potência, permitindo ao usuário do *software* executar estudos de simulação de ciclos térmicos, desde os modelos mais simples até os mais complexos. As interfaces gráficas representam os diversos equipamentos que formam parte de uma instalação térmica (Figura 26), sendo eles: turbinas a vapor, turbinas a gás, trocadores de calor, caldeiras, economizadores, superaquecedores, condensador, bombas, válvulas, ejetores, tubulações, torres de resfriamentos, atemperadores, ventiladores, geradores de energia elétrica e outros equipamentos de uso geral em sistemas térmicos de potência.



**Figura 26.** Tela característica da interface gráfica do *software Gatecycle*.

O *software* permite ao usuário selecionar os ícones dos equipamentos de uma biblioteca interna e conectá-los graficamente, realizando uma revisão lógica dos parâmetros numéricos envolvidos, assegurando que o modelo projetado tenha uma construção apropriada. Uma vez

realizado o desenho do ciclo térmico e unidos os ícones dos equipamentos com os respectivos fluxos energéticos, o usuário pode inserir as condições iniciais para o ponto de projeto. Assim, é possível prover a informação desses dados numéricos, tais como pressão, temperatura, entalpia, fluxo mássico, pressão atmosférica, umidade relativa, temperatura ambiente, altitude, tipo de combustível e sua composição, entre outras informações.

Em cada um dos equipamentos é preciso selecionar o modelo de cálculo energético que será utilizado para fechar o balanço energético e mássico, tendo em consideração a informação inicial disponível para o sistema. Os parâmetros dos modelos utilizados em cada equipamento estão disponíveis no programa para se ajustar às condições particulares do sistema, a fim de consolidar a convergência no só do modelo em cada equipamento, mas também para o sistema energético como um todo.

Com a simulação numérica efetuada para o ponto de projeto e gerada a base de dados inicial, o usuário pode variar as condições de operação do sistema térmico em análise e aplicar as condições fora do ponto de projeto, mudando os dados termodinâmicos para as condições de carga parcial, se for necessário.

Com condições fora do ponto de projeto, serão geradas novas bases de dados numéricos que podem ser utilizadas para a análise das diferentes condições operativas da planta de potência, sendo possível então gerar um relatório completo das simulações numéricas realizadas para cada cenário avaliado.

### **3.3 MODELAGEM DOS EQUIPAMENTOS COM O SOFTWARE *GATECYCLE***

A continuação são apresentados os critérios termodinâmicos considerados na modelagem dos equipamentos principais no esquema térmico da central de cogeração proposta. Entre os quais são considerados: a caldeira, a turbina a vapor, o condensador, a torre de resfriamento, o desaerador, o trocador de calor e a bomba.

### 3.3.1 Caldeira

O modelo pode ser usado para representar e analisar o desempenho de uma caldeira convencional, queimando diversos tipos de combustíveis, sendo estes sólidos, líquidos, gasosos ou uma mistura deles. A energia térmica liberada pela combustão é transferida à água e ao vapor, circulando através das áreas convectivas e radiantes, assim como no economizador, no tambor de evaporação, no reaquecedor e no superaquecedor. A simulação numérica feita pelo *Gatecycle* leva em conta os efeitos da transferência de calor por radiação para os cálculos no ponto de projeto e fora do ponto de projeto (*off-design*).

Para o cálculo do balanço energético são consideradas as perdas de calor e fluxo mássico de cinzas presentes no combustível, assim como a umidade presente na biomassa queimada. Este é um dos principais fatores de redução do poder calorífico do combustível e da eficiência da caldeira.

Os principais parâmetros operacionais considerados no modelo são: fluxo de combustível consumido, especificações da mistura do combustível, que para este caso considera três tipos de biomassa sólida e uma gasosa, excesso de ar na queima do combustível, condição termodinâmica da água na alimentação e na saída da caldeira, dados específicos para o modelo de transferência de calor e as perdas energéticas nos elementos constitutivos do gerador de vapor.

O método convencional utilizado no *software Gatecycle* na determinação da eficiência da caldeira é aquele baseado na subtração da entrada total de energia térmica fornecida pelo combustível e das perdas através da caldeira (ASME PTC 4.1 – 1985, Australian Greenhouse office, 2001).

A energia térmica liberada na queima do combustível é absorvida quase completamente pela caldeira, porém existem perdas significativas que dependem das condições ambientais, da qualidade do combustível, da configuração geométrica e do estado em que se encontra o equipamento. As principais perdas no gerador de vapor convencional são descritas a seguir:

- Perdas devido à umidade no ar de combustão ( $L_a$ );
- Perdas devido aos gases de exaustão ( $L_g$ );
- Perdas devido à umidade no combustível ( $L_{u, com}$ );

- Perdas devido à formação de água pela combustão, a partir do hidrogênio presente no combustível ( $L_H$ );
- Perdas devido ao teor de carbono nas cinzas ( $L_C$ );
- Perdas devido às cinzas voláteis e depósito de cinzas na fornalha entre outros ( $L_{CS}$ );
- Perdas por radiação na superfície externa da caldeira, purgação, soprage de fuligem entre outros ( $L_R$ ).

Baseado nas normas ASME PTC 4.1, as equações a seguir podem ser utilizadas no cálculo das perdas térmicas da caldeira convencional:

$$L_a = m_a \cdot m_A \cdot (T_g - T_a) \cdot c_{p,v} \quad \text{Eq. 4}$$

Onde:

$L_a$  : Perdas devido à umidade no ar de combustão, [ $\text{MJ kg}^{-1}$ ];

$M_a$  : Massa do vapor de água por kg de ar de combustão, [ $\text{kg kg}^{-1}$ ];

$M_A$  : Massa do ar de combustão por kg de combustível, [ $\text{kg kg}^{-1}$ ];

$T_g$  : Temperatura dos gases de exaustão na saída da caldeira, [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$T_a$  : Temperatura do ar na entrada da caldeira, [ $^{\circ}\text{C}$ ];

$C_{p,v}$  : Calor específico médio do vapor de água, [ $0,002 \text{ MJ kg}^{-1} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , entre 20 e 200 $^{\circ}\text{C}$ ];

$$L_g = m_g \cdot (T_g - T_a) \cdot c_{p,g} \quad \text{Eq. 5}$$

Onde:

$L_g$  : Perdas devido aos gases de exaustão, [ $\text{MJ kg}^{-1}$ ];

$M_g$  : Massa dos gases de exaustão por kg de combustível usando ar teórico, [ $\text{kg/kg}$ ];

$C_{p,g}$  : Calor específico médio dos gases de exaustão, [ $0,001 \text{ MJ kg}^{-1} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ , entre 20 e 200 $^{\circ}\text{C}$ ];

$$L_{u,com} = \frac{M_u}{100} \cdot \left\{ (100 - T_a) \cdot c_{p,a} + h_a + (T_g - 100) \cdot c_{p,v} \right\} \quad \text{Eq. 6}$$

Onde:

$L_{u,com}$  : Perdas devido á umidade, [MJ kg<sup>-1</sup>];

$M_u$  : teor de umidade contida no combustível, [%];

$C_{p,a}$  : Calor específico da água, [0,0042 MJ kg<sup>-1</sup> °C<sup>-1</sup>, para temperatura < a 100°C];

$h_a$  : Entalpia específica da água a 100°C, [2,26 MJ kg<sup>-1</sup>];

$$L_H = \frac{9H_{ac}}{100} \cdot \left\{ (100 - T_a) \cdot c_{p,a} + h_a + (T_g - 100) \cdot c_{p,v} \right\} \quad \text{Eq. 7}$$

Onde:

$L_H$  : Perdas devido á formação de água pela combustão do H<sub>2</sub>, [MJ kg<sup>-1</sup>];

$H_{ac}$  : teor de hidrogênio no combustível, [%];

$$L_c = \frac{A_{cs} \cdot C_{cs}}{10^4} \cdot Q_A \quad \text{Eq. 8}$$

Onde:

$L_C$  : Perdas devido ao teor de carbono nas cinzas, [MJ kg<sup>-1</sup>];

$A_{cs}$  : teor de cinzas no combustível, [%];

$C_{cs}$  : teor de carbono nas cinzas, [%];

$Q_A$  : Media ponderada do poder calorífico superior do carbono nas cinzas, [33,8 MJ kg<sup>-1</sup>];

As perdas devido ao teor de carbono nas cinzas não são aplicáveis para os combustíveis gasosos.

$$L_{cs} = \sum \frac{A_{cs}}{10} \cdot \beta_{A,i} \cdot (T_g - T_a) \cdot c_{p,cs} \quad \text{Eq. 9}$$

Onde:

$L_{CS}$  : Perdas devido ás cinzas voláteis e outras, [MJ kg<sup>-1</sup>];

$\beta_{A,i}$  : fração mássica de cada componente de cinza;

$C_{p,cs}$  : Calor específico das cinzas, [0,00105 MJ kg<sup>-1</sup> °C<sup>-1</sup>, entre 20 e 200°C];

As perdas devido à radiação pela superfície externa da caldeira (0,3 – 0,7%, em função do tamanho, configuração e condições do gerador de vapor) e as perdas pela purga e

sopragem de fuligem (0,5 – 0,8%), são consideradas no termo ( $L_R$ ). Conseqüentemente o rendimento global da caldeira será:

$$\eta_{Cal} = 100 - L_R - \left[ \frac{L_a + L_g + L_{u.com} + L_H + L_C + L_{CS}}{Q_{pcs}} \right] \cdot 100 \quad \text{Eq. 10}$$

Onde:

$Q_{pcs}$  : Poder calorífico superior do combustível a uma pressão constante, [ $\text{MJ kg}^{-1}$ ];

### 3.3.2 Turbina a vapor

O modelo da turbina a vapor pode ser utilizado para representar uma seção da turbina a vapor ou uma unidade completa. A turbina a vapor pode ser configurada para obter os resultados dos parâmetros característicos, tanto no ponto de projeto como fora deste ponto, estão indicados no modelo os efeitos na eficiência de duas importantes restrições: a etapa das válvulas de regulagem do vapor e as perdas na etapa final de exaustão da turbina.

Um dos primeiros parâmetros a determinar é a relação de pressão entre cada um dos estágios das seções da turbina a vapor, isto é, na seção de alta, média e baixa pressão. A relação de pressão entre os estágios (SPR) é usada para calcular o número de estágios em cada seção, assumindo-se que a relação de pressão permanece inalterável através de todos os estágios da seção. A equação a seguir define este parâmetro:

$$SPR = \left( \frac{P_S}{P_E} \right)^{1/N} \quad \text{Eq. 11}$$

Onde:

N: número de estágios;

$P_E$ : pressão do vapor na entrada da turbina a vapor, [kPa];

$P_S$ : pressão do vapor na saída da turbina a vapor, [kPa];

Valores típicos da relação de pressão entre os estágios (SPR) estão na faixa de 0,8 – 0,85 para seções de alta pressão; 0,65 – 0,7 para seções de media pressão e 0,45 – 0,5 para seções de baixa pressão.

A expansão do vapor na turbina depende dos níveis de pressão de cada seção (alta, media ou baixa pressão) e das extrações de vapor utilizadas para aquecer a água de

alimentação. Cada seção da turbina é definida por uma eficiência isentrópica, determinada pela seguinte expressão:

$$\eta_{is} = \frac{h_E - h_S}{h_E - h_{ISE}} \quad \text{Eq. 12}$$

Onde:

$\eta_{is}$  : eficiência isentrópica de cada seção da turbina a vapor, [%];

$h_E$  : entalpia do vapor na entrada de cada seção da turbina, [kJ kg<sup>-1</sup>];

$h_S$  : entalpia do vapor na saída de cada seção da turbina, [kJ kg<sup>-1</sup>];

$h_{ISE}$  : entalpia do vapor na saída da turbina após uma expansão isentrópica, [kJ kg<sup>-1</sup>];

Na modelagem de uma turbina a vapor é necessário introduzir os dados da temperatura, pressão e entalpia do vapor na entrada e na saída da turbina, assim como das suas extrações de vapor, fluxo mássico do vapor expandido e a eficiência interna da turbina. Baseado na primeira lei da termodinâmica é possível determinar a potência desenvolvida pela turbina a vapor com ajuda da seguinte equação:

$$\sum \left( \Delta \dot{W}_{TV} \right) = \eta_i \cdot (\Delta H_S) \quad \text{Eq.13}$$

Onde:

$\sum \left( \Delta \dot{W}_{TV} \right)$  : somatória da potência gerada em todas as seções da turbina a vapor;

$\eta_i$  : eficiência interna da turbina como uma unidade completa;

$(\Delta H_S)$  : salto isentrópico da entalpia produzido entre a entrada e a saída da turbina.

### 3.3.3 Condensador

O condensador é um trocador de calor no qual se realiza a condensação do vapor de exaustão da turbina ao estado líquido. Os principais tipos de condensadores são: de superfície resfriada a água, de contato resfriado por água e de superfície resfriado por ar. Os mais eficientes e frequentemente usados são os de superfície resfriados por água, que serão tratados nesta dissertação, sendo o equipamento considerado no esquema térmico da central de cogeração a partir de biomassa.

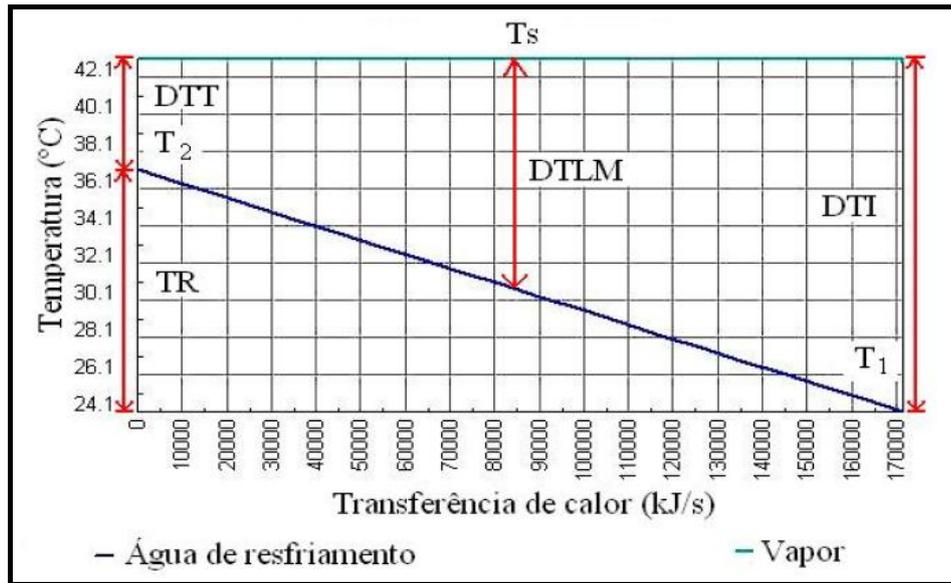
Na modelagem termodinâmica assumem-se conhecidas a pressão de vácuo da turbina, a temperatura de entrada da água de circulação no sistema de resfriamento e a diferença terminal de temperatura no condensador (DTT).

Na Figura 27 mostra-se a variação de temperatura de ambos os fluidos (vapor e água de circulação). A temperatura do vapor  $T_s$  é a temperatura de saturação à pressão no condensador. A diferença entre a temperatura do vapor  $T_s$  e a temperatura de entrada da água ( $T_1$ ) é definida como a diferença de temperatura inicial (DTI). A diferença entre a temperatura de saturação ( $T_s$ ) e a temperatura de saída da água ( $T_2$ ) é conhecida como a diferença terminal de temperatura (DTT). Esta diferença de temperatura varia dentro do condensador e para obter uma satisfatória representação de temperatura média através do condensador, pode-se definir a expressão a seguir:

$$DTLM = \frac{TR}{\ln \left( \frac{1}{1 - \frac{TR}{DTI}} \right)} \quad \text{Eq.14}$$

Onde:

TR : Elevação de temperatura no condensador, definida como  $(T_2 - T_1)$ , [°C];



**Figura 27. Variação da temperatura nos fluidos do condensador.**

Com as variáveis indicadas nos parágrafos procedentes é possível determinar o fluxo mássico da água de resfriamento, assim como caracterizar os fluxos energéticos na troca de energia térmica entre a água de circulação passando através dos tubos do condensador e o vapor de exaustão da turbina. Esse modelo simples permite calcular a temperatura de saída da água de circulação no sistema de resfriamento ( $T_2$ ) com a equação a seguir:

$$T_2 = T_S - DTT \quad \text{Eq. 15}$$

#### **Balço energético do condensador.**

A quantidade total de energia transferida no condensador  $Q_{cond}$ , pode ser calculada a partir do balanço de energia tanto pelo lado do vapor como da água, pela seguinte equação:

$$Q_c = \dot{m}_c (h_v - h_{cond}) = \dot{m}_{a,r} (T_2 - T_1) C_{p,a} \quad \text{Eq. 16}$$

Onde:

$\dot{m}_c$  : Fluxo mássico do condensado, [ $\text{kg s}^{-1}$ ];

$h_v$  : Entalpia da mistura (vapor+água) na entrada do condensador, [ $\text{kJ kg}^{-1}$ ];

$h_{cond}$  : Entalpia do condensado (água) na saída do condensador, [ $\text{kJ kg}^{-1}$ ];

$\dot{m}_{a,r}$  : Fluxo mássico da água de resfriamento, [ $\text{kg s}^{-1}$ ];

$C_{p,a}$  : Calor específico da água líquida, [ $\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$ ];

$(T_2 - T_1)$  : Elevação da temperatura no condensador, [ $^{\circ}\text{C}$ ];

### 3.3.4 Torre de Resfriamento

As torres de resfriamento constituem um elemento típico dos sistemas de água de resfriamento de ciclo fechado, e sua função é reduzir a temperatura da água de circulação, incorporando-a, novamente, ao circuito de resfriamento do condensador. A Figura 28 mostra os elementos principais de um sistema fechado de resfriamento.

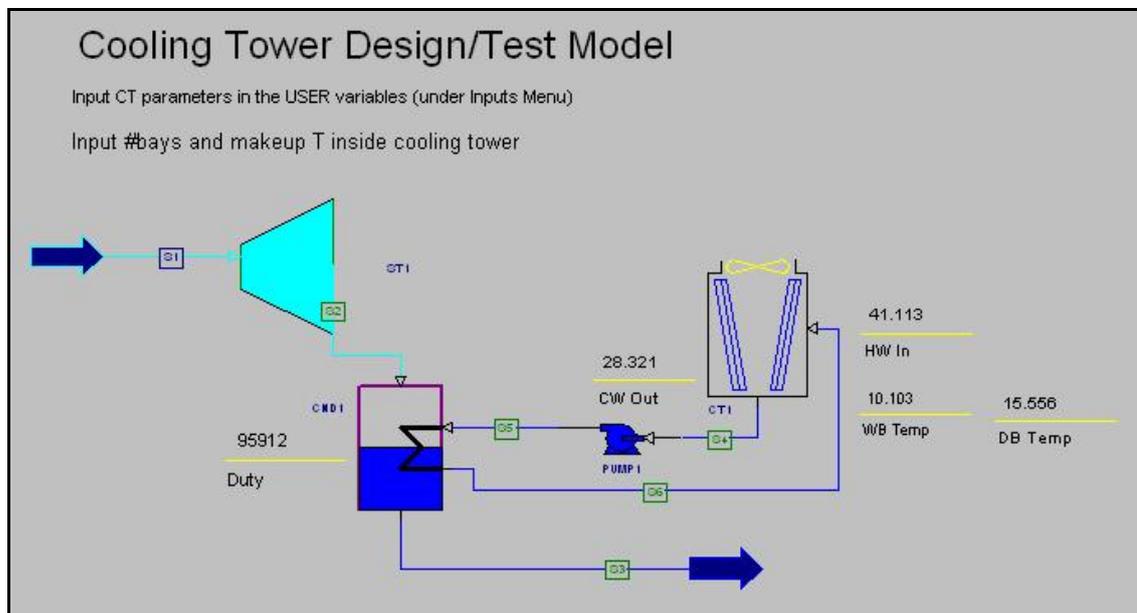
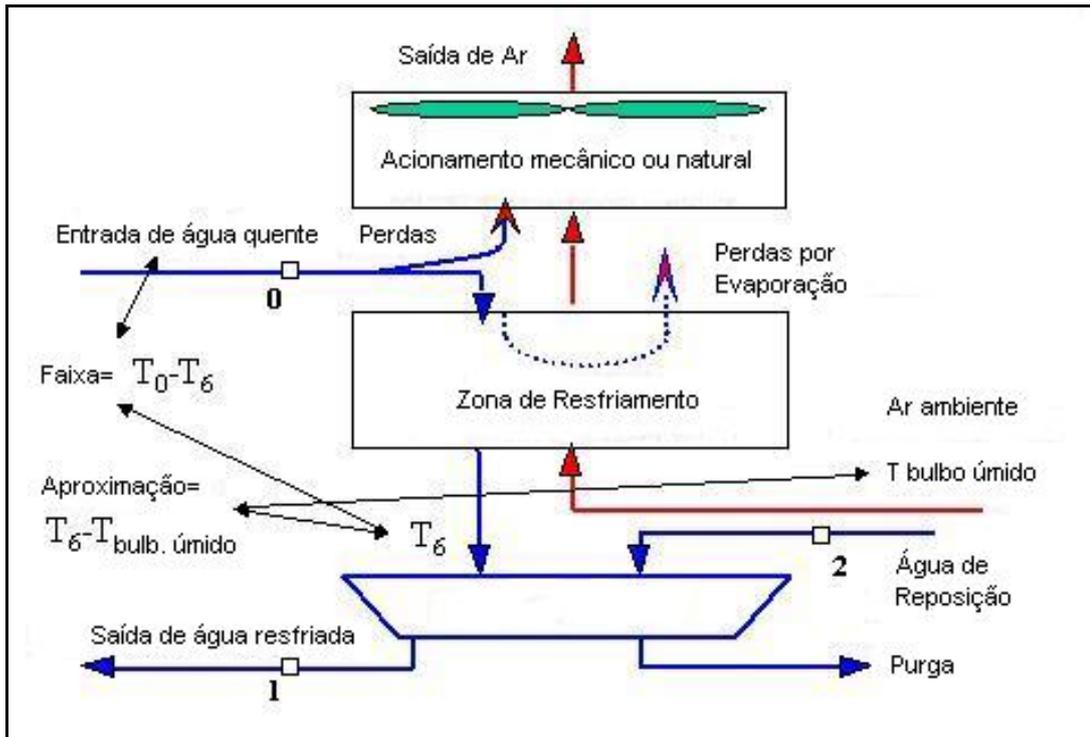


Figura 28. Ícone e fluxos de uma torre de resfriamento no *Gatecycle*.

A

Figura 29 apresenta os fluxos envolvidos no processo de resfriamento que acontecem na torre de resfriamento.



**Figura 29. Fluxos e parâmetros envolvidos no processo de resfriamento.**

As torres de resfriamento podem ser classificadas segundo os seguintes critérios:

- Tipo de acionamento: mecânico ou natural
- Sentido de movimentação dos fluxos de ar e de água (fluxo cruzado ou contracorrente e fluxo paralelo)
- Pelo tipo predominante de transferência de calor: evaporativo (úmido) ou sensível (seco).

Na modelagem feita do esquema térmico proposto foi utilizada uma torre de resfriamento úmida de acionamento mecânico com fluxo a contracorrente, como fatores que garantem a maior eficiência do sistema. Nestas torres evaporativas, o efeito de resfriamento é consequência da evaporação de uma parte da água durante o contato da mesma com o ar. Aproximadamente 1/3 da quantidade total de calor transferida é devida à convecção e 2/3 devida à evaporação (Lora e Nascimento, 2004).

A quantidade de água de reposição pode ser calculada pela seguinte expressão:

$$W_{rep} = P_{ext} + A_{arrasta} + E_{evap} \quad \text{Eq. 17}$$

Onde:

$W_{rep}$  : água de reposição, [%];

$P_{ext}$  : purga ou extrações para evitar concentração de sais ou impurezas, [%, entre 0,6-2,0];

$A_{arrasta}$  : fração da água arrastada pelo ar, [%, entre 0,1-0,3 para tiragem natural, 0,3-1,0 para tiragem mecânica];

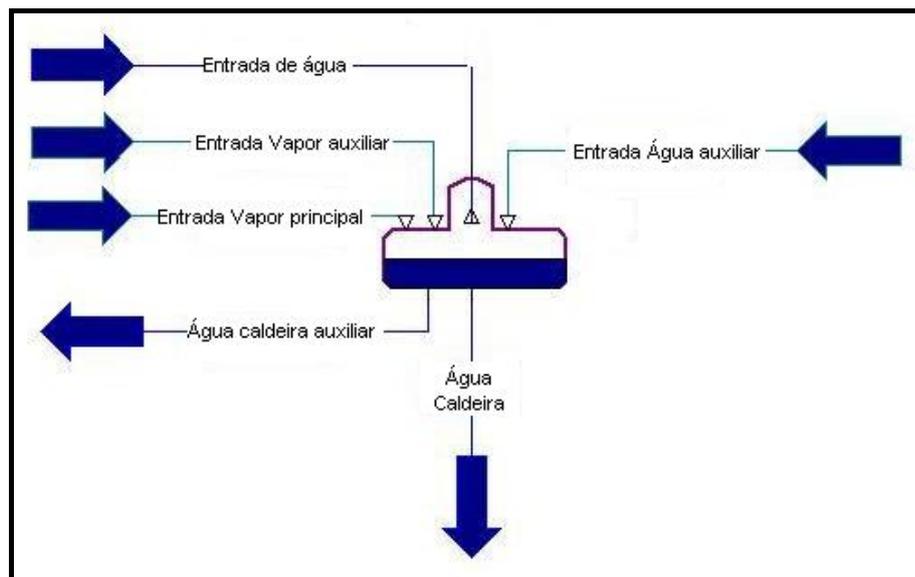
$E_{evap}$  : fração da água evaporada, [%, aproximadamente 1,0-2,0 da vazão total];

A vazão total da água de reposição fica então, na faixa de 2,0-5,0%.

### 3.3.5 Desaerador

O processo de desaeração consiste na remoção dos gases dissolvidos na água ( $O_2$  e  $CO_2$ ). A presença destes gases em forma dissolvida constitui a causa da corrosão interna das superfícies dos equipamentos energéticos (tambor, tubos do economizador, entre outros). O modelo deste equipamento no *Gatecycle* permite ao usuário calcular o rendimento do processo de desaeração.

O vapor extraído da turbina é misturado diretamente com o líquido subresfriado para produzir água saturada na pressão de trabalho, e, dessa forma, retirar o ar presente na água de alimentação (*Gatecycle 5.51, 2003*). Os parâmetros necessários na modelagem desta operação são: método de controle, o fluxo da mistura ar-vapor no respiradouro e a pressão de operação (Figura 30).



**Figura 30. Ícone da interface gráfica do desaerador.**

Aplicando a primeira lei da termodinâmica neste equipamento é possível determinar o fluxo de vapor necessário para provocar o aquecimento requerido para produzir as condições de saturação na água de alimentação. Isto se pode expressar com a equação a seguir:

$$\dot{m}_v^{ext} (h_v^{ext} - h_{aa}^{e,des}) = \dot{m}_{aa} (h_v^{sat} - h_{aa}^{e,des}) \quad \text{Eq. 18}$$

Onde:

$\dot{m}_v^{ext}$  : Fluxo mássico do vapor extraído para aquecer a água de alimentação, [kg s<sup>-1</sup>];

$\dot{m}_{aa}$  : Fluxo mássico da água de alimentação na entrada do desaerador, [kg s<sup>-1</sup>];

$h_v^{ext}$  : Entalpia do vapor de extração [kJ kg<sup>-1</sup>];

$h_{aa}^{e,des}$  : Entalpia da água de alimentação na entrada do desaerador [kJ kg<sup>-1</sup>];

$h_v^{sat}$  : Entalpia do vapor de extração na condição de saturação [kJ kg<sup>-1</sup>];

### 3.3.6 Trocador de calor

Neste trabalho foi incluído um trocador de calor para gerar o vapor de baixa pressão requerido no processo de extração de óleo, a partir de vapor superaquecido obtido como uma extração da turbina. Com isto, é possível manter um circuito fechado da água utilizada no gerador de vapor a altas pressões. Isto reduz os custos no sistema de tratamento da água de alimentação, tendo em consideração que aproximadamente 50% do vapor utilizado na extração de óleo não pode ser reutilizado dada a sua contaminação com óleo e impurezas.

A análise de desempenho do processo de transferência de calor no *Gatecyle* é baseada na metodologia de efetividade NTU. As rotinas de cálculo devem desenvolver duas funções básicas: ponto de projeto e fora do ponto de projeto. Um dos conceitos chaves é a efetividade ( $\epsilon$ ) da transferência de calor, definida como a relação entre a taxa real de transferência de calor e o seu máximo valor possível. A máxima taxa de transferência de calor acontece quando o fluido em aquecimento ou evaporação deixa o trocador de calor à mesma temperatura que o fluido que entra.

Assumindo-se um processo adiabático com um valor constante de  $C_p$ , a taxa máxima de transferência de calor está representada por:

$$q_{\max} = \dot{m}_v \cdot C_{p,v} \cdot (T_e^v - T_e^a) \quad \text{Eq. 19}$$

Onde:

$q_{\max}$  : Taxa máxima de transferência de calor, [kW];

$\dot{m}_v$  : Fluxo mássico do vapor extraído da turbina. [kg s<sup>-1</sup>];

$C_{p,v}$  : Calor específico do vapor extraído da turbina, [MJ kg<sup>-1</sup> K<sup>-1</sup>];

$T_e^v$  : Temperatura de entrada do vapor, [K];

$T_e^a$  : Temperatura de entrada dá água no trocador de calor, [K];

Baseado na definição da efetividade é possível calcular a taxa real de transferência de calor como segue:

$$q = \varepsilon \cdot C_{\min} \cdot (T_e^v - T_e^a) \quad \text{Eq. 20}$$

Para :  $C_{\min} = \dot{m} C_p$

Onde  $C_{\min}$  é o menor valor para os dos fluidos de trabalho no trocador.

Para condições onde é possível assumir constante o valor do coeficiente global de transferência de calor, U, Kays and London (1984) estabelece que:

$$\varepsilon = f(NTU, C_{\min} / C_{\max}, \text{geometria do fluxo}) \quad \text{Eq. 21}$$

As rotinas de análise utilizadas no *Gatecyle* estão baseadas principalmente no cálculo do valor da diferença terminal e da temperatura de aproximação, assim como o valor da efetividade-NTU (número de unidades de transferência, por suas siglas em inglês), definido pela equação a seguir:

$$NTU = \frac{U \cdot A}{C_{\min}} \quad \text{Eq. 22}$$

Onde:

U: Coeficiente global de transferência de calor, [kW m<sup>-2</sup> K<sup>-1</sup>];

A: Área da superfície de intercambio de calor, [m<sup>2</sup>];

C<sub>min</sub> : Capacidade calorífica mínima entre o vapor e a água de alimentação, [kW K<sup>-1</sup>];

### 3.3.7 Bombas

As bombas são utilizadas para incrementar a pressão de um fluxo líquido, sendo neste caso, a água de alimentação, condensado e circulação. Na modelagem dos esquemas térmicos estudados nesta dissertação, foi necessário determinar as propriedades termodinâmicas na entrada da bomba, a pressão de saída, a eficiência isentrópica e o fluxo mássico bombeado. A potência no eixo da bomba, sem considerar as perdas, é calculada pela seguinte equação (*Gatecycle 5.51, 2003*):

$$\dot{W}_{eixo}^{bomba} = \dot{m}_a \left( 1 + \dot{m}_{rec} \right) \nu_a \left( \frac{P_S - P_E}{\eta_{bomba}} \right) \text{ Eq. 23}$$

Onde:

$\dot{W}_{eixo}^{bomba}$  : Potência no eixo da bomba, [kW];

$\dot{m}_a$  : Fluxo mássico da água, [kg s<sup>-1</sup>];

$\dot{m}_{rec}$  : Fluxo mássico da água de recirculação, [kg s<sup>-1</sup>];

$\nu_a$  : Volume específico da água bombeada, [m<sup>3</sup> kg<sup>-1</sup>];

$P_S$  : Pressão na saída da bomba, [kPa];

$P_E$  : Pressão na entrada da bomba, [kPa];

$\eta_{bomba}$  : Eficiência isentrópica da bomba, [%];

### 3.4 CENÁRIOS DE COGERAÇÃO AVALIADOS

Neste item são apresentados os cenários de cogeração avaliados neste estudo, como alternativa de aproveitamento energético da biomassa gerada no processo de extração de óleo de palma. Como foi mencionado anteriormente, existem quatro tipos de biomassa: fibras, cascas, cachos vazios e biogás. Os cenários estão baseados na utilização de turbinas de Contrapressão (TCP) e de Condensação-Extração (TCE), assim como na mistura de diferentes tipos de biomassa, garantindo o fornecimento de vapor à usina de extração de óleo, além das condições termodinâmicas da turbina. Além disso, precisam-se garantir os parâmetros apropriados do vapor de extração da turbina, que permitam, no trocador de calor, a geração do vapor de baixa pressão para o processo.

#### 3.4.1 Misturas de biomassa utilizadas como combustível

Foram formuladas sete misturas diferentes de biomassa para serem utilizadas como combustível na caldeira, permitindo estabelecer a potência elétrica gerada no esquema térmico apresentado na Figura 25. As porcentagens de cada tipo de biomassa utilizada na mistura para cada modelo do *Gatecycle* são apresentadas na Tabela 29.

**Tabela 29. Porcentagem de biomassa utilizada na mistura de combustível utilizado na caldeira.**

Modelo	Turbina	% da biomassa gerada no processo, utilizada como combustível.			
		Fibra	Cascas	Cachos Vazios	Biogás
A	TCP	75	75	--	--
B	TCE	100	50	--	--
C	TCE	100	100	--	--
D	TCP	100	100	100	100
E	TCE	100	100	50	--
F	TCE	100	100	100	--
G	TCE	100	100	100	100

### 3.4.2 Parâmetros de geração e uso do vapor

As misturas de combustíveis formuladas a partir da biomassa disponível têm que garantir o vapor requerido no processo de extração de óleo. Como caso de referência, foi considerada uma usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>, sendo esta uma escala média de capacidade de processamento, ainda recomendada pela Federação de cultivadores de palma de azeite na Colômbia (Fedepalma). Os parâmetros do vapor de extração vão depender dos parâmetros do vapor na entrada na turbina, que por sua vez dependem da mistura de combustível utilizada, pois o fluxo de combustível e composição podem mudar, assim como seu conteúdo calórico, baseado nas diferenças no PCS para cada biomassa. Os parâmetros do vapor gerado e requerido são apresentados na Tabela 30.

**Tabela 30. Parâmetros do vapor gerado e utilizado no esquema térmico.**

	Fluxo mássico, [kg s <sup>-1</sup> ]	Pressão, [kPa]	Temperatura, [°C]	Entalpia, [kJ kg <sup>-1</sup> ]
Geração	Variável*	2000	350	3138
Consumo Processo	4,16	413,60	144,8	2689

- *depende da mistura de biomassa utilizada*

### 3.5 FERRAMENTA DE SIMULAÇÃO DA ACV

A análise do ciclo de vida (ACV) é um processo iterativo após a etapa da coleta de dados e informações relevantes para o sistema-produto. Assim, precisa-se não só avaliar as informações, mas também fazer cálculos repetitivos e consecutivos que devem ser misturados com outras bases de dados dependendo da definição das fronteiras do sistema.

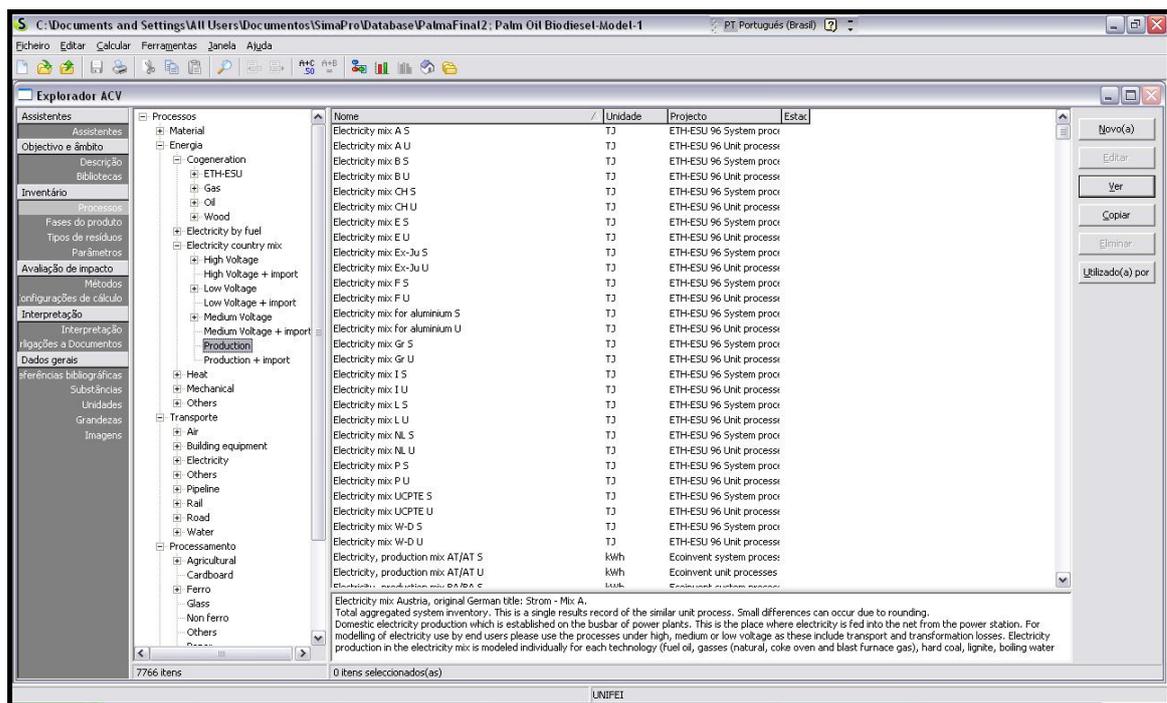
A utilização de uma ferramenta de simulação da ACV permite a comparação de vários sistemas-produto como também a utilização de vários métodos de análise dependendo do objetivo da análise e do tipo de produto avaliado. Os *software SimaPro* da *PRE-Consultants*, é uma ferramenta que permite a coleta, a análise e acompanhamento do desempenho ambiental de produtos e serviços. O *SimaPro* permite a modelagem e a análise de ciclos de vida complexos em forma sistemática, seguindo as recomendações das series ISO 14040.

### 3.5.1 O software *SimaPro*

O software, lançado em 1990, é uma ferramenta desenvolvida 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.

A Figura 31 apresenta a tela principal do *SimaPro*, é uma interface gráfica estruturada na forma de *check list* para a ACV, de forma a se seguir os passos descritos pela norma ISO e poder introduzir-se ou editar os dados do sistema produto.

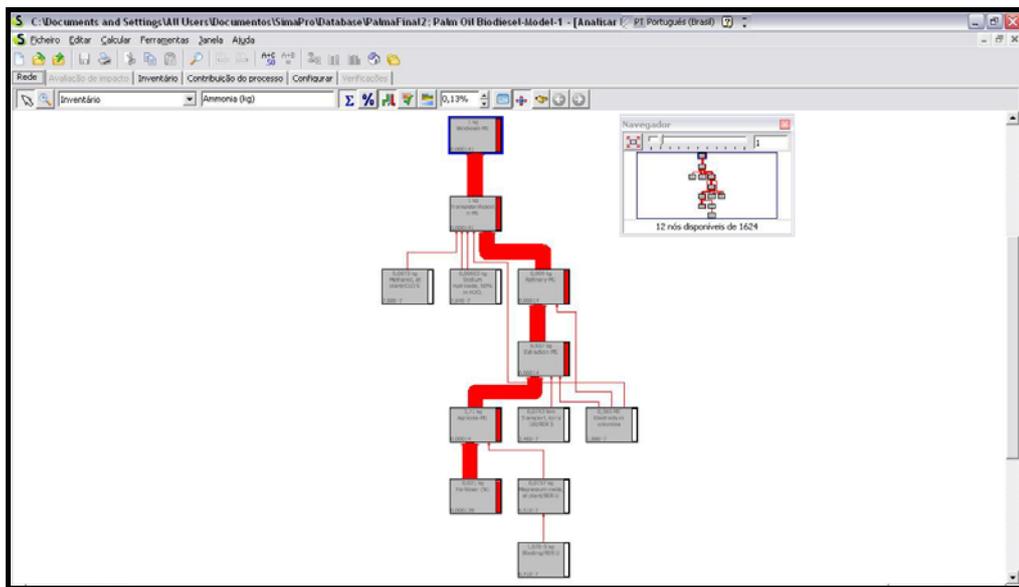


**Figura 31. Interface gráfica principal do SimaPro para o *check list* da ACV.**

O lado esquerdo nomeado como barra exploratória, permite rápido acesso para todas as funções do *SimaPro*. Na parte superior são mostrados os projetos e os dados específicos da biblioteca, enquanto na parte inferior aparecem os dados gerais que não são armazenados em projetos ou bibliotecas. As estruturas de dados no SimaPro contêm dois tipos diferentes de

blocos de construção do modelo: bloco de Processos, os quais contem a informação ambiental e econômica e o bloco de fase do Produto, que não apresenta dados ambientais, porém descreve o produto no ciclo de vida. Contudo a ACV é um processo iterativo que obriga com frequência a voltar e reavaliar os dados e ações realizadas.

Uma vez que os blocos de processos são estruturados e conectados entre si é possível fazer uma verificação gráfica da rede de processos que conforma o sistema-produto em estudo, como mostra a Figura 32.



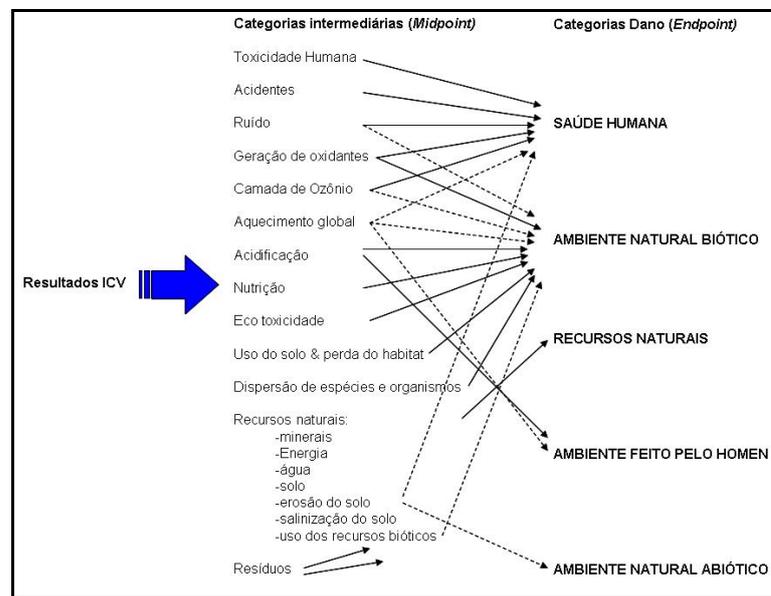
**Figura 32. Exemplo de rede de processos no ACV**

Os blocos de fase do produto descrevem a composição do produto, a fase do uso e a sua rota de disposição. Existem cinco tipos diferentes de blocos de fase do produto: Ensamblagem, Ciclo de vida, cenário de disposição, des-ensamblagem e reuso. Este é uma das grandes vantagens do SimaPro, pois permite a modelagem de ciclos de vida mais complexos, onde se precisa considerar o efeito dos cenários de disposição e dos cenários de resíduos.

### 3.5.2 Seleção dos métodos e categorias de impacto

Um dos passos mais importantes é a seleção apropriada das categorias de impacto. A escolha é feita baseada no objetivo do estudo. Uma ajuda importante no processo de seleção

das categorias do impacto é a definição das chamadas intermediárias (*midpoint*) e finais (*endpoints*). O estudo do dano potencial ambiental a partir dos resultados do Inventário do Ciclo de Vida estão baseados na rota do impacto, os quais são compostos de processos ambientais. Rotas de impacto similares são agrupadas em Categorias de Impacto ou *midpoint categories*. O termo expressa o impacto gerado e quantificado na metade da rota entre o inventário do ciclo de vida e o efeito final em uma área maior no ambiente (*endpoint*). O *endpoint* representa mudanças na qualidade do ambiente, quer dizer, o objetivo ultimo que busca preservar a sociedade humana. Na Figura 33, é apresentada a classificação da estrutura da avaliação e as categorias de impacto estabelecidas pela *Life Cycle Initiative, 2005*.



**Figura 33. Estrutura geral da avaliação da ACV e categorias de impacto. (Life cycle initiative, 2005).**

Existem vários métodos para a análise do impacto e cada um deles tem alguns aspectos que são e não são considerados pelos outros. Entre os métodos mais conhecidos estão:

- Eco-Indicador 99:
- Eco-Indicador 95:
- CML 92
- CML (2001):
- EPS 2000:
- EDIP/UMIP
- Ecopoints 97
- Impact 2002+

Um resumo dos mais importantes métodos da análise no ACV é mostrado na Tabela 31.

**Tabela 31. Resumo dos métodos de análise mais importantes no ACV. (Renou, et. al. 2007; Jolliet, et. al. 2003)**

Método	CML	Eco Indicador 99	EDIP	EPS	Ecopoints 97	Impact 2002+
Desenvolvido por:	Centre of Environmental studies (CML, University of Leiden, The Netherlands)	Pré Consultants, Amersfoort, The Netherlands	Technical University of Denmark, Lingby, Denmark	Chalmers University of Technology, Goteborg, Sweden	Swiss Agency for the Environmental, Forest and Landscape (SAEFL), Born, Switzerland	Swiss Federal Institute of Technology Lausanne (EPFL)
Categorias de Impacto	Aquecimento global, eutrofização, esgotamento de recursos abióticos e acidificação.  Deterioro da camada de ozônio, oxidação Fotoquímica, Toxicidade humana, Eco toxicidade da água doce e marina.	Mudanças climáticas, acidificação, eutrofização, combustíveis fosseis, minerais, uso do solo e camada de ozônio.  carcinogênicos, radiação, Eco toxicidade, Efeitos orgânicos e inorgânicos na respiração humana.	Aquecimento global, eutrofização, acidificação de recursos. Deterioro da camada de ozônio. Smog fotoquímico, eco toxicidade humana, eco toxicidade da água e do solo, resíduos perigosos.	Esgotamento de reservas.  Expectativa de vida, morbidade capacidade de crescimento de culturas, produção de carne, peixe, água potável e não potável acidificação do solo, espécies em extinção,	CO <sub>2</sub> , SO <sub>x</sub> . Energia. Partículas, DQO, N, NH <sub>3</sub> , P, radiação, Metais no solo, (Cd, Hg, P, Zn), Metais na água (Cr, Cu, Ni), Nitrato e pesticidas no solo, resíduos especiais.	Saúde humana, Qualidade do Ecossistema, Mudanças climáticas, Recursos.  Toxicidade humana, efeitos respiratórios, radiação, deterioro da camada de ozônio, oxidação fotoquímica, ecotoxicidad e eutrofização aquática, uso do solo, aquecimento global, energia não renováveis, extração de minerais.

Um dos mais novo e completo método para a análise do impacto no ciclo de vida usado neste trabalho é o IMPACT 2002+ v 2.0 (Jolliet et. al, 2003), propõe a implementação viável de uma aproximação combinada entre o *midpoint/endpoint*, juntando todos os tipos de resultados do inventário do ciclo de vida através de 14 categorias de impacto para quatro categorias de dano (*endpoints*). Novos conceitos e métodos têm sido desenvolvidos para o Impact 2002+, e especialmente na análise comparativa da toxicidade humana e da eco toxicidade, os quais são fatores estudo na produção de biocombustíveis . Uma nova interpretação para o efeito nas mudanças climáticas foi incorporada, sendo interpretado como o dano gerado sobre os sistemas vitais que precisam ser protegidos em um horizonte de 50 anos, usando como unidade os kg CO<sub>2</sub>. Assim, as categorias avaliadas no *midpoint* ficam relacionadas com o dano no meio ambiente, como é apresentado na Figura 34.



**Figura 34. Categorias de impacto *midpoint* / *endpoint* estabelecidas no IMPACT 2002+. (Jolliet et. al, 2003).**

Os fatores de caracterização do dano no meio ambiente de qualquer substância podem ser obtidos pela multiplicação do potencial de caracterização do *midpoint* com o fator de caracterização do dano das substâncias de referência (Tabela 32).

**Tabela 32. Fatores de caracterização do dano no médio ambiente usado pelo IMPACT 2002+. (Jolliet, et. al, 2003).**

<b>Categorias intermediárias (midpoint)</b>	<b>Fatores de Dano</b>	<b>Unidade</b>
Toxicidade humana (carcinogênicos e não carcinogênicos)	1,45 E-06	DALY kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> cloro etileno no ar
Efeitos respiratórios (inorgânicos)	7,00 E -04	DALY kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> PM <sub>2,5</sub> no ar
Ionização	2,10 E -10	DALY Bq <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> carbono-14 no ar
Esgotamento da camada de ozônio	1,05 E-03	DALY kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> CFC-11 no ar
Oxidação fotoquímica	2,13 E-06	DALY kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> etileno no ar
Eco toxicidade aquática	5,02 E-05	PDF* m <sup>2</sup> *ano kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> trietilenglicol na água
Eco toxicidade terrestre	7,91 E-03	PDF* m <sup>2</sup> *ano kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> t rietilenglicol no solo
Acidez terrestre	1,04	PDF* m <sup>2</sup> *ano kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> SO <sub>2</sub> no ar
Uso do solo	1,09	PDF* m <sup>2</sup> *ano m <sub>eq</sub> <sup>-2</sup> solo orgânico cultivável ano
Aquecimento global	1	kg <sub>eq</sub> CO <sub>2</sub> kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> CO <sub>2</sub>
Energia não – Renovável	45,8	MJ kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> petroleo (860 kg m <sup>-3</sup> )
Extração de minerais	5,10 E-02	MJ kg <sub>eq</sub> <sup>-1</sup> ferro

Segundo a Organização Mundial da Saúde (*World Health Organization, 2007*) o termo DALY (pela sigla em inglês do *Disability Adjusted Life Year*), é definido como uma medida da falta da saúde. A medida estende o conceito dos anos potenciais de perda de vida devido à morte prematura, que incluem os anos equivalentes de vida saudável perdido em virtude de estarem em estados de saúde precária ou deficiente. Assim, o DALY representa a soma dos anos de vida perdidos devido à morte prematura e os anos perdidos devido às deficiências na saúde.

O termo PDF (do inglês, *Potentially Disappeared Factor*), é a unidade definida para avaliar o impacto sobre o ecossistema, expressando uma porcentagem de dano ou espécies que estão ameaçadas ou em extinção, em uma área específica durante um tempo determinado.

### 3.6 BASES DE DADOS E CONSIDERAÇÕES FEITAS NA MODELAGEM DO ACV

Nesta seção são apresentadas quais considerações e bases de dados assumidas durante a modelagem de cada uma das etapas do ciclo de vida do biodiesel de óleo de palma. A base de dados utilizada na modelagem do ACV foi a *Ecoinvent* para unidades e sistemas de processos. As considerações serão apresentadas para cada uma das etapas produtivas e simultaneamente para os dois cenários avaliados, sem cogeração (caso C2) e com cogeração (caso G).

#### 3.6.1 Considerações na modelagem do ACV da Etapa Agrícola

Nesta etapa foi considerado um fluxo de saída ou a produção de 150 kg de CFF, sem a existência de co-produtos. Os parâmetros e bases de dados utilizadas são apresentados na Tabela 33, resultado do levantamento de dados da empresa C2 para o ano 2006, considerando a substituição de parte do adubo pela utilização dos cachos vazios (EFB). Considerou-se que cerca de 10% da entrada de N e  $P_2O_5$  vão para efluentes líquidos, conforme recomenda Schmidt (2004) e, que 0,0125 kg de  $N_2O$  e 0,5 kg de  $CO_2$  são emitidos para a atmosfera por kg de adubo nitrogenado e por kg de uréia, respectivamente, segundo Almeida (2006). No que diz ao respeito aos defensivos, foram empregados os valores médios utilizados pela empresa C2 na região norte da Colômbia. Estes foram o acefato, o carbaryl e o glifosato, visto que a empresa tem preferência pelo controle biológico das pragas. Admitiu-se que da entrada total de defensivos, 5% saem como emissão atmosférica, 20% como efluente líquido e os restantes como emissão para o solo (Yussof and Hansen, 2005). Devido à falta de chuva na região, a empresa C2 precisa irrigar o cultivo, utilizando águas superficiais. Admitiu-se um tempo de vida útil de 20 anos e a produção média da empresa C2 com 25 toneladas de CFF por hectare-Ano. No cálculo do consumo de combustível dentro do cultivo para a sua utilização nos tratores foi calculado o dado para a empresa C2 como sendo 1,05 litros de Diesel por toneladas de CFF produzida.

**Tabela 33. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV da etapa agrícola.**

	<b>Caso C2 (Sem Cogeração)</b>	<b>Caso G (Com cogeração)</b>	<b>Comentário</b>
Produto	150 kg CFF	150 kg CFF	
Recursos naturais	<i>Water, process, unspecified natural origin/kg</i>	<i>Water, process, unspecified natural origin/kg</i>	
Materiais	<i>Fertilizer (N)</i>	<i>Fertilizer (N)</i>	No caso C2: 14% de 0,987 substituído por EFB (Wood et. al, 1991)
	<i>Fertilizer (P)</i>	<i>Fertilizer (P)</i>	No caso C2: 11% de 0,244 substituído por EFB (Wood et. al, 1991)
	<i>Fertilizer (K)</i>	<i>Fertilizer (K)</i>	No caso C2: 18% de 1,88 substituído por EFB (Wood et. al, 1991)
	<i>Magnesium oxide, at plant/RER U</i>	<i>Magnesium oxide, at plant/RER U</i>	
	<i>Borax, anhydrous, powder, at plant/RER U</i>	<i>Borax, anhydrous, powder, at plant/RER U</i>	
	<i>Glyphosate, at regional storehouse/CH U</i>	<i>Glyphosate, at regional storehouse/CH U</i>	
	<i>[thio]carbamate-compounds, at regional storehouse/RER U</i>	<i>[thio]carbamate-compounds, at regional storehouse/RER U</i>	
Transporte	Transport, tractor and trailer CH/S		1,4 tKm
Emissões ao Ar	<i>Carbon dioxide</i>	<i>Carbon dioxide</i>	Castillo, 2004
	<i>Nitrogen oxides</i>	<i>Nitrogen oxides</i>	Almeida (2006), Schmidt (2004)
	<i>Glyphosate</i>	<i>Glyphosate</i>	
	<i>Methyl carbamate</i>	<i>Methyl carbamate</i>	
Emissões nos efluentes	Nitrogen	Nitrogen	Schmidt (2004), Almeida (2006)
	Phosphorus pentoxide	Phosphorus pentoxide	
	Glyphosate	Glyphosate	
	Carbaryl	Carbaryl	
	Acephate	Acephate	
Emissões para o solo	Acephate	Acephate	Schmidt (2004), Almeida (2006)
	Glyphosate	Glyphosate	
	Carbaryl	Carbaryl	

### 3.6.2 Considerações na modelagem do ACV na Extração de óleo

Os dados da etapa industrial foram baseados principalmente em dados primários, levantados durante as visitas realizadas e de projetos desenvolvidos internamente por Cenipalma. O processo de extração de óleo é um processo físico que resume as entradas para: água, vapor, eletricidade e os cachos de fruto.

Os parâmetros e bases de dados utilizadas são apresentados na Tabela 34, resultado do levantamento de dados da empresa C2 para o ano 2006. Como o objetivo deste trabalho é avaliar o efeito da cogeração, o caso C2 de referência apresenta um excesso de biomassa como co-produto após de gerar o vapor requerido no processo, em quanto o caso G com cogeração, utiliza o 100% da biomassa gerada no processo de extração de óleo para ser auto-suficiente em vapor e eletricidade. Tendo em consideração que a biomassa excedente é comercializada hoje em dia como combustível para outros setores industriais, foi feita uma alocação baseada no preço da mesma e dos outros co-produtos como são o óleo de palmiste e a torta de palmiste.

As emissões de CO<sub>2</sub> renovável, quer dizer aquelas provenientes da queima da biomassa, não foram consideradas pois estas quantidades serão absorvidas pela plantação de palma africana, de acordo ao estudo de Castillo, 2004. Embora o processo de extração de óleo apresente um consumo importante de vapor, de aproximadamente 500 kg de vapor por tonelada de CFF, este é gerado a partir da biomassa residual no processo, produzindo ainda um excedente. Em quanto ao consumo médio de eletricidade são requeridos 20 kWh por tonelada de CFF, ou aproximadamente 1 kWh por kg de óleo de palma, incluindo o processo de recuperação da amêndoa e extração de óleo de palmiste.

O transporte dos cachos de fruto de palma desde a plantação até a usina de extração de óleo foi considerado nesta etapa. O valor médio de consumo de combustível diesel neste processo é de 2,14 litros de Diesel por tonelada de CFF.

**Tabela 34. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na extração de óleo.**

	<b>Caso C2 (Sem Cogeração)</b>	<b>Caso G (Com cogeração)</b>	<b>Comentário</b>
Produto	30 kg óleo de palma	30 kg óleo de palma	
Alocação	Por Preço	Por Preço	
Óleo de palma	79,27 %	81,94 %	600 USD ton <sup>-1</sup>
Torta de palmiste	3,88 %	4,01 %	200 USD ton <sup>-1</sup>
Óleo de palmiste	13,59	14,05 %	700 USD ton <sup>-1</sup>
Cascas 30% excesso	1,5		25 USD ton <sup>-1</sup>
Fibra 10% excesso	1,76		20 USD ton <sup>-1</sup>
Produtos evitados	----	Eletricidade na Colômbia	Criado no Simapro a partir de outras bases de dados.
Recursos naturais	<i>Water, river</i>	<i>Water, river</i>	
Materiais	Etapa Agrícola, Caso C2	Etapa Agrícola Caso G	<i>150 kg de CFF</i>
Eletricidade e Transporte	Transport, lorry 16t/RER S		3 tKm
	Eletricidade na Colômbia		<i>3,01 kWh</i>
Emissões ao Ar	Water		
	Methane, biogenic		<i>Low. Pop., long term. 60% of biogás is CH4</i>
	Carbon dioxide, biogenic		<i>40% of biogás is CO2 biogenic</i>
		Carbon dioxide, biogenic	<i>Low. Pop., long term. 40% of biogas is CO2 biogenic</i>
		Carbon dioxide, biogenic	<i>60% of biogas is CH4 burned in boiler.</i>
Emissões nos efluentes	<i>BOD5, Biological Oxygen Demand</i>	<i>BOD5, Biological Oxygen Demand</i>	<i>0,04425kg. Cenipalma, 2006</i>
	<i>COD, Chemical Oxygen Demand</i>	<i>COD, Chemical Oxygen Demand</i>	<i>0,1275. Cenipalma, 2006</i>
	<i>Suspended solids, unspecified</i>	<i>Suspended solids, unspecified</i>	<i>1,8 kg. Cenipalma, 2006</i>
	<i>Nitrogen, total</i>	<i>Nitrogen, total</i>	<i>0,08 kg. Cenipalma, 2006</i>
	<i>Oils, unspecified</i>	<i>Oils, unspecified</i>	<i>0,18 kg. Cenipalma, 2006</i>
Eletricidade na Colômbia (origem)	<i>4,1% - Electricity, hard coal, at power plant/UCTE S.</i>		<i>Baseado no consumo de eletricidade. UPME, 2006.</i>
	<i>81,36% - Electricity hydropower in I S</i>		
	<i>14,21% - Electricity, natural gas, at turbine, 10MW/GLO S</i>		
	<i>0,23% - Electricity, at cogen 6400kWh, wood, allocation exergy/CHU</i>		
	<i>0,1% - Electricity, at wind power plant 800kW/RER S</i>		

### 3.6.3 Considerações na modelagem do ACV na Refinação de óleo

Logo após de se obter o óleo de palma, este é estocado para ser processado na Refinaria, sendo considerado que este processo forma parte de um complexo industrial junto ao processo de extração. Embora existam processos de transesterificação para produzir o biodiesel que não precisam da refinação do óleo vegetal, a tecnologia convencional e mais utilizada, precisa sim do óleo refinado. Os dados do balanço de massa no processo de refinação foram tomados do estudo feito na Malaysia por Wicke, et. al, 2007. No processo de refinação são produzidos ácidos graxos como co-produto do óleo refinado. Assim, foi estabelecido realizar uma alocação mássica entre estes produtos, a qual é apresentada na Tabela 35. O processo de refinação do óleo de palma é um processo físico que incorpora as etapas de branqueio, onde são utilizadas terras de adsorção, a neutralização e finalmente a desodorização onde são gerados os ácidos graxos. Desta forma os insumos de matérias e energia são baixos, devido principalmente ao diesel utilizado na geração de vapor para os processos de aquecimento e a eletricidade além do consumo das terras de adsorção. O consumo de reativos químicos é quase insignificante, referido ao ácido fosfórico e o hidróxido de sódio usado na neutralização final.

**Tabela 35. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na refinação de óleo.**

	<b>Caso C2 (Sem Cogeração)</b>	<b>Caso G (Com cogeração)</b>	<b>Comentário</b>
Produto	1 kg óleo refinado	1 kg óleo refinado	
Alocação	mássica	mássica	96,91% óleo refinado 3,09 % ácidos graxos
Materiais	Extração de óleo, Caso C2	Extração de óleo, Caso G	1,0638 kg de óleo cru
	<i>Clay, at mine/CH S</i>	<i>Clay, at mine/CH S</i>	0,007447 kg
	<i>Diesel, at regional storage/RER S</i>	<i>Diesel, at regional storage/RER S</i>	0,004633 kg
	<i>Electricity in colombia</i>	<i>Electricity in colombia</i>	0,024894 kWh
	<i>Phosphoric acid ETH S</i>	<i>Phosphoric acid ETH S</i>	0,000532 kg
Emissões para o Ar	<i>Carbon monoxide, fossil</i>	<i>Carbon monoxide, fossil</i>	1,73E-06 kg
	<i>Particulates, unspecified</i>	<i>Particulates, unspecified</i>	6,53E-06 kg
	<i>Sulfur oxides</i>	<i>Sulfur oxides</i>	5,25E-05 kg
	<i>Carbon dioxide, fossil</i>	<i>Carbon dioxide, fossil</i>	0,010674 kg
	<i>Nitrogen oxides</i>	<i>Nitrogen oxides</i>	2,05E-05 kg

### 3.6.4 Considerações na modelagem do ACV na Transesterificação de óleo

Foi escolhida a tecnologia proposta por Lurgi, 2007, embora existam varias tecnologias ao nível comercial para produção do biodiesel. Esta tecnologia representa uma das principais rotas tecnológicas utilizadas hoje em dia e com maior preferência a ser implementada na Colômbia. Cabe salientar, que só até finais do ano 2007 foram iniciadas as construções de ditas usinas, e que por tanto não foi possível a coleta de dados próprios da Colômbia para este processo.

O processo de transesterificação pela rota metílica (Lurgi, 2007) em relação à rota etílica, é o processo mais usado na produção do biodiesel, pelo rendimento atingido na reação, maior do que 97,5%, menor consumo de álcool (90 kg vs 130 kg), menor temperatura dos reagentes (65°C vs 80°C) e menor tempo da reação (45 min vs 80 min), Ribeiro, 2006. Assim o consumo de energia e materiais é menor, sendo a maior parte referida aos consumos do metanol, do catalisador, do nitrogênio, da eletricidade, do diesel para geração do vapor e da água de resfriamento.

Estes consumos e bases de dados empregadas no modelo do SimaPro são apresentados na Tabela 36. Neste modelo a produção de biodiesel e seu co-produto a glicerina foram alocados por massa. Isto, devido à importante proporção mássica e também devido à forte variação dos preços de venda, em especial da glicerina, o qual não representaria um valor estável apropriado no tempo.

É usual que as usinas de produção de biodiesel sejam estabelecidas próximas dos centros urbanos e dos postos de distribuição. Assim, o transporte em veículos de 32 toneladas de capacidade, e por tanto o consumo de combustível neste processo foi considerado nesta etapa. Assim, foi considerado um percorrido de 200 km, ida e volta, fazendo uma viagem só com a carga e a volta completamente vazio isto representa 0,1 tkm. Devido ao baixo consumo energético do diesel neste processo e a inexistência de valores reais das emissões das caldeiras utilizadas na geração do vapor, as emissões para o ar não foram consideradas. Do mesmo modo, os efluentes líquidos da usina não foram avaliados.

**Tabela 36. Bases de dados e parâmetros considerados na modelagem do ACV na Transesterificação de óleo.**

	<b>Caso C2 (Sem Cogeração)</b>	<b>Caso G (Com cogeração)</b>	<b>Comentário</b>
Produto	1 kg de biodiesel	1 kg de Biodiesel	
Alocação	mássica	mássica	89,51 % Biodiesel 10,49 % Glicerina
Recursos	<i>Water, process, unspecified natural origin/kg</i>	<i>Water, process, unspecified natural origin/kg</i>	0,1465 kg
Materiais	<i>Methanol, at plant/GLO S</i>	<i>Methanol, at plant/GLO S</i>	0,097 kg
	<i>Sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant/RER S</i>	<i>Sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant/RER S</i>	0,0052 kg (substituto do catalisador Methylat, não disponível no Simapro)
	<i>Nitrogen, liquid, at plant/RER S</i>	<i>Nitrogen, liquid, at plant/RER S</i>	0,001 kg
	<i>Sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant/RER S</i>	<i>Sodium hydroxide, 50% in H2O, production mix, at plant/RER S</i>	0,0015 kg solução caústica.
	Refinaria, Caso C2	Refinaria, Caso G	1,0101 kg óleo ref.
Transporte e Eletricidade	Eletricidade na Colômbia	Eletricidade na Colômbia	Processo criado no Simapro.
	Transport, lorry 32t/RER S	Transport, lorry 32t/RER S	0,1 tkm

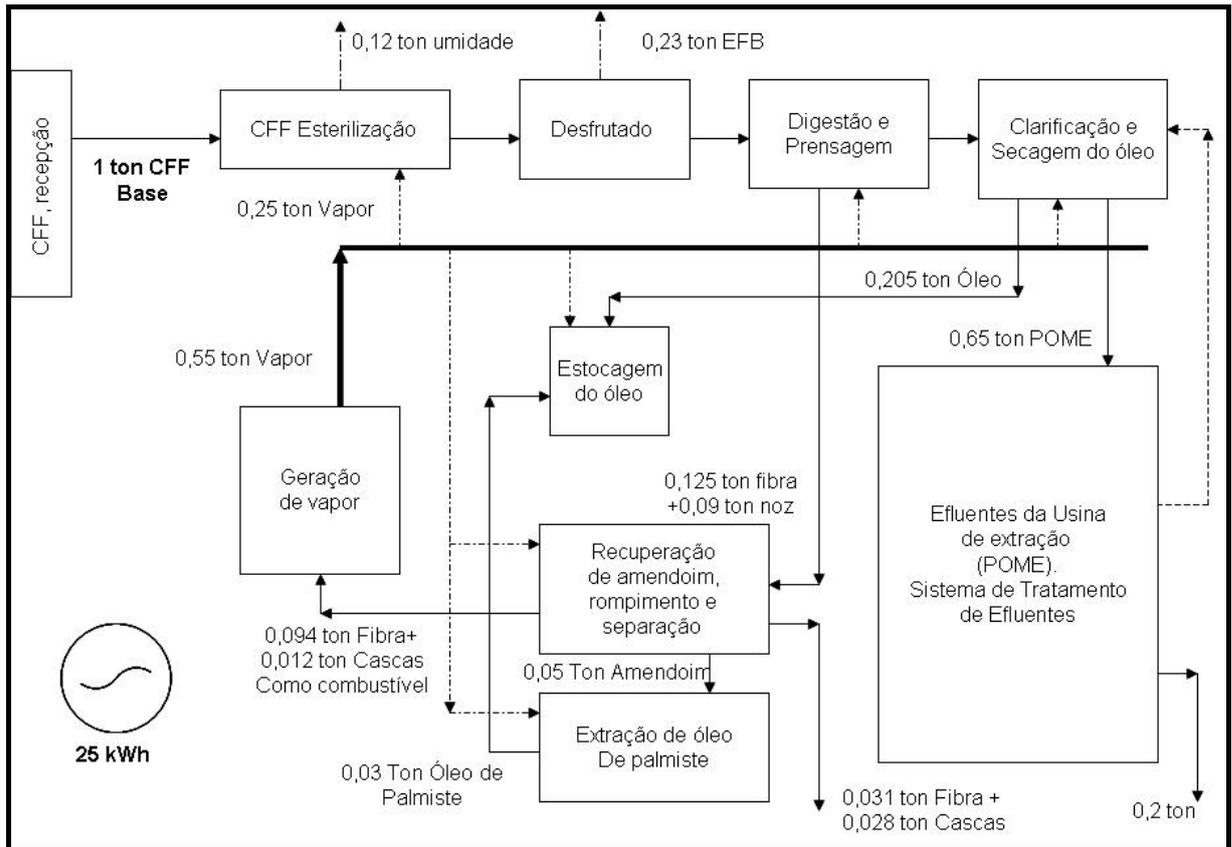
## Capítulo 4

# RESULTADOS E DISCUSSÕES

### 4.1 BALANÇO DE MASSA NA EXTRAÇÃO DO ÓLEO DE PALMA

Considerando que a quantidade de subprodutos gerados durante o processo de extração de óleo, e que estes influenciam o balanço energético e ambiental do ciclo de vida do biodiesel, é apresentado na Figura 35 um balanço de massa de produtos e subprodutos nesta etapa. Como produtos principais do processo estão: o óleo de Palma, óleo de Palmiste e a ração de palmiste. Os dois últimos resultantes do processo de esmagamento do amendoim de palmiste. Os principais resíduos de biomassa gerados no processamento dos cachos de fruto fresco de palma (CFF) na extração de óleo são:

- Fibras
- Cascas
- Cachos vazios (EFB, *empty fruit bunch*)
- Efluente líquido com alto conteúdo orgânico (POME, *Palm oil Mill effluent*)



**Figura 35. Balanço de massa no processo de extração de óleo de Palma.**

## 4.2 COGERAÇÃO NA EXTRAÇÃO DE ÓLEO DE PALMA

Na análise da cogeração na indústria da extração de óleo de palma foi considerada a disponibilidade de biomassa gerada no processo de extração, a qual é parcialmente utilizada na geração de vapor. Os resíduos de fibras, cascas, cachos vazios e biogás, foram utilizados como combustíveis das unidades de cogeração analisadas, sendo que cada unidade é caracterizada pela utilização como combustível, de uma dada porcentagem da biomassa produzida na usina de extração de óleo. Assim, são apresentados os valores encontrados para o desempenho térmico dos esquemas de cogeração propostos, baseados na modelagem feita no *software GateCycle*.

#### 4.2.1 Caracterização das misturas de combustíveis utilizadas na modelagem

Com base nas misturas estabelecidas é possível determinar a composição química da mistura necessária ao cálculo do poder calorífico e também o fluxo mássico disponível, com referência à usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>. Para o cálculo da biomassa disponível na usina de extração de óleo, foram considerados os parâmetros de geração de biomassa reportados por Cenipalma (2007). Estes valores, assim como outros parâmetros são mostrados na Tabela 37.

**Tabela 37. Porcentagem de biomassa gerada na usina de extração de óleo considerada na modelagem.**

	% mássico em relação à CFF			
	Mínimo	Máximo	Media Nacional	Media utilizada
<b>Fibra</b>	13,04	13,91	13,71	13,50
<b>Cascas</b>	6,18	7,98	7,30	7,0
<b>Cachos Vazios</b>	20,51	22,09	21,22	23
<b>Biogás*</b>	nd	nd	nd	19,6 m <sup>3</sup> (ton CFF) <sup>-1</sup>

\*densidade do biogás=0,7303 kg m<sup>3</sup>. Valor de uma empresa.

Desta forma pode-se determinar o fluxo mássico e o poder calorífico para cada mistura considerada na modelagem dos esquemas térmicos, o que é apresentado na Tabela 38.

**Tabela 38. Fluxo mássico e conteúdo energético do combustível para cada modelo considerado.**

Caso	Poder Calorífico do combustível [PCS, kJ s <sup>-1</sup> ]	Fluxo mássico [kg s <sup>-1</sup> ]		
		Sólido	Gasoso	Total
<b>A</b>	21013	1,2813	0,0000	1,2813
<b>B</b>	22546	1,4167	0,0000	1,4167
<b>C</b>	28010	1,7083	0,0000	1,7083
<b>D</b>	51814	3,6250	0,1193	3,7443
<b>E</b>	38698	2,6667	0,0000	2,6667
<b>F</b>	49368	3,6250	0,0000	3,6250
<b>G</b>	51814	3,6250	0,1193	3,7443

Para cada caso foi preciso calcular a composição química da mistura de combustível a partir da composição de cada biomassa, a fim de serem utilizados no *software GateCycle* que utiliza o método de Chaniwalla para o cálculo do poder calorífico do combustível utilizado.

A composição química do combustível sólido de cada mistura utilizada nos casos é apresentada na Tabela 39. O combustível gasoso foi tomado como sendo composto de 50,125% de CH<sub>4</sub> e 34,833% de CO<sub>2</sub>, 15% de H<sub>2</sub>O e 0,0425% de H<sub>2</sub>S resultando um poder calorífico de 18528,7 kJ kg<sup>-1</sup>.

**Tabela 39. Composição química do combustível sólido utilizado para cada caso analisado.**

Caso	Carbono, (C)	Hidrogênio, (H)	Oxigênio, (O)	Nitrogênio, (N)	Enxofre, (S)	Cinzas, (A)	Umidade, (W)
A	0,3643	0,0453	0,2736	0,0081	0,0019	0,0477	0,2590
B	0,3508	0,0440	0,2670	0,0088	0,0019	0,0521	0,2753
C	0,3643	0,0453	0,2736	0,0081	0,0019	0,0477	0,2590
D	0,2749	0,0347	0,2066	0,0053	0,0013	0,0379	0,4393
E	0,3035	0,0381	0,2280	0,0062	0,0015	0,041	0,3816
F	0,2749	0,0347	0,2066	0,0053	0,0013	0,0379	0,4393
G	0,2749	0,0347	0,2066	0,0053	0,0013	0,0379	0,4393

Para cada caso proposto é apresentado o diagrama da central de cogeração, os rendimentos que caracterizam o esquema térmico e as propriedades termodinâmicas dos pontos principais, baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*.

#### 4.2.2 Caso de cogeração – A - TCP (75% Fibra, 75% Cascas)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de contrapressão (TCP), e a utilização de 75 % da fibra e 75% das cascas geradas no processo de extração de óleo, em uma usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>. Estas características representam a situação de um esquema convencional de cogeração na indústria de óleo de palma, com parâmetros no meio ambiente de 25,56 °C e uma pressão de 97,51 kPa. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 36 e, na Tabela 40, são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.

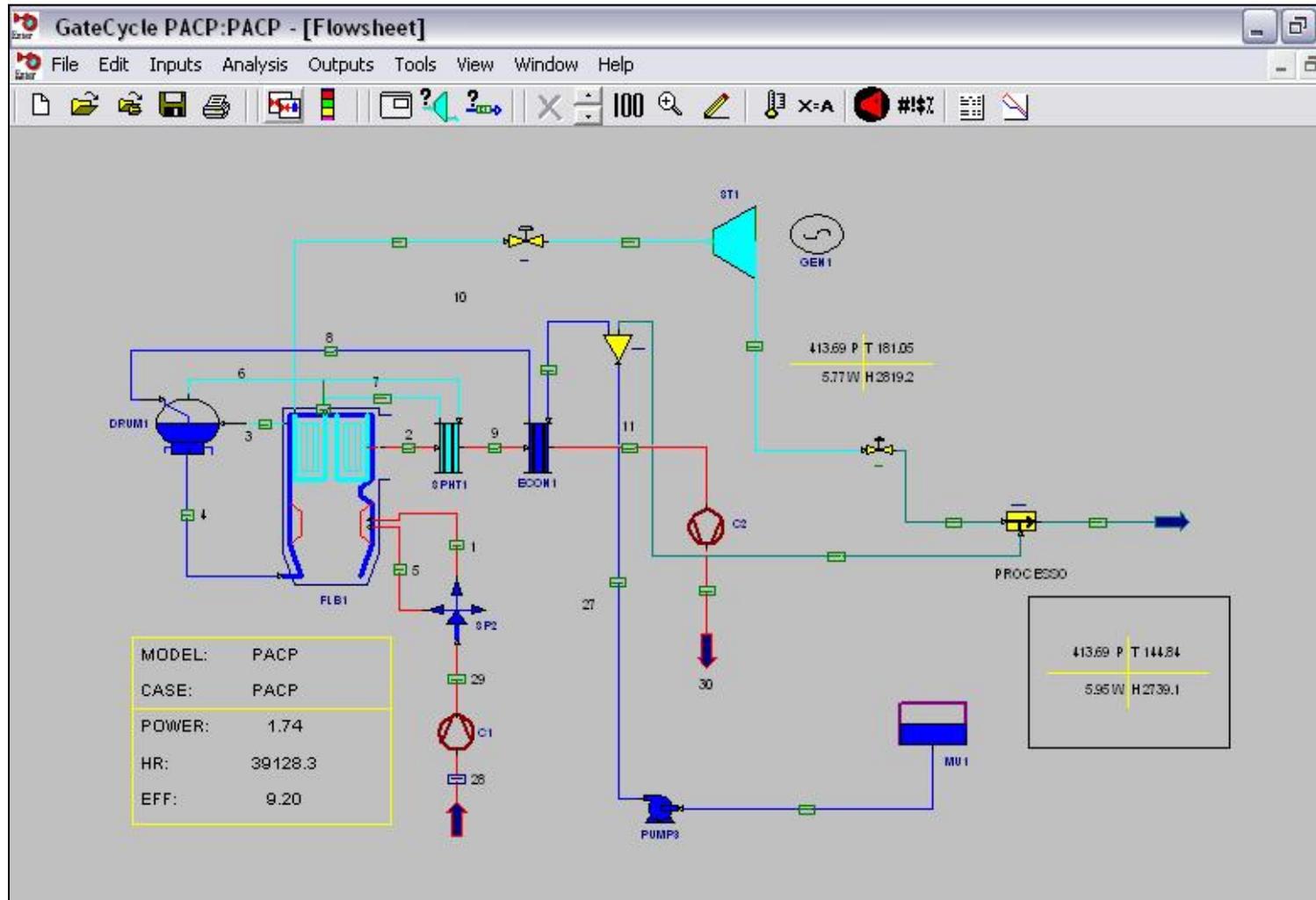


Figura 36. Esquema térmico de cogeração do caso – A.

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice A.

**Tabela 40. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso A.**

	<b>Unidade</b>	<b>Valores</b>
<b>Potência líquida</b>	MW	1,74
<b>Eficiência</b>	%	9,19
<b>Consumo específico de calor (<i>Heat Rate</i>)</b>	$\text{kJ kWh}^{-1}$	39128
<b><i>DADOS DO SISTEMA</i></b>		
<b>Temperatura Ambiente</b>	°C	25,56
<b>Pressão Ambiente</b>	kPa	97,51
<b>Umidade Relativa</b>	%	60
<b>Fluxo mássico combustível</b>	$\text{kg s}^{-1}$	1,2813
<b><i>CALDEIRA</i></b>		
<b>Eficiência</b>	%	62,84
<b>Temperatura de saída dos gases</b>	°C	160,19
<b>Fluxo mássico dos gases</b>	$\text{kg s}^{-1}$	8,46
<b>Temperatura do Ar na entrada</b>	°C	25,56
<b>Fluxo mássico do Ar</b>	$\text{kg s}^{-1}$	7,25
<b><i>TURBINA A VAPOR</i></b>		
<b>Temperatura do vapor, na entrada.</b>	°C	350
<b>Pressão do vapor na entrada.</b>	kPa	2000
<b>Temperatura do vapor na saída.</b>	°C	181,05
<b>Pressão do vapor na saída.</b>	kPa	413,69
<b>Fluxo mássico do vapor na entrada.</b>	$\text{kg s}^{-1}$	5,77
<b>Fluxo mássico do vapor na saída.</b>	$\text{kg s}^{-1}$	5,77

### 4.2.3 Caso de cogeração – B - TCE (100% Fibra, 50% Cascas)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de Condensação-Extração (TCE) e a utilização de 100 % da fibra e 50% das cascas geradas no processo de extração de óleo, em uma usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>, as mesmas condições do meio ambiente. Estas características representam uma possível situação de um esquema de cogeração na indústria de óleo de palma, onde é incrementada a utilização da biomassa disponível. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 37 e, na Tabela 41, são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.

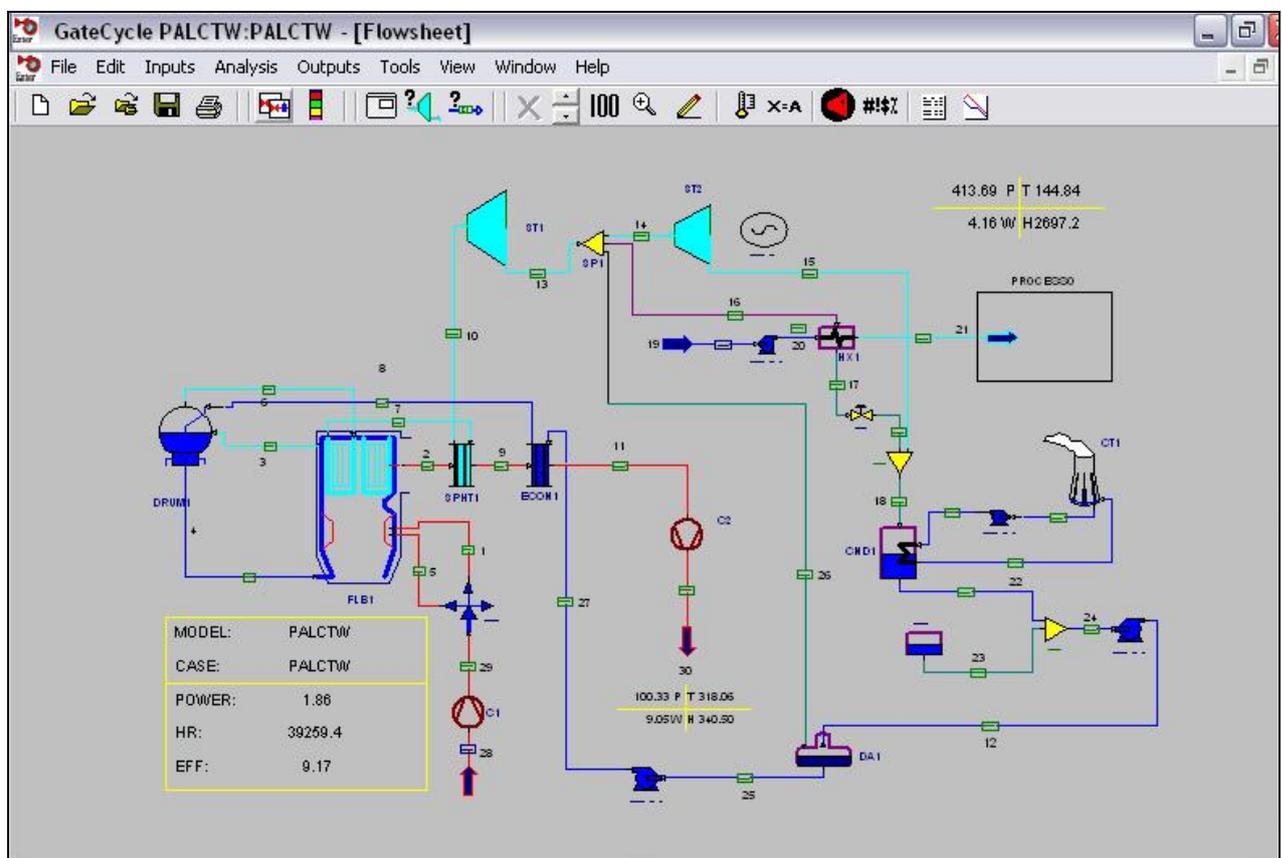


Figura 37. Esquema térmico de cogeração do Caso – B.

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice B.

Tabela 41. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso B.

	Unidade	Valores
Potência líquida	MW	1,86
Eficiência	%	9,17
Consumo específico de calor ( <i>Heat Rate</i> )	$\text{kJ kWh}^{-1}$	39259
<b>DADOS DO SISTEMA</b>		
Temperatura Ambiente	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Pressão Ambiente	kPa	97,51
Umidade Relativa	%	60
Fluxo mássico combustível	$\text{kg s}^{-1}$	1,4167
<b>CALDEIRA</b>		
Eficiência	%	62,65
Temperatura de saída dos gases	$^{\circ}\text{C}$	318,06
Fluxo mássico dos gases	$\text{kg s}^{-1}$	9,05
Temperatura do Ar na entrada	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Fluxo mássico do Ar	$\text{kg s}^{-1}$	7,72
<b>TURBINA A VAPOR</b>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	350
Pressão do vapor na entrada.	kPa	2000
Fluxo mássico do vapor na entrada.	$\text{kg s}^{-1}$	5,99
Temperatura do vapor na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,79
Pressão do vapor na saída.	kPa	9,0
Fluxo mássico do vapor na saída.	$\text{kg s}^{-1}$	1,53
<b>Vapor de Extração</b>		
Temperatura do vapor.	$^{\circ}\text{C}$	264,56
Pressão do vapor.	kPa	850
Fluxo mássico do vapor.	$\text{kg s}^{-1}$	4,21
<b>CONDENSADOR</b>		
Pressão de vácuo	kPa	9,0
Temperatura da água na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	32,45
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,46
Fluxo mássico	$\text{kg s}^{-1}$	89,02
<b>TORRE DE RESFRIAMENTO</b>		
Fluxo mássico reposição	$\text{kg s}^{-1}$	1,804
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	32,44
Pressão	kPa	97,51

#### 4.2.4 Caso de cogeração – C - TCE (100% Fibra, 100% Cascas)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de Condensação-Extração (TCE) e a utilização de 100 % da fibra e 100% das cascas geradas no processo de extração de óleo, em uma usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>. Estas características representam uma possível situação de um esquema de cogeração na indústria de óleo de palma, onde é incrementada a utilização da biomassa disponível. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 38 e, na Tabela 42, são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.

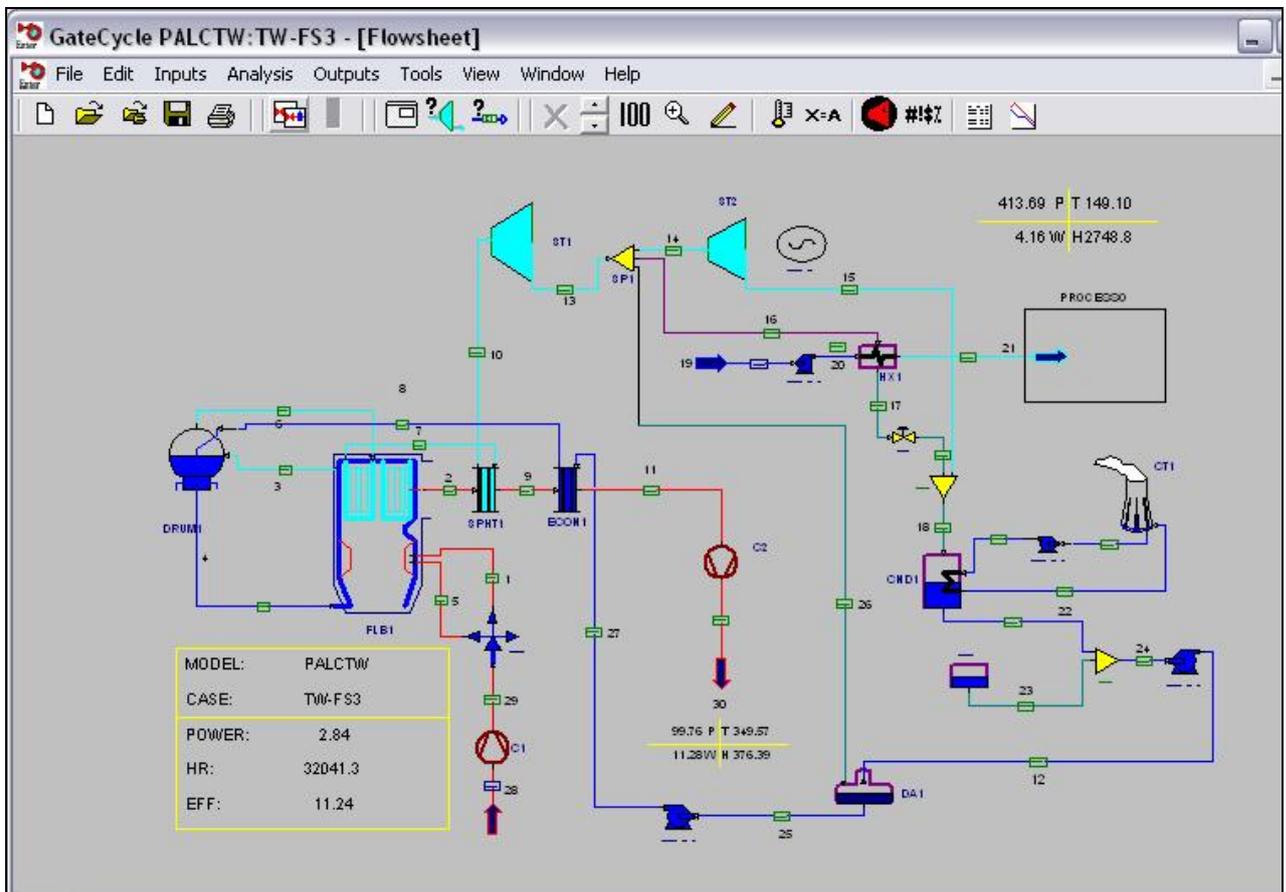


Figura 38. Esquema térmico de cogeração do Caso – C.

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o software *GateCycle*, apresentadas no Apêndice C.

Tabela 42. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso C.

	Unidade	Valores
Potência líquida	MW	2,84
Eficiência	%	11,24
Consumo específico de calor ( <i>Heat Rate</i> )	$\text{kJ kWh}^{-1}$	32041
<b><i>DADOS DO SISTEMA</i></b>		
Temperatura Ambiente	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Pressão Ambiente	kPa	97,51
Umidade Relativa	%	60
Fluxo mássico combustível	$\text{kg s}^{-1}$	1,7083
<b><i>CALDEIRA</i></b>		
Eficiência	%	62,65
Temperatura de saída dos gases	$^{\circ}\text{C}$	349,67
Fluxo mássico dos gases	$\text{kg s}^{-1}$	11,28
Temperatura do Ar na entrada	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Fluxo mássico do Ar	$\text{kg s}^{-1}$	9,66
<b><i>TURBINA A VAPOR</i></b>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	365,41
Pressão do vapor na entrada.	kPa	2662,3
Fluxo mássico do vapor na entrada.	$\text{kg s}^{-1}$	7,2818
<b><i>Vapor de Extração</i></b>		
Temperatura do vapor.	$^{\circ}\text{C}$	324,82
Pressão do vapor.	kPa	1833,54
Fluxo mássico do vapor de extração	$\text{kg s}^{-1}$	3,93
<b><i>Vapor de saída</i></b>		
Temperatura do vapor na saída.	$^{\circ}\text{C}$	52,64
Pressão do vapor na saída.	kPa	14,04
Fluxo mássico do vapor na saída.	$\text{kg s}^{-1}$	3,15
<b><i>CONDENSADOR</i></b>		
Pressão de vácuo	kPa	14,04
Temperatura da água na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	34,20
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	52,12
<b><i>TORRE DE RESFRIAMENTO</i></b>		
Perdas por evaporação	$\text{kg s}^{-1}$	2,2516
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	34,19
Pressão	kPa	97,51

#### 4.2.5 Caso de cogeração – D - TCP (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos Vazios, 100% Biogás)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma Turbina de Contrapressão (TCP) e a utilização de 100 % da fibra, 100% das cascas, 100% dos Cachos Vazios e 100% do Biogás gerados no processo de extração de óleo, em uma usina com capacidade de processamento de 30 ton CFF h<sup>-1</sup>. Estas características representam a situação de um esquema onde é utilizado 100% da biomassa gerada na usina de óleo de palma, e uma turbina de Contrapressão às mesmas condições no meio ambiente do caso A. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 39 e, na Tabela 43 são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.

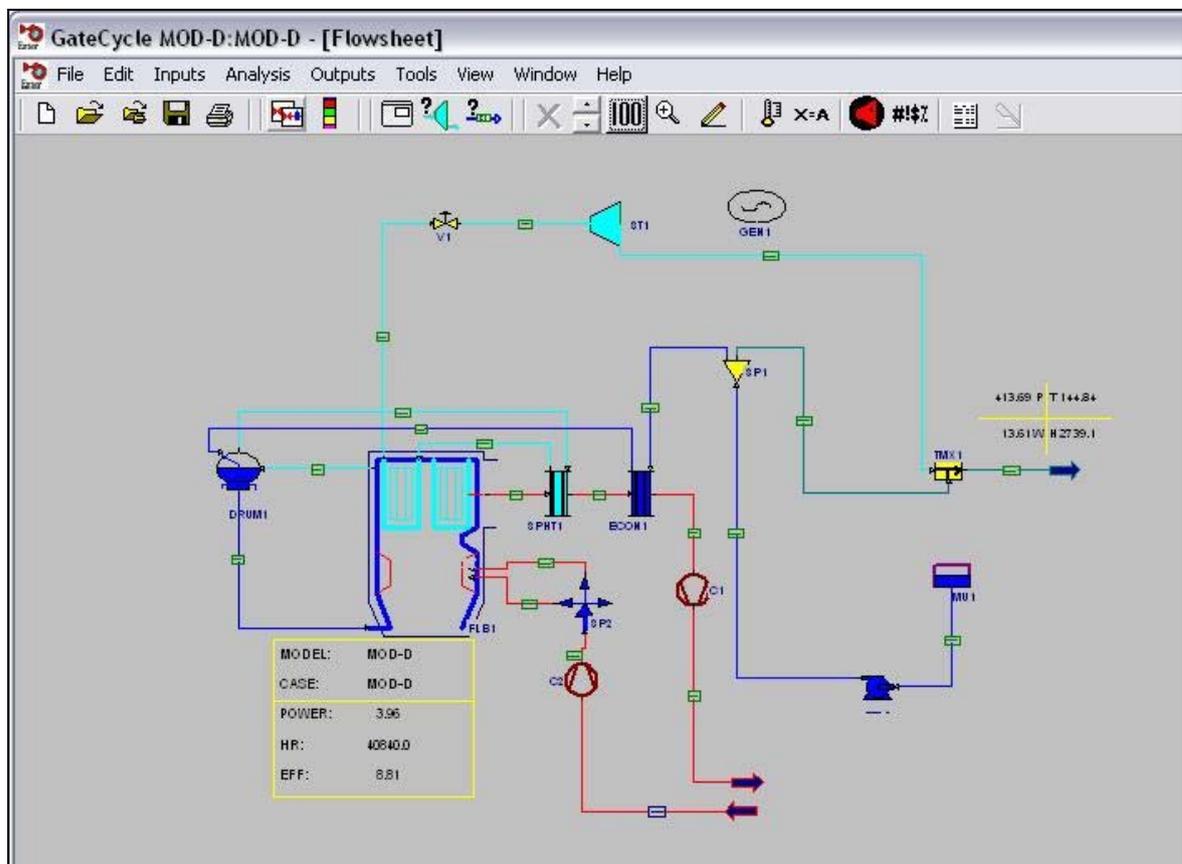


Figura 39. Esquema térmico de cogeração do Caso – D.

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice D.

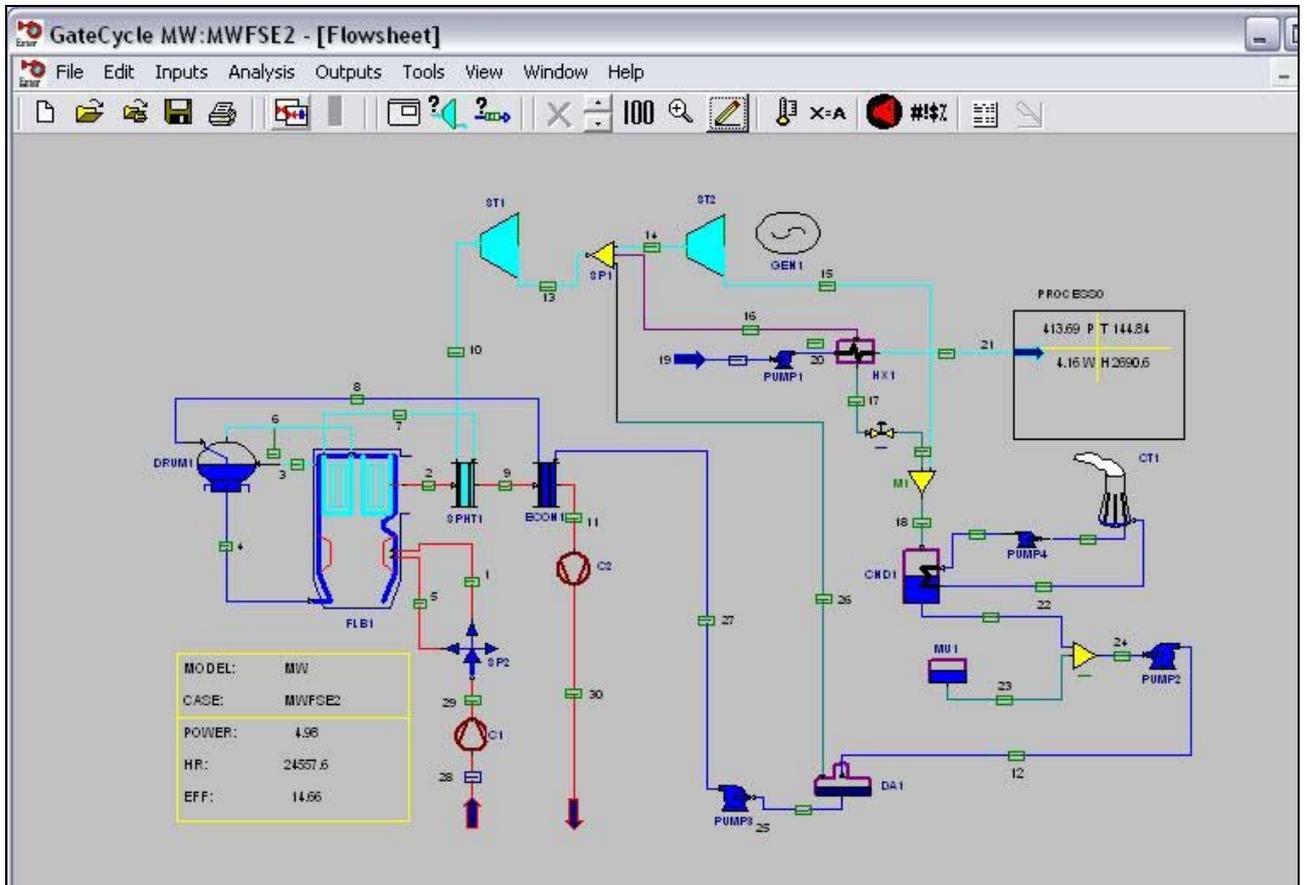
**Tabela 43. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso D.**

	<b>Unidade</b>	<b>Valores</b>
<b>Potência líquida</b>	MW	3,96
<b>Eficiência</b>	%	8,81
<b>Consumo específico de calor (<i>Heat Rate</i>)</b>	$\text{kJ kWh}^{-1}$	40840
<b><i>DADOS DO SISTEMA</i></b>		
<b>Temperatura Ambiente</b>	$^{\circ}\text{C}$	25,56
<b>Pressão Ambiente</b>	kPa	97,51
<b>Umidade Relativa</b>	%	60
<b>Fluxo mássico combustível - sólido</b>	$\text{kg s}^{-1}$	3,625
<b>Fluxo mássico combustível – biogás</b>	$\text{kg s}^{-1}$	0,1193
<b>Fluxo mássico combustível - Total</b>	$\text{kg s}^{-1}$	3,7443
<b><i>CALDEIRA</i></b>		
<b>Eficiência</b>	%	58,48
<b>Temperatura de saída dos gases</b>	$^{\circ}\text{C}$	208,13
<b>Fluxo mássico dos gases</b>	$\text{kg s}^{-1}$	22,146
<b>Temperatura do Ar na entrada</b>	$^{\circ}\text{C}$	25,56
<b>Fluxo mássico do Ar</b>	$\text{kg s}^{-1}$	18,549
<b><i>TURBINA A VAPOR</i></b>		
<b>Temperatura do vapor na entrada.</b>	$^{\circ}\text{C}$	350
<b>Pressão do vapor na entrada.</b>	kPa	2000
<b>Fluxo mássico do vapor na entrada.</b>	$\text{kg s}^{-1}$	13,20
<b><i>Vapor de saída</i></b>		
<b>Temperatura do vapor na saída.</b>	$^{\circ}\text{C}$	181,05
<b>Pressão do vapor na saída.</b>	kPa	413,69
<b>Fluxo mássico do vapor na saída.</b>	$\text{kg s}^{-1}$	13,20

#### **4.2.6 Caso de cogeração – E - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 50% Cachos vazios)**

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de Condensação - Extração (TCE) e a utilização de 100 % da fibra, 100% das cascas e 50% dos cachos vazios gerados no processo de extração de óleo. Estas características representam uma possível situação de um esquema de cogeração na indústria de óleo de palma, onde é incrementada a utilização da

biomassa disponível, às mesmas condições no meio ambiente do caso A. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 40 e, na Tabela 44 são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.



**Figura 40. Esquema térmico de cogeração do Caso – E.**

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice E.

Tabela 44. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso E.

	Unidade	Valores
Potência líquida	MW	4,98
Eficiência	%	14,66
Consumo específico de Calor ( <i>Heat Rate</i> )	$\text{kJ kWh}^{-1}$	24557,6
<b><i>DADOS DO SISTEMA</i></b>		
Temperatura Ambiente	$^{\circ}\text{C}$	27,01
Pressão Ambiente	kPa	97,31
Umidade Relativa	%	60
Fluxo mássico combustível	$\text{kg s}^{-1}$	2,6667
<b><i>CALDEIRA</i></b>		
Eficiência	%	62,17
Temperatura de saída dos gases	$^{\circ}\text{C}$	329,23
Fluxo mássico dos gases	$\text{kg s}^{-1}$	15,17
Temperatura do Ar na entrada	$^{\circ}\text{C}$	27
Fluxo mássico do Ar	$\text{kg s}^{-1}$	12,62
<b><i>TURBINA A VAPOR</i></b>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	350
Pressão do vapor na entrada.	kPa	2000
Fluxo mássico do vapor na entrada.	$\text{kg s}^{-1}$	10,0
<b><i>Vapor de Extração</i></b>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	261,18
Pressão do vapor na entrada.	kPa	850,08
Fluxo mássico do vapor de extração	$\text{kg s}^{-1}$	4,21
<b><i>Vapor de saída</i></b>		
Temperatura do vapor na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,79
Pressão do vapor na saída.	kPa	9,0
Fluxo mássico do vapor na saída.	$\text{kg s}^{-1}$	5,33
<b><i>CONDENSADOR</i></b>		
Pressão de vácuo	kPa	9,0
Temperatura da água na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	32,45
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,45
<b><i>TORRE DE RESFRIAMENTO</i></b>		
Perdas por evaporação	$\text{kg s}^{-1}$	3,9649
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	32,45
Pressão	kPa	97,51

### 4.2.7 Caso de cogeração – F - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos vazios)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de Condensação-Extração (TCE) e a utilização de 100 % da fibra, 100% das cascas e 100% dos cachos vazios gerados no processo de extração de óleo. Estas características representam uma possível situação de um esquema de cogeração na indústria de óleo de palma, onde é incrementada a utilização da biomassa disponível, às mesmas condições do meio ambiente no caso A. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 41 e, na Tabela 45, são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.

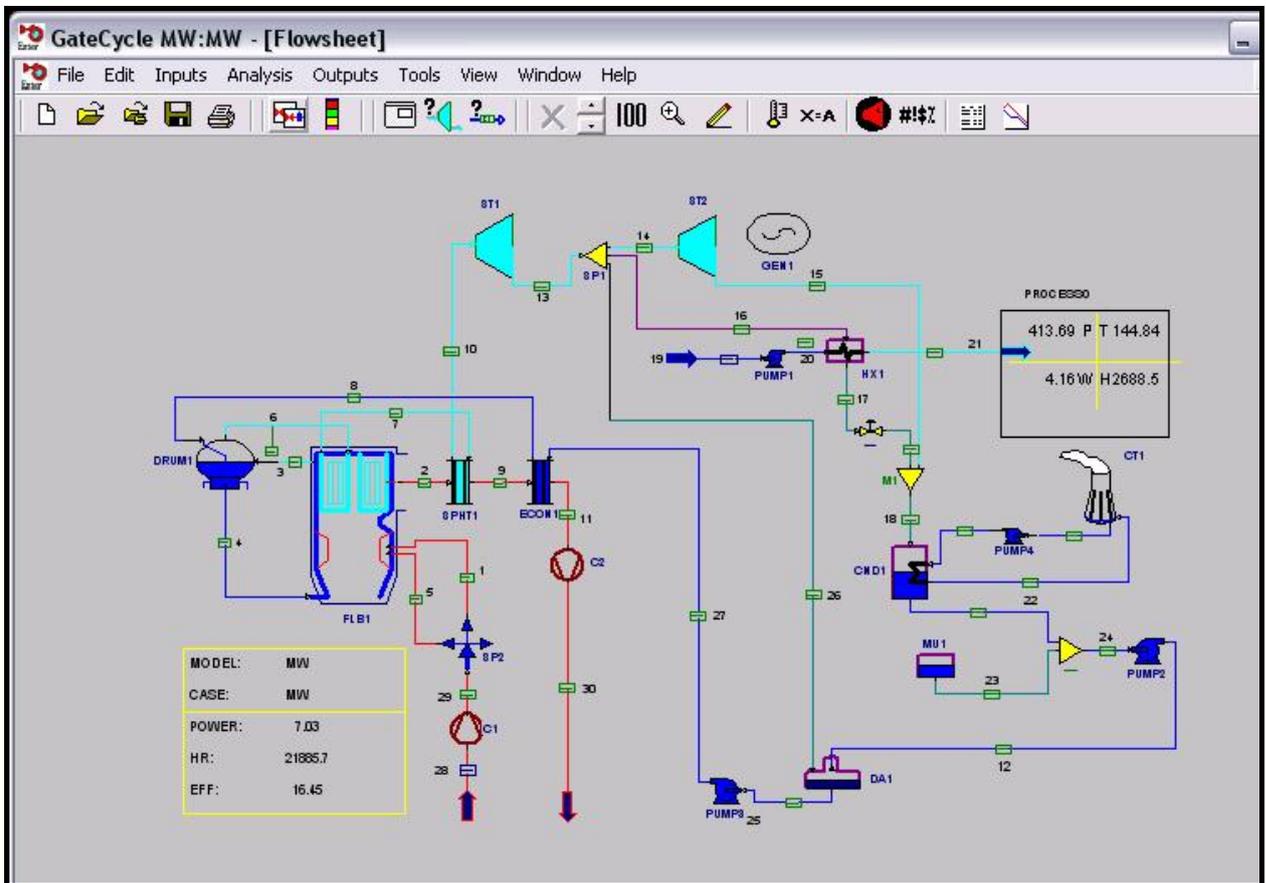


Figura 41. Esquema térmico de cogeração do Caso – F.

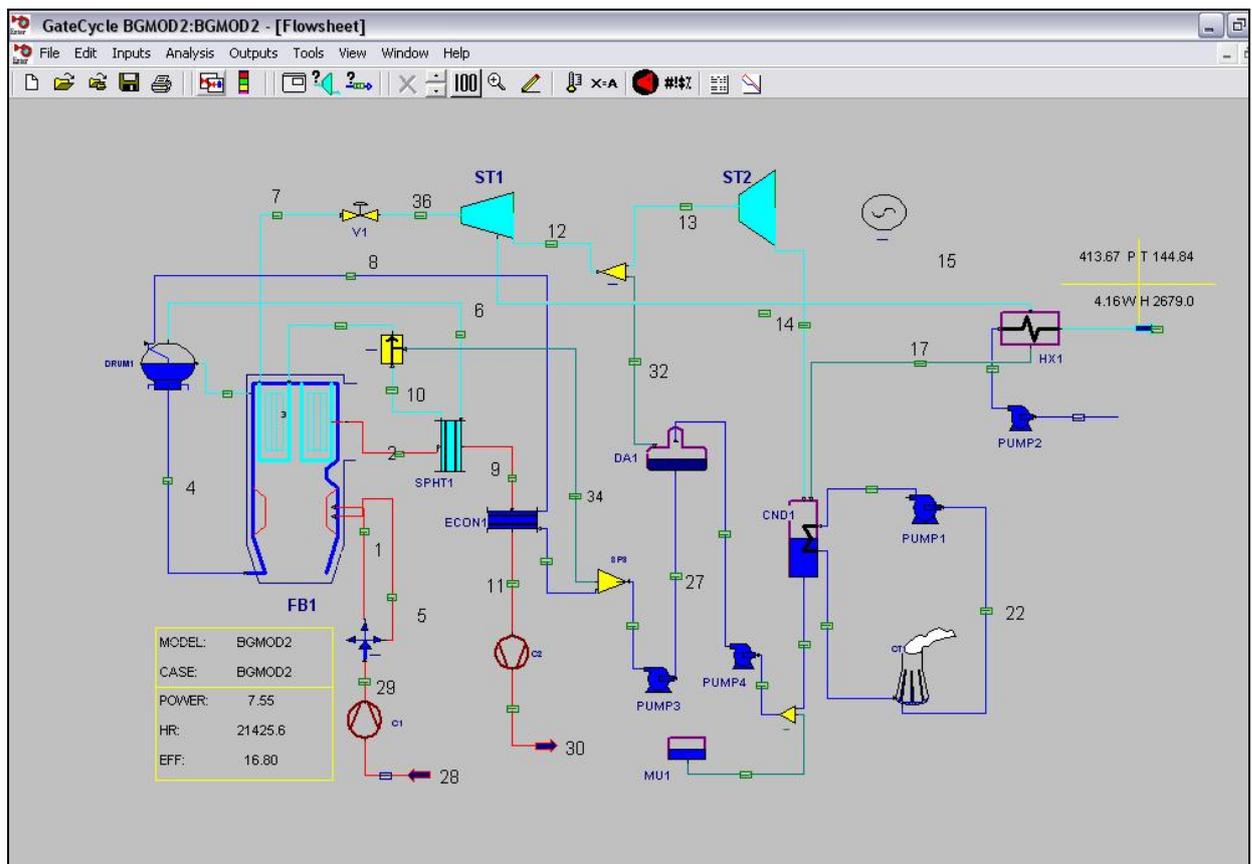
As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice F.

Tabela 45. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso F.

	Unidade	Valores
Potência líquida	MW	7,03
Eficiência	%	16,45
Consumo específico de potência ( <i>Heat Rate</i> )	$\text{kJ kWh}^{-1}$	21885
<b><i>DADOS DO SISTEMA</i></b>		
Temperatura Ambiente	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Pressão Ambiente	kPa	97,51
Umidade Relativa	%	60
Fluxo mássico combustível	$\text{kg s}^{-1}$	3,6250
<b><i>CALDEIRA</i></b>		
Eficiência	%	61,84
Temperatura gases de saída	$^{\circ}\text{C}$	333,16
Fluxo mássico dos gases	$\text{kg s}^{-1}$	19,02
Temperatura do Ar na entrada	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Fluxo mássico do Ar	$\text{kg s}^{-1}$	15,43
<b><i>TURBINA A VAPOR</i></b>		
Temperatura do vapor, na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	350
Pressão do vapor, na entrada.	kPa	2000
Fluxo mássico do vapor, na entrada.	$\text{kg s}^{-1}$	12,49
<b><i>Vapor de Extração</i></b>		
Temperatura do vapor, na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	260,11
Pressão do vapor, na entrada.	kPa	850
Fluxo mássico do vapor de extração	$\text{kg s}^{-1}$	4,21
<b><i>Vapor de saída</i></b>		
Temperatura do vapor, na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,79
Pressão do vapor, na saída.	kPa	9,0
Fluxo mássico do vapor, na saída.	$\text{kg s}^{-1}$	7,72
<b><i>CONDENSADOR</i></b>		
Pressão de vácuo	kPa	9,0
Temperatura da água, na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	32,45
Temperatura da água, na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,45
<b><i>TORRE DE RESFRIAMENTO</i></b>		
Perdas por evaporação	$\text{kg s}^{-1}$	5,5912
Temperatura da água, na saída.	$^{\circ}\text{C}$	32,44
Pressão	kPa	97,51

#### 4.2.8 Caso de cogeração – G - TCE (100% Fibra, 100% Cascas, 100% Cachos Vazios, 100% Biogás)

Nesta simulação foi considerada a utilização de uma turbina de Condensação - Extração (TCE) e a utilização de 100 % da fibra, 100% das cascas, 100% dos cachos vazios e 100% do biogás gerados no processo de extração de óleo. Estas características representam à situação do caso D, onde foi utilizado o 100% da biomassa disponível, mas, neste caso é considerada a utilização de turbinas de Condensação – Extração a diferencia de turbinas de Contra Pressão. Foram consideradas as mesmas condições do meio ambiente do caso A. O esquema térmico da central de cogeração está representado na Figura 42. Esquema térmico de cogeração do Caso – G. e, na Tabela 46, são indicados os parâmetros que caracterizam os rendimentos do sistema.



**Figura 42. Esquema térmico de cogeração do Caso – G.**

As propriedades termodinâmicas dos pontos notáveis, que constituem os fluxos energéticos da planta de potência, estão baseados nos resultados obtidos da simulação com o *software GateCycle*, apresentadas no Apêndice G.

**Tabela 46. Parâmetros de desempenho do esquema térmico para o Caso G.**

	Unidade	Valores
Potência líquida	MW	7,55
Eficiência	%	16,80
Consumo específico de calor ( <i>Heat Rate</i> )	$\text{kJ kWh}^{-1}$	21425
<i>DADOS DO SISTEMA</i>		
Temperatura Ambiente	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Pressão Ambiente	kPa	97,51
Umidade Relativa	%	60
Fluxo mássico combustível sólido	$\text{kg s}^{-1}$	3,6250
Fluxo mássico combustível biogás	$\text{kg s}^{-1}$	0,1193
Fluxo mássico combustível - Total.	$\text{kg s}^{-1}$	3,7443
<i>CALDEIRA</i>		
Eficiência	%	60,59
Temperatura de saída dos gases	$^{\circ}\text{C}$	270,51
Fluxo mássico dos gases	$\text{kg s}^{-1}$	20,83
Temperatura do Ar na entrada	$^{\circ}\text{C}$	25,56
Fluxo mássico do Ar	$\text{kg s}^{-1}$	17,24
<i>TURBINA A VAPOR</i>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	350
Pressão do vapor na entrada.	kPa	2000
Fluxo mássico do vapor na entrada.	$\text{kg s}^{-1}$	13,59
<i>Vapor de Extração</i>		
Temperatura do vapor na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	255
Pressão do vapor na entrada.	kPa	870
Fluxo mássico do vapor de extração	$\text{kg s}^{-1}$	4,21
<i>Vapor de saída</i>		
Temperatura do vapor na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,79
Pressão do vapor na saída.	kPa	9,0
Fluxo mássico do vapor na saída.	$\text{kg s}^{-1}$	8,75
<i>CONDENSADOR</i>		
Pressão de vácuo	kPa	9,0
Temperatura da água na entrada.	$^{\circ}\text{C}$	32,45
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	43,55
<i>TORRE DE RESFRIAMENTO</i>		
Perdas por evaporação	$\text{kg s}^{-1}$	6,4107
Temperatura da água na saída.	$^{\circ}\text{C}$	32,44
Pressão	kPa	101,33

#### 4.2.9 Indicadores energéticos da Cogeração na indústria de óleo de Palma

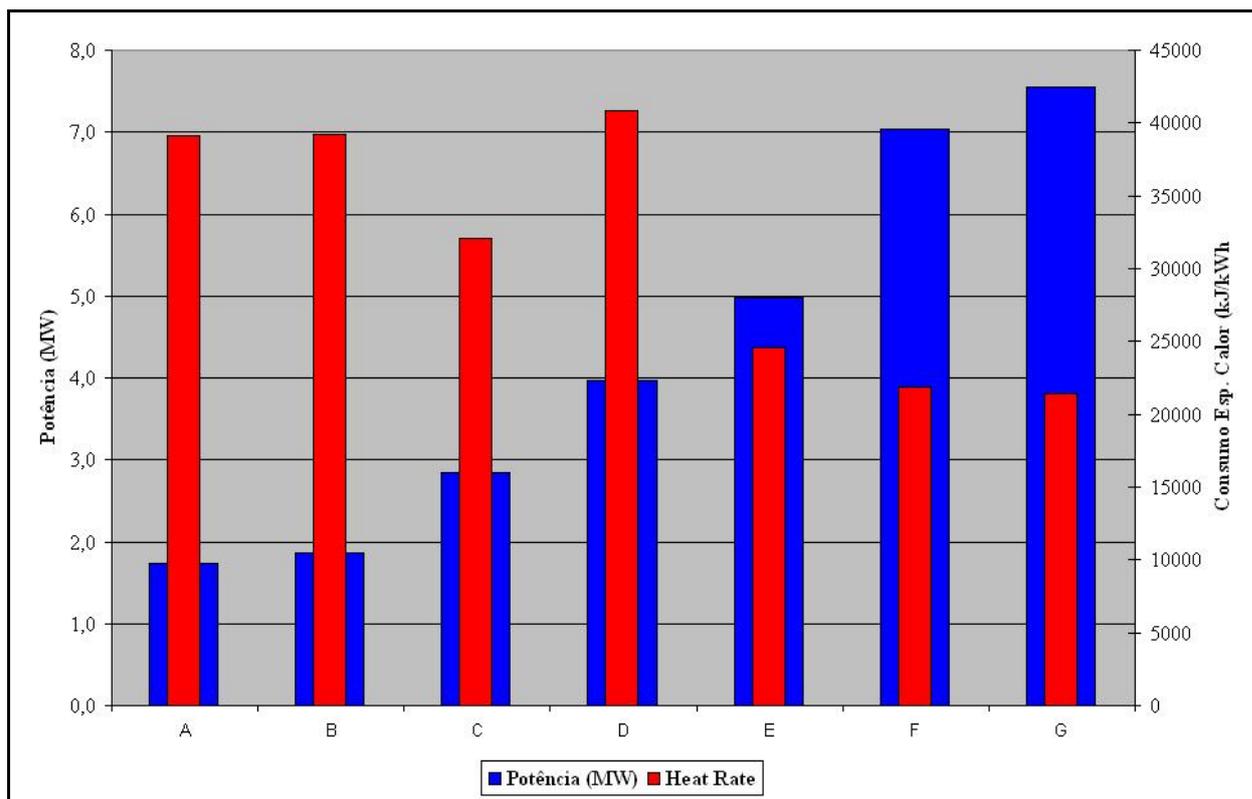
Baseado nos casos desenvolvidos para os cenários considerados, é apresentado um resumo dos indicadores energéticos da cogeração na indústria de óleo de palma, como são: o consumo específico de calor (*Heat Rate*), a eficiência de geração elétrica do sistema e o índice de geração de eletricidade por tonelada de CFF. Na Tabela 47, são apresentados os resultados dos principais indicadores tais como a potência do sistema, a eficiência elétrica, o consumo específico de calor na geração de eletricidade e o índice de geração de eletricidade por

tonelada de CFF processado. No cálculo do último indicador, foi considerado um fator de operação de 0,657, o qual foi estabelecido para uma central de cogeração em uma usina de extração de óleo de palma por Arrieta et. al (2007), em um estudo desenvolvido pelo grupo NEST-UNIFEI e CENIPALMA (Cenipalma/NEST, 2005).

**Tabela 47. Indicadores energéticos da cogeração na indústria de óleo de Palma.**

Caso	Turbina	Caract.	Potência (MW)	Consumo específico de calor <i>Heat Rate</i> (kJ kWh <sup>-1</sup> )	Eficiência (%)	Índice de Geração (kWh ton CFF <sup>-1</sup> )
A	TCP	75% Fibra+Cascas 2MPa-350°C	1,74	39102,3	9,21	38,28
B	TCE	100%F+50%C; 2MPa-350°C	1,86	39259,30	9,17	40,92
C	TCE	100%F+100%C 2MPa-350°C	2,84	32041,30	11,24	62,48
D	TCP	100% Biomassa 2MPa-350°C	3,96	40840,00	8,81	87,12
E	TCE	100%F+100%C+50%EFB; 2MPa-350°C	4,98	24557,60	14,66	109,56
F	TCE	100%F+100%C+100%EFB; 2MPa-350°C	7,03	21885,70	16,45	154,66
G	TCE	100% Biomassa 2MPa-350°C	7,55	21425,60	16,80	166,10

Pode-se observar que a utilização das turbinas de condensação – extração duplica a eficiência de geração de eletricidade, quando utilizada 100% da biomassa disponível, em relação à turbina de contrapressão, passando de 8,8% até 16,8%. O índice de geração por tonelada CFF, pode ser incrementado de 38,3 kWh ton CFF<sup>-1</sup>, até 166,1 kWh ton CFF<sup>-1</sup>, quando utilizado 100% da biomassa gerada e turbinas de condensação – extração, isto significa um índice quatro vezes maior. É claro que o caso G, apresenta os melhores indicadores energéticos, pelo maior potencial de geração de eletricidade, eficiência do ciclo e consumo específico de calor. Estes valores foram obtidos para cada caso, utilizando como parâmetros para o vapor utilizado na geração de energia 350 °C e 2000 kPa. Os resultados para a potência e consumo específico de calor, são apresentados na Figura 43.



**Figura 43. Resultados de Potência e Consumo específico de calor para os cenários simulados.**

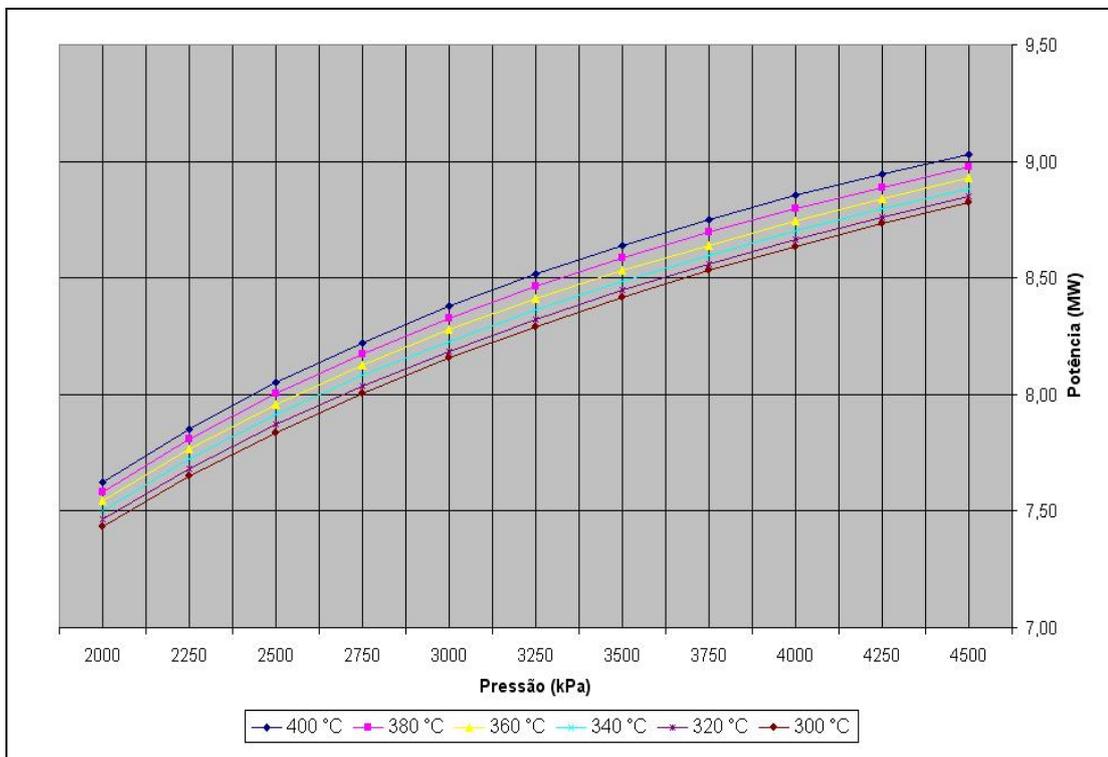
#### 4.2.10 Análise paramétrica da cogeração com 100% de utilização da biomassa

Logo após avaliar os índices de geração de eletricidade para diferentes cenários de cogeração, com níveis de aproveitamento da biomassa variáveis, foi desenvolvida uma análise paramétrica do esquema térmico, visando analisar seu potencial frente a novos parâmetros de geração de vapor. Nesta análise foi considerado o máximo de aproveitamento da biomassa, para o esquema térmico com turbinas de condensação - extração e torre de resfriamento úmida, mas, variando os parâmetros de geração de vapor, isto é, sua temperatura e pressão.

O esquema analisado corresponde então ao apresentado na Figura 42, com variação na temperatura de 300°C a 400 °C, com um passo de 20 °C, e a pressão variando de 2000 a 4000 kPa com um passo de 250 kPa. Na análise foram avaliados os três parâmetros principais em um estudo de desempenho termodinâmico de uma central de cogeração: a potência, o consumo específico de calor na geração de eletricidade (*Heat Rate*) e a eficiência do sistema.

Na Figura 44, são apresentados os valores da potência obtida quando variada a pressão e a temperatura de geração do vapor. A variação permite incrementar em 20% a potência na geração de eletricidade, alterando seu valor de 7,5 MW até 9,0 MW aproximadamente. Já na Figura 45, observa-se a variação de 21% na eficiência do sistema de cogeração, a qual muda de 16,5% até aproximadamente o 21%, o que responde aos mais elevados parâmetros de geração de vapor utilizados.

Finalmente apresenta-se a Figura 46, a variação do consumo específico de calor na geração elétrica, o qual foi reduzido de 21500 kJ kWh<sup>-1</sup> até valores próximos a 18000 kJ kWh<sup>-1</sup>, representando uma diminuição de 16% no consumo de energia.



**Figura 44. Potência em função da Pressão e temperatura do vapor gerado.**

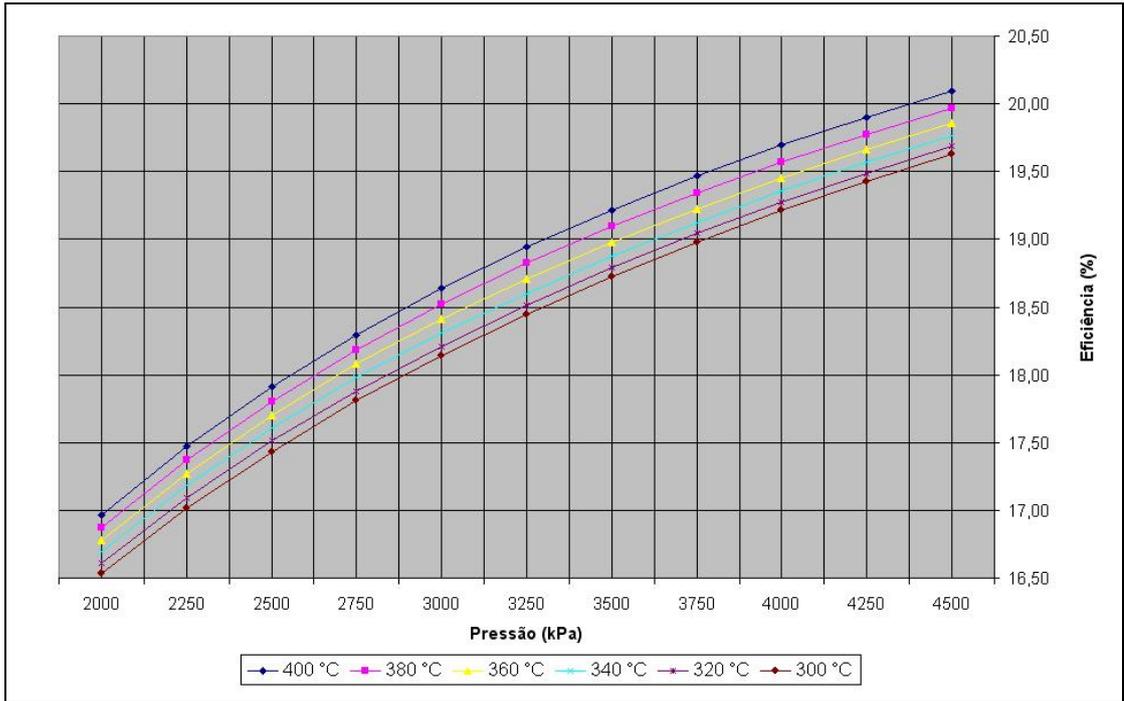


Figura 45. Eficiência em função da Pressão e temperatura do vapor gerado.

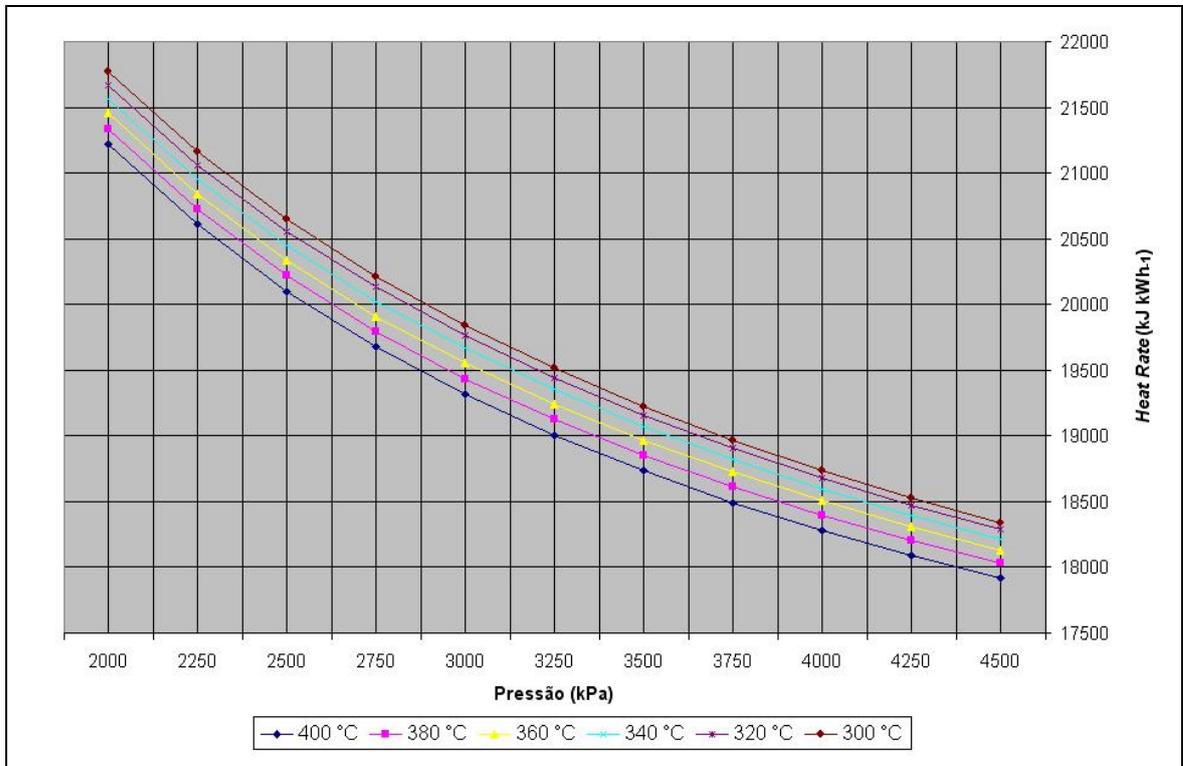
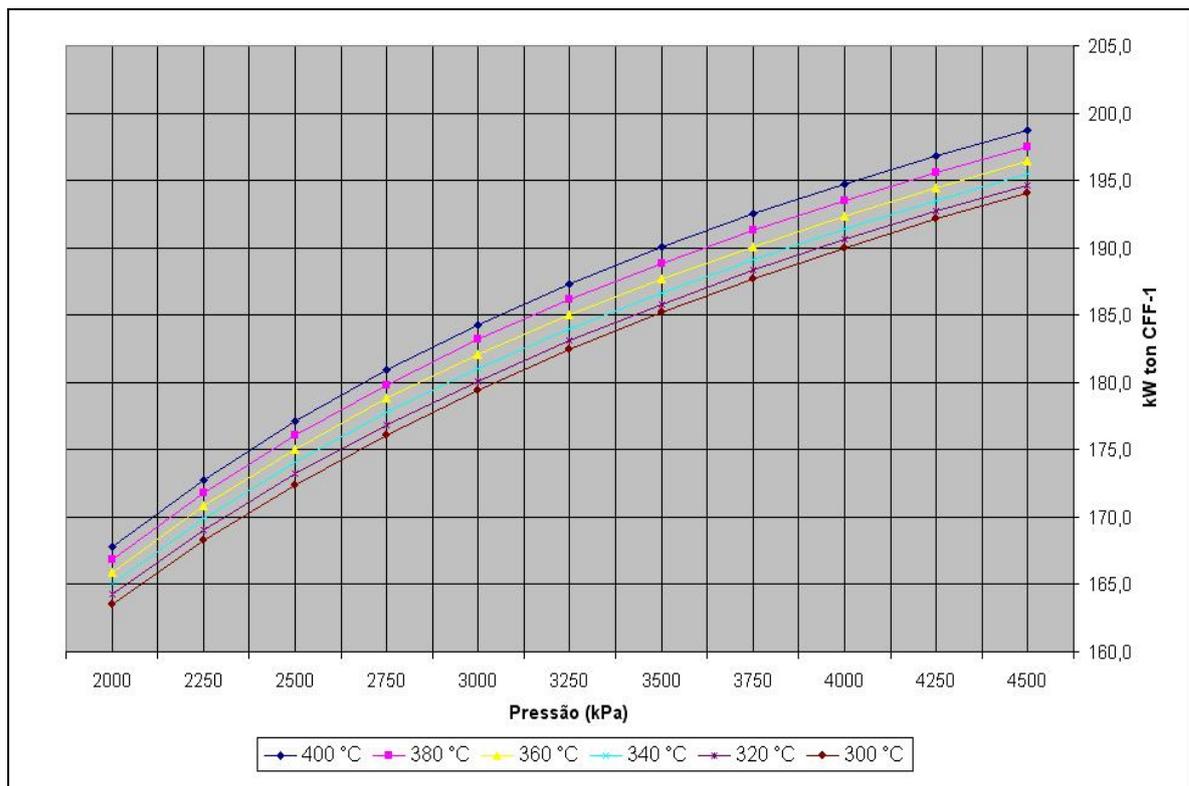


Figura 46. Consumo específico de energia (*Heat Rate*), em função da Pressão e temperatura do vapor gerado.

Por último, são apresentados os valores do índice da geração de eletricidade por tonelada de CFF processada, baseada na análise paramétrica apresentada previamente. A Figura 47, apresenta a variação obtida quando aumentados os parâmetros de geração de vapor, no índice de geração por tonelada de CFF. Nesta figura é possível observar que o índice pode ser incrementado de 165 a 200 kWh por toneladas de CFF, considerando as variações propostas para os parâmetros do vapor.



**Figura 47. Índice de geração de eletricidade em função da Pressão e a temperatura do vapor gerado.**

## 4.3 ANÁLISE DO INVENTARIO DO CICLO DE VIDA DO BIODIESEL

### 4.3.1 Metodologia do estudo

O levantamento dos dados foram elaboradas mediante visitas realizadas as empresas produtoras de fruto e o óleo de palma, as quais podem-se classificar em três etapas, seguindo a seqüência produtiva, da seguinte forma:

- Produção agrícola e extração de óleo.
- Transporte do cultivo até a usina de extração de óleo e transporte até a usina de transesterificação.
- Refinaria e planta de produção do biodiesel.

Em cada uma das etapas produtivas foi realizado um levantamento das tecnologias utilizadas, dados de produção, rendimento, tempo de operação, etc., assim como os valores dos fluxos mássicos e energéticos requeridos em cada operação. Estas informações foram coletadas através de questionários aplicados nas etapas agrícolas, extração de óleo e produção do biodiesel. Os dados mássicos e energéticos do inventário para cada etapa do ciclo de vida, são apresentados no Apêndice H. As principais informações coletadas foram:

#### *a- Etapa Agrícola:*

- Área de viveiro.
- Área de cultivo em produção.
- Rendimento da produção anual.
- Densidade do cultivo.
- Tipo, quantidade e freqüência de fertilizantes usados.
- Quantidade e freqüência da irrigação.
- Tipo, quantidade e freqüência de herbicidas usados.
- Pessoal requerido para o cultivo
- Forma de transporte do fruto.
- Rendimentos do transporte.
- Distância do cultivo – Usina de extração de óleo – Usina de Refinação.

***b- Extração de óleo***

- Capacidade de extração
- Balanço de massa
- Balanço de energia
- Consumo de energia térmica e elétrica.
- Efluentes gerados nas usinas de extração.
- Área da usina e das instalações administrativas.
- Consumo de combustível.

***c- Refinaria***

- Capacidade de produção.
- Balanço de massa
- Balanço de energia
- Consumo de energia térmica e elétrica.
- Efluentes gerados.
- Área da usina e das instalações administrativas.
- Consumo de combustível.

***d- Planta de produção de Biodiesel.***

- Capacidade de produção.
- Balanço de massa
- Balanço de energia
- Consumo de energia térmica e elétrica.
- Efluentes gerados.
- Área da usina e das instalações administrativas.
- Consumo de combustível.

**4.3.2 Características das empresas produtoras de óleo de palma avaliadas**

As empresas escolhidas para o levantamento dos dados estão localizadas em três das quatro regiões onde é produzido 86,8% do óleo de palma na Colômbia (Fedepalma, 2006), estas são: a região norte, a central e a oriental. Estas empresas apresentam características típicas do cultivo e processamento de fruto de palma, no que diz ao respeito à capacidade de

processamento, volume de produção, área cultivada por empresa, tecnologia disponível, esquema administrativo, entre outros. Os dados que caracterizam cada empresa são apresentados na Tabela 48.

**Tabela 48. Caracterização das empresas avaliadas no ciclo de vida da Colômbia.**

	<b>Empresa C1</b>	<b>Empresa C2</b>	<b>Empresa C3</b>
<b>Localização</b>	Região Oriental	Região Norte	Região Central
<b>Área Palma, Adulta (ha)</b>	1.200	3.436	4.675
<b>Área Palma, Viveiro (ha)</b>	1.100	64	130
<b>Densidade do cultivo (#Palmas ha<sup>-1</sup>)</b>	145	143	143
<b>Produção (ton CFF ano<sup>-1</sup>)</b>	30.000	85.898	98175
<b>RFF Processado em Planta (ton ano<sup>-1</sup>)</b>	101.324	85.898	154.352
<b>Produtividade (ton CFF ha-Ano<sup>-1</sup>)</b>	25,0	25,0	21,0
<b>TEA (Taxa extração de Azeite)</b>	19,8	21,1	20,4
<b>Rendimento ton óleo ha-ano<sup>-1</sup></b>	4,95	5,27	4,28
<b>Fornecimento de Eletricidade</b>	Geração a partir de Diesel e biogás.	Compra da Rede pública	Cogeração a partir de Biomassa

### 4.3.3 Especificações da metodologia do ICV (Inventário do Ciclo de Vida)

A execução do ICV do biodiesel obtido a partir do óleo de Palma, segundo as etapas propostas pela norma NBR ISO 14041, estabelece a definição inicial de vários fatores como objetivo, escopo e unidade funcional do sistema, entre outros aspectos que são apresentados a seguir.

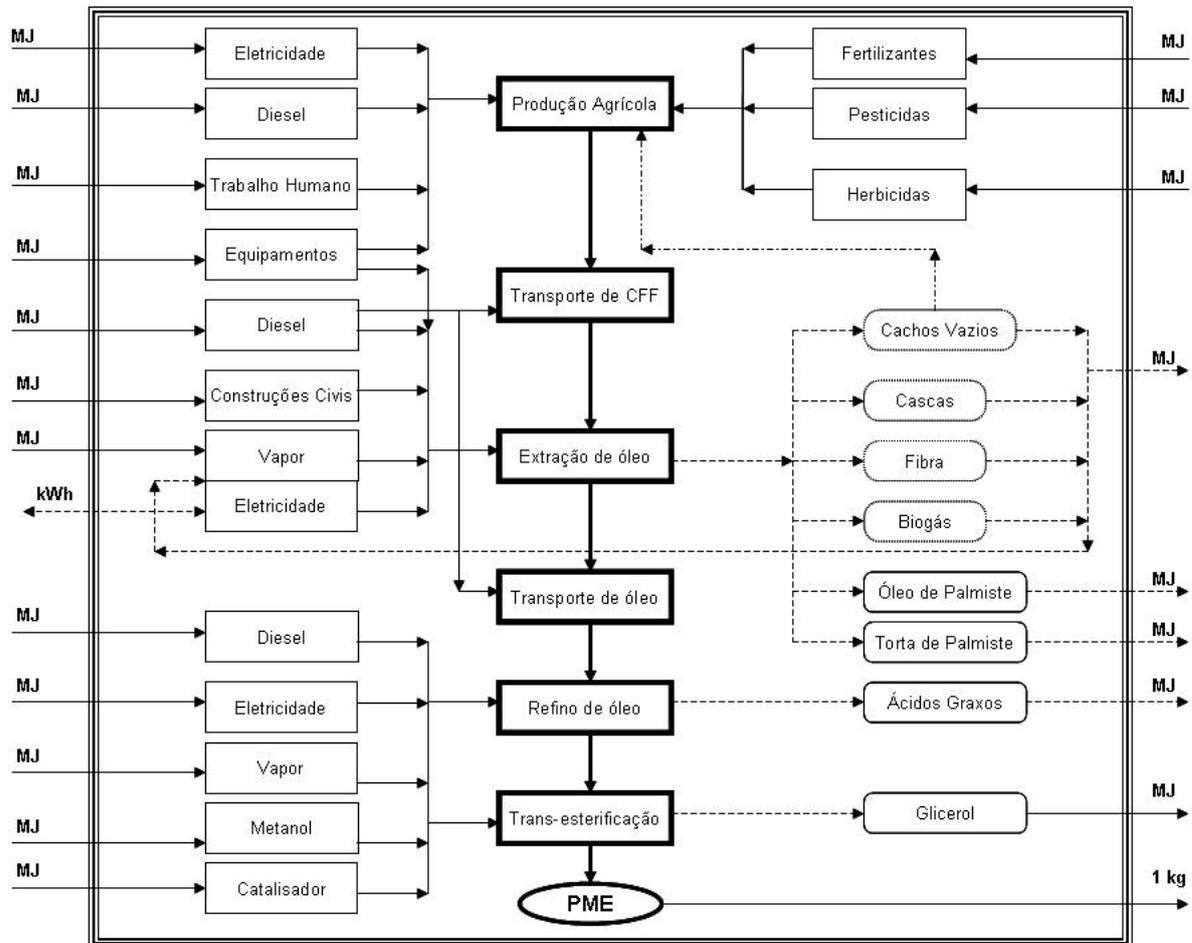
- **Objetivo:** disponibilizar um Inventário de Ciclo de Vida (ICV) para o Biodiesel obtido a partir do Óleo de Palma. Sua principal aplicação encontra-se nos estudos da análise do ciclo de vida (ACV), de produtos que consumam o biodiesel, sendo assim um banco de dados dedicado ao ACV para o Biodiesel de Oleaginosas na Colômbia.
- **Sistema de Produto:** o sistema de produto a ser estudado consiste na produção do biodiesel obtido a partir do óleo de palma, nas condições próprias da Colômbia. As fronteiras deste sistema se constituem dos processos envolvidos na produção do biodiesel: a produção agrícola, produção do óleo vegetal e sua refinação e o processo

de transesterificação, assim como a utilização de insumos básicos (insumos agrícolas, água, cimento, aço, gasolina, diesel e óleos lubrificante), além dos transportes relacionados. Os processos de distribuição do produto final, uso e destinação final após o uso não foram considerados neste estudo (Figura 48).

- **Função:** Produção de biodiesel de óleo de palma africana nas condições da Colômbia.
- **Unidade Funcional:** uma vez definidos os objetivos e o sistema de produtos, pode-se indicar que a unidade funcional do sistema estudado é a produção de 1 kg de biodiesel de óleo de palma pelo processo de transesterificação, através da rota metílica.
- **Horizonte de Análise do Inventário:** o horizonte de estudo para a produção do biodiesel de óleo de palma foi definido em 20 anos.
- **Qualidade dos dados:** os dados do Inventário foram coletados a partir do seu levantamento em campo, com questionários respondidos pelos responsáveis dos departamentos agrícola e industrial de três empresas representativas da Colômbia e informação adicional obtida dos projetos desenvolvidos no programa de plantas de benefício de Cenipalma (Centro de Pesquisa em óleo de Palma da Colômbia). A especificidade da qualidade dos dados segue a continuação:
  - Ano de levantamento dos dados: 2005-2006;
  - Região avaliada: complexo agroindustrial na região Norte da Colômbia;
  - Dados na etapa agrícola: Empresa caso C2, com colheita manual de fruto e coleta em tratores até o centro de transporte. Plantação com irrigação e controle biológico das pragas, assim como uso intensivo de fertilizante. (Cenipalma, 2006);
  - Dados na Extração de óleo: Empresa caso C2, usina sem cogeração e compra de eletricidade da rede elétrica. Processo de extração convencional, utilizando clarificação por sedimentação e centrifugação, com tratamento de efluentes por sistemas anaeróbios. O 80% do transporte de fruto é realizado em containers de 10 toneladas e o restante com tratores com capacidade de 3,5 toneladas. (Cenipalma, 2006);
  - Tecnologia de refinação de óleo: Usinas da Malásia (Wicke, 2007);
  - Tecnologia de produção do Biodiesel: Lurgi, 2007.
- **Fronteiras do sistema em relação ao sistema natural:** uma vez definido o sistema de produto, deve-se verificar como este se situa dentro do meio natural. A fronteira do sistema natural encontra-se no plantio da semente no viveiro e posterior traslado até a plantação, onde a palma irá produzir nos próximos 20 anos. Neste estudo, será

considerado que a produção do biodiesel interage com o meio natural consumindo os seguintes recursos: Água, captada de poços artesianos ou rios para irrigação; o uso da energia solar não foi incorporado ao estudo. Os resíduos da biomassa são incorporados novamente na plantação para o caso da empresa C2, ou utilizados no processo de cogeração como no caso G. Os demais fluxos elementares do sistema de produto são atribuídos ao ciclo de vida dos insumos.

- **Fronteiras de bens de capital:** No inventário do ciclo de vida (ICV), os consumos materiais e energéticos relativos à construção das usinas industriais, equipamentos, veículos de transporte e tratores foram quantificados a partir de três aspectos da sua construção: consumo de aço, eletricidade e concreto. Já na análise do ciclo de vida, foi considerado o consumo direto dos reativos (fluxos mássicos), de eletricidade e de transporte (da base de dados do SimaPro que inclui os impactos ambientais dos veículo e do transporte mesmo). As emissões e impactos ambientais das construções e equipamentos utilizados não foram considerados na modelagem do ACV.
- **Fronteiras em relação a outros sistemas:** Os processos elementares para a produção do biodiesel são: a produção agrícola (obtenção do fruto da palmeira), a extração do óleo vegetal e sua refinação e a produção de biodiesel pelo processo de transesterificação. A distribuição deste produto e o consumo final não foram considerados como objetivos do estudo.



**Figura 48. Diagrama do Inventário do Ciclo de Vida da Produção do Biodiesel de Óleo de Palma.**

#### 4.3.4 Dados e coeficientes energéticos usados no ICV

Uma vez que se dispõe de dados do balanço de massa para toda a cadeia produtiva do biodiesel, é preciso estabelecer os coeficientes energéticos para cada um dos fluxos que cruzam a fronteiras estabelecidas para o sistema em estudo. Nas

Tabela 49 a Tabela 53, são apresentados os coeficientes energéticos e parâmetros utilizados de forma geral no balanço energético.

**Tabela 49. Coeficientes Energéticos na Etapa de Produção Agrícola**

Coeficiente Energético	unidade	Coeficiente Energético	unidade
Fertilizantes <sup>1</sup>	MJ/kg	Fungicidas <sup>2</sup>	MJ/kg
Nitrogênio (N)	48,9	Fungicida	97,13
Fósforo (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	17,43	Trator <sup>3</sup>	69,83
Potássio (K <sub>2</sub> O)	10,38	Caminhão <sup>3</sup>	62,8
Cálcio (CaO)	2,32	Outros Equipamentos <sup>3</sup>	57,2
Herbicidas <sup>2</sup>	245,57	Trabalho Humano <sup>4</sup>	MJ/dia
Inseticidas <sup>2</sup>	184,71	Atividade de colheita	15

Fonte:

1 PATYK, *et.al.*, (2003), PATYK, A., *et.al* (1997).

2 PIMENTEL, D. (1980)

3 MACEDONIO, B.C.; PICCHIONI, S.A., (1985).

4 WOOD, B.J; CORLEY, R.H.V. (1991)

**Tabela 50. Porcentagem de nutrientes contidos nos cachos vazios. (WOOD, B.J; CORLEY, R.H.V., 1991)**

Fertilizantes	(%) em EFB*
Nitrogênio (N)	0,32
Fósforo (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	0,09
Potássio (K <sub>2</sub> O)	1,16
Magnésio	0,12

**Tabela 51. Coeficientes Energéticos na Etapa Industrial. (PIMENTEL, 1980).**

Edificações	MJ/m <sup>2</sup>
Prédios	7117,56
Escritórios	18840,6
Oficina, laboratórios	7117,56
Materiais	MJ/kg
Aço forjado	117,23
Aço estrutural	69,50
Turbinas	40,19
Tratores	59,87
Caldeira	55,09
Aço inox	79,96

Tabela 52. Coeficientes Energéticos na Produção do Biodiesel

Coeficientes Energéticos	MJ/kg
Metanol <sup>1</sup>	39,1
Glicerina <sup>1</sup>	18,05
Vapor <sup>2</sup>	MJ/t RME
	1360

Fonte:

1 NETO, A. A. (2004)

2 BORKEN *et. al.* (2006).

Tabela 53. Conteúdo energético dos Insumos, Combustíveis e Lubrificantes utilizados no estudo.

item	MJ/l
diesel <sup>1</sup>	38,45
gasolina <sup>2</sup>	42,32
lubrificante <sup>3</sup>	35,94
Casca <sup>4</sup>	18,42
Fibra <sup>4</sup>	11,20
RME <sup>5</sup> (MJ/kg)	39,6

Fonte:

1 ULBANERE (1998)

2 PIMENTEL, D (1980)

3 COMITRE (1993)

4 SINGH *et al.* (1989)

5 NETO, A. A. (2004)

#### 4.3.5 Consumo energético na Etapa Agrícola

Os resultados serão apresentados em valores do consumo energético, expressos em MJ por quilograma de biodiesel (PME) produzido para todas as etapas produtivas. Nesta etapa produtiva, os consumos energéticos foram classificados segundo os seguintes fluxos de consumo:

- Fertilizantes
- Herbicidas
- Combustível
- Lubrificantes
- Trabalho humano

- Equipamentos
- Sistema de irrigação

Na Figura 49 é apresentado o consumo energético na etapa agrícola com relação à produção de 1 kg de biodiesel, mostrando a comparação entre as três empresas da Colômbia, identificadas como C1, C2 e C3. Os dados primários para o cálculo dos resultados apresentados são mostrados no apêndice H1.

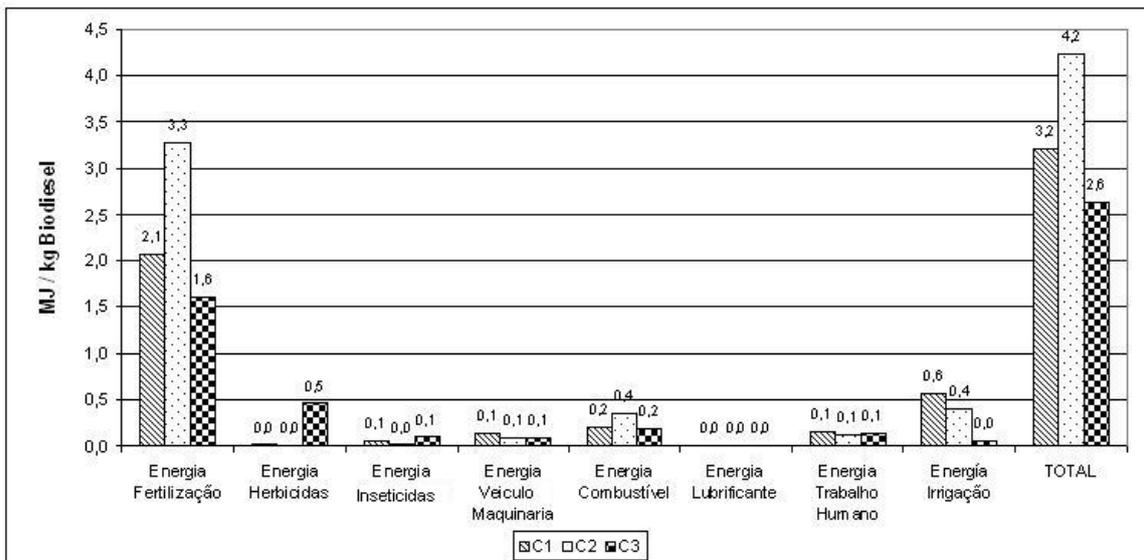


Figura 49. Consumo energético na etapa Agrícola.

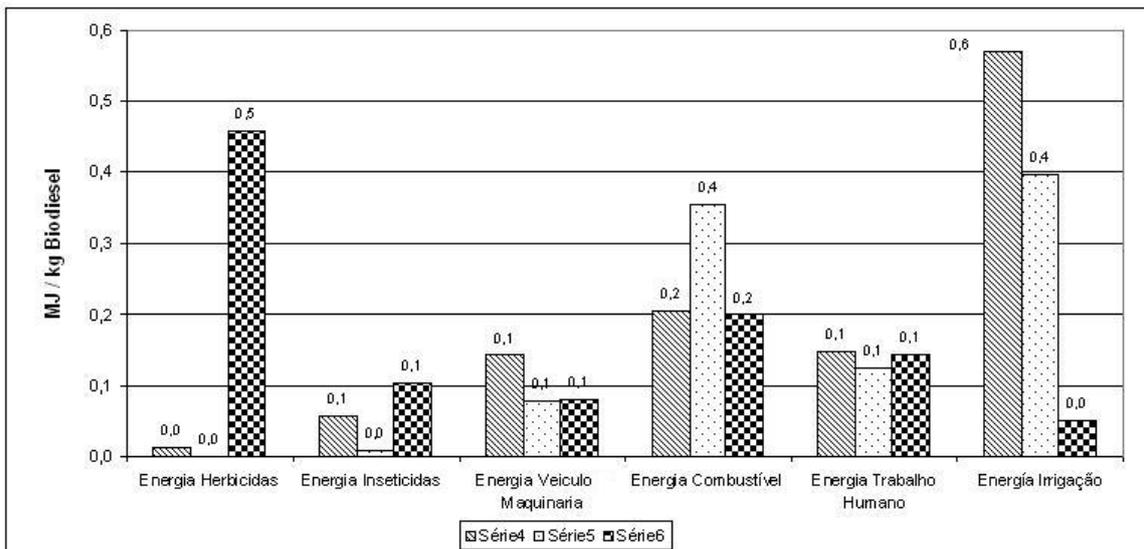


Figura 50. Consumo energético na etapa Agrícola (exceto os fertilizantes).

Da Figura 49, pode-se concluir que os fertilizantes contribuem com um consumo energético da etapa agrícola entre 60,7% e 77,3 %, devido principalmente ao grande consumo de energia fóssil na sua produção. Já na Figura 50, mostra-se o consumo energético dos demais fatores na etapa agrícola sem considerar os fertilizantes. De modo geral, o consumo de combustível, se mostra como o segundo maior aporte no consumo energético, depois dos fertilizantes, o que reduz o benefício sustentável do biodiesel de óleo de palma. Cabe salientar o importante consumo de herbicidas na empresa C3, sendo o segundo maior consumo energético depois dos fertilizantes, isto devido à maior presença de pragas na região.

#### 4.3.6 Consumo energético na Extração de óleo

Os resultados serão apresentados em valores do consumo energético expressos em MJ por quilograma de biodiesel (PME) produzido. Para esta etapa foram coletadas informações que foram agrupadas nos seguintes fluxos de consumo energético.

- Edificações
- Equipamentos
- Eletricidade
- Vapor
- Combustível

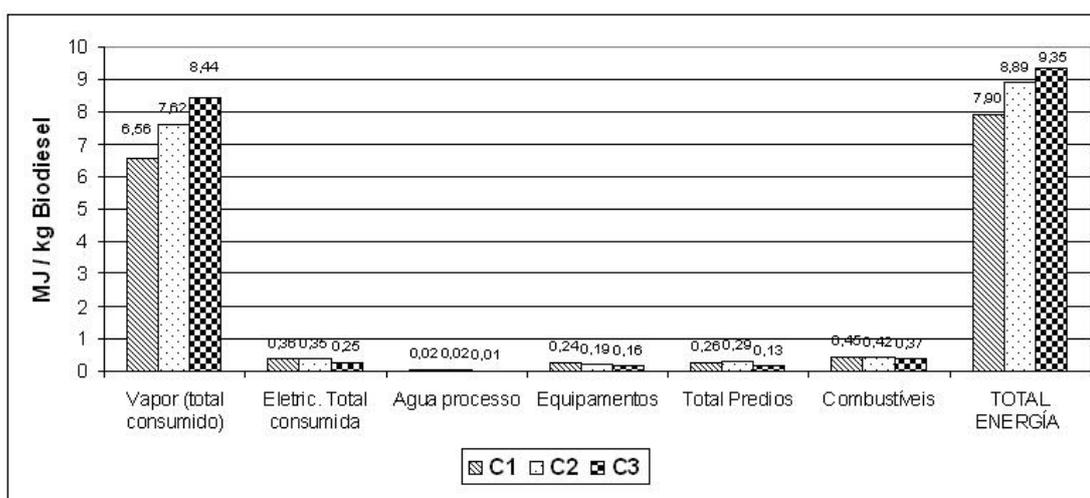
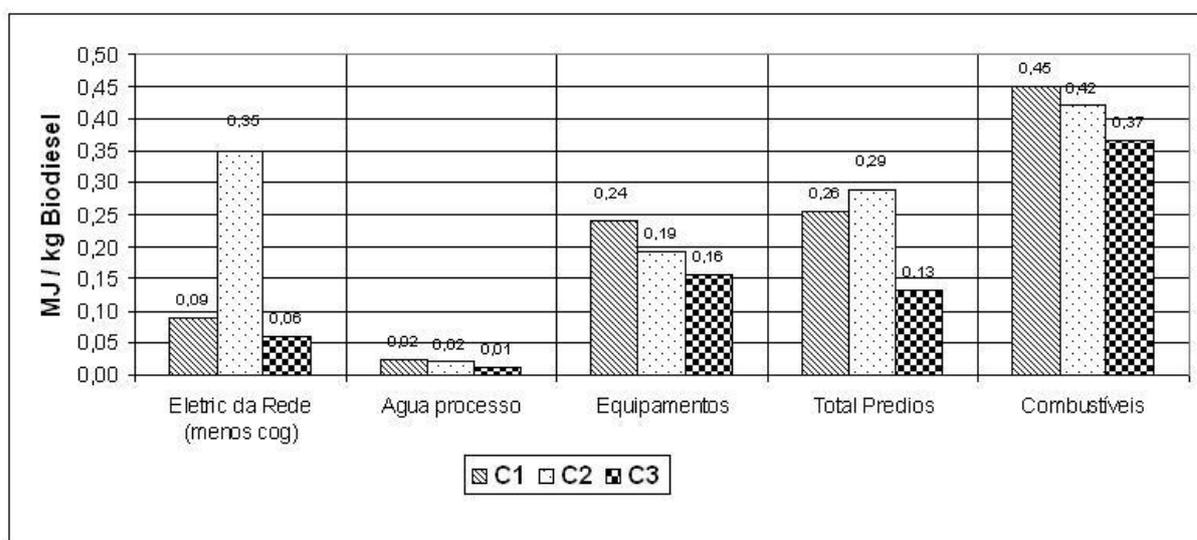


Figura 51. Consumo energético na Extração do óleo.

Na Figura 51 é mostrada a relação dos consumos energéticos para os fluxos considerados no processo de extração de óleo de palma. Nesta figura, é possível observar que o maior consumo energético na planta deve-se ao vapor, correspondendo a valores entre 83,2% e 90,3% do consumo total de energia no processo de extração, que é em média de 8,19 MJ/kg biodiesel. Neste valor está inserido o consumo de diesel utilizado no transporte do fruto desde o cultivo até a planta, assim como o consumo na geração de energia elétrica em paradas de emergência, as quais foram consideradas como 7% do tempo real de operação da planta extratora. Os dados primários para o cálculo dos resultados apresentados são mostrados no apêndice H2.

Na Figura 52 é mostrado o consumo dos demais itens considerados no processo da planta de extração de óleo de palma, sem considerar o maior contribuinte que é o vapor, o qual é gerado a partir da biomassa. Além disso, o consumo de eletricidade é descontado do sistema de cogeração ou geração existente na usina de extração. Pode-se apreciar que o consumo de diesel é, de novo, o segundo maior contribuinte no consumo energético.



**Figura 52. Consumo energético na Extração do óleo (exceto o consumo de vapor).**

Do ponto de vista da análise ambiental, o maior consumo energético na planta (o vapor), não tem impactos consideráveis, já que é produzido a partir da biomassa proveniente da cultura. Assim, a carga ambiental do consumo de energia, tais como a geração de poluentes atmosféricos, principalmente o  $\text{CO}_2$ , será descontada no balanço final, sendo considerado como neutro. Em total, o consumo energético total na extração de óleo de palma, sem ter em consideração o vapor e descontando a geração de eletricidade na usina, varia entre 0,68 e 1,2

MJ/kg de biodiesel. Tendo em consideração que toda a biomassa gerada na usina (fibra, cascas), que é utilizada na geração de vapor e energia elétrica não é aproveitada completamente, resta uma porcentagem que será considerada como saída energética positiva (crédito) na análise final.

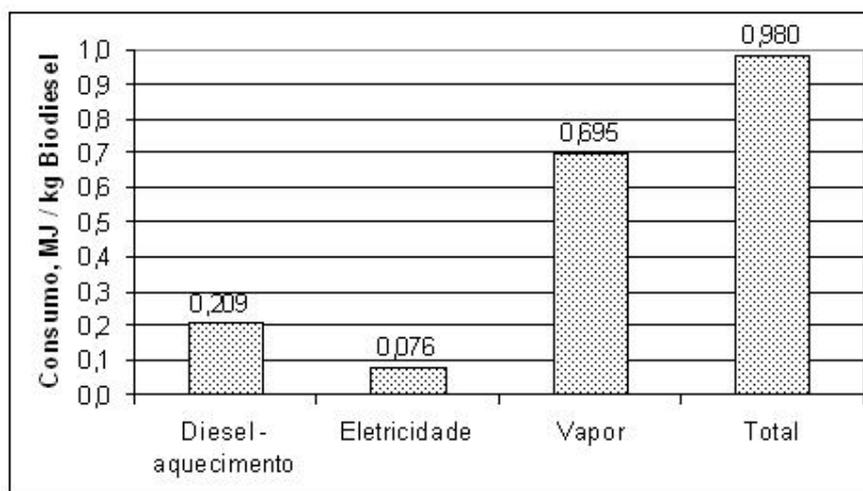
#### 4.3.7 Consumo energético na Refinação do óleo de palma

Logo após o processo de extração do óleo cru nas usinas de beneficiamento do fruto, o mesmo é levado até as refinarias, que normalmente estão localizadas próximas ou formando um complexo industrial com as de transesterificação. O óleo de dendê apresenta uma característica diferencial em relação às demais oleaginosas no processo de refinação, que é o emprego da refinação Física. Este processo não exige consumo de reativos químicos, que incrementa o consumo energético e o esgotamento de recursos, como também elimina a possibilidade da presença de químicos no óleo final consumido. Os dados primários para o cálculo dos resultados apresentados são mostrados no apêndice H3.

No processo de refinação físico do óleo de dendê, foram considerados os fluxos mássicos de terras adsorventes de branqueio, diesel, ácido fosfórico e ácido graxo, assim como o vapor e a eletricidade, como as principais entradas no processo (Tabela 54). Estes valores são mostrados em relação a 1 kg de RBD (óleo refinado, branqueado e desodorizado). Os fluxos energéticos do ácido fosfórico a as terras de branqueio são insignificantes, e, portanto não foram considerados. De modo geral a geração do vapor é feita a partir da biomassa de palma, sendo, portanto considerada como carbono neutro. Os valores de consumo energéticos são apresentados na Figura 53.

**Tabela 54. Balanço de massa no processo de Refinação do óleo de palma. ( Wicke, et al. 2007).**

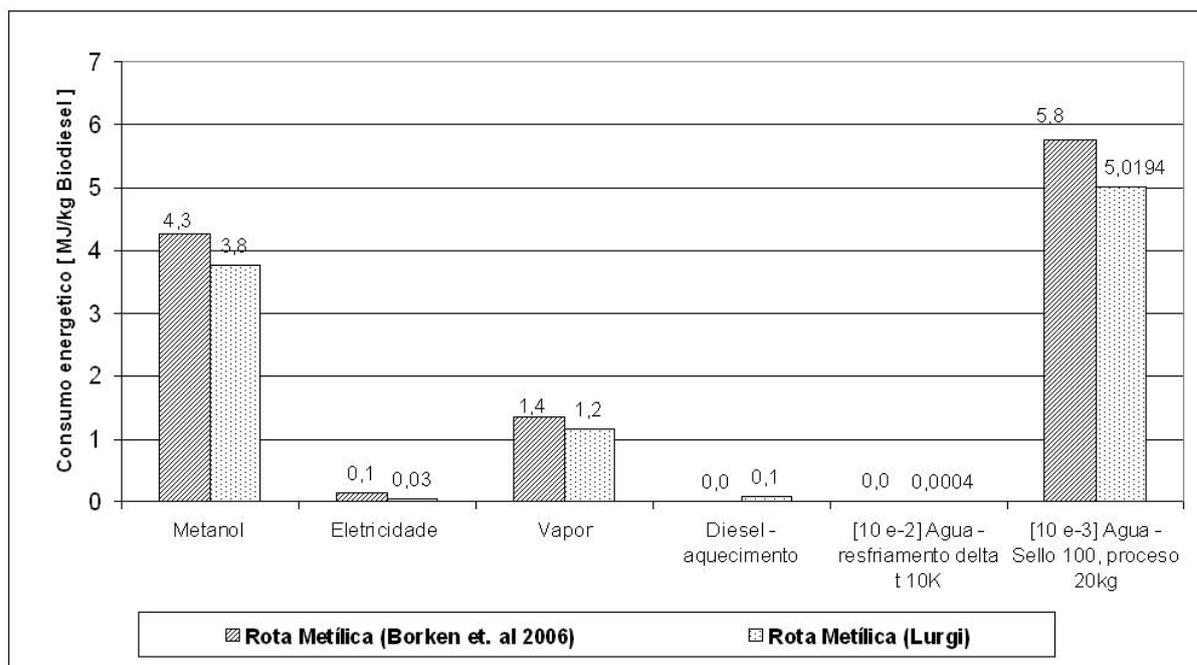
Óleo de Palma	(kg CPO / kg RBD)	1,0638
Terras de Adsorventes	(kg/kg RBD)	0,007447*
Ácido Fosfórico	(kg/kg RBD)	0,000532*
Ácidos Graxos	(kg/kg RBD)	0,031915
Diesel - aquecimento	(kg/kg RBD)	0,004633*
Vapor	(MJ/kg RBD)	0,688*
Eletricidade	(kWh/ kg RBD)	0,024894*
RBD	(kg/kg RBD)	1,000000



**Figura 53. Consumo energético durante a refinação do óleo.**

#### **4.3.8 Consumo energético na produção do Biodiesel (transesterificação)**

Nesta etapa foram estabelecidos os fluxos de consumo de metanol, energia elétrica e vapor como as principais entradas de consumo de energia na produção do Biodiesel. Os valores apresentados na Figura 54, correspondem a duas referências de processos tecnológicos utilizados na produção do biodiesel. O primeiro corresponde ao processo convencional de produção de Biodiesel a partir de óleo refinado, apresentado na literatura por Borken et al, (2006). O segundo refere-se ao processo apresentado pela empresa *Lurgi*. Os dados primários para o cálculo dos resultados apresentados são mostrados no apêndice H4.



**Figura 54. Comparação consumo energético no processo de Transesterificação.**

Embora seja a mesma rota tecnológica, é possível encontrar pequenas diferenças nos consumos energéticos dos processos. O metanol é responsável por 74,8% do consumo energético total no processo de transesterificação. É senso comum que o metanol, produzido pelos processos petroquímicos, diminui grandemente o potencial renovável do biodiesel, ainda mais quando a tecnologia usada incorpora uma maior quantidade deste reativo.

#### 4.3.9 Indicadores de consumo energético total na produção do Biodiesel

Uma forma usual de avaliar o consumo energético total na produção de um biocombustível é a relação *Output/Input* (*O/I*), que considera a energia contida no biocombustível em relação à energia fóssil consumida no processo de concentração (produção) desta unidade energética. A definição do cálculo do balanço de energia, especificamente a forma como é expressa, tem sido alvo de grandes discussões nos últimos anos, como mostra Andrés (2002) e Durante (2004). No princípio foi definido o Ganho Líquido de Energia (GLE ou NEV, pelas siglas em Inglês), como a diferença entre a energia do combustível e a energia requerida para produzir o produto combustível, expresso como porcentagem da energia consumida ou *Input*.

Estes estudos têm mostrado a importância de considerar a alocação do consumo energético quando gerado mais de um produto, mostrando diferenças com resultados

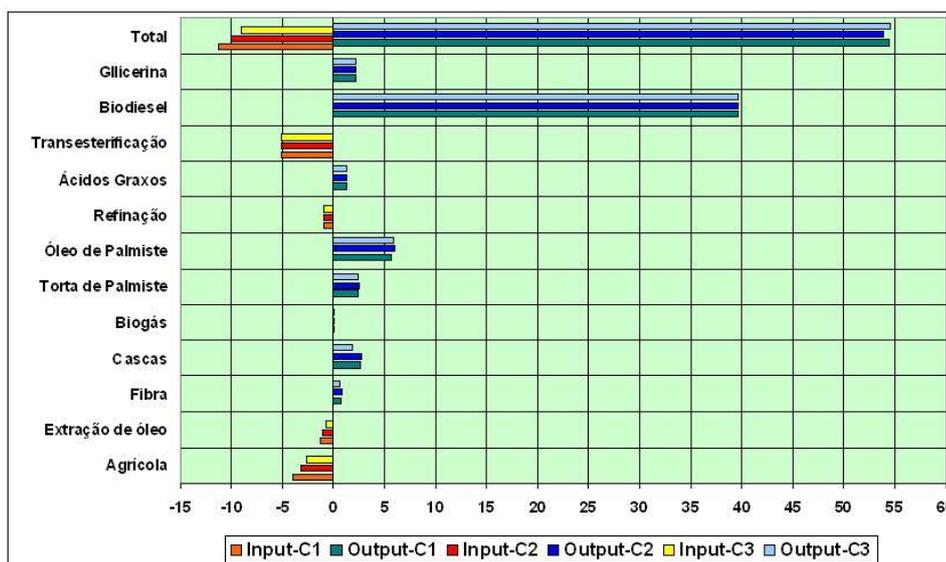
anteriores. Esta é uma situação típica do setor agroindustrial quando produz biocombustíveis, e gera ao menos um produto adicional. Neste estudo, foi adotada a relação *Output/Input*, considerando os créditos energéticos de co-produtos gerados na cadeia produtiva do biodiesel, considerando a alocação dos co-produtos para estimar um valor mais apropriado.

Espera-se, portanto que a relação O/I seja maior que um, para garantir o caráter renovável do bio-combustível. Na Tabela 55 é apresentada a relação de consumo energético para o Biodiesel produzido, segundo as condições das três empresas usadas como referência na Colômbia.

**Tabela 55. Relação Output / Input na produção do Biodiesel.**

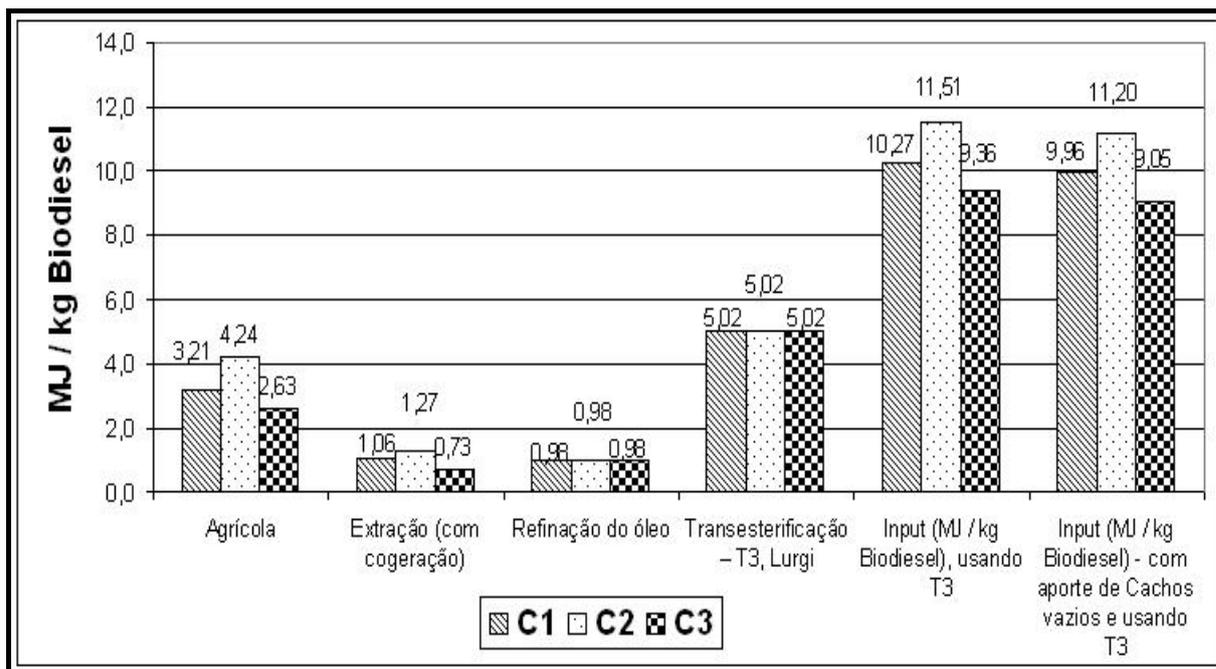
INPUT, [MJ / kg Biodiesel]	C1	C2	C3
Agrícola	3,2069	4,2376	2,6326
Extração – incluindo cogeração (biomassa)	1,0629	1,2721	0,7279
Refinação do óleo	0,9804	0,9804	0,9804
Transesterificação – T1, <i>Borken et. al. (2006)</i>	5,7608	5,7608	5,7608
Transesterificação – T2, Ácidos graxos.	20,5472	20,5472	20,5472
Transesterificação – T3, <i>Lurgi (2007)</i>	5,0194	5,0194	5,0194
<b>Total Input</b> , usando T1	11,0110	12,2509	10,1017
<b>Total Input</b> , usando T2	25,7974	27,0373	24,8881
<b>Total Input</b> , usando T3	10,2696	11,5095	9,3603
<b>Total Input</b> , com aporte de Cachos vazios e usando T3	9,9621	11,2020	9,0528
OUTPUT, [MJ / kg Biodiesel]	C1	C2	C3
Fibra, (10% excedente)	0,8572	0,7246	0,6656
Cascas, (29% excedente)	2,7913	2,6483	1,8517
Biogás	0,0552	0,0552	0,0552
Torta Palmiste	2,5406	2,3863	2,4658
Óleo de palmiste	6,0063	5,6416	5,8296
Glicerina	2,0938	2,0938	2,0938
Ácidos graxos	1,2766	1,2766	1,2766
Biodiesel	39,60	39,60	39,60
<b>Total Output</b>	<b>55,2210</b>	<b>54,4264</b>	<b>53,8383</b>
<b>O / I (Sem aporte dos Cachos vazios)</b> , usando T3	<b>5,3771</b>	<b>4,7288</b>	<b>5,7518</b>
<b>O / I (Com aporte dos Cachos vazios)</b> , usando T3	<b>5,5431</b>	<b>4,8586</b>	<b>5,9471</b>

Na Tabela 55 é apresentada a avaliação do consumo energético para três cenários diferentes de transesterificação e o impacto da substituição de fertilizantes na etapa agrícola pelos cachos vazios. Cabe salientar que no balanço energético são considerados os créditos devido à geração de biomassa como fibra, cascas e biogás, assim como os ácidos graxos gerados no processo de refinação. Pode-se apreciar que a relação *Output/Input* varia entre 4,73 até 5,95 para os cenários considerados. A empresa C3 recebe um impacto positivo pelo processo de cogeração e o menor uso de fertilizantes. No caso da empresa C2, que apresenta os melhores indicadores de produtividade, mostra o menor índice de O/I devido ao uso intensivo de fertilizantes e a não existência da cogeração no seu processo. O resultado global dos consumos energéticos para as três empresas é apresentado na Figura 55.



**Figura 55. Balanço energético do biodiesel para os três casos considerados.**

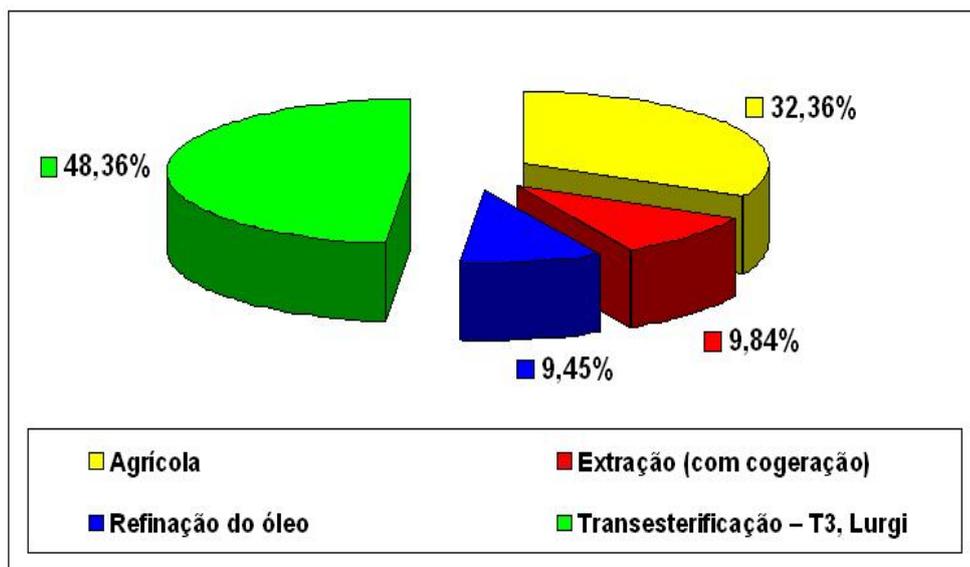
Na Figura 56, são apresentados os consumos energéticos em cada uma das etapas produtivas no ciclo de vida, para cada empresa, considerando o impacto da utilização dos cachos vazios em substituição aos fertilizantes.



**Figura 56. Consumos energéticos por etapa produtiva no ciclo de vida do Biodiesel.**

De modo geral, o processo de transesterificação acarreta o maior consumo energético no ciclo de vida da produção do biodiesel, com 48,36% do total. Segue a etapa agrícola com 32,36% e, finalmente, os processos de extração e refinação do óleo, que são beneficiados pela utilização, ainda que parcial, da biomassa na geração de vapor e eletricidade. Estes valores são mostrados na Figura 57.

Na Tabela 56 a seguir é apresentada uma comparação da relação energética *Output/Input* para o biodiesel de Palma e o biodiesel produzido a partir de outras fontes oleaginosas na Europa e EUA.



**Figura 57. Participação porcentual das etapas produtivas no consumo energético do ciclo de vida do Biodiesel.**

Na Tabela 56 é possível observar que a relação output/input encontrada para o Biodiesel é mais elevada em comparação a outras culturas de oleaginosas. Isto se deve principalmente pela alta produtividade da cultura do dendê, que é quase oito vezes maior que outras culturas oleaginosas. A cultura do dendê também produz uma maior quantidade de biomassa, que permite agregar valor tanto ao processo industrial quanto à produção agrícola, podendo ser usada como combustível na geração de vapor e eletricidade. Finalmente, apresenta-se na Figura 58, um resumo dos consumos energéticos em cada etapa de produção do ciclo de vida do biodiesel, em relação a 1 kg de Biodiesel de óleo de palma.

**Tabela 56. Comparação da relação Output/Input para o Biodiesel obtido por diferentes oleaginosas.**

Biodiesel	Output/Input	Referências
RME (Europa)	1,7	<i>ITC, (2000)</i>
Soja (EUA)	3,2 – 3,4	<i>Sheehan, (1998)</i>
Soja (EUA)	3,5	<i>Gerpen et. al 2008</i>
Girassol e RME (Europa)	2,4 – 5,2	<i>Janulis, (2003)</i>
Mamona (Brasil)	2 – 2,9	<i>Neto, et. al.( 2004)</i>
Biodiesel de óleo de Palma	4,92	<i>Da Costa et. Al 2006</i>
Biodiesel de óleo de Palma	4,86 – 5,95	<i>Este estudo</i>

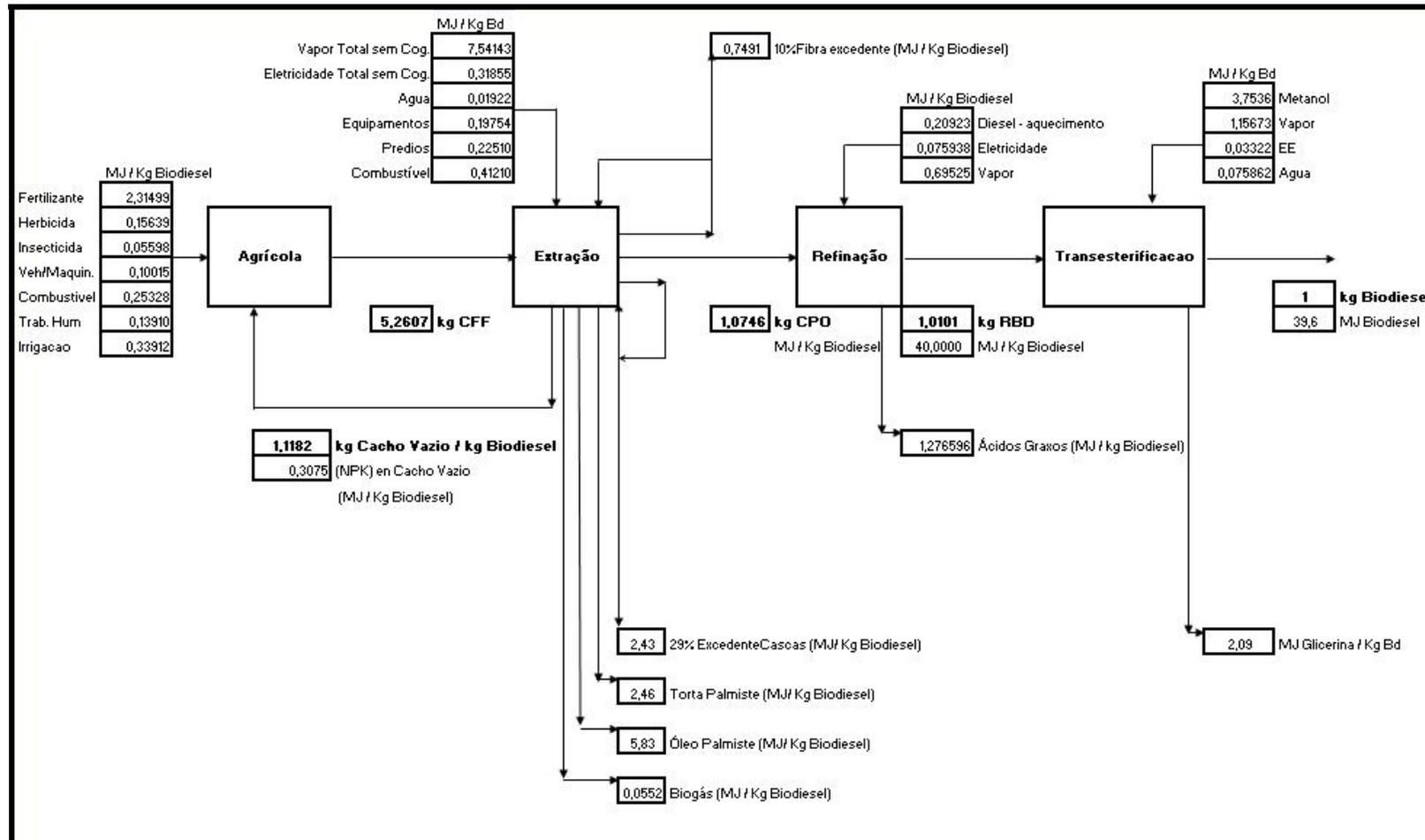


Figura 58. Indicadores de consumo energético no ICV para o Biodiesel de óleo de palma.

#### **4.4 IMPACTO DA COGERAÇÃO NO BALANÇO ENERGÉTICO DO BIODIESEL**

Neste item é apresentado o impacto da cogeração, utilizando a biomassa gerada no processo de extração de óleo, no balanço energético do ciclo de vida do biodiesel de óleo de palma. Seguindo os conceitos apresentados no item anterior com relação ao cálculo do balanço energético, foi avaliado o impacto da geração de eletricidade, no balanço energético do ciclo de vida do biodiesel. Cabe salientar que, de modo convencional, a biomassa dos co-produtos tais como as fibras, as cascas, os cachos vazios e o biogás são avaliados pelo seu poder calorífico no balanço energético, uma vez que a sua utilização é focada na geração energética e não alimentícia ou para outros fins.

Durante a avaliação do impacto no balanço energético da eletricidade gerada, o valor energético da biomassa é descontado e, em substituição, a equivalência elétrica é considerada. Foram escolhidos os indicadores de geração de eletricidade dos seguintes casos:

- Caso A, sendo o modelo de referência sem sistema de cogeração.
- Caso D, pela utilização de 100% da biomassa com turbinas de contrapressão.
- Caso G, pela utilização de 100% da biomassa com turbinas de condensação - extração.
- E dois cenários de cogeração com os maiores parâmetros de geração do vapor avaliados na análise paramétrica, nomeados como cenários J e K, que utilizaram parâmetros de 3000 kPa, 380°C e 4000 kPa, 380°C, respectivamente.

Os consumos mássicos e energéticos no ciclo de vida do biodiesel de óleo de palma, foram considerados como a medida das três empresas avaliadas, C1, C2 e C3. Os valores do impacto da eletricidade gerada no processo de cogeração no balanço energético do biodiesel são apresentados na Tabela 57.

**Tabela 57. Impacto dos indicadores de geração de eletricidade no balanço energético do Biodiesel.**

	<b>Caso C2</b>	<b>Caso A</b>	<b>Caso D</b>	<b>Caso G</b>	<b>Caso J</b>	<b>Caso K</b>
Características	Sem Cogeração	TCP, 75% Fibra+Cascas 2MPa-350°C	TCP, 100% Biomassa 2MPa- 350°C	TCE, 100% Biomassa 2MPa- 350°C	TCE, 100% Biomassa 3MPa- 380°C	TCP, 100% Biomassa 4MPa- 380°C
Índice de Geração de eletricidade, kWh ton CFF <sup>-1</sup>	0,0	38,28	87,12	166,10	186,15	193,82
<b>INPUT (MJ/kg biodiesel)</b>						
Produção Agrícola	3,9376	3,9376	4,2376	4,2376	4,2376	4,2376
Extração de óleo	1,2721	0,9226	0,9226	0,9226	0,9226	0,9226
Refinação	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804	0,9804
Transesterificação	5,0194	5,0194	5,0194	5,0194	5,0194	5,0194
<b>Total Input</b>	<b>11,2095</b>	<b>10,8600</b>	<b>11,1600</b>	<b>11,1600</b>	<b>11,1600</b>	<b>11,1600</b>
<b>OUTPUT (MJ/kg biodiesel)</b>						
Biodiesel (PCI)	39,6000	39,6000	39,6000	39,6000	39,6000	39,6000
Produção de Glicerina	2,0938	2,0938	2,0938	2,0938	2,0938	2,0938
Fibra (10%)	0,7246	0,7246	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Cascas (29%)	2,6483	2,6483	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Biogás	0,0552	0,0552	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Energia Elétrica da Cogeração	0,0000	0,7025	1,5988	3,0482	3,4161	3,5569
Torta de Palmiste	2,3863	2,3863	2,3863	2,3863	2,3863	2,3863
Produção de Óleo de Palmiste	5,6416	5,6416	5,6416	5,6416	5,6416	5,6416
Ácidos graxos	1,2766	1,2766	1,2766	1,2766	1,2766	1,2766
<b>Total Output</b>	<b>54,4264</b>	<b>55,1289</b>	<b>52,5971</b>	<b>54,0465</b>	<b>54,4144</b>	<b>54,5552</b>
<b>Produção /Insumo</b>	<b>4,8554</b>	<b>5,0763</b>	<b>4,7130</b>	<b>4,8429</b>	<b>4,8758</b>	<b>4,8884</b>

Como é possível apreciar na Tabela 57, na maioria dos casos que utilizam baixos níveis de cogeração ou indicadores de geração de eletricidade, o efeito no balanço energético é negativo gerando uma diminuição da relação O/I. Isto, devido ao consumo da biomassa disponível, a qual era quantificada energeticamente pelo seu poder calorífico, enquanto na avaliação da cogeração no balanço considera-se somente uma parte da energia transformada, agora como eletricidade. Ainda assim, quando utilizados esquemas térmicos de cogeração mais eficientes, o índice O/I consegue se recuperar e ainda superar o sistema de referência.

A análise do balanço energético isoladamente não é suficiente e precisa já como neste caso a transformação energética de um co-produto dentro do sistema, evitando que ele saia das fronteiras do sistema e ser considerado energeticamente pelo seu poder calorífico, reduz o indicador O/I. Deste modo, poderia ser ignorado um dos benefícios da cogeração a partir da biomassa, o qual permite gerar eletricidade com geração neutra de carbono, quando comparado com outros sistemas térmicos, que normalmente fazem parte da infra-estrutura energética do país. Até agora foi mostrado que o processo de cogeração em níveis de eficiência relativamente altos permitem manter a relação energética do biodiesel de palma, quando utilizada a biomassa gerada no processo de extração de óleo. O efeito ambiental da cogeração no ciclo de vida do biodiesel, em especial o impacto na geração de gases de efeito estufa (GHG, pelas siglas em inglês de *Green House Gas*), serão analisadas no seguinte item, na simulação, feita no **SimaPro**, para o ciclo de vida do biodiesel.

#### **4.5 ANÁLISE DO IMPACTO AMBIENTAL NO CICLO DE VIDA DO BIODIESEL**

Após ter analisado o balanço energético do ciclo de vida pode-se passar a análise do impacto ambiental do ciclo de vida do biodiesel de palma. Esta análise foi feita utilizando o software SimaPro, do *PreConsultants* versão 7.0.2.

A análise foi efetuada considerando os seguintes casos: caso C2 (identificado no Simapro como M1), análise do ciclo de vida do biodiesel de palma nas condições convencionais de produção (sistema referência), sem cogeração, mas, com sistema de tratamento de efluentes líquidos e sem captura do biogás. O caso G (identificado no Simapro como M8), considera uma usina de extração de óleo com planta de cogeração, gerando o

maior índice de eletricidade obtido no caso G de cogeração. Para o caso G, foi considerada a captura e queima do biogás na central de cogeração, a fim de evitar as emissões de CH<sub>4</sub>. O caso 3 apresenta o impacto na produção do Diesel petroquímico, utilizando a base de dados do SimaPro para o Diesel na porta da refinaria. Estes dados correspondem ao processo EIN\_SYSEX06573801382, do estudo feito pelo Ecoinvent no ano 2006 da base de dados do SimaPro, para uma média das refinarias na Europa. As características do sistema-produto mencionados no capítulo 3 e o esquema do diagrama de ACV apresentado neste capítulo, são válidos para esta análise. O método utilizado na comparação dos três casos foi o IMPACT 2002+.

Primeiro será apresentado o diagrama da modelagem do ciclo de vida e, em seguida é mostrada a caracterização dos impactos e sua contribuição por etapa e outros aspectos da normalização e ponderação do estudo. O diagrama da modelagem é chamado no *SimaPro* como o diagrama da Rede do sistema. A rede refere-se à ligação dos processos, materiais, produtos e co-produtos que participam na produção do biodiesel, para assim calcular o balanço mássico, energético e ambiental do biodiesel durante toda sua cadeia produtiva no seu ciclo de vida. Esta rede pode se apresentar muito extensa é feito um corte de nós a 0,1%, que incluem 89 de 1624 nodos visíveis. Fazendo uma redução, esta mesma rede pode ser mostrada como a Figura 59, a qual é reduzida até um corte a 3,5%, que apresenta só 14 dos 1624 nós.

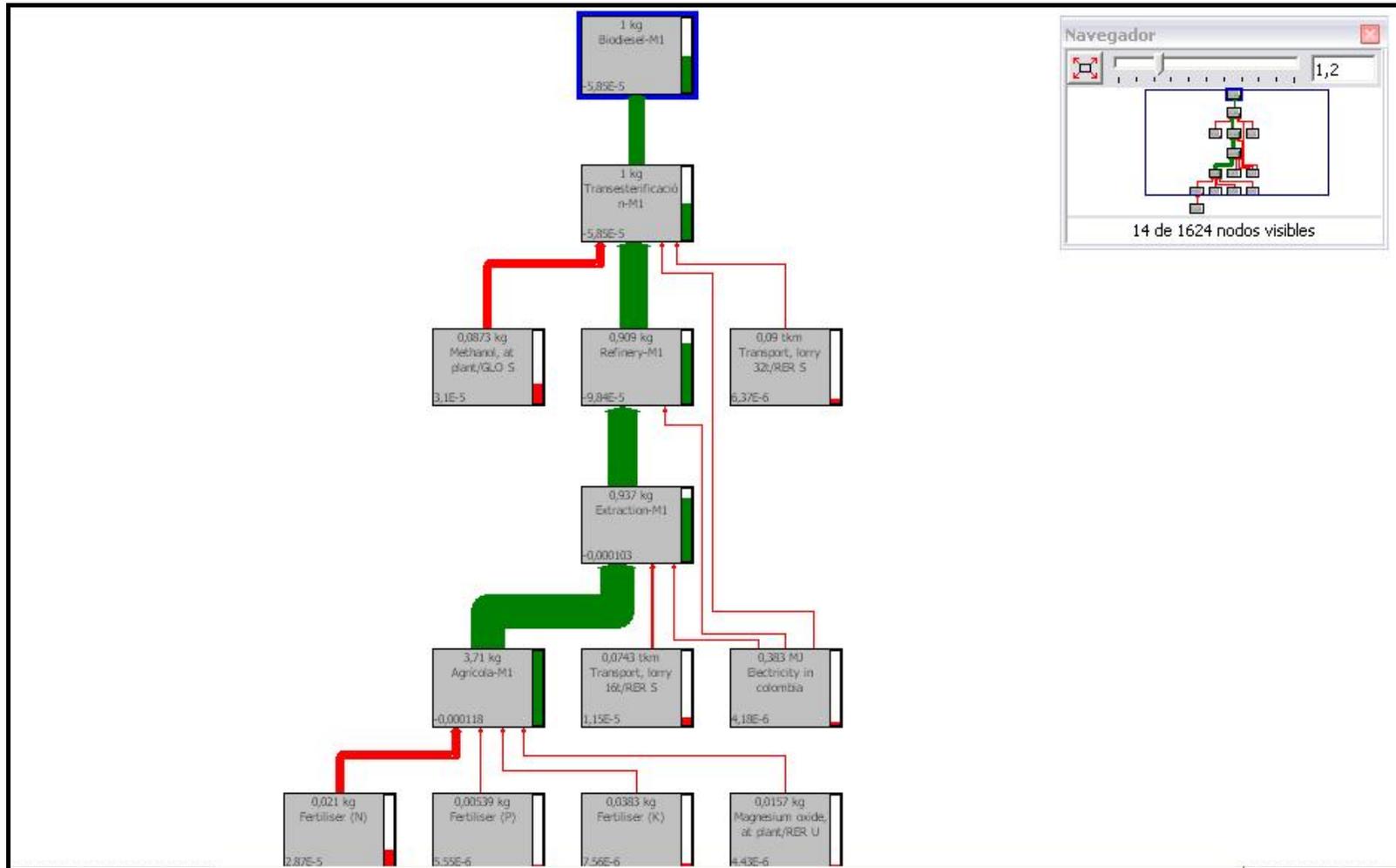
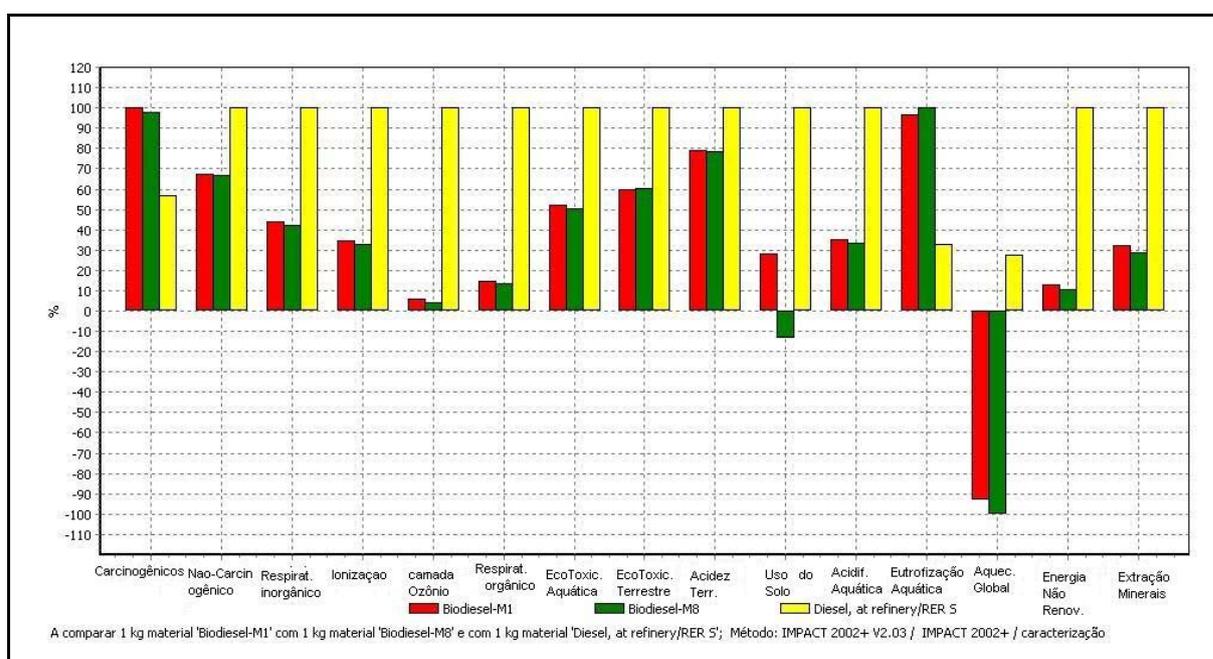


Figura 59. Rede no Simapro reduzida para o modelo de Referência (Sem Cogeração)

### 4.5.1 Caracterização do impacto do Biodiesel

Neste item é apresentada a caracterização dos impactos produzidos para os três casos considerados. Na Figura 60 é mostrada a caracterização dos impactos do ciclo de vida do biodiesel e diesel petroquímico para os casos estudo.

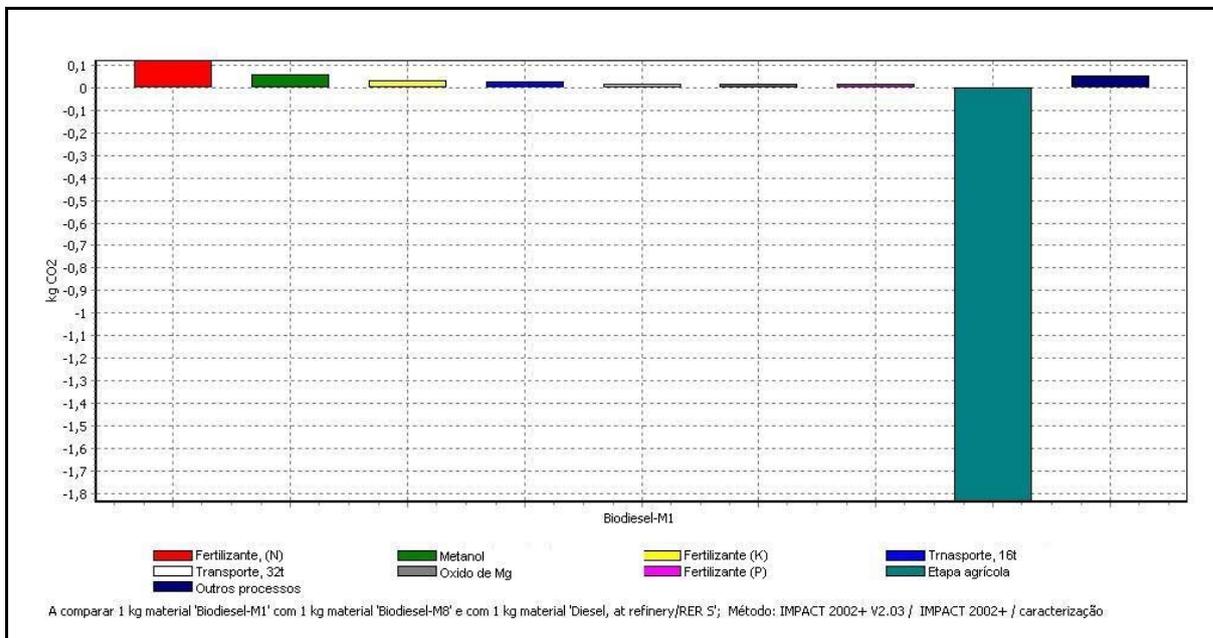


**Figura 60. Caracterização do impacto ambiental para o Biodiesel vs Diesel.**

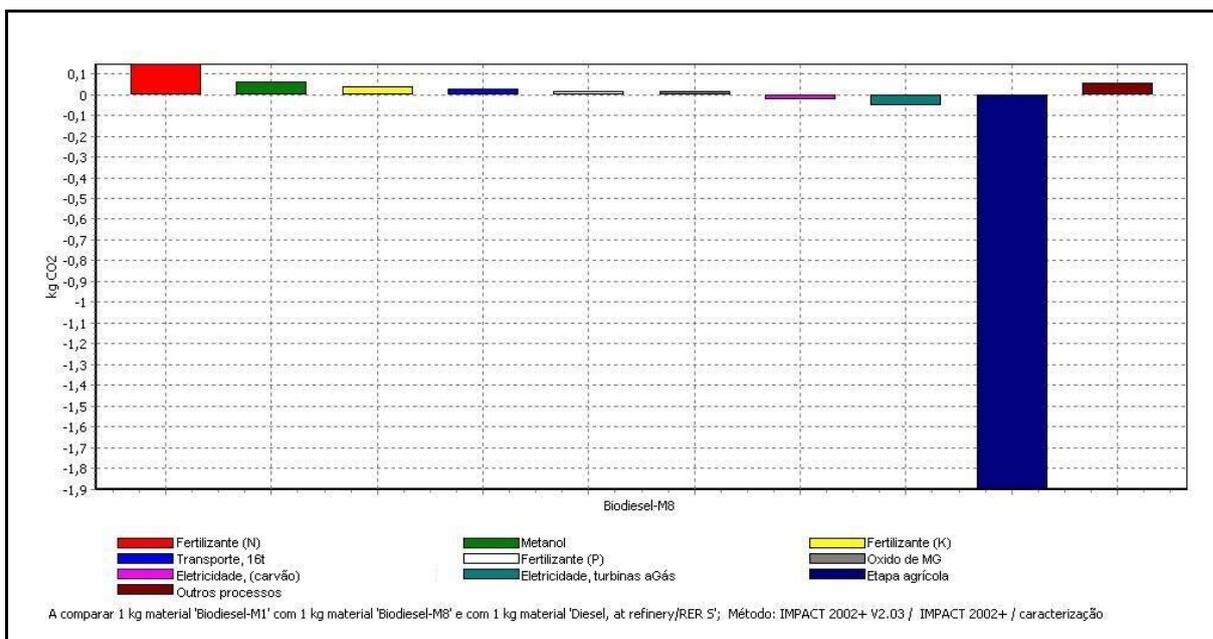
Pode-se apreciar que o maior efeito na redução do impacto ambiental para os casos C2 e G em relação ao Diesel, acontece na categoria do consumo de recursos energéticos não renováveis, do Aquecimento Global, da destruição da camada de ozônio, na geração de substâncias inorgânicas e uso do solo. A produção do Biodiesel, nos dois casos, apresenta valores superiores ao Diesel nas categorias dos efeitos carcinogênicos, o que é resultante da utilização de fertilizantes e na eutrofização aquática pela geração de efluentes com carga orgânica.

A contribuição no Aquecimento Global de cada etapa e materiais no ciclo de vida do Biodiesel são mostrados na Figura 61 e Figura 62. Nestas figuras é mostrada a fertilização com Nitrogênio como o principal fator gerador do aquecimento global, seguido pelo consumo de metanol e a fertilização com Potássio. Nos dois casos, a contribuição favorável da etapa agrícola é muito importante e a maior de todo o sistema produtivo do ciclo de vida do biodiesel. Isto se deve ao importante nível de captura de CO<sub>2</sub> no cultivo por parte do agro-

sistema da palma de azeite, o qual tem características similares a um sistema agro-florestal complexo (Castillo 2004).

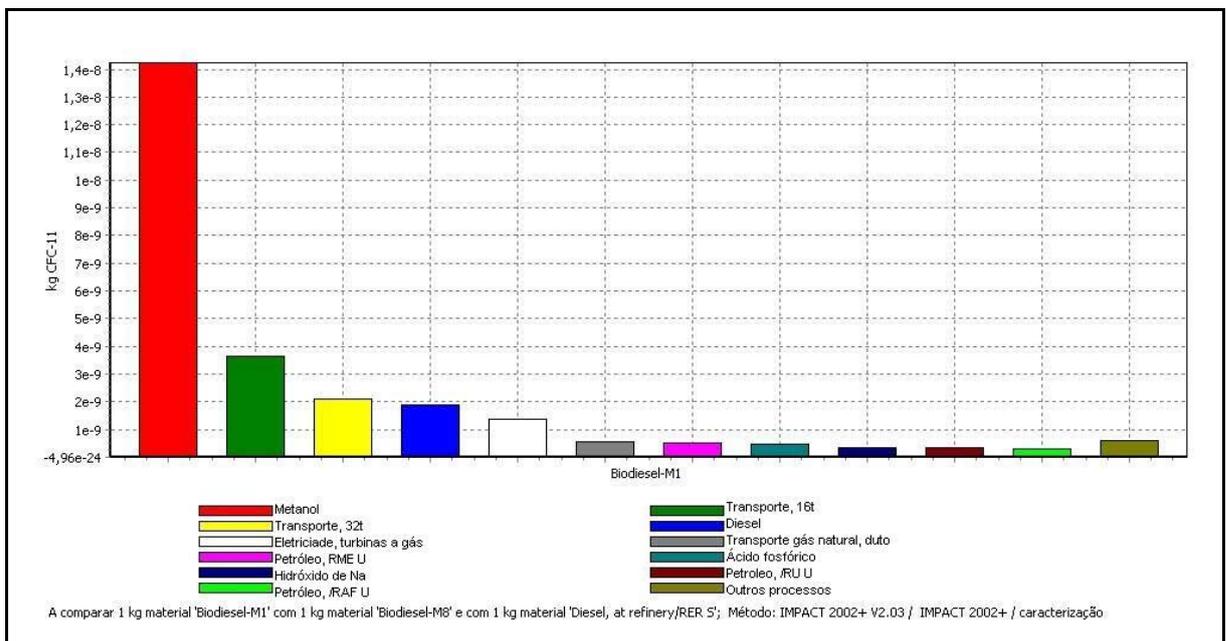


**Figura 61. Contribuição no aquecimento global de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2.**

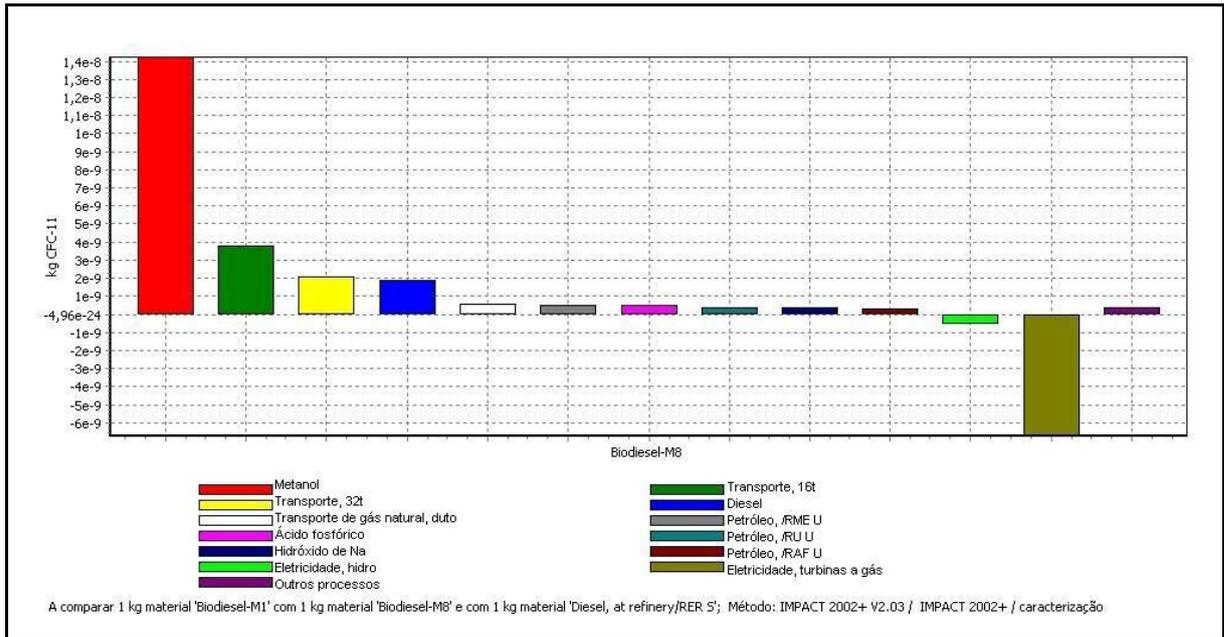


**Figura 62. Contribuição no aquecimento global de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G.**

A contribuição das etapas e materiais na categoria do impacto do **Esgotamento da camada de Ozônio** é apresentada para os casos C2 e G na Figura 63 e na Figura 64. Os resultados apresentam o metanol como o fator com maior incidência na deterioração da camada de ozônio, seguido pelo transporte e pelo consumo de diesel nos processos. Cabe salientar o efeito positivo apresentado pelo Caso G com a cogeração, onde a contribuição no esgotamento da camada de ozônio é reduzida por parte da eletricidade gerada a partir do gás natural.

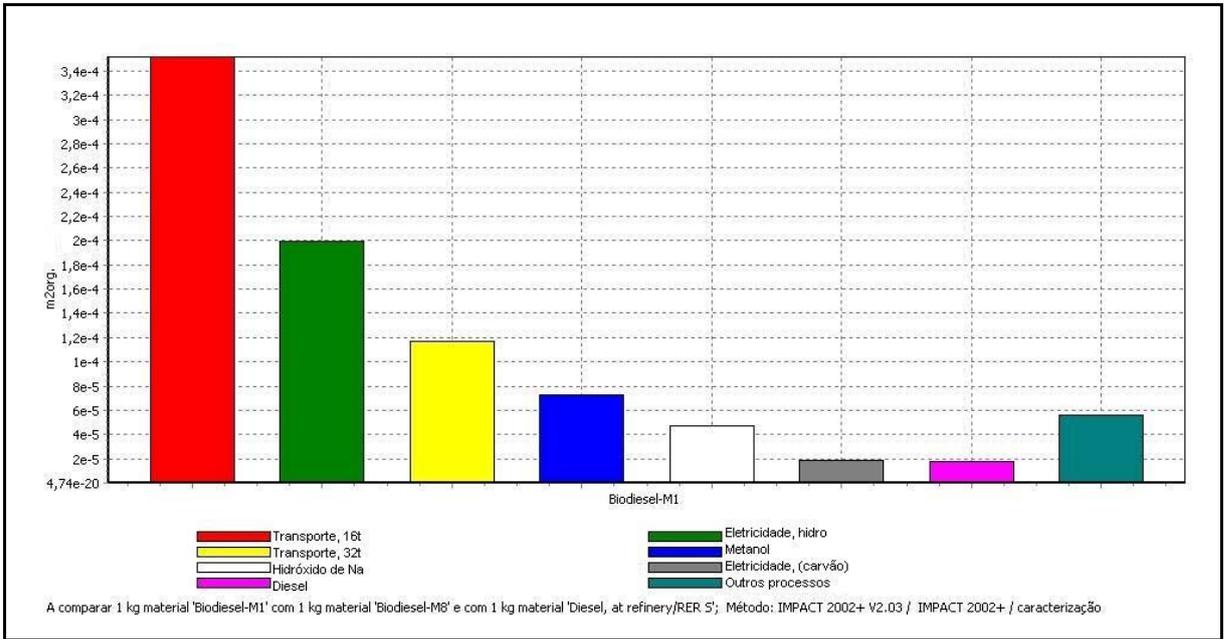


**Figura 63. Contribuição na categoria do Esgotamento da Camada de Ozônio de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2.**

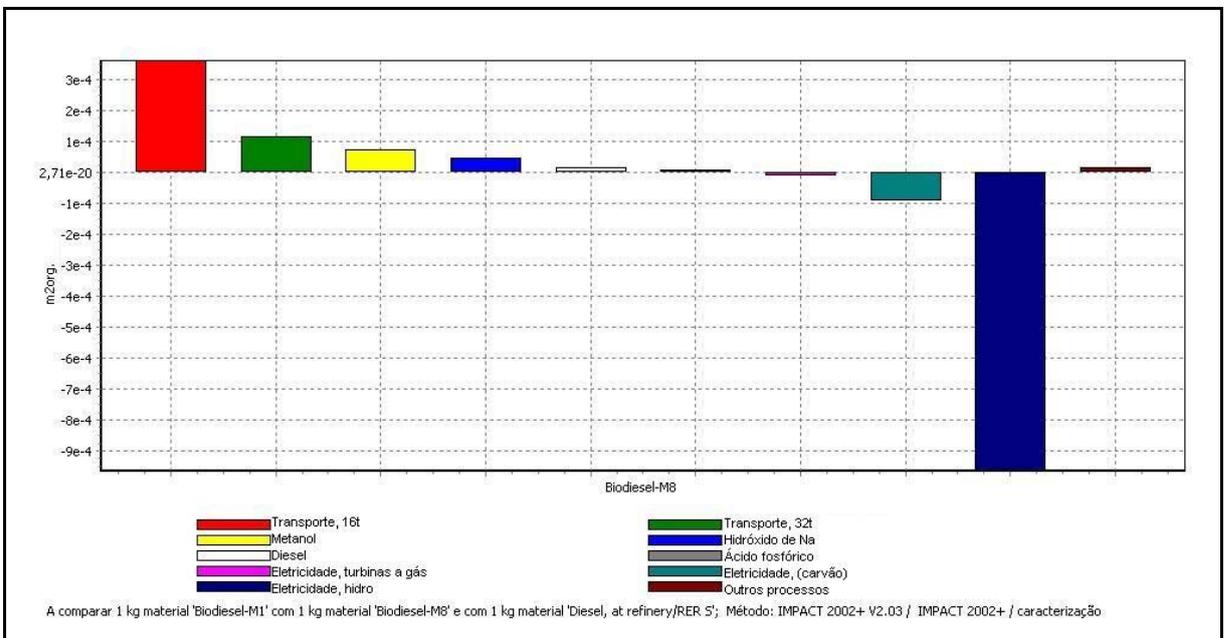


**Figura 64. Contribuição na categoria do Esgotamento da Camada de Ozônio de cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G.**

A contribuição das etapas e materiais na categoria de impacto do **Uso do Solo** é apresentada para os casos C2 e G na Figura 65 e na Figura 66. Nesta categoria, os resultados mostram que o fator de maior incidência é o transporte de baixa capacidade e a geração de eletricidade via central hidroelétrica, seguido pelo consumo de metanol. Dada a forte participação da hidroeletricidade na Colômbia, 81%, o efeito na ocupação e uso do solo é importante para o caso de referencia C2. Assim, o caso G, com o sistema de cogeração, mostra o principal efeito na redução do impacto nesta categoria, especificamente pela substituição da eletricidade gerada em centrais hidroelétricas.

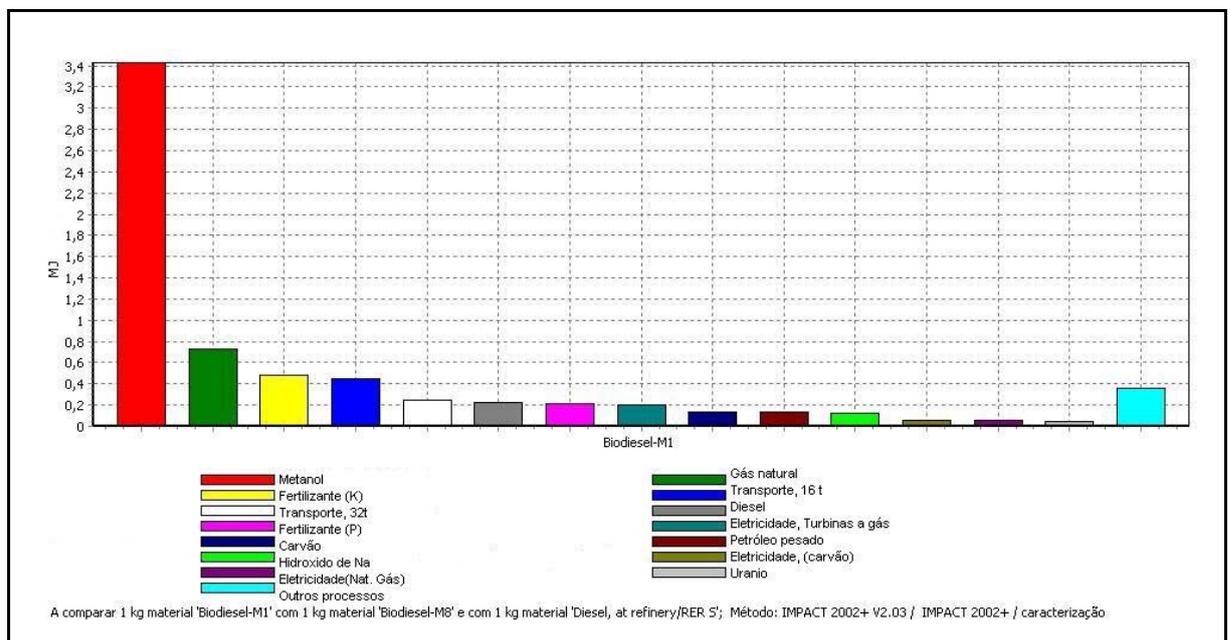


**Figura 65. Contribuição na categoria do Uso do Solo para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2.**

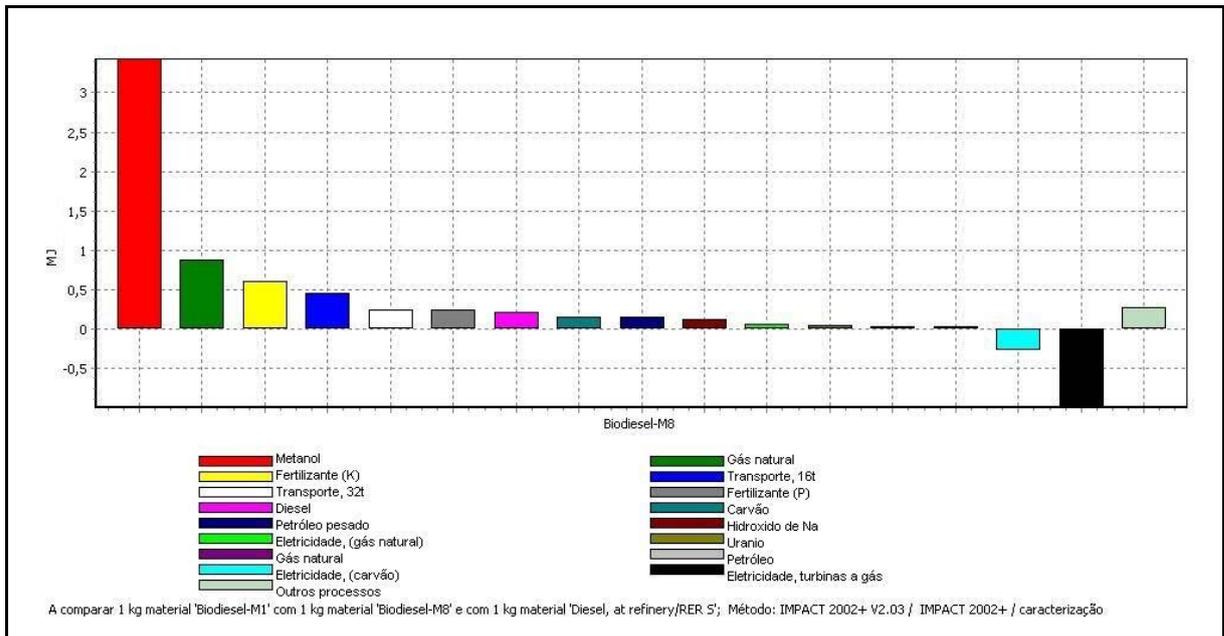


**Figura 66. Contribuição na categoria do Uso do Solo para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G.**

A contribuição nos casos C2 e G das etapas e materiais do ciclo de vida do biodiesel na categoria de impacto do **Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis** são apresentadas na Figura 67 e na Figura 68. Nesta categoria, o principal efeito é o consumo de metanol de procedência petroquímica como recurso energético não renovável, seguido pelo gás natural e pelo Potássio, como fertilizante. O caso G (com cogeração) apresenta um efeito positivo pela redução de recursos energéticos representado no consumo do gás natural na geração de eletricidade.



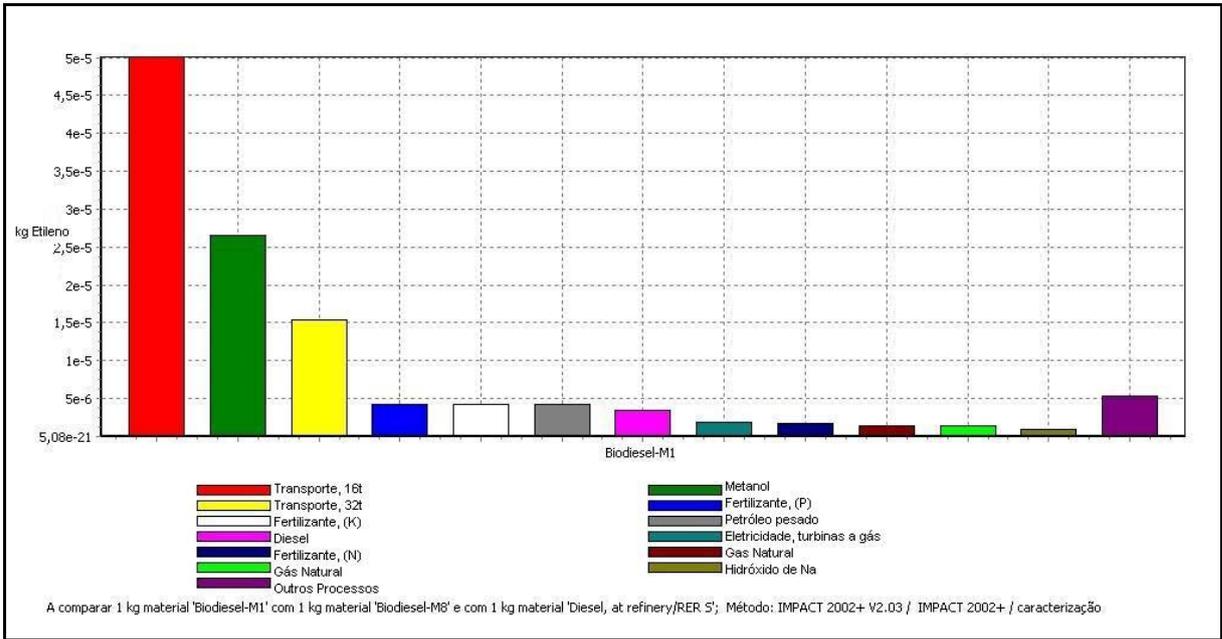
**Figura 67. Contribuição na categoria do Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2.**



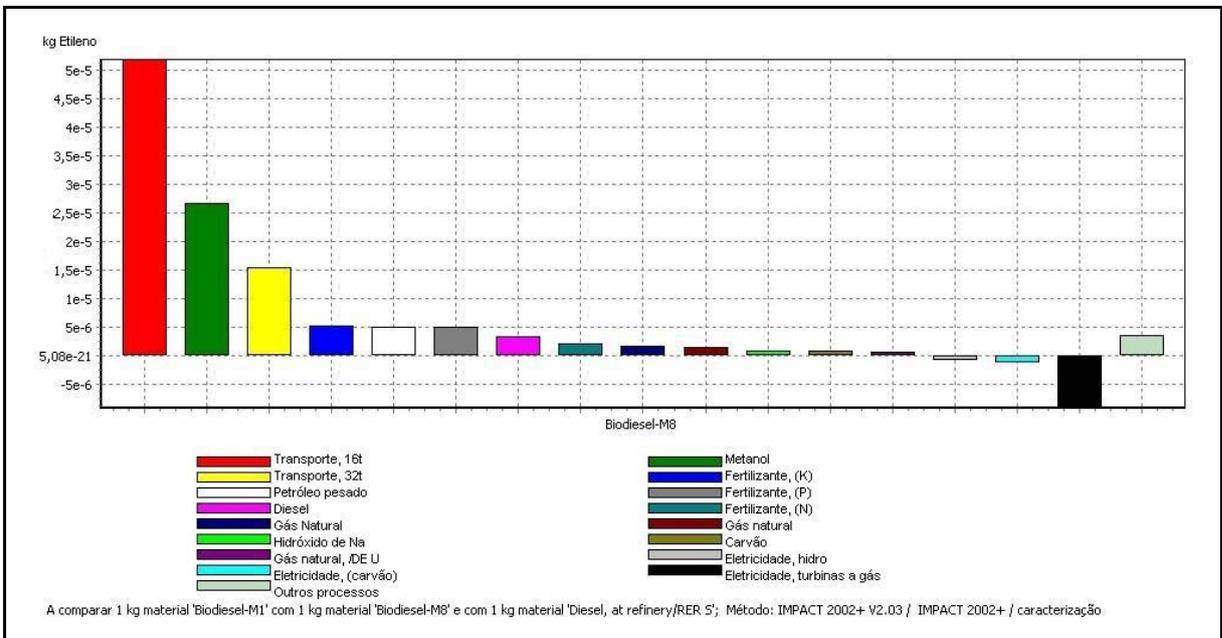
**Figura 68. Contribuição na categoria do Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G.**

A contribuição na geração de **Substâncias Orgânicas** que afetam a respiração, para os casos C2 e G, são apresentadas na Figura 69 e na Figura 70. Nos dois casos o principal aporte na geração de substâncias orgânicas é devido ao transporte de baixa e alta capacidade, seguido pelo consumo de metanol na transesterificação e pelo Potássio utilizado na fertilização. O caso G (com cogeração) apresenta um efeito positivo nesta categoria decorrente da redução do consumo de gás natural na geração de eletricidade.

Os resultados numéricos para caracterização do impacto de cada uma das categorias são apresentados na Tabela 58, com as respectivas unidades de referência.



**Figura 69. Contribuição na categoria de Substâncias Orgânicas para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso C2.**



**Figura 70. Contribuição na categoria de Substâncias Orgânicas para cada etapa e material no ciclo de vida do Biodiesel, caso G.**

**Tabela 58. Resultados numéricos na Caracterização do impacto ambiental para os três casos considerados (Método IMPACT 2002+, Base de dados da EcoInvent).**

<b>Categoria de impacto</b>	<b>Unidade</b>	<b>Biodiesel Caso C2</b>	<b>Biodiesel Caso G</b>	<b>Diesel, at refinery/RER S</b>
Carcinogênico	kg C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> Cl	0,010714299	0,010456098	0,006067797
Não-Carcinogênicos	kg C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> Cl	0,004843791	0,004811426	0,007190038
Respiratórios inorgânicos	kg PM <sub>2.5</sub>	0,000308156	0,000294275	0,000702814
Ionização radiação	Bq C-14	2,413780848	2,311252078	7,030811316
Esg.da camada de Ozônio	kg CFC-11	2,63559E-08	1,75765E-08	4,59535E-07
Respiratórios orgânicos	kg ethylene	0,000120915	0,00011255	0,000825055
eco toxicidade Aquática	kg TEG water	76,00575335	72,85021753	145,4527243
eco toxicidade Terrestre	kg TEG soil	17,98293131	18,02472884	29,98822654
Acid/nutri Terrestre	kg SO <sub>2</sub>	0,010599355	0,010472568	0,013396366
Uso do solo	m <sup>2</sup> org.arable	0,000880123	-0,00042342	0,003135275
Acidificação Aquática	kg SO <sub>2</sub>	0,001888947	0,001822293	0,005415388
Eutrofização Aquática	kg PO <sub>4</sub> P-lim	0,001015353	0,001049044	0,000342665
Aquecimento global	kg CO <sub>2</sub>	-1,50528965	-1,62034068	0,443637489
Energia Não Renovável	MJ primários	6,887116283	5,742513141	54,09789703
Extração de Minerais	MJ excedente	0,000724889	0,000640566	0,002242836

Baseado nos valores mostrados na Tabela 58, é possível avaliar quantitativamente o efeito da cogeração a partir da biomassa gerada no processo de extração de óleo. Estes valores são apresentados na

Tabela 59, onde é mostrada a redução, com relação ao sistema de referencia (caso C2), e em relação ao Diesel. Os principais efeitos sobre as categorias de impacto estão ressaltados em negrito. Estes são: o **Uso do Solo**, o **Esgotamento da Camada de Ozônio**, o **consumo de energias não renováveis e minerais**, e, finalmente, o **Aquecimento Global**.

**Tabela 59. Redução do impacto ambiental devido à Cogeração no ciclo de vida do Biodiesel, Caso G (Porcentagem).**

<b>Categoria de impacto</b>	<b>Em relação ao caso C2 (%)</b>	<b>Em relação ao Diesel (%)</b>
Carcinogênico	-2,41	72,32
Não-Carcinogênicos	-0,67	-33,08
Respiratórios inorgânicos	-4,50	-58,13
Ionização radiação	-4,25	-67,13
<b>Esg. da camada de Ozônio</b>	<b>-33,31</b>	<b>-96,18</b>
Respiratórios orgânicos	-6,92	-86,36
eco toxicidade Aquática	-4,15	-49,91
eco toxicidade Terrestre	0,23	-39,89
Acid/nutri Terrestre	-1,20	-21,83
<b>Uso do solo</b>	<b>-148,11</b>	<b>-113,51</b>
Acidificação Aquática	-3,53	-66,35
Eutrofização Aquática	3,32	<b>206,14</b>
<b>Aquecimento global</b>	<b>7,64</b>	<b>-465,24</b>
<b>Energia Não Renovável</b>	<b>-16,62</b>	<b>-89,38</b>
<b>Extração de Minerais</b>	<b>-11,63</b>	<b>-71,44</b>

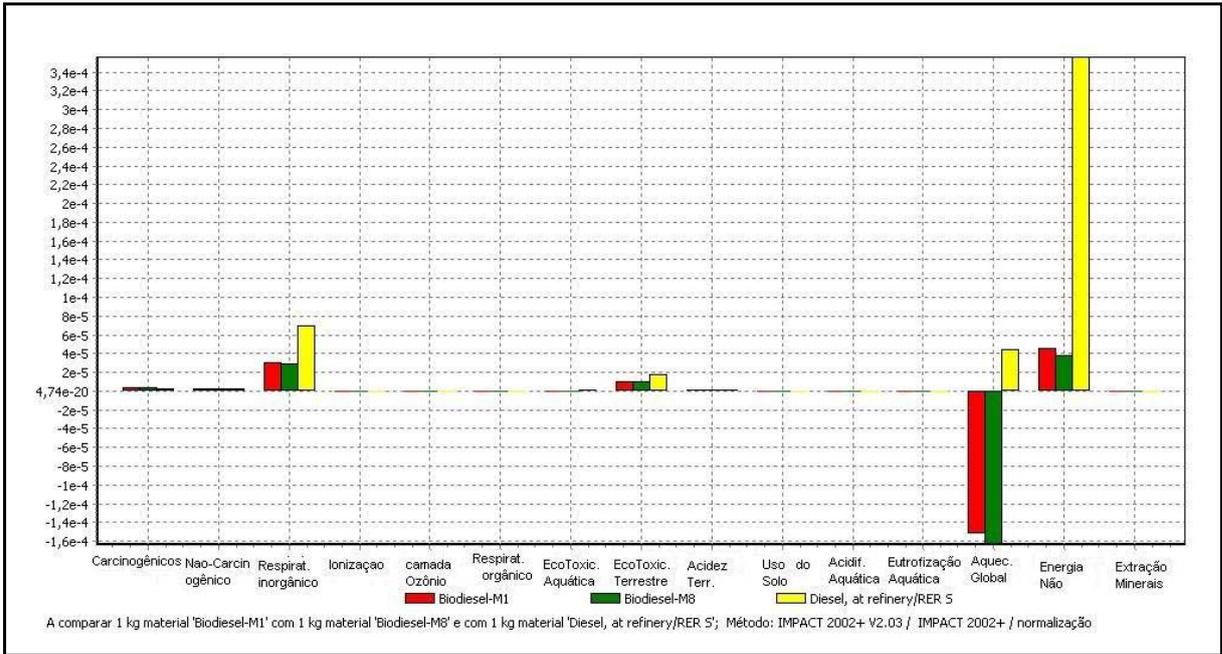
A avaliação do dano gerado pela produção do biodiesel em relação ao Diesel é apresentada na Tabela 60, baseado nas unidades estabelecidas pelo método de análise IMPACT2002+.

**Tabela 60. Resultados numéricos da AVALIAÇÃO DO DANO na Caracterização do impacto ambiental para os três casos considerados.**

<b>Categoria de impacto</b>	<b>Unidade</b>	<b>Biodiesel Caso C2</b>	<b>Biodiesel Caso G</b>	<b>Diesel, at refinery/RER S</b>
Carcinogênico	DALY	3E-08	2,92771E-08	1,69898E-08
Não-Carcinogênicos	DALY	1,35626E-08	1,3472E-08	2,01321E-08
Respiratórios inorgânicos	DALY	2,15709E-07	2,05992E-07	4,9197E-07
Ionização radiação	DALY	5,06894E-10	4,85363E-10	1,47647E-09
Esg.da camada de Ozônio	DALY	2,76737E-11	1,84553E-11	4,82512E-10
Respiratórios orgânicos	DALY	2,57549E-10	2,39732E-10	1,75737E-09
eco toxicidade Aquática	PDF*m2*yr	0,003815489	0,003657081	0,007301727
eco toxicidade Terrestre	PDF*m2*yr	0,142244987	0,142575605	0,237206872
Acid/nutri Terrestre	PDF*m2*yr	0,011023329	0,010891471	0,01393222
Uso do solo	PDF*m2*yr	0,000959334	-0,00046153	0,00341745
acidificação Aquática		-	-	-
Eutrofização Aquática		-	-	-
Aquecimento global	kg CO2	-1,50528965	-1,62034068	0,443637489
Energia Não Renovável	MJ primary	6,887116283	5,742513141	54,09789703
Extração de Minerais	MJ primary	0,000724889	0,000640566	0,002242836

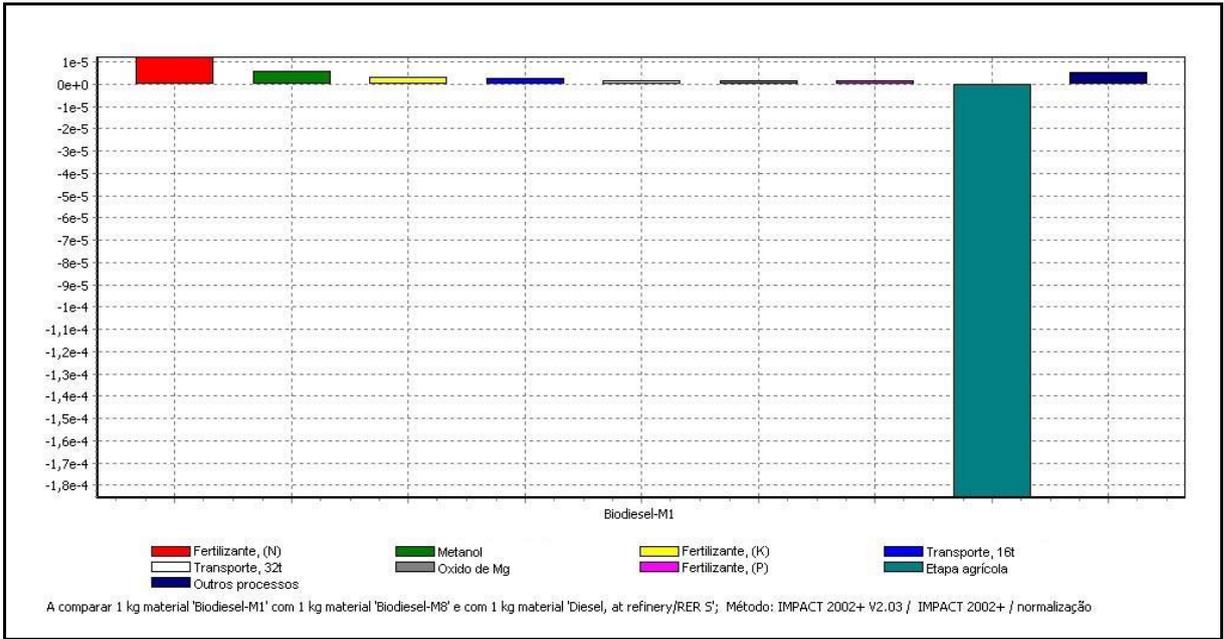
#### **4.5.2 Normalização do impacto do Biodiesel**

A normalização é um procedimento necessário para mostrar o grau de incidência de uma categoria de impacto sobre o problema ambiental de modo global. Isto é feito pela divisão do indicador da categoria de impacto por um valor normal de referência estabelecido no método de análise. Na Figura 71 é apresentada a normalização feita para os casos C2 e G e para o Diesel petroquímico. Pode-se observar que a maior influência do biodiesel em relação ao Diesel, é no Aquecimento Global, seguido pelo consumo de recursos energéticos não renováveis, pela geração de substâncias inorgânicas e pela eco-toxicidade terrestre.

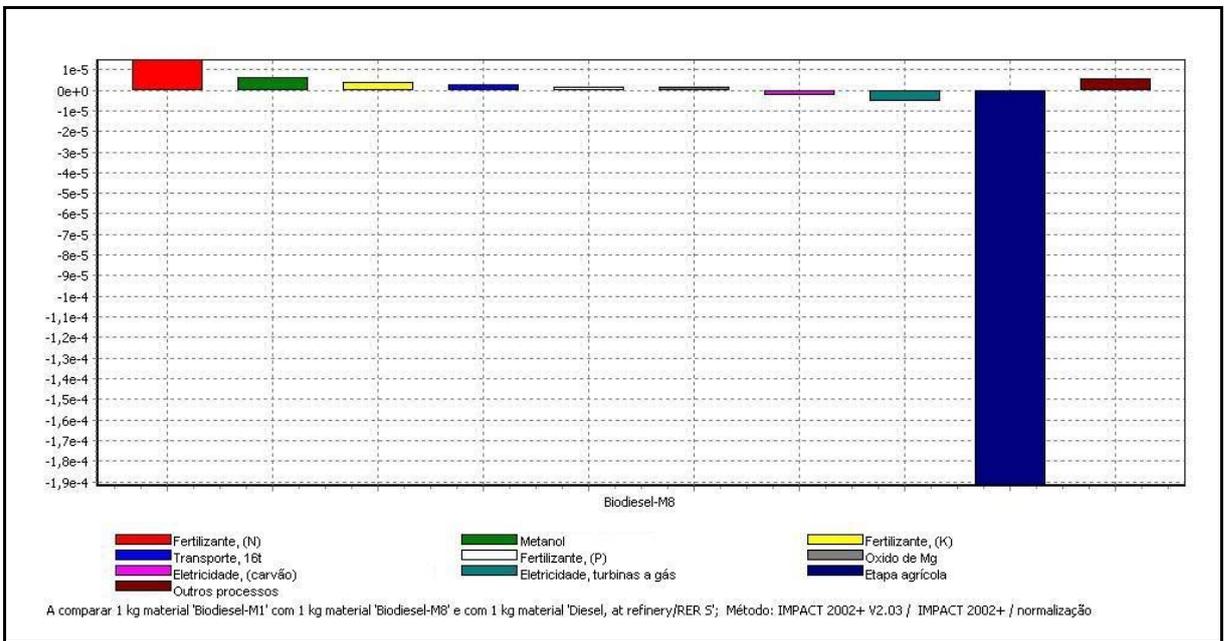


**Figura 71. Normalização do impacto ambiental para o Biodiesel vs Diesel.**

A contribuição das etapas e materiais na normalização do impacto ambiental na categoria das Mudanças Climáticas para o caso C2 e Gé apresentada na Figura 72 e na Figura 73. Nesta análise pode-se observar que o processo de normalização reflete a mesma ordem de contribuição dos fatores apresentados pela caracterização, sendo liderado pelo impacto do Nitrogênio, presente nos fertilizantes seguido pelo consumo de metanol no processo de transesterificação e, posteriormente, pelo Potássio também da fertilização. A maior contribuição positiva é feita pela etapa Agrícola, devido à captura de CO<sub>2</sub> no cultivo da palma, gerando uma grande redução no impacto da categoria das Mudanças Climáticas.



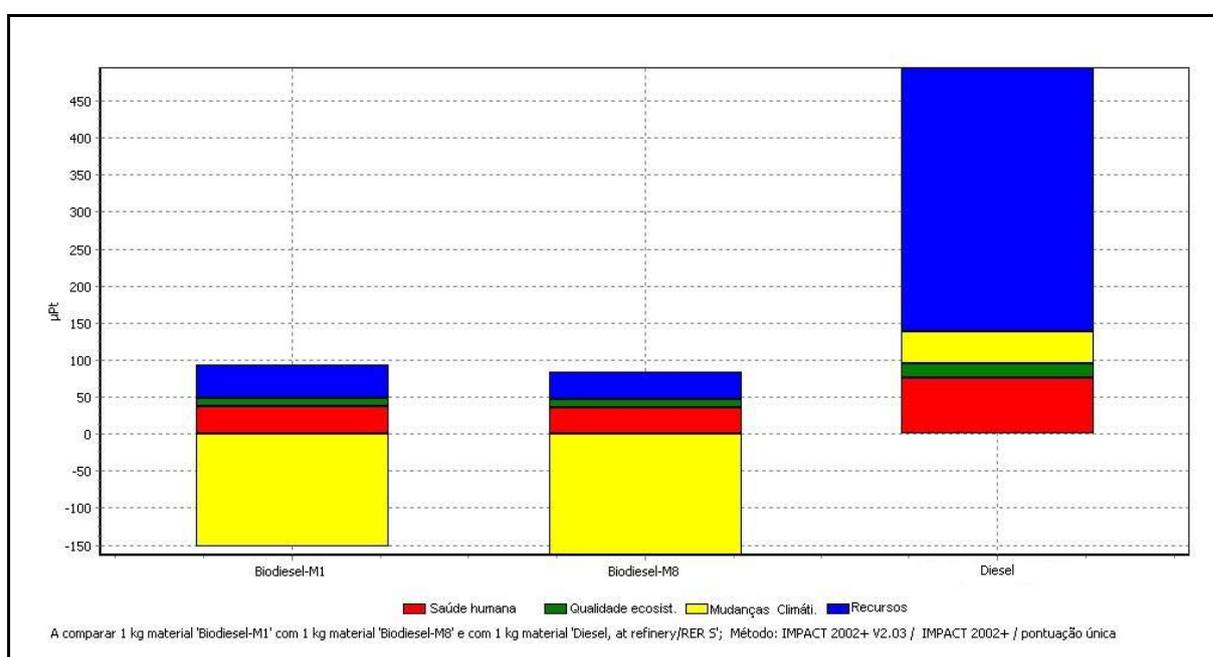
**Figura 72. Contribuição na Normalização da categoria das Mudanças Climáticas para o caso C2.**



**Figura 73. Contribuição na Normalização da categoria das Mudanças Climáticas para o caso G.**

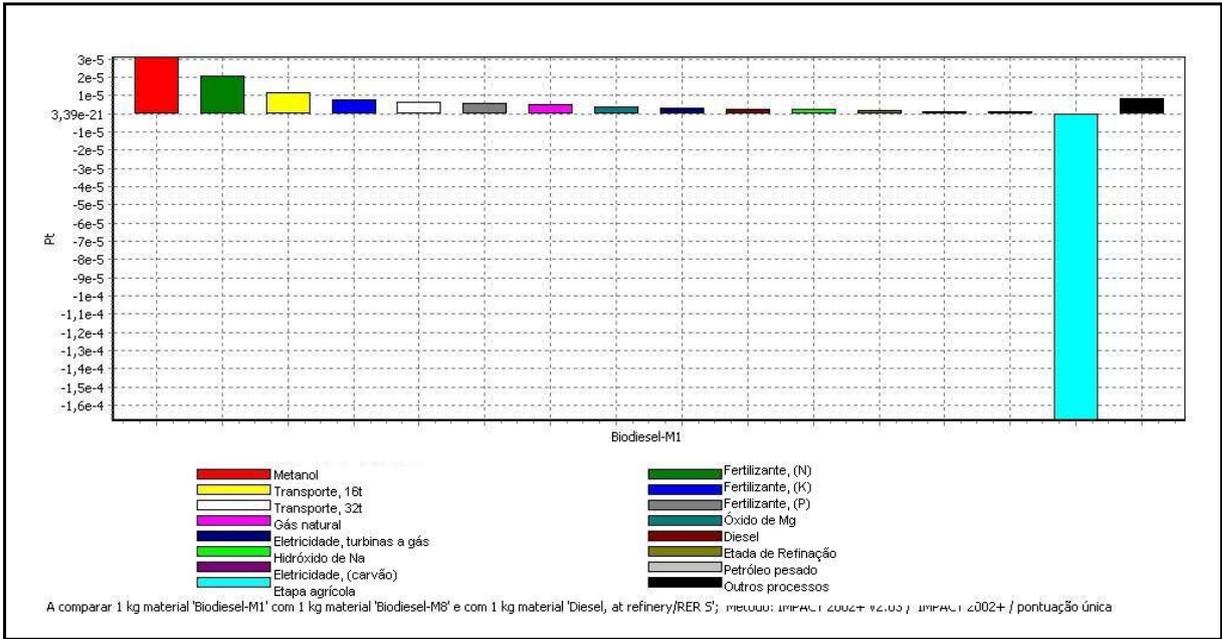
### 4.5.3 Pontuação Única do impacto do Biodiesel

Na procura de um indicador único do impacto ambiental de um produto, apresenta-se a avaliação da pontuação única. Neste são atribuídos fatores de ponderação para cada uma das categorias, a fim de calcular sob uma mesma unidade, o efeito de todas as categorias avaliadas em um valor total do impacto. Na Figura 74, apresenta-se a pontuação única para os três casos considerados. Como era de esperar, é possível observar a forte redução de recursos energéticos primários, assim como o efeito sobre a saúde humana. Mas, o maior aporte é o efeito positivo na redução da categoria das mudanças climáticas.

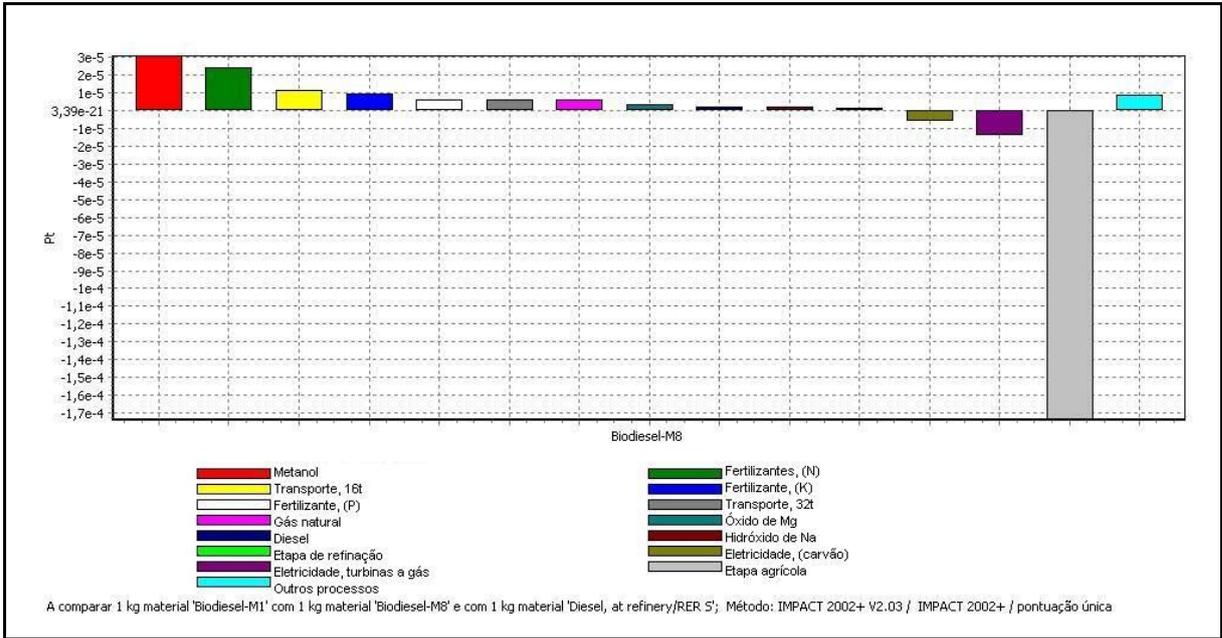


**Figura 74. Pontuação única na avaliação do impacto do Biodiesel vs Diesel.**

Na Figura 75 e na Figura 76, é apresentada a contribuição por etapas e materiais, baseada na Pontuação Única para a avaliação do impacto. Cabe salientar que neste caso, a pontuação inclui todas as categorias de impacto e não só as referentes ao aquecimento global e mudanças climáticas entre outras, como foi apresentado no item anterior. Assim, o consumo de metanol na transesterificação supera o impacto de Nitrogênio e Potássio utilizados nos fertilizantes, liderando o impacto ambiental no ciclo de vida do biodiesel.



**Figura 75. Contribuição na Pontuação única de etapas e materiais, na avaliação do impacto no caso C2.**

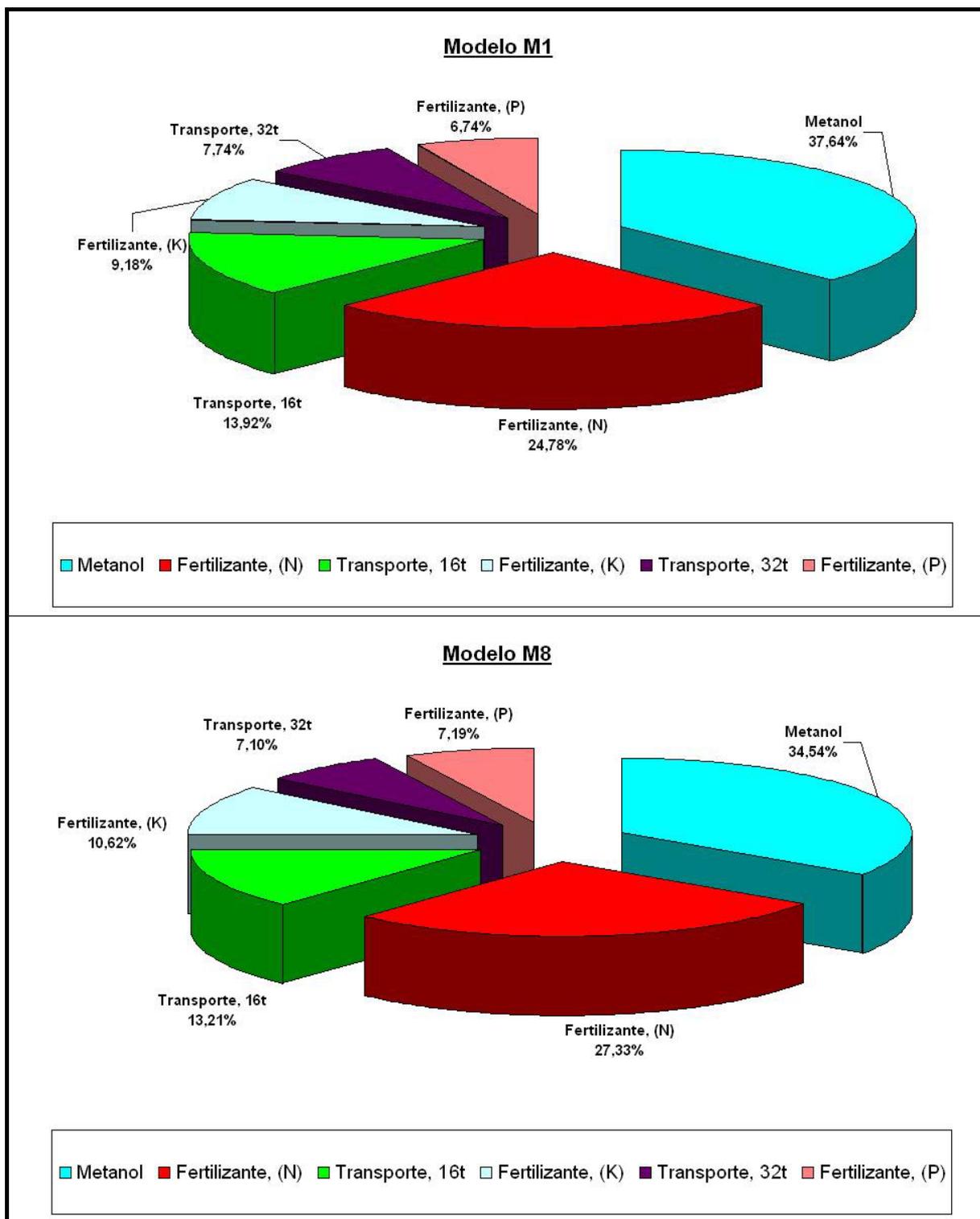


**Figura 76. Contribuição na Pontuação única de etapas e materiais, na avaliação do impacto no caso G.**

A Tabela 61, apresenta os valores reportados na pontuação única para os diferentes materiais e etapas do ciclo de vida do biodiesel, a fim de avaliar a sua contribuição. De forma gráfica, a contribuição para os dois casos de produção do biodiesel são apresentados na Figura 77.

**Tabela 61. Contribuição na pontuação única dos principais materiais e etapas no impacto do ciclo de vida do Biodiesel.**

Processo	Unidade	Biodiesel Caso C2	Contribuição (%)	Biodiesel Caso G	Contribuição (%)
Metanol,	Pt	3,10E-05	37,64	3,10E-05	34,54
Fertilizante (N)	Pt	2,04E-05	24,78	2,45E-05	27,33
Transporte, 16t	Pt	1,15E-05	13,92	1,19E-05	13,21
Fertilizante (K)	Pt	7,56E-06	9,18	9,53E-06	10,62
Transporte, 32t	Pt	6,37E-06	7,74	6,37E-06	7,10
Fertilizante (P)	Pt	5,55E-06	6,74	6,45E-06	7,19
Agrícola-M1	Pt	-1,68E-04			
Total	Pt	-5,85E-05		-7,93E-05	
Processos restantes	Pt	2,75E-05	33,41	-1,69E-04	



**Figura 77. Contribuição na pontuação única dos principais matérias e etapas no impacto do biodiesel.**

## **Capítulo 5**

# **CONCLUSÕES E PERSPECTIVAS FUTURAS**

Neste último capítulo são apresentados às conclusões e perspectivas futuras do presente estudo.

### **5.1 CONCLUSÕES**

Seguindo a mesma ordem, os resultados do trabalho serão apresentados seguindo o índice temático para o potencial de cogeração, seu impacto no balanço energético e a análise do impacto ambiental no ciclo de vida do biodiesel.

#### **5.1.1 Potencial de Cogeração**

Na primeira fase do trabalho foi apresentado o potencial do sistema de cogeração a partir da biomassa gerada no processo de extração de óleo. Os seguintes são os resultados mais relevantes:

- Foi avaliado o potencial de cogeração de várias misturas de biomassa gerada no processo de extração de óleo até 100% da sua utilização, incluindo as fibras, as cascas, os cachos vazios e o biogás gerado no sistema de tratamento de efluentes.

- O sistema de cogeração foi concebido para cumprir os requerimentos da paridade térmica com o processo de extração de óleo, com um fator de operação de 65%, utilizando turbinas a Contra pressão (TCP) e de Condensação – Extração (TCE).
- Baseado em parâmetros do vapor de 2000 kPa e 350°C para as misturas avaliadas, foram obtidos índices de geração de eletricidade desde 38 até 166 kWh por tonelada de CFF processado, usando TCE. Isto representa passar de um cenário no processo convencional com um índice de geração de 0,2 kWh kg<sup>-1</sup> para 0,87 kWh por kilograma de biodiesel produzido.
- A eficiência elétrica de geração pode aumentar de 9,21% até 16,8% com a utilização de turbinas de Condensação-Extração, representando 82% de incremento na eficiência do sistema.
- O consumo específico de calor no processo de cogeração pode diminuir de 39102 kJ kWh<sup>-1</sup> até 21425 kJ kWh<sup>-1</sup>, equivalente a uma redução de 45%.
- Fazendo uma análise paramétrica do potencial de cogeração, foi possível estabelecer que aumentando os parâmetros de vapor até 4500 kPa e 400°C, pode-se obter um índice de geração de eletricidade de 200 kWh por tonelada de CFF ou 1,05 kWh kg<sup>-1</sup> de biodiesel, uma eficiência elétrica de 20,1% e um consumo específico de calor 17900 kJ kWh<sup>-1</sup>.

### 5.1.2 Impacto da Cogeração no Balanço Energético do Biodiesel

Com a realização do inventário do ciclo de vida (ICV) para o biodiesel, foi possível identificar os processos e materiais de maior impacto no consumo energético durante a produção do biodiesel. Os resultados foram obtidos para os três casos estudo de empresas na Colômbia. Como indicador do balanço energético foi utilizada a relação energética Output/Input, fazendo a alocação do biodiesel com os demais co-produtos do sistema. A avaliação do impacto da cogeração no balanço energético, foi calculada a partir da consideração dos índices de geração de eletricidade obtido na modelagem em *GateCycle*. Os principais resultados do ICV, o balanço energético e o impacto da cogeração são apresentados a continuação:

- Na etapa agrícola os fertilizantes são responsáveis pelo 60,7-77,3% do consumo energético no ICV.
- Na etapa da extração de óleo, o vapor é o maior consumo energético na planta extratora com valores variando de 83,2% até 90,3% do consumo total de

energia. Embora, o vapor é gerado a partir da biomassa gerada no processo, e por tanto não é considerado no balanço pelo caráter bioenergético e não fóssil.

- Sem considerar o vapor, o consumo de combustível é o maior consumo energético na extração de óleo, com cerca de 5% do consumo total de energia.
- Na refinaria de óleo, o consumo de vapor representa o 71% do consumo total de energia neste processo.
- No processo de transesterificação, o consumo de Metanol representa o 75% do consumo total de energia, dada sua origem petroquímica.
- A relação energética Output/Input, calculada para o biodiesel sem o aporte dos cachos vazios como fertilizante, ficou entre 4,73 e 5,75. Esta diferença é devida a maior utilização de fertilizante e inexistência do sistema de cogeração.
- A relação energética O/I quando aproveitados os cachos vazios como fertilizante, ficou entre 4,86 e 5,95. Isto é, para cada unidade de energia fóssil utilizada na produção do biodiesel, até 5,95 unidades energéticas são disponibilizadas.
- Dentre as etapas avaliadas, o processo de transesterificação representa o 48,36% do consumo total de energia devido ao consumo de metanol, seguido pela etapa agrícola com o 32,36% influenciado pelo consumo de fertilizantes.
- Em relação a outros biodiesel produzidos no mundo, o biodiesel de óleo de palma apresenta a maior relação energética no seu ciclo de vida, superando a mamona do Brasil, a soja e o girassol nos Estados Unidos e a Europa, chegando ao melhor dos casos, a superar em 250% a seu concorrente. Quer dizer, se consideramos o mesmo poder calorífico no biodiesel para disponibilizar uma quantidade similar de energia, serão requeridas 3,5 unidades de biodiesel de soja ao invés de só uma unidade de biodiesel de óleo de palma. Este índice chama a atenção para o cálculo do requerimento de terras para cultivos energéticos.
- Para baixos níveis de geração de eletricidade com cogeração, o índice O/I no balanço energético diminui um pouco, sendo a exceção o modelo de referência (modelo A), onde é consumido 75% das fibras e cascas, resultando um resíduo de biomassa contabilizado energeticamente pelo seu poder calorífico. Isto faz com que o indicador O/I se incremente. Entretanto, a relação O/I muda entre valores de 4,71 e 4,88, mostrando pouca variação entre os modelos avaliados.

- Para os maiores índices de geração de eletricidade usando TCE, a relação O/I atinge o nível mostrado pelo modelo sem cogeração com biomassa como resíduo.
- A cogeração incrementa a eficiência no aproveitamento energético da biomassa. Mas, ao quantificar no modelo inicial sem cogeração a biomassa pelo seu poder calorífico, resulta em um nível superior a relação O/I, do que quando o processo de cogeração é realizado. Isto é devido às perdas de energia geradas no processo de geração de vapor e eletricidade. O conceito da relação O/I neste caso, não tem em consideração o processo de transformação da energia disponível nos co-produtos quando estimado a partir de seu poder calorífico, e por tanto superestima o cociente O/I. Pode-se concluir que a comparação desta relação deveria ser feita até o aproveitamento final dos co-produtos, seja como material ou serviço disponível.

### 5.1.3 Análise do impacto ambiental no ciclo de vida do Biodiesel

Esta análise foi feita utilizando o software SimaPro de *PreConsultants* versão 7.0.2. e bando de dados da EcoInvent, com adaptação da eletricidade para Colômbia, segundo Ugaya, (2007). Nesta análise foram considerados três casos, identificados como os casos C2, G e para o Diesel (na refinaria). O caso C2 representa o caso de referência para as condições convencionais de produção sem cogeração. O caso G, considera o máximo aproveitamento da biomassa na produção de eletricidade. Finalmente o caso referência neste caso é o diesel na refinaria. Os resultados mais importantes são apresentados a continuação:

- O maior efeito na redução do impacto ambiental para os casos C2 e G em relação ao Diesel, acontece na categoria do consumo de recursos energéticos não renováveis, do Aquecimento Global, do esgotamento da camada de ozônio, a geração de substâncias inorgânicas e o uso do solo.
- A produção do Biodiesel, nos dois casos, apresenta valores superiores que o Diesel nas categorias dos efeitos Carcinogênicos pela utilização de fertilizantes e na eutrofização aquática pela geração de efluentes com carga orgânica.
- Na categoria de impacto de **Aquecimento Global**, a fertilização com Nitrogênio é responsável pela maior contribuição, seguido pelo consumo de metanol e a fertilização com Potássio. A etapa agrícola apresenta uma grande contribuição

positiva, na redução do aquecimento global devido à captura de 1,8 kg equivalente de CO<sub>2</sub> na cultura da palma.

- Na categoria do impacto do **Esgotamento da camada de Ozônio**, o metanol é o fator com maior incidência, seguido pelo transporte e o consumo de diesel nos processos restantes. A contribuição positiva apresentada pelo Caso G com a cogeração, e devida à redução da eletricidade gerada a partir do gás natural.
- Na categoria de impacto do **Uso do Solo**, o fator de maior incidência é o transporte de baixa capacidade e a geração de eletricidade via central hidroelétrica, seguido pelo consumo de metanol. Dada a forte participação da hidroeletricidade na Colômbia, 81%, o efeito na ocupação e uso do solo é importante para o caso de referência C2, assim o caso G com a cogeração tem um importante efeito positivo nesta categoria.
- Na categoria de impacto do **Consumo de Recursos Energéticos Não Renováveis**, o principal efeito é devido ao consumo de metanol no processo de transesterificação, seguido pelo consumo de gás natural e Potássio como fertilizante.
- Baseados nos valores dos índices de caracterização do impacto ambiental, a cogeração no ciclo de vida do biodiesel em relação ao modelo de referência, reduz em 148% o efeito negativo no Uso do Solo, 33% o Esgotamento na camada de ozônio, 17% o consumo de energia não renovável e 7,6% o aquecimento global.
- Com relação ao Diesel de origem petroquímico, o Biodiesel de palma que dispõe de sistema de cogeração, reduz em 465% o aquecimento global, em 113% o Uso do solo, em 96% o esgotamento na camada de ozônio e em 89% o consumo de energia renovável. Ainda, apresenta um incremento de 72% de compostos cancerígenos e de um 206% a eutrofização aquática.
- Quando feita a normalização dos resultados do ICV, foi estabelecido que o principal efeito do biodiesel acontece na redução do Aquecimento Global, o consumo de energia renováveis e a geração de substâncias inorgânicas.
- Finalmente na avaliação do impacto com a pontuação única, o maior impacto positivo do biodiesel apresenta-se na categoria das Mudanças Climáticas. Foi estabelecido o metanol como o fator de maior importância no impacto ambiental com 37% do impacto, seguido pelo Nitrogênio com o 25% e o transporte (de 16 ton) com 14%.

## 5.2 PERSPECTIVAS FUTURAS

- Considerar parâmetros de geração de vapor mais altos, similares ao obtidos nas usinas de açúcar.
- Considerar novos índices de avaliação do consumo energético no ciclo de vida que considerem a transformação final dos co-produtos.
- Considerar a concorrência na utilização do solo para a produção de biodiesel e alimentos, em uma análise ambiental integrada.
- Realizar uma análise de sensibilidade para os fatores de maior efeito no impacto ambiental do ciclo de vida do biodiesel, utilizando técnicas como a Análise de Monte Carlo.
- Considerar outras tecnologias mais eficientes e produtivas na etapa agrícola como a produção de fruto orgânico e o controle biológico de pragas, assim como na extração de óleo um menor consumo de energia térmica. No processo de transesterificação seria importante a avaliação do etanol em substituição do metanol, assim como a produção a partir dos ácidos graxos.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABIPTI, 2005.** *Avaliação do ciclo de vida: a ISO 14040 na América Latina.* Organizadores, Armando Caldeira-Pires, Maria Carlota de Souza-Paula, Roberto C. Villas Boas. Brasília: Abipti, 2005. ISBN 85-89263-04-5
- ABNT, 2004.** NBR ISO 14040. *Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Princípios e estrutura.* Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 2004.
- ABNT, 2004.** NBR ISO 14041. *Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Definição e objetivo e escopo e análise de inventário.* Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 2004.
- ABNT, 2004.** NBR ISO 14042. *Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Avaliação do Impacto do Ciclo de Vida.* Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 2004.
- ABNT, 2004.** NBR ISO 14043. *Gestão Ambiental – Avaliação do ciclo de vida – Interpretação do Ciclo de Vida.* Associação Brasileira de Normas Técnicas. Rio de Janeiro, 2004.
- ALMEIDA, M.C. 2006.** *Sustentabilidade de sistemas energéticos à base de biomassa vegetal: Avaliação de ciclo de vida e de externalidades aplicados aos produtos da Cana de açúcar.* Tese (Doutorado). Instituto de Electrotécnica e Energia – USP. São Paulo.

- ANDRESS, DAVID. 2002.** Ethanol Energy Balances. Document prepared by David Andress & Associates, Inc for UT-Battelle LLC and Office of Biomass Programs, U.S. Department of Energy, subcontract 4000006704. Accessed <http://egov.oregon.gov/ENERGY/RENEW/Biomass/docs/FORUM/EthanolEnergyBalance.pdf>
- ANEEL – CENBIO - PNUD – CTBRASIL. 2000.** Relatório projeto BRA/00/29. Medidas mitigadoras para a redução de gases de efeito estufa na geração termelétrica.
- ARANDA, D. 2005.** Apresentação "Biodiesel Production - First Generation in Brasil" na "World Fuels Conference 2005", Rio de Janeiro, junho/2005. (disponível em [http://www.eq.ufrj.br/docentes/donato\\_web/world\\_fuels\\_conference.pdf](http://www.eq.ufrj.br/docentes/donato_web/world_fuels_conference.pdf))
- ARRIETA, F., TEIXEIRA, F., YÁÑEZ, E, LORA, E. 2007.** Cogeneration potential in the Columbian palm oil industry: three case studies. *Biomass and Bioenergy*, 31, 503-511, 2007.
- AUSTRALIAN GREENHOUSE OFFICE. 2006.** Technical guideline generator Efficiency Standards, version 1.2, commonwealth of Australia, 72 p.
- BALESTIERE, J. 2002.** *COGERAÇÃO: geração combinada de eletricidade e calor.* Florianopolis: Editor da UFSC, 2002. 279 p.
- BARNWALL, B.K.; SHARMA, M. P. 2005.** Prospects of biodiesel production from vegetable oils in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol 9 (2005) 363-378.
- BORKEN, J.; PATYK. A; REINHARDT, E.A. 2006.** Basic data for life cycle assessment. Vieweg publishers, Germany.
- BOSS, E. A., 2000.** *Análise do desempenho de plantas de extração de óleo convencionais e de processos supercríticos.* Tese de Mestrado Faculdade de Engenharia Química - Unicamp, pág 91, fevereiro/2000.

- BOTHA, T., VON BLOTTNITZ, H. 2006.** A comparison of the environmental benefits of bagasse-derived electricity and fuel ethanol on a life-cycle basis. *Energy Policy* 34 (2006) 2654–2661.
- BTAC, 2002.** *Feedstock Resource Vision Goals*. Established by the Biomass Research & Development Technical Advisory Committee.
- CADERNO NAE 2, 2005.** Núcleo de Assuntos Estratégicos da Presidência da República do Brasil, Cadernos NAE - Processos estratégicos de longo prazo - Número 2 / 2005 - Biocombustíveis, pág 85, janeiro/2005. (<http://www.nae.gov.br/biocombustiveis.htm>).
- CARDONA, E., PIACENTINO, A. 2005.** A new approach to exergoeconomic analysis and design of variable demand energy systems. *Energy*, vol 31, pp 490-515.
- CASTILLO, C. 2004.** Carbon capture potential of oil palm in Colombia. *Palmas* Vol 25 No Especial, Tomo II.
- ÇENGEL, YUNUS; BOLES MICHAEL. 1997.** *TERMODIÁMICA*. Segunda edição. Mac Graw Hill.
- CENIPALMA, 2006.** Balance de pérdidas de aceite y almendra regional y nacional. Relatório interno, Programa de Plantas de Benefício.
- CENIPALMA – UIS/CEIAM, 2005.** Análisis Energético Preliminar del proceso de Beneficio de Aceite de Palma en tres Extractoras Colombianas. (Relatório Interno).
- CENIPALMA – NEST/UNIFEI, 2005.** Valoración de las oportunidades de cogeneración en la agroindustria del aceite de palma. (Relatório Interno).
- CENIPALMA, 2005.** Informe general de Cenipalma, Congreso nacional de cultivadores de palma de aceite. Cartagena, 2005.
- COGEN 3 FOLLOW-UP ACTIVITIES. 2005** “Highest Cogeneration Efficiency from palm oil wastes: TSH Bio-Energy Sdn Bhd is the first in the world to do it!”. [http://www.aseanenergy.org/cogen3followup/docs/infosheets/TSH\\_infosheet\\_final.pdf](http://www.aseanenergy.org/cogen3followup/docs/infosheets/TSH_infosheet_final.pdf)

**COGEN 3, 2003.** National energy policy review - Malaysia. [www.cogen3.net](http://www.cogen3.net)

**COMITRE, V. 1993.** *Avaliação energética e aspectos econômicos da filière soja na região de Ribeirão Preto -SP. 1993.* Tese de Mestrado. Faculdade de Engenharia Agrícola, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

**CRUVINEL, P. 2005.** Agronegócio do biodiesel e oportunidades para o Brasil. CGEE.

**DA COSTA, R. LORA, E. YÁÑEZ, E. 2006.** “The energy balance in the production of palm oil biodiesel”. Two case studies in the Brazil and Colombia. World Bioenergy Congress in Sweden, 2006.

**DE QUEIROZ, M. S. 2006.** “Conferência e exposição bienal iniciativa do ar limpo nas cidades da América latina”. PETROBRAS. São Paulo, jul., 2006.

**DE QUEIROZ, MOZART. 2006.** A experiência brasileira em biocombustíveis. Petrobras, São Paulo, 26 de julho de 2006. Conferência e exposição bienal iniciativa do ar limpo nas cidades de América Latina.

**DEMIRBAS, A. 2003.** Biodiesel fuels from vegetable oils via catalytic and non-catalytic supercritical alcohol transesterifications and other methods: a survey. *Energy Conversion and Management*. 44, (2003), 2093-2109.

**DURANTE, D.; MILTENBERGER, M. 2004.** *Net Energy Balance of Ethanol Production.* Issue Brief, a Publication of Ethanol Across America. Accessed [http://www.ethanolacrossamerica.net/04CFDC-003\\_IssueBrief.pdf](http://www.ethanolacrossamerica.net/04CFDC-003_IssueBrief.pdf)

**DUVAL, Y. 2001.** Environmental impact of modern biomass cogeneration in Southeast Asia. *Biomass and energy*, vol 20, pp 287-295.

**EDUCOGEN, 2001.** A GUIDE TO COGENERATION. The European Association for the promotion of Cogeneration. [www.cogen.org](http://www.cogen.org)

**EDUCOGEN, second edition, December, 2001.** The European Association for the promotion of Cogeneration. <http://www.cogen.org/projects/educogen.htm>.

- EUROPEAN COMMISSION, 2004.** Bio-energy's role in the EU energy market a view of developments until 2020.
- FBDS. 2005** “Liquid biofuels for transportation in Brazil”. Study commissioned by the German Technical Cooperation (GTZ), nov., 2005.
- FEDEPALMA, ANUARIO ESTADÍSTICO 2007.** La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y en el mundo 2002-2006, Fedepalma, 2007.
- GAGNON, L., BELANGER, C., UCHIYAMA, Y. 2002.** Life-cycle assessment of electricity generation options: The status of research in year 2001. *Energy Policy* 30 (2002) 1267–1278.
- GARTEN ROTHKOPF. 2007.** A blueprint for green energy in the Americas strategic analysis of opportunities for Brazil and the hemisphere featuring: the global biofuels outlook. Prepared for the Inter-American Development Bank.
- GATECYCLE, 5.51. 2003.** General Electric software.
- GERPEN, J.; SBRESTHA, D. 2008.** Update on Soybean Biodiesel Energy Balance Study. University of Idaho. National Biodiesel Board Congress, Feb, 2008.
- HANS LARSEN, JENS KOSSMANN AND LEIF SONDERBERG PETERSEN. 2007.** Risø Energy Report 2. New and emerging bioenergy technologies edited by Risø National Laboratory.
- HUSAIN, Z., ZAINAL, Z.Z., ABDULLAH, M.Z. 2003.** Analysis of biomass-residue-based cogeneration system in palm oil mills. *Biomass and Energy*, vol 24, pp117-124.
- IEA, RENEWABLE ENERGY, 2006.** Situation and Outlook.
- IICA, 2006.** Cultivo de la Palma Africana – Guía Técnica. Disponible [http://www.iica.int.ni/BioFuel/Guia\\_Tecnica\\_Palma\\_Africana.pdf](http://www.iica.int.ni/BioFuel/Guia_Tecnica_Palma_Africana.pdf)
- ISO 14040:2001.** Environmental management – life cycle assessment – principles and framework.

- ISO 14041:2004.** Environmental management—life cycle assessment—goal and scope definition and inventory analysis.
- ISO 14042:2004.** Environmental management—life cycle assessment—life cycle impact assessment.
- ISO 14043:2004.** Environmental management—life cycle assessment—life cycle interpretation.
- ITC. 2005.** Production and utilization biofuel's derived of vegetable oils. Document of the Italian thermo-technical committee. Lombardia region. Italian, 2000. Available from: <http://www.cti2000.it/virt/cti2000/headbio.html> accessed on April 2005
- J.B. HOLM-NIELSEN, M. MADSEN, P.O. POPIEL. 2006.** Predicted energy crop potentials for bioenergy, worldwide and for eu-25. World bioenergy 2006. Conference on Biomass for Energy. Jönköping – Sweden.
- JANULIS, P. 2003.** Reduction of energy consumption in biodiesel fuel life cycle laboratory of agrotechnological research, institute of environment, Lithuanian University of Agriculture, Lithuania, 2003.
- JOLLIET, O.; MARGNI, M.; CHARLES, R.; HUMBERT, S.; PAYET, J.; REBITZER, G. and ROSENBAUM, R. 2003.** IMPACT 2002+: A new life cycle Impact Assessment Methodology. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 10 (6), 2003.
- KAYS, W.M. and LONDON A.L. 1984.** Compact heat exchangers, third edition, McGraw-Hill Book Company, New York.
- KIM, S., DALE, B. 2005.** Life cycle assessment of various cropping systems utilized for producing biofuels: bioethanol and biodiesel. *Biomass and Bioenergy*, 29 (2005) 426–439.

- LACROSSE, L., SHAKYA, S.K. 2004.** Clean and efficient biomass cogeneration in ASEAN, Power-Gen Asia Conference and Exhibition, 5-7 October 2004, Bangkok, Thailand. <http://cogen3.net/doc/articles/cleanandefficientbiomasscogeneration.pdf>
- LIFE CYCLE INITIATIVE. 2005.** Life Cycle Approaches: The road from analysis to practice. United Nations Environment Programme – UNEP
- LORA, E.; DO NASCIMENTO, M. 2004.** GERAÇÃO TERMELÉTRICA: Planejamento, Projeto e Operação. Rio de Janeiro: Interciencia, 2004. 2 volumes (1296 p).
- LURGI, Biodiesel. 2007.** Proposta da tecnologia Lurgi na produção do Biodiesel. Silvio Pedrotti. [spedrotti@lurgi.com.br](mailto:spedrotti@lurgi.com.br)
- MACEDÔNIO, C; PICCHIONI, S. A. 1985.** Metodologia para o cálculo do consumo de energia fóssil no processo de produção agropecuária, Curitiba: Secretaria de Estado da Agricultura.
- MAHLIA, T.M.I., ABDULMUIN, M.Z., ALAMSYAH, T.M.I., MUKHLISHIEN, D. 2001.** An alternative energy source from palm waste industry for Malaysia and Indonesia. *Energy conversion and Management*, vol 42, pp 2109-2118.
- MAHLIA, T.M.I., ABDULMUIN, M.Z., ALAMSYAH, T.M.I., MUKHLISHIEN, D. 2003.** Dynamic modeling and simulation of a palm wastes boiler. *Renewable Energy*, vol 28, pp 1235-1256.
- MAKOWER, J.; PERNICK, R.; WILDER, C. 2006.** Clean energy trends 2006. March 2006.
- MOHAMED HARIMI, M.M.H. MEGAT AHMAD, S.M. SAPUAN, AZNI IDRIS. 2005.** Numerical analysis of emission component from incineration of palm oil wastes. *Biomass and Bioenergy*, vol 28, pp 339-345.
- NAPPO, M., 2005.** Apresentação "COMPETITIVIDADE ECONÔMICA DO BIODIESEL NO BRASIL" no "Seminário Combustíveis, Lubrificantes e Aditivos: Panorama Automotivo no Brasil", promovido pela AEA (Associação Brasileira de Engenharia Automotiva), São Paulo, 31/03/2005.

**NBB, National Biodiesel Board. 2007.** Disponível em Agosto de 2007 :  
<http://www.biodiesel.org/>.

**NETO, J.A. CRUZ, R., ALVES, J., PIRES, M., ROBRA, S., PARENTE JR E. 2004.**  
Energy balance of ester methyl and ethyl of castor oil plant oil. in Brazilian congress of  
castor oil plant, Campina Grande- Brasil 2004.

**NETO, J A.A.; DUTRA, A.C.; PIRES, M.M.; DA CRUZ, R.S. 2005.** Produção de  
biodiesel em escala piloto: parte 3- aspectos ambientais. Disponível em:  
<http://www.biodiesel.gov.br/docs/congressso2006/producao/aspectosambientais34.pdf>

**OECD, 2004.** Biomass and agriculture, sustainability markets and policies.

**OIL WORLD ANNUAL, 2006.**

**OLIVEIRO, J.; BARREIRA, S.; RANGEL, S. 2007.** Integrated biodiesel production in  
barracol sugar and alcohol mill. 26th ISSCT congress in Africa, 2007.

**OMER, A. M. 2007.** Energy, environment and sustainable development. Renewable and  
sustainable energy reviews. Available online 2 July 2007.

**PATYK, A., REINHARDT G.A. 1997.** Düngemittel - Energie-und Stoffstrombilanzen  
(Fertilizers - Energy and Material Flow Balances). Verlag Vieweg, Braunschweig -  
Wiesbaden, 1997.

**PATYK, A., REINHARDT, G.A., GÄRTNER, S.O. 2003.** Internal update of  
environmental impacts for fertilizers, Heidelberg, 2003.

**PEHNT, M. 2006.** Dynamic life cycle assessment (LCA) of renewable energy technologies.  
*Renewable Energy*, 31 (2006) 55–71.

**PIMENTEL, D. 1980.** *Handbook of energy utilization in agriculture*. Boca Raton, CRC:  
Press, 1980.

**PIMENTEL, C.; PIEROBON, E.; DA COSTA, R. 2007.** Formação do mercado de  
biodiesel no Brasil. Bndes setorial, rio de janeiro, n. 25, p. 39-64, mar. 2007.

- PRASERTSAN, S., SAJJAKULNUKIT, B. 2006.** Biomass and biogas energy in Thailand: potential, opportunities and barriers. *Renewable energy*, vol 31, 2006, pp 599-610.
- REINHARDT, G. IFEU, Germany. 2006.** Comunicação pessoal em 12/04/2006.
- RENOU, S.; THOMAS, J.S.; AOUSTIN, E.; PONS, M.N. 2007.** Influence of impact assessment methods in wastewater treatment LCA. *Journal of Cleaner Production*, 2007. Article in press, available online.
- REPORT TO THE EUROPEAN COMMISSION, 2004.** Bio-energy's role in the EU energy market a view of developments until 2020.
- RIBEIRO, N. 2006.** O processo de transesterificação. 2ª Reunião projeto RECOMBIO – BRASIL. Universidade Federal da Bahia. 2006.
- RIEDACKER, ARTHUR. 2007.** A global land use and biomass. Approach to reduce greenhouse gas emissions, fossil fuel use and to preserve biodiversity. Nota di lavoro, june 2007. Ccmp – climate change modelling and policy. Arthur riedacker, inra unité mona. The fondazione eni enrico mattei note di lavoro series index: <http://www.feem.it/feem/pub/publications/wpapers/default.htm>
- SALLES, ANA CLAUDIA NIOAC DE. 2004.** *Metodologias de análise de risco para avaliação financeira de projetos de geração eólica*. Tese de Mestrado, planejamento energético, 2004. Universidade federal do rio de janeiro, COPPE.
- SAMBANTHAMURTHI, R.; SUNDRAM, K. TAN, Y. 2000.** Chemistry and biochemistry of palm oil. *Progr Lipid Research*, 2000; 39, (6): 507-558.
- SCHUCHARDT, SERCHELI AND VARGAS, J. BRAZ. 1998.** *Chem. Soc.* Vol 9 (1), 199-210 1998.
- SCHMIDT, J. 2004.** The importance of system boundaries for LCA on large material flows of vegetable oil. Text version of poster presented to the fourth World SETAC Congresso, 14-18. Pórtland, Oragon, USA.

- SEIXAS, M. 2007.** El potencial y los desafíos de la agroenergía y de los bio-combustibles en las Américas. IICA, subdirector general adjunto, [mario.seixas@iica.int](mailto:mario.seixas@iica.int)
- SHEEHAN, J., CAMOBRECO, V., DUFFIELD, J., GRABOSKI, M. AND SHAPOURI, H. 1998.** Final report: life cycle inventory of biodiesel and petroleum diesel will be used in an urban bus. Nrel/sr-580-24089 uc category 1503. USA, 1998.
- SUMATHI, S.; CHAI, S.P.; MOHAMED, A.R. 2007.** Utilization of oil palm as a source of renewable energy in Malaysia. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*. Accepted in June 2007. Available on line, [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com)
- ULBANERE, R. C. 1988.** *Análise dos balanços energético e econômico relativa à produção e perda de grãos de milho no Estado de São Paulo*. Tese de Doutorado - Faculdade de Ciências Agrônomicas, Universidade Estadual Paulista, Botucatu, 1988.
- UGAYA, C. 2007.** Adaptação eletricidade na base de dados do EcoInvent. Contato pessoal.
- UNEP, UNITED NATIONS ENVIRONMENT PROGRAM. 2005.** Life cycle approaches, the road from analysis to practice. UNEP/ Setac Life Cycle Initiative.
- UPME. 2006.** Plan de Expansión de Referencia, 2006-2020, Generación y transmisión. Unidad de Planeamiento Minero Energética-UPME-Colombia. Ministerio de Minas y Energía. [www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)
- US DEPARTMENT OF ENERGY , US DEPARTMENT OF AGRICULTURE. 2006** Biomass as feedstock for a bioenergy and bio-products industry: the technical feasibility of a billion-ton annual supply.
- WALDEN, D. 2005.** Production of electricity and heat from biomass and agricultural byproducts  
Bronzeoak  
Limited.[www.resourcesaver.com/file/toolmanager/O105UF1139.pdf](http://www.resourcesaver.com/file/toolmanager/O105UF1139.pdf).
- WICKE, B.; DORNBURG, V.; FAAIJ, A.; JUNGINGER, M. 2007.** A greenhouse Gas Balance of Electricity Production from Co-Firing Palm Oil Products from Malaysia.

Final Report. University Utrecht, Copernicus Institute, Department of science technology and Society. May 2007. ISBN 978-90-8672-023-1

**WOOD, B.J; CORLEY, R.H.V. 1991.** The Energy Balances of Oil Palm Cultivation. In: PORIM International palm oil conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 1991.

**WORLD HEALTH ORGANIZATION.** Health statistics and health information systems. Available on: <http://www.who.int/healthinfo/boddaly/en/>

**WORLDWATH INSTITUTE AND GTZ. 2007.** Renewable global Status, report 2006 update. Acceso online, [www.ren21.net](http://www.ren21.net)

**YACOB, S.; HASSAN, M.; SHIRAI, Y.; WAKISAKA, M.; SUBASH, S. 2006.** Baseline study oh methane emission from anaerobic ponds of palm oil mill effluent treatment. *Science of the total environment*, 366, pp 187-196.

**YÁÑEZ, E., LORA, E, VENTURINI, O. 2007.** The efficient use of biomass residues as a way to optimize the net primary energy gain of the production of palm oil metil-ester. Proceeding International Palm Oil Congress in Malaysia, 2007.

**YUSSOF, S. 2006.** Renewable energy from Palm oil – innovation on effective utilization of waste, *Journal of Cleaner Production*, 14, pp 87-93.

**YUSSOF, S. HANSEN, S.B. 2005.** Feasibility study of performing na life cycle assessment on crude palm oil production in Malaysia. International Journal of life cycle assessment. LCA case studies. Online first August 2005.

**ZAIRIN, A.I. 2003.** Renewable Energy Case Study in Malaysia: Oil Palm Biomass for Power Generation, Paper presented at the Conference Renewable Energy on the Market 17-19 September 2003. Disponible para download en el site [www.mem.dk/reconference/](http://www.mem.dk/reconference/) d



## Apêndice A

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – A.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

## A.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Model: PACP Case: PACP

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/16/08 11:38

Last Execution Status Converged

Page 1 of 31  
01/16/2008 11:40

### Overall System Results

Model ID	PACP		
Case ID	PACP		
Case Description	CONVENCIONAL		
Power:	-----		
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	1846.3 kW	1818.6 kW	1780.7 kW
Gas Turbine	-0.0380815 MW		-0.0373199 MW
Plant Total			1.74335 MW
Losses:	-----		
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	27.69 kW	37.94 kW	
Gas Turbine	-0.7616 kW	0.0 kW	

LHV Energy Input: -----  
 Total LHV Fuel Cons. 18936 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 18936 kJ/sec

Efficiency: -----  
 LHV Efficiency LHV Heat Rate  
 Gas Turbine 0.0  
 Net Cycle 9.20626 39102 kJ/kW-hr  
 Adjusted 9.20626 39102 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
 Equivalent Power Equivalent Fuel  
 Credit 0.0 kW 0.0 kJ/sec

BOP Calculations and Losses Settings: -----  
 ST Generator Efficiency 0.9800

GateCycle Report - Case Report

Page 12 of 31  
 01/16/2008 11:40

Model: PACP Case: PACP  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 11:38  
 Last Execution Status Converged

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

-----  
 Solid Fuel Flow 1.2813 kg/sec  
 Bottom Ash Flow 0.0230253 kg/sec  
 Fly Ash Flow 0.0427612 kg/sec

Main Inputs: -----  
 Boiler Load Method Flag Total Fuel Flow  
 Desired Total Fuel Flow 1.2813 kg/sec  
 Total Fuel Flow 1.2813 kg/sec

Current Values: -----  
 LHV Heat Load 18936 kJ/sec  
 HHV Heat Load 21013 kJ/sec  
 Total Fuel Flow 1.2813 kg/sec  
 Duty @ Furnace Walls 11317 kJ/sec  
 Duty @ Radiant SH 656.49 kJ/sec  
 Duty @ Radiant RH 0.0 kJ/sec  
 Current Heat Input / BFW 3176.7 kJ/kg  
 BFW Flow 5.99189 kg/sec  
 Cur. Boiler Efficiency 0.6284  
 Cur. Adiab. Flame Temp. 1713.7 C  
 Cur. Calc. Heat Rel. Rate 252.67 kW/m2  
 Cur. Stat. Heat Rel. Rate 67.61 kW/m2

Overall Equiv. U(htc) 0.2200 0.1466 0.0 kJ/sec-m2-K

Combustion Air Control: -----  
 Combustion Method Flag Fraction (vol) O2 in Dry Exhaust  
 Desired O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.04  
 O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0399987  
 Excess Air Fraction 0.2324  
 O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0399987  
 O2 Frac. in Wet Exh. Gas 0.0329392  
 Desired Exh. Gas Temp. 700.00 C

Coal Fuel: -----  
 Solid Fuel Flow 1.2813 kg/sec  
 Solid Fuel Temp. 27.00 C  
 Solid Fuel Enthalpy 23.11 kJ/kg  
 Proximate Analysis:

Solid Fuel Volatile Matter Frac.	0.5492
Solid Fuel Carbon Fraction	0.1441
Solid Fuel Ash Fraction	0.0477
Solid Fuel Water Fraction	0.2590

Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag		As Received
Ultimate Analysis	As Received	Moist. Free
Carbon (by Weight)	0.3644	0.4917
Hydrogen	0.0453065	0.0611424
Oxygen	0.2736	0.3693
Nitrogen	0.00810117	0.0109328
Sulphur	0.00190027	0.00256447
Ash	0.0477	0.0643725
Water	0.2590	

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Main Inputs: -----

Generator Efficiency Method Flag	Specified Generator Efficiency
Desired Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Generator Efficiency	0.9850

Connected Icons: -----

ID for Icon on Shaft.	ST1
Shaft Power for Icon	1846.3 kW
ID for Icon on Shaft.	

Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Losses	27.69 kW
Shaft Power	1846.3 kW
Generator Terminal Power	1818.6 kW
Generator Reactive Power (kVAR)	1127.1

Current Values 0 Margin: -----

Overall Generator Efficiency w/o Margin	0.9850
Overall Losses w/o Margin	27.69 kW
Generator Shaft Power w/o Margin	1846.3 kW
Generator Terminal Power w/o Margin	1818.6 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin	1127.1

Design Values: -----

Generator Rating (kVA)	50000
Rating Coolant Pressure	515.04 kPa
Generator RPM	3600.0

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Values: -----

Net ST Section Power	1846.3 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	1846.3 kW
Current Overall Efficiency	0.8707
Exergetic Efficiency	0.9700

Main Inputs: -----

Design Efficiency Method	Isentropic Expansion Efficiency
User-Input Efficiency	0.8800
Design Press. Method	Throttle Pressure Set Upstream
Design Extraction Press. Method	Input Extraction Pressures
Design Exit Press. Method	No Exit Pressure Drop

Do NOT disable Critical Pressure correction for modified stodola pressure calc

Pressure	Stodola Cq	AEN	K-Factor^2
----------	------------	-----	------------



## Apêndice B

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO- B.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

### B.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Page 1 of 44

Model: PALCTW Case: PALCTW

01/16/2008 12:49

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/16/08 12:48

Last Execution Status Converged

#### Overall System Results

Model ID PALCTW  
Case ID PALCTW  
Case Description CTwer-Model

Case Notes: -----

Power: -----

	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	1991.3 kW	1961.4 kW	1904.5 kW
Gas Turbine	-0.050095 MW		-0.0490931 MW
Plant Total			1.85537 MW

Losses: -----

	Generator Losses	Aux & BOP Losses
Steam Cycle	29.87 kW	56.93 kW
Gas Turbine	-1.0019 kW	0.0 kW

LHV Energy Input: -----

Total LHV Fuel Cons. 20234 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 20234 kJ/sec

Efficiency: -----  
                   LHV Efficiency           LHV Heat Rate  
 Gas Turbine 0.0  
 Net Cycle 9.16944                   39259 kJ/kW-hr  
 Adjusted 9.16944                   39259 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
                   Equivalent Power       Equivalent Fuel  
 Credit 0.0 kW                   0.0 kJ/sec

BOP Calculations and Losses Settings: -----  
 Ignore Comp. Power Requ. No  
 ST Generator Efficiency 0.9800

GateCycle Report - Case Report Page 11 of 44  
 Model: PALCTW Case: PALCTW 01/16/2008 12:49  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 12:48  
 Last Execution Status Converged

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Main Inputs: -----  
 Condenser Modelling Method                   Desired Exit Pressure  
 Desired Exit Pressure 9 kPa  
 Pressure 9 kPa  
  
 CW Method Flag                               Fixed Cooling Water Temp. Rise  
 Desired CW Temp. Rise 11.00 C  
 Fixed CW Temp. Rise 11.00 C

Current Values: -----  
 Surface Area 465.93 m2  
 Calculated Effectiveness 0.9710  
 Calculated Duty 4129.6 kJ/sec  
 Fixed CW Temp. Rise 11.00 C  
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.7458  
 Calculated NTU 3.53898  
 Overall Heat Trans. Coeff. 2.85 kJ/sec-m2-K  
 CW Specific Volume 0.001005 m3/kg  
 Logarithmic Mean Temperature Difference 3.1097 C  
 Terminal Temperature Difference 0.3291 C  
 Number of Tubes 0.0  
 Number of Passes 2

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Water Inlet	89.802	43.46	200.00	182.07	0.0
Water Outlet	89.802	32.44	97.51	135.96	0.0
Makeup	1.8046	27.00	101.33	113.22	0.0
Blowdown	0.4503	32.44	97.51	135.96	0.0
Gas Inlet	91.920	27.00	97.51	11.73	1.0
Gas Outlet	93.273	35.60	97.30	20.80	0.9800
Cooling Zone Water O	88.448	32.56	97.51	136.43	0.0
Evaporation Loss	1.3535	35.60	5.6947	2566.5	1.0
Drift Loss	0.00089801	43.48	97.51	182.07	0.0

Current Values: -----  
 Number of Fans (Bays) 1  
 Total Fan Power 24.77 kW  
 Cooling Tower Duty 4140.5 kJ/sec  
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.1290  
 Current Approach 5.556 C  
 Current Range 10.92 C  
 Air-to-Water Ratio (AWR) 1.0  
 Current Merkel No. (Me) 1.06157  
 Gas Side Pressure Drop 0.2068 kPa  
 Calculated Inlet Relative Humidity 1.0  
 Calculated Inlet Wet Bulb Temperature 27.00 C  
 Exit Rel. Humidity 0.9800  
 Cycles of Concentration 4  
 Blowdown Fraction 0.00501387  
 Evaporation Loss Fraction 0.0150716  
 Drift Loss Fraction 1e-005

Off Design Run Information: -----  
 Component was run in design mode  
 Fan Design and Efficiency Curve: -----  
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.01  
 Electric Motor Efficiency 0.9200  
 Design Air Flow Ratio 1.0  
 Design Fan Max. Eff. 0.8000  
 Design Flow @ Max. Eff. 86.88 m3/sec  
  
 Flow/Flow at Max Eff Eff/Max Eff  
 0.4000 0.5746

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

Solid Fuel Flow 1.417 kg/sec  
 Oil Flow 0.0 kg/sec  
 Bed Loss Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Sorbent Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Bottom Ash Flow 0.0275788 kg/sec  
 Fly Ash Flow 0.0512178 kg/sec  
 Main Inputs: -----  
 Boiler Load Method Flag Total Fuel Flow  
 Total Fuel Flow 1.417 kg/sec  
 Component was run in design mode

Current Values: -----  
 LHV Heat Load 20234 kJ/sec  
 HHV Heat Load 22546 kJ/sec  
 Total Fuel Flow 1.417 kg/sec  
 Duty @ Furnace Walls 11676 kJ/sec  
 Duty @ Radiant SH 1080.0 kJ/sec  
 Duty @ Radiant RH 0.0 kJ/sec  
 Current Heat Input / BFW 3290.1 kJ/kg  
 BFW Flow 6.18218 kg/sec  
 Cur. Boiler Efficiency 0.6265  
 Cur. Adiab. Flame Temp. 1705.6 C  
 Cur. Calc. Heat Rel. Rate 252.36 kW/m2  
 Cur. Stat. Heat Rel. Rate 67.61 kW/m2  
  
 Solid Fuel Flow 1.417 kg/sec  
 Solid Fuel Temp. 27.00 C  
 Solid Fuel Enthalpy 23.67 kJ/kg

Flue Gas-----  
 Nitrogen 0.6476 Oxygen 0.0327002  
 Carbon Dioxide 0.1292 H2O 0.1825  
 Hydro Carbons 0.0 Argon 0.00775038  
 Hydrogen 0.0 Carbon Monoxide 0.0  
 Sulfur Dioxide 0.000278154 Hydrogen Sulfide 0.0

Carbonyl Sulfide 0.0  
 H/C Ratio 0.0 Molecular Weight 28.49

GateCycle Report - Case Report Page 24 of 44  
 Model: PALCTW Case: PALCTW 01/16/2008 12:49  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 12:48  
 Last Execution Status Converged

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Main Inputs: -----  
 Generator Efficiency Method Flag Specified Generator Efficiency  
 Desired Overall Generator Efficiency 0.9850  
 Overall Generator Efficiency 0.9850  
 Connected Icons: -----  
 ID for Icon on Shaft. ST1  
 Shaft Power for Icon 948.92 kW  
 ID for Icon on Shaft. ST2  
 Shaft Power for Icon 1042.3 kW  
 Current Values Including Margin: -----  
 Overall Generator Efficiency 0.9850  
 Overall Losses 29.87 kW  
 Shaft Power 1991.3 kW  
 Generator Terminal Power 1961.4 kW  
 Generator Reactive Power (kVAR) 1215.6  
 Design Values: -----  
 Generator Rating (kVA) 50000  
 Rating Coolant Pressure 515.04 kPa  
 Generator RPM 3600.0

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Values: -----  
 Net ST Section Power 948.92 kW  
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW  
 Current Gross Section Pwr 948.92 kW  
 Current Overall Efficiency 0.7347  
 Exergetic Efficiency 0.9694  
 Rotational Speed 3600  
 Default Stage Press. Ratio 0.6000  
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0  
 Design Blade Flow Angle 15.00  
 ST inlet: -----  
 No. of Control Valves 3  
 Control Valve DP 0.02  
 No. of Stages in Gov. Row 1  
 Pitch Dia. of Gov. Stage 762.00 mm  
 Current Control Valve Set. 1.0  
 Valve Constant (Kv) 29405  
 Throttle Flow Ratio 1.0  
 ST exit: -----  
 No. of Flow Ends 1  
 Exhaust Annulus Area 5.1654 m2  
 Current Annulus Velocity 0.0 m/sec

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power 1042.3 kW  
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW  
 Current Gross Section Pwr 1042.3 kW  
 Current Overall Efficiency 0.9023  
 Exergetic Efficiency 0.9206

Main Inputs: -----

```

Design Efficiency Method          Input Exit Enthalpies
User Input Extr. Enth.          2300.0 kJ/kg
Rotational Speed                 3600
Default Stage Press. Ratio      0.8000
Design Blade Flow Angle         15.00
Control Valve DP                 0.02
Current Control Valve Set.      1.0
Valve Constant (Kv)            16520
Throttle Flow Ratio             1.0
    
```

```

ST exit: -----
No. of Flow Ends                 1
Exhaust Annulus Area            5.1654 m2
Current Annulus Velocity        0.0 m/sec
Volumetric Flow at ELEP        0.0 m3/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m3/sec
Quality at ELEP                0.0
Exhaust Volumetric Flow        21.92 m3/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 21.92 m3/sec
    
```

```

Miscellaneous Values: -----
Min. Allowed Exit Quality       0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.       565.56 C
Performance Factor              1.0
    
```

```

Internal Values: -----
Current Overall Efficiency       0.9023
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.9058
Cur. Bowl-ELEP Eff.           0.9058
Current Inlet S.V.             0.2841 m3/kg
Current Bowl Pressure           833.00 kPa
    
```

```

Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff.             0.9058
Group Stage 1 Current PR       0.0108043
There are 20 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1      0.7974
Group 1 Stage Critical PR     0.00619563
Group Stage 1 Flow Coeff.     2384.1
Design Group 1 Enthalpy Corr. 2.2271
    
```

## B.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

GateCycle Report - Stream Report  
 Model: PALCTW Case: PALCTW  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 12:48  
 Last Execution Status Converged

Page 1 of 4  
 01/16/2008 12:50

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
S1	SP2	FLB1	7.71592	27.47	99.46	12.11
S2	FLB1	SPHT1	9.05413	700.00	98.36	811.99
S3	FLB1	DRUM1	6.18218	212.37	2000.0	2797.2
S4	DRUM1	FLB1	6.18218	212.37	2000.0	908.59
S5	SP2	FLB1	0.0	27.47	99.46	12.11

S6	DRUM1	FLB1	5.99005	212.37	2000.0	2797.2
S7	FLB1	SPHT1	5.99005	280.00	2000.0	2977.5
S8	ECON1	DRUM1	5.99005	198.94	2500.0	848.02
S9	SPHT1	ECON1	9.05413	615.96	98.36	704.34
S10	SPHT1	ST1	5.99005	350.00	2000.0	3138.7
S11	ECON1	C2	9.05413	314.75	98.36	336.60
S12	PUMP2	DA1	5.75226	43.79	250.00	183.49
S13	ST1	SP1	5.99005	264.56	850.00	2980.2
S14	SP1	ST2	1.53226	264.56	850.00	2980.2
S15	ST2	M1	1.53226	43.79	9	2300.0
S16	SP1	HX1	4.21	264.56	850.00	2980.2
S17	HX1	V1	4.21	93.86	841.50	393.78
S18	M1	CND1	5.74226	43.79	9	902.44
S19	-	PUMP1	4.16	25.00	97.51	104.85
S20	PUMP1	HX1	4.16	25.10	434.37	105.59
S21	HX1	-	4.16	144.84	413.69	2697.2
S22	CND1	M2	5.74226	43.79	9	183.28
S23	MU1	M2	0.0100001	25.00	97.00	104.85
S24	M2	PUMP2	5.75226	43.75	9	183.14
S25	DA1	PUMP3	5.99005	70.43	250.00	294.96
S26	SP1	DA1	0.2478	264.56	850.00	2980.2
S27	PUMP3	ECON1	5.99005	70.64	2500.0	297.66
S28	-	C1	7.71592	25.56	97.51	10.16
S29	C1	SP2	7.71592	27.47	99.46	12.11
S30	C2	-	9.05413	318.06	100.33	340.50
S31	CT1	PUMP4	89.80	32.44	97.51	135.96
S32	PUMP4	CND1	89.80	32.45	200.00	136.09
S33	CND1	CT1	89.80	43.46	200.00	182.07
S34	V1	M1	4.21	45.83	10.00	393.78

---

## Apêndice C

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – C.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

## C.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Model: PALCTW Case: TW-FS3

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/16/08 16:27

Last Execution Status Converged

Page 1 of 47

01/16/2008 16:35

### Overall System Results

Model ID	PALCTW		
Case ID	TW-FS3		
Case Description	100F-100S		
Case Notes:	-----		
Power:	-----		
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	3008.4 kW	2963.3 kW	2899.5 kW
Gas Turbine	-0.0647249 MW		-0.0634304 MW
Plant Total			2.83605 MW
Losses:	-----		
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	45.13 kW	63.82 kW	
Gas Turbine	-1.2945 kW	0.0 kW	

LHV Energy Input: -----  
 Total LHV Fuel Cons. 25242 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 25242 kJ/sec

Efficiency: -----  
 LHV Efficiency LHV Heat Rate  
 Gas Turbine 0.0  
 Net Cycle 11.24 32041 kJ/kW-hr  
 Adjusted 11.24 32041 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
 Equivalent Power Equivalent Fuel  
 Credit 0.0 kW 0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----  
 Dry Bulb Wet Bulb Dew Point  
 Temperature 25.56 C 19.89 C 17.22 C  
 Absolute Pressure Equivalent Altitude  
 Pressure 97.51 kPa 322.99 m  
 Relative Humidity Water Mole Fraction in Air  
 Humidity 0.6000 0.0201418

User-Defined Variables: -----  
 Index Description Value

BOP Calculations and Losses Settings: -----  
 Ignore Comp. Power Requ. No  
 ST Generator Efficiency 0.9800

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	7.0838	52.64	14.04	1169.7	0.3995
Main Exit	7.0838	52.64	14.04	220.28	0.0
Cooling Water Inlet	89.802	34.20	200.00	143.37	0.0
Cooling Water Exit	89.802	52.12	200.00	218.27	0.0

Main Inputs: -----  
 Condenser Modelling Method Surface Area  
 Surface Area 465.93 m2  
 CW Off-Design Method Flag Fraction of Design Mass Flow  
 Desired Fraction of Design Flow 1.0  
 Fraction of Design Flow 1.0

Current Values: -----  
 Surface Area 465.93 m2  
 Calculated Effectiveness 0.9718  
 Calculated Duty 6725.6 kJ/sec  
 Fixed CW Temp. Rise 17.92 C  
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.7122  
 Fraction of Design Flow 1.0  
 Exit Subcooling 0.0 C  
 Steam Inlet DP 0.0  
 Calculated NTU 3.5678  
 Overall Heat Trans. Coeff. 2.87387 kJ/sec-m2-K  
 CW Specific Volume 0.00100559 m3/kg  
 CW Absolute Pressure Drop 0.0 kPa  
 CW Fractional Pressure Drop 0.0  
 Logarithmic Mean Temperature Difference 5.02207 C  
 Terminal Temperature Difference 0.5199 C  
 Number of Tubes 0.0  
 Number of Passes 2

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Water Inlet	89.802	52.12	200.00	218.27	0.0
Water Outlet	89.802	34.19	97.51	143.25	0.0
Makeup	3.0022	27.00	101.33	113.22	0.0
Blowdown	0.7496	34.19	97.51	143.25	0.0
Gas Inlet	89.234	27.00	97.51	11.73	80.60
Gas Outlet	91.486	39.81	97.31	25.37	0.9813
Cooling Zone Water O	87.549	34.44	97.51	144.28	0.0
Evaporation Loss	2.2516	39.81	7.16316	2574.1	1.0
Drift Loss	0.00089801	52.14	97.51	218.27	0.0
Number of Fans (Bays)			1		
Total Fan Power			23.34 kW		
Cooling Tower Duty			6736.5 kJ/sec		
Exergetic Efficiency (beta!)			0.1017		
Approach			7.4356	Design Point	
Range			17.70	5.556 C	
Air to Water Ratio			0.9708	10.92 C	
Merkel No.			1.04128	1.0	
Gas side pres. drop			0.1949	1.06157	
Calculated Inlet Relative Humidity				0.2068 kPa	
Calculated Inlet Wet Bulb Temperature				1.0	
Exit Rel. Humidity				27.00 C	
Cycles of Concentration				0.9800	
Blowdown Fraction				4	
Evaporation Loss Fraction				0.00834776	
				0.0250733	

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Primary Air Inlet	0.0000	27.48	99.46	12.12	4
Secondary Air Inlet	9.6627	27.48	99.46	12.12	4
Flue Gas Outlet	11.283	747.75	97.81	871.13	0.0
Evaporator Inlet	6.1818	227.31	2662.3	977.68	0.0
Evaporator Outlet	6.1818	395.50	2662.3	3228.0	1.0
Superheater Inlet	7.2818	227.31	2662.3	2801.6	1.0
Superheater Outlet	7.2818	292.92	2662.3	2987.8	1.0
Solid Fuel Flow			1.708 kg/sec		
Bottom Ash Flow			0.0306932 kg/sec		
Fly Ash Flow			0.0570016 kg/sec		
Main Inputs:			-----		
Boiler Load Method Flag			Total Fuel Flow		
Desired Total Fuel Flow			1.708 kg/sec		
Current Values:			-----		
LHV Heat Load			25242 kJ/sec		
HHV Heat Load			28010 kJ/sec		
Total Fuel Flow			1.708 kg/sec		
Duty @ Furnace Walls			13911 kJ/sec		
Duty @ Radiant SH			1355.6 kJ/sec		
Duty @ Radiant RH			0.0 kJ/sec		
			Current		
Heat-in-BFW-flow Ratio			3292.2		
BFW flow			6.1818		
Boiler Efficiency			0.6011		
Adiabatic Flame T			1713.7		
Calc avg heat release			316.77		
Statistical h-rel rate			79.04		
			252.36 kW/m2		
			67.61 kW/m2		

From Radiation	1787.9	323.55	0.0 kJ/sec
Proximate Analysis:			
Solid Fuel Volatile Matter Frac.			0.5492
Solid Fuel Carbon Fraction			0.1441
Solid Fuel Ash Fraction			0.0477
Solid Fuel Water Fraction			0.2590
Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag As Received			
Ultimate Analysis	As Received	Moist. Free	Moist/Ash Free
Carbon (by Weight)	0.3644	0.4917	0.5255
Hydrogen	0.0453065	0.0611424	0.0653491
Oxygen	0.2736	0.3693	0.3947
Nitrogen	0.00810117	0.0109328	0.0116849
Flue Gas-----			
Nitrogen	0.6524	Oxygen	0.032939
Carbon Dioxide	0.1301	H2O	0.1765
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00780918
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.000256309	Hydrogen Sulfide	0.0

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Main Inputs: -----

Generator Efficiency Method Flag	Specified Generator Efficiency
Desired Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Generator Efficiency	0.9850
ID for Icon on Shaft.	ST1
Shaft Power for Icon	539.06 kW
ID for Icon on Shaft.	ST2
Shaft Power for Icon	2469.4 kW
Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Losses	45.13 kW
Shaft Power	3008.4 kW
Generator Terminal Power	2963.3 kW
Generator Reactive Power (kVAR)	1836.5
Current Values 0 Margin: -----	
Overall Generator Efficiency w/o Margin	0.9850
Overall Losses w/o Margin	45.13 kW
Generator Shaft Power w/o Margin	3008.4 kW
Generator Terminal Power w/o Margin	2963.3 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin	1836.5
Design Values: -----	
Generator Rating (kVA)	50000
Rating Coolant Pressure	515.04 kPa
Generator RPM	3600.0

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power	539.06 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	539.06 kW
Current Overall Efficiency	0.7347
Exergetic Efficiency	0.9879
Main Inputs: -----	
O.D. Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon Method
O.D. Press. Method	Sliding Inlet Pressure
Min. Sliding Inlet Pressure	150.00 kPa
O.D. Extraction Press. Method	Modified Stodola Calculations
O.D. Exit Press. Method	Use Design Fractional Exit Press
Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.6000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
No. of Control Valves	3
Control Valve DP	0.0169478
No. of Stages in Gov. Row	1
Pitch Dia. of Gov. Stage	762.00 mm

Current Control Valve Set. 1.0  
 Valve Constant (Kv) 29405  
 Throttle Flow Ratio 1.0  
 Design Throttle Flow Ratio 1.0

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Values: -----  
 Net ST Section Power 2469.4 kW  
 Shaft/Gearbox Losses 0.0 kW  
 Current Gross Section Pwr 2469.4 kW  
 Current Overall Efficiency 0.9166  
 Exergetic Efficiency 0.9364  
 Configuration Inputs: -----  
 Rotational Speed 3600  
 Default Stage Press. Ratio 0.8000  
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.0  
 Design Blade Flow Angle 15.00  
 Design Reaction 0.0  
 No. of Control Valves 0  
 Control Valve DP 0.0199968  
 Current Control Valve Set. 1.0  
 Valve Constant (Kv) 16520  
 Throttle Flow Ratio 1.0  
 Design Throttle Flow Ratio 1.0

GateCycle Report - Case Report

Page 47 of 47  
 01/16/2008 16:35

Model: PALCTW Case: TW-FS3  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 16:27  
 Last Execution Status Converged

Equipment ID: V1 Type: PIPVLV Description: Valve

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Inlet	3.9300	61.82	1829.7	260.21	0.0
Outlet	3.9300	53.42	14.58	260.21	0.015440

Main Inputs: -----  
 Press. Control Method Specified Outlet Pressure  
 Desired Exit Pressure 14.58 kPa  
 Pressure 14.58 kPa

Inlet Press. Method Accept Incoming Pressure

Temp. Control Method No Enthalpy change

Current Values: -----  
 Pressure Drop 0.9920  
 Temperature Drop 8.40167 C  
 Heat Transfer 0.0 kJ/sec  
 Min. Residual Calc. Flow 0.0 kg/sec  
 Current Specific Volume 0.0010173 m3/kg  
 Current Absolute DP -1815.1 kPa

## C.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

## GateCycle Report - Stream Report

Model: PALCTW Case: TW-FS3

Page 1 of 4

01/16/2008 16:47

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date &amp; Time of Last Run

01/16/08 16:27

Last Execution Status

Converged

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
S1	SP2	FLB1	9.66267	27.48	99.46	12.12
S2	FLB1	SPHT1	11.28	747.75	97.81	871.13
S3	FLB1	DRUM1	6.1818	395.50	2662.3	3228.0
S4	DRUM1	FLB1	6.1818	227.31	2662.3	977.68
S5	SP2	FLB1	0.0	27.48	99.46	12.12
S6	DRUM1	FLB1	7.28176	227.31	2662.3	2801.6
S7	FLB1	SPHT1	7.28176	292.92	2662.3	2987.8
S8	ECON1	DRUM1	7.28176	208.49	2862.3	891.22
S9	SPHT1	ECON1	11.28	660.64	97.81	758.80
S10	SPHT1	ST1	7.28176	365.41	2662.3	3160.1
S11	ECON1	C2	11.28	346.12	97.81	372.29
S12	PUMP2	DA1	7.09375	52.63	250.00	220.46
S13	ST1	SP1	7.28176	324.82	1833.5	3086.1
S14	SP1	ST2	3.15375	324.82	1833.5	3086.1
S15	ST2	M1	3.15375	52.64	14.04	2303.1
S16	SP1	HX1	3.93	324.82	1833.5	3086.1
S17	HX1	V1	3.93	61.82	1829.7	260.21
S18	M1	CND1	7.08375	52.64	14.04	1169.7
S19	-	PUMP1	4.16	25.00	97.51	104.85
S20	PUMP1	HX1	4.16	25.10	434.37	105.59
S21	HX1	-	4.16	149.10	413.69	2748.8
S22	CND1	M2	7.08375	52.64	14.04	220.28
S23	MU1	M2	0.0100001	25.00	97.00	104.85
S24	M2	PUMP2	7.09375	52.60	14.04	220.12
S25	DA1	PUMP3	7.28176	70.43	250.00	294.96
S26	SP1	DA1	0.1980	324.82	1833.5	3086.1
S27	PUMP3	ECON1	7.28176	70.71	2862.3	298.27
S28	-	C1	9.66267	25.56	97.51	10.17
S29	C1	SP2	9.66267	27.48	99.46	12.12
S30	C2	-	11.28	349.57	99.76	376.39
S31	CT1	PUMP4	89.80	34.19	97.51	143.25
S32	PUMP4	CND1	89.80	34.20	200.00	143.37
S33	CND1	CT1	89.80	52.12	200.00	218.27
S34	V1	M1	3.93	53.42	14.58	260.21

## Apêndice D

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – D.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

### D.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Model: MOD-D Case: MOD-D

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/16/08 19:22

Last Execution Status Converged

Page 1 of 30  
01/16/2008 19:24

#### Overall System Results

Model ID MOD-D  
Case ID MOD-D  
Case Description

Power: -----			
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	4218.6 kW	4155.3 kW	4068.6 kW
Gas Turbine	-0.1074 MW		-0.1067 MW
Plant Total			3.96193 MW

Losses: -----			
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	63.28 kW	86.69 kW	
Gas Turbine	-0.7234 kW	0.0 kW	

LHV Energy Input: -----

Total LHV Fuel Cons. 44946 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 44946 kJ/sec

Efficiency: -----  
                   LHV Efficiency           LHV Heat Rate  
 Gas Turbine    0.0  
 Net Cycle       8.81455                   40840 kJ/kW-hr  
 Adjusted       8.81455                   40840 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
                   Equivalent Power       Equivalent Fuel  
 Credit          0.0     kW                0.0     kJ/sec

Ambient Conditions: -----  
                   Dry Bulb                   Wet Bulb                   Dew Point  
 Temperature   15.00 C                   10.82 C                   7.30541 C  
                   Absolute Pressure       Equivalent Altitude  
 Pressure       101.32 kPa                0.4518 m  
                   Relative Humidity       Water Mole Fraction in Air  
 Humidity       0.6000                    0.0100904

Desired Inlet Pressure Drop                   500.00 kPa  
 Calculated Inlet Pressure Drop              500.00 kPa

Drum Blowdown Method                        Fraction of Steam  
 Desired Drum Blowdown Fraction of Steam   0.0  
 Calculated Blowdown Fraction of Steam      0.0

Current Values: -----  
 Calculated Operating Pressure               2000.0 kPa  
 Calculated Inlet Pressure Drop              500.00 kPa  
 Calculated Blowdown Fraction Of BFW       0.0  
 Calculated Blowdown Fraction of Steam      0.0  
 Exergetic Efficiency (beta!)                0.9997  
 -----

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

Solid Fuel Flow                               3.62486 kg/sec  
 Oil Flow                                      0.0     kg/sec  
 Bed Loss Flow Rate                          0.0     kg/sec  
 Sorbent Flow Rate                          0.0     kg/sec  
 Bottom Ash Flow                             0.0515759 kg/sec  
 Fly Ash Flow                                 0.0957838 kg/sec  
 Boiler Load Method Flag                    Total Fuel Flow  
 Desired Total Fuel Flow                    3.7443 kg/sec  
 Total Fuel Flow                             3.7443 kg/sec

Current Values: -----  
 LHV Heat Load                              44946 kJ/sec  
 HHV Heat Load                              51811 kJ/sec  
 Total Fuel Flow                             3.7443 kg/sec  
 Duty @ Furnace Walls                       24959 kJ/sec  
 Duty @ Radiant SH                          1500.0 kJ/sec  
 Duty @ Radiant RH                          0.0     kJ/sec  
 Current Heat Input / BFW                    3420.3 kJ/kg  
 BFW Flow                                    13.22 kg/sec  
 Cur. Boiler Efficiency                      0.5848  
 Cur. Adiab. Flame Temp.                    1546.4 C  
 Cur. Calc. Heat Rel. Rate                  274.79 kW/m2  
 Cur. Stat. Heat Rel. Rate                  67.81 kW/m2

Heat Exchange: -----  
 From Bed Surface Rad. 1024.2            0.0            0.0 kJ/sec  
 Overall Equiv. U(htc) 0.2234            0.1466        0.0 kJ/sec-m2-K  
 -----

Fuel Mix: -----  
 Fuel Mix Method Flag                        Fraction of Total Fuel Mass Flow  
 Coal Fuel Input Fraction                   0.9681  
 Gas Fuel Input Fraction                    0.0319  
 Solid Fuel Flow                             3.62486 kg/sec

Proximate Analysis:			
Solid Fuel Volatile Matter Frac.			0.4189
Solid Fuel Carbon Fraction			0.1038
Solid Fuel Ash Fraction			0.0379038
Solid Fuel Water Fraction			0.4393
Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag			As Received
Ultimate Analysis	As Received	Moist. Free	Moist/Ash Free
Carbon (by Weight)	0.2749	0.4903	0.5258
Hydrogen	0.0346968	0.0618861	0.0663734
Oxygen	0.2066	0.3685	0.3952
Nitrogen	0.00529952	0.00945235	0.0101377
Sulphur	0.00129988	0.0023185	0.00248661
Ash	0.0379038	0.0676061	
Water	0.4393		
Flue Gas-----			
Nitrogen	0.6235	Oxygen	0.047728
Carbon Dioxide	0.1087	H2O	0.2125
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00743941
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.000187709	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	27.92
Flue Gas H.V.	0.0	kJ/kg	

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Main Inputs: -----	
Generator Efficiency Method Flag	Specified Generator Efficiency
Desired Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Generator Efficiency	0.9850
ID for Icon on Shaft.	ST1
Shaft Power for Icon	4218.6 kW
Overall Losses	63.28 kW
Shaft Power	4218.6 kW
Generator Terminal Power	4155.3 kW
Generator Reactive Power (kVAR)	2575.2
Overall Generator Efficiency w/o Margin	0.9850
Overall Losses w/o Margin	63.28 kW
Generator Shaft Power w/o Margin	4218.6 kW
Generator Terminal Power w/o Margin	4155.3 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin	2575.2
Design Values: -----	
Generator Rating (kVA)	50000
Rating Coolant Pressure	515.04 kPa
Generator RPM	3600.0

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power	4218.6 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	4218.6 kW
Current Overall Efficiency	0.8707
Exergetic Efficiency	0.9728
Main Inputs: -----	
Design Efficiency Method	Isentropic Expansion Efficiency
User-Input Efficiency	0.8800
Design Press. Method	Throttle Pressure Set Upstream
Design Extraction Press. Method	Input Extraction Pressures
Design Exit Press. Method	No Exit Pressure Drop
	Pressure      Stodola Cq      AEN      K-Factor^2
Configuration Inputs: -----	
Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.8000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00
No. of Control Valves	1

```

Control Valve DP                0.02
Current Control Valve Set.      1.0
Valve Constant (Kv)            64821
Throttle Flow Ratio            1.0
Exhaust Volumetric Flow        6.51277 m3/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 6.51277 m3/sec
Min. Allowed Exit Quality      0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.       565.56 C
Performance Factor             1.0
Current Overall Efficiency      0.8707
Cur. Bowl-Last Extraction Eff. 0.8800
Cur. Bowl-ELEP Eff.          0.8800
Current Inlet S.V.             0.1386 m3/kg
Current Bowl Pressure          1960.0 kPa
Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff.             0.8800
Group Stage 1 Current PR       0.2111
There are 7 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1      0.8007
Group 1 Stage Critical PR     0.1155
Group Stage 1 Flow Coeff.     9409.8
Design Group 1 Enthalpy Corr. 0.9688
-----

```

## D.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

GateCycle Report - Stream Report  
 Model: MOD-D Case: MOD-D  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/16/08 19:22  
 Last Execution Status Converged

Page 1 of 3  
 01/16/2008 19:24

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
S1	DRUM1	FLB1	13.22	212.37	2000.0	908.59
S2	FLB1	DRUM1	13.22	212.37	2000.0	2797.2
S3	V1	ST1	13.20	350.00	2000.0	3138.7
S4	FLB1	V1	13.20	350.00	2000.0	3138.7
S5	FLB1	SPHT1	22.15	700.00	102.24	825.66
S6	SPHT1	ECON1	22.15	594.35	102.24	688.47
S7	ECON1	DRUM1	13.20	212.00	2500.0	907.05
S8	ECON1	C1	22.15	205.35	102.24	214.25
S9	C1	-	22.15	208.13	104.29	217.48
S10	SP1	ECON1	13.20	28.00	2500.0	119.59
S11	SP1	TMX1	0.4035	28.00	2500.0	119.59
S13	TMX1	-	13.61	144.84	413.69	2739.1
S14	ST1	TMX1	13.20	181.05	413.69	2819.2
S15	-	C2	18.55	25.56	101.35	10.16
S16	C2	SP2	18.55	27.48	103.38	12.11
S17	SP2	FLB1	18.55	27.48	103.38	12.11
S18	SP2	FLB1	0.0	27.48	103.38	12.11
S19	DRUM1	SPHT1	13.20	212.37	2000.0	2797.2
S20	SPHT1	FLB1	13.20	300.00	2000.0	3025.1
S21	MU1	PUMP1	13.61	27.00	103.42	113.22
S22	PUMP1	SP1	13.61	28.00	2500.0	119.59

## Apêndice E

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – E.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

## E.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Model: MW Case: MWFSE2

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/17/08 11:25

Last Execution Status Converged

Page 1 of 44

01/17/2008 11:28

### Overall System Results

Model ID	MW		
Case ID	MWFSE2		
Case Description	100F 100S 50E		
Case Notes:	-----		
Power:	-----		
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	5321.3 kW	5241.5 kW	5067.4 kW
Gas Turbine	-0.0854933 MW		-0.0837835 MW
Plant Total			4.98365 MW
Losses:	-----		
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	79.82 kW	174.08 kW	
Gas Turbine	-1.70986 kW	0.0 kW	

LHV Energy Input: -----  
 Total LHV Fuel Cons. 33996 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 33996 kJ/sec

Efficiency: -----  
 LHV Efficiency LHV Heat Rate  
 Gas Turbine 0.0  
 Net Cycle 14.66 24558 kJ/kW-hr  
 Adjusted 14.66 24558 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
 Equivalent Power Equivalent Fuel  
 Credit 0.0 kW 0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----  
 Dry Bulb Wet Bulb Dew Point  
 Temperature 27.00 C 21.14 C 18.58 C  
 Absolute Pressure Equivalent Altitude  
 Pressure 97.51 kPa 322.99 m  
 Relative Humidity Water Mole Fraction in Air  
 Humidity 0.6000 0.0219287

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Ports:	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg	Quality /x of CH
Main Steam Inlet	9.5437	43.79	9	1450.9	0.5286
Main Exit	9.5437	43.79	9	183.28	0.0
Cooling Water Inlet	263.312	32.45	200.00	136.09	0.0
Cooling Water Exit	263.312	43.45	200.00	182.03	0.0

Main Inputs: -----  
 Condenser Modelling Method Desired Exit Pressure  
 Desired Exit Pressure 9 kPa  
 Pressure 9 kPa  
 CW Method Flag Fixed Cooling Water Temp. Rise  
 Desired CW Temp. Rise 11.00 C  
 Fixed CW Temp. Rise 11.00 C

Current Values: -----  
 Surface Area 1355.0 m2  
 Calculated Effectiveness 0.9701  
 Calculated Duty 12098 kJ/sec  
 Fixed CW Temp. Rise 11.00 C  
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.7075  
 Exit Subcooling 0.0 C  
 Steam Inlet DP 0.0  
 Calculated NTU 3.51011  
 Overall Heat Trans. Coeff. 2.85 kJ/sec-m2-K  
 CW Specific Volume 0.001005 m3/kg  
 CW Absolute Pressure Drop 0.0 kPa  
 CW Fractional Pressure Drop 0.0  
 Logarithmic Mean Temperature Difference 3.13249 C  
 Terminal Temperature Difference 0.3388 C  
 Number of Tubes 0.0  
 Number of Passes 2

Miscellaneous Methods: -----  
 Design HTC Calculation Method User Input Values for U  
 CW Dp Method Flag No Pressure Drop  
 Off Design Run Information: -----  
 Component was run in design mode

HEI Cleanliness Factor 0.8500  
 Miscellaneous Values: -----  
 Min. Allowed Press. 1.7237 kPa  
 Max. Allowed Press. 172.37 kPa  
 Heat Transf. Perf. Factor 1.0  
 Fouling Factor 0.0 m2-K-sec/kJ

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Current Values: -----  
 Number of Fans (Bays) 1  
 Total Fan Power 72.61 kW  
 Cooling Tower Duty 12130 kJ/sec  
 Exergetic Efficiency (beta!) 0.0928424  
 Current Approach 5.556 C  
 Current Range 10.91 C  
 Air-to-Water Ratio (AWR) 1.0  
 Current Merkel No. (Me) 1.06099  
 Gas Side Pressure Drop 0.2068 kPa  
 Calculated Inlet Relative Humidity 1.0  
 Calculated Inlet Wet Bulb Temperature 27.00 C  
 Exit Rel. Humidity 0.9800  
 Cycles of Concentration 4  
 Blowdown Fraction 0.00500926  
 Evaporation Loss Fraction 0.0150578  
 Drift Loss Fraction 1e-005  
 Off Design Run Information: -----  
 Component was run in design mode  
 Fan Design and Efficiency Curve: -----  
 Shaft/Gearbox Loss Frac. 0.01  
 Electric Motor Efficiency 0.9200  
 Design Air Flow Ratio 1.0  
 Design Fan Max. Eff. 0.8000  
 Design Flow @ Max. Eff. 254.74 m3/sec

Flow/Flow at Max Eff Eff/Max Eff  
 0.4000 0.5746

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

Solid Fuel Flow 2.66667 kg/sec  
 Oil Flow 0.0 kg/sec  
 Bed Loss Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Sorbent Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Bottom Ash Flow 0.0410999 kg/sec  
 Fly Ash Flow 0.0763284 kg/sec  
 Boiler Load Method Flag Total Fuel Flow  
 Desired Total Fuel Flow 2.66667 kg/sec  
 Total Fuel Flow 2.66667 kg/sec  
 Current Values: -----  
 LHV Heat Load 33996 kJ/sec  
 HHV Heat Load 38698 kJ/sec  
 Total Fuel Flow 2.66667 kg/sec  
 Duty @ Furnace Walls 19485 kJ/sec  
 Duty @ Radiant SH 1802.4 kJ/sec  
 Duty @ Radiant RH 0.0 kJ/sec  
 Current Heat Input / BFW 3315.5 kJ/kg  
 BFW Flow 10.32 kg/sec  
 Cur. Boiler Efficiency 0.6217  
 Cur. Adiab. Flame Temp. 1682.0 C  
 Cur. Calc. Heat Rel. Rate 257.24 kW/m2  
 Cur. Stat. Heat Rel. Rate 67.61 kW/m2  
 Heat Exchange: -----  
 Heat exchange Evap+Walls Superheater Reheater  
 Lower Bed: -----  
 From Radiation 2502.6 444.89 0.0 kJ/sec  
 From Convection 14782 1357.5 0.0 kJ/sec  
 Upper Bed: -----  
 From Radiation. 1323.4 0.0 0.0  
 From Convection 205.72 0.0 0.0 kJ/sec

```

From Bed Surface Rad. 672.16      0.0      0.0 kJ/sec
Overall Equiv. U(htc) 0.2220      0.1543    0.0 kJ/sec-m2-K
Fuel Mix: -----
Fuel Mix Method Flag                      Fraction of Total Fuel Mass Flow
Coal Fuel Input Fraction                  1.0
Oil Fuel Input Fraction                   0.0
Gas Fuel Input Fraction                   0.0
Combustion Air Control: -----
Combustion Method Flag                      Fraction (vol) O2 in Dry Exhaust
Desired O2 Frac. in Dry Exh. Gas          0.04
O2 Frac. in Dry Exh. Gas                  0.0399987
Excess Air Fraction                       0.2322
O2 Frac. in Dry Exh. Gas                  0.0399987
O2 Frac. in Wet Exh. Gas                  0.0313769
Desired Exh. Gas Temp.                    700.00 C
Coal Fuel: -----
Solid Fuel Flow                            2.66667 kg/sec
Solid Fuel Temp.                           27.00 C
Solid Fuel Enthalpy                        27.22 kJ/kg

Coal H.V. Method Flag                      Method Unknown
Solid Fuel A.R. LHV                        12749 kJ/kg
SolidFuel M.F. LHV                         22122 kJ/kg
Solid Fuel M.A.F. LHV                      23693 kJ/kg
Solid Fuel A.R. HHV                        14512 kJ/kg
Solid Fuel M.F. HHV                        23467 kJ/kg
Solid Fuel M.A.F. HHV                      25133 kJ/kg
Proximate Analysis:
Solid Fuel Volatile Matter Frac.           0.4607
Solid Fuel Carbon Fraction                 0.1167
Solid Fuel Ash Fraction                   0.041
Solid Fuel Water Fraction                  0.3816

Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag           As Received
Ultimate Analysis   As Received Moist. Free Moist/Ash Free
Carbon (by Weight)  0.3036      0.4909      0.5257
Hydrogen             0.0381066    0.0616213    0.0659969
Oxygen               0.2280      0.3688      0.3949
Nitrogen             0.00620107   0.0100276    0.0107397
Sulphur              0.00150026   0.00242603   0.0025983
Ash                  0.041      0.0663001
Water                0.3816

Solid Fuel Temp.                27.00 C
Solid Fuel Enthalpy              27.22 kJ/kg
Pulv. Spec. Power Cons.         0.0 kJ/kg

Flue Gas-----
Nitrogen      0.6217      Oxygen      0.0313769
Carbon Dioxide 0.1237      H2O         0.2156
Hydro Carbons 0.0      Argon       0.00744357
Hydrogen      0.0      Carbon Monoxide 0.0
Sulfur Dioxide 0.000230831 Hydrogen Sulfide 0.0
Carbonyl Sulfide 0.0
H/C Ratio     0.0      Molecular Weight 28.06
    
```

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

```

Current Values: -----
Net ST Section Power          1656.7 kW
Shaft/Gearbox Losses         0.0 kW
Current Gross Section Pwr     1656.7 kW
Current Overall Efficiency     0.7687
Exergetic Efficiency          0.9729
Main Inputs: -----
Design Efficiency Method      Spencer Cotton Cannon Method
Design Press. Method          Input Throttle Pressure
    User-Input Inlet Pressure  2000.0 kPa
Design Extraction Press. Method Input Extraction Pressures
    
```

Design Exit Press. Method			No Exit Pressure Drop	
	Pressure	Stodola Cq	AEN	K-Factor^2
Pressure Settings:	kPa		mm2	kg2/hr2-kPa/m3/kg
Bowl	1960.0	7310.1	4033.0	93432
Rotational Speed			3600	
Default Stage Press. Ratio			0.5000	
Shaft/Gearbox Loss Frac.			0.0	
Design Blade Flow Angle			15.00	
Design Reaction			0.0	
No. of Control Valves			3	
Control Valve DP			0.02	
No. of Stages in Gov. Row			1	
Pitch Dia. of Gov. Stage			762.00 mm	
Current Control Valve Set.			1.0	
Valve Constant (Kv)			49073	
Throttle Flow Ratio			1.0	
Exhaust Volumetric Flow			2.8194 m3/sec	
Min. Allowed Exit Quality			0.8500	
Max. Allowed Inlet Temp.			565.56 C	
Performance Factor			1.0	
Current Overall Efficiency			0.7687	
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.			0.7687	
Cur. Bowl-ELEP Eff.			0.7687	
Current Inlet S.V.			0.1386 m3/kg	
Current Bowl Pressure			1960.0 kPa	
Data for Stage Groups:				
Group Stage 1 eff.			0.7687	
Group Stage 1 Current PR			0.4337	
There are 1 Stages in Group 1				
Design Stage PR, Group 1			0.4337	
Group 1 Stage Critical PR			0.2471	
Group Stage 1 Flow Coeff.			7310.1	
Design Group 1 Enthalpy Corr.			1.0	

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Current Values: -----				
Net ST Section Power			3664.7 kW	
Shaft/Gearbox Losses			0.0 kW	
Current Gross Section Pwr			3664.7 kW	
Current Overall Efficiency			0.9150	
Exergetic Efficiency			0.9298	
Design Efficiency Method			Spencer Cotton Cannon Method	
Design Press. Method			Input Throttle Pressure	
User-Input Inlet Pressure			850.00 kPa	
Design Extraction Press. Method			Input Extraction Pressures	
Design Exit Press. Method			No Exit Pressure Drop	
	Pressure	Stodola Cq	AEN	K-Factor^2
Pressure Settings:	kPa		mm2	kg2/hr2-kPa/m3/kg
Bowl	833.00	8269.7	4689.7	127399
Rotational Speed			3600	
Default Stage Press. Ratio			0.7000	
Design Blade Flow Angle			15.00	
No. of Control Valves			0	
Control Valve DP			0.02	
Current Control Valve Set.			1.0	
Valve Constant (Kv)			57304	
Throttle Flow Ratio			1.0	
No. of Flow Ends			1	
Exhaust Annulus Area			5.1654 m2	
Exhaust Volumetric Flow			75.79 m3/sec	
Exhaust Volumetric Flow per Flow End			75.79 m3/sec	
Min. Allowed Exit Quality			0.8500	
Max. Allowed Inlet Temp.			565.56 C	
Performance Factor			1.0	
Current Overall Efficiency			0.9150	
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.			0.9185	
Cur. Bowl-ELEP Eff.			0.9185	

```

Current Inlet S.V.                0.2821 m3/kg
Current Bowl Pressure            833.00 kPa
Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff.                0.9185
Group Stage 1 Current PR         0.0108043
There are 13 Stages in Group 1
Design Stage PR, Group 1         0.7059
Group 1 Stage Critical PR        0.00619563
Group Stage 1 Flow Coeff.        8269.7
Design Group 1 Enthalpy Corr.    2.2965
    
```

-----

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

```

ID for Icon on Shaft.            ST1
Shaft Power for Icon             1656.7 kW
ID for Icon on Shaft.            ST2
Shaft Power for Icon             3664.7 kW
Overall Generator Efficiency      0.9850
Overall Losses                   79.82 kW
Shaft Power                      5321.3 kW
Generator Terminal Power         5241.5 kW
Generator Reactive Power (kVAR)  3248.4
Current Values 0 Margin: -----
Overall Generator Efficiency w/o Margin  0.9850
Overall Losses w/o Margin          79.82 kW
Generator Shaft Power w/o Margin    5321.3 kW
Generator Terminal Power w/o Margin  5241.5 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin  3248.4
Generator Rating (kVA)            50000
Rating Coolant Pressure           515.04 kPa
Generator RPM                     3600.0
    
```

## E.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

GateCycle Report - Stream Report  
 Model: MW Case: MWFSE2  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/17/08 11:25  
 Last Execution Status Converged

Page 1 of 4  
 01/17/2008 11:29

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
S1	SP2	FLB1	12.62	28.93	99.46	13.60
S2	FLB1	SPHT1	15.17	700.00	98.36	827.29
S3	FLB1	DRUM1	10.32	212.37	2000.0	2797.2
S4	DRUM1	FLB1	10.32	212.37	2000.0	908.59
S5	SP2	FLB1	0.0	28.93	99.46	13.60
S6	DRUM1	FLB1	9.99648	212.37	2000.0	2797.2
S7	FLB1	SPHT1	9.99648	280.00	2000.0	2977.5
S8	ECON1	DRUM1	9.99648	198.94	2500.0	848.02
S9	SPHT1	ECON1	15.17	617.90	98.36	720.06
S10	SPHT1	ST1	9.99648	350.00	2000.0	3138.7
S11	ECON1	C2	15.17	325.88	98.36	356.16
S12	PUMP2	DA1	9.60134	43.72	250.00	183.20
S13	ST1	SP1	9.99648	261.18	850.08	2972.9
S14	SP1	ST2	5.33373	261.18	850.08	2972.9

S15	ST2	M1	5.33373	43.79	9	2285.9
S16	SP1	HX1	4.21	261.18	850.08	2972.9
S17	HX1	V1	4.21	93.69	841.58	393.05
S18	M1	CND1	9.54373	43.79	9	1450.9
S19	-	PUMP1	4.16	25.00	97.51	104.85
S20	PUMP1	HX1	4.16	25.10	434.37	105.59
S21	HX1	-	4.16	144.84	413.69	2690.6
S22	CND1	M2	9.54373	43.79	9	183.28
S23	MU1	M2	0.0576081	27.00	97.00	113.21
S24	M2	PUMP2	9.60134	43.69	9	182.86
S25	DA1	PUMP3	9.99648	70.43	250.00	294.96
S26	SP1	DA1	0.4527	261.18	850.08	2972.9
S27	PUMP3	ECON1	9.99648	71.50	2500.0	301.27
S28	-	C1	12.62	27.00	97.51	11.64
S29	C1	SP2	12.62	28.93	99.46	13.60
S30	C2	-	15.17	329.23	100.33	360.19
S31	CT1	PUMP4	263.31	32.45	97.51	135.97
S32	PUMP4	CND1	263.31	32.45	200.00	136.09
S33	CND1	CT1	263.31	43.45	200.00	182.03
S34	V1	M1	4.21	45.83	10.00	393.05

## Apêndice F

# RESULTADOS GLOBAIS DO DESEMPENHO DA CENTRAL DE COGERAÇÃO DO CASO – F.

(Coletados do reporte de execução do *software GateCycle*)

## F.1 RENDIMENTO DO ESQUEMA TÉRMICO.

GateCycle Report - Case Report

Model: MW Case: MW

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/17/08 12:41

Last Execution Status Converged

Page 1 of 44  
01/17/2008 12:44

### Overall System Results

Model ID	MW		
Case ID	MW		
Case Description	100%Biomass		
Case Notes:	-----		
Power:	-----		
	Shaft Power	Generator Output	Net Power
Steam Cycle	7422.5 kW	7311.1 kW	7123.0 kW
Gas Turbine	-0.1055 MW		-0.1034 MW
Plant Total			7.01963 MW
Losses:	-----		
	Generator Losses	Aux & BOP Losses	
Steam Cycle	111.34 kW	188.10 kW	
Gas Turbine	-2.11007 kW	0.0 kW	

LHV Energy Input: -----  
 Total LHV Fuel Cons. 42735 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 42735 kJ/sec

Efficiency: -----  
 LHV Efficiency LHV Heat Rate  
 Gas Turbine 0.0  
 Net Cycle 16.43 21916 kJ/kW-hr  
 Adjusted 16.43 21916 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  
 Equivalent Power Equivalent Fuel  
 Credit 0.0 kW 0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----  
 Dry Bulb Wet Bulb Dew Point  
 Temperature 15.56 C 11.23 C 7.82803 C  
 Absolute Pressure Equivalent Altitude  
 Pressure 97.51 kPa 322.99 m  
 Relative Humidity Water Mole Fraction in Air  
 Humidity 0.6000 0.0108662

User-Defined Variables: -----  
 Index Description Value

BOP Calculations and Losses Settings: -----  
 Ignore Comp. Power Requ. No  
 ST Generator Efficiency 0.9800

Equipment ID: FLB1 Type: FLUBED Description: Fluidized Bed Boiler

Solid Fuel Flow 3.625 kg/sec  
 Oil Flow 0.0 kg/sec  
 Bed Loss Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Sorbent Flow Rate 0.0 kg/sec  
 Bottom Ash Flow 0.0515779 kg/sec  
 Fly Ash Flow 0.0957876 kg/sec  
 Boiler Load Method Flag Total Fuel Flow  
 Desired Total Fuel Flow 3.625 kg/sec  
 Total Fuel Flow 3.625 kg/sec  
 LHV Heat Load 42735 kJ/sec  
 HHV Heat Load 49368 kJ/sec  
 Total Fuel Flow 3.625 kg/sec  
 Duty @ Furnace Walls 24326 kJ/sec  
 Duty @ Radiant SH 2250.2 kJ/sec  
 Duty @ Radiant RH 0.0 kJ/sec  
 Current Heat Input / BFW 665.01 kJ/kg  
 BFW Flow 64.40 kg/sec  
 Cur. Boiler Efficiency 0.6199  
 Cur. Adiab. Flame Temp. 1673.2 C  
 Cur. Calc. Heat Rel. Rate 261.73 kW/m2  
 Cur. Stat. Heat Rel. Rate 67.61 kW/m2  
 Overall Equiv. U(htc) 0.2246 0.1543 0.0 kJ/sec-m2-K  
 Combustion Air Control: -----  
 Combustion Method Flag Fraction (vol) O2 in Dry Exhaust  
 Desired O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.04  
 O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0399987  
 Excess Air Fraction 0.2321  
 O2 Frac. in Dry Exh. Gas 0.0399987  
 O2 Frac. in Wet Exh. Gas 0.0307768  
 Desired Exh. Gas Temp. 700.00 C  
 Coal Fuel: -----  
 Solid Fuel Flow 3.625 kg/sec  
 Solid Fuel Temp. 27.00 C  
 Solid Fuel Enthalpy 29.15 kJ/kg  
 Coal H.V. Method Flag Method Unknown  
 Solid Fuel A.R. LHV 11789 kJ/kg  
 SolidFuel M.F. LHV 22940 kJ/kg  
 Solid Fuel M.A.F. LHV 24604 kJ/kg

Solid Fuel A.R. HHV			13619 kJ/kg
Solid Fuel M.F. HHV			24291 kJ/kg
Solid Fuel M.A.F. HHV			26052 kJ/kg
Proximate Analysis:			
Solid Fuel Volatile Matter Frac.			0.4189
Solid Fuel Carbon Fraction			0.1038
Solid Fuel Ash Fraction			0.0379038
Solid Fuel Water Fraction			0.4393
Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag			As Received
Ultimate Analysis	As Received	Moist. Free	Moist/Ash Free
Carbon (by Weight)	0.2749	0.4903	0.5258
Hydrogen	0.0346968	0.0618861	0.0663734
Oxygen	0.2066	0.3685	0.3952
Nitrogen	0.00529952	0.00945235	0.0101377
Sulphur	0.00129988	0.0023185	0.00248661
Ash	0.0379038	0.0676061	
Water	0.4393		
Solid Fuel Temp.			27.00 C

Flue Gas-----			
Nitrogen	0.6100	Oxygen	0.0307768
Carbon Dioxide	0.1212	H2O	0.2306
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00730385
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.000216367	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	27.87

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Generator Efficiency Method Flag	Specified Generator Efficiency
Desired Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Generator Efficiency	0.9850
ID for Icon on Shaft.	ST1
Shaft Power for Icon	2096.8 kW
ID for Icon on Shaft.	ST2
Shaft Power for Icon	5325.6 kW
Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Losses	111.34 kW
Shaft Power	7422.5 kW
Generator Terminal Power	7311.1 kW
Generator Reactive Power (kVAR)	4531.0
Overall Generator Efficiency w/o Margin	0.9850
Overall Losses w/o Margin	111.34 kW
Generator Shaft Power w/o Margin	7422.5 kW
Generator Terminal Power w/o Margin	7311.1 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin	4531.0
Generator Rating (kVA)	50000
Rating Coolant Pressure	515.04 kPa
Generator RPM	3600.0

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Condenser Modelling Method	Desired Exit Pressure
Desired Exit Pressure	9 kPa
Pressure	9 kPa
CW Method Flag	Fixed Cooling Water Temp. Rise
Desired CW Temp. Rise	11.00 C
Fixed CW Temp. Rise	11.00 C
Surface Area	1913.9 m2
Calculated Effectiveness	0.9705
Calculated Duty	17031 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise	11.00 C
Energetic Efficiency (beta!)	0.8758
Exit Subcooling	0.0 C
Steam Inlet DP	0.0
Calculated NTU	3.5232
Overall Heat Trans. Coeff.	2.85 kJ/sec-m2-K

CW Specific Volume	0.001005 m3/kg
CW Absolute Pressure Drop	0.0 kPa
CW Fractional Pressure Drop	0.0
Logarithmic Mean Temperature Difference	3.12212 C
Terminal Temperature Difference	0.3344 C
Number of Tubes	0.0
Number of Passes	2
HEI Cleanliness Factor	0.8500
Min. Allowed Press.	1.7237 kPa
Max. Allowed Press.	172.37 kPa
Heat Transf. Perf. Factor	1.0
Fouling Factor	0.0 m2-K-sec/kJ

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Number of Fans (Bays)	1
Total Fan Power	102.18 kW
Cooling Tower Duty	17076 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!)	0.3493
Current Approach	5.556 C
Current Range	10.92 C
Air-to-Water Ratio (AWR)	1.0
Current Merkel No. (Me)	1.06126
Gas Side Pressure Drop	0.2068 kPa
Calculated Inlet Relative Humidity	1.0
Calculated Inlet Wet Bulb Temperature	27.00 C
Exit Rel. Humidity	0.9800
Cycles of Concentration	4
Blowdown Fraction	0.00501137
Evaporation Loss Fraction	0.0150641
Drift Loss Fraction	1e-005
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.01
Electric Motor Efficiency	0.9200
Design Air Flow Ratio	1.0
Design Fan Max. Eff.	0.8000
Design Flow @ Max. Eff.	358.47 m3/sec

Flow/Flow at Max Eff	Eff/Max Eff
0.4000	0.5746

Miscellaneous Values: -----

Perf. Factor on Me No.	1.0
Effective Stack Height	0.9140 m
Design Eff. Stack Height	0.9140 m

Me0	m
OD eqn: Me=Me0*AWR**m 1.06126	0.6500
Min. Air-to-Water Ratio	0.3896

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power	2096.8 kW		
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW		
Current Gross Section Pwr	2096.8 kW		
Current Overall Efficiency	0.7793		
Exergetic Efficiency	0.9767		
Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon Method		
Design Press. Method	Input Throttle Pressure		
User-Input Inlet Pressure	2000.0 kPa		
Design Extraction Press. Method	Input Extraction Pressures		
Design Exit Press. Method	No Exit Pressure Drop		
Pressure	Stodola Cq	AEN	K-Factor^2
Pressure Settings:	kPa	mm2	kg2/hr2-kPa/m3/kg
-----			
Bowl	1960.0	9125.9	5034.9 145616
Rotational Speed			3600
Default Stage Press. Ratio			0.5000
Shaft/Gearbox Loss Frac.			0.0

Design Blade Flow Angle	15.00
Design Reaction	0.0
No. of Control Valves	3
Control Valve DP	0.02
No. of Stages in Gov. Row	1
Pitch Dia. of Gov. Stage	762.00 mm
Current Control Valve Set.	1.0
Valve Constant (Kv)	61263
Throttle Flow Ratio	1.0
ST exit: -----	
No. of Flow Ends	1
Exhaust Annulus Area	5.1654 m2
Exhaust Volumetric Flow	3.51228 m3/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	3.51228 m3/sec
Min. Allowed Exit Quality	0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C
Performance Factor	1.0
Current Overall Efficiency	0.7793
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.7793
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.7793
Current Inlet S.V.	0.1386 m3/kg
Current Bowl Pressure	1960.0 kPa
Data for Stage Groups:	
Group Stage 1 eff.	0.7793
Group Stage 1 Current PR	0.4337
There are 1 Stages in Group 1	
Design Stage PR, Group 1	0.4337
Group 1 Stage Critical PR	0.2470
Group Stage 1 Flow Coeff.	9125.9
Design Group 1 Enthalpy Corr.	1.0

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power	5325.6 kW		
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW		
Current Gross Section Pwr	5325.6 kW		
Current Overall Efficiency	0.9217		
Exergetic Efficiency	0.9429		
Design Efficiency Method	Spencer Cotton Cannon Method		
Design Press. Method	Input Throttle Pressure		
User-Input Inlet Pressure	850.00 kPa		
Pressure	Stodola Cq	AEN	K-Factor^2
Pressure Settings: kPa		mm2	kg2/hr2-kPa/m3/kg
Bowl	833.00	11932	6766.1 265201
Configuration Inputs: -----			
Rotational Speed	3600		
Default Stage Press. Ratio	0.7000		
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0		
Design Blade Flow Angle	15.00		
No. of Control Valves	0		
Control Valve DP	0.02		
Current Control Valve Set.	1.0		
Valve Constant (Kv)	82679		
Throttle Flow Ratio	1.0		
No. of Flow Ends	1		
Exhaust Annulus Area	5.1654 m2		
Current Annulus Velocity	0.0 m/sec		
Volumetric Flow at ELEP	0.0 m3/sec		
Exhaust Volumetric Flow	109.13 m3/sec		
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	109.13 m3/sec		
Min. Allowed Exit Quality	0.8500		
Max. Allowed Inlet Temp.	565.56 C		
Performance Factor	1.0		
Current Overall Efficiency	0.9217		
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.9253		
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.9253		
Current Inlet S.V.	0.2814 m3/kg		
Current Bowl Pressure	833.00 kPa		
Data for Stage Groups:			

Group Stage 1 eff.	0.9253
Group Stage 1 Current PR	0.0108043
There are 13 Stages in Group 1	
Design Stage PR, Group 1	0.7059
Group 1 Stage Critical PR	0.00619563
Group Stage 1 Flow Coeff.	11932
Design Group 1 Enthalpy Corr.	2.31623

-----

## F.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

GateCycle Report - Stream Report

Model: MW Case: MW

Page 1 of 4  
01/17/2008 12:45

Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r

Date & Time of Last Run 01/17/08 12:41

Last Execution Status Converged

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
S1	SP2	FLB1	15.45	17.41	99.46	1.87765
S2	FLB1	SPHT1	18.93	700.00	98.36	834.38
S3	FLB1	DRUM1	64.40	212.37	2000.0	1286.3
S4	DRUM1	FLB1	64.40	212.37	2000.0	908.59
S5	SP2	FLB1	0.0	17.41	99.46	1.87765
S6	DRUM1	FLB1	12.48	212.37	2000.0	2797.2
S7	FLB1	SPHT1	12.48	280.00	2000.0	2977.5
S8	ECON1	DRUM1	12.48	198.94	2500.0	848.02
S9	SPHT1	ECON1	18.93	618.59	98.36	727.11
S10	SPHT1	ST1	12.48	350.00	2000.0	3138.7
S11	ECON1	C2	18.93	327.09	98.36	360.63
S12	PUMP2	DA1	11.99	43.72	250.00	183.20
S13	ST1	SP1	12.48	260.12	850.00	2970.6
S14	SP1	ST2	7.70403	260.12	850.00	2970.6
S15	ST2	M1	7.70403	43.79	9	2279.4
S16	SP1	HX1	4.21	260.12	850.00	2970.6
S17	HX1	V1	4.21	93.64	841.50	392.82
S18	M1	CND1	11.91	43.79	9	1612.7
S19	-	PUMP1	4.16	25.00	97.51	104.85
S20	PUMP1	HX1	4.16	25.10	434.37	105.59
S21	HX1	-	4.16	144.84	413.69	2688.6
S22	CND1	M2	11.91	43.79	9	183.28
S23	MU1	M2	0.0719157	27.00	97.00	113.21
S24	M2	PUMP2	11.99	43.69	9	182.86
S25	DA1	PUMP3	12.48	70.43	250.00	294.96
S26	SP1	DA1	0.5657	260.12	850.00	2970.6
S27	PUMP3	ECON1	12.48	70.64	2500.0	297.66
S28	-	C1	15.45	15.56	97.51	-3.03472
S29	C1	SP2	15.45	17.41	99.46	1.87765
S30	C2	-	18.93	330.43	100.33	364.69
S31	CT1	PUMP4	370.53	32.44	97.51	135.97
S32	PUMP4	CND1	370.53	32.45	200.00	136.09
S33	CND1	CT1	370.53	43.45	200.00	182.05
S34	V1	M1	4.21	45.83	10.00	392.82

-----



LHV Energy Input: -----  
 Total LHV Fuel Cons. 44949 kJ/sec  
 Fuel Cons. in Duct Burners 44949 kJ/sec

Efficiency: -----  

	LHV Efficiency	LHV Heat Rate
Gas Turbine	0.0	
Net Cycle	16.80	21426 kJ/kW-hr
Adjusted	16.80	21426 kJ/kW-hr

Credits Applied for Adjusted Eff. & HR: -----  

	Equivalent Power	Equivalent Fuel
Credit	0.0 kW	0.0 kJ/sec

Ambient Conditions: -----  

	Dry Bulb	Wet Bulb	Dew Point
Temperature	25.56 C	19.89 C	17.22 C
	Absolute Pressure	Equivalent Altitude	
Pressure	97.51 kPa	322.99 m	
	Relative Humidity	Water Mole Fraction in Air	
Humidity	0.6000	0.020137	

Equipment ID: CND1 Type: CONDSR Description: Condenser

Condenser Modelling Method	Desired Exit Pressure
Desired Exit Pressure	9 kPa
Pressure	9 kPa
CW Method Flag	Fixed Cooling Water Temp. Rise
Desired CW Temp. Rise	11.11 C
Fixed CW Temp. Rise	11.11 C
Surface Area	2402.6 m2
Calculated Effectiveness	0.9789
Calculated Duty	19685 kJ/sec
Fixed CW Temp. Rise	11.11 C
Exergetic Efficiency (beta!)	0.7070
Exit Subcooling	0.0 C
Steam Inlet DP	0.0
Calculated NTU	3.85989
Overall Heat Trans. Coeff.	2.85 kJ/sec-m2-K
CW Specific Volume	0.001005 m3/kg
CW Absolute Pressure Drop	0.0 kPa
CW Fractional Pressure Drop	0.0
Logarithmic Mean Temperature Difference	2.87469 C
Terminal Temperature Difference	0.2388 C
Number of Tubes	0.0
Number of Passes	2
HEI Cleanliness Factor	0.8500
Miscellaneous Values: -----	
Min. Allowed Press.	1.7237 kPa
Max. Allowed Press.	172.37 kPa
Heat Transf. Perf. Factor	1.0
Fouling Factor	0.0 m2-K-sec/kJ
Fraction of Tubes Blocked	0.0

Equipment ID: CT1 Type: CTOWER Description: Cooling Tower

Number of Fans (Bays)	1
Total Fan Power	112.63 kW
Cooling Tower Duty	19735 kJ/sec
Exergetic Efficiency (beta!)	0.1299
Current Approach	5.556 C
Current Range	11.01 C
Air-to-Water Ratio (AWR)	1.0
Current Merkel No. (Me)	1.123
Gas Side Pressure Drop	0.2068 kPa
Calculated Inlet Relative Humidity	1.0
Calculated Inlet Wet Bulb Temperature	27.00 C

Exit Rel. Humidity	0.9800
Cycles of Concentration	4
Blowdown Fraction	0.00502307
Evaporation Loss Fraction	0.0150992
Drift Loss Fraction	1e-005
Fan Design and Efficiency Curve:	-----
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.01
Electric Motor Efficiency	0.9200
Design Air Flow Ratio	1.0
Design Fan Max. Eff.	0.8000
Design Flow @ Max. Eff.	395.10 m3/sec
Miscellaneous Values:	-----
Perf. Factor on Me No.	1.0
Effective Stack Height	0.0 m
Design Eff. Stack Height	0.0 m

Equipment ID: FB1 Type: FBOILR Description: Fossil Boiler

Solid Fuel Flow	3.62486 kg/sec
Oil Flow	0.0 kg/sec
Boiler Load Method Flag	Total Fuel Flow
Desired Total Fuel Flow	3.7443 kg/sec
Total Fuel Flow	3.7443 kg/sec
LHV Heat Load	44949 kJ/sec
HHV Heat Load	51814 kJ/sec
Total Fuel Flow	3.7443 kg/sec
Duty @ Furnace Walls	25863 kJ/sec
Duty @ Radiant SH	1543.9 kJ/sec
Duty @ Radiant RH	0.0 kJ/sec
Current Heat Input / BFW	3299.9 kJ/kg
BFW Flow	13.69 kg/sec
Cur. Boiler Efficiency	0.6059
Cur. Reduc. Boiler Eff.	0.5135
Cur. Reduc. Firing Dens.	0.1541
Cur. Reduc. Sink Temp.	0.2611
Cur. Adiab. Flame Temp.	1619.3 C
Cur. Calc. Heat Rel. Rate	58.42 kW/m2
Cur. Stat. Heat Rel. Rate	67.81 kW/m2
Heat exchange	Furnace Superheater Reheater
Frac. from Radiation	0.8305 0.7269 0.0
Frac. from Convection	0.1695 0.2731 0.0
Overall Equiv. U(htc)	0.0453186 0.0509461 0.0 kJ/sec-m2-K
Fuel Mix Method Flag	Fraction of Total Fuel Mass Flow
Coal Fuel Input Fraction	0.9681
Oil Fuel Input Fraction	0.0
Gas Fuel Input Fraction	0.0319
Excess Air Fraction	0.3000
O2 Frac. in Dry Exh. Gas	0.0489919
O2 Frac. in Wet Exh. Gas	0.0379769
Desired Exh. Gas Temp.	700.00 C
Coal Fuel:	-----
Solid Fuel Flow	3.62486 kg/sec
Solid Fuel Temp.	27.00 C
Solid Fuel Enthalpy	29.15 kJ/kg
Coal H.V. Method Flag	Method Unknown
Solid Fuel A.R. LHV	11790 kJ/kg
SolidFuel M.F. LHV	22940 kJ/kg
Solid Fuel M.A.F. LHV	24603 kJ/kg
Solid Fuel A.R. HHV	13619 kJ/kg
Solid Fuel M.F. HHV	24290 kJ/kg
Solid Fuel M.A.F. HHV	26051 kJ/kg
Proximate Analysis:	
Solid Fuel Volatile Matter Frac.	0.4189
Solid Fuel Carbon Fraction	0.1039
Solid Fuel Ash Fraction	0.0379
Solid Fuel Water Fraction	0.4393
Solid Fuel Ult. Anal. Meth. Flag	As Received
Ultimate Analysis	As Received Moist. Free Moist/Ash Free
Carbon (by Weight)	0.2749 0.4903 0.5258

Hydrogen	0.0347	0.0618869	0.0663734
Oxygen	0.2066	0.3685	0.3952
Nitrogen	0.0053	0.00945247	0.0101377
Sulphur	0.0013	0.00231853	0.00248661
Ash	0.0379	0.0675941	
Water	0.4393		
-----			
Fuel Gas			
Nitrogen	0.0	Oxygen	0.0
Carbon Dioxide	0.3484	H2O	0.1500
Hydro Carbons	0.5012	Argon	0.0
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.0	Hydrogen Sulfide	0.0004
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	4	Molecular Weight	0.0
Fuel Gas LHV	18528 kJ/kg		
-----			
Flue Gas			
Nitrogen	0.6144	Oxygen	0.0379769
Carbon Dioxide	0.1153	H2O	0.2248
Hydro Carbons	0.0	Argon	0.00735724
Hydrogen	0.0	Carbon Monoxide	0.0
Sulfur Dioxide	0.000198996	Hydrogen Sulfide	0.0
Carbonyl Sulfide	0.0		
H/C Ratio	0.0	Molecular Weight	27.86

Equipment ID: GEN1 Type: GENRTR Description: Generator

Generator Efficiency Method Flag	Specified Generator Efficiency
Desired Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Generator Efficiency	0.9850
ID for Icon on Shaft.	ST1
Shaft Power for Icon	2858.3 kW
ID for Icon on Shaft.	ST2
Shaft Power for Icon	5130.4 kW
Overall Generator Efficiency	0.9850
Overall Losses	119.83 kW
Shaft Power	7988.7 kW
Generator Terminal Power	7868.9 kW
Generator Reactive Power (kVAR)	4876.7
Overall Generator Efficiency w/o Margin	0.9850
Overall Losses w/o Margin	119.83 kW
Generator Shaft Power w/o Margin	7988.7 kW
Generator Terminal Power w/o Margin	7868.9 kW
Generator Reactive Power (kVAR) w/o Margin	4876.7
Generator Rating (kVA)	50000
Rating Coolant Pressure	515.04 kPa
Generator RPM	3600.0

Equipment ID: ST1 Type: ST Description: Steam Turbine

Net ST Section Power	2858.3 kW
Shaft/Gearbox Losses	0.0 kW
Current Gross Section Pwr	2858.3 kW
Current Overall Efficiency	0.8650
Exergetic Efficiency	0.9813
Design Efficiency Method	Isentropic Expansion Efficiency
User-Input Efficiency	0.8800
Design Press. Method	Throttle Pressure Set Upstream
Design Extraction Press. Method	Input Extraction Pressures
	Pressure      Stodola Cq      AEN      K-Factor^2
Pressure Settings:	kPa      mm2      kg2/hr2-kPa/m3/kg
-----	
Bowl	1960.0      9957.1      5483.1      172696
Extraction 4	870.00      16907      7842.2      356297
Rotational Speed	3600
Default Stage Press. Ratio	0.7000
Shaft/Gearbox Loss Frac.	0.0
Design Blade Flow Angle	15.00

```

ST inlet: -----
No. of Control Valves                1
Control Valve DP                     0.02
Current Control Valve Set.           1.0
Valve Constant (Kv)                 66717
Throttle Flow Ratio                 1.0
No. of Flow Ends                    1
Exhaust Annulus Area                5.1654 m2
Volumetric Flow at ELEP              0.0 m3/sec
Volumetric Flow at ELEP per Flow End 0.0 m3/sec
Quality at ELEP                     0.0
Exhaust Volumetric Flow             3.03278 m3/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End 3.03278 m3/sec
Min. Allowed Exit Quality            0.8500
Max. Allowed Inlet Temp.            565.56 C
Performance Factor                   1.0
Current Overall Efficiency            0.8650
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.      0.8745
Cur. Bowl-ELEP Eff.                0.8800
Current Inlet S.V.                  0.1386 m3/kg
Current Bowl Pressure                1960.0 kPa
Data for Stage Groups:
Group Stage 1 eff.                  0.8745
Group Stage 5 eff.                  0.8803
Group Stage 1 Current PR            0.4439
Group Stage 5 Current PR            0.8046
There are 2 Stages in Group 1
There are 1 Stages in Group 5
Design Stage PR, Group 1            0.6662
Design Stage PR, Group 5            0.8046
Group 1 Stage Critical PR           0.2537
Group 5 Stage Critical PR           0.5400
Group Stage 1 Flow Coeff.           9957.1
Group Stage 5 Flow Coeff.           16907
Design Group 1 Enthalpy Corr.        0.9193
Design Group 5 Enthalpy Corr.        0.9584
Spencer Cotton Cannon Extr 4 Enthalpy 2958.8 kJ/kg
SCC Extr. 4 Enth. Corr.             1.0
    
```

Equipment ID: ST2 Type: ST Description: Steam Turbine

```

Net ST Section Power                5130.4 kW
Shaft/Gearbox Losses                0.0 kW
Current Gross Section Pwr            5130.4 kW
Current Overall Efficiency            0.8366
Exergetic Efficiency                 0.8683
Design Efficiency Method              Isentropic Expansion Efficiency
User-Input Efficiency                0.8400
Design Press. Method                 Throttle Pressure Set Upstream
Design Extraction Press. Method      Input Extraction Pressures
Design Exit Press. Method            No Exit Pressure Drop
Pressure Settings:                   Pressure      Stodola Cq   AEN          K-Factor^2
                                     kPa          mm2          kg2/hr2-kPa/m3/kg
-----
Bowl                                686.00      16011       9074.8       477569
Rotational Speed                    3600
Default Stage Press. Ratio           0.7000
Shaft/Gearbox Loss Frac.             0.0
Design Blade Flow Angle              15.00
ST inlet: -----
No. of Control Valves                0
Control Valve DP                     0.02
Current Control Valve Set.           1.0
Valve Constant (Kv)                 110950
Throttle Flow Ratio                 1.0
No. of Flow Ends                    1
Exhaust Annulus Area                5.1654 m2
Current Annulus Velocity             0.0 m/sec
    
```

Volumetric Flow at ELEP	0.0	m3/sec
Exhaust Volumetric Flow	126.90	m3/sec
Exhaust Volumetric Flow per Flow End	126.90	m3/sec
Miscellaneous Values: -----		
Min. Allowed Exit Quality	0.8500	
Max. Allowed Inlet Temp.	565.56	C
Performance Factor	1.0	
Current Overall Efficiency	0.8366	
Cur. Bowl-Last Extraction Eff.	0.8400	
Cur. Bowl-ELEP Eff.	0.8400	
Current Inlet S.V.	0.3233	m3/kg
Current Bowl Pressure	686.00	kPa
Group Stage 1 eff.	0.8400	
Group Stage 1 Current PR	0.0131195	
There are 12 Stages in Group 1		
Design Stage PR, Group 1	0.6969	
Group 1 Stage Critical PR	0.00743041	
Group Stage 1 Flow Coeff.	16011	
Design Group 1 Enthalpy Corr.	2.06044	
-----		

## G.2 PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS ENERGÉTICOS.

GateCycle Report - Stream Report  
 Model: BGMOD2 Case: BGMOD2  
 Prepared using GateCycle Version 5.51.0.r  
 Date & Time of Last Run 01/17/08 19:00  
 Last Execution Status Converged

Page 1 of 4  
 01/17/2008 19:02

Streams	From	To	Flow kg/sec	Temperature C	Pressure kPa	Enthalpy kJ/kg
-----						
S1	SP2	FB1	1.08746	27.47	99.46	12.11
S2	FB1	SPHT1	20.83	700.00	99.25	831.61
S3	FB1	DRUM1	13.69	212.37	2000.0	2797.2
S4	DRUM1	FB1	13.69	212.37	2000.0	908.59
S5	SP2	FB1	16.15	27.47	99.46	12.11
S6	DRUM1	SPHT1	13.53	212.37	2000.0	2797.2
S7	FB1	V1	13.59	350.00	2000.0	3138.7
S8	ECON1	DRUM1	13.53	207.39	2500.0	886.11
S9	SPHT1	ECON1	20.83	579.77	99.25	674.50
S10	SPHT1	TMX1	13.53	305.00	2000.0	3036.7
S11	ECON1	C2	20.83	267.43	99.25	288.42
S12	ST1	SP1	9.38067	231.76	700.00	2914.7
S13	SP1	ST2	8.75349	231.76	700.00	2914.7
S14	ST2	CND1	8.75349	43.79	9	2328.6
S15	ST1	HX1	4.21	255.00	870.00	2958.8
S16	HX1	-	4.16	144.84	413.67	2679.0
S17	HX1	CND1	4.21	94.99	870.00	398.53
S18	SP3	ECON1	13.53	70.64	2500.0	297.66
S19	CND1	M2	12.96	43.79	9	183.28
S20	-	PUMP2	4.16	27.00	97.51	113.21
S21	PUMP2	HX1	4.16	27.03	413.67	113.64
S22	CT1	PUMP1	424.57	32.44	101.33	135.97
S23	PUMP1	CND1	424.57	32.45	200.00	136.08
S24	CND1	CT1	424.57	43.55	200.00	182.45
S25	MU1	M2	0.0782524	27.00	103.42	113.22
S26	M2	PUMP4	13.04	43.69	9	182.86

S27	DA1	PUMP3	13.59	70.43	250.00	294.96
S28	-	C1	17.24	25.56	97.51	10.16
S29	C1	SP2	17.24	27.47	99.46	12.11
S30	C2	-	20.83	270.51	101.23	292.08
S31	PUMP3	SP3	13.59	70.64	2500.0	297.66
S32	SP1	DA1	0.6272	231.76	700.00	2914.7
S33	PUMP4	DA1	13.04	43.79	250.00	183.50
S34	SP3	TMX1	0.057768	70.64	2500.0	297.66
S35	TMX1	FB1	13.59	300.00	2000.0	3025.1
S36	V1	ST1	13.59	350.00	2000.0	3138.7

---

## Apêndice H

# DADOS MÁSSICOS E ENERGÉTICOS DO INVENTARIO DO CICLO DE VIDA PARA O BIODIESEL DE ÓLEO DE DENDÊ.

### H.1 ETAPA AGRICOLA.

FERTILIZAÇÃO	VIVERO Kg Adubo / há ano		C1	C2	C3
		[N]	18	3	7
		[P]	16	6	2
	[K]	24	9	4	
	ADULTA Kg / Há-Ano (Viveiro)	[N]	135	286	82
		[P]	72		51
		[K]	290	429	243

Energia		C1	C2	C3
Herbicida	MJ / ton óleo (TOTAL)	11,9	0,0	452,6

Energia Pesticida		C1	C2	C3
	MJ / ton óleo (TOTAL)	56,1	8,0	102,3

Energia Tratores, Caminhões e ônibus.		C1	C2	C3
	# Tratores	14	17	15
	Há trator <sup>-1</sup>	86	202	312
	Ônibus	1	1	4
	Caminhões	3	8	10
	MJ / ton óleo (TOTAL)	140,3	77,9	79,2

Energia Combustível		C1	C2	C3
	Diesel [litros ton CFF ano <sup>-1</sup> ]	1,05	1,93	1,05
	MJ / ton óleo (TOTAL)	203	351	197

Energia Trabalho Humano		C1	C2	C3
	Há trabalhador <sup>-1</sup>	6	7	7
	MJ / ton óleo (TOTAL)	147	123	143

Energia Irrigação		C1	C2	C3
	Água, viveiro [kWh há <sup>-1</sup> ]	42,46	687,27	950
	Água, adulta [kWh há <sup>-1</sup> ]	996	687,27	---
	MJ / ton óleo (TOTAL)	564	394	49

## H.2 EXTRAÇÃO DO ÓLEO.

<b>Índices de Biomassa</b>	<b>ton resíduo / ton Óleo</b>		C1	C2	C3
		bucha	1,01	1,06	1,05
		fibras	0,76	0,64	0,59
		cascas	0,45	0,57	0,34
		cinzas	0,05	0,05	0,05
		Óleo de palmiste	0,15	0,14	0,15
		torta	0,15	0,14	0,15

<b>Serviços industriais</b>	<b>Vapor</b>		<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>
		kg vapor / ton CFF	400	540	530
	Pressão geração vapor (psi)	300	120	300	
	<b>Eletricidade</b>	kWh ton CFF-1	22,0	22,7	15,4
<b>Água</b>	m3 ton CFF-1	1,52	1,30	0,80	

<b>Combustíveis</b>	<b>Caminhões</b>		<b>C1</b>	<b>C2</b>	<b>C3</b>
		Distancia media por viagem, (km)	40	40	40
		Consumo (km gl-1)	10	8	10
		Cap. Caminhões (ton)	10	10	10
	% fruto transportado em Caminhões	90	90	90	
	<b>Tratores</b>	Consumo médio [gl ton CFF-1]*	0,554	0,554	0,554
	<b>Geração eletricidade</b>	Operação gerador emergência [% do tempo da PB]	n.a.	7 (planta de 500kVA, 18 gl/h)	7 (planta de 500kVA, 18 gl/h)
	% energia gerada	20	n.a.	n.a.	
	<b>Consumo total</b>	Litros (ton CFF-ano)-1	2,16	2,14	1,80
	<b>MJ ton óleo total</b>		420	391	340

\* Dados da media fornecidos pela empresa C2.

**Energia contida pelos racimos vazios utilizados como fertilizante - MJ/ kg óleo  
( %) base úmida**

Nitrogênio (N)	0,32	0,17
Fósforo (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	0,09	0,02
Potássio (K <sub>2</sub> O)	1,16	0,13
Magnésio	0,12	0,00

\* Wood and Corley. (1991)

**Energia contida pelas cinzas utilizadas como fertilizante - MJ/ kg óleo  
( %) base úmida**

Nitrogênio (N)	0	0,00
Fósforo (P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> )	3,7	0,03
Potássio (K <sub>2</sub> O)	41,4	0,21
Magnésio	5,8	0,01

\* Wood and Corley. (1991)

### H.3 REFINAÇÃO DO ÓLEO.

	MJ kg RBD <sup>-1</sup>	MJ kg Biodiesel <sup>-1</sup>
<b>Óleo de Palma cru</b>	41,1692	41,5850
<b>RBD</b>	39,6000	39,6000
<b>Ácidos Graxos</b>	1,2638	1,2766
<b>Diesel - aquecimento</b>	0,2071	0,2092
<b>Eletricidade</b>	0,0752	0,0759
<b>Vapor</b>	0,6883	0,6953
<b>Total</b>	0,9706	0,9804

## H.4 TRANSESTERIFICAÇÃO.

<b>Índices de Biomassa</b>			Media assumida da Lurgi
	<b>Metanol</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,096
	<b>Eletricidade</b>	(kWh kg <sup>-1</sup> PME)	0,011
	<b>RME</b>	(kg kg <sup>-1</sup> óleo)	0,99
	<b>Vapor</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,415
	<b>Glicerina 80%</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,116
	<b>Catalisador Na-Methylat</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,005
	<b>Água resfriamento, delta 10 K</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,025
	<b>Água selo</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,120
	<b>Nitrogênio</b>	Nm <sup>3</sup> kg <sup>-1</sup> PME	0,001
	<b>Ar de instrumentação</b>	Nm <sup>3</sup> kg <sup>-1</sup> PME	0,005
	<b>Solução cáustica, 50%</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,002
	<b>Ácido Hidrórico</b>	(kg kg <sup>-1</sup> PME)	0,010