



**Aristides Bobroff Maluf**

**Avaliação Termoeconômica da Cogeração no Setor Sucroenergético com o  
Emprego de Bagaço, Palha, Biogás de Vinhaça Concentrada e Geração na  
Entressafra**

**Número de publicação: 10/2015**

**CAMPINAS**

**2014**



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS  
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

Aristides Bobroff Maluf

**Avaliação Termoeconômica da Cogeração no Setor  
Sucroenergético com o Emprego de Bagaço, Palha, Biogás de  
Vinhaça Concentrada e Geração na Entressafra**

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia  
Mecânica da Universidade Estadual de Campinas como parte  
dos requisitos exigidos para obtenção do título de Doutor em  
Engenharia Mecânica, na Área de Térmica e Fluidos.

Orientador: Prof. Dr. Caio Glauco Sánchez

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO

FINAL DA TESE DEFENDIDA PELO ALUNO

ARISTIDES BOBROFF MALUF, E ORIENTADA

PELO PROF. DR. CAIO GLAUCO SÁNCHEZ

ASSINATURA DO ORIENTADOR

**CAMPINAS**

**2014**

Ficha catalográfica  
Universidade Estadual de Campinas  
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura  
Elizangela Aparecida dos Santos Souza - CRB 8/8098

B63a Maluf, Aristides Bobroff, 1946-  
Avaliação termoeconômica da cogeração no setor sucroenergético com o emprego de bagaço, palha, biogás de vinhaça concentrada e geração na entressafra / Aristides Bobroff Maluf. – Campinas, SP : [s.n.], 2014.

Orientador: Caio Glauco Sánchez.  
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Bioenergia. 2. Exergia. 3. Bagaço de cana. 4. Palha. 5. Vinhaça. I. Sánchez, Caio Glauco, 1955-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

**Título em outro idioma:** Thermoeconomic assessment of the cogeneration in the sugar mills using bagasse, straw, vinasse biogas and generation in the off-season.

**Palavras-chave em inglês:**

Bioenergy

Exergy

Bagasse

Straw

Vinasse

**Área de concentração:** Engenharia Mecânica

**Titulação:** Doutor em Engenharia Mecânica

**Banca examinadora:**

Caio Glauco Sánchez [Orientador]

Sérgio Valdir Bajay

Paulo Sérgio Graziano Magalhães

Electo Eduardo Silva Lora

Eduardo Rafael Barreda del Campo

**Data de defesa:** 17-12-2014

**Programa de Pós-Graduação:** Engenharia Mecânica

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**  
**DEPARTAMENTO DE ENERGIA**  
**TESE DE DOUTORADO**

**Avaliação termoeconômica da cogeração no setor sucroenergético  
com o emprego de bagaço, palha, biogás de vinhaça concentrada e  
geração na entressafra**

Autor: Aristides Bobroff Maluf

Orientador: Prof.Dr. Caio Glauco Sánchez

A Banca Examinadora composta pelos membros abaixo aprovou esta Tese:

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Caio Glauco Sánchez, Presidente – FEM / UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay – FEM/UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Paulo Sérgio Graziano Magalhães - FEAGRI / UNICAMP

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Electo Eduardo Silva Lora – UNIFEI / ITAJUBÁ

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. Eduardo Rafael Barreda del Campo – UEA / MANAUS

Campinas, 17 de dezembro de 2014.



**DEDICATÓRIA:**

Dedico este trabalho aos meus pais (in memoriam) e à minha família.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Caio os meus sinceros agradecimentos pela orientação e amizade nesses anos de trabalho.

Ao Prof. Electo da UNIFEI/Itajubá pela colaboração e sempre a postos para os esclarecimentos.

Ao Prof. Renato Badiale da EEP/Piracicaba pela elaboração de Figuras desse trabalho.

Ao Rodrigo, meu filho, pelas correções dos textos de maneira bem rigorosa.

À Emilia, minha esposa, pela compreensão e apoio.

*“O correr da vida embrulha tudo. A vida é assim: esquenta e esfria, aperta e daí afrouxa, sossega e depois desinquieta. O que ela quer da gente é coragem”*

**Guimarães Rosa**

## RESUMO

Neste trabalho é desenvolvida uma metodologia para a avaliação termoeconômica da cogeração no setor sucroenergético, com geração na entressafra. São feitos balanços de massa, energia e exergia das plantas, usando o simulador *Cycle-Tempo*. Em seguida é elaborada uma folha de balanço de energia (FBE) para fornecer a energia elétrica consumida e a exportada pela planta. O fluxo de caixa indica a viabilidade econômica ou não da planta, e o estudo da sensibilidade mostra a variação do custo específico da bioenergia produzida, devido às incertezas. Os biocombustíveis empregados são: bagaço, palha e biogás de vinhaça. O trabalho também simulou cenários para a queima da palha da cana. Elementos como potássio, sódio e cloro encontrados em maior quantidade na palha quando comparada ao bagaço, têm causado problemas de incrustação (depósito), fuligem e corrosão nas caldeiras (baixo ponto de fusão das cinzas). A melhor solução, apresentada neste trabalho, é o tratamento da palha através da trituração, lixiviação e secagem, antes da queima nas caldeiras. Com este tratamento, a palha se torna semelhante ao bagaço, minimizando os efeitos nocivos da queima. Com a diminuição das queimadas nos canaviais, tem-se aumentado a quantidade de palha disponível na indústria. Esse biocombustível é usado para aumentar a exportação da energia elétrica excedente.

Como conclusões mais importantes, durante a safra, é a utilização conjunta do bagaço, 50% da palha (triturada, lixiviada e seca) produzida no campo e o biogás produzido pela biodigestão anaeróbica da vinhaça. Na entressafra, utilizando os equipamentos que ficariam ociosos, é produzida energia elétrica para exportação. O melhor biocombustível para este período é o eucalipto. A análise exérgica e a otimização exergoeconômica serviram para complementar o trabalho.

Palavras Chave: Bioenergia, Exergia, Bagaço de Cana de Açúcar, Palha, Biogás de Vinhaça, Eucalipto, Otimização.

## ABSTRACT

In this work a methodology is developed for the thermoeconomic assessment of the cogeneration in the sugar mills, with generation in the off-season. Mass, energy and exergy balance were elaborated, using the software Cycle-Tempo. After that an energy balance sheet (FBE) was elaborated to establish the exported and consumed electric energy by the plant. The cash flow indicates the economic feasibility or not of the plant, and the sensibility study shows the variation of the specific cost of the produced bioenergy, due to the uncertainties. The biofuels used are: bagasse, straw and vinasse biogas. This work also simulated scenarios for the burning of cane-straw. Elements like potassium, sodium and chlorine found in great quantities in the straw when compared to the bagasse, has caused problems of slagging, fouling and corrosion in the boilers (low melting point of the ashes). The best solution, as shown in this work, is the treatment of the cane straw through trituration, leaching and drying, before burning the material in the boilers. With that treatment, the straw becomes similar to the bagasse, minimizing the harmful effects of the burning. With the decreasing of the burnings in the sugar-cane plantations, the quantity of straw available in the industry has grown. This biofuel could be used to increase the exportation of surplus electricity.

As more important conclusions, during the season, it is the joint utilization of bagasse, 50% of straw (trituated, leached and dried) produced in the fields and of the biogas produced by the anaerobic biodigestion of the vinasse. During the off-season, using the facilities that would otherwise stay idle, electricity for exportation should be produced. The best biofuel for that period is the eucalyptus. The exergetic analysis and optimization were useful to complete this work.

**Key Words:** Bioenergy, Exergy, Sugarcane-Bagasse, Straw, Vinasse-Biogas, Eucalyptus, Optimization.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama de Mollier da turbina (estudo de caso CTC-2009-4)	15
Figura 3.1. Exemplo de um esquema simples do <i>Cycle-Tempo</i>	26
Figura 3.2. Sistema matricial do esquema <i>Cycle-Tempo</i>	27
Figura 3.3. Potência da UTE versus preço específico	32
Figura 4.1. Fluxograma explicativo para os estudos de caso analisados	35
Figura 4.2. Fluxograma para o estudo de caso CTC 1.1 (Tela original do Cycle-Tempo)	36
Figura 4.3. Fluxograma para o estudo de caso CTC 2.1	43
Figura 4.4. Cev versus Eeee (valores simulados e valores apresentados pelo CTC)	47
Figura 4.5. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-1	48
Figura 4.6. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-1/BNDES	50
Figura 4.7. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-2	51
Figura 4.8. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-2/BNDES	53
Figura 4.9. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-3	54
Figura 4.10. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-3/BNDES	55
Figura 4.11. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-4	56
Figura 4.12. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-4/BNDES	57
Figura 4.13. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-5 (superaquecedor a biogás, equipamento 12)	58
Figura 4.14. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-5/BNDES	61
Figura 4.15. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-6	62
Figura 4.16. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-6/BNDES	63
Figura 4.17. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-7	64

Figura 4.18. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-7/BNDES	64
Figura 5.1. Fluxograma para o estudo de caso 14 (Entressafra, caldeira alimentada com cavacos de eucalipto)	69
Figura 5.2. Variação do parâmetro versus CEE para o estudo de caso 14	75
Figura 5.3. Fluxograma para o estudo de caso 15 (período da safra)	77
Figura 5.4. Fluxograma para o estudo de caso 16 (período da entressafra)	79
Figura 5.5. Extrapolação relativa aos estudos 15, 16, 17 e 18	81
Figura 5.6. Interpolação relativa aos estudos 17/18, 19/20 e 21/22	84
Figura 5.7. Estudo da sensibilidade para o CEE/estudo de caso 23/BNDES	87
Figura 5.8. Estudo da sensibilidade para o CEE/estudo de caso 24/BNDES	87
Figura 6.1. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-4 oti	100
Figura 6.2. Diagrama T-S para o estudo de caso CTC-2009-4 oti	101
Figura 6.3. Fluxograma para o estudo de caso 14 oti	101
Figura 6.4. Diagrama T-S para o estudo de caso 14 oti	102
Figura V.1. Estudo de caso CTC-3.1.1, só bagaço, com 8% de reserva, 300 kg <sub>v</sub> /tc (processo)	131
Figura V.2. Estudo de caso CTC 3.1.2, só bagaço, com 8% de reserva, 400 kg <sub>v</sub> /tc (processo)	132
Figura V.3. Estudo de caso CTC 3.1.3, só bagaço, com 8% de reserva, 500 kg <sub>v</sub> /tc (processo)	132
Figura V.4. Estudo de caso 17, safra, com bagaço (600.000 t), 50% de palha e biogás	135
Figura V.5. Estudo de caso 18, entressafra, com bagaço e palha armazenados	136
Figura V.6. Estudo de caso 19, safra, com bagaço (609.340 t), 50% de palha e biogás	137
Figura V.7. Estudo de caso 20, entressafra, com bagaço e palha armazenados	138
Figura V.8. Estudo de caso 21, safra, com bagaço (607.000 t), 50% de palha e biogás	139
Figura V.9. Estudo de caso 22, entressafra, com bagaço e palha armazenados	140
Figura V.10. Estudo de caso 23, safra, com bagaço (605.556 t), 50% de palha e biogás	141
Figura V.11. Estudo de caso 24, entressafra, com bagaço e palha armazenados	142

Figura VI.1. Estudo da sensibilidade para o CEE/estudo de caso 15/BNDES	171
Figura VII.1. Custo da caldeira versus custo específico do investimento	202
Figura VII.2. Custo da caldeira versus custo específico da energia	203
Figura VII.3. Custo específico do investimento versus taxa interna de retorno	203
Figura VII.4. Taxa int. de retorno versus custo específico da energia (com recurso próprio)	204
Figura VII.5. Taxa interna de retorno versus custo específico da energia (com financiamento do BNDES)	205
Figura VII.6. Custo da caldeira ( $C_c$ ) versus custo específico do investimento ( $C_{ei}$ ) (acrescido da TIR, CEE com recurso próprio e do BNDES)	206
Figura VIII.1. Preparo da palha e bagaço segundo Seebaluck & Seeruttun (2009)	207
Figura VIII.2. Preparo da palha e bagaço segundo Petersen Engenharia (2010)	208



## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Consumos específicos de vapor no processo e biocombustíveis utilizados (com as respectivas energias cons. e exportadas (Hassuani, 2008 e 2013))	20
Tabela 2.2. Consumos espec. de vapor no processo e as respectivas energias elétricas (valores específicos exportados, segundo Hassuani (2008))	20
Tabela 3.1. Variáveis de entrada na FBE (usadas no cálculo)	27
Tabela 3.2. Premissas e equações utilizadas nos fluxos de caixa	30
Tabela 3.3. PCI dos biocombustíveis, preço/massa, preço/PCI e exergia média espec.	33
Tabela 4.1. Dados técnicos para o estudo de caso CTC 1.1	37
Tabela 4.2. Eficiências e potências para o estudo de caso CTC 1.1	38
Tabela 4.3. FBE para os estudos de caso CTC 1.1 e CTC 2.1	39
Tabela 4.4. Dados técnicos para o estudo de caso CTC 2.1	43
Tabela 4.5. Eficiências e potências para o estudo de caso CTC 2.1	45
Tabela 4.6. Resultados do estudo de caso CTC 3.1	46
Tabela 4.7. Dados técnicos para o estudo de caso CTC-2009-1	49
Tabela 4.8. Dados técnicos para o estudo de caso CTC-2009-2	51
Tabela 4.9. Dados técnicos para o estudo de caso CTC-2009-5	58
Tabela 4.10. Resumo das doze simulações	60
Tabela 4.11. Resumo dos sete cenários estudados	65
Tabela 5.1. Eficiências e potências para o estudo de caso 14	69
Tabela 5.2. FBE para os estudos de caso 14 e 24	70
Tabela 5.3. Fluxo de caixa para os estudos de caso 14 e 24	73
Tabela 5.4. Estudo da sensibilidade para o custo espec. da eletr. (CEE)-estudo de caso 14	74

Tabela 5.5. Dados técnicos para os estudos de caso 15 e 16	76
Tabela 5.6. Eficiências e potências para o estudo de caso 15	78
Tabela 5.7. Dados técnicos para os estudos de caso 17 e 18	79
Tabela 5.8. Dados do fluxo de vapor na condensação da turbina (estudos de caso 15, 16, 17 e 18)	80
Tabela 5.9. Dados técnicos para os estudos de caso 19 e 20	81
Tabela 5.10. Dadas técnicos para os estudos de caso 21 e 22	82
Tabela 5.11. Dados do fluxo de vapor na condensação da turbina (estudos 17/18, 19/20 e 21/22)	83
Tabela 5.12. Dados técnicos para os estudos 23 e 24	84
Tabela 5.13. Custo dos biocomb. para os estudos de caso 23 (safra) e 24 (entressafra)	85
Tabela 5.14. Estudos para o capítulo 5 (safra e entressafra)	88
Tabela 6.1. Eficiências exergéticas dos componentes	94
Tabela 6.2. Folha de dados - Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-1	96
Tabela 6.3. Custo da eletricidade exc. prod. para os dois estudos de caso escolhidos	103
Tabela 6.4. Resumo geral da análise exergoeconômica	104
Tabela II.1. Análise química (% do combustível seco)	126
Tabela II.2. Análise imediata	127
Tabela II.3. Análise química	127
Tabela II.4. Análise mineral química	128
Tabela II.5. Poder Calorífico Superior (PCS) médio	128
Tabela II.6. Temperatura de fusão das cinzas [°C] (Hassuani, 2008)	128
Tabela V.1. Fluxo de vapor e potência absorvida no processo	131
Tabela V.2. FBE para os estudos de caso CTC (3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3)	133

Tabela VI.1. FBE para os estudos de caso CTC-2009-1, CTC-2009-2, CTC-2009-3 e CTC-2009-4	143
Tabela VI.2. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-1, financ. do BNDES	147
Tabela VI.3. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-1, com recurso próprio	149
Tabela VI.4. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-1/BNDES	150
Tabela VI.5. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-2	151
Tabela VI.6. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-2/BNDES	153
Tabela VI.7. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-3	153
Tabela VI.8. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-3/BNDES	155
Tabela VI.9. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-4	155
Tabela VI.10. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-4/BNDES	157
Tabela VI.11. FBE para os casos CTC-2009-5, CTC-2009-6, CTC-2009-7, 15, 23	157
Tabela VI.12. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-5	161
Tabela VI.13. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-5/BNDES	164
Tabela VI.14. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-6	164
Tabela VI.15. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-6/BNDES	166
Tabela VI.16. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-7	166
Tabela VI.17. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-7/BNDES	168
Tabela VI.18. Fluxo de caixa para o estudo de caso 15	168
Tabela VI.19. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE - estudo 15	170
Tabela VI.20. Fluxo de caixa para o estudo de caso 23	171
Tabela VI.21. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE – estudo 23	173
Tabela VI.22. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE – estudo 24	173
Tabela VI.23. Fluxo de caixa para o 4º cenário modificado (CTC-2009-4 (2))	174

Tabela VII.1. FBE para o estudo de caso CTC-2009-5	176
Tabela VII.2. Fluxo de caixa 01 RP	180
Tabela VII.3. Fluxo de caixa 02 RP	181
Tabela VII.4. Fluxo de caixa 03 RP	183
Tabela VII.5. Fluxo de caixa 04 RP	185
Tabela VII.6. Fluxo de caixa 05 RP	187
Tabela VII.7. Fluxo de caixa 06 RP	188
Tabela VII.8. Fluxo de caixa 07 BNDES	190
Tabela VII.9. Fluxo de caixa 08 BNDES	192
Tabela VII.10. Fluxo de caixa 09 BNDES	194
Tabela VII.11. Fluxo de caixa 10 BNDES	196
Tabela VII.12. Fluxo de caixa 11 BNDES	199
Tabela VII.13. Fluxo de caixa 12 BNDES	200
Tabela IX.1. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-2	209
Tabela IX.2. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-3	212
Tabela IX.3. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-4	215
Tabela IX.4. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-5	218
Tabela IX.5. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-6	221
Tabela IX.6. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-7	224
Tabela IX.7. Análise termoeconômica do estudo de caso 14	227
Tabela IX.8. Análise termoeconômica do estudo de caso 23	230
Tabela IX.9. Análise termoeconômica do estudo de caso 24	233
Tabela IX.10. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-4 oti	236
Tabela IX.11. Análise termoeconômica do estudo de caso 14 oti	239

Tabela IX.12. FBE para os estudos de caso CTC-2009-4 e CTC-2009-4 oti	242
Tabela IX.13. FBE para os estudos de caso 14 e 14 oti	243

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

b	bagago
bioc	biocombustível
biog	biogás
biom	biomassa
bs	base seca
bu	base úmida
CEE	custo específico da energia elétrica [R\$/MWh]
Cev	consumo específico de vapor no processo [ $\text{kg}_v$ /tc]
DBO	demanda bioquímica de oxigênio [mg/l]
DQO	demanda química de oxigênio [mg/l]
e	exergia [kJ/kg]
Ê	fluxo de exergia [kW]
Eee	energia elétrica excedente [MWh]
Eeec	energia elétrica específica consumida [kWh/tc]
Eeee	energia elétrica específica excedente [kWh/tc]
Eeeu	energia específica consumida na usina [kWh/tc]
Eeu	energia específica consumida na UTE [kWh/t v]
Eic	eficiência isentrópica na turbina no lado da condensação [%]
Eie	eficiência isentrópica na turbina no lado da extração [%]
Ebe	eficiência elétrica bruta [%]
Eca	eficiência calorífica [%]
Ele	eficiência elétrica líquida [%]
Etc	eficiência total da cogeração [%]

euc	eucalipto
f	fibra [%]
FBE	folha de balanço de energia
hc	entalpia na condensação [kJ/kg]
he	entalpia de entrada [kJ/kg]
hs	entalpia de saída [kJ/kg]
i	taxa de irreversibilidade [kW]
mc	fluxo de cana [tc/h]
ṁ	fluxo de massa [kg/s]
mi	milhão
mist	mistura
mvp	fluxo de vapor no processo [kg <sub>v</sub> /s]
O & M	operação e manutenção
p	palha
Pac	potência absorvida pela caldeira [kW]
Pbg	potência nos bornes do gerador [kW]
PCI	poder calorífico inferior [kJ/kg]
PCS	poder calorífico superior [kJ/kg]
Pli	potência líquida=Pac-potência absorvida pelas bombas [kW]
Ḣ	fluxo de calor [kW]
s	entropia específica [kJ/kg.K]
tc	tonelada de cana
T	temperatura [K]
To	temperatura ambiente [K]

TIR	taxa interna de retorno [%]
TJLP	taxa de juro de longo prazo [%]
TMA	taxa mínima de atratividade [%]
TV	turbina a vapor
UTE	unidade termoelétrica
v	vapor
vc	volume de controle
VPL	valor presente líquido [R\$]
$\dot{W}$	potência [kW]
$\varepsilon$	eficiência exergética
$\eta$	eficiência energética
$\Phi_H$	potência absorvida no processo [kW]
$\Phi_v$	fluxo volumétrico de vapor [m <sup>3</sup> /s]

## **SIGLAS**

AGRENER	Agroenergia no Meio Rural
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRASILAGRO	Portal do Agronegócio Brasileiro
CENBIO	Centro Nacional de Referência em Biomassa
CENA	Centro de Energia Nuclear na Agricultura
COBEM	Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
EPE	Empresa de Pesquisa Energética



EESC	Escola de Engenharia de São Carlos (USP)
GE	General Electric
GEE	Gases do Efeito Estufa
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico (subordinado à UFRJ)
SIMTEC	Simpósio de Tecnologia do Setor Sucroenergético (Piracicaba)
STAB	Sociedade dos Técnicos Açucareiros e Alcooleiros do Brasil
UDOP	União dos Produtores de Bioenergia
UFRJ	Universidade Federal do Rio de Janeiro
UNICA	União da Indústria da Cana de Açúcar

## SUMÁRIO

RESUMO	XIII
ABSTRACT	XV
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABELAS	XXI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XXVII
SUMÁRIO	XXXI
CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO E OBJETIVOS	1
CAPÍTULO 2 REVISÃO DA LITERATURA	14
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA EMPREGADA	23
3.1 Simulador <i>Cycle-Tempo</i>	23
3.1.1 Princípio do método de cálculo	23
3.1.2 Informação básica do <i>Cycle-Tempo</i>	26
3.2 Folha de Balanço de Energia (FBE)	27
3.3 Fluxo de caixa	29
3.4 Estudo da sensibilidade	30
3.5 Variáveis de entrada	31
3.6 Principais variáveis de saída	34
CAPÍTULO 4 ESTUDOS DE CASO DO CTC COMO REFERÊNCIA-	35
CENÁRIOS ESTUDADOS CONF. A METODOLOGIA EMPREGADA	
4.1. Estudo de caso CTC 1.1 para referendar a metodologia	35
4.2. Estudo de caso CTC 2.1 para referendar a metodologia	42
4.3. Estudo de caso CTC 3.1 para referendar a metodologia	46

4.4. Primeiro cenário (CTC-2009-1)	48
4.5. Segundo cenário (CTC-2009-2)	50
4.6. Terceiro cenário (CTC-2009-3)	53
4.7. Quarto cenário (CTC-2009-4)	55
4.8. Quinto cenário (CTC-2009-5)	57
4.9. Sexto cenário (CTC-2009-6)	62
4.10. Sétimo cenário (CTC-2009-7)	63
<b>CAPÍTULO 5 ENERGIA ELÉTRICA EXPORTADA NA ENTRESSAFRA</b>	68
5.1 Estudo de caso 14 com o uso do eucalipto na entressafra	68
5.2 Estudos de caso 15 e 16 com o uso do bagaço e da palha na entressafra	75
<b>CAPÍTULO 6 ANÁLISE EXERGÉTICA, ANÁLISE EXERGEOCONÔMICA E OTIMIZAÇÃO</b>	89
6.1. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-1 (folha de dados)	94
6.2. Estudo da otimização exergoeconômica (termoeconômica)	99
<b>CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA OS PRÓXIMOS TRABALHOS</b>	106
7.1. Conclusões	106
7.2. Sugestões para os próximos trabalhos	108
Referências bibliográficas	110
Anexo I – Definição de índice alcalino (IA)	125
Anexo II – Caracterização dos combustíveis	126
Anexo III – Valores e faixas de orientação para os elementos em combustíveis e cinzas de biomassa para utilização térmica não problemática	129
Anexo IV – Potencial energético da cana, Hassuani (2008)	130
Anexo V – Estudos de caso conforme simulação no <i>Cycle-Tempo</i>	131

Anexo VI – FBE e fluxos de caixa	143
Anexo VII – Estudo de caso CTC-2009-5 com mais detalhes	176
Anexo VIII – Esquemas apresentados por Seebaluck e Seeruttun (2009) e pela empresa Petersen Engenharia (2010)	207
Anexo IX – Análises termoeconômicas (exergoeconômicas) Relativas aos estudos de caso do capítulo 6	209

## 1 INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Desde a década de 1980, o bagaço queimado em caldeiras gera toda a energia necessária aos processos industriais das usinas canavieiras, permitindo a autossuficiência energética destas indústrias. A privatização do setor elétrico a partir do final da década de 1990 permitiu ao setor sucroenergético a comercialização de excedentes de energia elétrica (bioeletricidade), o que demandou investimentos em equipamentos e tecnologias de maior eficiência na geração elétrica (CTC/UNICA, 2011).

Há aproximadamente 400 usinas no setor sucroenergético que têm cogeração, sendo que pouco mais de 100 geram excedentes comercializáveis (UNICA, 2014). Existe uma tendência em aumentar este percentual de exportação, algo que depende de novos investimentos em equipamentos mais eficientes, caldeiras com alta pressão e temperatura, turbinas a vapor de extração e condensação com maiores potências e eficiências, menor consumo de vapor no processo etc. O preço pago para a energia excedente e exportada é o maior incentivo para o setor.

A energia gerada pelas usinas utiliza essencialmente a queima do bagaço como combustível. A palha por sua vez era queimada no campo, como forma de facilitar o corte manual da cana, mas a partir da década de 1990, têm início as primeiras iniciativas e regulamentações visando ao estabelecimento da colheita sem queima. Em 2007, a UNICA e o Governo do Estado de São Paulo assinaram o Protocolo Agroambiental do Estado de São Paulo que promoveu a antecipação do marco legal que determinava metas para a mecanização da colheita e a redução das queimadas: o prazo para o fim da queima da palha de cana-de-açúcar em áreas mecanizáveis foi antecipado de 2021 para 2014, e, em áreas não mecanizáveis, de 2031 para 2017. Entende-se como área não mecanizável, o terreno cuja declividade esteja acima de 12%.

A palha restante da colheita sem queima é deixada no campo e se decompõe gradualmente, agregando nutrientes ao solo, e emitindo CO<sub>2</sub> para a atmosfera. A recuperação de parte dessa palha, de forma a deixar no campo quantidades ainda suficientes para a obtenção dos benefícios agrônômicos, apresenta a oportunidade ímpar de se agregar um novo combustível para a geração de bioeletricidade, além do bagaço. Esse novo combustível, a palha, apresenta um poder calorífico quase duas vezes superior ao do bagaço, porém seu recolhimento, limpeza e

preparo acarretam também custos operacionais e a necessidade de investimentos significativos (CTC/UNICA, 2011). A palha evita as emissões dos gases do efeito estufa (GEE), é necessária para a conservação da umidade do solo e reciclagem de matéria orgânica (Lora et al., 2011).

Para Kent (2013), o processamento da palha na usina com a cana reduz de maneira significativa a recuperação e a qualidade do açúcar. Este autor também afirma que a palha deixada no campo preserva a fertilidade e a sustentabilidade do solo. É uma importante fonte de carbono e nutrientes (K, Ca, N) e, reduz a evaporação da superfície do solo. A sugestão é deixar de 7,5 t/ha a 9,0 t/ha no solo. Segundo Kent (2013), novas pesquisas são necessárias para tornar o transporte da palha viável economicamente.

Linero e Coaresma Neto (2013) concluíram que o método mais barato para transportar a palha é o enfardamento. Este é feito após uma semana no campo com 15% de umidade.

Esses autores mostram que o ponto de fusão das cinzas é importante indicador de depósito nas caldeiras. Se o ponto de fusão é baixo, o transporte de partículas fundidas quando em contato com as partes mais frias da caldeira, especialmente os tubos d'água, solidificará e reduzirá a eficiência de troca do calor. Segundo Baxter et al. (2011) apud Linero e Coaresma Neto (2013), a presença de potássio, cálcio, sódio, alumínio, fósforo, cloro e enxofre podem causar sérios problemas no lado do gás. O ponto de fusão para a cinza da palha é aproximadamente 100°C menor que para a cinza do bagaço. Se as novas caldeiras irão acomodar maiores níveis de palha, a quantidade crescente de cinza combinada com níveis maiores de cloro, enxofre e potássio, irão impactar no projeto. Tais caldeiras necessitariam adotar temperaturas e velocidades mais baixas do gás na fornalha para evitar abrasão e fuligem, e temperaturas maiores dos gases de escape para controlar a corrosão, mas sem comprometer excessivamente a eficiência da caldeira. O tamanho das partículas também precisa ser adequado para fornecer combustão efetiva da palha e minimizar os problemas de alimentação da caldeira.

La Scala Jr. et al. (2011) descobriram que a manutenção da palha na superfície de plantações que adotam a colheita mecanizada, contribui de modo significativo para reduzir as emissões de gás carbônico para a atmosfera. Além disso, confirma-se ainda que esta ação mostrou-se responsável por diminuir a erosão no solo. Praticamente não houve diferenças nos estudos que comparavam 50% e 100% da palha na superfície. Estes dados também foram comparados com 0% de palha, que foi o índice que mais apresentou impacto negativo ao meio

ambiente. Os testes foram realizados por um período de 50 dias. Posteriormente (set. 2013) La Scala Jr. informou que as emissões por unidade de área plantada caíram, a despeito do aumento da área de cana colhida e da colheita mecanizada também emitir GEE devido ao uso de fertilizantes sintéticos e da queima de óleo diesel nas colheitadeiras. Em 2006 foram emitidos entre 2.300 a 2.400 kg CO<sub>2</sub> equiv./ha; em 2012 esse número caiu para 2.100 kg CO<sub>2</sub> equiv./ha. Ao converter a cana queimada para a cana crua é possível aumentar o estoque de carbono no solo, pois grandes quantidades de resíduos da planta (como a palha) são mantidos na superfície e incorporados pelo solo na forma de carbono.

Pesquisas feitas por Bordonal et al. (2013) estimam que o etanol derivado de 1 ha de cana de açúcar evita a emissão de aproximadamente 14 t CO<sub>2</sub> eq./ano em relação ao uso de combustíveis fósseis. Além disso, quando comparado ao etanol derivado de outras culturas (tais como beterraba, milho e sorgo), a cana-de-açúcar é a opção mais eficiente na mitigação das emissões dos gases do efeito estufa (GEE). Com a mudança de cana queimada para cana crua pode-se salvar de 310,7 (não considerando o sequestro de C pelo solo) a 1.484,0 kg CO<sub>2</sub> eq./ha.ano (considerando o sequestro de carbono pelo solo). As emissões dos GEE calculadas pelo metodologia do IPCC expressam em kg CO<sub>2</sub> eq./ha.ano; seguindo o potencial de aquecimento global (GWP) de cada gás para um período de 100 anos, é 1 para o CO<sub>2</sub>, 25 para o CH<sub>4</sub> e 298 para o N<sub>2</sub>O (valores relativos). Mudança de cana queimada para cana crua, acrescido de um bom preparo do solo combinado com rotação agrícola (fixação de N) até 2050 poderá resultar na mitigação (emissão evitada) de 70,9 Mt (mega ton.) de CO<sub>2</sub> eq. Políticas de emissões controladas devem contribuir para a produção sustentável de açúcar e etanol no Brasil.

A importância do setor sucroenergético tem sido reconhecida pela sua capacidade em alcançar significativa redução das emissões dos GEE em relação ao uso de combustíveis fósseis, considerando a produção de etanol e eletricidade de biomassa. Novos equipamentos são construídos com caldeiras operando a 67 bar/450°C, 100 bar/520°C e acima, e as velhas instalações com 22 bar/300°C com inovações chamadas de *retrofit* (Hassuani, 2013). O emprego de turbogeradores com turbinas de condensação e a redução do consumo de vapor no processo, têm aumentado a eletricidade vendida para a rede. Consumo específico de 500 kg<sub>v</sub>/tc tem sido reduzido para 400 kg<sub>v</sub>/tc e até mesmo 380 kg<sub>v</sub>/tc. Devido à necessidade de investimento no processo, esta redução não tem avançado como deveria. O bagaço continua sendo o principal biocombustível. Alguns países usam um combustível complementar como o carvão mineral (em

Maurício) e o eucalipto (na Nicarágua). Duas rotas para o transporte da palha são empregadas: i) palha enfardada e ii) limpesa parcial (as duas apresentam vantagens e desvantagens).

Para Cerri (2014), o cultivo da cana-de-açúcar em áreas que eram utilizadas para pastagem pode equilibrar ou até mesmo aumentar o processo de captura de carbono pelo solo, mantendo a fertilização. A cana produzida nessas áreas equilibra, com o passar dos anos, as emissões de CO<sub>2</sub> ocorridas na troca de cultura, visto que o etanol, quando comparado com a gasolina, reduz em média 90% as emissões dos GEE. Segundo a EPE haverá uma demanda de 61,6 bilhões de litros de etanol para 2021. Para atender a essa demanda, será necessário ampliar a área de cultivo da cana dos atuais 9,7 milhões de hectares para 17 milhões de hectares. Uma opção viável para tal expansão é estender o cultivo da cana para áreas degradadas, principalmente aquelas utilizadas como pastagens. Hoje há 198 milhões de hectares voltados à pastagem no Brasil e 60 milhões de hectares para a agricultura, segundo Cerri (2014). Será preciso aumentar a área para o cultivo agrícola no país, indiscutivelmente, a partir de áreas de pastagens. Segundo a revista FAPESP (2009), apenas 1% da área agricultável no Brasil (ou 0,5% do território nacional) é ocupada pela produção de cana para produção de etanol.

Nsaful et al. (2013) afirmam que os níveis de emissões de NO<sub>x</sub> e SO<sub>x</sub> da biomassa da cana-de-açúcar comparados com os combustíveis fósseis são quase zero; a biomassa contém baixa porcentagem de N e S. O armazenamento do bagaço em grandes quantidades para uso futuro não é benéfico para a usina em termos financeiros; com baixa densidade requer grandes volumes de estocagem. Por longos períodos entra em combustão com facilidade (combustão espontânea). Deve ser logo convertido em energia elétrica. Segundo os autores, a pirólise, um processo termoquímico, usado para transformar o bagaço em bio-óleo, pode ser armazenado para uso posterior ou na safra, com vistas a produzir excedente de eletricidade. A pirólise é mais eficiente que a queima na parte ambiental (fixa o carbono em seus produtos). A combustão é a opção econômica mais viável; a pirólise pura é a menos viável. A eficiência energética e os benefícios ambientais da pirólise são diluídos pelo aumento dos custos de produção.

Saidur et al. (2010) fizeram uma análise energética, exergética e econômica de caldeiras industriais. Concluíram que a câmara de combustão é a maior contribuidora de destruição de exergia, seguida pelo trocador de calor da caldeira. Os autores Moran et al. (2013) chegaram à mesma conclusão. A 1ª. lei é usada convencionalmente para analisar a utilização da energia, mas



é incapaz de apontar a qualidade da mesma. Daí a necessidade da análise exergética. Pode-se afirmar que a destruição da exergia é alta desde que o combustor não seja completamente adiabático e a combustão pode não ser completa. A eficiência exergética de uma caldeira é baixa. Isto indica que há oportunidades para melhorar o desempenho do trocador de calor. Entretanto, tem sido notado que parte desta irreversibilidade não pode ser evitada devido as restrições de ordem físicas, tecnológicas e econômicas.

Conforme Strzalka et al. (2012), entre as tecnologias para produção de energia de biomassa sólida, a combustão é a mais avançada, enquanto que a pirólise e a gaseificação ainda estão em estágio de desenvolvimento. Modernas caldeiras de leito fluidizado à biomassa tem alcançado rendimento relativo ao PCI de até 90,2%, se mantida a temperatura da chaminé entre 80°C e 100°C (Marino, 2014).

A gaseificação, conforme Hassuani (2013), é uma promessa futura; melhora o rendimento mas tem alto custo de implantação (US\$ 2.000/kW). A alimentação da biomassa nos gaseificadores pressurizados é um desafio a ser enfrentado. A remoção do alcatrão dos gases também é outro desafio. A eletricidade baseada na gaseificação poderá no futuro fornecer aumento significativo em relação ao atual processo.

Segundo Lora e Andrade (2009) e Lora et al. (2013), atualmente, o desenvolvimento insuficiente da tecnologia de gaseificação e limpeza dos gases permanecem um problema.

Seabra et al. (2013) simularam uma futura planta de gaseificação integrada a uma usina de açúcar no Brasil. Na parte econômica constataram um VPL negativo e uma TIR relativamente baixa. Atualmente não é possível tirar conclusões definitivas, tendo uma alta incerteza atrás das estimativas. Foi considerado o preço do bagaço igual a zero, a palha a 15 US\$/t<sub>seca</sub> e a eletricidade a 70 US\$/MWh.

Quando comparado com a geração de eletricidade baseada no carvão mineral, a bioenergia da cana-de-açúcar é capaz de evitar as emissões de CO<sub>2</sub> que variam de 1,081 a 1,137 kg CO<sub>2</sub>/kWh, dependendo do resíduo utilizado (Beeharry, 2001). Informações de Natu (2005) avaliam entre 0,8 a 1,2 kg CO<sub>2</sub>/kWh.

Segundo Macedo et al. (2008), a razão energética ( $\Sigma$  saída da energia renovável/ $\Sigma$  entrada de energia fóssil) entre 2002 e 2005/2006 foi de 8,3 a 9,3. Para 2020 é esperado um aumento

significativo para 11,6 , quando a eletricidade excedente alcançar 135 kWh/tc, consumindo todo o bagaço e 40% da palha produzida (os valores incluem a produção de etanol lignocelulósico).

O potencial de produção de eletricidade do setor sucroenergético pode ser ampliado sem comprometer a produção de açúcar e etanol convencional. A geração de eletricidade excedente melhora o desempenho exergo-ambiental das usinas como um todo (Pellegrini e Oliveira Jr., 2011).

No presente, a geração de eletricidade através do ciclo Rankine é a única alternativa disponível comercialmente. Entretanto, a análise não pode ser restrita somente ao curto prazo. Com esse propósito, a análise de custo para 2030 foi desenvolvida, e mesmo em cenários onde há uma efetiva redução de custo de rotas não comerciáveis, a alternativa de queima do bagaço para gerar eletricidade fornece a melhor opção da perspectiva do investidor (Dantas et al., 2013). Segundo Lora et al. (2012), na geração de eletricidade a partir da biomassa para faixa de potência superior a 1.000 kW<sub>e</sub>, a combustão com ciclo a vapor apresenta alta maturidade tecnológica e alta disponibilidade comercial.

Para aumentar a eficiência global no processo, segundo Ensinas et al. (2007), é necessário substituir as turbinas a vapor para acionamento das moendas, picadores, desfibradores etc., por motores elétricos, aumentar os parâmetros do vapor vivo e as eficiências das caldeiras. A desidratação para produzir etanol anidro, se usadas peneiras moleculares, reduz consideravelmente o consumo de vapor. O estudo desses autores sugere o uso de turbinas a vapor de extração e condensação para aumentar a produção de energia elétrica. A gaseificação do bagaço e palha com uso de turbinas a gás é uma opção importante futuramente.

A bioeletricidade apresenta qualidades reconhecidas pela sociedade: é renovável; contribui para a redução das emissões de gases geradores do efeito estufa (GEE), ao substituir outras fontes de origem fóssil; é distribuída, localizando-se proximamente dos centros consumidores, proporcionando segurança ao fornecimento local de energia, evitando-se custos com as redes de transporte e as perdas na transmissão. E é também complementar ao sistema hidrelétrico, sendo gerada no período de menor índice pluviométrico (CTC/UNICA, 2011).

Os combustíveis fósseis representam 80,3% da energia primária consumida no mundo e 57,7% desse total usada no transporte. São responsáveis pela emissão significativa de poluentes na atmosfera, incluindo os GEE. O uso de combustíveis fósseis tem se mostrado insustentável. O

aumento na concentração de CO<sub>2</sub> na atmosfera tem acompanhado o aumento na temperatura global do planeta. A biomassa, devido a esses problemas, tem despertado interesse crescente (Escobar et al., 2009).

A palha representa um potencial significativo de combustível disponível para utilização pelas usinas. No entanto, as tecnologias voltadas à recuperação da palha, seu processamento e utilização na geração de eletricidade ainda estão em desenvolvimento, sendo que não atingiram a maturidade técnica e comercial (CTC/UNICA, 2011).

Além disso, o fornecimento de energia fica prejudicado na entressafra, período de aproximadamente quatro meses, quando termina a colheita da cana-de-açúcar.

É necessário, portanto, conhecer qual ou quais os melhores cenários de geração de energia para o setor sucroenergético. Para tanto, pretende-se fazer simulações de diversos cenários e equipamentos de forma a obter as eficiências e os custos de cada um, permitindo identificar os mais favoráveis.

Inicialmente se pensou, neste trabalho, em utilizar gás natural como combustível complementar e o uso de turbina a gás em planta híbrida de potência (Kehlhofer et al., 1999). Uso só de biocombustíveis, ou só gás natural, ou a combinação dos dois combustíveis em qualquer proporção. O uso do gás natural, que polui 10 vezes mais que o bagaço (Lora et al., 2000), implicaria em dificuldades de logística e razoável custo financeiro. A ideia do combustível fóssil foi abandonada. O setor sucroenergético está em busca de sustentabilidade e o uso de combustíveis fósseis não é recomendado.

O trabalho, então, voltou-se para os biocombustíveis do setor sucroenergético: bagaço, palha (ponteiros e folhas secas e verdes) e biogás de vinhaça.

No capítulo 2 é apresentada uma revisão da literatura sobre a eletrificação dos equipamentos nas UTEs (unidades termoeletricas), uso do biogás de vinhaça, queima da palha, limpeza da cana a seco, os métodos de avaliação econômica e a importância da bioenergia do setor sucroenergético para o mercado consumidor.

Para a simulação dos cenários foi utilizado o simulador *Cycle-Tempo* (2007) desenvolvido pela Universidade de Delft (Holanda), assim como a folha de balanço de energia (FBE), o fluxo de caixa e o estudo da sensibilidade para o custo específico da energia elétrica; a metodologia é

melhor detalhada no capítulo 3. A mesma foi testada e comparada com estudos de caso apresentados por Hassuani (2008 e 2009) (ver capítulo 4).

A utilização da palha da cana é um item importante deste trabalho, pois a sua combustão em caldeiras tem apresentado problemas (escória, fuligem e corrosão). Segundo Madsen (2007), é um dos mais corrosivos tipos de biomassa. Dois cenários, utilizados na prática para minimizar esses problemas, são mostrados: ou a condição *derated* nas caldeiras (trabalhando com temperaturas de vapor e nas fornalhas abaixo do especificado), ou o uso da trituração, lixiviação e secagem da palha. Estes dois cenários são detalhados no capítulo 4.

Segundo Tortosa-Masiá et al. (2005), define-se a escória (*slagging*) como sendo depósitos em áreas na caldeira que estão diretamente expostas à radiação da chama. A fuligem (*fouling*) são depósitos em áreas na caldeira que não estão diretamente expostas à radiação da chama. Como efeito indesejável tanto da escória quanto da fuligem, constata-se a redução da transferência de calor entre os gases de combustão e o vapor d'água em circulação.

Os autores Dayton e Milne (1996) relatam que metais alcalinos, em particular o potássio, têm causado depósito de fuligem e escória nas superfícies de trocadores de calor em equipamentos que transformam biomassa em eletricidade. Quando a biomassa é usada como combustível em caldeiras, os depósitos reduzem a eficiência. A mistura de biomassa com outros combustíveis é usado como estratégia para controlar os problemas de fuligem e escória. A presença de sílica com o potássio forma os silicatos de potássio, aderentes nos tubos. Em geral, a quantidade de alcalinos desprendidos na fase gasosa aparecem ser menos em temperaturas de fornalha mais baixa. O desprendimento de metais alcalinos pode ser minimizado ou eliminado pela redução da temperatura na fornalha abaixo de 700°C. Temperaturas mais baixas nas fornalhas, entretanto, resultam em eficiências reduzidas nos equipamentos de geração de potência. Claramente as biomassas com alto teor de potássio, sódio e cloro representam as mais altas probabilidades de aparecimento de fuligem, escória e corrosão nas caldeiras industriais.

A palha, quando queimada diretamente nas caldeiras (projetadas para bagaço de moenda), apresenta basicamente três problemas: o primeiro é o tamanho das fibras (Sayeg Júnior, 2010). O bagaço da moenda tem fibras curtas (1,4 mm conforme Bizzo et al., 2014) e a palha tem fibras longas. O segundo problema é a formação de escória, fuligem e aparecimento de corrosão (Cortez et al., 2009). A escória e a fuligem surgem devido ao baixo ponto de fusão das cinzas da

palha, causado principalmente pela presença de potássio e sódio, Hassuani (2008) e Bizzo et al. (2014) (ver anexo II, tabela II.6). Olanders e Steenari (1995) analisaram cinzas de biocombustíveis com alto conteúdo de cálcio, sílica e potássio. O potássio estava presente em compostos cristalinos com baixo ponto de fusão e em fase fundida da cinza da palha. A corrosão deve-se principalmente ao cloro. O terceiro problema é a umidade da palha, de aproximadamente 15%. Com esta umidade a palha praticamente não se mistura com o bagaço (aproximadamente 50% de umidade). Os dois biocombustíveis têm densidades diferentes. A literatura indica a sua utilização nas caldeiras (sem problemas) em até 10% do total produzido no campo, segundo Roberto (2006). Segundo o CTC (2000), é recomendado deixar no campo de 33% a 50% da palha produzida, com a finalidade de preservar o efeito herbicida, de fixar o carbono no solo, garantir a reciclagem de nutrientes, conservar a umidade etc. A recuperação de 50% da palha disponível no campo produz um aumento de 70% da eletricidade excedente (CTC, 2010). O custo do transporte da palha é descrito por Michelazzo (2005) e em artigo publicado na revista ALCOOLbras (2008).

A literatura mostra o uso de aditivos químicos para a combustão de outras biomassas, e.g., palha de trigo, palha de arroz etc., na câmara de combustão da caldeira. Estes aditivos tem a finalidade de elevar a temperatura de fusão das cinzas formadas, evitando o depósito nas tubulações das caldeiras. Este cenário não consta deste trabalho, pois a literatura cita poucas aplicações e também se desconhece pesquisa em andamento no setor sucroenergético (Ver anexo I).

A tecnologia do uso do bagaço como biocombustível já é conhecida nas usinas e destilarias, com a finalidade de produzir energia elétrica para consumo próprio e para exportação. No processo de extração do caldo nas moendas, o bagaço é lavado e lixiviado, diminuindo o nitrogênio, enxofre, cloro, e na cinza há diminuição da sílica e dos óxidos de cálcio, magnésio, potássio, sódio e enxofre; no bagaço não se observa a mesma tendência de formação de escória e fuligem, como na palha (Miles et al., 1995). O bagaço tem conteúdos muito baixos de alcalinos (Baxter e Jenkins, 1996).

Para cada litro de etanol são produzidos de 10 a 12 litros de vinhaça. O melhor uso desta vinhaça é colocá-la num biodigestor anaeróbico, extrair o biogás e depois levá-la para o campo de forma concentrada (diminuindo o custo de transporte). O tratamento anaeróbico é o mais atrativo devido à remoção de 80% da DBO, combinado com a recuperação da energia na forma

de biogás (Rocha et al., 2010). Segundo Freire e Cortez (2000) apud Rocha et al. (2012), o teor de sólidos com melhor resultado sob o ponto de vista econômico é 25°Bx (aproximadamente 3 litros de vinhaça por litro de etanol), e o raio econômico de distribuição na lavoura é de 41 km, contra 31 km da vinhaça *in natura* a 4°Bx. O biogás contém aproximadamente 60% de metano, 40% de gás carbônico e menos de 1% de gás sulfídrico; é um biocombustível que, se não aproveitado, contribui para o efeito estufa (Salomon et al., 2007). Os principais benefícios da utilização do biogás envolvem a preservação das águas subterrâneas e superficiais, geração de empregos, incentivo ao desenvolvimento tecnológico, redução da emissão dos gases de efeito estufa (GEE) e aumento da importância da utilização dos resíduos orgânicos como fonte de energia (Salomon et al., 2012). A vinhaça, após passar pelo biodigestor, contém nutrientes como nitrogênio, fósforo e principalmente potássio, necessários para a lavoura. As porcentagens de nutrientes permanecem as mesmas antes e depois da biodigestão (Lora et al., 2011).

Para Salomon et al. (2011) a biodigestão da vinhaça preserva o potencial de fertilização (N, P e K), propicia uma redução na DBO (demanda bioquímica de oxigênio) e aumenta o pH. Há a possibilidade da venda de créditos de carbono (possível emprego do biogás em vez do combustível fóssil). O Brasil é uma enorme fazenda energética: tem condições climáticas, qualidade do solo e tecnologia. Esse caminho é visto como solução para uns dos principais problemas mundiais, ou seja, mitigação da poluição e fornecimento de energia a baixo custo. Deve ser observado o uso restrito da vinhaça no solo: risco de saturação orgânica e de potássio e proteção do lençol freático. O custo de investimento, custo de geração do biogás, custo do fertilizante quando a vinhaça não é utilizada no solo e a viabilidade econômica da sua utilização energética, têm limitado o uso mais amplo da biodigestão da vinhaça.

Ainda segundo Salomon et al. (2011), evitar a aplicação de fertilizantes é uma externalidade positiva, que deve ser considerada durante o cálculo do custo do biogás. A vinhaça pode fornecer 90% do potássio, 40% do nitrogênio e 50% do fósforo requerido pela cana (Lora et al., 2011). O custo de investimento total da planta correspondente a uma capacidade de 5.000 m<sup>3</sup>/dia de vinhaça é de US\$ 2,80/m<sup>3</sup> (Brasmetano, 2008). Considerando a aplicação específica média da vinhaça para o Estado de São Paulo, segundo Luz (2005) apud Salomon et al. (2011), 300 m<sup>3</sup>/ha substituem 180 kg K<sub>2</sub>O/ha, a um custo de US\$ 371,50/t. Considerando estes parâmetros, o custo do biogás considerando o fertilizante evitado é de US\$ 29,00/t (utilizado a uma distância próxima da usina). Foram adotadas as seguintes premissas: TMA=15%/ano, juro

do BNDES=10%/ano, TIR=15%/ano, incluído custo de tubulação e limpeza do H<sub>2</sub>S. A alternativa mais interessante do ponto de vista econômico é o uso do biogás na queima conjunta com o bagaço, para produzir eletricidade excedente.

Os autores Rocha et al. (2012) descrevem as vantagens na utilização da vinhaça: (i) como a vinhaça é isenta de contaminantes, pode ser disposta no solo sem a necessidade de tratamento químico. Em relação aos macronutrientes, a vinhaça apresenta grande concentração de potássio, entretanto, as concentrações de outros macronutrientes, como fósforo e nitrogênio, são inferiores. Já em termos de micronutrientes, as maiores concentrações observadas são de magnésio e ferro. Portanto, se por um lado a vinhaça é um agente que pode ocasionar grande poluição dos corpos de água, provocando a destruição da fauna e da flora fluvial, por outro lado ela constitui um subproduto com ótimas características como fertilizante; (ii) A adubação mineral, empregada em algumas áreas que não são fertirrigadas, fornece apenas nutrientes para a planta e não para o enriquecimento do solo; já a aplicação da vinhaça contribui para o enriquecimento do solo, tanto na camada superficial quanto na subsuperfície; (iii) Foram feitos testes agrônômicos com a vinhaça biodigerida na lavoura e constatada a sua superioridade, como fertilizante, em relação à vinhaça *in natura*. Na vinhaça biodigerida, o nitrogênio se encontra na forma mais disponível, sendo mais fácil a sua absorção pela planta. Além disso, o pH fica na faixa de 6,5 a 7, com uma redução da matéria orgânica em 80%; (iv) A grande quantidade de água retirada da vinhaça na evaporação em forma de condensado pode ser reaproveitada nos processos da usina, o que contribui muito para a redução dos custos com captação de água dos mananciais. O condensado pode ser restituído para a diluição do mel na fermentação, para embebição das moendas ou, então, para outros fins, dependendo do tratamento biológico realizado.

Pesquisa realizada na Guatemala por Perez et al. (2013) demonstra que a vinhaça é um fertilizante líquido excelente, aumenta o desempenho da cana, aumenta a fertilidade do solo e a nutrição da cultura e permite uma redução na aplicação de fertilizante nitrogenado mineral de 50% a 100%, dependendo da dose utilizada.

Moraes et al. (2014) afirmam que o biogás da vinhaça biodigerida reduz a emissão dos GEE, pois evita o desprendimento do CH<sub>4</sub>. Também há uma redução da contaminação no lençol freático. A venda dos créditos de carbono pode ser benéfico para as usinas; é uma mitigação dos custos do biodigestor anaeróbico. A viabilidade econômica desta tecnologia é prejudicada por 2

fatores: a falta de valorização do biogás como combustível alternativo e a difusão bem sucedida da fertirrigação que não é matéria corrente de controle ambiental. A vinhaça biodigerida emitirá menos  $N_2O$  que a vinhaça *in natura* (comparada com o fertilizante inorgânico). Comparada com o gás natural, há emissões evitadas de 0,25 t  $CO_2$  eq/MWh com o uso do biogás. Para o óleo diesel, equivale a 4,32 kg  $CO_2$  eq/kg<sub>diesel</sub>. O biogás poderia substituir 40% do óleo diesel utilizado nas usinas. Os autores também destacam os ganhos econômicos vindos da comercialização dos créditos de carbono; tal fator poderia motivar a aplicação dessa tecnologia.

González (2013) apresenta um projeto que maximiza a produção de biogás de vinhaça e mitiga os impactos ambientais negativos. A vinhaça tratada é removida do processo e enviada para o campo. Os sólidos são separados no processo e o biogás é capturado pelas membranas no teto do reator e enviado para as caldeiras. O resultado é um efluente tratado e balanceado, com pH neutro e rico em minerais e nutrientes para uso na fertirrigação. O biogás rico em metano é produzido (substitui combustíveis fósseis) e reduz os efeitos das emissões dos GEE. A biodigestão controlada da vinhaça contribui para reduzir a DQO e a DBO dos efluentes tratados. O  $CH_4$  tem uma intensidade de emissão dos GEE 23 vezes maior que o  $CO_2$ . A vinhaça tem baixo pH, altas temperaturas, altas concentrações de DQO e DBO. O projeto alcança redução de 90% na DBO e entre 65% e 67% na DQO. O pH passa de 4,5 para 7,2 e abaixa a temperatura final do efluente. No estudo de caso apresentado, a DQO vale 100.000 mg/l; a DBO vale 90.000 mg/l; o pH vale de 4,5 a 5,0; a temperatura vale 85°C. Os sólidos totais em suspensão tiveram redução de 80%. A tecnologia reduz a carga orgânica, sem reduzir os nutrientes (N,P,K) que serão usados na fertirrigação. A neutralização do pH não causa danos nas bombas, que levam a vinhaça para o campo; a baixa temperatura de 38°C também ajuda. Esta baixa temperatura promove o crescimento da bactéria mesófila nos biodigestores. Esta promove a decomposição da matéria orgânica. O projeto pode produzir um odor originado da geração do  $H_2S$  (gás sulfídrico) obtido da digestão, entretanto, quando o gás é queimado a altas temperaturas nas caldeiras, o gás sulfídrico é impedido de se formar e a corrosão e o odor são mitigados.

O capítulo 5 mostra a geração de energia elétrica para exportação na entressafra. É um período de aproximadamente 3 meses, com 1 mês para manutenção dos equipamentos. Dois cenários são analisados: o uso do eucalipto (ou comprado ou produção própria) ou do bagaço e da palha armazenados. O uso do eucalipto em um dos cenários, não é problemático, considerando a



composição química, a umidade e o poder calorífico inferior (valores próximos) em comparação com o bagaço (Vale e Sablowski, 2006).

No capítulo 6 é apresentada a análise exergética dos estudos de caso examinados. Para os dois melhores estudos de caso constantes no capítulo 5, são feitas as otimizações termoeconômicas baseadas em método iterativo de minimização de custo auxiliado pela exergia (Tsatsaronis e Moran, 1997).

As conclusões e sugestões para os próximos trabalhos estão no capítulo 7.

## **OBJETIVOS**

O objetivo do trabalho é avaliar diversos cenários de cogeração em uma UTE para verificar a viabilidade técnico-econômica: com o emprego do bagaço, 50% da palha produzida no campo, biogás de vinhaça concentrada e geração na entressafra com o emprego de eucalipto ou bagaço e palha armazenados. A metodologia empregada para esta avaliação foi comparada com uma usina referenciada por Hassuani (2008). A análise exergoeconômica complementa a análise econômica convencional.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

Uma UTE (estado da arte) típica do setor sucroenergético atual está composta pelos seguintes equipamentos básicos: caldeira a vapor, turbina a vapor de extração e condensação, gerador elétrico, desaerador, condensador, bombas d'água e de condensado. (Dedini, 2008; Koblitz, 2007; Hassuani, 2008 e 2009). As caldeiras são do tipo aquatubular, com alta eficiência (86%), pressão e temperatura elevadas (100 bar/520°C) (Hassuani, 2013). As turbinas a vapor são do tipo multiestágio de pressão, multiválvulas de regulagem, com eficiência isentrópica na faixa de 84 a 88% e eficiência mecânica de 98% (incluído o gerador elétrico). Na extração da turbina, o vapor é utilizado no processo de fabricação (açúcar e etanol) e no desaerador, para aquecer o condensado que vem do condensador e vai para a caldeira (circuito fechado vapor/condensado) . A condensação do vapor é feita com 0,1 bar (valor padrão entre os fabricantes na relação custo/benefício); o condensador é refrigerado com água. Segundo Kanoglu et al. (2007) e Kamate e Gangavati (2009), a turbina a vapor de condensação e extração é o melhor sistema para aumentar a energia elétrica excedente.

É uma tendência atual a total eletrificação do setor sucroenergético, i.e., todos os acionamentos (bombas, picadores, moendas etc.) são feitos por motores elétricos; estes apresentam melhores rendimentos em comparação com as turbinas a vapor de simples estágio (Palacio et al., 2012). Segundo Ieda Neto (2010), partindo-se da turbina a vapor de simples estágio e chegando até à moenda, tem-se uma eficiência de 55,8%; já com o sistema eletrificado, e partindo da turbina multiestágio, chegando até à moenda, tem-se uma eficiência de 70%. A eletrificação também contribui para melhorar a eficiência exergética da planta (Ensinas et al., 2009). Lora et al. (2013) afirmam que se a usina não operar com altos parâmetros de vapor que forneçam quantidades significativas de eletricidade com alta eficiência de cogeração, a eletrificação não tem viabilidade econômica.

Royo et al. (1997) definem e caracterizam o parâmetro da dissipação da temperatura. É uma ferramenta para a análise do mau funcionamento de sistemas termo-mecânicos. A dissipação da temperatura é definida pela equação  $dh/ds$  quando ocorre o mau funcionamento (ver figura 2.1). No caso das turbinas a vapor é constatada a elevação da temperatura no escape da máquina e portanto, a diminuição das eficiências isentrópica (Bobroff-Maluf, 1997) e exergética. Como

causas intrínsecas pode-se apontar a deterioração com o tempo na forma de erosão, depósitos em palhetas, vazamentos etc. A máquina não se apresenta como foi projetada. Como causa induzida pode-se indicar a deficiência (aumento) na vazão do vapor.

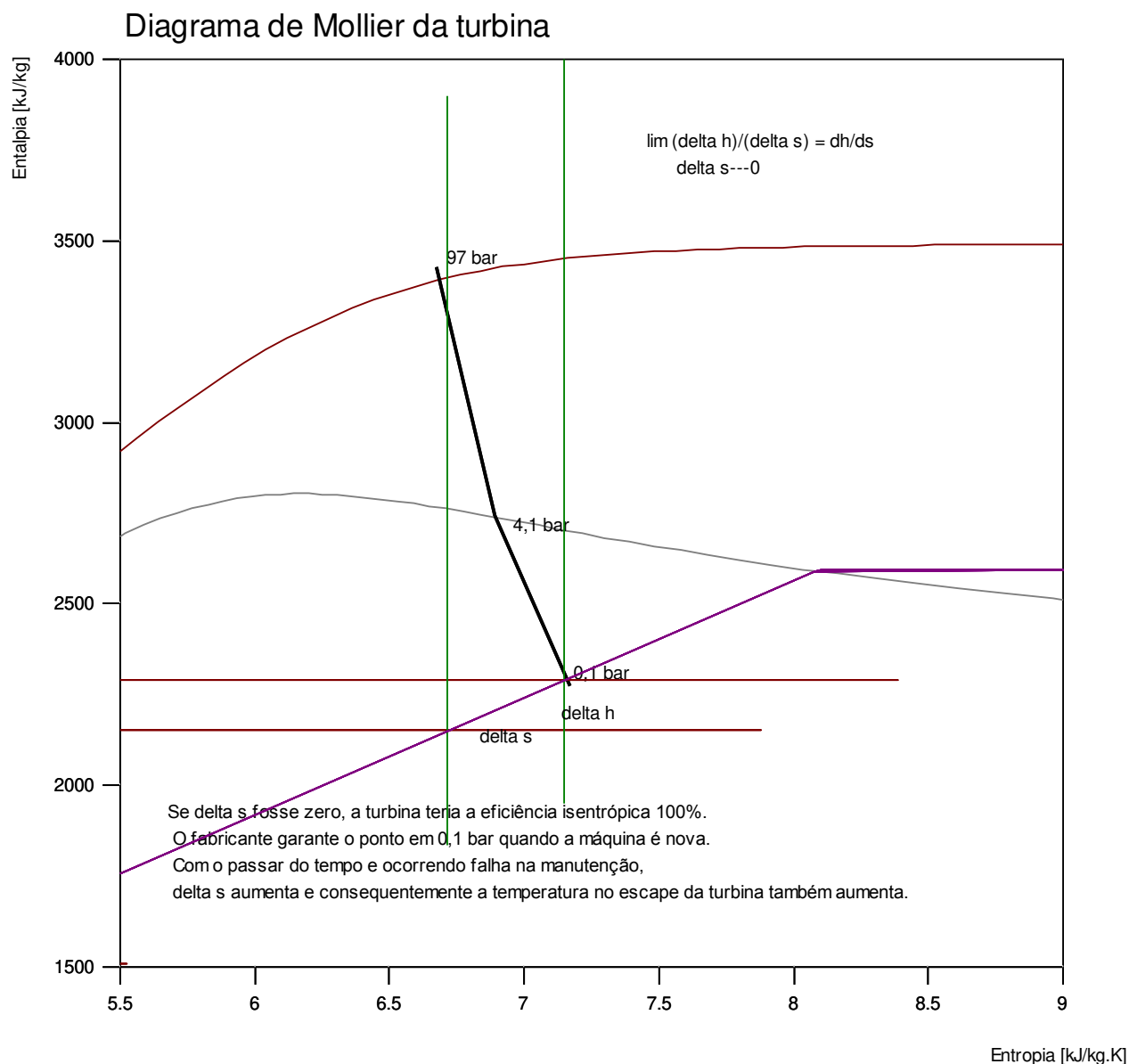


Figura 2.1. Diagrama de Mollier da turbina (estudo de caso CTC-2009-4)

Segundo a revista STAB (julho-agosto 2011), que publicou informações da empresa SMAR, os benefícios advindos da eletrificação das plantas bioenergéticas são:

- Ambiente limpo devido à ausência de tubulações.
- Sem vazamentos de vapor.
- Minimização de ruído.

- Eliminação de juntas e excesso de graxa.
- Acionamento individual para cada moenda.
- Monitoramento em tempo real através de supervisórios e/ou gerenciamento de ativos.
- Regulagem da velocidade da moenda (inclusive separadamente) com mais rapidez e precisão mantendo o torque constante.
- Maior facilidade no arranque e parada da moenda no caso de algum elemento estranho entrar no rolo.
- Possibilidade de inversão da rotação, permitindo o destravamento da moenda em caso de *embuchamento* (excesso de cana na moenda, causando parada/travamento da mesma).
- Manutenção simplificada e com custo menor em comparação com as turbinas.

A biomassa tem mostrado a sua importância na produção de energia renovável. Pode-se citar a sustentabilidade, baixa emissão de CO<sub>x</sub>, CH<sub>4</sub> e NO<sub>x</sub> em comparação com os combustíveis fósseis, a fixação de carbono no solo e o custo da energia produzida.

Segundo Seebaluck e Seeruttun (2009), nas Ilhas Maurício a queima de bagaço e palha substitui 230 kg de carvão sub-betuminoso e evita a emissão de 560 kg de CO<sub>2</sub> por tonelada de cana. Também cria-se um emprego para cada 2 GWh de eletricidade produzida.

O uso da biomassa (como bagaço e eucalipto) no setor sucroenergético não é problemática, i.e., a tecnologia já é conhecida. Com o emprego de biodigestores anaeróbicos e técnicas de concentração de vinhaça, acredita-se que a utilização do biogás prova ser interessante. O custo do transporte da vinhaça concentrada (menor volume) para a lavoura será minimizado (Rocha et al., 2012).

É importante encontrar soluções viáveis para a queima da palha, tais como trabalhar com a caldeira na condição *derated*, i.e., com a temperatura na fornalha e consequentemente no vapor menor que a condição de projeto (Otoma et al., 1997; Korobitsyn et al., 1999; Yomogida et al., 1999; Li et al., 2013). Tal medida tem por finalidade não atingir o ponto de fusão das cinzas, evitando assim a formação de escória e fuligem. Esses autores mostram o uso integrado de turbina a gás, superaquecedor e caldeira de incineração de lixo sólido urbano. A natureza agressiva dos gases de escape na caldeira de incineração não permite temperaturas do vapor acima de 400°C. Aproveitando os gases de escape da turbina a gás, o vapor é superaquecido até

520°C em um superaquecedor. Segundo os autores citados, esta tecnologia minimiza a formação de escória e, fuligem e o aparecimento de corrosão.

Outro exemplo semelhante é a planta de etanol de Biowanze, em Wanze (Bélgica), que entrou em operação em dezembro de 2008. A matéria prima utilizada na fabricação do etanol é o trigo. A caldeira funciona com farelo de trigo, nas condições de vapor a 93 bar/430°C; em seguida o vapor é superaquecido em um superaquecedor a 93 bar/520°C utilizando biogás (obtido de forma semelhante ao biogás de cana-de-açúcar) e gás natural. O uso de grelhas vibratórias, refrigeradas com água que ajudam na eliminação das cinzas, é descrito por Madsen (2007) e são usadas em Biowanze. Outros tipos de grelhas são descritas por Yin et al. (2008).

A colocação de aditivos na palha triturada com o objetivo de aumentar a temperatura de fusão das cinzas é outra alternativa. Aditivos como a dolomita e o calcário são usados para prevenir aglomerados/escória em combustíveis com alto teor de fósforo (Barisic et al., 2008). Experiência bem sucedida utilizando cal, dolomita, caolim ou misturas com compostos de alumínio e magnésio, tem ação semelhante à captura de enxofre, sódio, cloro, fósforo, sílica etc. (Coe, 1993). O uso de calcário para aumentar o ponto de fusão das cinzas é pesquisado por Baxter et al. (1998) e Hiltunen et al. (2008). O uso do caolim e da dolomita em biocombustíveis para aumentar o ponto de fusão das cinzas é abordado por Steenari e Lindqvist (1998). Li et al. (2013) indicam o uso do  $\text{SiO}_2$  e  $\text{Al}_2\text{O}_3$ .

Segundo Nielsen et al. (2000), na combustão da biomassa o cloreto de potássio é o dominante. Este diminui a temperatura de fusão das cinzas voláteis e promove a corrosão na fase fundida. A sugestão para enfrentar este problema é manter a temperatura mais baixa, principalmente nos superaquecedores, ou utilizar novas ligas metálicas. Influência do N, Cl, e S no combustível e Ca, Mg, K, e Na nas cinzas com formação de escória, fuligem e corrosão é descrito por Obernberger (1998). Ver no anexo III a orientação dada por este autor.

Autores como Miles et al. (1996) e Jenkins et al. (1998) definem o chamado índice alcalino (IA) (ver anexo I e II); para a palha, esse índice é menor que para o farelo de trigo. Quanto menor o IA menor é a probabilidade de formação de escória e fuligem. Na usina de Biowanze (Bélgica), que utiliza farelo de trigo como biocombustível desde 2008, a temperatura do vapor é de 430°C. Este resultado sugere que se pode trabalhar com pelo menos 400°C (vapor) na caldeira que utiliza palha. Este fato tornaria viável tecnicamente a utilização da palha. Através

desse índice o usuário poderá escolher o biocombustível com a menor quantidade de  $K_2O$  e  $Na_2O$  nas cinzas, minimizando assim a formação de escória e fuligem. Ver também no anexo I algumas das conclusões desses autores.

Autores como Prochnow et al. (2009) avaliam a queima da biomassa *grassland*. Existe alguma semelhança desse caso com a queima da palha. Ali foram utilizados aditivos (não citados) para a captura de componentes alcalinos, aumentando o ponto de fusão das cinzas. Szemmelveisz et al. (2009) analisam a queima de biomassas herbáceas com problemas de escória, fuligem e corrosão nos tubos das caldeiras. Os autores propõem trabalhar com as temperaturas da fornalha e do vapor mais baixas.

Para os autores Bizzo et al. (2014), especial atenção deve ser dada às características da palha, que tem uma fusibilidade e um índice alcalino maior que o bagaço. Estudos adicionais são necessários para o uso da palha nas caldeiras. Cherubin (2014) observa que a palha tem componentes alcalinos, principalmente potássio e sódio, além de cloro e fósforo. O potássio e o sódio aumentam a aglomeração da areia do leito (caldeiras de leito fluidizado borbulhante), e o cloro aumenta a corrosão dos componentes na caldeira.

A lixiviação/lavagem da palha é um método que elimina principalmente os sais de potássio e sódio e conseqüentemente aumenta a temperatura de fusão das cinzas, minimizando a formação de escória e fuligem (Turn et al., 2002). A análise dos componentes da cinza mostram uma maior concentração de potássio, sódio e cloro nos ponteiros (quando comparados com as folhas secas e verdes).

O artigo de Tufaile Neto (2005) (ver anexo II) mostra maior umidade e maior porcentagem de cloro e  $K_2O$  (nas cinzas) para as pontas. Estes dados sugerem que apenas as folhas sejam utilizadas para queima nas caldeiras. A palha tem que ser triturada, lavada/lixiviada, seca e depois misturada ao bagaço para queima nas caldeiras. Isto implica o aumento do consumo de água, além de outros custos adicionais. Seebaluck e Seeruttun (2009) descrevem este método utilizado nas Ilhas Maurício. A empresa Petersen Engenharia (2010) está desenvolvendo também um método semelhante. Ver no anexo VIII os esquemas de Seebaluck e Seeruttun (2009) e da empresa Petersen Engenharia (2010).

Para a obtenção de dados técnicos em geral, nas usinas e destilarias, foram consultados os seguintes autores: Barreda del Campo (1999) considerou taxa de juro de 12% ao ano e

amortização em 15 anos. Larson et al. (2001) utilizaram turbinas a vapor de extração e condensação, com o PCI do bagaço a 50% de umidade (7,5 GJ/t) e o PCI da palha a 15% de umidade (13 GJ/t). Macedo et al. (2001) consideraram a energia consumida e o consumo de vapor no processo igual a 330 kWh/tc e 500 kg<sub>v</sub>/tc, respectivamente. Viotti (2009) descreve caldeiras de 100 bar/530°C, turbinas a vapor de extração e condensação, consumo de vapor no processo igual a 400 kg<sub>v</sub>/tc, quantidade de energia exportada de 75 a 79 kWh/tc (sem palha) e de 85 a 100 kWh/tc (com palha).

Para calcular a energia elétrica gasta na planta e o excedente disponível para exportação, foi usado o método exposto por Lau et al. (2005). Este método que trata apenas do bagaço foi ampliado para contemplar a utilização da palha, do biogás de vinhaça e do eucalipto. No capítulo 3 o método é detalhadamente explicado e aplicado na FBE (folha de balanço de energia).

Sobre a limpeza da cana a seco foram utilizados o artigo de Nascimento (2007) e dados da Petersen Engenharia (2010). Abandonada por grande parte das usinas, a lavagem de cana deu lugar à limpeza a seco e isso devido ao menor consumo de água, à elevação da eficiência industrial e a uma retirada mais eficiente de impurezas minerais e vegetais. O consumo de energia para o acionamento do sistema de limpeza de cana a seco, incluindo ventiladores, transportadores de cana e terra, é da ordem de 0,5 kWh/tc, segundo informação da Petersen Engenharia (2010).

Para o uso de métodos de avaliação econômica como TIR e VPL, foram empregados os artigos de Carpio e Lora (2002), Fioraneli (2003) e Woodruff e Turner (1998). Carpio e Lora utilizam os métodos da TIR e VPL como ferramentas para a avaliação econômica e consideram o financiamento das UTEs pelo BNDES. Os dados fornecidos por Fioraneli estão detalhados no capítulo 3. Woodruff e Turner mostram o roteiro para elaborar os fluxos de caixa, expostos detalhadamente no anexo VI.

Os principais parâmetros que serão simulados (valores-padrão para este trabalho) são : moagem (3 milhões tc/safra), tempo de safra (5.000 h), pressão do vapor vivo (100 bar), temperatura do vapor vivo (520°C), fibra da cana (14%), umidade do bagaço (50%), reserva de bagaço (10%), PCIs (ver tabela 3.1).

Dados do seminário 9º.CBA/STAB/2008, fornecidos por Hassuani (2008), que serviram para referendar a metodologia exposta no capítulo 4 : moagem de 2 milhões de toneladas de cana

por safra, condições do vapor de 67 bar/490°C, tempo de safra de 4.300 h. A Tabela 2.1 complementa dois estudos de caso apresentados por Hassuani (2008) e Hassuani (2013).

Tabela 2.1. Consumo específico de vapor no processo, biocombustíveis utilizados e as respectivas energias consumidas e exportadas pela UTE (unidade termoeletrica) segundo Hassuani (2008) e Hassuani (2013).

Cev[kg <sub>v</sub> /tc] (cons. esp. de vapor no processo)	Biocombustível utilizado	Eeec[kWh/tc] (energia consumida)	Eeee[kWh/tc] (energia exportada)	Referência no capítulo 4
500	100% de bagaço e 7% de palha	38,92	63,00	CTC 1.1
280	100% de bagaço e 13% de palha	42,57	108,00	CTC 2.1

Há outro estudo de caso, também apresentado no 9º.CBA/STAB/2008, com condições de vapor de 100 bar/520°C, biocombustível com 100% de bagaço, referido no capítulo 4 como CTC 3.1. A tabela 2.2 complementa esse estudo de caso apresentado também por Hassuani (2008).

Tabela 2.2. Consumos específicos de vapor no processo e as respectivas energias elétricas específicas exportadas, segundo Hassuani (2008).

Cev[kg <sub>v</sub> /tc]	500	400	300
Eeee[kWh/tc]	69,50	76,00	82,50

No seminário CTC/CENBIO/2009, também exposto por Hassuani (2009), têm-se as condições de vapor a 100 bar/520°C, biocombustível com 100% de bagaço e 50% de palha, Cev de 500 kg<sub>v</sub>/tc e Eeee de 118 kWh/tc. Esses dados serviram como referência, no capítulo 4, ao primeiro cenário.

Souza (2011) sugere três medidas para incrementar a produção de bioenergia no setor sucroenergético: I) Os leilões patrocinados pela EPE deveriam separar as fontes, ou seja, eólica, biomassa, gás natural etc., com preços diferenciados; II) Melhorar as conexões com as redes de



distribuição de energia elétrica, considerando o custo para o produtor; III) Valorizar o uso da palha da cana. Atualmente, a bioeletricidade contribui aproximadamente com 3% na matriz energética; essa porcentagem poderia chegar a 15% em 2020.

Segundo Souza (2011), o setor sucroenergético tem condições de agregar 1.000 MW/ano à rede elétrica até 2020. Isto mostra a importância da bioenergia excedente no mercado. Outra vantagem é a geração distribuída (GD), i.e., o consumo próximo à fonte produtora. Situação diferente, e.g., acontece com a Usina Hidroelétrica de Belo Monte, caso em que o centro consumidor está longe do centro produtor (implicando grande despesa com a rede de transmissão). O mesmo autor também sugere a desoneração do imposto ICMS, como acontece com as fontes eólicas.

Lynch e Von Lampe (2011) sugerem o uso direto de biomassa para a cogeração (calor e eletricidade). Esta tende a apresentar um melhor desempenho em termos de uso de energia líquida e emissões dos GEE do que a transformação em biocombustíveis líquidos para o transporte de veículos. Na defesa do biocombustível, deve-se dar ênfase ao desenvolvimento tecnológico do promissor combustível de segunda geração. Para Hassuani (2013), a produção do etanol celulósico ainda requer mais pesquisa.

Souza (2013) e outros especialistas ligados à UNICA estudam como as usinas podem ofertar eletricidade no período da entressafra, entre dezembro e março. Esse é justamente o período em que, no ano de 2014 por exemplo, o nível d'água nos reservatórios caiu a níveis problemáticos. As usinas podem prorrogar a exportação de eletricidade até mesmo para além da safra. Essa proposta foi apresentada pela UNICA ao governo federal.

Segundo Goldemberg (2012), o governo federal prioriza a compra de energia elétrica pelo menor preço nos leilões da EPE. Atualmente são as usinas hidroelétricas e as usinas eólicas as que conseguem competir com o menor preço (aproximadamente R\$ 100,00/MWh). Esse procedimento nem sempre é o melhor. Quando há falta de chuva (baixo nível dos reservatórios), as usinas hidroelétricas não conseguem atender à demanda do mercado consumidor. As usinas eólicas foram construídas em regiões onde há uma maior quantidade de vento (norte/nordeste), portanto longe do maior mercado consumidor e muitas vezes sem, ainda, as necessárias linhas de transmissão. Em situações de emergência as usinas termoelétricas, construídas a partir de 2001, são acionadas. Essas usinas utilizam gás natural, carvão mineral, óleo diesel, ou óleo

combustível. Esses combustíveis fósseis são poluentes e sua queima resulta em uma energia elétrica de alto preço. Diante desses fatos, Goldemberg (2012) sugere a utilização da bioenergia (mais limpa e mais barata) do setor sucroenergético para substituir a energia elétrica produzida nas usinas termoeletricas. O Estado de São Paulo tem quase 200 usinas de açúcar e destilarias de etanol em condições de fornecer energia elétrica (equivalente a uma usina de Itaipu) para o mercado consumidor.

Para muitos países, segundo Hassuani (2013), a eletricidade continua a ser a escolha segura a curto e médio prazo, com o mercado absorvendo a energia produzida da biomassa de cana. Caldeiras de alta pressão, uso da palha como combustível auxiliar, redução do consumo de vapor no processo são tecnologias comerciais ainda não plenamente utilizadas, que, se implementadas, podem aumentar a competitividade da eletricidade ainda mais.

Goldemberg et al. (2014) propõem que parte dos lucros do pré-sal (menos de 8%) sejam utilizados no desenvolvimento de tecnologias de fontes de energia renováveis. É uma maneira de diversificar a economia do país e simultaneamente minimizar os efeitos de uma futura exaustão de fontes de energia não renováveis. Algumas das tecnologias de energias renováveis não estão tecnologicamente maduras, e.g., energia solar e hidrogênio.

### 3 METODOLOGIA EMPREGADA

#### 3.1. Simulador *Cycle-Tempo*

Neste trabalho, empregou-se o simulador *Cycle-Tempo*, desenvolvido pela Universidade de Delft, na Holanda. Ele faz o balanço de massa, energia e exergia da planta. Os parâmetros de entrada utilizados são: pressão e temperatura do vapor vivo, PCI, exergia, fluxo do biocombustível, eficiência da caldeira, eficiências mecânicas do gerador elétrico, da turbina a vapor e das bombas hidráulicas, fluxo e perdas do vapor utilizado no processo, pressão de saída e de extração da turbina a vapor, temperatura de resfriamento da água do condensador, pressões e temperaturas de entrada e saída no processo, pressão no desaerador, pressão de entrada e saída nas bombas hidráulicas. O rendimento isentrópico da turbina a vapor é calculado pelo simulador, com base no método adotado pela empresa GE dos EUA; o dado, no entanto também poderá ser fornecido pelo usuário. No final é fornecida a potência nos bornes do gerador elétrico e as principais eficiências da planta (Tabela 4.2).

A análise energética e exergética da planta é feita conforme as seguintes equações em regime permanente: (Kotas et al., 1995; Pellegrini et al., 2005; Borgnakke e Sonntag, 2010; Matawala e Prabhakaran, 2012):

$$\text{Balanço de massa} \dots \Sigma \dot{m}_{(\text{entrada})} = \Sigma \dot{m}_{(\text{saída})} \quad (1)$$

$$\text{Balanço de energia} \dots \Sigma \dot{m}.h_{(\text{entrada})} + \dot{Q}_{VC} = \dot{W}_{VC} + \Sigma \dot{m}.h_{(\text{saída})} \quad (2)$$

$$\text{Balanço de exergia} \dots \Sigma \dot{m}.e_{(\text{entrada})} + \dot{Q}_{VC}(1-T_o/T) = \dot{W}_{VC} + \Sigma \dot{m}.e_{(\text{saída})} + \dot{I}_{VC} \quad (3)$$

$$\text{Eficiência energética} \dots \eta = (\dot{W}_{liq} + \dot{Q}_{proc}) / \dot{m}_{comb}.PCI \quad (4)$$

$$\text{Eficiência exergética} \dots \varepsilon = (\dot{W}_{liq} + \dot{E}_{proc}) / \dot{m}_{comb}.e_{comb} \quad (5)$$

$$\text{Fluxo de exergia física} \dots \dot{E}^{fis} = \dot{m}(h-h_o) - T_o(s-s_o) \quad (6)$$

##### 3.1.1. Princípio do método de cálculo

O princípio do método de cálculo do *Cycle-Tempo* é explicado pelo exemplo da Figura 3.1. Para os processos do ciclo Rankine, os balanços de massa e energia podem ser preparados

pelo sistema matricial (Figura 3.2.). Com o sistema matricial, os fluxos de massa são calculados simultaneamente.

O cálculo inicia-se com a criação de um sistema matricial de fluxo de massa e energia. A verificação é feita para que o número de equações independentes corresponda ao número de tubulações. É efetuado um mínimo de duas iterações, de modo que, a diferença entre a última e a penúltima iteração seja menor que 0,001. Este é o critério de interrupção das iterações.

Três condições básicas são impostas ao cálculo:

1] A matriz tem que ser quadrada. Isto significa que o número de equações tem que ser igual ao número de tubulações no sistema.

2] A matriz tem que ser independente.

3] Se houver coeficientes na matriz que são dependentes do fluxo de massa, um cálculo iterativo é necessário. O processo iterativo tem que ser convergente.

As equações são: (ver Figura 3.1)

Balanço de massa da caldeira

$$-\dot{m}_1 + \dot{m}_6 = 0 \quad (7)$$

Balanço de massa da turbina a vapor

$$\dot{m}_1 - \dot{m}_2 - \dot{m}_7 = 0 \quad (8)$$

Balanço de massa do condensador

$$\dot{m}_2 - \dot{m}_3 = 0 \quad (9)$$

Balanço de massa da água de refrigeração do condensador

$$-\dot{m}_8 + \dot{m}_{10} = 0 \quad (10)$$

Balanço de massa do desaerador

$$\dot{m}_4 - \dot{m}_5 + \dot{m}_7 = 0 \quad (11)$$

Balanço de massa da bomba d'água de alimentação da caldeira

$$\dot{m}_5 - \dot{m}_6 = 0 \quad (12)$$

Balanço de massa da bomba d'água de refrigeração

$$\dot{m}_9 - \dot{m}_{10} = 0 \quad (13)$$

Balanço de energia do desaerador

$$\dot{m}_4 h_4 - \dot{m}_5 h_5 + \dot{m}_7 h_7 = 0 \quad (14)$$

Balanço de energia do condensador

$$\dot{m}_2 h_2 - \dot{m}_3 h_3 - \dot{m}_8 h_8 + \dot{m}_{10} h_{10} = 0 \quad (15)$$

Balanço de energia da turbina a vapor

$$\dot{m}_1 h_1 - \dot{m}_2 h_2 - \dot{m}_7 h_7 = P_{tub} \quad (16)$$

onde  $\dot{m}$  é o fluxo de massa e  $h$  é a entalpia.

Para se obter um sistema independente de equações para um ciclo fechado, um balanço de massa de um equipamento tem que ser eliminado. A razão para isso é que este balanço de massa pode sempre ser deduzido de outros balanços de massa. Isto é explicado pelo exemplo da figura 3.2. Omitindo o ciclo da água de refrigeração, as equações 7, 8, 9, 11 e 12 são simplificadas resultando na equação 17.

$$\dot{m}_4 - \dot{m}_3 = 0 \quad (17)$$

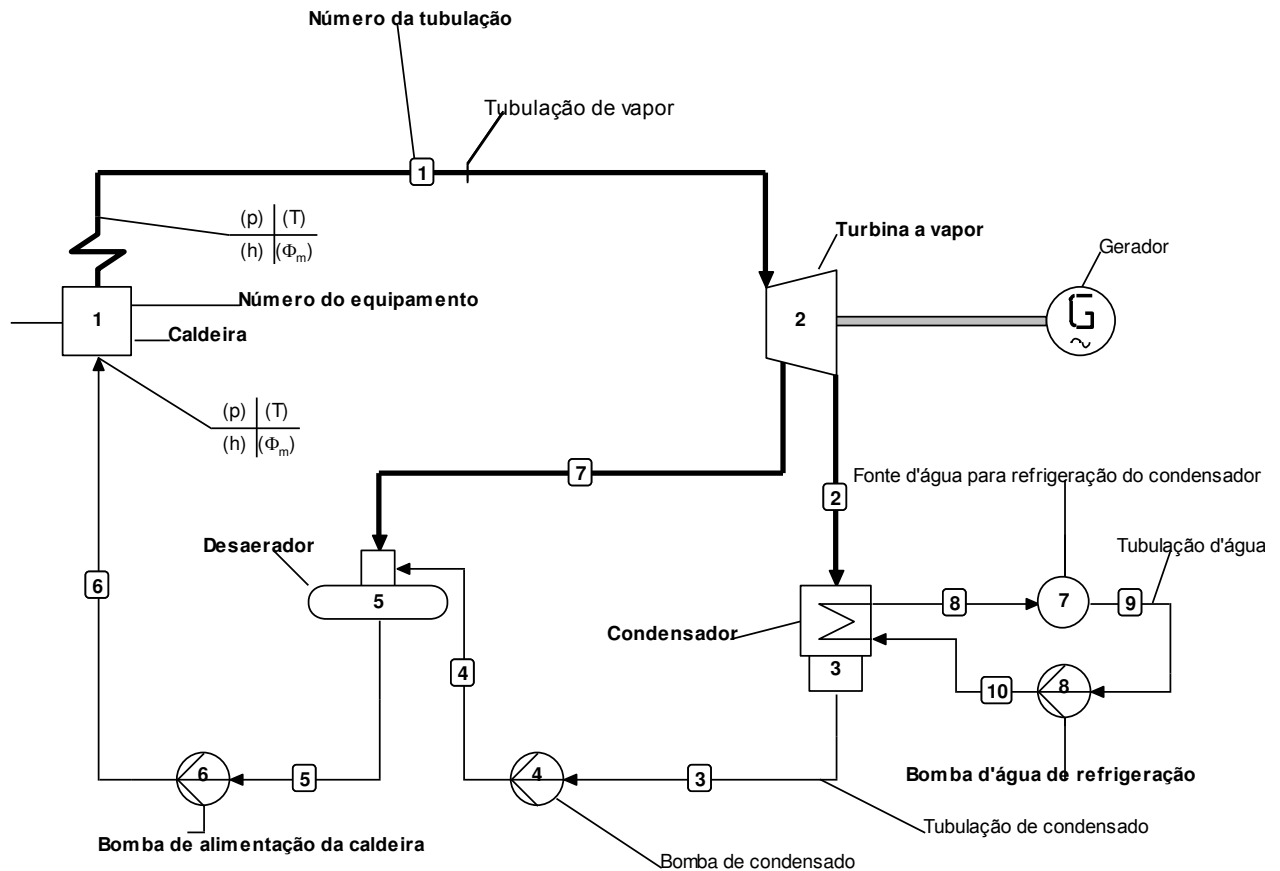
A equação resultante é a mesma para o balanço de massa da bomba de condensado 4 (figura 3.1). Portanto, com o acréscimo deste balanço de massa cria-se uma matriz dependente. Pela mesma razão o balanço de massa da fonte de água 7 é omitido da matriz. As equações 10 e 13 somadas resultam na equação 18:

$$-\dot{m}_8 + \dot{m}_9 = 0 \quad (18)$$

O programa em si elimina um balanço de massa para cada ciclo fechado. O sistema matricial é resolvido e os fluxos de massa do sistema são calculados. Com a equação 10, o fluxo de massa da água de refrigeração é fixado. Com a equação 16, o tamanho dos fluxos de massa é estabelecido pela potência especificada da turbina. Nos casos em que os coeficientes da equação de energia do sistema matricial são dependentes dos fluxos de massa, um cálculo iterativo é necessário. No exemplo, a eficiência da turbina pode ser dependente do fluxo de massa. Desta

maneira, as entalpias dos tubos 2 e 7, que ocorrem no balanço de energia da equação 10, são também dependentes do fluxo de massa.

### 3.1.2. Informação básica do Cycle-Tempo



**Figura 3.1. Exemplo de um esquema simples do Cycle-Tempo**

A Figura 3.1 mostra o fluxograma básico utilizado nas simulações do *Cycle-Tempo*. Os elementos que compõe a UTE como a caldeira, a turbina a vapor etc. estão aí representados. As tubulações de vapor, condensado e água são numeradas sequencialmente; serviram para definir o número de equações do sistema. A Figura 3.2 mostra o sistema matricial e a representação mais detalhada vista através das equações 7 a 18.

		Números das tubulações→													
Equipamento	nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10				
caldeira	1	-1					1					m1			0
turbina	2	1	-1					-1				m2			0
condensador	3		1	-1								m3			0
cond. (refrigeração)	3								-1		1	m4			0
desaerador	5				1	-1		1				*	m5	=	0
bomba de alimentação	6					1	-1					m6			0
bomba d'água de refrigeração	8									1	-1	m7			0
desaerador	5				h4	-h5		h7				m8			0
condensador	3		h2	-h3					-h8		h10	m9			0
turbina	2	h1	-h2					-h7				m10		Ptub	

**Figura 3.2. Sistema matricial do esquema *Cycle-Tempo***

### 3.2. Folha de Balanço de Energia (FBE)

Foi elaborada a FBE utilizando uma planilha eletrônica e tomando como base o método de Lau et al. (2005). A principal finalidade da FBE é fornecer a quantidade de energia elétrica consumida e a quantidade exportada (excedente) da planta.

A Tabela 3.1 mostra as variáveis de entrada usadas.

**Tabela 3.1. Variáveis de entrada na FBE**

moagem ( <b>mo</b> ) [tc/safra]	tempo de safra( <b>ts</b> ) [h]	fibra na cana = 14%	umidade do bagaço= 50% teor de bagaço na cana=28%	reserva de bagaço=10%	PCI do bagaço= 7500 kJ/kg (4) (2) (3)
palha na cana =14%	umidade da palha =15%	% palha utilizada ( <b>pu</b> )	PCI da palha= 13000 kJ/kg (4)	eficiência da caldeira=85 90,2% (1) (2)	fluxo de vapor produzido( <b>m</b> ) [kg <sub>v</sub> /s]

Lado da contra-pressão na turbina a vapor.

entalpia de entrada ( <b>he</b> ) [kJ/kg]	entalpia de saída ( <b>hs</b> ) [kJ/kg]	eficiência mecânica ( <b>em</b> ) [%]
---	---	---------------------------------------

Tabela 3.1. (cont.)

## Lado da condensação na turbina a vapor

fluxo de vapor ( <b>mco</b> ) [kg <sub>v</sub> /s]	entalpia na condensação ( <b>hc</b> ) [kJ/kg]	eficiência mecânica ( <b>em</b> ) [%]
--	--	---------------------------------------

## No processo

potência consumida ( <b>Pcp</b> ) [kW]	Consumo específico de vapor ( <b>Cev</b> ) = 350 a 500 kg <sub>v</sub> /tc, dependendo da tecnologia (5).	fluxo de vapor ( <b>mp</b> ) [kg <sub>v</sub> /s]
--	---	---

## No restante da UTE

potência total bruta produzida pela turbina ( <b>Pt</b> ) [kW]	energia esp. cons. na UTE ( <b>Eeu</b> ) =15 a 27 kWh/tv (6)	energia esp. cons. na usina ( <b>Eeeu</b> ) =27 a 32 kWh/tc (6)	energia esp. cons. na trituração da palha= 17,85 kWh/tp (7)
energia esp. cons. na secagem da palha= 14,45 kWh/tp (7)	energia esp. cons. na limpeza a seco da cana=0,5 kWh/tc (8)	energia esp. cons. na produção do biogás= 1,16 kWh/tc (9)	energia esp. cons. no picador de eucalipto= 6,0 kWh/t <sub>euc</sub> (10)

(1) Marino, 2014

(4) Larson et al., 2001

(7) Seebaluck e Seeruttun, 2009

(2) Barroso et al., 2003

(5) Lora et al., 2013

(8) Petersen Engenharia, 2010

(3) Fiomari, 2004

(6) Lau et al., 2005

(9) Brasmetano, 2008

(10) ZL Equipamentos, 2009

•As variáveis calculadas com as respectivas equações usadas na FBE são:

$$\text{Fluxo de cana (mc)} \quad \text{mo/ts [tc/h]} \quad (19)$$

$$\text{Fluxo de bagaço (mba)} \quad (\text{mc} \cdot 1000 \cdot 0,28) / 3.600 \quad [\text{kg}_b/\text{s}] \quad (20)$$

$$\text{Fluxo disponível de bagaço (mb)} \quad \text{mba} \cdot 0,9 \quad [\text{kg}_b/\text{s}] \quad (21)$$

$$\text{Fluxo de palha (mp)} \quad (\text{mc} \cdot \text{pu} \cdot 0,14) / 3.600 \quad [\text{kg}_p/\text{s}] \quad (22)$$

$$\text{Fluxo de bagaço equivalente} \quad \text{mb} + \text{mp} \cdot 1,73 \quad [\text{kg}_b/\text{s}] \quad (23)$$

$$\text{Relação dos PCIs} \quad \text{PCI}_b / \text{PCI}_p = 1,73 \quad (24)$$

$$\text{Relação vapor/bagaço} \quad \text{m/mb} \quad (25)$$

$$\text{Consumo específico de vapor na contra-pressão da turbina} \quad 3.600 / (\text{he} - \text{hs}) \quad [\text{kg}_v/\text{kWh}] \quad (26)$$

$$\text{Potência da turbina (contra-pressão)} \quad \text{m} \cdot (\text{he} - \text{hs}) \cdot \text{em} / 100 \quad [\text{kW}] \quad (27)$$



Consumo específico de vapor na condensação da turbina	$3.600/(h_s-h_c)$ [kg/kWh]	(28)
Potência na condensação da turbina	$m_{co}*(h_s-h_c)*e_m/100$ [kW]	(29)
Consumo específico global de vapor	$m*3.600/P_t$ [kg/kWh]	(30)
Potência consumida na UTE (P <sub>u</sub> )	$3,6*m*E_{eu}$ [kW]	(31)
Potência consumida na usina (P <sub>eu</sub> )	$E_{eu}*m_c$ [kW]	(32)
Potência consumida na trituração da palha (P <sub>tp</sub> )	$17,85*3,6*m_p$ [kW]	(33)
Potência consumida na secagem da palha (P <sub>sp</sub> )	$14,45*3,6*m_p$ [kW]	(34)
Potência cons. na limpeza a seco da cana (P <sub>ls</sub> )	$0,5*m_c$ [kW]	(35)
Potência cons. na produção do biogás (P <sub>bio</sub> )	$1,16*m_c$ [kW]	(36)
Potência cons. no picador de eucalipto (P <sub>eucl</sub> )	$6,0*fluxo_{eucl}$ [kW]	(37)
Potência consumida total (P <sub>c</sub> ) [kW]	$P_u+P_{eu}+P_{tp}+P_{sp}+P_{ls}+P_{bio}+P_{eucl}$	(38)
Potência elétrica espec. cons. (E <sub>ec</sub> )	$P_c/m_c$ [kWh/tc]	(39)
Potência excedente (P <sub>e</sub> )	$P_t-P_c$ [kW]	(40)
Energia elétrica esp. excedente (E <sub>ee</sub> )	$P_e/m_c$ [kWh/tc]	(41)
Energia elétrica excedente (E <sub>ee</sub> )	$P_e*ts/1000$ [MWh]	(42)
Porcentagem da potência consumida em relação à potência total produzida	$E_{ee}*100/(E_{ec}+E_{ee})$ [%]	(43)

### 3.3. Fluxo de caixa

Também por meio de uma planilha eletrônica elaborou-se um fluxo de caixa anualizado, tendo em vista dois cenários: compra dos equipamentos com recurso próprio e com financiamento do BNDES. Os principais parâmetros são: tempo de amortização da planta, energia elétrica excedente, preço de venda da energia elétrica, receita anual gerada com a venda da eletricidade, custos de operação e manutenção, custos dos combustíveis, lucro bruto, custo específico da UTE (unidade termoeletrica), potência elétrica gerada excedente, custo total da UTE, depreciação, pagamento do principal, pagamento de juros, dívida, lucro tributável,

impostos, TMA (taxa mínima de atratividade) . No final tem-se a TIR (taxa interna de retorno) e o VPL (valor presente líquido) (Kaplan, 1983).

Projetos que apresentam VPL positivo são considerados atraentes e quanto maior o VPL, melhor. A TIR é definida como a taxa de desconto que iguala a zero o VPL. Um investimento é atraente caso a TIR seja maior que a TMA. A vantagem da TIR é que permite comparar projetos de tamanhos diferentes com facilidade (Pellegrini, 2009).

A tabela 3.2. mostra as premissas e as equações utilizadas na elaboração dos fluxos de caixa.

Tabela 3.2. Premissas e equações utilizadas nos fluxos de caixa

São definidos os biocombustíveis para cada caso, e a potência elétrica gerada (ver os fluxogramas).	Taxa de imposto cobrado sobre o lucro tributável é de 25%.
Venda da eletricidade a R\$144,20/MWh (EPE, 2010)	Depreciação do investimento em 20 anos ( $n=1,2,...,20$ ).
Financiamento de 70% do investimento total, com juros de TJLP acrescido de 6% ao ano pelo BNDES; a TJLP vale 6,25% ao ano, totalizando 12,25% ao ano.	A amortização é feita em 10 anos, com carência de 1 ano. O custo específico da UTE vale R\$2.210,00/kW (ver tabela 3.5.1.). (1,00 US\$=1,70 R\$)
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos biocombustíveis.	Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros. Imposto=taxa*lucro tributável.
FCAI=fluxo de caixa após o imposto=lucro bruto-pagamentos totais-imposto.	TMA=taxa mínima de atratividade=12% (valor de referência assumido). O programa do fluxo de caixa calcula a TIR (taxa interna de retorno).
O programa do fluxo de caixa calcula em cada linha o VP (valor presente); $VP=FCAI/(1+TMA)^n$ (ao ano).	No final o programa calcula o valor presente líquido= $VPL=\sum VP_i$ ( $i=1,...,n$ )

### 3.4. Estudo da sensibilidade

Devido às incertezas quanto ao custo específico da eletricidade (CEE), realizou-se um estudo da sensibilidade. No eixo da abscissa tem-se a variação do parâmetro (na faixa de -20% a +20%); no eixo da ordenada, o CEE. Utilizam-se os seguintes parâmetros (custos): da caldeira, restante dos investimentos (turbina, gerador elétrico, desaerador etc.), O & M , impostos e biocombustíveis. O custo da caldeira consta em separado (na condição *derated*), porque representa o investimento mais alto da UTE (aproximadamente 30% do investimento total). Caso

seja feita a opção pelo superaquecedor adicional, o preço aumentará em aproximadamente 20% (IPLAN, 2010). Ver anexo VII, figuras VII.1. a VII.6.

### 3.5. Variáveis de entrada

Considera-se a moagem de 3 mi tc/safra; o tempo de safra é de 5.000 h, o que equivale a 600 tc/h . Também são levados em conta a pressão e a temperatura do vapor vivo, o fluxo de bagaço, o fluxo de palha, o fluxo de vapor no lado da extração da turbina, a pressão de vapor na saída da extração, a pressão do vapor na condensação, a fluxo de calor no processo, o consumo específico de vapor no processo, as energias específicas consumidas na trituração da palha, na limpeza a seco, na produção do biogás e no picador de eucalipto. O biogás disponível é de aproximadamente 10 kg/tc , segundo Salomon (2007) e Brasmetano (2008).

Conforme Hassuani (2013), a maioria das novas UTEs são construídas com caldeiras operando nas condições de vapor de 67 bar/490°C, 100 bar/520°C e acima. Já as antigas UTEs com 22 bar/300°C têm mudado para pressões maiores nas caldeiras, em um processo chamado de *retrofit*.

Segundo Macedo et al. (2001), a energia específica consumida no processo é de 330 kWh/tc para um consumo específico de vapor de 500 kg<sub>v</sub>/tc, portanto, equivalente a 0,660 kWh/kg<sub>v</sub> ou 2.376 kJ/kg<sub>v</sub>. Este valor também é usado pelo CTC (2000). Ensinas (2008) utilizou o valor de 2.180 kJ/kg<sub>v</sub>; por segurança, resolveu-se optar pelo valor 2.376 kJ/ kg<sub>v</sub>. Outros valores assumidos: perda de condensado igual a 3% do fluxo principal de vapor; reserva de bagaço de 10% do disponível (paradas devido à manutenção, chuvas etc.), Hassuani (2008).

Em relação ao consumo específico de vapor no processo, adotaram-se os seguintes valores: 350, 400 e 500 kg<sub>v</sub>/tc. Esses valores foram fornecidos em um seminário promovido pela STAB-Piracicaba em fevereiro/2010 e Lora et al. (2013). O valor 500 kg<sub>v</sub>/tc é encontrado na maioria das usinas. O valor 400 kg<sub>v</sub>/tc nas usinas bem aparelhadas, i.e., com equipamentos de última geração (Bezerra, 2013). O valor 350 kg<sub>v</sub>/tc poderá ser alcançado futuramente com melhor tecnologia de produção de açúcar e etanol.

Quanto à eficiência da caldeira e do superaquecedor adotou-se 86% (Dedini, 2008). O fabricante Caldema (2011), em comunicação pessoal, e Marino (2014), afirmam que uma caldeira que opera com 88% de eficiência na condição nominal, pode ter a eficiência reduzida de 1% a 1,5% na condição de mínima carga estável, ou seja, 30%. Para calcular a eficiência da turbina a

vapor, é empregado o método da GE(USA), inserido no *Cycle-Tempo*. A eficiência do gerador elétrico é de 98% e a eficiência isentrópica das bombas de 75% (sugestão do *Cycle-Tempo*). A eficiência mecânica da turbina é de 98% e a eficiência eletromecânica das bombas é definida conforme método proposto pelo *Cycle-Tempo*.

Para a análise econômica foram adotadas as seguintes premissas (Fioraneli, 2003):

- TMA de 12%
- Depreciação linear da planta em 20 anos (valor residual igual 0) (Coelho, 2002 e Evans et al., 2010)
- Preço de venda da eletricidade referente ao setor sucroenergético é de R\$ 144,20/MWh (valor fixado no leilão da EPE em agosto/2010).
- Custo de O & M dos equipamentos igual a R\$ 10,50/MWh (Graciano, 2007).
- Custo específico da UTE de R\$ 2.210,00/kW (sistema “chave na mão”). Foi extrapolado para 122 MW na UTE. A tendência atual nas UTEs são potências acima de 100 MW. A Figura 3.3 mostra os valores fixados. Os dados foram fornecidos pela Dedini (2010) e por Castro et al. (2010), em palestra no AGRENER/2010.

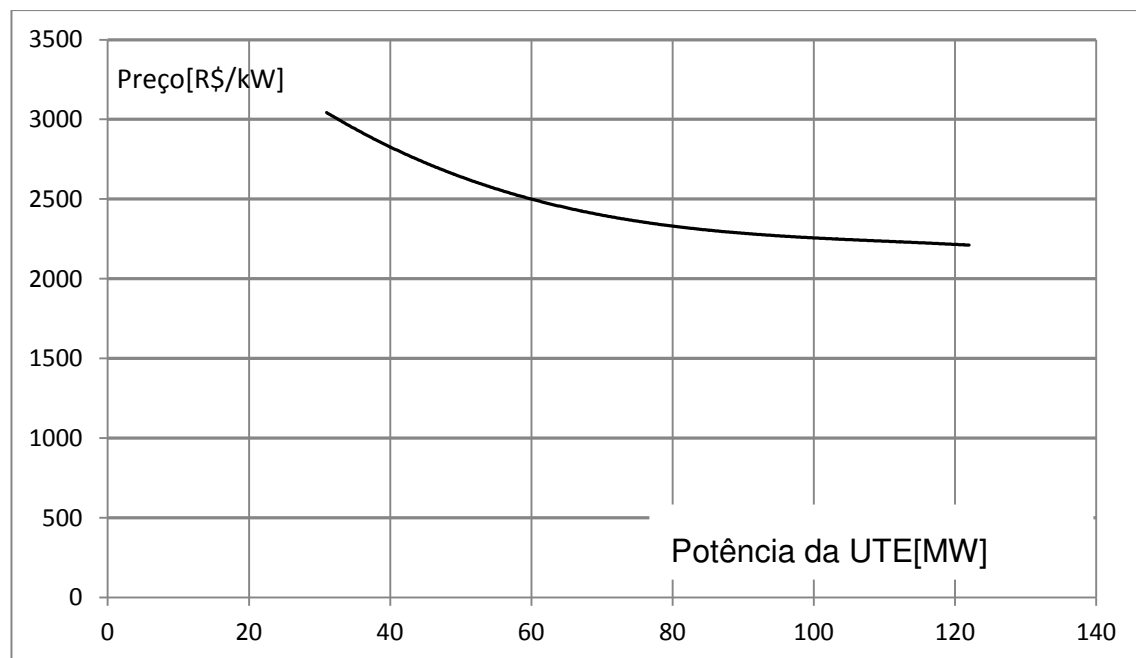


Figura 3.3. Potência da UTE versus preço específico. Fonte: Dedini e Castro et al. (2010)

Os autores Castro et al. (2010) forneceram as quatro primeiras informações (potência versus preço específico); em seguida foi feita a extrapolação como mostra a Figura 3.3 utilizando uma planilha eletrônica. Esse valor confere com informação fornecida pela UDOP (2010) (aproximadamente US\$ 1.300,00/kW ou R\$ 2.210,00/kW). (US\$ 1,00= R\$ 1,70)

O BNDES financia 70% do total (ver anexo VII). Os juros são iguais à TJLP (taxa de juros de longo prazo) mais 6% ao ano, ou seja, 12,25% ao ano. A amortização dos equipamentos é de 10 anos, com um ano de carência. A taxa de imposto é de 25%.

Da tabela 3.3, os valores dos PCIs são usados para calcular o PCI da mistura dos biocombustíveis nos fluxogramas do *Cycle-Tempo*. Os preços/massa final de produção dos biocombustíveis são utilizados nos fluxos de caixa para calcular os custos dos mesmos.

Tabela 3.3. PCI dos biocombustíveis, preço/massa, preço/PCI e exergia média específica

Biocombustíveis	PCI [kJ/kg]	Preço/massa final de produção [R\$/t]	Preço/PCI[R\$/GJ]	Exergia média específica [kJ/kg]
Bagaço	7.500 (50% de umidade-CTC,2000)	5,00 (valor médio) (Carpio et al, 1999)	0,667	8.640 (Dantas, 2010)
Palha	13.000 (15% de umidade – CTC,2000)	28,00 segundo Hassuani (2008)-triturada. 40,00 seg. Seebaluck e Seeruttun (2009)-triturada, lixiviada e seca.	2,154 (triturada) 3,077 (triturada, lixiviada e seca)	17.228 (Dantas, 2010)
Biogás	27.194 (seg. Salomon, 2007)	80,33 (seg. Brasmetano,2008) Salomon et al (2011)	2,954	31.356 (Torres, 2001)
Eucalipto	7.300 (50% de umidade, seg. Vale e Sablowski,2006)	50,00 (valor médio pesquisado em 2009), material picado.	6,849	8.410 (proporcional ao bagaço)

Segundo Salomon e Lora (2009), Salomon et al. (2011), apud Lora et al. (2013), os biodigestores anaeróbicos não têm sido largamente utilizados devido, principalmente ao custo do equipamento. O custo real do biogás derivado dos biodigestores, sem considerar o impacto econômico do fertilizante inorgânico repostado é 0,038 US\$/m<sup>3</sup> ou 48,47 US\$/t. A internalização econômica desse fator reduz o valor para 0,022 US\$/m<sup>3</sup> ou 28,06 US\$/t.

O bagaço representa 28% da produção de cana (colmos) e a palha representa 14% (CTC, 2000, valores médios). Segundo Michelazzo (2005), a opção mais econômica para o transporte da palha é juntamente com a cana. O Grupo Renuka (2011) deixa 40% da palha produzida no campo e recolhe 60%; o menor custo de transporte é aquele em que a mesma vem junto com a cana. Seabra (2008) atribui ao bagaço custo zero e à palha R\$ 30,00/t. Bonomi (2012) também atribui à palha o custo de R\$ 30,00/t.

### **3.6. Principais variáveis de saída**

O simulador *Cycle-Tempo* fornece os seguintes dados: taxa de calor da caldeira, potência nos bornes do gerador, potência absorvida pelas bombas auxiliares e fluxo de calor do processo. Fornece também as seguintes eficiências: da turbina a vapor, bruta, líquida, calorífica e total (a Tabela 4.2 mostra como são calculadas estas eficiências). Estas informações são utilizadas depois na FBE, no fluxo de caixa e no estudo de sensibilidade.

Para a validação dos cálculos e das simulações realizadas, utilizam-se três estudos de caso apresentados por Hassuani (2008) no seminário 9ºCBA/STAB/2008, e um quarto estudo de caso apresentado também por Hassuani (2009) no seminário CTC/CENBIO/2009 (ver capítulo 4).

## 4 ESTUDOS DE CASO DO CTC COMO REFERÊNCIA PARA OS CENÁRIOS ESTUDADOS CONFORME A METODOLOGIA EMPREGADA

As seções 4.1 a 4.3 mostram os resultados de Hassuani (2008 e 2009); daí em diante as seções apresentam as simulações deste trabalho.

### 4.1. Estudo de caso CTC 1.1 para referendar a metodologia

Neste capítulo, discute-se o estudo de caso do CTC apresentado por Hassuani (2008), mostrado no seminário 9<sup>o</sup> CBA/STAB/2008, aqui denominado CTC 1.1, conforme fluxograma da Figura 4.2. Neste caso a usina moeu 2 mi tc/safra, utilizando bagaço e 7% da palha produzida no campo, nas condições de vapor de 67 bar/490°C. A finalidade da análise é comparar os resultados apresentados por Hassuani (2008) e os obtidos pela simulação utilizando o *software Cycle-Tempo* e a FBE. O fluxo de caixa e o estudo de sensibilidade para o custo específico da eletricidade não constam do estudo apresentado por Hassuani (2008). A Tabela 4.1 apresenta as eficiências e as potências do estudo de caso CTC 1.1, conforme a simulação. Primeiramente desenham-se um fluxograma explicativo (figura 4.1) e o fluxograma para este estudo de caso (figura 4.2).

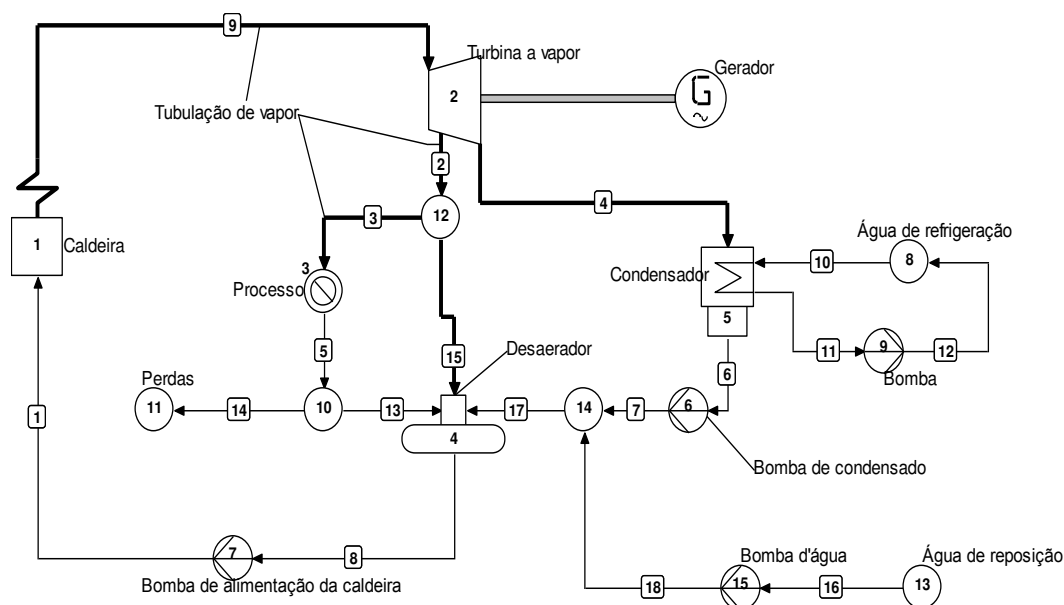
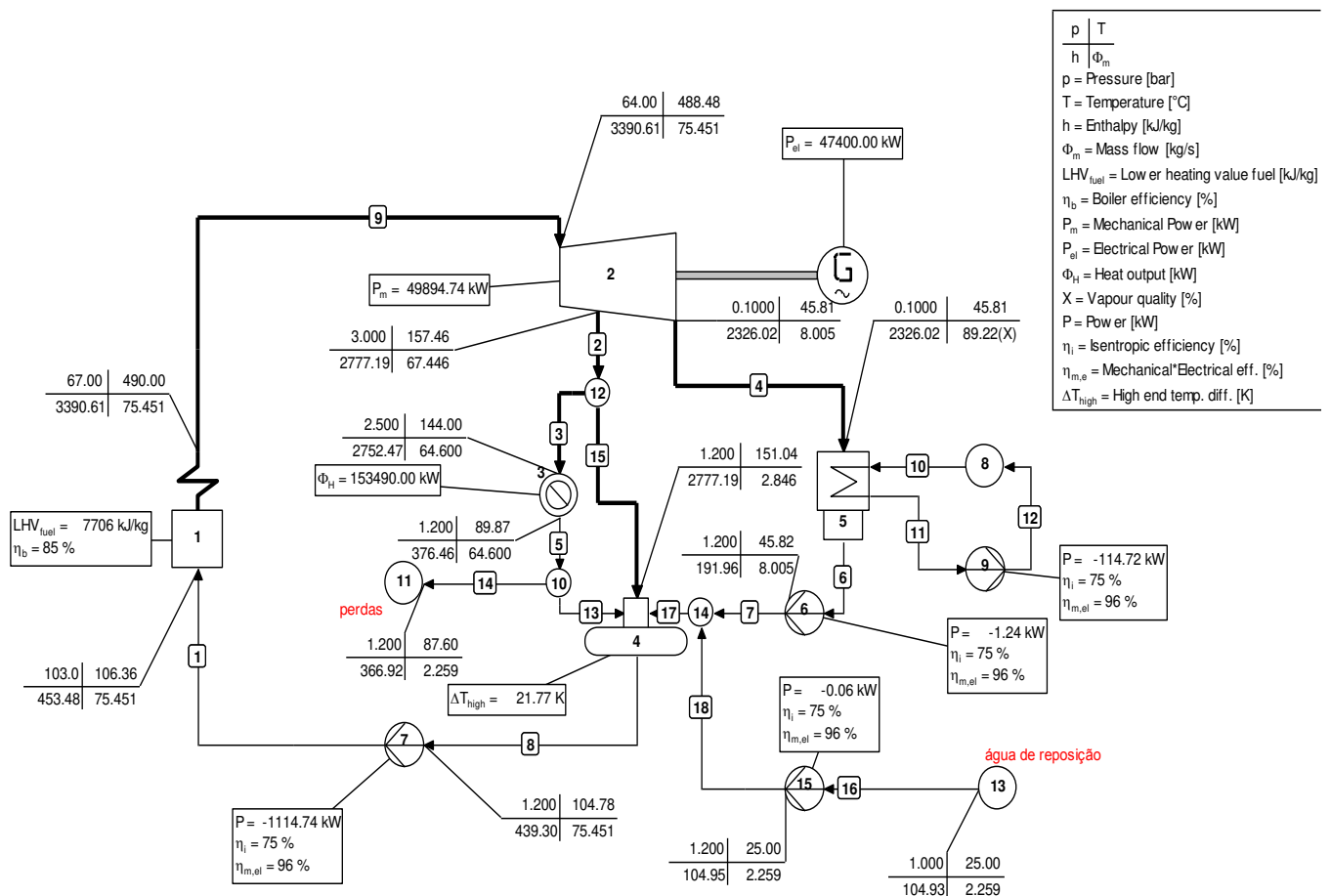


Figura 4.1. Fluxograma explicativo para os estudos de caso analisados



CTC 1.1 Processo: 500 kg v/c, com moagem de 2 mi tc/safra, tempo de safra de 4.300 h, equivalente a 465,12 tc/h e 7% da palha produzida no campo.

$p$ =Pressão [bar]	$T$ =Temperatura [ $^{\circ}\text{C}$ ]	$h$ =Entalpia [kJ/kg]	$\Phi_m$ =Fluxo de massa [kg/s]	$LHV_{fuel}$ =Poder calorífico superior do combustível [kJ/kg]	$\eta_b$ =Eficiência da caldeira [%]	$P_m$ =Potência mecânica [kW]
$P_{el}$ =Potência elétrica [kW]	$\Phi_H$ =Taxa de calor exportado [kW]	$X$ =Título do vapor [%]	$P$ =Potência [kW]	$\eta_i$ =Eficiência isentrópica [%]	$\eta_{m,e}$ =Eficiência eletromecânica [%]	$\Delta T_{high}$ =Diferença de temperatura média superior [K]

Figura 4.2. Fluxograma para o estudo de caso CTC 1.1. (Tela original do *Cycle-Tempo*)

Estipulou-se uma sobra de bagaço de 10% (reserva para as paradas); as perdas de vapor no processo são de 3% (água de reposição, equipamento 13 na figura 4.1).



Tabela 4.1. Dados técnicos para o estudo de caso CTC 1.1 (Hassuani, 2008)

Designação	Unidade	Observações	Valores
Moagem ( <b>mo</b> )	tc/safra	Segundo Hassuani (2008)	2.000.000
Tempo de safra( <b>ts</b> )	h	Segundo Hassuani (2008)	4.300
Fluxo de cana( <b>mc</b> )	tc/h	mo/ts	465,12
Consumo esp. de vapor no proc.( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	Segundo Hassuani (2008)	500
Fluxo de vapor no processo ( <b>mp</b> )	kg <sub>v</sub> /s	Cev*mc/3.600 (equip. 3 da figura 4.1.2.)	64,60
Energia esp. cons. no processo ( <b>ep</b> )	kJ/kg <sub>v</sub>	Segundo Macedo et al. (2001)	2.376
Potência consumida no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	ep*mp	153.490
Entalpia na saída do processo ( <b>hs</b> )	kJ/kg	Pcp=(2.752,47-hs)*mp 2.752,47 é a entalpia na entrada do processo	376,46
Pressão na saída do processo	bar	Valor admitido padrão	1,2
Temperatura na saída do processo	°C	Correspondente à pressão de 1,2 bar	89,9
Fluxo de bagaço( <b>mb</b> )	kg <sub>b</sub> /s	(mo*1000*0,28)/(ts*3600)-10%	32,6
Fluxo de palha( <b>mpa</b> )	kg <sub>p</sub> /s	(mo*1000*0,14*0,07)/(ts*3600)	1,3
Fluxo total de biomassa ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	kg <sub>biom</sub> /s	mb+mpa	33,9
Potência absorvida pela caldeira ( <b>P<sub>cal</sub></b> )	kW	(7.500*mb)+(13.000*mpa)	260.716
PCI <sub>médio</sub>	kJ/kg <sub>biom</sub>	P <sub>cal</sub> /m <sub>biom</sub>	7.706

Na saída da turbina (lado da extração) tem-se 3,0 bar/157,5°C (vapor superaquecido). Na entrada do processo tem-se 2,5 bar/144°C. Essa diferença de pressão/temperatura foi a perda admitida na tubulação de vapor.

Deve-se observar que na entrada do desaerador tem-se 1,2 bar/151,0°C ; esse vapor é necessário para aquecer o condensado que será bombeado para a caldeira.

O simulador *Cycle-Tempo* fornece as principais eficiências e potências (consumidas e fornecidas) pela planta, conforme mostra a tabela 4.2.

Tabela 4.2. Eficiências e potências para o estudo de caso CTC 1.1 (Hassuani, 2008)

Designação	n <sub>o</sub> .	Equipamento	[kW]	Total [kW]
Fluxo de calor ( <b>Pa</b> )	1	Caldeira	260.716	260.716
Potência bruta entregue ( <b>Pb</b> )	G	Gerador	47.400	47.400
Potência consumida ( <b>P6</b> )	6	Bomba	1,24	
Idem ( <b>P7</b> )	7	Bomba	1.114	
Idem ( <b>P8</b> )	9	Bomba	114,7	
Idem ( <b>P9</b> )	15	Bomba	0,06	
Pot. consumida total ( <b>Pct</b> )			$Pct=P6+P7+P8+P9$	1.230
Pot. líquida entregue ( <b>Pl</b> )			$Pl=Pb-Pct$	46.169
Pot. cons. no processo ( <b>Pcp</b> )	3	Processo	2.376*64,60	153.490
Total entregue= <b>Pl + Pcp</b>				199.659
<b>Eficiências</b>				
Eficiência elétrica bruta		$(Pb/Pa)*100\%$	18,18%	
Eficiência elétrica líquida		$(Pl/Pa)*100\%$	17,71%	
Eficiência calorífica		$(Pcp/Pa)*100\%$	58,87%	
Eficiência total		$[(Pl+Pcp)/Pa]*100\%$	76,58%	
Eficiência isentrópica da turbina	Equipamento 2		86,33%	

A tabela 4.3 tem por finalidade mostrar a energia elétrica que é consumida e a que é exportada pela planta. Os valores máximos (máx) e mínimos (mín) são definidos conforme a indicação de Lau et al. (2005) para a energia específica consumida na UTE (de 15 a 27 kWh/ t<sub>v</sub>), e para a energia consumida na usina (de 27 a 32 kWh/tc).

Tabela 4.3. FBE para os estudos de caso CTC 1.1 e CTC 2.1 (Hassuani, 2008)

Designação	Unidade	Observação	CTC 1.1(máx)	CTC 1.1(mín)	CTC 2.1(máx)	CTC 2.1(mín)
Moagem (mo)	tc/safra	Seg. Hassuani	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00
Tempo de safra (ts)	h	Seg. Hassuani	4.300,00	4.300,00	4.300,00	4.300,00
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira (equip.1) Hassuani	67,00	67,00	67,00	67,00
Temperatura	°C	Idem ao anterior	490,00	490,00	490,00	490,00
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	465,12	465,12	465,12	465,12
Fibra na cana	%	v...vapor	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade do bagaço	% bu	NA	50,00	50,00	50,00	50,00
Fluxo de bagaço	kg <sub>b</sub> /s	(mc*1000*0,28)/3600	36,18	36,18	36,18	36,18
Reserva de bagaço	%	NA	10,00	10,00	10,00	10,00
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg <sub>b</sub> /s	mb*0,9	32,56	32,56	32,56	32,56
PCI do bagaço	kJ/kg	NA	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Palha na cana	%	NA	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade da palha	% bu	NA	15,00	15,00	15,00	15,00
Palha utilizada	%	NA	7,00	7,00	13,00	13,00
Fluxo de palha (mp)	kg <sub>p</sub> /s	NA	1,27	1,27	2,35	2,35
PCI da palha	kJ/kg	NA	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
Fluxo de bagaço equivalente	kg <sub>b</sub> /s	mb+mp*1,73	34,75	34,75	36,63	36,63
Eficiência da caldeira	%	equip. 1	85,00	85,00	88,28	88,28
Fluxo de vapor produzido (m)	kg <sub>v</sub> /s	NA	75,45	75,45	82,58	82,58

Designação	Unidade	Observação	CTC 1.1(máx)	CTC 1.1(mín)	CTC 2.1(máx)	CTC 2.1(mín)
Relação vapor/bagaço		Rvb=m/mb	2,32	2,32	2,54	2,54
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a vapor				
Fluxo de vapor entrada	kg <sub>v</sub> /s	linha 9	75,45	75,45	82,58	82,58
Pressão vapor entrada	bar	linha 9	64,00	64,00	65,00	65,00
Temperatura vapor entrada	°C	linha 9	488,48	488,48	488,99	488,99
Pressão vapor saída	bar	linha 2	3,00	3,00	3,00	3,00
Temperatura vapor saída	°C	linha 2	157,46	157,46	149,21	149,21
<b>he</b>	kJ/kg	linha 9	3.390,61	3.390,61	3.390,61	3.390,61
<b>hs</b>	kJ/kg	linha 2	2.777,19	2.777,19	2.759,47	2.759,47
Eficiência termodinâmica	%	equip.2	86,33	86,33	88,00	88,00
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%	equip.2	100,00	100,00	100,00	100,00
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,87	5,87	5,70	5,70
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	46.282,54	46.282,54	52.117,02	52.117,02
<b>T V - lado da condensação</b>						
Fluxo vapor turbina ( <b>mco</b> )	kg <sub>v</sub> /s	linha 4	8,01	8,01	40,77	40,77
Pressão vapor condensação		linha 4	0,10	0,10	0,10	0,10
Temperatura vapor condensação	bar	linha 4	45,81	45,81	45,81	45,81
<b>hc</b>	kJ/kg	linha 4	2.326,02	2.326,02	2.303,53	2.303,53
Eficiência termodinâmica	%	NA	86,36	86,36	88,00	88,00
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%	NA	100,00	100,00	100,00	100,00

Designação	Unidade	Observação	CTC 1.1(máx)	CTC 1.1(mín)	CTC 2.1(máx)	CTC 2.1(mín)
Título do vapor na condensação	%	linha 4	89,22	89,22	88,28	88,28
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)- linha 4	7,98	7,98	7,90	7,90
Potência	kW	$mco^*(hs-hc)^*em/100$	3.613,87	3.613,87	18.590,04	18.590,04
<b>Processo</b>						
Potência consumida no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	NA	153.490,00	153.490,00	85.954,00	85.954,00
Consumo espec. vapor no proc.( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	350 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	500,01	500,01	280,00	280,00
Fluxo de vapor no processo	kg <sub>v</sub> /s	linha 3 e 5	64,60	64,60	36,18	36,18
Potência total(bruta) ( <b>Pt</b> )	kW	produzida pela turbina	47.400,00	47.400,00	70.000,00	70.000,00
Consumo específico de vapor(global)	kg/kWh	$(m*3.600)/Pt$	5,73	5,73	4,25	4,25
Energia esp. consumida na UTE ( <b>Eeu</b> )	kWh/t v	15 a 27 (seg. Lau et al)	15,00	27,00	15,00	27,00
Potência consumida na UTE ( <b>Pu</b> )	kW	$3,6*m*Eeu$	4.074,30	7.333,74	4.459,10	8.026,39
Energia esp. cons. na usina ( <b>Eeeu</b> )	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau et al)	27,00	32,00	27,00	32,00
Potência consumida na usina ( <b>Peu</b> )	kW	$Eeeu*mc$	12.558,14	14.883,72	12.558,14	14.883,72
Energia esp.consumida na trituração da palha	kWh/t p	17,85(seg. Seebaluck)	17,85	17,85	17,85	17,85
Potência cons.na trituração da palha ( <b>Ptp</b> )	kW	$17,85*3,6*mp$	81,36	81,36	151,10	151,10
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/t p	14,45(seg. Seebaluck)	NA	NA	NA	NA
Potência cons. na secagem da palha( <b>Psp</b> )	kW	$14,45*3,6*mp$	NA	NA	NA	NA
Energia esp. cons.na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Petersen Engenharia)	0,50	0,50	0,50	0,50

Designação	Unidade	Observação	CTC 1.1(máx)	CTC 1.1(mín)	CTC 2.1(máx)	CTC 2.1(mín)
Potência cons.na limpeza a seco (Pls)	kW	0,5*mc	232,56	232,56	232,56	232,56
Energia esp.consumida na produção do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)	NA	NA	NA	NA
Potência cons. na prod. do biogás (Pbio)	kW	1,16*mc	NA	NA	NA	NA
Energia esp.cons. no picador eucalipto	kWh/t <sub>euc</sub>	6,0 (seg. ZL Equipamentos)	NA	NA	NA	NA
Potência cons. no picador de eucalipto (Peuc)	kW	6,0*fluxo euc (t euc/h)	NA	NA	NA	NA
Potência consumida total (Pc)	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	16.946,36	22.531,38	17.400,90	23.293,77
Energia elétrica específica cons. (Eeec)	kWh/tc	Pc/mc	36,43	48,44	37,41	50,08
Potência excedente (Pe)	kW	Pt-Pc	30.453,64	24.868,62	52.599,10	46.706,23
Energia elétrica específica excedente(Eeee)	kWh/tc	Pe/mc	65,48	53,47	113,09	100,42
Energia elétrica excedente(Eee)	MWh	(Pe*ts)/1.000	130.950,65	106.935,06	226.176,11	200.836,80
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	Eeec.100/(Eeec +Eeee)	35,75	47,53	24,86	33,28

(NA...não se aplica)

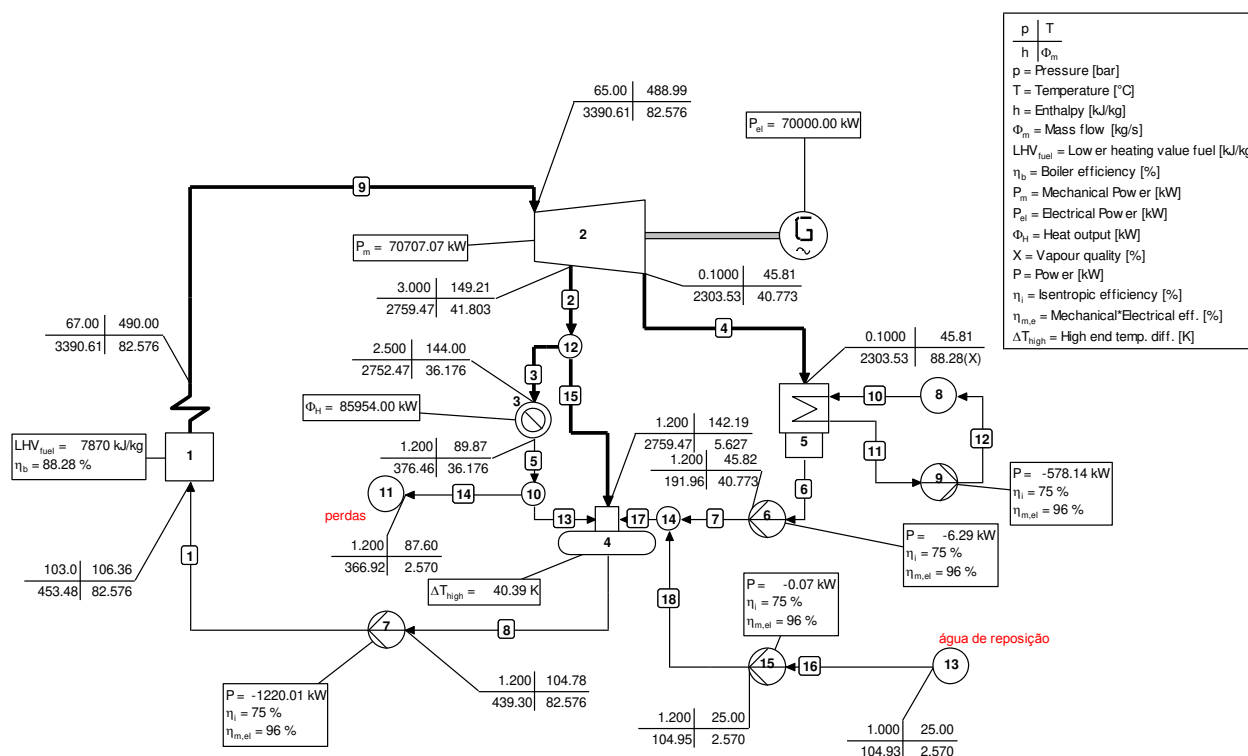
A energia elétrica específica consumida pela UTE é de 36,43 a 48,44 kWh/tc e o valor apresentado por Hassuani (2008) foi de 38,92 kWh/tc, portanto dentro da faixa calculada.

A energia elétrica específica excedente é de 53,47 a 65,48 kWh/tc e o valor apresentado por Hassuani (2008 e 2013) foi de 63,00 kWh/tc, também dentro da faixa calculada.

#### 4.2. Estudo de caso CTC 2.1 para referendar a metodologia

Um segundo estudo de caso (CTC 2.1) foi apresentado por Hassuani (2008) no mesmo seminário cujo fluxograma é apresentado na figura 4.3. Neste caso foi considerado o recolhimento de 13% da palha produzida no campo; no processo, um consumo específico de 280

kg<sub>v</sub>/tc. Importa lembrar que o valor de 280 kg<sub>v</sub>/tc foi usado por Hassuani (2008); neste trabalho, conforme foi mencionado, usa-se o intervalo de 350 a 500 kg<sub>v</sub>/tc. Os dados técnicos deste caso estão apresentados na tabela 4.4.



CTC 2.1 Processo: 280 kg v/tc, com moagem de 2 mi tc/safra, tempo de safra de 4.300 h, equivalente a 465,12 tc/h e 13% da palha produzida no campo.

Figura 4.3. Fluxograma para o estudo de caso CTC 2.1

Considerou-se uma sobra de bagaço de 10% (reserva para as paradas) e as perdas de vapor no processo de 3% (água de reposição, equipamento 13 acima).

Tabela 4.4. Dados técnicos para o estudo de caso CTC 2.1 (Hassuani, 2008)

Designação	Unidade	Observações	Valores
Moagem ( <b>mo</b> )	tc/safra	Segundo Hassuani (2008)	2.000.000
Tempo de safra( <b>ts</b> )	h	Segundo Hassuani (2008)	4.300
Fluxo de cana( <b>mc</b> )	tc/h	mo/ts	465,12
Consumo esp. de vapor no proc.( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	Segundo Hassuani (2008)	280
Fluxo de vapor no processo ( <b>mp</b> )	kg <sub>v</sub> /s	Cev*mc/3.600 (equip. 3 da figura 4.2.1.)	36,18

Designação	Unidade	Observações	Valores
Energia esp. cons. no processo ( <b>ep</b> )	kJ/kg <sub>v</sub>	Segundo Macedo et al. (2001)	2.376
Potência consumida no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	ep*mp	85.954
Entalpia na saída do processo ( <b>hs</b> )	kJ/kg	Pcp=(2.752,47-hs)*mp 2.752,47 é a entalpia na entrada do processo	376,46
Pressão na saída do processo	bar	Valor admitido padrão	1,2
Temperatura na saída do processo	°C	Correspondente à pressão de 1,2 bar	89,9
Fluxo de bagaço( <b>mb</b> )	kg <sub>b</sub> /s	(mo*1000*0,28)/(ts*3600)-10%	32,6
Fluxo de palha( <b>mpa</b> )	kg <sub>p</sub> /s	(mo*1000*0,14*0,13)/(ts*3600)	2,35
Fluxo total de biomassa ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	kg <sub>biom</sub> /s	mb+mpa	34,9
Potência absorvida pela caldeira ( <b>P<sub>cal</sub></b> )	kW	(7.500*mb)+(13.000*mpa)	274.750
PCI <sub>médio</sub>	kJ/kg <sub>biom</sub>	P <sub>cal</sub> /m <sub>biom</sub>	7.870

Na saída da turbina (lado da extração) tem-se 3,0 bar/149,21°C (vapor superaquecido). Na entrada do processo tem-se 2,5 bar/144°C (valores admitidos padrão). Essa diferença de pressão/temperatura representa a perda admitida na tubulação de vapor.

Observar que na entrada do desaerador tem-se 1,2 bar/142,19°C ; esse vapor é necessário para aquecer o condensado que será bombeado para a caldeira.

O simulador *Cycle-Tempo* fornece as principais eficiências e potências (consumidas e fornecidas) pela planta, conforme mostra a Tabela 4.5.



Tabela 4.5. Eficiências e potências para o estudo de caso CTC 2.1 (Hassuani, 2008)

Designação	n <sub>o</sub> .	Equipamento	[kW]	Total [kW]
Fluxo de calor ( <b>Pa</b> )	1	caldeira	274.751	274.751
Pot. bruta entregue ( <b>Pb</b> )	G	gerador	70.000	70.000
Potência consumida	6	bomba	6,29	
Idem	7	bomba	1.220	
Idem	9	bomba	578,1	
Idem	15	bomba	0,07	
Pot. cons. total ( <b>Pct</b> )				1.804
Pot. liq. entregue ( <b>Pl</b> ) $Pl=Pb-Pct$			(70.000 – 1.804)	68.196
Fluxo de calor no proc. ( <b>Pcp</b> )	3	processo	2.376*36,176	85.954
Total entregue= $Pl+Pcp$				154.150
<b>Eficiências</b>				
Eficiência elétrica bruta( <b>Ebe</b> )		$(Pb/Pa)*100\%$	25,48%	
Eficiência elétr. líquida( <b>Ele</b> )		$(Pl/Pa)*100\%$	24,82%	
Eficiência calorífica ( <b>Eca</b> )		$(Pcp/Pa)*100\%$	31,28%	
Eficiência total coger.( <b>Etc</b> )		$[(Pl+Pcp)/Pa]*100\%$	56,11 %	
Eficiência isentrópica da turbina	Equipa- mento 2		88,00%	

Para a FBE, ver a Tabela 4.3.

A energia ele. esp. consumida pela UTE é de 37,41 kWh/tc a 50,08 kWh/tc (Tabela 4.3); o valor apresentado por Hassuani (2008) foi 42,57 kWh/tc (dentro da faixa calculada).

A energia ele. esp. excedente é de 100,42 kWh/tc a 113,09 kWh/tc (Tabela 4.3); o valor apresentado por Hassuani (2008 e 2013) foi 108,00 kWh/tc (dentro da faixa calculada).

A eficiência isentrópica da turbina passou de 86,33% para 88,00% (maior potência produzida). A eficiência elétrica líquida passou de 17,71% para 24,82% (maior quantidade de

vapor disponível para produção de energia elétrica). A eficiência total da cogeração baixou de 76,58% para 56,11% (maior quantidade de vapor condensado).

### 4.3. Estudo de caso CTC 3.1 para referendar a metodologia

Este terceiro estudo de caso foi também apresentado por Hassuani (2008). O mesmo foi subdividido em 3 partes, considerando os consumos específicos de vapor no processo (Cev) de 300, 400 e 500 kg<sub>v</sub>/tc . Os fluxogramas estão no anexo V, figuras V.1, V.2 e V.3, e a FBE na tabela V.2 também consta do anexo V. Neste caso, todo o bagaço produzido foi utilizado (exceto 8% de reserva) e o vapor é gerado a 100 bar/520°C. A Tabela 4.6 mostra um resumo dos resultados.

Tabela 4.6. Resultados do estudo de caso CTC 3.1 (Hassuani, 2008)

<b>Cev</b> consumo específico de vapor no processo [kg <sub>v</sub> /tc]	<b>Ebe</b> Eficiência elé. bruta [%]	<b>Ele</b> Eficiência elé. líquida [%]	<b>Eca</b> Eficiência calorífica [%]	<b>Etc</b> Eficiência total da coger. [%]	<b>Eie</b> Efic. isentr. turbina (extr.) [%]	<b>Eic</b> Efic. isentr. turbina (cond.) [%]	<b>Eeee</b> simulado (mín. e máx.) [kWh/tc]	<b>Eeee</b> segundo CTC [kWh/tc]
300 CTC 3.1.1	24,455	23,855	36,894	60,750	87,87	83,68	80,93 – 92,64	82,50
400 CTC 3.1.2	22,144	21,613	49,192	70,805	87,87	79,56	68,90 – 80,60	76,00
500 CTC 3.1.3	20,087	19,626	61,490	81,116	87,87	79,47	58,24 – 69,94	69,50

**Eeee**...energia elétrica específica excedente

A Figura 4.4 mostra o Cev versus Eeee conforme Tabela 4.6.

Conforme a Figura 4.4, os valores apresentados pelo CTC não guardam paralelo com os valores simulados. Não se conhece a metodologia empregada pelo CTC, apenas os resultados que foram apresentados no seminário 9º CBA/STAB/2008, por Hassuani (2008). Os mesmos mostram os consumos específicos de vapor (Cev) no processo em função da energia elétrica específica excedente (Eeee) da UTE.

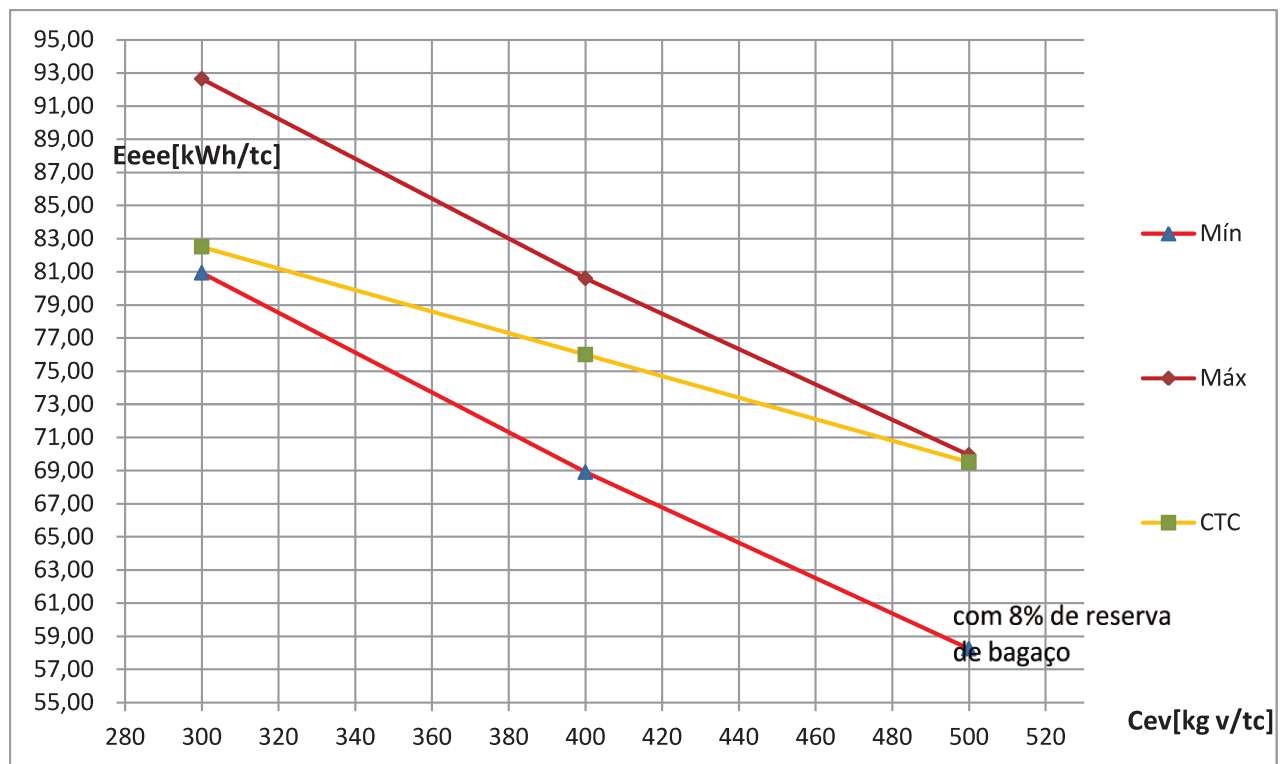


Figura 4.4. Cev versus Eeee (valores simulados e valores apresentados pelo CTC)

Os três casos descritos acima (CTC 1.1, CTC 2.1 e CTC 3.1) serviram, portanto, para referendar a metodologia e os resultados apresentados.

São estudados a seguir sete cenários, envolvendo o uso integral do bagaço (exceto 10% de reserva para paradas por chuvas, manutenção etc.), 50% da palha produzida no campo e todo o biogás produzido a partir da vinhaça. Nos quatro primeiros cenários é utilizada a palha triturada, lixiviada e seca (conforme indicação de Seebaluck e Seeruttun, 2009). Nos três últimos cenários é utilizada a palha apenas triturada e a caldeira na condição *derated* (temperatura do vapor abaixo da nominal e uso de um superaquecedor adicional alimentado pelo biogás da vinhaça). Na tabela 4.11 é apresentado um resumo dos cenários estudados.

No anexo VI, tabela VI.1, é mostrada a FBE válida para os quatro primeiros cenários (CTC-2009-1, CTC-2009-2, CTC-2009-3 e CTC-2009-4).

No anexo VI, tabela VI.11, é mostrada a FBE válida para os três últimos cenários (CTC-2009-5, CTC-2009-6 e CTC-2009-7).

Na elaboração do fluxo de caixa, adotou-se o preço da energia elétrica do leilão da EPE em 25.08.2010 , ou seja, R\$144,20/MWh. O custo da trituração, lixiviação e secagem da palha foi fixado em R\$ 40,00/t<sub>p</sub> (valor equivalente conforme dados de Seebaluck e Seeruttun, 2009).

Os fluxos de caixa para os 7 cenários estão no anexo VI.

#### 4.4. Primeiro cenário (CTC-2009-1)

Neste cenário consideram-se como parâmetros principais: o consumo específico de vapor no processo de 500 kg<sub>v</sub>/tc, moagem de 3 milhões de toneladas de cana por safra, tempo de safra de 5.000 h, correspondendo a 600 tc/h e queima de 50% da palha produzida no campo.

A figura 4.5 mostra a simulação feita no *Cycle-Tempo*.

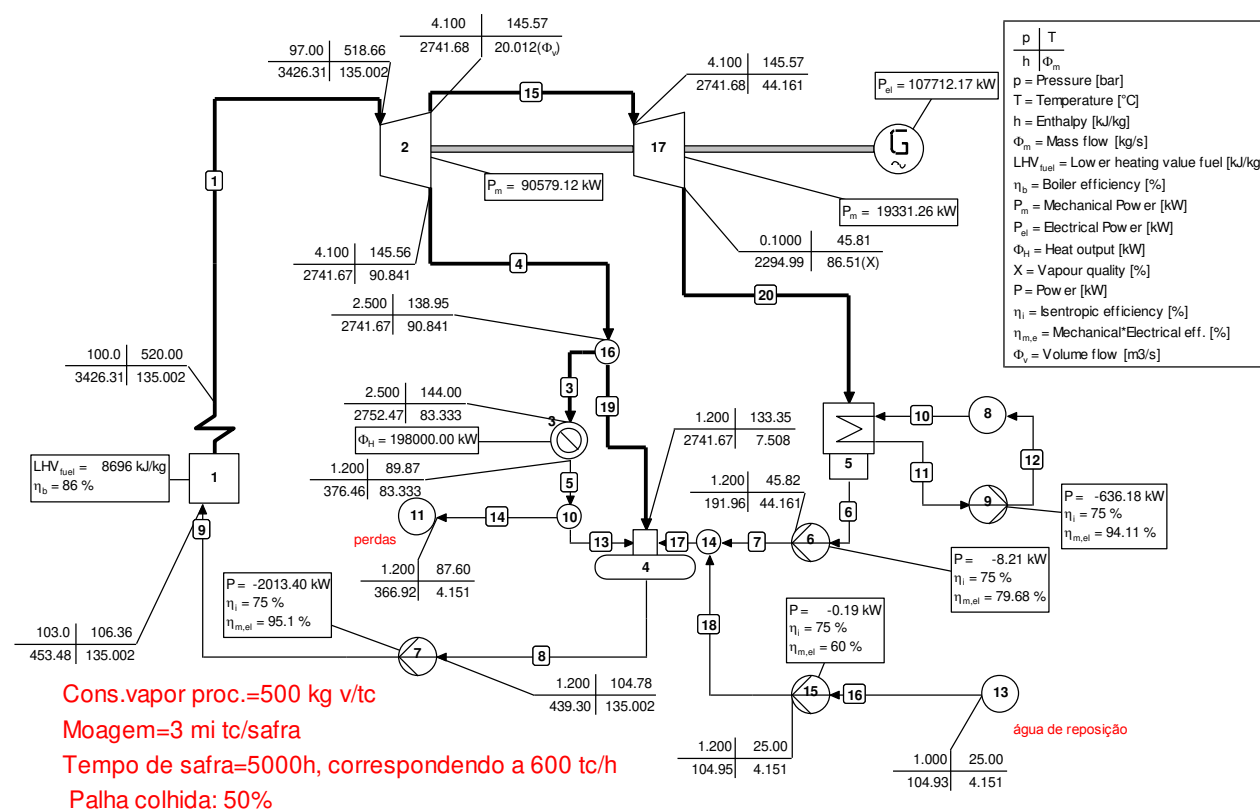


Figura 4.5. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-1

Tabela 4.7. Dados técnicos para o estudo de caso CTC-2009-1 (esta tese)

Designação	Unidade	Observações	Valores
Moagem ( <b>mo</b> )	tc/safra	NA...não se aplica	3.000.000
Tempo de safra ( <b>ts</b> )	h	NA	5.000
Fluxo de cana ( <b>mc</b> )	tc/h	mo/ts	600
Consumo esp. de vapor no processo ( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	NA	500
Fluxo de vapor no processo ( <b>mp</b> )	kg <sub>v</sub> /s	Cev*mc/3.600 (equip. 3 da figura 4.2.1.)	83,33
Energia esp. consumida no processo ( <b>ep</b> )	kJ/kg <sub>v</sub>	Segundo Macedo et al. (2001)	2.376
Fluxo de energia no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	ep*mp	198.000
Entalpia na saída do processo ( <b>hs</b> )	kJ/kg	Pcp=(2.752,47-hs)*mp; 2.752,47 é a entalpia na entrada do processo	376,46
Pressão na saída do processo	bar	NA	1,2
Temperatura na saída do processo	°C	Correspondente à pressão de 1,2 bar	89,9
Fluxo de bagaço( <b>mb</b> )	kg <sub>b</sub> /s	(mo*1000*0,28)/(ts*3600)-10%	42,0
Fluxo de palha( <b>mpa</b> )	kg <sub>p</sub> /s	(mo*1000*0,14*0,50)/(ts*3600)	11,67
Fluxo total de biomassa ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	kg <sub>biom</sub> /s	mb+mpa	53,67
Fluxo de energia pela caldeira ( <b>P<sub>cal</sub></b> )	kW	(7.500*mb)+(13.000*mpa)	466.677
PCI <sub>médio</sub>	kJ/kg <sub>biom</sub>	P <sub>cal</sub> /m <sub>biom</sub>	8.696
Custo da palha ( <b>cp</b> )	R\$	mo*0,14*0,5*40	8.400.000
Custo do bagaço ( <b>cb</b> )	R\$	mo*0,28*0,9*5	3.780.000
Custo total do biocomb.	R\$	cp+cb	12.180.000

A Eeee varia de 118,46 kWh/tc a 133,18 kWh/tc (Tabela VI.1). O valor apresentado por Hassuani (2009) no seminário CTC/CENBIO/2009 foi de 118 kWh/tc. Posteriormente, em 2013, Hassuani apresentou esse valor com 126 kWh/tc. Este primeiro cenário também serviu para referendar a metodologia.

A Figura 4.6 mostra o estudo da sensibilidade para o CEE. Notar que o custo do investimento é o fator que mais influenciou no CEE, enquanto o custo do bagaço e o de operação e manutenção foram os que menos influenciaram. Ver tabela VI.4 no anexo VI.

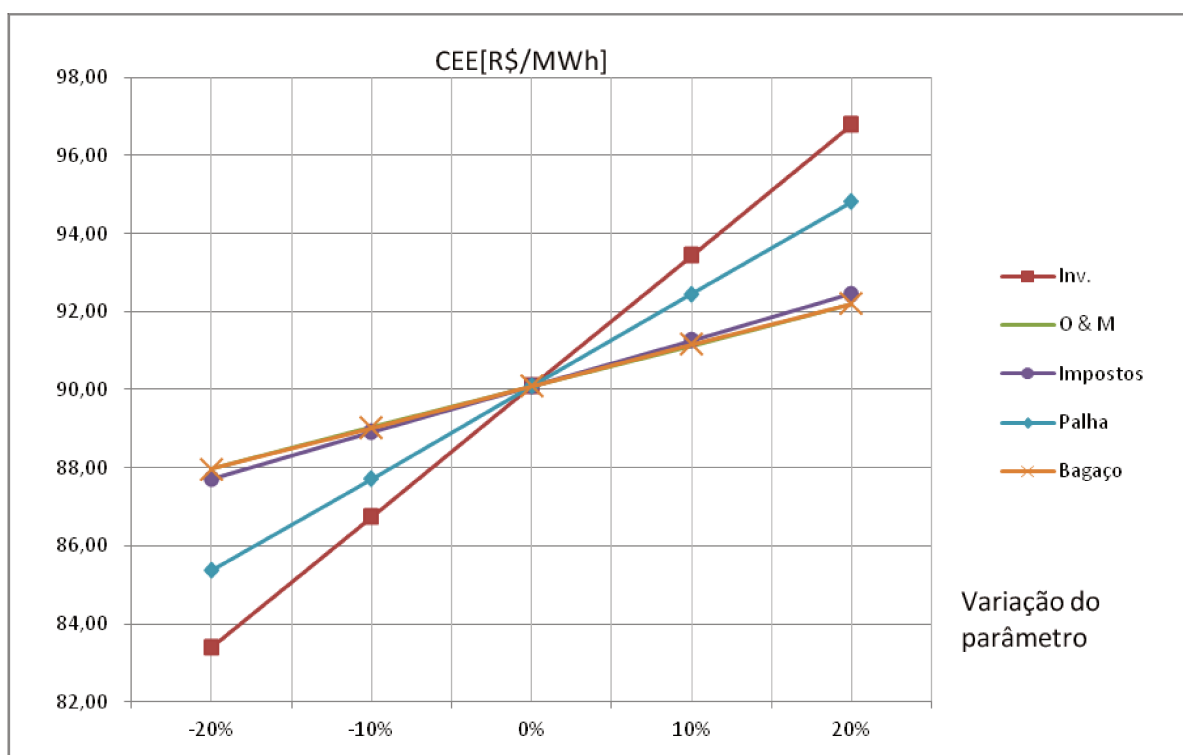


Figura 4.6. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-1/BNDES

Para os fluxos de caixa foram feitos os estudos com (Tabela VI.2) e sem financiamento do BNDES (Tabela VI.3). Os estudos mostraram que para o investidor é menos vantajoso (ver a TIR e o CEE) usar recursos próprios (ver Anexo VII). Os demais estudos só foram realizados com financiamento junto ao BNDES (ver Tabelas VI.2 e VI.3).

#### 4.5. Segundo cenário (CTC-2009-2)

Em relação ao cenário anterior, foi acrescentado o biogás produzido nos biodigestores anaeróbicos. A produção é de 10,0 kg<sub>biog</sub>/tc (Brasmetano, 2008, Salomon, 2007).



Designação	Unidade	Observações	Valores
Entalpia na saída do processo	kJ/kg	$P_{cp} = (2.752,47 - h_s) \cdot m_p$ ; 2.752,47 é a entalpia na entrada do processo	376,46
Temperatura na saída do processo	°C	Correspondente à pressão de 1,2 bar	89,9
Fluxo de bagaço ( <b>mb</b> )	kg <sub>b</sub> /s	$(m_o \cdot 1000 \cdot 0,28) / (t_s \cdot 3600) - 10\%$	42,0
Fluxo de palha ( <b>mpa</b> )	kg <sub>p</sub> /s	$(m_o \cdot 1000 \cdot 0,14 \cdot 0,50) / (t_s \cdot 3600)$	11,67
Fluxo de biogás ( <b>m<sub>biog</sub></b> )	kg <sub>biog</sub> /s	$(m_o \cdot 10) / (t_s \cdot 3.600)$	1,67
Fluxo total de biomassa ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	kg <sub>biom</sub> /s	$m_b + m_{pa} + m_{biog}$	55,34
Fluxo de calor pela caldeira ( <b>P<sub>cal</sub></b> )	kW	$(7.500 \cdot m_b) + (13.000 \cdot m_{pa}) + (27.194 \cdot 1,67)$	512.030
PCI <sub>médio</sub>	kJ/kg <sub>biom</sub>	$P_{cal} / m_{biom}$	9.253
Custo da palha ( <b>cp</b> )	R\$	$m_o \cdot 0,14 \cdot 0,5 \cdot 40$	8.400.000
Custo do bagaço ( <b>cb</b> )	R\$	$m_o \cdot 0,28 \cdot 0,9 \cdot 5$	3.780.000
Custo do biogás ( <b>c<sub>biog</sub></b> )	R\$	$(m_o \cdot 10 \cdot 80,33) / 1.000$	2.409.900
Custo total do biocomb.	R\$	$cp + cb + c_{biog}$	14.589.900

(NA...não se aplica)

Ver o fluxo de caixa na Tabela VI.5 (anexo VI) e o estudo da sensibilidade na Figura 4.8.

O custo do investimento da UTE foi o fator que mais influenciou no CEE (custo específico da energia) e o custo do biogás o fator que menos influenciou. Ver tabela VI.6 no anexo VI. Não estão incluídos no custo de investimento os equipamentos necessários para produzir a palha triturada, lixiviada e seca, para produzir o biogás e para produzir o eucalipto picado. A tabela 3.3 mostra esses preços/massa como sendo o valor final de produção.



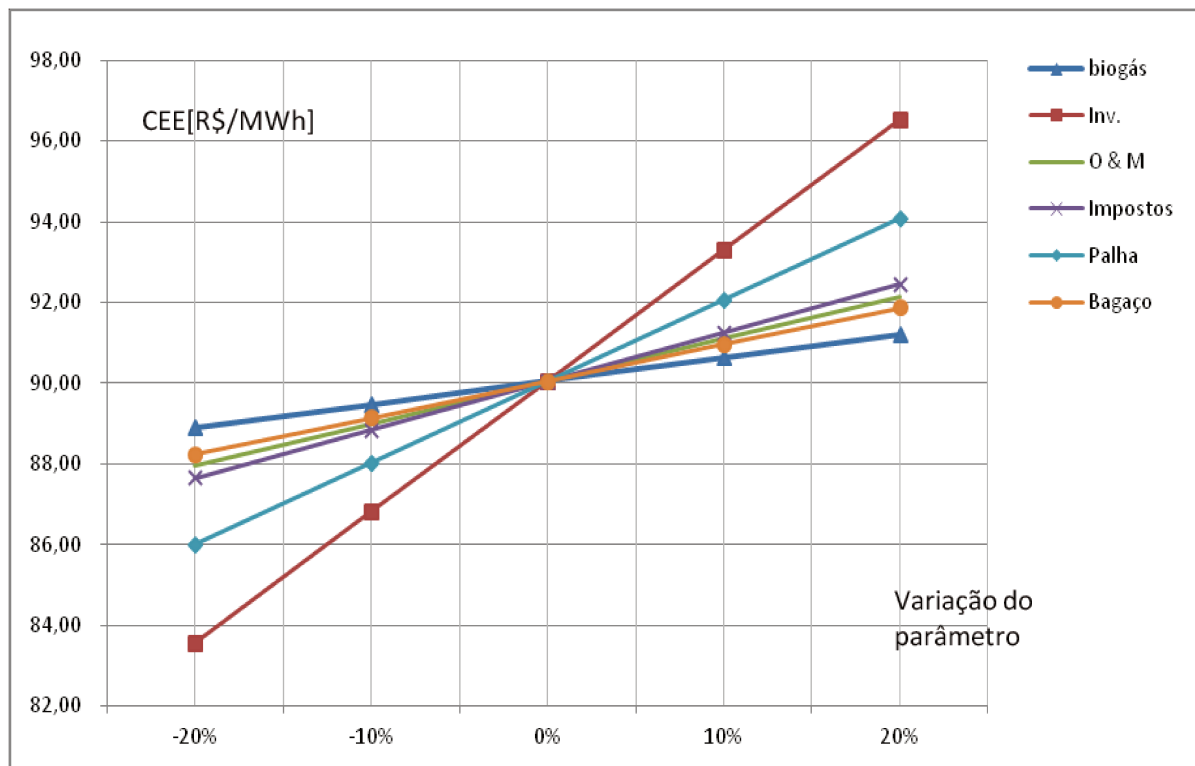


Figura 4.8. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-2/BNDES

#### 4.6. Terceiro cenário (CTC-2009-3)

Em relação aos dois cenários anteriores, o consumo específico de vapor no processo passou de 500 para 400 kg<sub>v</sub>/tc.



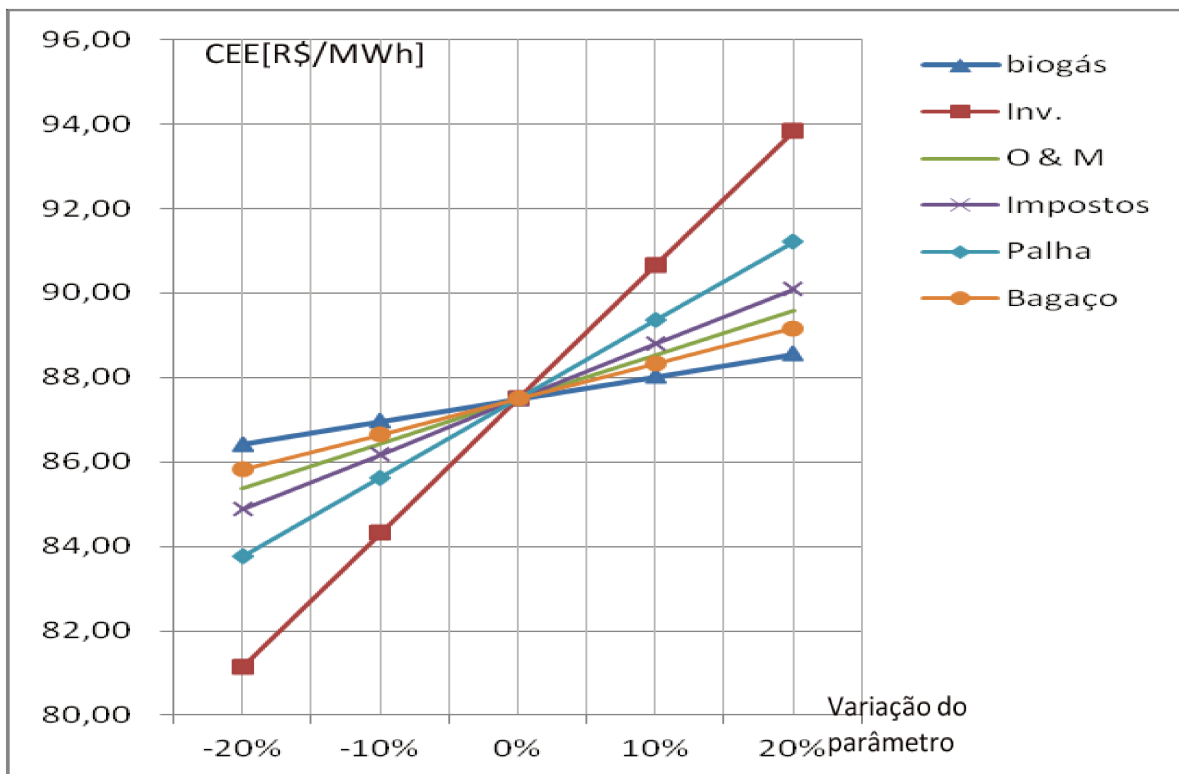


Figura 4.10. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-3/BNDES

#### 4.7. Quarto cenário (CTC-2009-4)

Em relação ao cenário anterior, o consumo específico de vapor no processo passou de 400 para 350 kg<sub>v</sub>/tc.

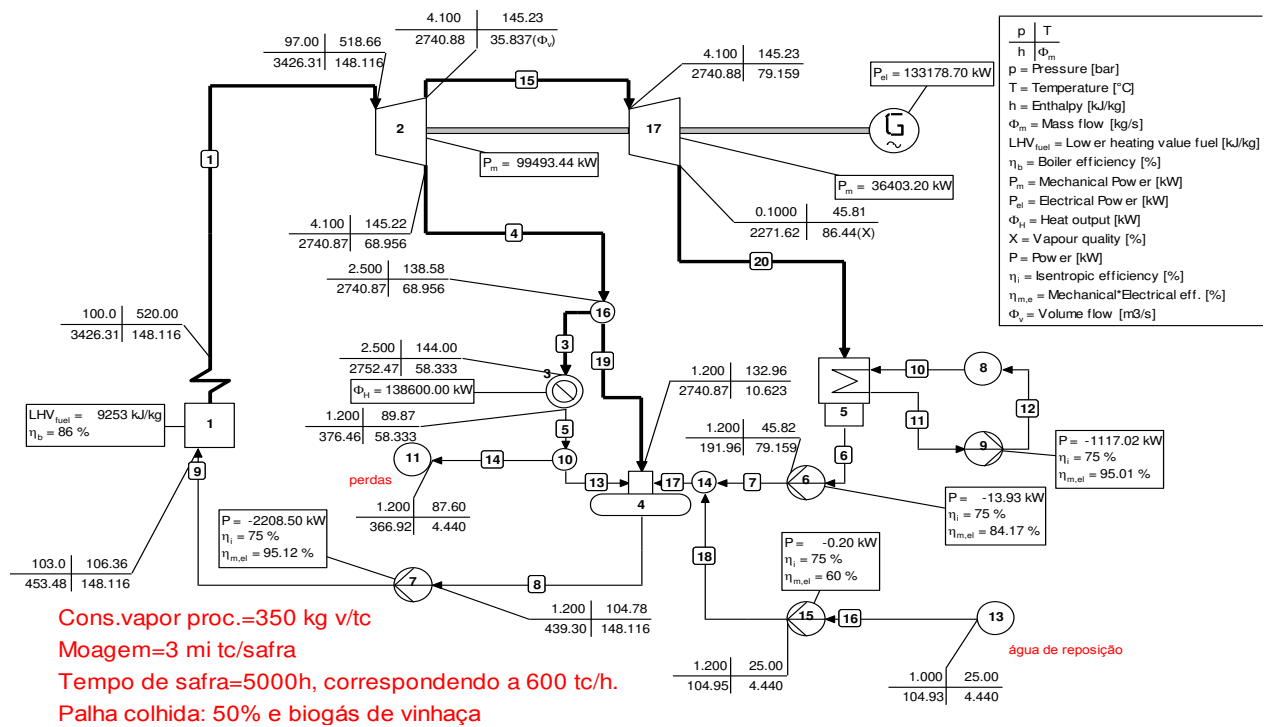


Figura 4.11. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-4

O fluxograma explicativo deste quarto cenário é apresentado na figura 4.1.

Tem-se no processo um consumo de vapor de 58,33 kg<sub>v</sub>/s. A potência absorvida é de 138.600 kW. Para outros valores ver Tabela 4.8.

Ver o fluxo de caixa na tabela VI.9 e o estudo da sensibilidade na Figura 4.12 .

Dos estudos de caso CTC-2009-1 ao CTC-2009-4 houve aumento no fluxo de condensação do vapor, portanto, diminuição na eficiência exergética da UTE (ver Tabela 6.3).

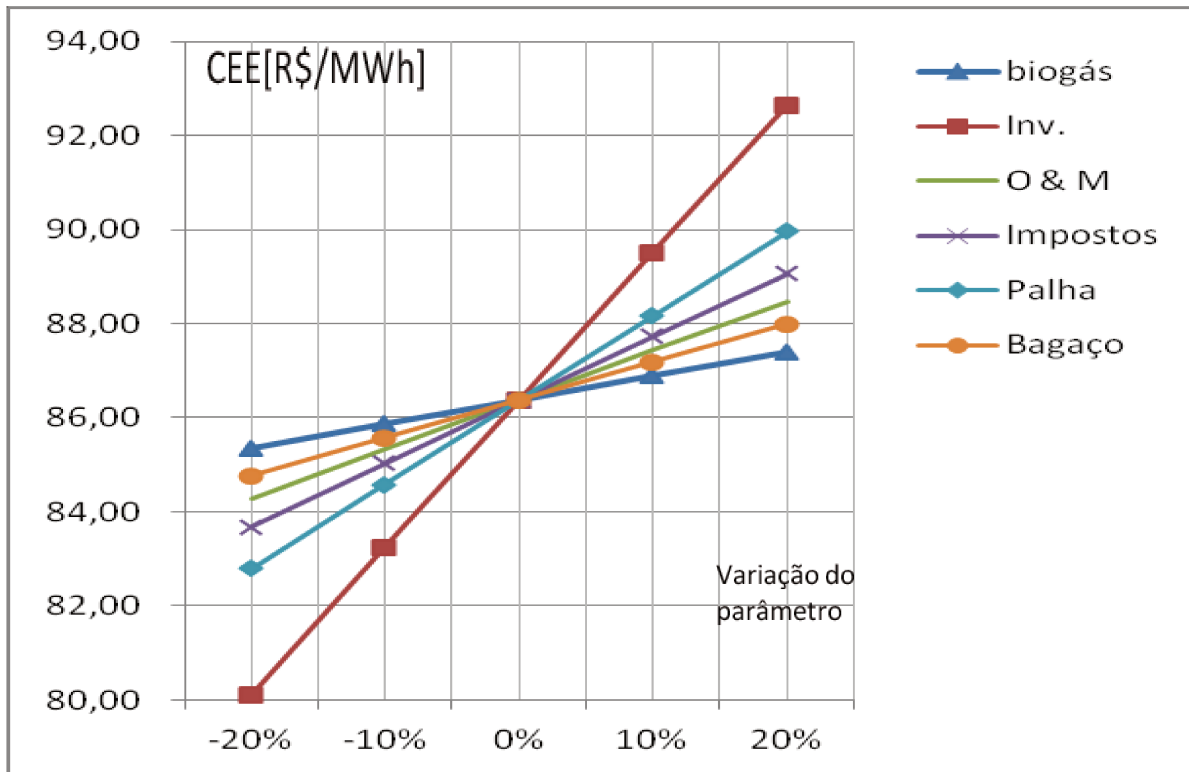


Figura 4.12. Estudo da sensibilidade para o CEE/CTC-2009-4/BNDES

#### 4.8. Quinto cenário (CTC-2009-5)

Os próximos três cenários levam em conta a condição *derated* da caldeira (temperatura de vapor abaixo dos valores mostrados nos cenários anteriores), e colocação de um superaquecedor (equipamento 12 nos fluxogramas). Neste cenário, tem-se um consumo específico de vapor, no processo, de 500 kg<sub>v</sub>/tc.

A caldeira recebe energia do bagaço e da palha; o superaquecedor recebe energia do biogás.

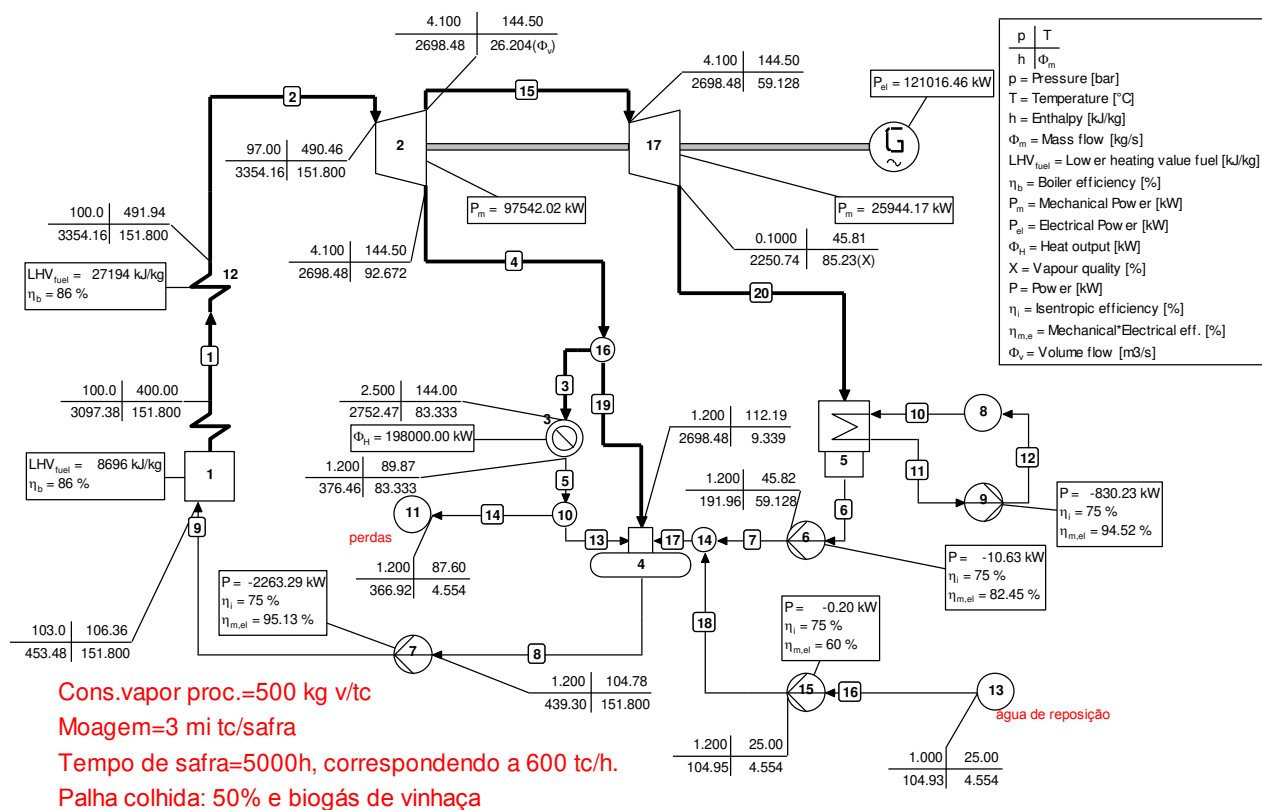


Figura 4.13. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-5 (superaquecedor a biogás, equipamento 12)

Tabela 4.9. Dados técnicos para o estudo de caso CTC-2009-5

Designação	Unidade	Observações	Valores
Moagem ( <b>mo</b> )	tc/safra	NA...não se aplica	3.000.000
Tempo de safra ( <b>ts</b> )	h	NA	5.000
Fluxo de cana ( <b>mc</b> )	tc/h	mo/ts	600
Consumo esp. de vapor no processo ( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	NA	500
Fluxo de vapor no processo ( <b>mp</b> )	kg <sub>v</sub> /s	Cev*mc/3.600 (equip. 3 da figura 4.2.1.)	83,33
Energia esp. consumida no processo ( <b>ep</b> )	kJ/kg <sub>v</sub>	Segundo Macedo et al. (2001)	2.376
Fluxo de calor no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	ep*mp	198.000
Pressão na saída processo	bar	NA	1,2

Designação	Unidade	Observações	Valores
Entalpia na saída do processo	kJ/kg	$P_{cp} = (2.752,47 - h_s) \cdot m_p$ ; 2.752,47 é a entalpia na entrada do processo	376,46
Temperatura na saída do processo	°C	Correspondente à pressão de 1,2 bar	89,9
Fluxo de bagaço ( <b>mb</b> )	kg <sub>b</sub> /s	$(m_o \cdot 1000 \cdot 0,28) / (t_s \cdot 3600) - 10\%$	42,0
Fluxo de palha ( <b>mpa</b> )	kg <sub>p</sub> /s	$(m_o \cdot 1000 \cdot 0,14 \cdot 0,50) / (t_s \cdot 3600)$	11,67
Fluxo de biogás ( <b>m<sub>biog</sub></b> )	kg <sub>biog</sub> /s	$(m_o \cdot 10) / (t_s \cdot 3.600)$	1,67
Fluxo total de biomassa ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	kg <sub>biom</sub> /s	$m_b + m_{pa} + m_{biog}$	55,34
Fluxo de calor pela caldeira ( <b>P<sub>cal</sub></b> )	kW	$(7.500 \cdot m_b) + (13.000 \cdot m_{pa})$ [bagaço(61,5%) e palha(29,6%)]	466.700
Fluxo de calor pelo superaquecedor ( <b>P<sub>su</sub></b> )	kW	$27.184 \cdot m_{biog}$ (biogás)(8,9%)	45.330
Fluxo de calor total	kW	$P_{cal} + P_{su}$	512.030
PCI <sub>médio</sub>	kJ/kg <sub>biom</sub>	$P_{cal} / (m_b + m_{pa})$	8.696
Custo da palha ( <b>cp</b> )	R\$	$m_o \cdot 0,14 \cdot 0,5 \cdot 28$	5.880.000
Custo do bagaço ( <b>cb</b> )	R\$	$m_o \cdot 0,28 \cdot 0,9 \cdot 5$	3.780.000
Custo do biogás ( <b>c<sub>biog</sub></b> )	R\$	$(m_o \cdot 10 \cdot 80,33) / 1.000$	2.409.900
Custo total do biocomb.	R\$	$cp + cb + c_{biog}$	12.069.900

Após consultar as tabelas de vapor a 100 bar e interpolando, tem-se a temperatura de 492,02°C na saída do superaquecedor. Fazendo a simulação pelo *Cycle-Tempo* tem-se 491,94 °C (equipamento 12 para os três estudos).

O custo específico da UTE sem o superaquecedor adicional vale R\$ 2.210/kW (Tabela 3.4);  $2.210/\text{kW} \cdot 121.016 \text{ kW}$  (potência nos bornes do gerador) e equivale a R\$ 267.446.377 (valor do investimento total); 30% desse total representa o custo da caldeira, o que equivale a R\$ 80.233.913; o superaquecedor adicional representa um acréscimo de 20% sobre o custo da caldeira, um acréscimo portanto, de R\$ 16.046.783 . Logo, o custo total da UTE será de

R\$ 267.446.377 mais R\$ 16.046.783, em um total de R\$ 283.493.160; o novo custo específico da UTE será de R\$ 283.493.160/121.016, resultando em R\$2.342/kW .

Este estudo de caso é analisado mais detalhadamente (ver anexo VII), com a finalidade de mostrar as vantagens do financiamento pelo BNDES, em comparação com o recurso próprio do investidor. Primeiro a tabela VII.1 (FBE) fornece a energia elétrica excedente (Eee) exportada (valores mínimos e máximos). A seguir, no mesmo anexo, são feitas as doze simulações, necessárias para dar as apresentações aos gráficos. As tabelas VII.2 a VII.13 mostram os doze fluxos de caixa e a tabela 4.10 o resumo dessa simulações. Com os dados da Tabela 4.10 foram construídas as figuras VII.1 a VII.5. A figura VII.6 mostra de forma condensada as figuras VII.1 a VII.5. Partindo do custo da caldeira, pode-se ler o custo específico do investimento, a taxa interna de retorno e o custo específico da energia. Consideram-se os valores mínimos e máximos, assim como se o investimento é feito com recurso próprio (RP) ou financiado pelo BNDES.

**Tabela 4.10. Resumo das doze simulações**

Cenário	FC 01	FC 02	FC 03	FC 04	FC 05	FC 06
Eee [MWh]	411.057	411.057	411.057	458.846	458.846	458.846
Ci [R\$]	267.446.377	275.469.768	283.493.159	267.446.377	275.469.768	283.493.159
Cc [R\$]	80.233.913	88.257.304	96.280.696	80.233.913	88.257.304	96.280.696
Cei [R\$/kW]	2.210,00	2.276,30	2.342,60	2.210,00	2.276,30	2.342,60
$\Delta\%Cc$	0	10	20	0	10	20
$\Delta\%Cei$	0	3	6	0	3	6
$\Delta Cc$ [R\$]	0	8.023.391	16.046.783	0	8.023.391	16.046.783
TIR [%]	11,87	11,45	11,05	13,97	13,50	13,06
CEE [R\$/MWh]	90,35	91,08	91,81	85,51	86,17	86,82
Investimento	RP	RP	RP	RP	RP	RP
Cenário	FC 07	FC 08	FC 09	FC 10	FC 11	FC 12
Eee [MWh]	411.057	411.057	411.057	458.846	458.846	458.846
Ci [R\$]	267.446.377	275.469.768	283.493.159	267.446.377	275.469.768	283.493.159
Cc [R\$]	80.233.913	88.257.304	96.280.696	80.233.913	88.257.304	96.280.696
Cei [R\$/kW]	2.210,00	2.276,30	2.342,60	2.210,00	2.276,30	2.342,60
$\Delta\%Cc$	0	10	20	0	10	20
$\Delta\%Cei$	0	3	6	0	3	6
$\Delta Cc$ [R\$]	0	8.023.391	16.046.783	0	8.023.391	16.046.783
TIR [%]	14,37	13,51	12,71	18,91	17,87	16,89



CEE [R\$/MWh]	85,81	86,41	87,00	81,45	81,98	82,52
Investimento	BNDES	BNDES	BNDES	BNDES	BNDES	BNDES

FC=fluxo de caixa (de 01 a 12); Eee=energia elétrica excedente; Ci=custo do investimento; Cc=custo da caldeira; Cei=custo específico do investimento;  $\Delta\%Cc$ =porcentagem de aumento no custo da caldeira;  $\Delta\%Cei$ =porcentagem de aumento no custo específico do investimento;  $\Delta Cc$ =acréscimo no custo da caldeira; TIR=taxa interna de retorno; CEE=custo específico da energia; RP=recurso próprio; BNDES=financiado pelo BNDES.

Ver o fluxo de caixa na tabela VI.12 e o estudo da sensibilidade na Figura 4.12.

Nota-se que o custo do investimento foi o fator que mais influenciou o CEE e o custo do biogás o fator que menos influenciou. Ver tabela VI.13.

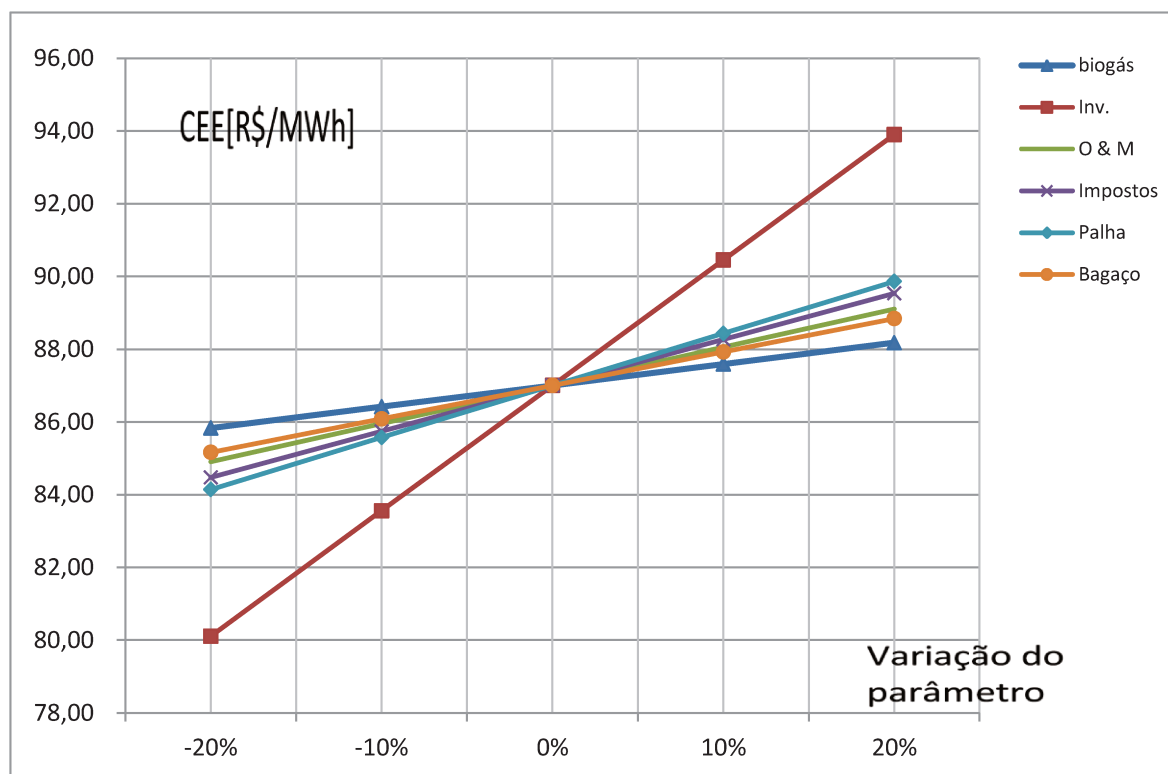


Figura 4.14. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo de caso CTC-2009-5/BNDES

#### 4.9. Sexto cenário (CTC-2009-6)

Em relação ao cenário anterior, o consumo específico de vapor no processo passou de 500 para 400 kg<sub>v</sub>/tc.

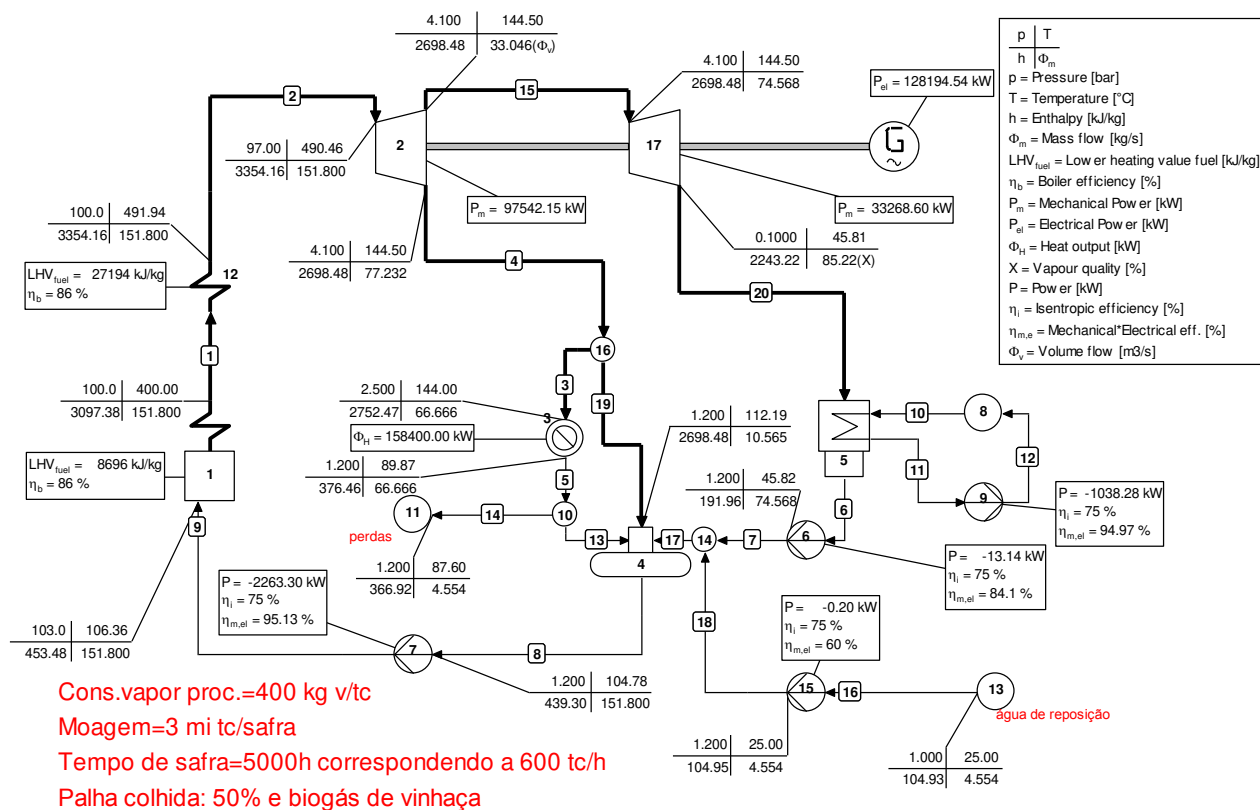


Figura 4.15. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-6

Para os dados técnicos ver Tabela 4.9 ; para o fluxo de caixa ver tabela VI.14 e para o estudo da sensibilidade ver Figura 4.14.

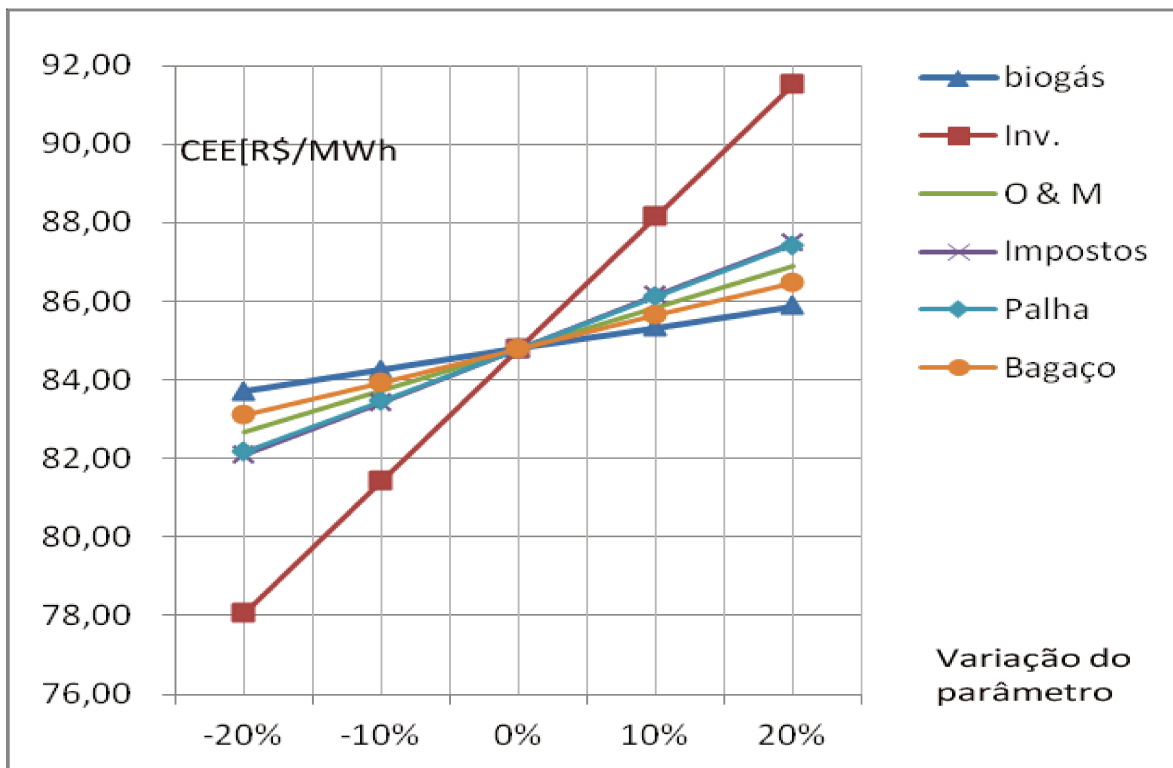


Figura 4.16. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo de caso CTC-2009-6/BNDES

Note-se que o custo do investimento foi o fator que mais influenciou o CEE e o custo do biogás o fator que menos influenciou. Ver tabela VI.15.

#### 4.10. Sétimo cenário (CTC-2009-7)

Em relação ao cenário anterior, o consumo específico de vapor no processo passou de 400 para 350 kg<sub>v</sub>/tc.

Entre os estudos de caso CTC-2009-5 e CTC-2009-7 houve um aumento no fluxo de condensação do vapor e, portanto, uma diminuição das eficiências exergéticas (ver Tabela 6.3).

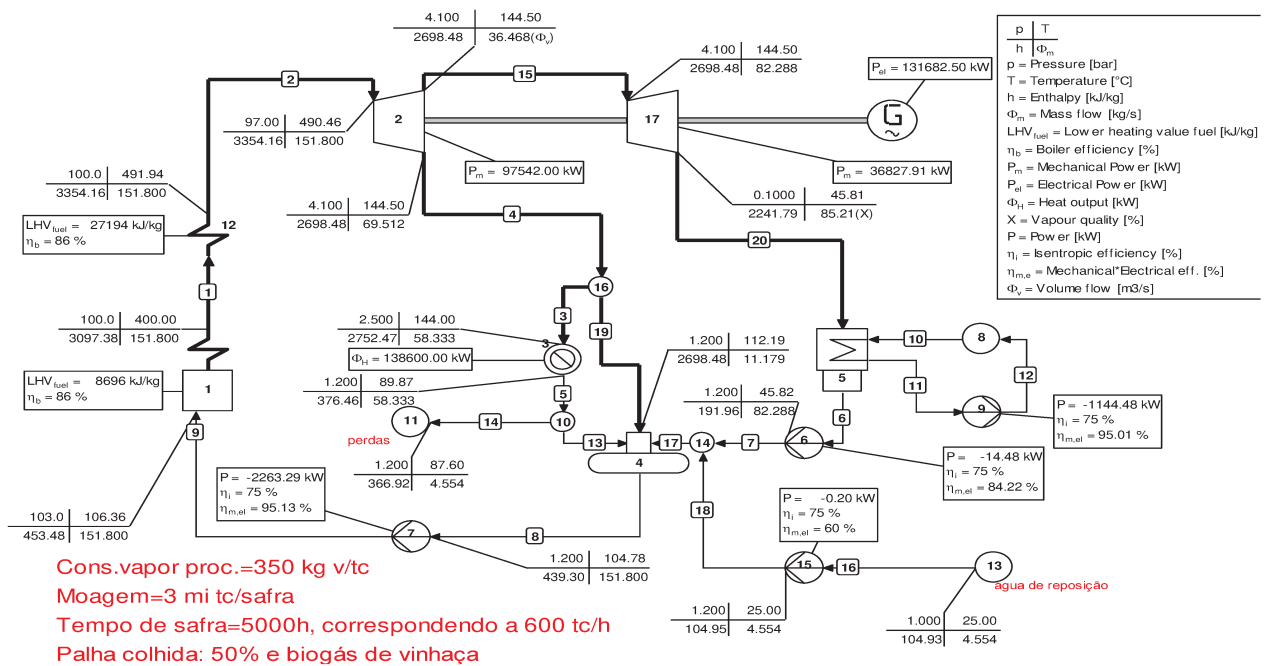


Figura 4.17. Fluxograma para o estudo de caso CTC-2009-7

Para os dados técnicos ver Tabela 4.9.; para o fluxo de caixa ver tabela VI.16., e para o estudo da sensibilidade ver Figura 4.16.

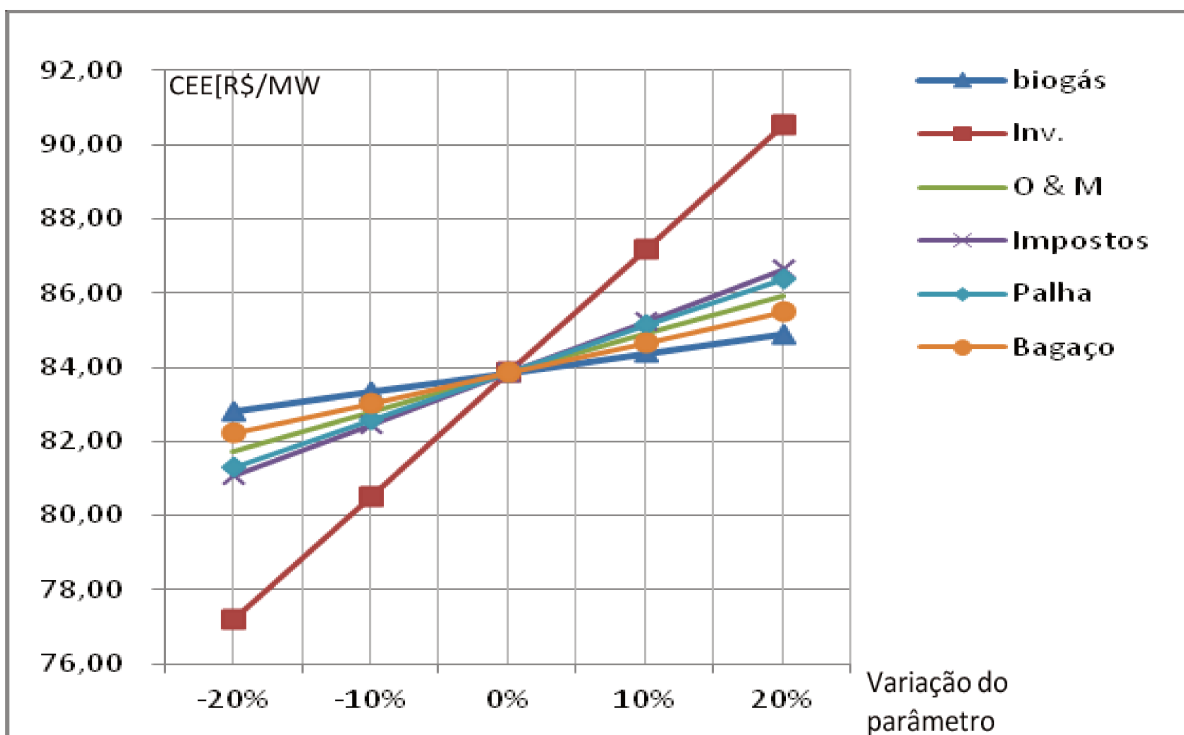


Figura 4.18. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo de caso CTC-2009-7/BNDES

Note-se que o custo do investimento foi a variável que mais influenciou o CEE e o custo do biogás o que menos influenciou. Ver tabela VI.17.

A tabela 4.11 foi elaborada considerando as seguintes premissas: moagem de 3 mi tc, safra de 5.000 h, correspondendo a 600 tc/h, eficiência mecânica do gerador/turbina de 98%, TMA de 12%.

**Tabela 4.11. Resumo dos sete cenários estudados**

Cenário	Nome	Combustível	Cev [kg v/tc]	Pbg [kW]	Pac [kW]	Pli [kW]	Ele [%]	Etc [%]
1	CTC-2009-1	b + 50%p	500	107.712	466.671	105.054	22,51	64,94
2	CTC-2009-2	b+50%p+biog	500	122.153	512.003	119.135	23,27	61,94
3	CTC-2009-3	b+50%p+biog	400	129.564	512.003	126.333	24,67	55,61
4	CTC-2009-4	b+50%p+biog	350	133.179	512.003	129.839	25,36	52,43
5	CTC-2009-5	b+50%p+biog	500	121.016	512.003	117.912	23,03	61,70
6	CTC-2009-6	b+50%p+biog	400	128.194	512.003	124.880	24,39	55,33
7	CTC-2009-7	b+50%p+biog	350	131.682	512.003	128.260	25,05	52,12

Cenário	Eie [%]	Eic [%]	Eeee [kWh/tc]	Eee [MWh]	TIR [%]	CEE [R\$/MWh]	VPL [R\$]
1	88,39	80,00	118,46	355.377	12,20	90,08	1.477.168
2	88,49	82,16	138,64	415.929	12,83	90,05	6.990.777
3	88,49	83,73	150,64	451.919	14,31	87,48	20.427.975
4	88,49	84,07	156,48	469.448	14,98	86,38	26.964.928
5	88,47	81,69	137,02	411.057	12,71	87,00	6.287.260
6	88,47	83,06	148,63	445.895	13,99	84,79	18.502.531
7	88,47	83,32	154,27	462.797	14,57	83,84	24.418.366

Comparando os cenários 1 e 2, i.e., sem e com o uso do biogás, podem-se notar as seguintes vantagens: a potência absorvida pela caldeira passou de 466.671 kW para 512.003 kW (aumento de 9,71%). A potência líquida (*net power*) passou de 105.054 kW para 119.135 kW (aumento de 13,40%). A eficiência líquida elétrica do ciclo passou de 22,51% para 23,27% (aumento de 3,36%). Na FBE foi considerado a pior hipótese, i.e., Eeu igual a 27 kWh/t<sub>v</sub> e Eeeu igual a 32 kWh/tc, conforme Lau et al. (2005). A Eeee passou de 118,46 kWh/tc para 138,64 kWh/tc (aumento de 20,18 kWh/tc ou 17,04%). O fluxo de caixa mostrou uma melhora na TIR, que passou de 12,20% para 12,83% (aumento de 5,16%).

Comparando os cenários 2 e 3, ou seja, com a diminuição de 20% do consumo específico de vapor no processo, a potência líquida passou de 119.135 kW para 126.333 kW (aumento de 6,04%). A eficiência líquida elétrica do ciclo passou de 23,27% para 24,67% (aumento de 6,04%). Notar que os combustíveis são os mesmos (512.003 kW de fluxo de calor pela caldeira). Na FBE com Eeu de 27 kWh/t<sub>v</sub> e Eeeu de 32 kWh/tc, como no caso anterior, a Eeee passou de 138,64 kWh/tc para 150,64 kWh/tc (aumento de 12 kWh/tc ou 8,66%). No fluxo de caixa houve melhora na TIR, que passou de 12,83% para 14,31% (aumento de 11,54%). O CEE caiu de R\$ 90,05/MWh para R\$ 87,48/MWh (diminuição de 2,85%).

Comparando os cenários 3 e 4, ou seja, com a diminuição de 12,5% do consumo específico de vapor no processo, a potência líquida passou de 126.333 kW para 129.839 kW (aumento de 2,78%). A eficiência líquida elétrica do ciclo passou de 24,67% para 25,36% (aumento de 2,78%), com os mesmos combustíveis (512.030 kW). Na FBE, a Eeee passou de 150,64 kWh/tc para 156,48 kWh/tc (aumento de 5,84 kWh/tc ou 3,88%). No fluxo de caixa houve aumento da TIR de 14,31% para 14,98% (aumento de 4,68%). O CEE caiu de R\$ 87,48/MWh para R\$86,38/MWh (diminuição de 1,26%).

Os cenários 5, 6 e 7 mostram as vantagens técnicas e econômicas auferidas com a diminuição do consumo específico de vapor no processo. É importante comparar a utilização da palha triturada, lixiviada e seca (cenários 2, 3 e 4) com a condição *derated* (cenários 5, 6 e 7). Comparam-se cenários que tem o mesmo consumo específico de vapor no processo, i.e., cenários 2 e 5, cenários 3 e 6, e cenários 4 e 7. Nessas comparações fica evidente a vantagem da palha triturada, lixiviada e seca, i.e., os cenários 2, 3 e 4 apresentam as maiores TIRs e os maiores VPLs. O único item que apresenta desvantagem é o CEE. A explicação para isso está no custo da

palha triturada, lixiviada e seca (R\$ 40,00/t) quando comparado com a palha apenas triturada (R\$ 28,00/t). Os estudos da sensibilidade para o CEE demonstram esta influência (ver figuras 4.8, 4.10, 4.12, 4.14, 4.16 e 4.18). Para o empresário, o importante é a TIR e/ou o VPL.

Pode-se concluir, após comparar as potências líquidas (Plis), as eficiências elétricas líquidas (Eles), as taxas internas de retorno (TIRs) e os valores presentes líquidos (VPLs), que o cenário 4 é o que apresenta a melhor viabilidade técnica e econômica durante a safra. É o que apresenta a maior Pli (potência líquida), a maior Ele (eficiência elétrica líquida), a maior TIR e o maior VPL.

## **5 ENERGIA ELÉTRICA EXPORTADA NA ENTRESSAFRA**

A produção de energia elétrica na entressafra visa aproveitar os equipamentos (UTE) que normalmente ficam ociosos. Dois cenários para os biocombustíveis serão estudados: o uso ou do eucalipto ou do bagaço e palha armazenados. O eucalipto é encontrado na área agrícola e não requer modificações na caldeira para a sua queima. O uso do bagaço e palha armazenados, embora apresentem viabilidade técnica, demanda estudos quanto à viabilidade econômica.

Os autores Lora et al. (2013) propõem a produção de eletricidade na entressafra com o uso ou de bagaço e palha armazenados ou o uso de eucalipto e sorgo sacaríneo.

### **5.1. Estudo de caso 14 com o uso do eucalipto na entressafra**

O ponto de partida é o quarto cenário estudado no capítulo anterior (o melhor de todos). Para utilizar a mesma turbina, é necessário manter o fluxo volumétrico de vapor na condensação (Shlyakhin, 1972; Traupel, 1977; Dietzel, 1980; Schegliáiev, 1985).

A Figura 5.1 mostra a simulação feita no *Cycle-Tempo*, denominado estudo de caso 14.



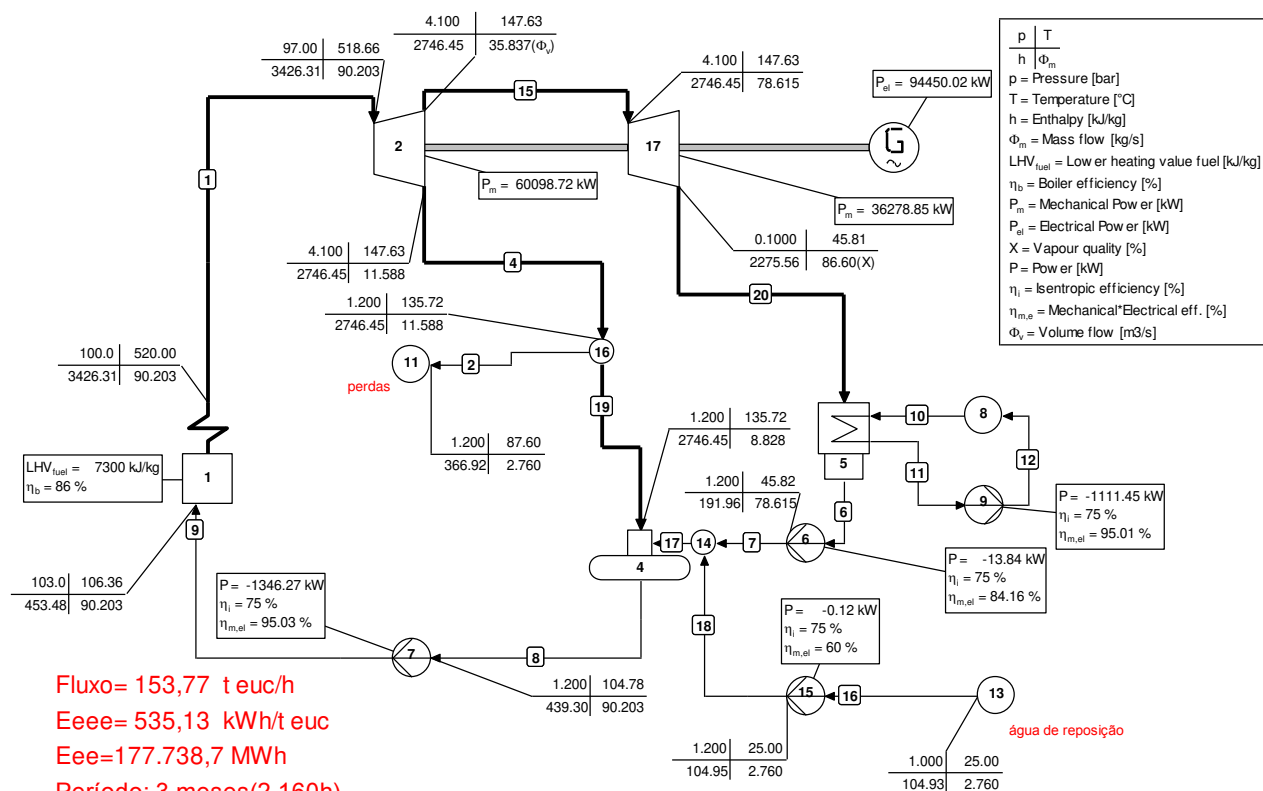


Figura 5.1. Fluxograma para o estudo de caso 14 – Entressafrá, caldeira alimentada com cavacos de eucalipto

Tabela 5.1. Eficiências e potências para o estudo de caso 14

Designação	n <sub>o</sub> .	Equipamento	[kW]	Total [kW]
Fluxo de energia ( <b>Pa</b> )	1	caldeira	311.810	311.810
Potência bruta entregue ( <b>Pb</b> )	G	gerador	94.450	94.450
Potência consumida ( <b>P6</b> )	6	bomba	13,84	
Idem ( <b>P7</b> )	7	bomba	1.346	
Idem ( <b>P9</b> )	9	bomba	1.111	
Idem ( <b>P15</b> )	15	bomba	0,12	
Potência cons. total ( <b>Pct</b> )			P6+P7+P9+P15	2.471
Potência liq. entregue ( <b>Pl</b> )			Pb-Pct	91.979

<b>Tabela 5.1. (cont.)</b>				
<b>Eficiências</b>				
Eficiência elétrica bruta		$(P_b/P_a)*100\%$	30,29%	
Eficiência elétrica líquida		$(P_l/P_a)*100\%$	29,50%	
Eficiência isentrópica da turbina/extração	Equipa- mento 2		87,77%	
Eficiência isentrópica da turbina/condensação	Equipa- mento 17		84,17%	

Comparando o fluxo de massa desta caldeira com o fluxo da caldeira do quarto cenário, tem-se o valor de 60,90%. Isto mostra que a eficiência da caldeira pode ser considerada a mesma, ou seja, 86% (ver seção 3.5., capítulo 3) e Marino (2014).

A tabela 5.2 mostra a FBE para o estudo de caso 14 (queima de eucalipto) e para o estudo de caso 24 (queima de bagaço e palha armazenados), que é discutido no final deste capítulo (ver tabela 5.12).

Tabela 5.2. FBE para o estudos de caso 14 e 24

<b>Designação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Observação</b>	<b>ESTUDO 14</b>	<b>ESTUDO 24</b>
Tempo de entressafr (ts)	h	NA	2.160	2.160
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100	100
Temperatura	°C	saída caldeira	520	520
Fluxo de eucalipto	$t_{euc}/h$	$311.810 \text{ kW} * 3,6 / 7.300 \text{ kJ/kg}$	153,77	NA
Consumo de eucalipto	$t_{euc}$	$153,77 * 2.160$	332.143	NA
Umidade do eucalipto/bagaço	%	NA	50	50
Fluxo de bagaço	$kg_b/s$	b...bagaço	NA	19,35
PCI do eucalipto/bagaço	kJ/kg	poder calorífico inferior	7.300	7.500

Designação	Unidade	Observações	Estudo 14	Estudo 24
Fluxo de palha (mp)	kg <sub>p</sub> /s		NA	5,37
PCI da palha	kJ/kg		NA	13.000
Eficiência da caldeira	%		86,00	86,00
Fluxo de vapor produzido (m)	kg <sub>v</sub> /s		90,20	62,19
Relação vapor/eucalipto ou bagaço		Rve	2,11	
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a Vapor		
Fluxo de vapor entrada	kg <sub>v</sub> /s		90,2	62,2
Pressão vapor entrada	bar		97	97
Temperatura vapor entrada	°C		518,7	518,7
Pressão vapor saída	bar		4,10	4,10
Temperatura vapor saída	°C		147,63	150,66
Entalpia entrada (he)	kJ/kg		3.426	3.426
Entalpia saída (hs)	kJ/kg		2.746	2.753
Eficiência termodinâmica	%		87,77	86,88
Eficiência mecânica (em)	%		98,00	98,00
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,30	5,35
Potência	kW	$m \cdot (he - hs) \cdot em / 100$	60.098	41.010
<b>T V - lado da condensação</b>				
Fluxo vapor turbina (mco)	kg <sub>v</sub> /s		78,62	54,25
Pressão vapor condensação	bar		0,10	0,10

Designação	Unidade	Observação	Estudo 14	Estudo 24
Temperatura do vapor de condensação	°C		45,81	45,81
Entalpia condensação (hc)	kJ/kg		2.275	2.292
Eficiência termodinâmica	%		84,17	82,18
Eficiência mecânica (em)	%		98,00	98,00
Título do vapor na condensação	%		86,60	86,83
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	7,65	7,81
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	36.278	24.520
Potência líquida (Pt)	kW		91.978	62.500
Consumo específico de vapor (global)	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	3,53	3,58
Energia esp. consumida na UTE (Eeu)	kWh/t <sub>v</sub>	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	27,00
Potência consumida na UTE (Pu)	kW	3,6*m*Eeu	8.767	6.044
Energia esp.cons.na trituração da palha	kWh/t <sub>p</sub>	17,85(seg. Seebaluck)	NA	17,85
Potência cons.na trituração da palha (Ptp)	kW	64,26*mp	NA	345,33
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/t <sub>p</sub>	14,45(seg. Seebaluck)	NA	14,45
Potência cons. na secagem da palha (Psp)	kW	52,02*mp	NA	279,56
Energia esp.cons. no picador eucalipto(euc)	kWh/t <sub>euc</sub>	6,0 (seg. ZL Equipamentos)	6,01	NA
Potência cons. no pic.de eucalipto (Peuc)	kW	6,0*fluxo euc(t euc/h)	924,16	NA

Designação	Unidade	Observação	Estudo 14	Estudo 24
Potência consumida total (Pc)	kW	$P_u + P_{eu} + P_{tp} + P_{sp} + P_{ls} + P_{bio} + P_{euc}$	9.692	6.670
Energia elétrica específica cons. (Eeec)	kWh/t <sub>euc</sub>	Pc/mc	63,03	NA
Potência excedente (Pe)	kW	Pt-Pc	82.286	55.831
Energia elétrica específica excedente (Eeee)	kWh/t <sub>euc</sub>	Pe/mc	535,13	NA
Energia elétrica excedente (Eee)	MWh	$(P_e * t_s) / 1.000$	177.738	120.594
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	$E_{eec} \cdot 100 / (E_{eec} + E_{eee})$	10,54	10,67

NA...não se aplica

Tabela 5.3. Fluxo de caixa para os estudos de caso 14 e 24

Designação	Unidade	Observação	Estudo 14	Estudo 24
Preço de venda da energia elétrica (pv)	R\$/MWh	Definido pela EPE em agosto/2010	144,20	144,20
Energia elétrica excedente (Eee)	MWh	Ver a FBE	177.738	120.594
Receita anual gerada (rag)	R\$	$pv \times E_{ee}$	25.629.924	17.389.683
Custo específico de O & M (ceo)	R\$/MWh		10,50	10,50
Custo de O & M (com)	R\$	$ceo \times E_{ee}$	1.866.256	1.266.239
Custo específico do eucalipto (cee)/biocomb.	R\$/t	valor médio pesquisado	50,00	5,00 e 40,00
Potência absorvida pela caldeira (Pac)	kW	Ver Cycle-Tempo	311.810	214.969
PCI do eucalipto	kJ/kg	Seg. Vale & Sablowski	7.300	NA
Fluxo de eucalipto (Fe)	t <sub>euc</sub> /h	$(P_{ac} \times 3,6) / PCI$	153,77	NA
Período da entressafra (pe)	h	3 meses	2.160	2.160

Designação	Unidade	Observação	Estudo 14	Estudo 24
Consumo total de eucalipto (ct)	t <sub>euc</sub>	Fe x pe	332.142	NA
Custo total do eucalipto (cte)/biocombustível	R\$	(ct x cee)	16.607.121	2.423.820
Lucro bruto (lb)	R\$	rag-com-cte	7.156.547	13.699.624
Lucro tributável(imposto) (imp)	R\$	0,25 x lb	1.789.136	3.424.906
Fluxo de caixa após o imposto (FCAI)	R\$	lb-imp(lucro líquido)	5.367.410	10.274.718
Custo específico da eletricidade (CEE)	R\$/MWh	(com+imp+cte)/Eee	114,00	59,00
Conferindo o lucro líquido	R\$	(pv-CEE) x Eee	5.367.410	10.274.718
Percentual de lucro relativo	%	((pv-CEE)/CEE) x 100	26,49	144,41

NA...não se aplica

Tabela 5.4. Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade (CEE)-estudo de caso 14

Eucalipto - estudo de caso14				
CEE=(O&M+Imposto+combustível)/Eee				
<b>(O&amp;M)1.866.256</b>	<b>%</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>IMP.</b>	<b>COMB.</b>
<b>(IMP.)1.789.127</b>	<b>-20%</b>	111,90	111,99	95,31
<b>(COMB.)16.607.160</b>	<b>-10%</b>	112,95	113,00	104,66
<b>Eee=177.739 MWh</b>	<b>0%</b>	114,00	114,00	114,00
<b>CEE=R\$114,00/MWh</b>	<b>10%</b>	115,05	115,01	123,35
	<b>20%</b>	116,10	116,02	132,69

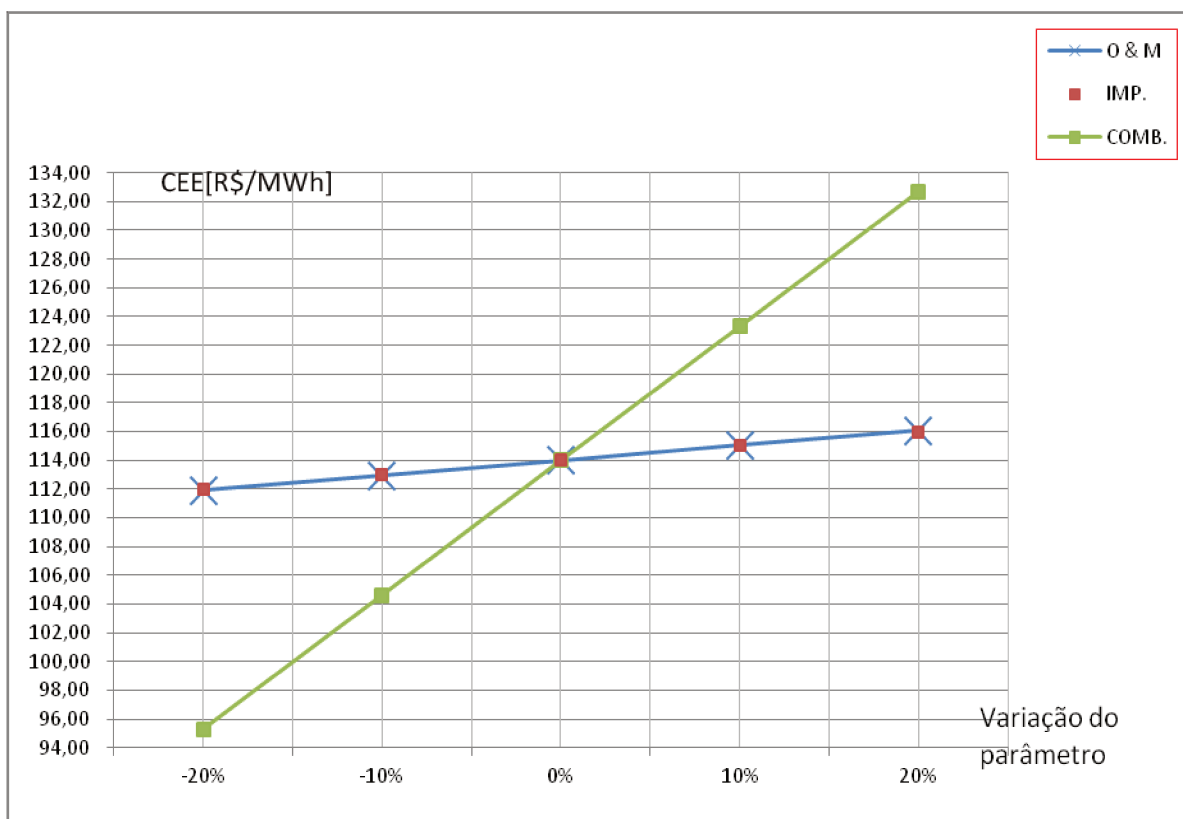


Figura 5.2. Variação do parâmetro versus CEE para o estudo de caso 14

Nota-se que o custo do eucalipto foi o que mais influenciou no CEE, e os custos dos impostos e operação e manutenção tiveram pouca influência.

## 5.2. Estudos de caso 15 e 16 com o uso do bagaço e da palha armazenados na entressafra

Tomou-se como referência o quarto cenário do capítulo anterior. O estudo de caso 15 tem moagem de 3 mi tc/safra, safra de 5.000 h (8 meses) e 600 tc/h. Os biocombustíveis utilizados nesse estudo de caso são: 8/11 do bagaço produzido acrescido de 8/11 de 50% da palha produzida no campo e o biogás da vinhaça. O consumo de vapor no processo é de 350 kg<sub>v</sub>/tc. A entressafra (estudo de caso 16) estende-se por 2.160 h (3 meses). Os biocombustíveis utilizados neste estudo de caso são: 3/11 do bagaço produzido acrescido de 3/11 de 50% da palha produzida no campo. A manutenção dos equipamentos será realizada ao longo um mês. Somando o período da safra (8 meses) e da entressafra (3 meses) tem-se um total de 11 meses. A primeira tentativa consistiu em utilizar 8/11 dos biocombustíveis produzidos na safra e o restante 3/11 na entressafra.

Tabela 5.5. Dados técnicos para os estudos de caso 15 e 16

Designação	Unidade	Observações	Valores
Moagem ( <b>mo</b> )	tc/safra	NA	3.000.000
Porcentagem de bagaço na cana ( <b>pb</b> )	%	NA	28
Produção de bagaço ( <b>mb</b> )	$t_b$	$(mo*pb)/100 - 10\%$	756.000
Bagaço consumido na safra ( <b>mbs</b> )	$t_b$	$mb*(8/11 \text{ ou } 72,7\%)\text{-estudo de caso 15}$	550.000
Bagaço cons. na entressafra ( <b>mbe</b> )	$t_b$	$mb*(3/11 \text{ ou } 27,3\%)\text{-estudo de caso 16}$	206.000
Porcentagem de palha na cana ( <b>pp</b> )	%	NA	14
Palha recolhida no campo ( <b>mp</b> )	$t_p$	$(mo*pp*0,5)/100$	210.000
Palha consumida na safra ( <b>mps</b> )	$t_p$	$mp*(8/11 \text{ ou } 72,7\%)\text{-estudo de caso 15}$	153.000
Palha cons. na entressafra ( <b>mpe</b> )	$t_p$	$mp*(3/11 \text{ ou } 27,3\%)\text{-estudo de caso 16}$	57.000
Biogás produzido na safra ( <b>m<sub>biog</sub></b> )	$kg_{biog}/tc$	Salomon (2007) e Brasmetano(2008)	10,0
Fluxo de biogás na safra ( <b>m<sub>biog</sub></b> )	$kg_{biog}/s$	$(mo*m_{biog})/(5.000*3.600)$	1,67
Fluxo de bagaço na safra ( <b>mb</b> )	$kg_b/s$	$(mbs*1.000)/(5.000*3.600)$	30,56
Fluxo de palha na safra ( <b>mpa</b> )	$kg_p/s$	$(mps*1.000)/(5.000*3.600)$	8,50
Fluxo total de biomassa na safra ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	$kg_{biom}/s$	$mb+mpa+m_{biog}$	40,73
Fluxo de calor pela caldeira na safra ( <b>Pcal</b> )	kW	$(7.500*mb)+(13.000*mpa)+(27.194*m_{biog})$	385.002
PCI <sub>médio</sub> na safra	$kJ/kg_{biom}$	$Pcal/m_{biom}$	9.454
Fluxo de bagaço na entressafra ( <b>mbe</b> )	$kg_b/s$	$(mbe*1.000)/(2.160*3.600)\text{-estudo 15}$	26,49
Fluxo de palha na entressafra( <b>mpe</b> )	$kg_p/s$	$(mpe*1.000)/(2.160*3.600)\text{-estudo 16}$	7,33
Fluxo total biomassa na entressafra ( <b>m<sub>biom</sub></b> )	$kg_{biom}/s$	$mbe+mpe$	33,82
Fluxo de calor pela caldeira na entressafra ( <b>Pcale</b> )	kW	$(7.500*mbe) + (13.000*mpe)$	293.978
PCI <sub>médio</sub> na entressafra	$kJ/kg_{biom}$	$Pcale/m_{biom}$	8.696

NA...não se aplica



A figura 5.3. mostra o estudo de caso 15.

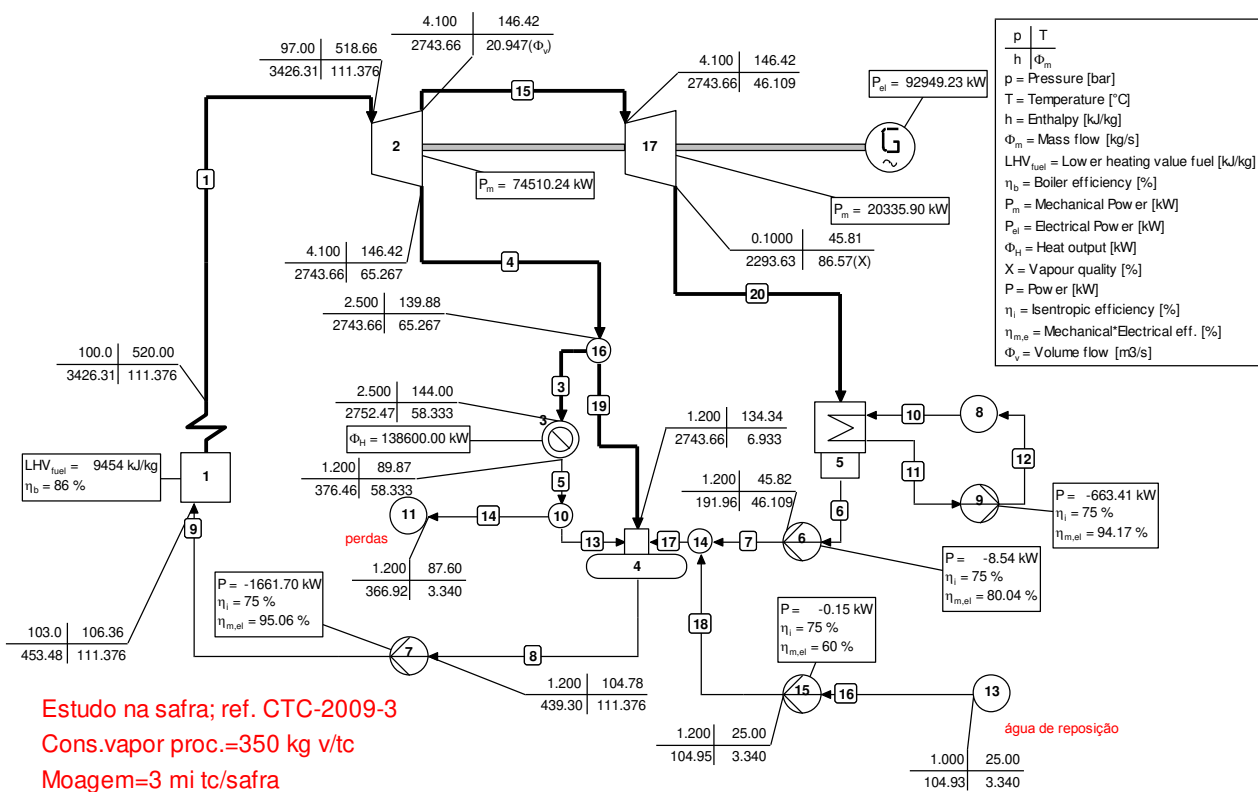


Tabela 5.6. Eficiências e potências para o estudo de caso 15

Designação	n <sub>o</sub>	Equipamento	[kW]	Total [kW]
Fluxo de calor ( <b>Pa</b> )	1	caldeira	385.002	385.002
Potência bruta entregue ( <b>Pb</b> )	G	gerador	92.949	92.949
Potência consumida ( <b>P6</b> )	6	bomba	8,54	
Idem ( <b>P7</b> )	7	bomba	1.661	
Idem ( <b>P9</b> )	9	bomba	663,4	
Idem ( <b>P15</b> )	15	bomba	0,15	
Pot. consumida total ( <b>Pct</b> )			P6+P7+P9+P15	2.333
Pot. líquida entregue ( <b>Pl</b> )			Pb-Pct	90.615
Calor entregue ( <b>Pep</b> )	3	processo	138.600	138.600
Total entregue=Pl+Pep				229.215
<b>Eficiências</b>				
Eficiência elétrica bruta		$(Pb/Pa)*100\%$	24,14%	
Eficiência elétrica líquida		$(Pl/Pa)*100\%$	23,53%	
Eficiência calorífica		$(Pep/Pa)*100\%$	36,00%	
Eficiência total		$[(Pl+Pep)/Pa]*100\%$	59,54%	
Eficiência isentrópica da turbina na extração	Equipamento 2		88,13%	
Eficiência isentrópica da turbina na condensação	Equip. 17		80,54%	

A tabela VI.11., no anexo VI, mostra a FBE para esse estudo.

A tabela VI.18., no anexo VI, mostra o fluxo de caixa para esse estudo.

A figura VI.1., no anexo VI, mostra o estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo 15.

A figura 5.4. mostra o estudo de caso 16 para a entressafra. As principais diferenças para esse estudo de caso são: não haverá vapor consumido no processo, não haverá produção de biogás de vinhaça e os biocombustíveis disponíveis serão 3/11 do bagaço produzido na indústria e os 3/11 de 50% da palha produzida no campo.



Designação	Unidade	Observações	Valores
Consumo palha na safra ( <b>mps</b> )	$t_p$	79,4% de mp	167.000
Cons. palha na entressafra ( <b>mpe</b> )	$t_p$	20,6% de mp	43.000
Fluxo de bagaço na safra ( $\dot{m}_{bs}$ )	$kg_b/s$	$(mbs*1000)/(5000*3600)$	33,33
Fluxo de palha na safra ( $\dot{m}_{ps}$ )	$kg_p/s$	$(mps*1000)/(5000*3600)$	9,28
Fluxo de biogás ( $\dot{m}_{biog}$ )	$kg_{biog}/s$	Ver tabela 5.2.1.	1,67
Fluxo de calor cald. (safra) ( <b>Pcals</b> )	kW	$(7500*\dot{m}_{bs})+(13000*\dot{m}_{ps})+(27194*\dot{m}_{biog})$	415.944
Fluxo total biomassa safra ( $\dot{m}_{bioms}$ )	$kg_{biom}/s$	$\dot{m}_{bs} + \dot{m}_{ps} + \dot{m}_{biog}$	44,28
PCI <sub>médio</sub> na safra	kJ/kg	$Pcals/\dot{m}_{bioms}$	9.394
Vazão vapor na cond. na safra ( $\Phi_v$ )	$m^3/s$	Ver figura V.4.	24,58
Fluxo bagaço entressafra ( $\dot{m}_{be}$ )	$kg_b/s$	$(mbe*1000)/(2160*3600)$	20,06
Fluxo palha entressafra ( $\dot{m}_{pe}$ )	$kg_p/s$	$(mpe*1000)/(2160*3600)$	5,53
Vazão vapor cond. entressafra( $\Phi_v$ )	$m^3/s$	Ver figura V.5.	25,78
Fluxo de calor cald. entressafra( <b>Pcale</b> )	kW	$(7500*\dot{m}_{be}) + (13000*\dot{m}_{pe})$	222.351
Fluxo total biom.entressafra ( $\dot{m}_{biome}$ )	$kg_{biom}/s$	$\dot{m}_{be} + \dot{m}_{pe}$	25,59
PCI <sub>médio</sub> na entressafra	kJ/kg	$Pcale/\dot{m}_{biome}$	8.688

Faz-se a extrapolação para se chegar no mesmo fluxo de vapor na condensação da turbina. Da tabela 5.7. chega-se à figura 5.5.

Tabela 5.8. Dados do fluxo de vapor na condensação da turbina (estudos 15, 16, 17 e 18)

	Fluxo de vapor na condensação da turbina ( $\Phi_v$ ) [ $m^3/s$ ]	
Porcentagem de bagaço e palha na safra	safra	entressafra
<b>72,7% ou 8/11</b>	20,95 (estudo 15)	33,85 (estudo 16)
<b>79,4%</b>	24,58 (estudo 17)	25,78 (estudo 18)

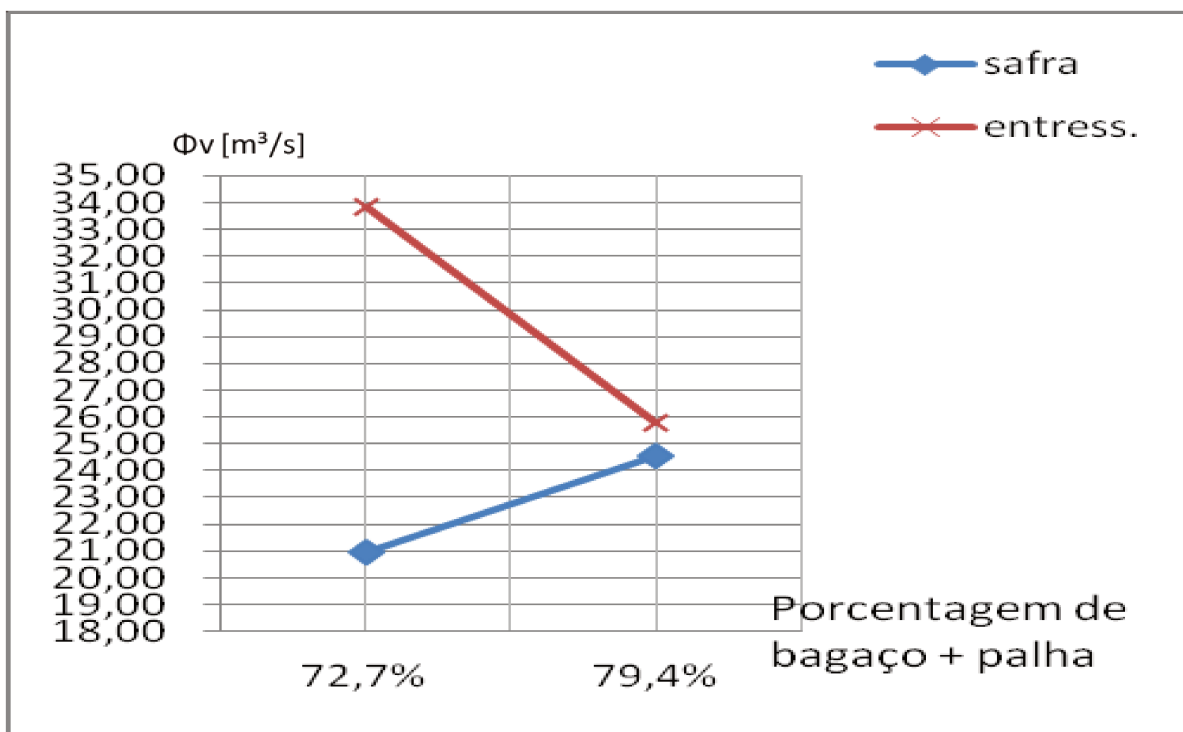


Figura 5.5. Extrapolação relativa aos estudos de caso 15, 16, 17 e 18

A figura 5.5. mostra que os fluxos de vapor na condensação da turbina na safra e na entressafra, não são os mesmos com 79,4%, o que nos leva a fazer novas tentativas (ver tabela 5.8), com 80,6% de bagaço e palha na safra, que se chamarão estudos 19 e 20. Essas tentativas são necessárias porque as variações (porcentagens de biocombustíveis versus fluxo de vapor  $\Phi_v$ ) não são lineares (o que nos obrigou à aplicação do método iterativo).

Tabela 5.9. Dados técnicos para os estudos de caso 19 e 20

Designação	Unidade	Observações	Valores
Produção total de bagaço ( <b>mb</b> )	$t_b$	ver tabela 5.2.1.	756.000
Consumo bagaço safra ( <b>mbs</b> )	$t_b$	80,6% de mb	609.340
Cons. bagaço entressafra ( <b>mbe</b> )	$t_b$	19,4% de mb	146.660
Produção total de palha ( <b>mp</b> )	$t_p$	ver tabela 5.2.1.	210.000
Consumo palha na safra ( <b>mps</b> )	$t_p$	80,6% de mp	169.260
Cons. palha na entressafra ( <b>mpe</b> )	$t_p$	19,4% de mp	40.740
Fluxo de bagaço na safra ( <b><math>\dot{m}_{bs}</math></b> )	kg <sub>b</sub> /s	$(mbs \cdot 1000) / (5000 \cdot 3600)$	33,85

Designação	Unidade	Observações	Valores
Fluxo de palha na safra ( $\dot{m}_{ps}$ )	kg <sub>p</sub> /s	$(mps*1000)/(5000*3600)$	9,40
Fluxo de biogás ( $\dot{m}_{biog}$ )	kg <sub>biog</sub> /s	Ver tabela 5.2.1.	1,67
Fluxo de calor cald. (safra) ( <b>Pcals</b> )	kW	$(7500*\dot{m}_{bs})+(13000*\dot{m}_{ps})+(27194*\dot{m}_{biog})$	421.467
Fluxo total biomassa safra ( $\dot{m}_{bioms}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{bs} + \dot{m}_{ps} + \dot{m}_{biog}$	44,92
PCI <sub>médio</sub> na safra	kJ/kg	$Pcals/\dot{m}_{bioms}$	9.382
Vazão vapor na cond. na safra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.6.(estudo de caso 19)	25,23
Fluxo bagaço entressafra ( $\dot{m}_{be}$ )	kg <sub>b</sub> /s	$(mbe*1000)/(2160*3600)$	18,86
Fluxo palha entressafra ( $\dot{m}_{pe}$ )	kg <sub>p</sub> /s	$(mpe*1000)/(2160*3600)$	5,24
Vazão vapor cond. entressafra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.7. (estudo de caso 20)	24,34
Fluxo de calor cald. entressafra ( <b>Pcale</b> )	kW	$(7500*\dot{m}_{be}) + (13000*\dot{m}_{pe})$	209.564
Fluxo total biom.entressafra ( $\dot{m}_{biome}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{be} + \dot{m}_{pe}$	24,10
PCI <sub>médio</sub> na entressafra	kJ/kg	$Pcale/\dot{m}_{biome}$	8.696

Observando a tabela 5.9, faz-se nova tentativa com 80,3% do bagaço e da palha na safra (tabela 5.10), que se chamarão estudos 21 e 22.

Tabela 5.10. Dados técnicos para os estudos de caso 21 e 22

Designação	Unidade	Observações	Valores
Produção total de bagaço ( <b>mb</b> )	t <sub>b</sub>	ver tabela 5.2.1.	756.000
Consumo bagaço safra ( <b>mbs</b> )	t <sub>b</sub>	80,3% de mb	607.000
Cons. bagaço entressafra ( <b>mbe</b> )	t <sub>b</sub>	19,7% de mb	149.000
Produção total de palha ( <b>mp</b> )	t <sub>p</sub>	ver tabela 5.2.1.	210.000
Consumo palha na safra ( <b>mps</b> )	t <sub>p</sub>	80,3% de mp	168.600
Cons. palha na entressafra ( <b>mpe</b> )	t <sub>p</sub>	19,7% de mp	41.400
Fluxo de bagaço na safra ( $\dot{m}_{bs}$ )	kg <sub>b</sub> /s	$(mbs*1000)/(5000*3600)$	33,72
Fluxo de palha na safra ( $\dot{m}_{ps}$ )	kg <sub>p</sub> /s	$(mps*1000)/(5000*3600)$	9,37
Fluxo de biogás ( $\dot{m}_{biog}$ )	kg <sub>biog</sub> /s	Ver tabela 5.2.1.	1,67

Designação	Unidade	Observações	Valores
Fluxo de calor cald. (safra) ( <b>Pcals</b> )	kW	$(7500 \cdot \dot{m}_{bs}) + (13000 \cdot \dot{m}_{ps}) + (27194 \cdot \dot{m}_{biog})$	420.016
Fluxo total biomassa safra ( $\dot{m}_{bioms}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{bs} + \dot{m}_{ps} + \dot{m}_{biog}$	44,76
PCI <sub>médio</sub> na safra	kJ/kg	Pcals/ $\dot{m}_{bioms}$ (ver figura V.8.)	9.384
Vazão vapor na cond. na safra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.6.(estudo de caso 21)	25,06
Fluxo bagaço entressafra ( $\dot{m}_{be}$ )	kg <sub>b</sub> /s	$(mbe \cdot 1000) / (2160 \cdot 3600)$	19,16
Fluxo palha entressafra ( $\dot{m}_{pe}$ )	kg <sub>p</sub> /s	$(mpe \cdot 1000) / (2160 \cdot 3600)$	5,32
Vazão vapor cond. entressafra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.7. (estudo de caso 22)	24,71
Fluxo de calor cald. entressafra ( <b>Pcale</b> )	kW	$(7500 \cdot \dot{m}_{be}) + (13000 \cdot \dot{m}_{pe})$	212.924
Fluxo total biom.entressafra ( $\dot{m}_{biome}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{be} + \dot{m}_{pe}$	24,49
PCI <sub>médio</sub> na entressafra	kJ/kg	Pcale/ $\dot{m}_{biome}$ (ver figura V.9.)	8.696

A seguir é feita uma interpolação utilizando os estudos de caso 17/18, 19/20 e 21/22, tabela 5.11 e figura 5.6.

Tabela 5.11. Dados do fluxo de vapor na condensação da turbina (estudos 17/18, 19/20 e 21/22)

	Fluxo de vapor na condensação da turbina ( $\Phi_v$ ) [m <sup>3</sup> /s]	
Porcentagem de bagaço e palha na safra	safra	entressafra
<b>79,4%</b>	24,58 (estudo 17)	25,78 (estudo 18)
<b>80,3%</b>	25,06 (estudo 19)	24,71 (estudo 20)
<b>80,6%</b>	25,23 (estudo 21)	24,34 (estudo 22)

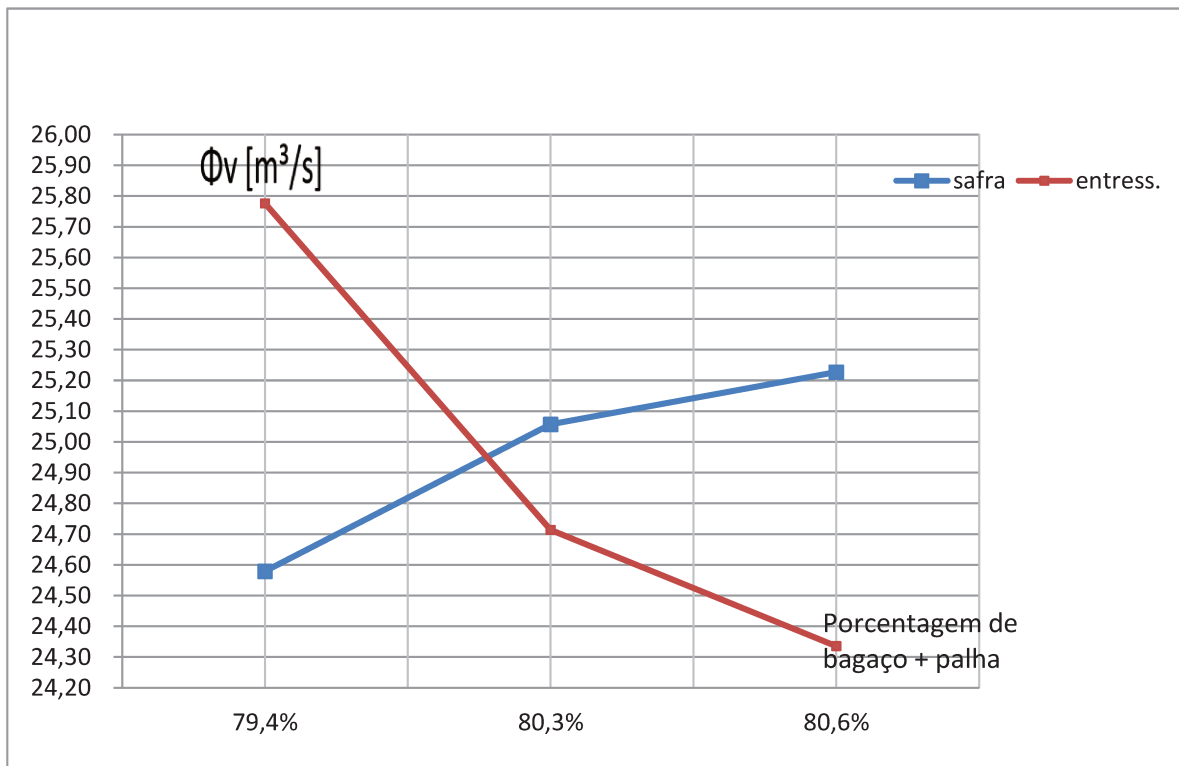


Figura 5.6. Interpolação relativa aos estudos de caso 17/18, 19/20 e 21/22

A figura 5.6. mostra que a interpolação indica a porcentagem de 80,1% de bagaço e palha na safra. A seguir apresentam-se os estudos de caso 23 e 24 para confirmar esse valor.

Tabela 5.12. Dados técnicos para os estudos de caso 23 e 24

Designação	Unidade	Observações	Valores
Produção total de bagaço ( <b>mb</b> )	$t_b$	ver tabela 5.2.1.	756.000
Consumo bagaço safra ( <b>mbs</b> )	$t_b$	80,1% de mb	605.556
Cons. bagaço entressafra ( <b>mbe</b> )	$t_b$	19,9% de mb	150.444
Produção total de palha ( <b>mp</b> )	$t_p$	ver tabela 5.2.1.	210.000
Consumo palha na safra ( <b>mps</b> )	$t_p$	80,1% de mp	168.210
Cons. palha na entressafra ( <b>mpe</b> )	$t_p$	19,9% de mp	41.790
Fluxo de bagaço na safra ( $\dot{m}_{bs}$ )	$kg_b/s$	$(mbs \cdot 1000) / (5000 \cdot 3600)$	33,64
Fluxo de palha na safra ( $\dot{m}_{ps}$ )	$kg_p/s$	$(mps \cdot 1000) / (5000 \cdot 3600)$	9,35
Fluxo de biogás ( $\dot{m}_{biog}$ )	$kg_{biog}/s$	Ver tabela 5.2.1.	1,67



Designação	Unidade	Observações	Valores
Fluxo de calor cald. (safra) ( <b>Pcals</b> )	kW	$(7500 \cdot \dot{m}_{bs}) + (13000 \cdot \dot{m}_{ps}) + (27194 \cdot \dot{m}_{biog})$	419.132
Fluxo total biomassa safra ( $\dot{m}_{bioms}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{bs} + \dot{m}_{ps} + \dot{m}_{biog}$	44,66
PCI <sub>médio</sub> na safra	kJ/kg	Pcals/ $\dot{m}_{bioms}$ (ver figura V.10.)	9.386
Vazão vapor na cond. na safra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.10.(estudo de caso 23)	24,95
Fluxo bagaço entressafra ( $\dot{m}_{be}$ )	kg <sub>b</sub> /s	$(mbe \cdot 1000) / (2160 \cdot 3600)$	19,35
Fluxo palha entressafra ( $\dot{m}_{pe}$ )	kg <sub>p</sub> /s	$(mpe \cdot 1000) / (2160 \cdot 3600)$	5,37
Vazão vapor cond. entressafra ( $\Phi_v$ )	m <sup>3</sup> /s	Ver figura V.11. (estudo de caso 24)	24,94
Fluxo de calor cald. entressafra ( <b>Pcale</b> )	kW	$(7500 \cdot \dot{m}_{be}) + (13000 \cdot \dot{m}_{pe})$	214.969
Fluxo total biom.entressafra ( $\dot{m}_{biome}$ )	kg <sub>biom</sub> /s	$\dot{m}_{be} + \dot{m}_{pe}$	24,72
PCI <sub>médio</sub> na entressafra	kJ/kg	Pcale/ $\dot{m}_{biome}$ (ver figura V.9.)	8.695

Comparando-se os valores da vazão do vapor na condensação da turbina na safra e entressafra, tem-se um erro de 0,03%. Portanto, pode-se afirmar que a porcentagem definida na tabela 5.12 (80,1%) está correta.

A FBE para o estudo 23 está na tabela VI.11, anexo VI. A FBE para o estudo 24 está na tabela 5.2, deste capítulo.

Tabela 5.13. Custo dos biocombustíveis para os estudos de caso 23 (safra) e 24 (entressafra).

Designação	Unidade	Observação	Valores
Custo específico do bagaço	R\$/t	safra	5,00
Quantidade de bagaço	t	safra	605.556
Custo do bagaço	R\$	safra	3.027.780
Custo/massa da palha (triturada, lixiviada e seca)	R\$/t	safra	40,00
Quantidade de palha	t	safra	168.210
Custo da palha	R\$	safra	6.728.400

Designação	Unidade	Observação	Valores
Custo/massa do biogás de vinhaça	R\$/t	safra	80,33
Quantidade de biogás	t	safra	30.000
Custo do biogás	R\$	safra	2.409.900
Custo total dos biocombustíveis	R\$	safra	12.166.080
Quantidade de bagaço	t	entressafra	150.444
Custo do bagaço	R\$	entressafra	752.220
Quantidade de palha (triturada, lixiviada e seca)	t	entressafra	41.790
Custo da palha	R\$	entressafra	1.671.600
Custo total dos biocombustíveis	R\$	entressafra	2.423.820

A tabela VI.20., anexo VI, mostra o fluxo de caixa para o estudo de caso 23.

A tabela 5.3., deste capítulo, mostra o fluxo de caixa para o estudo de caso 24.

A figura 5.7. mostra o estudo da sensibilidade para o CEE/estudo de caso 23

Notar que o custo do investimento foi o que mais influenciou o custo específico da energia, e o custo do biogás o que menos influenciou, no estudo 23 (ver página 51).

A energia elétrica excedente (Eee) relativa aos estudos de caso 23 e 24 vale 461.291 MWh (tabelas VI.11 e 5.2). A Eee relativa ao estudo de caso CTC-2009-4 vale 469.448 MWh, i.e., 8.157 MWh a mais. Considerando R\$ 144,20/MWh significa um faturamento adicional de R\$ 1.176.240/safra. Esses números mostram que é preferível utilizar todos os biocombustíveis disponíveis durante a safra (CTC-2009-4) do que dividi-los entre a safra e a entressafra. Ver conclusão semelhante no final desse capítulo. Além disso, o armazenamento de bagaço pode se tornar perigoso pela auto-incineração (Pellegrini, 2009; Nsaful et al., 2013).

A figura 5.8 mostra o estudo da sensibilidade para o CEE/estudo de caso 24

Notar que o gasto com impostos foi a variável que mais influenciou no custo específico da energia, e o custo de operação e manutenção o que menos influenciou, para o estudo 24.

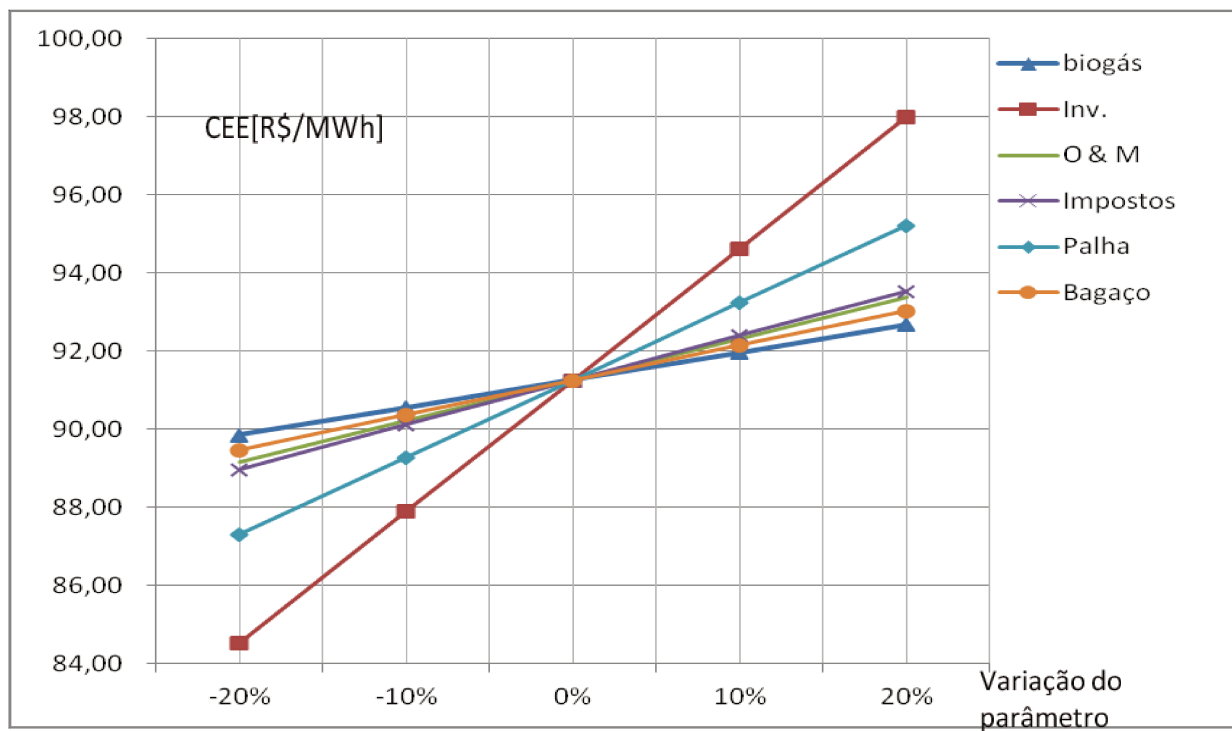


Figura 5.7. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo de caso 23/BNDES

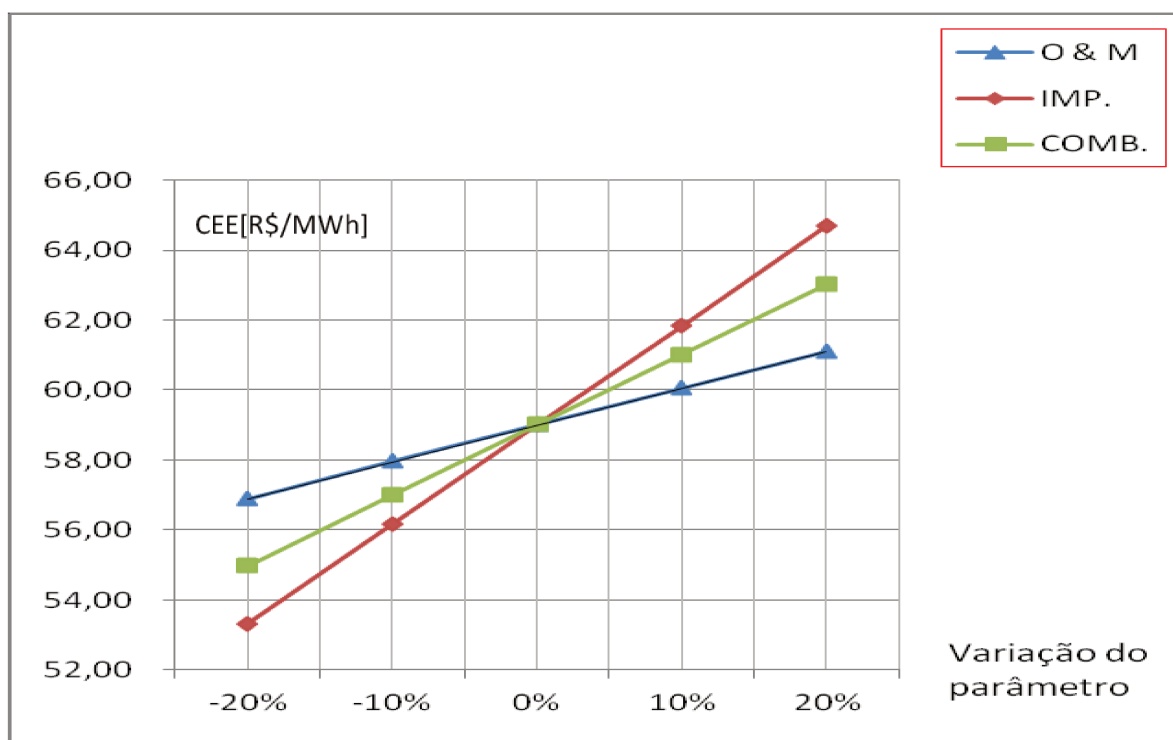


Figura 5.8. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo da caso 24/BNDES

A seguir, para se ter a mesma base de comparação, volta-se ao quarto cenário do capítulo 4, CTC-2009-4 (escolhido como o melhor cenário, com maior TIR e maior VPL) e se refaz o fluxo de caixa. É considerado a TMA de 11,68%, a mesma para o estudo 23. Ver o fluxo de caixa para o quarto cenário modificado (CTC-2009-4 (2)), tabela VI.23, anexo VI.

A tabela 5.14 mostra a situação na safra e na entressafra.

Tabela 5.14. Estudos para o capítulo 5 (safra e entressafra)

ESTUDOS/TIR/TMA	INVESTIMENTOS	VPL/CEE/FCAI	OBSERVAÇÕES
<b>Estudo de caso CTC-2009-4(2)</b> SAFRA TIR=14,88% TMA=11,68%	R\$ 294.324.927	VPL=R\$ 30.531.472 CEE=R\$ 86,38/MWh	Todo o bagaço, 50% da palha e o biogás produzidos são queimados durante a safra.
<b>Estudo de caso 14</b> ENTRESSAFRA	0(zero) Equipamentos já comprados para a safra	FCAI=R\$5.367.410 (lucro líquido) CEE=R\$114,00/MWh	Eucalipto com custo de R\$50,00/t
<b>Estudo de caso 23</b> SAFRA TIR=11,68% TMA=11,68%	R\$ 229.424.520	VPL=0 CEE=R\$91,27/MWh	80,1% (do bagaço e 50% da palha produzida no campo são queimados na safra), juntamente com o biogás. Ver tabela 5.2.8.
<b>Estudo de caso 24</b> ENTRESSAFRA	0(zero) Equipamentos já comprados para a safra	FCAI=R\$10.274.718 (lucro líquido) CEE=R\$59,00/MWh	19,9% (do bagaço e 50% da palha produzida no campo são queimados na entressafra). Ver tabela 5.2.8.

Mantendo a TMA em 11,68% para todos os estudos, o estudo CTC-2009-4 (2) e o estudo 14 mostram o VPL de R\$ 30.531.472 na safra e lucro líquido de R\$ 5.367.410 na entressafra. Já os estudos 23 e 24 mostram o VPL nulo na safra e lucro líquido de R\$ 10.274.718 na entressafra.

Do exposto na tabela 5.14, conclui-se que a melhor viabilidade técnico-econômica é aquela em que todo o bagaço, 50% da palha produzida no campo e o biogás são utilizados como biocombustíveis durante os oito meses de safra. Na entressafra, que dura aproximadamente três meses, o eucalipto (ou comprado ou resultante de produção própria) é a melhor opção.

## 6 ANÁLISE EXERGÉTICA, ANÁLISE EXERGEOECONÔMICA E OTIMIZAÇÃO

Neste trabalho, os estudos de caso CTC 1.1, CTC 2.2 e CTC 3.1 (capítulo 4) foram utilizados para referendar a metodologia empregada. Nesses estudos não se empregaram o balanço de exergia, a exergoeconomia (termoeconomia) e a otimização do sistema. Essas técnicas, mostradas neste capítulo, serão utilizadas a partir do primeiro cenário (CTC-2009-1), item 4.4. A análise exergoeconômica é uma combinação de avaliações utilizando-se as 1ª. lei e 2ª. lei da termodinâmica, combinada com uma análise de custos baseada no conceito de exergia. Esta pode ser interpretada como o máximo de trabalho disponível no estado considerado, segundo Borgnakke e Sonntag (2010). A exergia pode ser destruída; Tsatsaronis e Park (2002) e Tsatsaronis (2008) classificam a destruição como evitável e inevitável. Esta última é uma destruição de exergia que não pode ser reduzida devido aos limites tecnológicos, como disponibilidade e custo de materiais, e métodos de fabricação. Melhorar os perfis das palhetas nas turbinas a vapor é um exemplo de destruição evitável de exergia (Struchtrup e Rosen, 2002). Para os autores Cziesla et al. (2006) somente uma parte da destruição da exergia num componente pode ser evitada. A taxa mínima de destruição de exergia para cada componente do sistema é imposto por restrições econômicas, tecnológicas e físicas.

Tsatsaronis e Winhold (1985) definem a termoeconomia como sendo a aplicação da 1ª. lei da termodinâmica somada à análise econômica. A exergoeconomia é definida pela análise exergética e econômica. A metodologia proposta por esses autores compreende: i) balanço de massa, energia e exergia da planta; a análise termodinâmica capacita a investigação da localização e magnitude das perdas exergéticas; ii) Cálculo do investimento atualizado e custos de operação de cada componente da planta (análise econômica); iii) Cálculo do custo da unidade exergética de cada fluxo de corrente do processo; iv) Cálculo do custo da unidade exergética média para o insumo e o produto de cada componente da planta; v) Cálculo do custo das perdas exergéticas em cada componente da planta; vi) Interpretação dos resultados.

Insumo é o fluxo energético que alimenta o componente, não sendo necessariamente um combustível. O insumo das caldeiras é o bagaço, palha, biogás ou eucalipto. O insumo das turbinas é o vapor que vem das caldeiras. Produto é o fluxo energético na saída do componente. Nas caldeiras é o vapor superaquecido, nas turbinas é a potência no eixo das máquinas.

Cornelissen (1997) apud Rosen e Dincer (1999) investigou a termodinâmica e o desenvolvimento sustentável e indicou que uma das ferramentas-chave para obter o desenvolvimento sustentável é a análise exergética. É preciso minimizar a destruição de exergia para obter-se um desenvolvimento sustentável.

Para Wall e Gong (2001), a exergia pode trazer uma contribuição substancial para a avaliação dos problemas ambientais. É um elo de ligação entre a energia, o meio ambiente e o desenvolvimento sustentável. A emissão dos GEE, e.g., CO<sub>2</sub> e CH<sub>4</sub>, são exemplos de causas físicas que afetam a temperatura ambiente na Terra. Quando as perdas por irreversibilidade são muito grandes, é necessário colocar mais exergia no processo para compensar essa perda, em troca pode haver um impacto ambiental, i.e., um efeito indireto na destruição da exergia. Se a sociedade consome os recursos exergéticos mais rápido do que sua renovação, o processo não será sustentável. Logo, a atual sociedade industrial não é sustentável e está fadada ao colapso.

Associando a exergia com a economia e a ecologia, Szargut (1980) afirma que a exergia pode ser aplicada com sucesso para generalizar os resultados de uma análise exergoeconômica, porque: i) a eficiência exergética é um índice generalizado da imperfeição do processo, e ii) como foi observado por Brodyanskiy (1967), a exergia pode servir como um critério geral na avaliação da capacidade das instalações térmicas. Com a ajuda da exergia, é possível estabelecer uma economia ecológica com a finalidade de economizar recursos naturais.

A exergia serve para o melhor entendimento de um processo, quantifica fontes de ineficiência e distingue a qualidade da energia (ou calor) usada. Energia é a medida da quantidade; a exergia é a medida da qualidade e quantidade (Dincer e Al-Muslim, 2001).

A exergia pode ser definida como o máximo trabalho que pode ser produzido por uma corrente ou sistema em um meio ambiente específico (Lior e Zhang, 2007 e Palacio et al., 2012). Possui relação com a sustentabilidade e o impacto ambiental; o aumento da eficiência exergética diminui o impacto ambiental e aumenta a sustentabilidade (Rosen, 2002).

Rosen e Dincer (2003) apresentaram as conclusões de uma análise exergoeconômica de plantas de potência operando com vários combustíveis. Os resultados (i) podem mostrar enfoques úteis na relação entre a termodinâmica e a economia, ambas em geral e para unidades de geração elétrica; (ii) ajudam a demonstrar os méritos da análise pela 2ª. lei; e (iii) se estendem através do setor de geração elétrica.

Em 1971, Georgescu-Roegen (2012) tornou-se o primeiro economista a associar a entropia com a economia e a ecologia. Tsatsaronis (2008) e Tsatsaronis e Morosuk (2012) também associam a termodinâmica com, a economia e a ecologia (ou impacto ambiental). Cechin (2008), em sua dissertação de mestrado, faz a mesma afirmação. É bom lembrar que à medida que a entropia aumenta a exergia diminui, e vice-versa.

Os trabalhos de Pellegrini et al. (2005) e Moran et al. (2013) serviram como ponto de partida para o balanço de exergia e o cálculo termoeconômico (exergoeconômico) desse trabalho. Para a otimização do sistema, foi utilizado o trabalho de Tsatsaronis e Moran (1997). A exergoeconomia combina exergia com economia e fornece informações não disponíveis através de uma análise energética convencional e avaliação econômica. A termoeconomia (exergoeconomia) pode ser considerada como uma minimização de custo auxiliada pela exergia.

Segundo Tsatsaronis e Moran (1997), os sistemas térmicos complexos não devem sempre ser otimizados usando técnicas de otimização matemática. As razões incluem modelos incompletos, sistemas complexos e mudanças estruturais. Mesmo se toda informação requerida está disponível, a complexidade do sistema pode não fornecer o modelo matemático satisfatório a ser formulado e resolvido em um tempo razoável. A abordagem usual para a otimização de tais sistemas complexos é otimizar iterativamente subsistemas e/ou ignorar a influência de algumas mudanças estruturais e variáveis de decisão. Uma alternativa para essa abordagem é a técnica iterativa de otimização termoeconômica. Essa técnica melhora a compreensão do engenheiro das interações entre as variáveis do sistema, e geralmente revela oportunidades de melhora no projeto que poderiam não ser detectadas por outros métodos. Realça o conhecimento, a experiência e a intuição dos engenheiros projetistas, mas não substituem a criatividade na engenharia.

Vieira et al. (2004) sugerem uma metodologia iterativa para o melhoramento exergoeconômico de sistemas térmicos integrada com um simulador de processo, de modo que deve ser aplicada às plantas complexas e reais. As etapas dessa metodologia são: i) identificação das variáveis de decisão que afetam o custo total do sistema e a eficiência exérgica; ii) classificação hierárquica dos componentes; iii) identificação dos termos predominantes no custo total dos componentes; iv) escolha das principais variáveis de decisão no processo iterativo. Essa metodologia é semelhante à utilizada neste trabalho, conforme proposta por Tsatsaronis e Moran (1997), que introduziram um procedimento iterativo de otimização exergoeconômica.

A folha de dados para a análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-1 é apresentada neste capítulo. As demais estão no anexo IX. As fórmulas utilizadas, informações do *Cycle-Tempo* e as referências bibliográficas são citadas na própria folha; esta serviu de modelo para as demais. As equações (de 1 a 6) do item 3.1 também foram utilizadas nos cálculos.

Bejan et al. (1996) discutem a taxa de custo associada com a perda de exergia ( $\dot{C}_L$ ). Esta representa a perda monetária relacionada com a rejeição da exergia (perda de exergia) do sistema para os seus arredores, e.g., gases de escape da caldeira, cinzas produzidas etc. Essa perda afeta a taxa de custo associada com o produto ( $\dot{C}_P$ ). Uma aproximação alternativa para o custeio de uma perda de exergia associada com o k-ésimo componente é  $\dot{C}_{L,k}=0$  (Lazzaretto e Tsatsaronis, 2006). Quando isso acontece, o custo da unidade exergética do produto  $C_{P,k}$  assume aquela perda. A equação  $\dot{C}_{L,k}=0$  deve ser aplicada somente para os fluxos que são finalmente descarregados para o meio ambiente natural.

A avaliação exergoeconômica do projeto de um sistema térmico é baseada em um conjunto de variáveis calculadas para cada componente (Bejan et al., 1996; e Tsatsaronis e Moran, 1997). Então, para o k-ésimo componente calcula-se:

- A eficiência exergética  $\epsilon_k$
- Fluxo de exergia destruída  $\dot{E}_{D,k}$
- Relação da exergia destruída  $Y_{D,k}$
- Custo de aquisição e O&M dos equipamentos  $\dot{Z}_k$
- Custo da exergia destruída  $\dot{C}_{D,k}$
- Diferença relativa de custo  $r_k$  (ver equação na tabela 6.2)
- Fator exergoeconômico  $f_k$  (ver equação na tabela 6.2)

A diferença relativa de custo ( $r_k$ ) compara o custo do insumo com o custo do produto; quanto maior a destruição da exergia, maior será o valor de  $r_k$ . A caldeira tem esse valor bem maior que a turbina a vapor.

O fator exergoeconômico ( $f_k$ ) relaciona o custo de aquisição e O&M do equipamento com o custo da exergia destruída. O valor ideal seria 100%, se não houvesse destruição de exergia.



Os autores Bejan et al. (1996), Tsatsaronis e Moran (1997) apud Graciano (2007), recomendam a seguinte metodologia, para diminuir o custo de um sistema térmico com um grande número de componentes :

- 1] Colocar os componentes em ordem decrescente de importância de custo usando a soma  $\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$ .
- 2] Dispensar especial atenção aos componentes em que a soma do item anterior for elevada.
- 3] Dispensar especial atenção ao componente com um valor elevado da diferença relativa de custo  $r_k$ , especialmente quando as taxas de custo  $\dot{C}_{D,k}$  e  $\dot{Z}_k$  são também altas.
- 4] Usar o fator exergoeconômico  $f_k$  para identificar a maior fonte de custo (investimento de capital ou custo da destruição de exergia):

4.1. se o valor de  $f_k$  é alto, investigar se não é vantajoso reduzir o investimento de capital às custas da eficiência do componente.

4.2. se o valor de  $f_k$  é baixo, tentar melhorar a eficiência do componente aumentando o investimento de capital.

5] Eliminar qualquer subprocesso que aumente a destruição de exergia ou perda de exergia sem contribuir para a redução de investimento de capital ou de custos de insumos para outros componentes.

6] Pensar em melhorar a eficiência exergética de um componente se o mesmo tem uma eficiência exergética relativamente baixa ou valores relativamente altos da relação da exergia destruída.

A tabela 6.1 mostra as equações das eficiências exergéticas dos componentes, conforme o *Cycle-Time*.

Nomenclatura utilizada: (Tsatsaronis, 2007)

ex	exergia específica [kJ/kg]	p	produto
Ex	fluxo de exergia [kW]	s	fonte(insumo)
P	potência [kW]	$\epsilon$	eficiência exergética ( $Ex_p/Ex_s$ )
$\Phi_m$	fluxo de massa [kg/s]		

**Tabela 6.1. Eficiências exergeticas dos componentes**

Nome	$\epsilon$
Caldeira	$(EX_{\text{vapor}} - EX_{\text{água}}) / EX_s$
Turbina	$P_{\text{mecânica}} / (EX_{\text{entrada}} - \sum EX_{\text{saída}})$
Condensador	$(EX_{p,\text{saída}} - EX_{p,\text{entrada}}) / (\sum EX_{s,\text{entrada}} - EX_{s,\text{saída}})$
Desaerador	$(\Phi_{m,p} * ex_{\text{saída}} - EX_{p,\text{entrada}}) / (\sum EX_{s,\text{entrada}} - ex_{s,\text{saída}} * \sum \Phi_{m,s})$
Bomba	$(EX_{\text{saída}} - EX_{\text{entrada}}) / P_{\text{eixo}}$

Conforme os cálculos do *Cycle-Tempo*, os fluxos dos gases de escape para a chaminé e das cinzas produzidas não são calculados individualmente; a energia descarregada (gases de escape e cinzas) está incluída na eficiência térmica da caldeira. Segundo Cortez e Gómez (1998), aproximadamente 70% da exergia do combustível é destruída no processo de combustão. Em simulações realizadas por Palacios-Bereche et al. (2013), em que etanol e eletricidade excedente são os principais produtos, uma eficiência de 2ª. lei de 28% foi encontrada. No processo integrado, com biogás como produto adicional, um desempenho maior no manejo dos recursos foi encontrado, com valores na faixa de 35% a 37%. Ainda conforme esses autores, o sistema de cogeração, incluindo caldeira e turbina, é responsável por mais da metade da destruição da exergia e perdas, sendo que aproximadamente 96% ocorre na caldeira; o processo de combustão é a principal fonte de destruição de exergia.

### 6.1. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-1 (folha de dados)

A primeira parte (tabela 6.2) mostra uma sequência de dados e cálculos que têm por finalidade determinar o custo específico (R\$/MWh) do vapor produzido pela caldeira, e também o custo específico (R\$/MWh) da eletricidade produzida. Em seguida, a tabela mostra os custos dos fluxos (R\$/t) (vapor ou condensado) nas tubulações. No final é mostrado o resultado da análise exergoeconômica.

Segundo Silveira e Tuna (2003), os custos de produção em base exergetica e em base energética são os mesmos. Isso ocorre porque os custos operacionais e de compra são iguais; a diferença está no custo específico do vapor e da eletricidade. Em base exergetica, somente o

custo da energia disponível é avaliado. Entretanto, a diferença entre aqueles custos específicos em base exergética e energética precisam ser apontados. No caso de uma demanda de eletricidade excedente, o preço de venda desse excesso deve ser baseado no custo da exergia específica, porque a eletricidade é também energia útil. Autores como Rosen e Dincer (2003), Tsatsaronis (1994) e El-Sayed e Gaggioli (1989) recomendam a avaliação de custos baseada na exergia. O desenvolvimento de método de otimização econômica associado com a análise termodinâmica, sobreposta às complexidades iniciais, revela ser uma ferramenta poderosa para uma melhor planejar investimentos e condições de operação do sistema de cogeração proposto.

Destacar a equação ( $\dot{C}_{D,K} = C_{F,K} \cdot \dot{E}_{D,K}$ ) utilizada na tabela 6.2 para estimar o custo da destruição da exergia, mostrou-se uma abordagem prudente com respeito ao custo do investimento de capital requerido. Essa filosofia é consistente com a prática comum no projeto de sistemas industriais (Bejan et al., 1996).

Segundo Matawala e Prabhakaran (2012), para reduzir a destruição de exergia na fornalha da caldeira, a temperatura deve ser aumentada, o que implica modificações no projeto. Para isso, pode-se criar turbulência e aumentar a injeção de ar no preaquecedor. Outro componente é o trocador de calor da caldeira, cuja eficiência deve ser melhorada. Para diminuir a destruição de exergia na turbina a vapor, os autores sugerem melhorar a eficiência isentrópica, aumentando o custo do investimento. Segundo a opinião desses autores, a otimização exergoeconômica pelo método iterativo é conveniente para introduzir um julgamento pessoal, que não é possível em métodos convencionais de otimização.

Para Tsatsaronis e Morosuk (2012) os métodos baseados na exergia são poderosas ferramentas para desenvolver, avaliar e melhorar um sistema de conversão de energia. Esses métodos avaliam: a) as interações entre os componentes do sistema, e b) o potencial real para melhorar um componente do sistema.

A termoeconomia, segundo Escobar et al. (2011), através da avaliação dos fluxos de exergia, é uma ferramenta poderosa para alocação de custos nas destilarias autônomas, permitindo obter o custo do produto final, que reflete o processo de formação de custo na planta.

Tabela 6.2. Folha de dados - Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-1

Designação			Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)			%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação			anos		20
Fator de recuperação do capital				$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção				f o&m (Pellegrini et al, 2005)	1,06
Tempo anual de operação			h/ano		5.000
Fator auxiliar para o cálculo			1/h	$f=fa*f\ o\&m/5000$	2,88282E-05
Investimento total			R\$	Cit (100%)	238.043.896
Caldeira			R\$	Cc	136.562.007
Turbo gerador			R\$	Ctg	57.392.934
Potência do turbo gerador			kW	Ptg (bornes do ger.)	107.712
Potência da turbina 2			kW	Pt2 (valor líquido)	88.768
Custo da turb. 2			R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	47.298.871
Potência da turbina 17			kW	Pt17 (valor líquido)	18.944
Custo da turb. 17			R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	10.094.063
Condensador			R\$	Cco	20.838.964
Desaerador			R\$	Cd	20.838.964
Bombas			R\$	Cb	2.411.027
Potência das bombas			kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	2.657,97
Potência da bomba 6			kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	8,21
Custo da bomba 6			R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	7.447
Potência da bomba 7			kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	2.013,40
Custo da bomba 7			R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.826.342
Potência da bomba 9			kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	636,18
Custo da bomba 9			R\$	$Cb9=Cb*Pb9/Pb$	577.075
Potência da bomba 15			kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,19
Custo da bomba 15			R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	172,35
Custo horário (inv. total)			R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	6.862,37
Custo horário (caldeira)			R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	3.936,83
Custo horário (turbo gerador)			R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1654,53
Custo horário (turb. 2)			R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1363,54
Custo horário (turb. 17)			R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	290,99
Custo horário (condensador)			R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	600,75
Custo horário (desaerador)			R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	600,75
Custo horário (bombas)			R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	69,51
Custo horário (bomba 6)			R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,21
Custo horário (bomba 7)			R\$/h	$\dot{Z}k,b7=Cb7*f$	52,65
Custo horário (bomba 9)			R\$/h	$\dot{Z}k,b9=Cb9*f$	16,64
Custo horário (bomba 15)			R\$/h	$\dot{Z}k,b15=Cb15*f$	0,00

Custo da UTE/safra (Tabela 6.1.1 cont.)				R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} * 5000$		34.311.867
Custo da unid. exerg. combustível				R\$/kWh	(cf)bagaçõ e 50% palha		0,00432
Fluxo exerg. da mistura comb.				kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)		563.858
Custo exerg. comb./safra				R\$/safra	$cf * \dot{E}_f * 5000$		12.179.333
Custo total operação sist.				R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \Sigma \dot{Z}_k + cf * \dot{E}_f * 5000$		46.491.200
<b>Balanco de custos</b> (Palacio et al, 2012)					$\Sigma c\dot{E}(ent) + \dot{Z}_k = \Sigma c\dot{E}(sai)$		
Fluxo exerg. condensado cald.				kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)		6.689
Fluxo exerg. saída cald.				kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)		194.912
Custo do calor de processo				R\$/kWh	$c_1 = (cf * \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$		0,0338572
Custo do vapor (caldeira)				R\$/MWh	$c_1 * 1000$		33,86
Fluxo exerg. entrada turb. 2				kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)		194.386
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2				kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)		62.776
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2				kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)		30.518
Custo eletricidade turb. 2				R\$/kWh	$ce_2 = (c_1(\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$		0,053918432
Custo eletricidade turb. 2				R\$/MWh	$c_2 = ce_2 * 1000$		53,92
Fluxo exerg. saída turb. 17				kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)		6.183
Custo eletricidade turb. 17				R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$		0,058852838
Custo eletricidade turb. 17				R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} * 1000$		58,85
Custo eletricidade total espec.				R\$/MWh	$c_{217}$		59,90
Fluxo de exergia no processo (vapor)				MW	$\dot{E}_P$ (Cycle-Tempo)		50.186
Custo da unid. exerg. combustível				R\$/MWh	$cf, k$ (insumo)		4,32
Potência líquida da UTE				MW	$Pl$ (Cycle-Tempo)		105,054
Obs.: ver no final desta tabela o custo da caldeira, turbo gerador e bombas.							
Para o condensador e desaerador: $(C_{it} - C_c - C_{tg} - C_b) / 2$							

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] CTC-2009-1**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$m_i$ [t]	Custos [R\$/t]	Observações
1	194.912,00	6599,17	135,00	486,01	13,58	
3	52.343,39	1772,20	83,33	300,00	5,91	$\dot{C}_i = c_1 * \dot{E}_i$
4	62.776,50	2125,44	90,84	327,03	6,50	$m_i = \dot{m}_i * 3,6$
5	2.157,48	73,05	83,33	300,00	0,24	Custos = $\dot{C}_i / m_i$
6	124,03	4,20	44,16	158,98	0,03	<div> <math>\dot{E}_i</math>...taxa de fluxo de exergia (Cycle-Tempo)  <math>\dot{C}_i</math>...taxa de fluxo do custo exergético  <math>\dot{m}_i</math>...fluxo de massa (Cycle-Tempo) </div>
7	129,04	4,37	44,16	158,98	0,03	
8	5.150,53	174,38	135,00	486,01	0,36	
9	6.688,81	226,46	135,00	486,01	0,47	
10	668,54	0,00	2.231,91	8034,88	0,00	$rk_{tot} = (1 - \epsilon_k) / \epsilon_k + \dot{Z}_k / (CF, k * \dot{E}_P, tot) = (1 - 0,2753) / 0,2753 + 6.862,37 / 4,32 * 155,24 = 12,87$ ou 1.286,5%  $12,87 = (CP, k - 4,32) / 4,32 \rightarrow CP, k = R\$59,90 / MWh$
11	1.751,08	0,00	2.231,91	8034,88	0,00	
12	2.204,98	0,00	2.231,91	8034,88	0,00	
13	2.050,01	69,41	79,18	285,06	0,24	
14	107,49	3,64	4,15	14,94	0,24	
15	30.517,68	1033,24	44,16	158,98	6,50	

16	0,00	0,00	4,15	14,94	0
17	118,55	4,01	48,31	173,92	0,02
18	0,08	0,00	4,15	14,94	0,00
19	3.948,20	133,67	7,51	27,03	4,95
20	6.182,89	209,34	44,16	158,98	1,32

**Resultado da análise exergoeconômica (folha 2)**

Componente	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$rk$	$Fk$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,38	375,64	66,62	4,32	33,86	1.622,76	3.936,83	5.559,60	683,73	70,81
Turb. 2	89,60	10,51	1,86	33,86	53,92	355,84	1.363,54	1.719,38	59,25	79,30
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	33,86	33,86	0,00	1.699,16	1.699,16	—	100,00
Condens.	17,87	4,98	0,88	33,86	33,86	168,61	600,75	769,36	—	78,08
Desaera.	73,61	0,97	0,17	33,86	33,86	32,84	600,75	633,59	—	94,82
Turb. 17	79,44	5,00	0,89	33,86	58,85	169,29	290,99	460,28	73,83	63,22
Bomba 7	76,40	0,47	0,08	33,86	33,86	15,91	52,65	68,56	—	76,79
Bomba 9	71,35	0,18	0,03	—	—	—	16,64	16,64	—	100,00
Bomba 6	61,06	0,00	0,00	33,86	33,86	—	0,21	0,21	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,00	0,00	—	—
Sist. total	27,53	406,42	72,08	4,32	59,90	1.755,73	6.862,37	8.618,11	1.286,50	79,63

Custo da eletric.= $P_l \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	31.462.046
Custo do vapor= $\dot{E}_P \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	15.029.930
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$]	46.491.976

Eletricidade excedente [MWh]	355.377
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]	88,53

$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]	155,24
------------------------	--------

$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]	9.298,40
---------------------------	----------

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$	$rk = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / C_{F,k})$	$rk_{tot} = (1 - \epsilon_k) / \epsilon_k + \dot{Z}_k / C_{f,k} \cdot \dot{E}_{P,tot}$	$fk = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$
$\epsilon_k$ ...eficiência exergética	$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.	$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída	
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos	$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos		
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)	$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)		
$rk$ ...diferença relativa de custo	$fk$ ...fator exergoeconômico		
$\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) [MW] (Cycle-Tempo)			
$\dot{C}_{P,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) [R\$/h] <u>Função Objetivo (Lozano e Valero,1993)</u>			
Segundo Valero et al (1994), a otimização pode ser expressa como a minimização da função objetivo.			

Obs.: seg. Bejan et al (1996), está incluído no custo da eletricidade e do vapor, os custos de instalação, tubulação, instrumentação e controle, equipamentos elétricos e/ou eletrônicos, parte da construção civil, engenharia e supervisão, contingências, custos de partida e outros.

Outros autores consultados para elaborar esta folha de dados: Tsatsaronis e Moran (1997), Moran et al (2013), Borgnakke e Sonntag (2010).

O custo da caldeira (Cc), turbo gerador (Ctg) e bombas (Cb) foram calculados conforme Silveira e Tuna (2003):

$Cc = 2,1 \cdot 740 \cdot h_s^{0,8} \cdot \exp(P - 2/14,29) \cdot \exp(T - 350/446)$ ;  $h_s$ =fluxo de energia transferido para o vapor [kW];  $P$ =pressão [MPa];

$T$ =temperatura [°C]; 2,1 representa a conversão de dólar para real.

$Ctg = 2,1 \cdot 6000 \cdot E_p^{0,7} + 2,1 \cdot 60 \cdot E_p^{0,95}$ ;  $E_p$ =potência produzida no gerador.

$Cb = 2,1 \cdot 3540 \cdot W_p^{0,71}$ ;  $W_p$ =potência no eixo [kW].

Ver no anexo IX os demais estudos de caso.

Observando a tabela 6.2 (CTC-2009-1) e os demais estudos de caso contidos no anexo IX, dados importantes são obtidos como resultado da análise exergoeconômica: i) custo específico do vapor produzido pela caldeira (R\$33,86/MWh); ii) custo específico total da eletricidade (R\$59,90/MWh); iii) custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações, com destaque do vapor que vai para a turbina (R\$13,58/t); iv) fluxo da exergia destruída na caldeira (375,64 MW) correspondendo a 66,62% do total (maior porcentagem de destruição de exergia entre os componentes da UTE); v) custo específico da eletricidade excedente (R\$ 88,53/MWh); vi) custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) (R\$ 9.298,40/h).

## **6.2. Estudo da otimização exergoeconômica (termoeconômica)**

O processo utilizado foi o iterativo, baseado no trabalho de Tsatsaronis e Moran (1997).

Alguns procedimentos serviram para melhorar a eficiência (energética e exergética) dos estudos realizados, a saber:

6.2.1. Usar a vinhaça (90°C a 95°C) para aquecer o caldo nas dornas de fermentação com vistas à produção do etanol (a medida diminuiu o consumo de vapor no processo) (Ensinas et al., 2009; Bezerra, 2013).

6.2.2. Aumentar a temperatura da água de alimentação da caldeira. No estudo de caso CTC-2009-4 esse valor era de 106,4°C; no estudo de caso CTC-2009-4 oti (estudo otimizado), esse valor passou a 129,1°C.

6.2.3. Caldeiras trabalhando a 100 bar/520°C poderão ter a eficiência (relativa ao PCI) aumentada de 86% para 89% (Marino, 2014). Segundo esse autor, as caldeiras de leito fluidizado poderão ter eficiência de até 90,2%. Maior eficiência na caldeira melhora a eficiência exergética da planta (Ensinas et al., 2009).

6.2.4. Segundo Bezerra (2013), a troca do óleo mineral para o sintético melhora a eficiência mecânica das turbinas a vapor, bombas, geradores etc. Neste trabalho aumentamos de 98% para 99%, para obtermos melhores resultados.

6.2.5. A pressão do vapor na entrada da turbina passou de 97 bar para 99 bar. Supostamente entre a caldeira e a turbina a tubulação de vapor não é extensa (menor perda de carga).





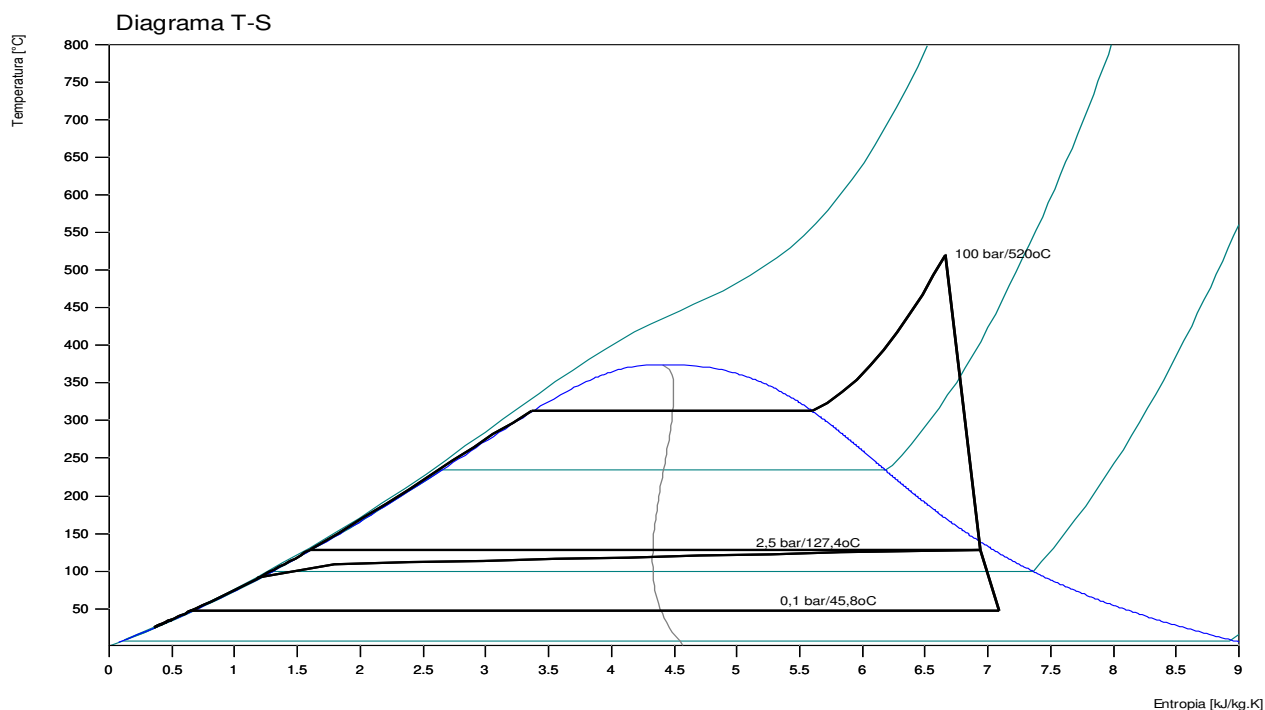


Figura 6.2. Diagrama T-S para o estudo de caso CTC-2009-4 oti

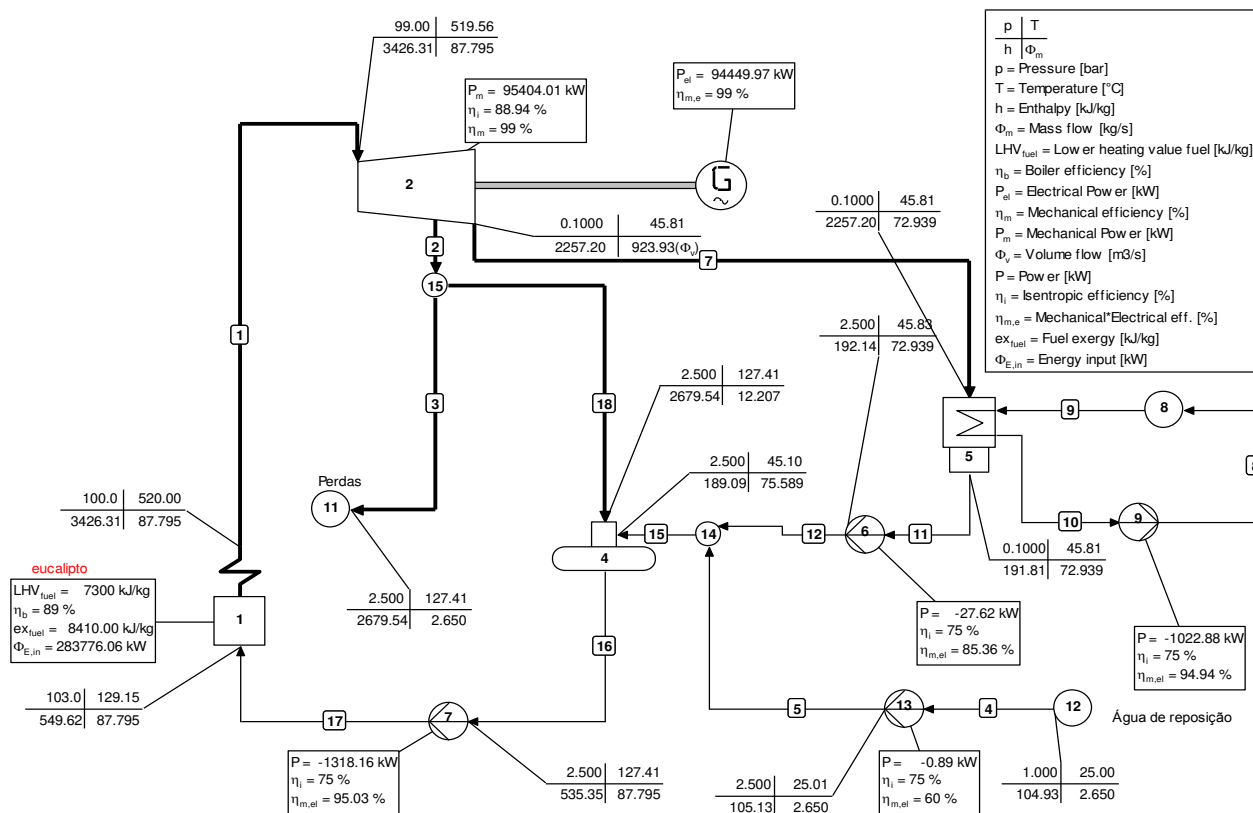


Figura 6.3. Fluxograma para o estudo de caso 14 oti

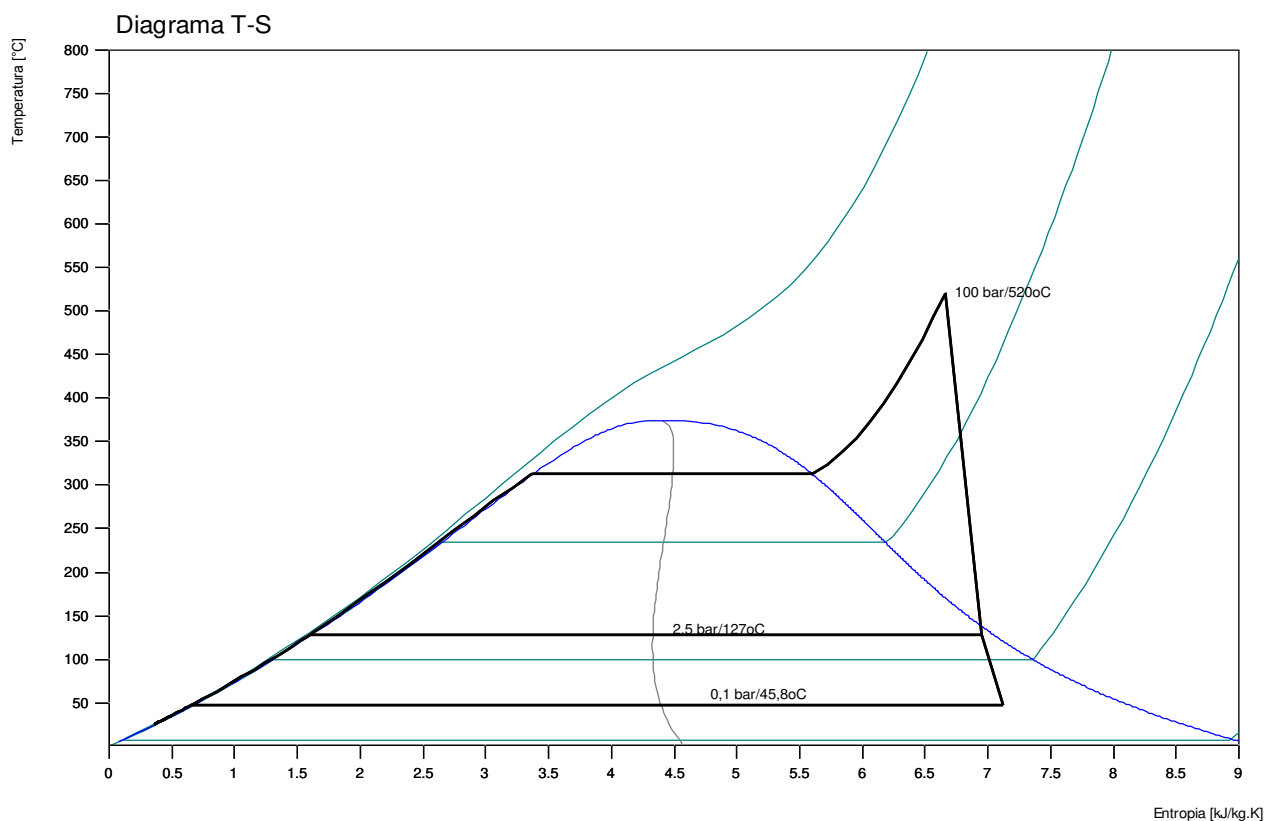


Figura 6.4. Diagrama T-S para o estudo 14 oti

A figura 6.1 (CTC-2009-4 oti) mostra um fluxo volumétrico de vapor para a condensação de 839,85 m<sup>3</sup>/s. A figura 6.3 (estudo 14 oti) mostra o mesmo fluxo de 923,93 m<sup>3</sup>/s. Importante é não ultrapassar o fluxo de 1.009 m<sup>3</sup>/s mostrado na figura 4.11 (CTC-2009-4) (Shlyakhin, 1972; Traupel, 1977; Dietzel, 1980; Schegliáiev, 1985). O uso de turbina de extração-condensação melhora a eficiência exergética (Ensinas et al., 2009).

A tabela 6.3 mostra os custos energético e exergético da eletricidade produzida para os dois estudos de caso escolhidos. Para o custo exergético é mostrada a situação antes e após a otimização (oti). Os custos específicos da eletricidade (CEE) são mostrados entre parênteses.

Tabela 6.3. Custos da eletricidade excedente produzida para os dois estudos de caso escolhidos

Estudos de caso	Custo energético da eletricidade [R\$]	Custo exergético da eletricidade [R\$]	Eee [MWh]
CTC-2009-4 (safra)	40.550.918,00 (R\$ 86,38/MWh)	44.884.956,00 (R\$ 95,61/MWh)	469.448
14 (entressafra)	20.262.132,00 (R\$ 114,00/MWh)	17.166.333,00 (R\$ 96,58/MWh)	177.738
TOTAL (anual)	60.813.050,00 (R\$ 93,97/MWh)	62.051.289,00 (R\$ 95,88/MWh)	647.186
CTC-2009-4 oti		43.212.688,00 (R\$ 92,05/MWh)	
14 oti		15.493.421,00 (R\$ 87,17/MWh)	
TOTAL oti (anual)		58.706.109,00 (R\$ 90,71/MWh)	

Eee...energia elétrica excedente

Notar que, após a otimização, houve um decréscimo de 5,39% (em relação ao custo exergético) no custo anual da eletricidade produzida.

As tabelas IX.12 e IX.13 (no anexo IX) mostram a FBE (folha de balanço de energia) para os dois estudos de caso que foram otimizados. As últimas colunas mostram a diferença percentual antes e após a otimização. Para produzir a mesma eletricidade, houve diminuição do consumo dos biocombustíveis: na safra diminuição de 70.380 toneladas de palha (33,5%) e na entressafra diminuição de 29.862 toneladas de eucalipto (9,0%).

A tabela 6.4 mostra o resumo geral da análise exergoeconômica

Tabela 6.4. Resumo geral da análise exergoeconômica

Estudos de caso	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$C_{F,k}$	$C_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$	$\dot{C}_{P,tot}$	$c_l$	CEE <sub>(exe)</sub>
	%	MW	%	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/h	R\$/h	R\$/h	%	%	R\$/h	R\$/MWh	R\$/MWh
CTC-2009-1	27,53	406,42	72,08	4,32	59,90	1.755,73	6.862,37	8.618,10	1.286,57	79,63	9.298,40	33,86	88,53
CTC-2009-2	27,47	444,44	72,12	4,74	63,22	2.106,65	7.782,38	9.889,03	1.233,70	78,70	10.704,04	34,68	90,54
CTC-2009-3	27,01	447,13	72,56	4,74	67,13	2.119,40	8.254,59	10.373,99	1.316,28	79,57	11.176,19	34,68	93,83
CTC-2009-4	26,77	448,57	72,79	4,74	69,14	2.126,20	8.484,85	10.611,05	1.358,64	79,96	11.405,86	34,68	95,61
CTC-2009-5	27,28	445,56	72,32	13,54	98,26	6.034,23	8.172,59	14.206,82	625,56	57,53	16.517,72	29,89	140,93
CTC-2009-6	26,78	448,45	72,79	13,54	103,03	6.073,29	8.657,35	14.730,64	660,77	58,77	17.003,03	29,89	144,28
CTC-2009-7	26,52	450,05	73,04	13,54	105,49	6.095,04	8.892,90	14.987,94	678,96	59,33	17.236,76	29,89	146,18
CTC-2009-4 (2)	26,77	448,57	72,79	4,74	69,14	2.126,20	8.484,85	10.611,05	1.358,64	79,96	11.405,86	34,68	95,61
Estudo de caso 14	26,29	265,32	73,86	21,40	86,41	5.677,78	461,24	6.139,02	303,76	7,51	7.947,38	62,96	96,58
Estudo de caso 23	27,06	365,47	72,52	4,83	66,36	1.765,20	6.613,89	8.379,09	1.273,99	78,93	9.047,87	35,77	98,57
Estudo de caso 24	24,06	195,94	75,43	4,32	19,03	846,46	67,33	913,79	340,53	7,37	1.189,43	13,33	21,30
CTC-2009-4 oti	29,75	388,67	70,01	4,74	67,30	1.842,28	8.484,85	10.327,13	1.319,92	82,16	11.116,41	33,37	92,05
Est. de caso 14 oti	28,17	233,89	71,54	21,40	80,54	5.005,27	419,77	5.425,04	276,34	7,74	7.415,84	59,85	87,17
$\Delta 1\%$ (oti)	11,13	-13,35	-3,82	0,00	-2,66	-13,35	0,00	-2,68	-2,85	2,75	-2,54	-3,78	-3,72
$\Delta 2\%$ (oti)	7,15	-11,85	-3,14	0,00	-6,79	-11,84	-8,99	-11,63	-9,03	3,06	-6,69	-4,94	-9,74

Pbg	Potência nos bornes do gerador	Estudos de caso	Pbg	Combustível
$\epsilon_k$	Eficiência exergética		kW	
$\dot{E}_{D,K}$	Fluxo de exergia destruída	CTC-2009-1	107.712	bagaço+50%palha
$Y_{D,K}$	Relação da exergia destruída	CTC-2009-2	122.153	b+50%p+biogás
$C_{F,K}$	Custo da unidade exergética dos insumos	CTC-2009-3	129.565	b+50%p+biogás
$C_{P,K}$	Custo da unidade exergética dos produtos	CTC-2009-4	133.179	b+50%p+biogás
$\dot{C}_{D,K}$	Custo da exergia destruída (taxa de fluxo)	CTC-2009-5	121.016	b+50%p+biogás
$\dot{Z}_K$	Custo de aquisição e O&M dos equipamentos (taxa de fluxo)	CTC-2009-6	128.194	b+50%p+biogás
$r_k$	Diferença relativa de custo	CTC-2009-7	131.682	b+50%p+biogás
$f_k$	Fator exergoeconômico	CTC-2009-4 (2)	133.179	100%(b+50%p+bio)
$\dot{C}_{P,tot}$	Custo horário total da eletricidade e vapor	Estudo de caso 14	94.450	eucalipto
$c_l$	Custo exergético do vapor	Estudo de caso 23	103.812	80,1%(b+50%p)+bio
CEE (exe)	Custo exergético da eletricidade excedente	Estudo de caso 24	64.219	19,9%(b+50%palha)
$\Delta 1\%$ (safra)	Diferença relativa nas variáveis de CTC-2009-4 e CTC-2009-4 oti	CTC-2009-4 oti	133.179	100%(b+50%p+bio)
$\Delta 2\%$ (entressafra)	Diferença relativa nas variáveis dos estudos de caso 14 e 14 oti	Est. de caso 14 oti	94.450	eucalipto

Observar que os estudos de caso 14 e 24 se referem à entressafra

- A tabela 6.4 mostra melhora significativa nos parâmetros apresentados, após a otimização, tanto na safra (CTC-2009-4) quanto na entressafra (estudo 14). Destacam-se os aumentos na eficiência exergética e no fator exergoeconômico. Os demais parâmetros tiveram uma diminuição considerada favorável. O estudo de caso CTC-2009-4 foi o que apresentou a melhor eficiência exergética ( $\epsilon_k=29,75\%$ ), a menor relação da exergia destruída ( $Y_{D,k}=70,01\%$ ) e o maior fator exergoeconômico ( $f_k=82,16\%$ ).

## 7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA OS PRÓXIMOS TRABALHOS

### 7.1. CONCLUSÕES

A metodologia empregada, baseada na 1ª. lei da termodinâmica e detalhada no capítulo 3 serviu de modelo para esse trabalho, conforme comprovam as simulações realizadas com base nos estudos de caso apresentados nos itens 4.1, 4.2 e 4.3, indicados por Hassuani (2008). As simulações foram referendadas com a revisão bibliográfica; os resultados obtidos (valores mínimos e máximos) tanto da energia consumida pela UTE quanto a exportada, estão dentro da faixa de valores apresentados por Hassuani (2008).

No capítulo 4 vários cenários foram estudados para o período da safra. A análise centrou-se em cenários que incluíram a queima de 50% da palha produzida no campo e a extração do biogás da vinhaça. O mais vantajoso cenário mostrou ser aquele em que a palha deve ser triturada, lixiviada e seca, antes de misturada ao bagaço para a queima na caldeira; com esse procedimento ela se torna semelhante ao bagaço (tamanho de fibra, umidade e ausência dos elementos que causam escória, fuligem e corrosão nas caldeiras). A utilização da caldeira na condição *derated* se mostrou menos favorável. O quarto cenário foi o melhor de todos, pois apresentou a maior eficiência líquida elétrica (25,36%), a maior energia elétrica específica excedente (156,48 kWh/tc), a maior taxa interna de retorno (14,98 %), e o maior valor presente líquido (R\$ 26.964.928).

A produção e utilização do biogás extraído da vinhaça em biodigestores anaeróbicos, revelou-se viável conforme as condições mostradas nos capítulos 3 e 4, ou seja, PCI de 27.194 kJ/kg, preço/massa final de produção de R\$ 80,33/t, produção de 10,0 kg<sub>biog</sub>/tc. Houve um acréscimo de 20,18 kWh/tc na eletricidade produzida com a utilização do biogás. Os estudos de sensibilidade mostram que o custo do biogás foi o que menos influenciou na variação do custo específico da energia.

O consumo de vapor no processo até o mínimo de 400 kg<sub>v</sub>/tc é uma realidade nas empresas que atualmente utilizam-se de tecnologia de ponta (STAB, 2010 e Bezerra, 2013). As simulações realizadas no capítulo 4 mostram a importância de se reduzir o consumo específico de vapor no processo, possibilitando o aumento da energia elétrica

produzida.

No período da entressafra, detalhado no capítulo 5, chegou-se à conclusão, quanto à utilização dos equipamentos ociosos de geração de energia elétrica, que o melhor biocombustível é o eucalipto, quando comparado com o bagaço e a palha. O bagaço produzido na indústria e 50% da palha produzida no campo, devem ser consumidos durante a safra, juntamente com o biogás. Fixou-se em 11,68% a TMA para todos os cenários e obteve-se uma TIR de 14,98%, um VPL de R\$ 30.531.472 (na safra com consumo de bagaço, palha e biogás) e lucro líquido de R\$ 5.367.410 (na entressafra, com consumo de eucalipto). Considerando a queima de 80,1% de toda a biomassa (bagaço da moenda e 50% da palha produzida no campo) juntamente com biogás durante a safra, e o restante queimados na entressafra, obteve-se uma TIR de 11,68%, um VPL nulo e lucro líquido de R\$ 10.274.718 (na entressafra). Além disso, o armazenamento de grandes quantidades de bagaço, pode ser problemático, dado que esse material pode entrar em fermentação anaeróbica e, conseqüentemente, se auto-incinerar (Pellegrini, 2009 e Nsaful et al., 2013). As simulações também mostraram (capítulo 5) que é preferível consumir o bagaço, a palha e o biogás durante a safra, e não dividi-los entre a safra e a entressafra. O acréscimo de energia produzida foi de 8.157 MWh. O uso do eucalipto na entressafra é conveniente.

As simulações mostraram ainda (anexo VII) que, para o investidor, é mais vantajoso usar o financiamento do BNDES (obtendo maiores TIRs), em detrimento do gasto de recursos próprios.

O capítulo 6 destacou a importância de se utilizar a análise exergética, a exergoeconomia (termoeconomia) e a otimização da UTE. Importantes dados foram obtidos através dessa metodologia. Tomando como referência o estudo de caso CTC-2009-4 (quarto cenário) tem-se o custo/massa do vapor produzido pela caldeira de R\$ 13,91/t, o custo/massa do vapor de extração da turbina de R\$ 6,65/t, o custo exergético total da eletricidade produzida de R\$ 69,14/MWh, o custo exergético do calor de processo de R\$ 34,68/MWh, o custo exergético da eletricidade excedente de R\$ 95,61/MWh (na safra) e o custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) de R\$ 11.405,86/h. Após a otimização, o custo exergético da eletricidade anual (safra e entressafra) passou de R\$ 95,88/MWh para R\$ 90,71/MWh, ou seja, diminui 5,39%. Para produzir a mesma eletricidade, houve diminuição

do consumo dos biocombustíveis após a otimização: na safra diminuição de 70.380 toneladas de palha (33,5%) e na entressafra diminuição de 20.862 toneladas de eucalipto (9,0%). O estudo de caso CTC-2009-4 foi o que apresentou a melhor eficiência exergética (29,75%), a menor relação da exergia destruída (70,01%) e o maior fator exergoeconômico (82,16%).

O melhor uso do bagaço e da palha para a cogeração é por meio da combustão; a pirólise é ainda uma promessa futura.

O trabalho também destacou a importância da eletrificação para se obter melhores eficiências.

## **7.2. SUGESTÕES PARA OS PRÓXIMOS TRABALHOS**

A gaseificação do bagaço e/ou da palha certamente será considerada no futuro, com o uso de turbinas a gás e caldeiras de recuperação.

Com o aumento da produtividade na produção do etanol e da energia elétrica excedente, provavelmente as futuras simulações mostrarão a necessidade de um biocombustível complementar. Sugere-se o uso do eucalipto; as caldeiras não necessitarão passar por alterações para a queima do mesmo.

Incentivar pela pesquisa, a diminuição do consumo de vapor no processo de fabricação do açúcar e do etanol; com isso sobrarão mais vapor para aumentar a produção de energia elétrica.

Incentivar a aplicação de resultados de pesquisas na produção de energia como: I) diminuir o custo de produção de eucalipto. O cultivo do „eucalipto clonal adensado“ tem sido desenvolvido pela Universidade Federal de Viçosa/MG, (Couto, 2010). Esse método permitirá praticamente dobrar a produtividade em comparação com o método convencional; II) O uso da torta de filtro em biodigestores (junto com a vinhaça) irá contribuir para o aumento (aproximadamente 19%) do biogás produzido, (Gupta et al., 2010); III) Considerando o aparecimento em escala industrial do etanol de segunda geração para os



próximos oito ou dez anos (Goldemberg, 2011), existem várias rotas tecnológicas que estão sendo pesquisadas, como a enzimática, a bioquímica etc. A matéria prima será ou o bagaço ou a palha. Sugere-se a utilização da palha, evidentemente levando-se em consideração o aspecto econômico favorável. Se isso se verificar, não haveria o custo da trituração, lixiviação e secagem da palha; a mesma iria diretamente para a fabricação do etanol de segunda geração. As simulações considerariam o bagaço e o biogás (da vinhaça e da torta de filtro).

Incentivar a venda dos créditos de carbono para estimular o uso do biogás.

Taxar as UTEs que utilizam combustível fóssil, beneficiando as que usam o biocombustível.

O uso das caldeiras de leito fluidizado borbulhante (BFB) no lugar das caldeiras convencionais (grelha) será fundamental por apresentarem melhor desempenho, i.e., menor perda de biocombustível não queimado, melhor eficiência energética, melhor disponibilidade etc.

Através de simulações, verificar o emprego de turbinas a vapor com maior número de extrações, com a finalidade de melhorar a eficiência do ciclo.

## Referências bibliográficas

ALCOOLbrás(revista) no. 113. Uso da palha demanda ajustes técnicos e logísticos, 2008.

Alisson, E. Redução de queimadas da cana já produz resultados; entrevista do Prof. Newton La Scala Jr. à agência FAPESP, 2013.

BABCOCK & WILCOX VOLUND- Bran Fired Steam Boiler- Planta de Biowanze, Wanze, Bélgica, 2008. ([www.volund.dk](http://www.volund.dk))

Barisic, V., Amand, L.-E., Zabetta, E.C. The Role of Limestone in Preventing Agglomeration and Slagging during CFB Combustion of High-Phosphorous Fuels. World Bioenergy , Jönköping, Suécia, 2008.

Barreda del Campo,E.R. Avaliação Termoeconômica do Sistema de Cogeração da Usina Vale do Rosário. Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 1999.

Barroso, J., Barreras, F., Amaveda, H., Lozano, A. On the optimization of boiler efficiency using bagasse as fuel. Fuel, vol. 82, p. 1451-1463, 2003.

Baxter, L.L. e Jenkins, B.M. Laboratory illustrations of the transformations and deposition of inorganic material in biomass boilers. Sandia National Laboratories and University os California, 1996.

Baxter, L.L., Miles, T.R., Miles Jr.T.R., Jenkins, B.M., Milne, T., Dayton,D., Bryers, R.W., Oden, L.L. The behavior of inorganic material in biomass-fired power boilers: field and laboratory experiences. Fuel Processing Technology 54, 47-78, 1998 .

Beeharry, R.P. Carbon balance of sugarcane bioenergy systems. Biomass and Bioenergy, vol. 20, p. 361-370, 2001.

Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M. Thermal Design and Optimization. A Wiley-Interscience Publication, 1996.

Bejan, A. Fundamentals of exergy analysis, entropy generation minimization, and the generation of flow architecture. International Journal of Energy Research, vol. 26, p.545-565, 2002.

Bezerra, M. Consumo menor, vendas maiores. *Brasil Energia* (revista), no. 393, 2013.

Bizzo, W.A., Lenço, P.C., Carvalho, D.J., Veiga, J.P.S. The generation of residual biomass during the production of bioethanol from sugarcane, its characterization and its use in energy production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 589-603, 2014.

Bobroff-Maluf, A. Considerações sobre Rendimento das Turbinas a Vapor na Agroindústria Canavieira. *STAB*, Vol.15 n<sup>o</sup>.5 . maio-junho 1997.

Bonomi,A. Biorrefinaria virtual de cana de açúcar. Wokshop SIMTEC, 2012.

Bordonal, R.O., Figueiredo, E.B., Aguiar, D.A., Adami, M., Rudorff, B.F.T., La Scala, N. Greenhouse gas mitigation potential from green harvested sugarcane scenarios in São Paulo state, Brazil. *Biomass and Bioenergy*, vol. 59, no. 1-13, pp. 195-207, 2013.

Borgnakke, C. e Sonntag, R.E. Fundamentos da Termodinâmica, tradução da 7<sup>a</sup>. edição americana, série Van Wylen, Universidade de Michigan, 2010.

Brasmetano – Uma simulação para vinhaça e demais efluentes industriais. Sistema Stillax, apresentação no SIMTEC-Piracicaba, 2008.

Caldema-Cervantes,T. Comunicação pessoal em 17.01.2011.

Carpio, R.C., Teixeira,F.N., Bessa, F.C., Lora, E.E.S. Critérios de avaliação termodinâmica para sistemas de cogeração em usinas de açúcar. COBEM, 1999

Carpio, R.C., Lora, E.E.S. Estudo Abrangente da Cogeração no setor sucro-alcooleiro. UNIFEI, 2002 .

Castro, N.J., Dantas, G.A., Brandão, R., Dedini, GESEL/UFRJ. A dinâmica estrutural do setor sucroenergético como elemento indutor de investimentos em bioeletricidade. UNICAMP, AGRENER, 2010.

Cechin, A.D. Georgescu-Roegen e o desenvolvimento sustentável: diálogo ou anátema? Dissertação de mestrado em ciência ambiental, USP, São Paulo, 2008.

Cerri, C.C. Plantação de cana equilibra carbono e mantém fertilização do solo. [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br) em 11.07.2014.

Cherubin, L.Z. Leito fluidizado versus pinhole. Revista Opiniões, 2014.

Ciência e Tecnologia no Brasil (revista FAPESP) no. 157. Cardápio Energético, março 2009.

Coe, D.R. Successful Experience with Limestone and Other Sorbents for Combustion of Biomass in Fluid Bed Power Boilers. Proc. First Biomass Conference of the Americas, Burlington, VT, 1993 .

Coelho, S.T., Varkulya Jr.,A., Paletta, C.E.M., Silva, O.C. A importância e o potencial brasileiro da cogeração de energia a partir da biomassa. Cenbio e IEE/USP, 2002.

Cortez, L.A.B. e Gómez, E.O. A method for exergy analysis of sugarcane bagasse boilers. Brazilian Journal of Chemical Engineering, vol. 15, no. 1, p. 59-65, 1998.

Cortez, L.A.B., Lora, E.E.S., Gómez, E.O. Caracterização da biomassa, capítulo 2 do livro „Biomassa para energia“, Editora UNICAMP, 2009.

Couto, L. Produção de biomassa florestal em escala comercial a partir de plantações adensadas de eucaliptos em curta rotação. 1<sup>o</sup> encontro de energias inteligentes. RENABIO Londrina-PR, 2010.

CTC - 8 relatórios publicados de 1997 a 2000. Projeto BRA/96/G31 – Geração de energia por biomassa. Bagaço de cana de açúcar e resíduos. 2000.

CTC – Boletim anual, publicação de 2010.

CTC/UNICA, Bioeletricidade – Programa „*RETROFIT* & PALHA 2011-2015“, 2011.

Cycle-Tempo (software) – Manual Introduction, operation, ref. and examples, technical notes, TU Delft, 2007.

Cziesla, F., Tsatsaronis, G., Gao, Z. Avoidable thermodynamic inefficiencies and costs in an externally fired combined cycle Power plant. Energy, vol. 31, pp. 1472-1489, 2006.

Dantas, D.N. Uso da biomassa da cana de açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistema de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista. Dissertação de mestrado, EESC-USP, 2010.

Dantas, G.A., Legey, L.F.L., Mazzone, A. Energy from sugarcane bagasse in Brazil: an assessment of the productivity and cost of the different technological routes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 21, p. 356-364, 2013.

Dayton, D.C. e Milne, T.A. Laboratory measurements of alkali metal containing vapors released during biomass combustion. Engineering foundation conference on applications of advanced technology to ash-related problems in boilers, plenum press, 1996.

DEDINI - Produção de bioeletricidade excedente-Tecnologia no estado da arte. Apresentação no SIMTEC – Piracicaba, 2008.

Dias, N. & Lamo, P. Reatores Anaeróbios de Leito Expandido para o Tratamento de Vinhaça das Indústrias de Bioetanol. DEDINI, Artigo Técnico, 2008.

Dietzel, F. Dampfturbinen. Carl Hanser Verlag München Wien, 1980.

Dincer, I. e Al-Muslim, H. Thermodynamic analysis of reheat cycle steam power plants. *International Journal of Energy Research*, vol. 15, p. 727-739, 2001.

Ensinas, A.V., Nebra, S.A., Lozano, M.A., Serra, L.M. Analysis of process steam reduction and electricity generation in sugar and ethanol production from sugarcane. *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 2978-2987, 2007.

Ensinas, A.V. Integração térmica e otimização termoeconômica aplicadas ao processo industrial de produção de açúcar e etanol a partir da cana de açúcar. Tese de doutorado, UNICAMP, 2008.

Ensinas, A.V., Modesto, M., Nebra, S.A., Serra, L. Reduction of irreversibility generation in sugar and ethanol production from sugarcane. *Energy*, vol. 34, pp. 680-688, 2009.

Escobar, J.C., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., Yáñez, E.E., Castillo, E.F., Almazan, O. Biofuels: environment, technology and food security. *Renewable and sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 1275-1287, 2009.

Escobar, J.C., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., Santos, V.A., Renó, M.L. Cogeneration options for improving the competitiveness of a cane-based ethanol plant in Brazil. *International Sugar Journal*, vol. 113, no. 1351, pp. 509-515, 2011.

Evans, A., Strezov, V., Evans, T.J. Sustainability considerations for electricity generation from biomass. *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 14, pp. 1419-1427, 2010.

Faria, R.C. Pontas e folhas estão chegando em grande quantidade na usina. O que fazer? *Revista JornalCana*, Outubro, 2010.

Fiomari, M.C. Análise energética e exergética de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista com sistema de cogeração em expansão. Dissertação de mestrado, Unesp, Ilha Solteira, 2004.

Fioraneli, A. Avaliação econômica de geração de energia elétrica, com aproveitamento das folhas e pontas de cana de açúcar. Trabalho apresentado no curso de pós-graduação em planejamento energético, UNICAMP, 2003.

Georgescu-Roegen, N. O decrescimento-entropia, ecologia, economia. Editora Senac, apresentação e organização de Grinevald, J. e Rens, I., 2012.

Goldemberg, J. Entrevista à TV UDOP sobre etanol de 2ª. geração, em 09.12.2011.

Goldemberg, J. Entrevista à Brasilagro sobre bioenergia em 21.12.2012.

Goldemberg, J., Schaeffer, R., Szklo, A., Lucchesi, R. Oil and natural gas prospects in South America: can the petroleum industry pave the way of renewables in Brazil? *Energy policy*, vol. 64, pp. 58-70, 2014.

González, J.B.M. Biogas production from vinasse as an alternative to develop biofuels. (Case Study: Mag-Alcoholes, S.A. Distillery). *Proc. Int. Sugar Cane Technol.*, vol. 28, 2013.

Graciano, V. Análise e otimização termoeconômica aplicada à usina termelétrica de Figueira. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, 2007.

Grupo Renuka em [www.udop.com.br](http://www.udop.com.br), 2011.

Gupta, N., Tripathi, S., Balomajumder, C. Characterization of pressmud: a sugar industry waste. FUEL, agosto 2010.

Hassuani, S. J. Fusão das Cinzas da Palha e do Bagaço, Potenciais de Excedentes de EE, Potencial energético da cana, Usina 2 Mt-bagaço e palha, Estimativa de Custo da Palha-Projeto GEF, 9º.CBA/STAB, 2008.

Hassuani, S. J. Potencial de geração de energia elétrica-Setor Sucroenergético. CTC/CENBIO, 2009.

Hassuani, S.J. Introduction and overview of the current situation regarding the employment of biomass. Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol., vol. 28, 2013.

Hiltunen, M., Barisic, V., Zabetta, E.C. Combustion of Different Types of Biomass in CFB Boilers. 16<sup>th</sup> European Biomass Conference, Valencia, Espanha, 2008 .

Ideanews – Energia do bagaço da cana equivale à produção da Petrobras, [www.ideaonline.com.br](http://www.ideaonline.com.br) em 29.05.2009.

Ieda Neto, J. Redução do consumo de vapor através da eletrificação de moendas secadoras. Seminário Sinatub, Ribeirão Preto-SP, junho 2010.

IPLAN, Consultoria em Caldeiras, comunicação pessoal, 2010.

Jenkins, B.M., Bakker, R.R., Wei, J.B. On the properties of washed straw. Biomass and Bioenergy, v.10, N<sup>o</sup>.4, pp.177-200, 1996.

Jenkins, B.M., Baxter, L.L., Miles Jr., T.R., Miles, T.R. Combustion properties of biomass. Fuel Processing Technology v. 54, p. 17-46, 1998.

JornalCana (Revista) – Cogeração de energia: tarifas competitivas para o setor. Dez. 1999.

Kamate, S.C. e Gangavati, P.B. Exergy analysis for cogeneration Power plants in sugar industries. Applied Thermal Engineering, vol. 29, p. 1187-1194, 2009.

Kanoglu, M., Dincer, I., Rosen, M.A. Exergetic performance analysis of various cogeneration systems for buildings. ASHRAE annual meeting, vol.113, part 2, p. 1-7, 2007.

Kaplan, S. Energy Economics-Quantitative Methods for Energy and Environmental Decisions. McGraw-Hill Book Company, 1983.

Kehlhofer, R.H., Warner, J., Nielsen, H., Bachmann, R. Combined-Cycle Gas & Steam Turbine Power Plants. Second Edition, PennWell Publishing Company, 1999.

Kent, G.A. Issues associated with using trash as a cogeneration fuel. Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol., vol. 28, 2013.

Koblitz - Procedimentos para o aumento da geração no setor sucroalcooleiro. Apresentação no SIMTEC – Piracicaba, 2007.

Korobitsyn, M.A., Jellema, P., Hirs, G.G. Possibilities for gas turbines and waste incinerator integration. Energy, v. 24, p. 783-793, 1999.

Kotas, T.J., Mayhew, Y.R., Raichura, R.C. Nomenclature of exergy analysis. Proc. Instn. Mech. Engrs. Vol. 209, 1995.

La Scala Jr., N. Prof. da UNESP/Marília. Manutenção da palha da cana na superfície evita emissões de CO<sub>2</sub> do solo. Revista JornalCana, Setembro, 2011.

Larson, E.D., Williams, R.H.,(Center of Energy & Environmental Studies, Princeton University, USA), Leal, M.R.L.V., (CTC). A review of biomass integrated-gasifier/gas turbine combined cycle technology and its application in sugarcane industries, with an analysis for Cuba. Energy and Sustainable Development, Volume V, n<sup>o</sup>. 1, março 2001.

Lau, A.F., Kong Win Chang, K.T.K.F., Gunness, D. An integral approach to evaluate the performance of bagasse co-generation plants. International Sugar Journal, v.107, p.435-440, julho 2005.

Lazzaretto, A. e Tsatsaronis, G. SPECO: a systematic and general methodology for calculating efficiencies and costs in thermal systems. Energy, vol. 31, pp. 1257-1289, 2006.



Li, Q.H., Zhang, Y.G., Meng, A.H., Li, L. e Li, G.H. Study on ash fusion temperature using original and simulated biomass ashes. *Fuel Processing Technology*, vol.107, p. 107-112, 2013.

Linero, F.A.B. e Coaresma Neto, C. Sugarcane trash – characteristics and challenges to its use as a renewable fuel for energy generation in Brazilian sugarcane factories. *Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol.*, vol. 28, 2013.

Lior, N. e Zhang, N. Energy, exergy and second law performance criteria. *Energy*, vol. 32, p.281-296, 2007.

Lora, E.E.S., Arrieta, F.P., Carpio, R.C., Horta Nogueira, L.A. Clean production: efficiency and environment. *International Sugar Journal*, vol. 102, 2000.

Lora, E.E.S. e Andrade, R.V. Biomass as energy source in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 777-788, 2009.

Lora, E.E.S., Palacio, J.C.E., Rocha, M.H., Renó, M.L.G., Venturini, O.J., Olmo, O.A. Issues to consider, existing tools and constraints in biofuels. *Energy*, vol. 36, pp. 2097-2110, 2011.

Lora, E.E.S., Andrade, R.V., Ángel, J.D.M., Leite, M.A.H., Rocha, M.H., Sales, C.A.V.B., Mendoza, M.A.G., Coral, D.S.O. Gaseificação e pirólise para a conversão da biomassa em eletricidade e biocombustíveis. Capítulo 6 do livro “Biocombustíveis”, Editora Interciência, 2012.

Lora, E.E.S., Rocha, M.H., Palacio, J.C.E., Venturini, O.J., Renó, M.L.G., Olmo, O.A. The sugar and alcohol industry in the biofuels and cogeneration era: a paradigm change. *Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol.*, vol. 28, 2013.

Lozano, M.A. e Valero, A. Theory of the exergetic cost. *Energy*, vol. 18, no. 9, pp.939-960, 1993.

Lynch, J.M. e Von Lampe, M. The need for bioenergy policy analysis. *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, issue 6, pp. 2311-2314, 2011.

Macedo, I.C., Leal, M.R.L.V., Hassuani, S.J. Sugar cane residues for power generation in the sugar/ethanol mills in Brazil. *Energy for Sustainable Development*, v. V, n.1, março 2001.

Macedo, I.C., Seabra, J.E.A., Silva, J.E.A.R. Green house gases emissions in the production and use of ethanol from sugarcane in Brazil: the 2005/2006 averages and a prediction for 2020. *Biomass and Bioenergy*, vol. 32 (7), pp. 582-595, 2008.

Madsen, O.H. Advanced combustion technology for a bioethanol plant. Babcock & Wilcox Volund A/S, 2007.

Marino, E. Limpeza da cana crua e qualidade da matéria prima. Workshop STAB UNESP, Jaboticabal, 2014.

Marino, E. Desempenho de caldeiras com palha de cana de açúcar. Seminário STAB-FENASUCRO Agroindustrial, 2014.

Matawala, V.K. e Prabhakaran, P. Exergoeconomic optimization of steam Power plant. *Int. J. Exergy*, vol. 10, no. 2, pp. 209-227, 2012.

Michelazzo, M.B. Análise de sensibilidade de seis sistemas de recolhimento do palhicho da cana de açúcar. Dissertação de mestrado, UNICAMP, 2005.

Miles, T.R., Miles Jr., T.R., Baxter, L.L., Bryers, R.W., Jenkins, B.M., Oden, L.L. Alkali Deposits Found in Biomass Power Plants. NREL, 1995 .

Miles, T.R., Miles Jr., T.R., Baxter, L.L., Bryers, R.W., Jenkins, B.M., Oden, L.L. Boilers Deposits from Firing Biomass Fuels. *Biomass and Bioenergy*, v.10, nos 2-3, p.125-138, 1996.

Moraes, B.S., Junqueira, T.L., Pavanello, L.G., Cavalett, O., Mantelatto, P.E., Bonomi, A., Zaiat, M. Anaerobic digestion of vinasse from sugarcane biorefineries in Brazil from energy, environmental, and economic perspectives: profit or expense? *Applied energy*, vol. 113, pp. 825-835, 2014.

Moran, M.J., Shapiro, H.N., Boettner, D.D., Bailey, M.B. Princípios de termodinâmica para engenharia. Editora LTC, sétima edição, 2013.

Nascimento, D. Cana limpa a seco, [www.ideaonline.com.br](http://www.ideaonline.com.br) em 06.06.2007.

Natu, S.C. Bagasse based cogeneration, India marching ahead. *International Sugar Journal*, vol. 107, no. 1279, pp. 416-424, 2005.

Nielsen, H.P., Frandsen, F.J., Dam-Johansen, K., Baxter, L.L. The implications of chlorine-associated corrosion on the operation of biomass-fired boilers. *Progress in Energy and Combustion Science* v. 26, p. 283-298, 2000.

Nsafu, F., Görgens, J.F., Knoetze, J.H. Comparison of combustion and pyrolysis for energy generation in a sugarcane mill. *Energy Conversion and Management*, vol. 74, pp. 524-534, 2013.

Obernberger, I. Decentralized Biomass Combustion: State of the Art and Future Development. *Biomass and Bioenergy*, v.14, n.1, p.33-56, 1998.

Olanders, B. e Steenari, B.M. Characterization of ashes from wood and straw. *Biomass and Bioenergy*, vol. 8, no. 2, pp.105-115, 1995.

Otoma, S., Mori, Y., Terazono, A., Aso, T., Sameshima, R. Estimation of energy recovery and reduction of CO<sub>2</sub> emissions in municipal solid waste power generation. *Resources, Conservation and Recycling*, v.20, p. 95-117, 1997.

Palacio, J.C.E., Angarita, E.E.Y., Lora, E.E.S., Venturini, O.J. Cogeração a partir de resíduos na indústria de biocombustíveis: sucroalcooleira e de biodiesel. Capítulo 13 do livro “Biocombustíveis”, Editora Interciência, 2012.

Palacios-Bereche, R., Mosqueira-Salazar, K.J., Modesto, M., Ensinas, A.V., Nebra, S.A., Serra, L.M., Lozano, M.A. Exergetic analysis of the integrated first-and second-generation ethanol production from sugarcane. *Energy*, vol. 62, pp. 46-61, 2013.

Pellegrini, L.F., Costa, R.P., Oliveira Jr.,S. A atribuição de custos em sistemas energéticos: a termoeconomia como base de cálculo. XXV Encontro Nacional de Eng. de Produção, 2005.

Pellegrini, L.F. Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada açúcar, álcool e eletricidade. Tese de doutorado, EPUSP, 2009.

Pellegrini, L.F., Oliveira Jr., S. Combined production of sugar, ethanol and electricity: thermoeconomic and environmental analysis and optimization. *Energy*, vol. 36, p. 3704-3715, 2011.

Perez, O., Acan, J., Ufer, C. e Alfaro, M.A. Nitrogen response in sugarcane and changes in chemical and biological properties in an andisol due to vinasse application in Guatemala. *Proc. Int.*

Soc. Sugar Cane Technol., vol. 28, 2013.

Petersen Engenharia, Seminário realizado na UNESP/Jaboticabal. Limpeza da cana a seco-sistemas de separação da palha, maio 2010.

Prochnow, A., Heiermann, M., Plöchl, M., Amon, T., Hobbs, P.J. Bioenergy from permanent grassland – A review:2, combustion. Bioresource Technology, v.100, p. 4945-4954, 2009.

Procknor, C. Energia elétrica a partir da vinhaça. Revista STAB, v.26, n.º 5, maio-junho, 2008.

Procknor, C. Condensação caipira. Revista STAB, v. 29, n.º 2, novembro-dezembro, 2010.

Roberto, C. Cogeração que o Brasil precisará, [www.ideaonline.com.br](http://www.ideaonline.com.br) em 28.12.2006.

Rocha, M.H., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., Escobar, J.C.P., Santos, J.J.C.S., Moura, A.G. Use of the life cycle assessment (LCA) for comparison of the environmental performance of four alternatives for the treatment and disposal of bioethanol stillage. International Sugar Journal, vol. 112, no. 1343, 2010.

Rocha, M.H., Elia Neto, A., Salomon, K.R., Lora, E.E.S., Venturini, O.J., Olmo, O.A., Rambla, M. A.O. Resíduos da produção de biocombustíveis: vinhaça e glicerina. Capítulo 12 do livro “Biocombustíveis”, Editora Interciência, 2012.

Rosen, M.A. e Dincer, I. Exergy analysis of waste emissions. International Journal of Energy Research, vol. 23, pp. 1153-1163, 1999.

Rosen, M.A. Clarifying thermodynamic efficiencies and losses via exergy. Exergy, an International Journal, vol. 2, p. 3-5, 2002.

Rosen, M.A. Assessing energy technologies and environmental impacts with the principles of thermodynamics. Applied Energy, vol. 72, p.427-441. 2002.

Rosen, M.A. e Dincer, I. Exergoeconomic analysis of power plants operating on various fuels. Applied Thermal Engineering, vol. 23, pp. 643-658, 2003.

Rosen, M.A., Dincer, I., Kanoglu, M. Role of exergy in increasing efficiency and sustainability

and reducing environmental impact. *Energy Policy*, vol. 36, pp. 128-137, 2008.

Royo, J., Valero, A., Zaleta, A. The dissipation temperature: a tool for the analysis of malfunctions in thermomechanical systems. *Energy Conversion and Management*, vol. 38, no. 15-17, pp.1557-1566, 1997.

Saidur, R., Ahamed, J.U., Masjuki, H.H. Energy, exergy and economic analysis of industrial boilers. *Energy policy*, vol. 38, pp. 2188-2197, 2010.

Salomon, K.R. Avaliação Técnico-Econômica e Ambiental da Utilização do Biogás Proveniente da Biodigestão da Vinhaça em Tecnologias para Geração de Eletricidade. Tese de doutorado, UNIFEI, 2007 .

Salomon, K.R., Lora, E.E.S., Monroy, E.F.C. Custo do Biogás Proveniente da Biodigestão da Vinhaça e sua utilização. 8º. Congresso Iberoamericano de Engenharia Mecânica, Cusco, outubro 2007.

Salomon, K.R., Lora, E.E.S., Rocha, M.H., Olmo, O.A. Cost calculation for biogas from vinasse biodigestion and its energy utilization. *Sugar Industry*, vol. 136, pp. 217-223, 2011.

Salomon, K.R., Lora, E.E.S., Rocha, M.H., Leme, M.M.V. Biocombustíveis de primeira geração: biogás. Capítulo 4 do livro “Biocombustíveis”, Editora Interciência, 2012.

Sayeg Júnior, D., A influência ambiental das emissões de particulados e formação de NO<sub>x</sub> em caldeiras de alta pressão/temperatura quando varia a vazão de vapor e a umidade do bagaço. Seminário Sinatub, Ribeirão Preto, junho 2010.

Schegliáiev, A.V. Turbinas de Vapor, parte 2, Editora Mir, Moscou, 1985.

Seabra, J.E.A. Avaliação técnico-econômica de opções para o aproveitamento integral de biomassa de cana no Brasil. Tese de doutorado, UNICAMP, julho 2008.

Seabra, J.E.A., Leal, M.R.L.V., Pereira, T.P. Sugarcane biorefineries based on gasification technologies. *Proc. Int. Soc. Sugar Cane Technol.*, vol. 28, 2013.

Seebaluck, V. e Seeruttun, D. Utilisation of sugarcane agricultural residues: electricity production and climate mitigation. *Progress in Industrial Ecology- An International Journal*, v.6, n.2, 2009.

Shlyakhin, P. Steam Turbines, Theory and Design. Foreign Languages Publishing House, Moscow, 1972.

Silveira, J.L. e Tuna, C.E. Thermoeconomic analysis method for optimization of combined heat and power systems. Part I. Progress in energy and combustion science, vol. 29, pp. 479-485, 2003.

Souza, Z.J., Comunicação pessoal, consultor da UNICA, em 10.07.2011.

Souza, Z.J., Usinas têm condições de produzir eletricidade também na entressafra, [www.brasilagro.com.br](http://www.brasilagro.com.br) em 10.01.2013 .

STAB - Aproveitamento energético: experiência da usina da Barra. v. 20, n<sup>o</sup>2, nov./dez. 2001.

STAB – Cogeração na indústria sucroenergética (seminário), fevereiro-2010.

STAB – Benefícios advindos da eletrificação das plantas bioenergéticas. Informações da empresa SMAR, v.29, n<sup>o</sup>6, julho-agosto-2011.

Stahl, R., Henrich, E., Gehrman, H.J., Vodegel, S., Koch, M. Definition of a standard biomass. Report prepared under the framework of project:RENEW-Renewable fuels for advanced power trains, Alemanha, 2004.

Steenari, B.-M., e Lindqvist, O. High-Temperature Reactions of Straw Ash and the Anti-Sintering Additives Kaolin and Dolomite. Biomass and Bioenergy v.14, n<sup>o</sup>.1, p.67-76, 1998 .

Struchtrup,H., e Rosen, M.A. How much work is lost in an irreversible turbine? Exergy, an International Journal, vol.2, p. 152-158, 2002.

Strzalka, R., Erhart, T.G., Eicker, U. Analysis and optimization of a cogeneration system based on biomass combustion. Applied Thermal Engineering, v. 30, p. 1-9, 2012.

Szargut, J. International progress in second law analysis. Energy, vol. 5, pp. 709-718, 1980.

Szemmelweis, K., Szücs, I., Palotás, Á.B., Winkler, L., Eddings, E.G. Examination of the combustion conditions of herbaceous biomass. Fuel Processing Technology, 2009.

Torres, E.A. Análise exergetica. Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica, 2001.

Tortosa-Masiá, A.A., Ahnert, F., Spliethoff, H., Loux, J.-C., Hein, K.R.G. Slagging and Fouling in Biomass Co-Combustion. TU Delft/Holanda, 2005.

Traupel, W. Thermische Turbomaschinen. Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York, 1977.

Tsatsaronis, G. e Winhold, M. Exergoeconomic analysis and evaluation of energy-conversion plants-I. A new general methodology. Energy, vol. 10, no. 1, pp. 69-80, 1985.

Tsatsaronis, G. e Moran, M.J. Exergy-aided cost minimization. Energy Conversion and Management, vol. 38, no. 15-17, pp. 1535-1542, 1997.

Tsatsaronis, G. e Park, M.H. On avoidable and unavoidable exergy destructions and investment costs in thermal systems. Energy Conversion and Management, vol. 43, pp. 1259-1270, 2002.

Tsatsaronis, G. Definitions and nomenclature in exergy analysis and exergoeconomics. Energy, vol. 32, p. 249-253, 2007.

Tsatsaronis, G. Recent development in exergy analysis and exergoeconomics. Int. J. Exergy, vol. 5, nos. 5/6, pp. 489-499, 2008.

Tsatsaronis, G. e Morosuk, T. Understanding and improving energy conversion systems with the aid of exergy-based methods. Int. J. Exergy, vol 11, no. 4, pp. 518-542, 2012.

Tufaile Neto, M.A. Characterization of sugar cane trash and bagasse. Biomass power generation, PNUD, CTC, 2005.

Turn, S.Q., Kinoshita, C.M., Ishimura, D.M. Removal of Inorganic Constituents of Biomass Feedstocks by Mechanical Dewatering and Leaching. Biomass and Bioenergy, v.12, n.4, p.241-252, 1997.

Turn, S.Q., Keffer, V., Staackmann, M. Analysis of Hawaii Biomass Energy Resources for Distributed Energy Applications. University of Hawaii, Hawaii Natural Energy Institute, dezembro, 2002.

UDOP – Energia, biomassa gerando o ano todo, [www.udop.com.br](http://www.udop.com.br) em 07.10.2010.

UNICA – Informação pelo portal [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br) em dezembro de 2014.

Vale, A.T. e Sablowski, A.R.M. Fluxo de energia e de massa na análise de eficiência da linha de produção de uma serraria de pequeno porte. UFSM, Ciência Florestal, v.16, n.2, 2006.

Valero, A., Lozano, M.A., Serra, L., Tsatsaronis, G., Pisa, J., Frangopoulos, C., Von Spakovsky, M.R. CGAM problem: definition and conventional solution. Energy, vol. 19, no. 3, pp. 279-286, 1994.

Van den Broek, R., Van den Burg, T., Van Wijk, A., Turkenburg, W. Electricity generation from eucalyptus and bagasse by sugar mills in Nicaragua: a comparison with fuel oil electricity generation on the basis of costs, macro-economic impacts and environmental emissions. Biomass and Bioenergy, v.19, p.311-335, 2000.

Vieira, L.S., Donatelli, J.L., Cruz, M.E. Integration of an iterative methodology for exergoeconomic improvement of thermal systems with a process simulator. Energy conversion and management, vol. 45, pp. 2495-2523, 2004.

Viotti, A.V. Cogeração-Usinas novas, em [www.cosan.com.br](http://www.cosan.com.br), 2009.

Wall, G. e Gong, M. On exergy and sustainable development – Part 1: conditions and concepts. Exergy, an International Journal, vol. 1 (3), pp. 128-145, 2001.

Woodruff, E.A. e Turner, W.C. Financial Arrangements for Energy Management Projects. Energy Engineering, v.95, n.3, 1998.

Yin, C., Rosendahl, L.A., Kaer, S.K. Grate-firing of biomass for heat and power production. Progress in Energy and Combustion Science, v. 34, p. 725-754, 2008.

Yomogida, D.E., Jenkins, B.M., Hartsough, B.R., Tiangco, V.M. Model performance of a biomass-fueled power station with variable furnace exit gas temperature for fouling control. 4. biomass conference of the Americas, 1999.

ZL Equipamentos – Cálculo da potência específica para o picador de eucalipto, 2009.



## Anexo I – Definição de índice alcalino (IA)

Segundo Jenkins et al. (1998), o IA foi desenvolvido para carvão e outros combustíveis; através da fórmula abaixo prever o comportamento quanto ao aparecimento da fuligem e da escória. O mesmo tem mostrado, na maioria das vezes, ser o valor limite para biomassa. O IA tornou-se popular em anos recentes na qualidade de indicador limite para fuligem e escória, embora todos os biocombustíveis deixem fuligem quando queimados, mas em diferentes graus a depender da composição e conteúdo da cinza em cada um deles. O índice alcalino expressa a quantidade de óxidos alcalinos por unidade de energia no combustível (kg de álcalis/GJ). É calculado pela fórmula:

$$IA = (1/Q) Y_f (Y_{K_2O} + Y_{Na_2O})$$

Q representa o PCS (poder calorífico superior) do combustível, base seca,  $Y_f$  é a fração de massa (adimensional) da cinza no combustível,  $Y_{K_2O}$  e  $Y_{Na_2O}$  são as frações de massa (adimensionais) de  $K_2O$  e  $Na_2O$  na cinza. Miles et al. (1995) sugeriram que acima de 0,17 kg álcalis/GJ é provável que apareça fuligem, e que acima de 0,34 kg/GJ é certeza que haverá fuligem. Os níveis limite são determinados principalmente com base na experiência. O índice alcalino é incompleto na qualidade de indicador do comportamento de fuligem, entretanto, é útil principalmente como um guia geral.

A seguinte tabela define o indicador limite:

Valores [kg/GJ] do IA	Observações
0 a 0,17	Não haverá fuligem
0,17 a 0,34	A fuligem é provável
Acima de 0,34	Haverá fuligem

Jenkins et al. (1998) e Miles et al. (1995) afirmam que a remoção do potássio, do sódio e do cloro através da água (lixiviação) forneceram melhoras notáveis na temperatura de fusão (diminuição) das cinzas da palha, ao passo que aditivos usados para combater a fuligem não foram satisfatórios.

## Anexo II - Caracterização dos combustíveis

**Tabela II.1. Análise química (% do combustível seco)**

Elemento	Bagaço <sup>1</sup>	Palha <sup>2</sup>	LSU <sup>3</sup>	Palha de arroz <sup>1</sup>	Farelo de trigo <sup>4</sup>
Carbono	48,64		42,74	38,24	47,7
Hidrogênio	5,87		5,85	5,20	6,4
Oxigênio	42,82		24,39	36,26	42,0
Nitrogênio	0,16		1,31	0,87	2,8
Enxofre	0,04		0,23	0,18	0,3
Cloro	0,03	0,22	1,30	0,58	<5,00
Fósforo			0,14		
Cinza	2,44	5,04	24,04	18,67	8,00
<b>Composição da cinza[ %]</b>					
SiO <sub>2</sub>	46,61	57,38		74,67	<5,00
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	17,69			1,04	
TiO <sub>2</sub>	2,63			0,09	
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	14,14	1,74		0,85	<5,00
CaO	4,47	13,05		3,01	5,00
MgO	3,33	4,30		1,75	<5,00
Na <sub>2</sub> O	0,79	0,27		0,96	
K <sub>2</sub> O	4,15	13,39		12,30	50,00
SO <sub>3</sub>	2,08	7,31		1,24	
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	2,72	2,27		1,41	25,00
Indeterminados	1,39	0,29		2,68	
PCS[MJ/kg]	18,99	17,00		15,09	19,00
IA[kg/GJ]	0,06	0,40		1,64	2,11

LSU...lixo sólido urbano. Fontes: <sup>1</sup>(Jenkins,1998), <sup>2</sup>(Jenkins,1996), <sup>3</sup>(Korobitsyn,1999), <sup>4</sup>(Steenari e Lindqvist,1998).

### Caracterização da palha e do bagaço de cana (Tufaile Neto, 2005)

**Tabela II.2. Análise imediata**

Determinação %peso base seca	Folhas secas	Folhas verdes	Pontas	Bagaço
Umidade	13,5	67,7	82,3	50,2
Cinza	3,9	3,7	4,3	2,2
Carbono fixo	11,6	15,7	16,4	18,0
Material volátil	84,5	80,6	79,3	79,9

A grande diferença observada na composição dos materiais foi a umidade. A amostra dos componentes da palha apresentaram praticamente a mesma composição em cinzas (~4%), carbono fixo (~15%), e material volátil (~80%) expressos em base seca. Os dados são quase os mesmos daqueles obtidos com o bagaço, exceto para a cinza, que foi menor no bagaço.

**Tabela II.3. Análise química**

Determinação base seca (% peso)	Folhas secas	Folhas verdes	Pontas	Bagaço
Carbono	46,2	45,7	43,9	44,6
Hidrogênio	6,2	6,2	6,1	5,8
Nitrogênio	0,5	1,0	0,8	0,6
Oxigênio	43,0	42,8	44,0	44,5
Enxofre	0,1	0,1	0,1	0,1
Cloro	0,1	0,4	0,7	0,02

Todos os materiais presentes praticamente tem a mesma composição em carbono (~45%), hidrogênio (~6%), nitrogênio (0,5% a 1%), oxigênio (~43%), enxofre (~0,1%). Os dados do cloro são menores no bagaço.

**Tabela II.4. Análise mineral química**

Determinação	Folhas secas	Folhas verdes	Pontas	Bagaço
Conteúdo [g/kg] base seca				
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0,5	2,0	2,5	0,5
K <sub>2</sub> O	2,7	13,3	29,5	1,7
C <sub>a</sub> O	4,7	3,9	2,6	0,7
M <sub>g</sub> O	2,1	2,2	2,5	0,5
F <sub>e2</sub> O <sub>3</sub>	0,9	0,5	0,2	2,3
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	3,5	1,4	0,5	2,3

Conteúdo [mg/kg] base seca				
C <sub>u</sub> O	<0,06	<0,06	<0,06	-
Z <sub>n</sub> O	9	15	35	-
M <sub>n</sub> O <sub>2</sub>	169	120	155	62
N <sub>a2</sub> O	123	128	119	45

**Tabela II.5. Poder Calorífico Superior (PCS) médio**

Amostragem	Folhas secas	Folhas verdes	Pontas	Bagaço
PCS [MJ/kg] <sub>bs</sub>	17,4	17,4	16,4	18,1

**Tabela II.6. Temperatura de fusão das cinzas [°C] (Hassuani, 2008)**

	INÍCIO DA DEFORMAÇÃO	FLUIDO
PALHA	1.160	1.260
BAGAÇO	1.260	1.330

Obs.: esses dados confirmam as informações fornecidas por Linero e Coaresma Neto (2013).

**Anexo III Valores e faixas de orientação (guia) para os elementos em combustíveis e cinzas de biomassa para utilização térmica não problemática (Oberberger,1998)**

Elemento	Concentração no combustível %peso <sub>bs</sub>	Problemas esperados
N	<0,6	Emissões de NO <sub>x</sub>
Cl	<0,1	Corrosão, emissão de HCl
S	<0,1	Corrosão

Elemento	Concentração na cinza- %peso <sub>base seca</sub>	Problemas esperados
Ca	15-35	Escória
Mg	>2,5	Escória
K	<7,0	escória,depósitos,corrosão
Na	<0,6	escória,depósitos,corrosão

Segundo Oberberger (1998), de acordo com o presente estado da arte e a experiência, os biocombustíveis que satisfazem a tabela acima podem ser usados em modernas plantas de combustão sem problemas.

#### **Anexo IV Potencial energético da cana, Hassuani (2008).**

##### **1,2 Barril equivalente de petróleo/tc**

1 tc colmos	Energia [MJ]
140 kg de açúcar	2.300
280 kg de bagaço(50% umidade)	2.570
140 kg de palha <sub>bs</sub>	2.380

%	bu	bs
Folhas secas	71	81
Folhas verdes	24	17
Ponteiros	5	2

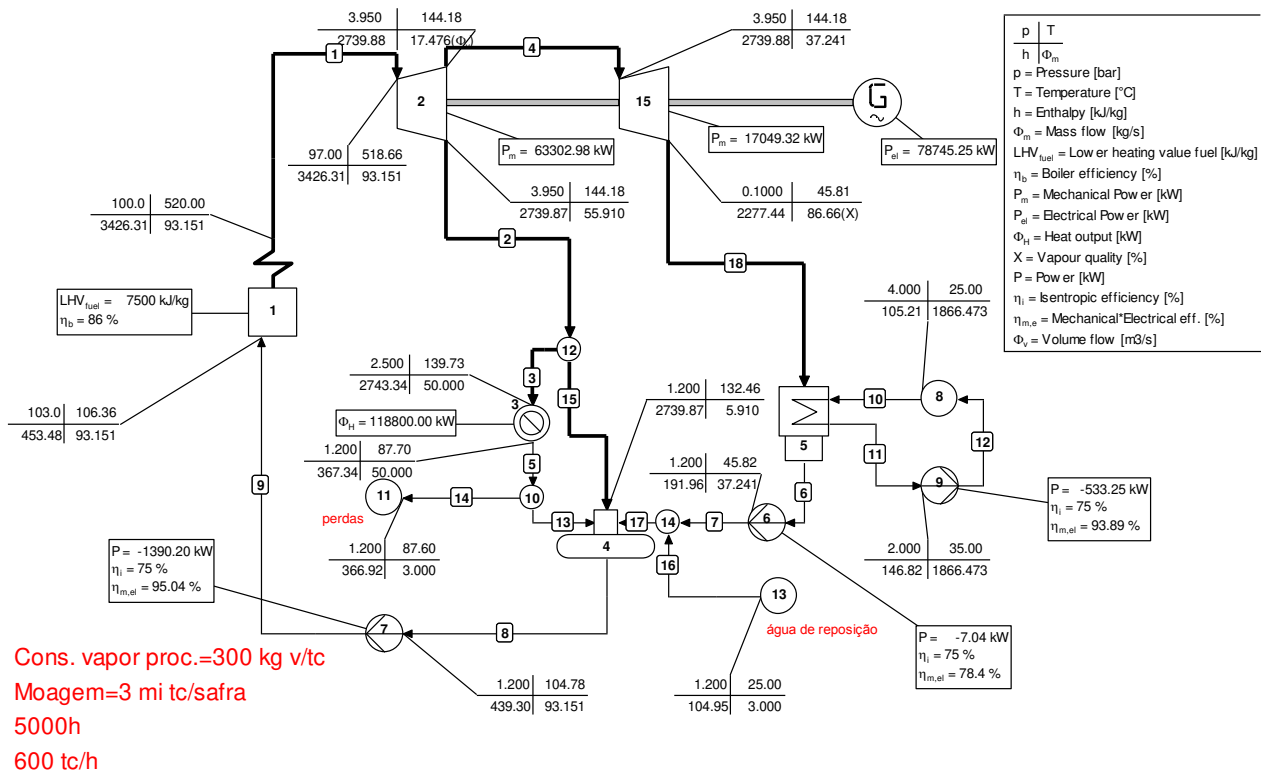
bu...base úmida

bs...base seca

## Anexo V Estudos de caso conforme simulação no *Cycle-Tempo*

**Tabela V.1. Fluxo de vapor e potência absorvida no processo**

Estudos de caso	Cev [kg v/tc]	mc [tc/h]	mvp [kg <sub>v</sub> /s]	$\Phi_H$ [kW]	Observações
CTC 3.1.1	300	600	50	118.800	$mvp = Cev * mc / 3600$
CTC 3.1.2	400	600	66,67	158.400	$\Phi_H = mvp * 2.376$
CTC 3.1.3	500	600	83,33	198.000	



**Figura V.1. Estudo de caso CTC 3.1.1, só bagaço, com 8% de reserva, 300 kg<sub>v</sub>/tc (processo)**

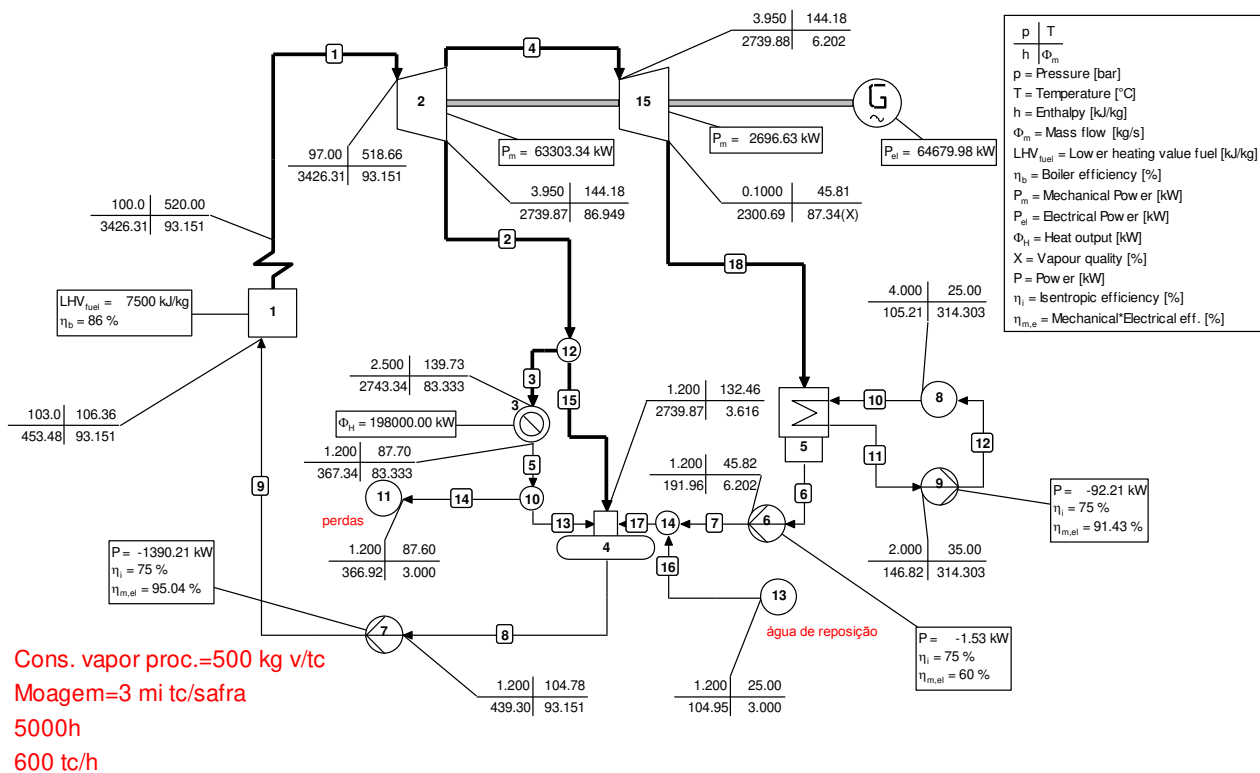
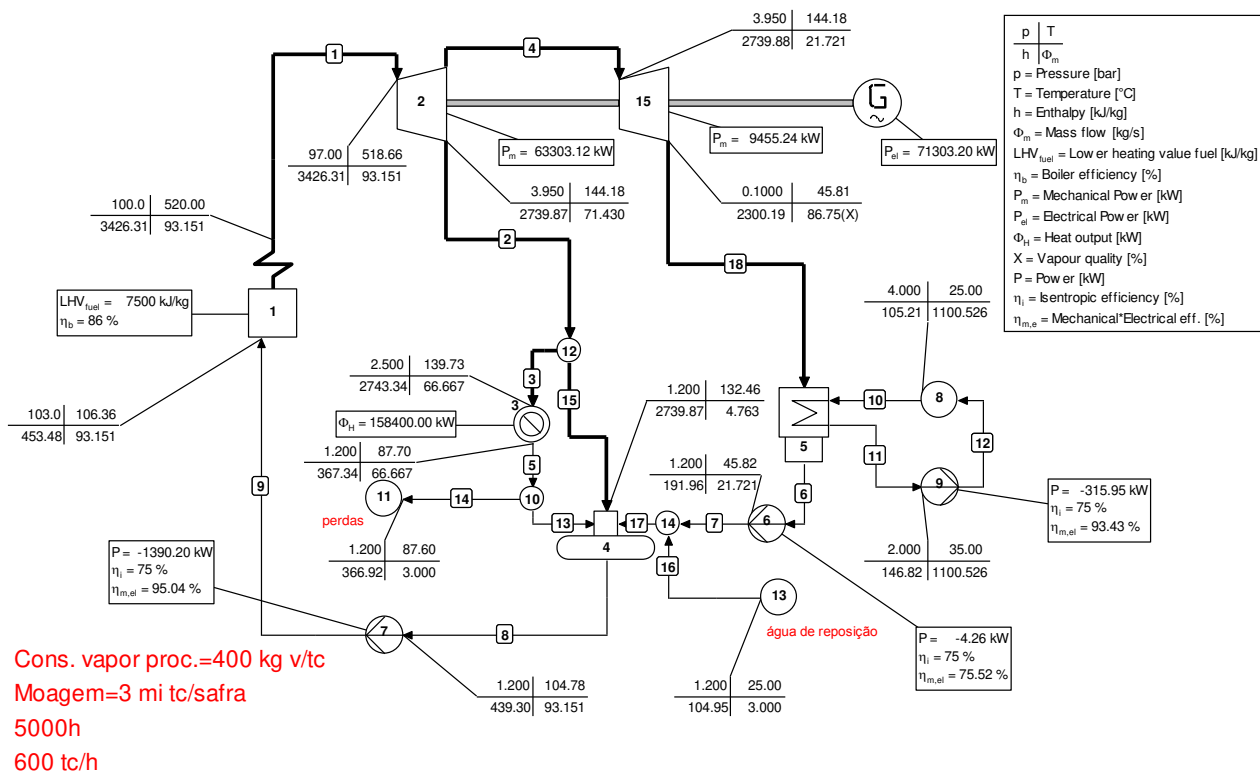




Tabela V.2. FBE para os estudos de caso CTC (3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3)

Designação	Unida de	Obs.	3.1.1 (MAX)	3.1.1 (MIN)	3.1.2 (MAX)	3.1.2 (MIN)	3.1.3 (MAX)	3.1.3 (MIN)
Moagem (mo)	tc/safra	tc=ton.cana	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Tempo de safra (ts)	h	tv=ton.vapor	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100	100	100	100	100	100
Temperatura	°C	saída caldeira	520	520	520	520	520	520
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	600	600	600	600	600	600
Fibra na cana	%	v...vapor	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade do bagaço	%	NA	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Fluxo de bagaço	kg b/s	b...bagaço	46,67	46,67	46,67	46,67	46,67	46,67
Reserva de bagaço	%	p...palha	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg b/s	NA	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93
PCI do bagaço	kJ/kg	poder cal. inf.	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Fluxo de palha (mp)	kg p/s	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
Fluxo de bagaço equivalente	kg b/s	mb+mp*1,73	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93	42,93
Eficiência da caldeira	%	NA	86,00	86,00	86,00	86,00	86,00	86,00
Fluxo de vapor produzido (m)	kg v/s	NA	93,15	93,15	93,15	93,15	93,15	93,15
Relação vapor/bagaço		Rvb	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a Vapor						
Fluxo de vapor entrada	kg v/s	NA	93,15	93,15	93,15	93,15	93,15	93,15
Pressão vapor entrada	bar	NA	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00
Temperatura vapor entrada	°C	NA	518,66	518,66	518,66	518,66	518,66	518,66
Pressão vapor saída	bar	NA	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95	3,95
Temperatura vapor saída	°C	NA	144,18	144,18	144,18	144,18	144,18	144,18
Entalpia entrada (he)	kJ/kg	NA	3.426,31	3.426,31	3.426,31	3.426,31	3.426,31	3.426,31
Entalpia saída (hs)	kJ/kg	NA	2.739,87	2.739,87	2.739,87	2.739,87	2.739,87	2.739,87
Eficiência termodinâmica	%	NA	87,87	87,87	87,87	87,87	87,87	87,87
Eficiência mecânica (em)	%	NA	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Consumo específico vapor	kg/kW h	3.600/(he-hs)	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	63.303,15	63.303,15	63.303,15	63.303,15	63.303,15	63.303,15
<b>T V - lado da condensação</b>								
Fluxo vapor turbina (mco)	kg v/s	NA	37,24	37,24	21,72	21,72	6,20	6,20
Pressão vapor condensação	bar	NA	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Temp. vapor condensação	°C	NA	45,81	45,81	45,81	45,81	45,81	45,81
Entalpia condens. (hc)	kJ/kg	NA	2.277,44	2.277,44	2.300,19	2.300,19	2.300,69	2.300,69

Designação	Unidade	Obs.	3.1.1 (MAX)	3.1.1 (MIN)	3.1.2 (MAX)	3.1.2 (MIN)	3.1.3 (MAX)	3.1.3 (MIN)
Eficiência termodinâmica	%	NA	83,68	83,68	79,56	79,56	79,47	79,47
Eficiência mecânica (em)	%	NA	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00	99,00
Título do vapor na cond.	%	NA	86,66	86,66	86,75	86,75	87,34	87,34
Cons. espec. de vapor na turb.	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	7,78	7,78	8,19	8,19	8,20	8,20
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	17.049,14	17.049,14	9.454,79	9.454,79	2.696,56	2.696,56
Processo								
Pot. cons. no processo (Pcp)	kW	NA	118.880	118.880	158.400	158.400	198.000	198.000
Consumo espec. vapor no proc.(Cev)	kg v/tc	300 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	300,20	300,20	400,00	400,00	500,00	500,00
Fluxo de vapor no processo	kg v/s	NA	50,00	50,00	66,67	66,67	83,33	83,33
Potência líquida (Pt)	kW	NA	76.814,80	76.814,80	69.592,80	69.592,80	63.196,00	63.196,00
Consumo específico de vapor(global)	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	4,37	4,37	4,82	4,82	5,31	5,31
Energia esp. consumida na UTE (Eeu)	kWh/tv	15 a 27 (seg. Lau)	15,00	27,00	15,00	27,00	15,00	27,00
Potência consumida na UTE (Pu)	kW	3,6*m*Eeu	5.030,15	9.054,28	5.030,15	9.054,28	5.030,15	9.054,28
Energia esp. cons. na usina (Eeeu)	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)	27,00	32,00	27,00	32,00	27,00	32,00
Potência consumida na usina (Peu)	kW	Eeeu*mc	16.200	19.200	16.200	19.200	16.200	19.200
Potência consumida total (Pc)	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	21.230,15	28.254,28	21.230,15	28.254,28	21.230,15	28.254,28
Energia elétrica específica cons. (Eeec)	kWh/tc	Pc/mc	35,38	47,09	35,38	47,09	35,38	47,09
Potência excedente (Pe)	kW	Pt-Pc	55.584,65	48.560,52	48.362,65	41.338,52	41.965,85	34.941,72
Energia elétrica específica excedente(Eeee)	kWh/tc	Pe/mc	92,64	80,93	80,60	68,90	69,94	58,24
Energia elétrica excedente(Eee)	MWh	(Pe*ts)/1.000	277.923,2	242.802,6	241.813,2	206.692,6	209.829,2	174.708,6
% da potência consumida em relação a total produzida	%	Eeec.100/(Eee c+Eeee)	27,64	36,78	30,51	40,60	33,59	44,71

NA...(não se aplica)

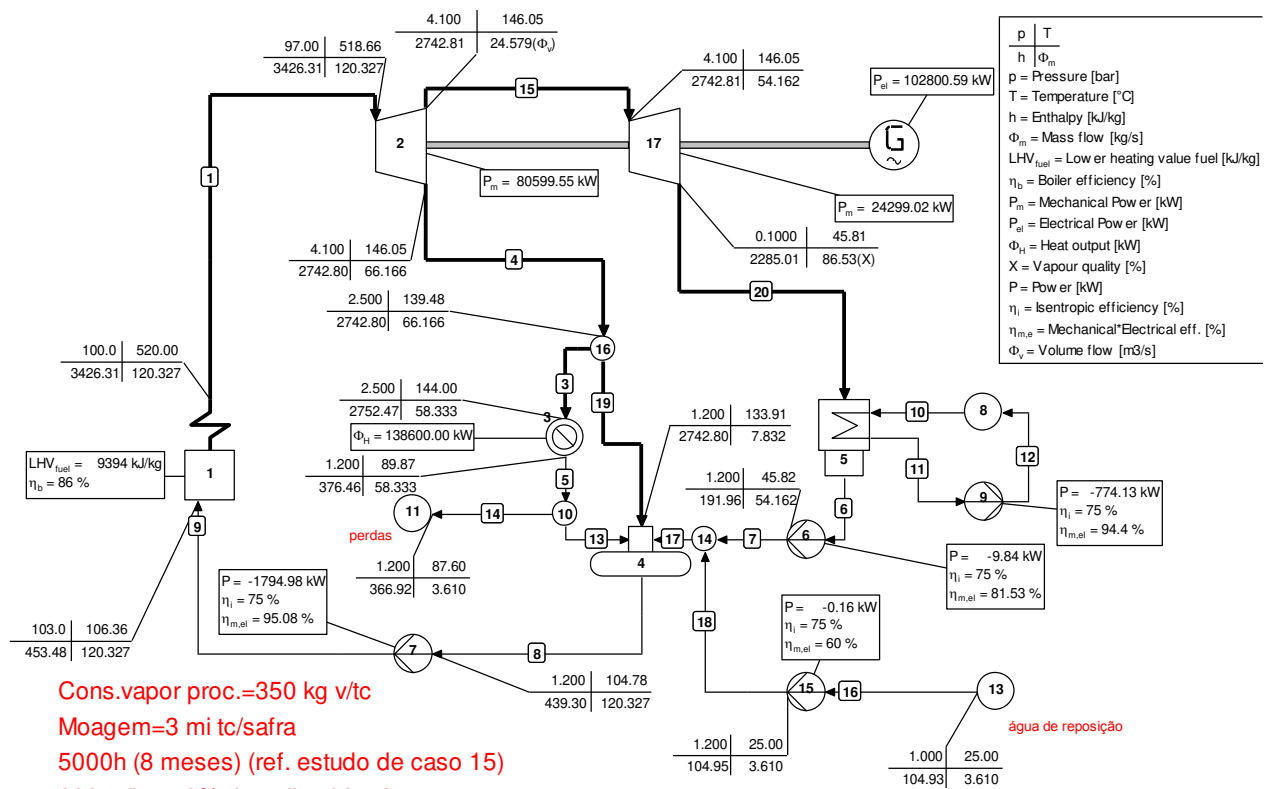


Figura V.4. Estudo de caso 17, safra, com bagaço (600.000 t), 50% de palha e biogás

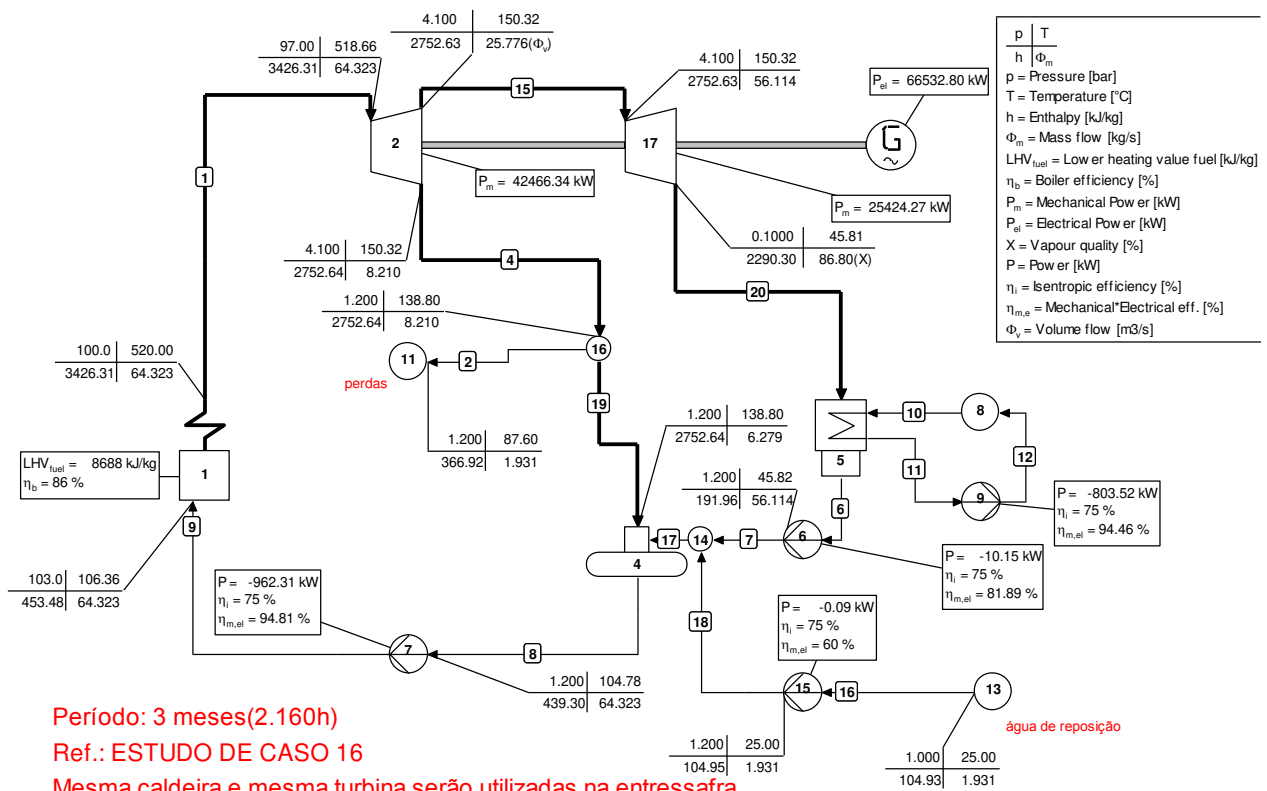


Figura V.5. Estudo de caso 18, entressafrá, com bagaço (156.000 t) e palha (43.000 t) armazenados

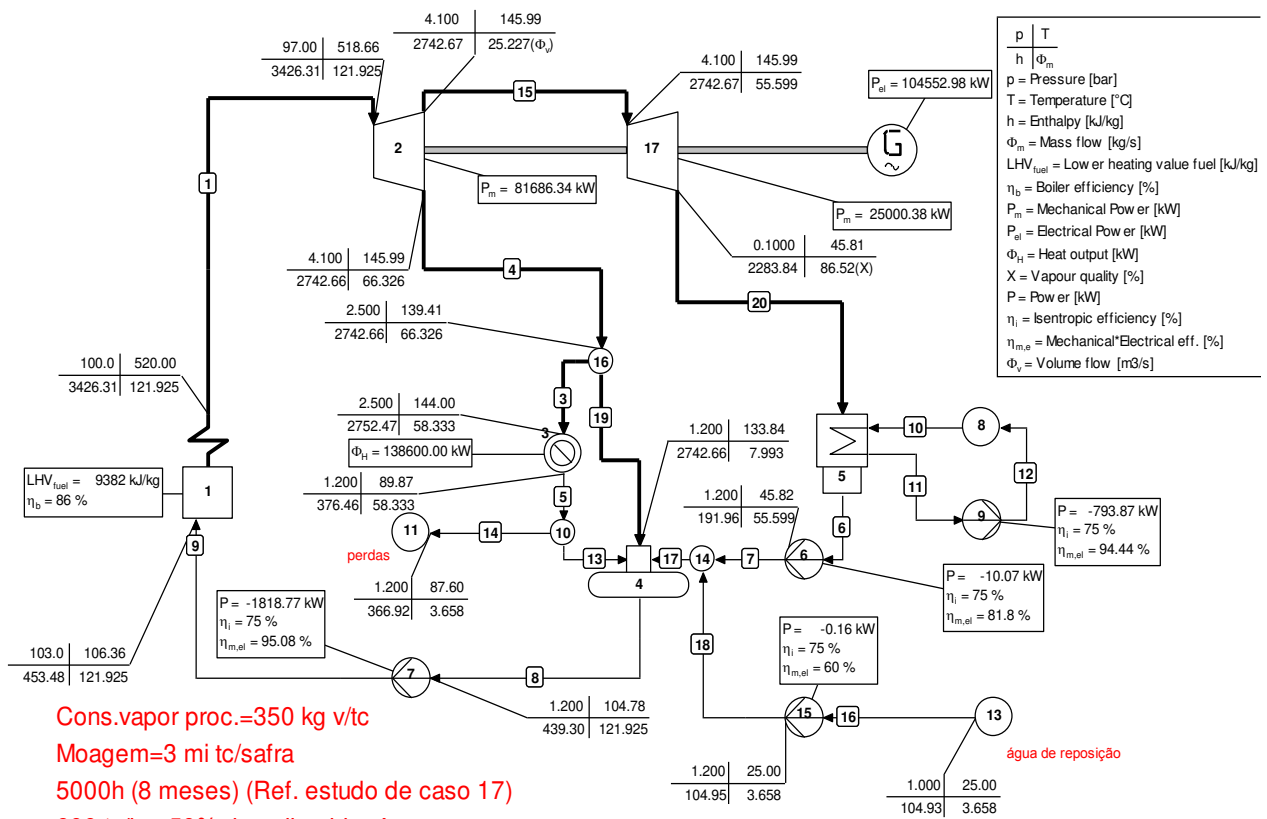
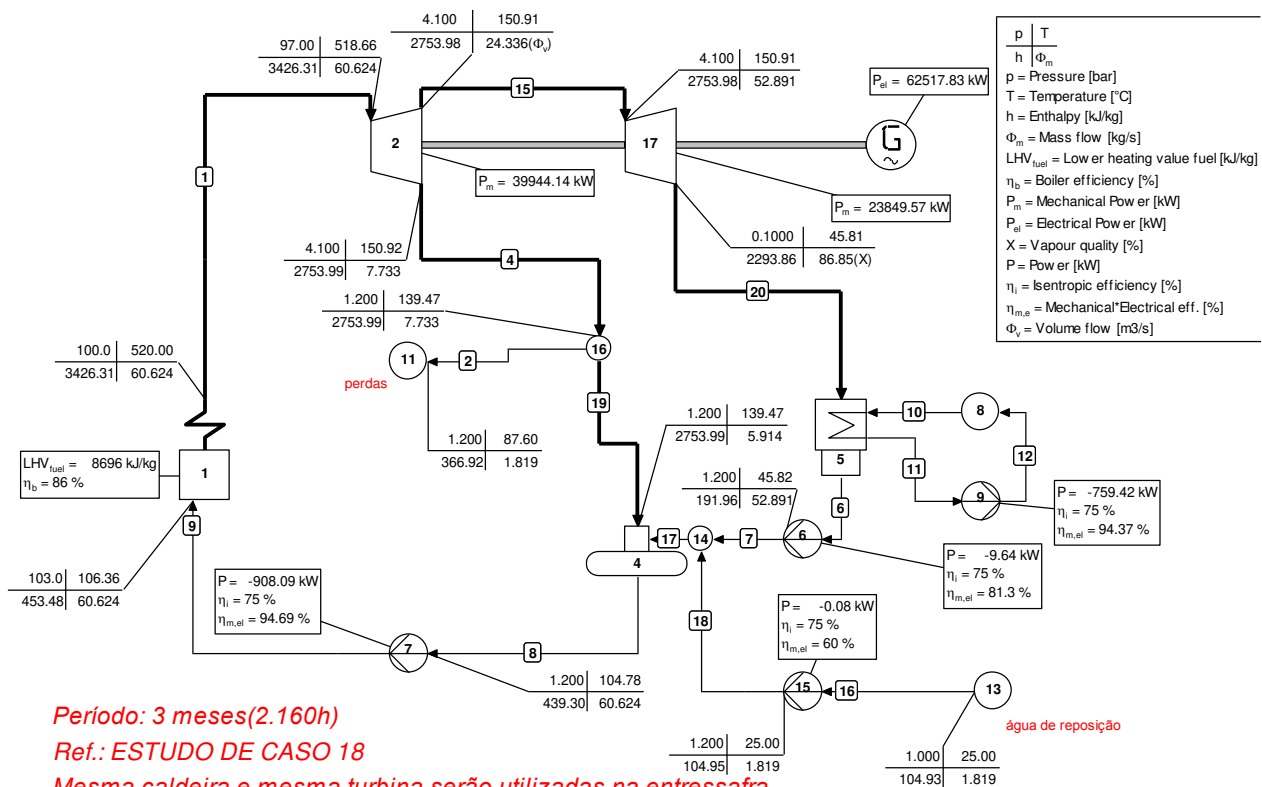


Figura V.6. Estudo de caso 19, safra, com bagaço (609.340 t), 50% de palha e biogás



Período: 3 meses(2.160h)

Ref.: ESTUDO DE CASO 18

Mesma caldeira e mesma turbina serão utilizadas na entressaфра.

Não haverá vapor consumido no processo; os demais equipamentos permanecem.

Consumo de bagaço:146.660 t .

Perdas de vapor/condensado:3%

Consumo de palha:40.740 t

Figura V.7. Estudo de caso 20, entressaфра, com bagaço (146.600 t) e palha (40.740 t) armazenados

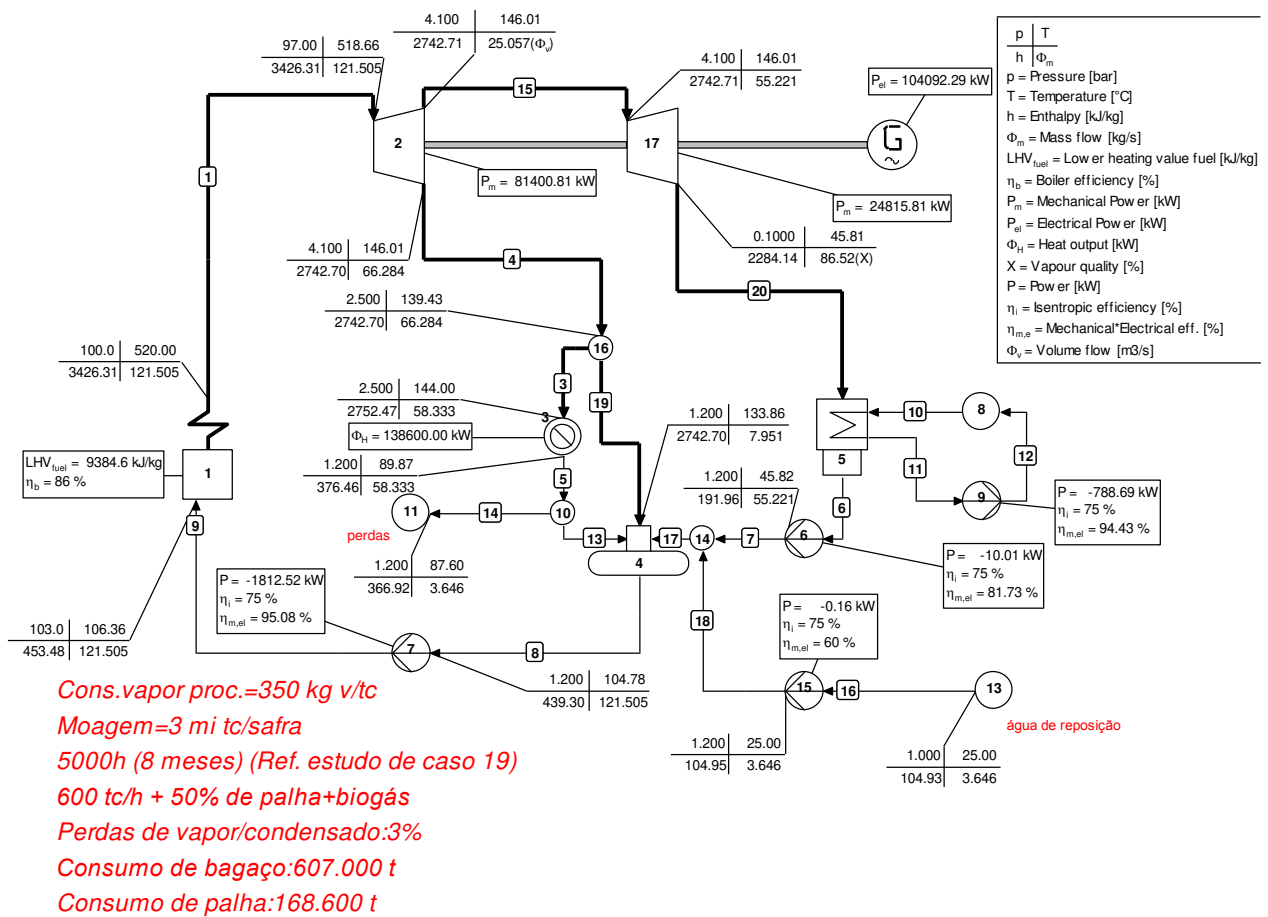


Figura V.8. Estudo de caso 21, safra, com bagaço (607.000 t), 50% de palha e biogás

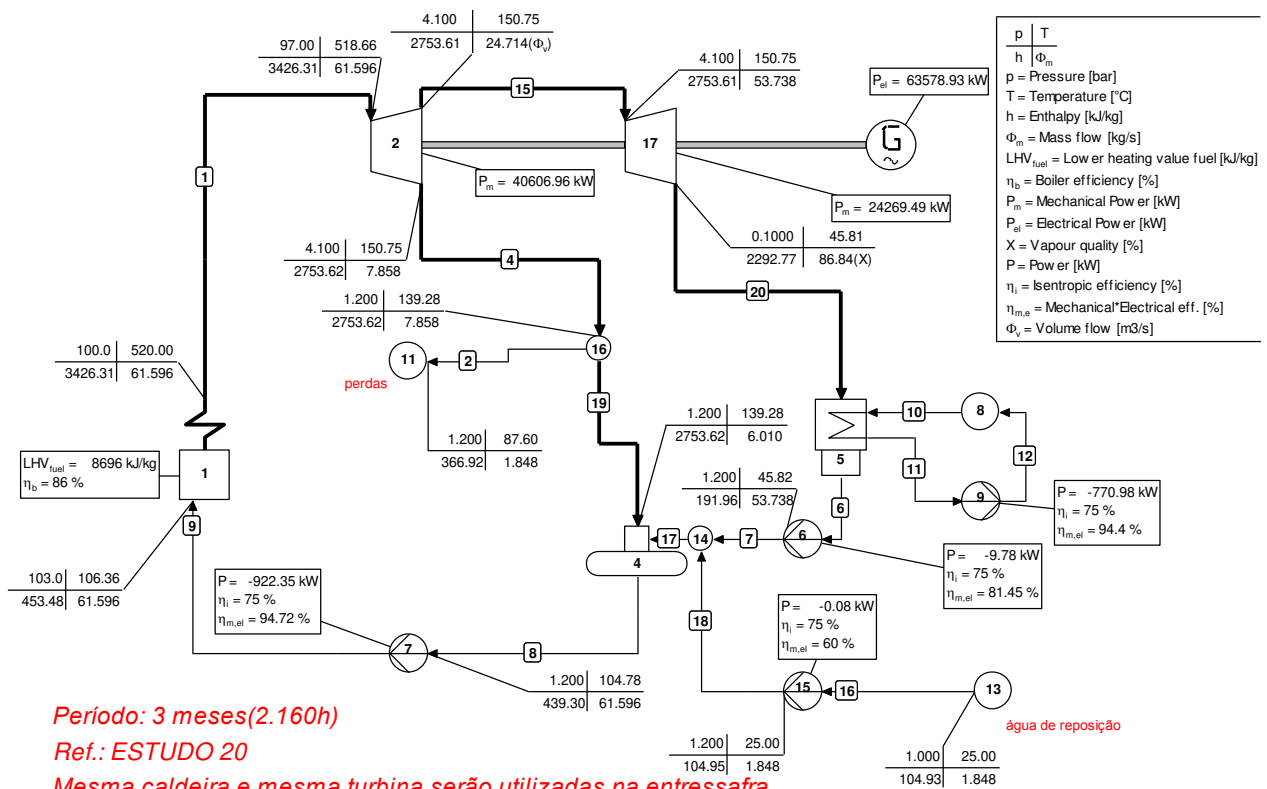


Figura V.9. Estudo de caso 22, entressafra, com bagaço (149.000 t) e palha (41.400 t) armazenados



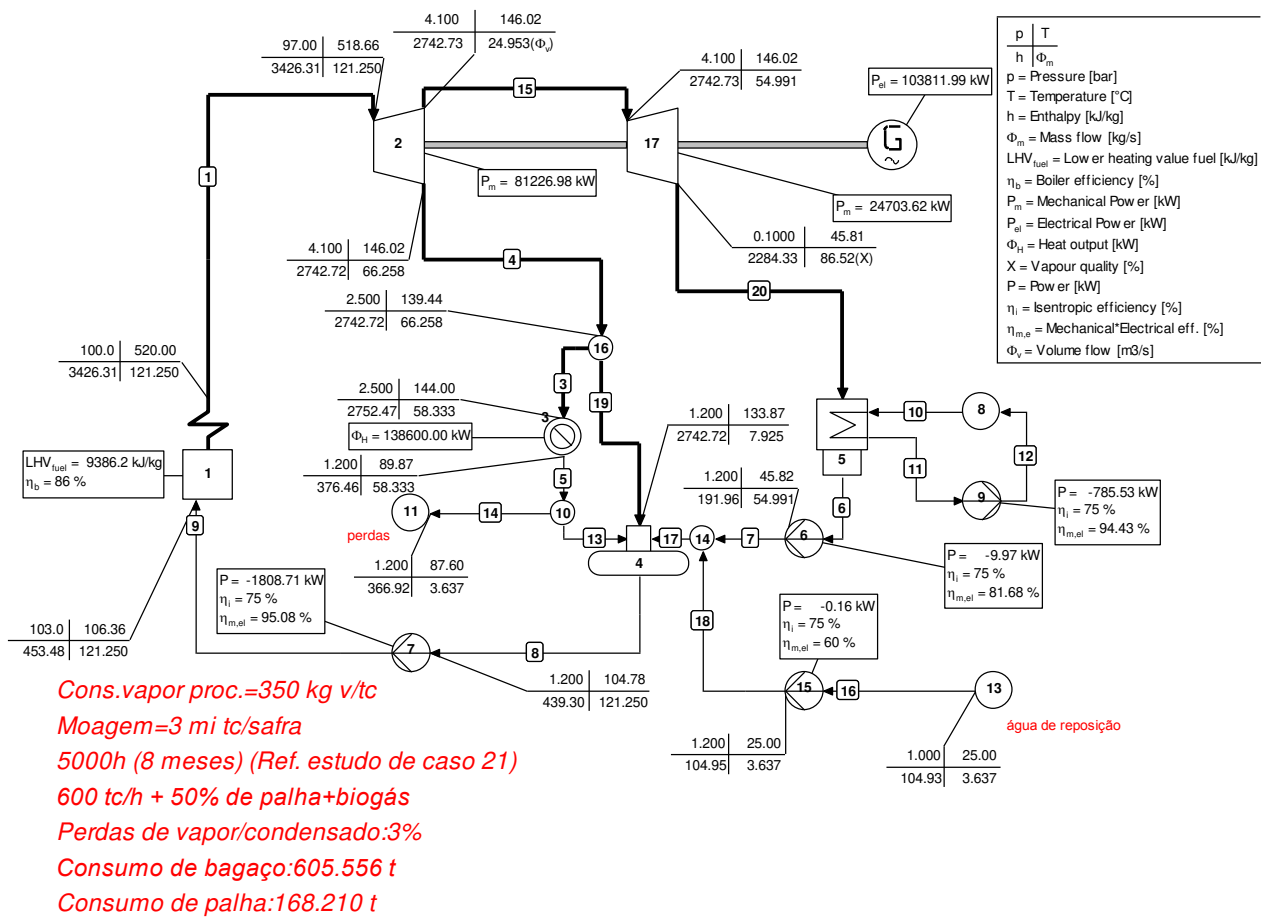


Figura V.10. Estudo de caso 23, safra, com bagaço (605.556 t), 50% de palha e biogás



## ANEXO VI FBE E FLUXOS DE CAIXA

**Tabela VI.1. FBE para os est. de caso CTC-2009-1, CTC-2009-2, CTC-2009-3, CTC-2009-4**

Designação	Unida-de	Obs.	CTC 2009-2	CTC 2009-3	CTC-2009-1 (máx)	CTC- 2009-1 (mín)	CTC 2009-4
Moagem (mo)	tc/safra	tc=ton.cana	3.000.000,00	3.000.000,00	3.000.000,00	3.000.000,00	3.000.000,00
Tempo de safra (ts)	h	tv=ton.vapor	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Temperatura	°C	saída caldeira	520,00	520,00	520,00	520,00	520,00
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Fibra na cana	%	v...vapor	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade do bagaço	%	NA	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Fluxo de bagaço	Kg <sub>b</sub> /s	b...bagaço	46,67	46,67	46,67	46,67	46,67
Reserva de bagaço	%	p...palha	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg <sub>b</sub> /s	NA	42,00	42,00	42,00	42,00	42,00
PCI do bagaço	kJ/kg	poder calorífico inferior	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Palha na cana	%	NA	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade da palha	%	NA	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Palha utilizada	%	NA	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Fluxo de palha (mp)	kg <sub>p</sub> /s	NA	11,67	11,67	11,67	11,67	11,67
PCI da palha	kJ/kg	NA	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
Fluxo de bagaço equivalente	kg <sub>b</sub> /s	mb+mp*1,73	62,19	62,19	62,18	62,18	62,19

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-2	CTC 2009-3	CTC-2009-1 (máx)	CTC- 2009-1 (mín)	CTC 2009-4
Eficiência da caldeira	%	NA	86,00	86,00	86,00	86,00	86,00
Fluxo de vapor produzido (m)	kg <sub>v</sub> /s	NA	148,12	148,12	135,00	135,00	148,12
Relação vapor/bagaço		Rvb	3,53	3,53	3,21	3,21	3,53
T V - lado da contra-pressão		Turbina a Vapor					
Fluxo de vapor entrada	kg <sub>v</sub> /s	NA	148,12	148,12	135,00	135,00	148,12
Pressão vapor entrada	bar	NA	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00
Temperatura vapor entrada	°C	NA	518,66	518,66	518,66	518,66	518,66
Pressão vapor saída	bar	NA	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Temperatura vapor saída	°C	NA	145,22	145,22	145,56	145,56	145,22
Entalpia entrada (he)	kJ/kg	NA	3.426,31	3.426,31	3.426,31	3.426,31	3.426,31
Entalpia saída (hs)	kJ/kg	NA	2.740,87	2.740,87	2.741,67	2.741,67	2.740,87
Eficiência termodinâmica	%	NA	88,49	88,49	88,39	88,39	88,49
Eficiência mecânica (em)	%	NA	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,25	5,25	5,26	5,26	5,25
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	99.494,14	99.494,14	90.579,21	90.579,21	99.494,14
T V - lado da condensação							
Fluxo vapor turbina (mco)	kg <sub>v</sub> /s	NA	55,97	71,43	44,16	44,16	79,16
Pressão vapor condensação	bar	NA	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Temperatura vapor condensação	°C	NA	45,81	45,81	45,81	45,81	45,81
Entalpia condensação (hc)	kJ/kg	NA	2.282,32	2.273,53	2.294,99	2.294,99	2.271,62

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-2	CTC 2009-2	CTC-2009-1 (máx)	CTC- 2009-1 (mín)	CTC 2009-4
Eficiência termodinâmica	%	NA	82,16	83,73	80,00	80,00	84,07
Eficiência mecânica (em)	%	NA	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Título do vapor na condensação	%	NA	86,47	86,45	86,51	86,51	86,45
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	7,85	7,70	8,06	8,06	7,67
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	25.151,29	32.714,00	19.331,32	19.331,32	36.402,45
Processo							
Potência consumida no processo (Pcp)	kW	NA	198.000,00	158.400,00	198.000,00	198.000,00	138.600,00
Consumo espec. vapor no proc.(Cev)	kg <sub>v</sub> /tc	350 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	500,00	400,00	500,00	500,00	350,00
Fluxo de vapor no processo	kg <sub>v</sub> /s	NA	83,33	66,67	83,33	83,33	58,33
Potência líquida (Pt)	kW	NA	119.135,30	126.333,32	105.054,20	105.054,20	129.839,05
Consumo específico de vapor(global)	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	4,48	4,22	4,63	4,63	4,11
Energia esp. consumida na UTE (Eeu)	kWh/tv	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	27,00	15,00	27,00	27,00
Potência consumida na UTE (Pu)	kW	3,6*m*Eeu	14.396,88	14.396,88	7.290,11	13.122,19	14.396,88
Energia esp. cons. na usina (Eeeu)	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)	32,00	32,00	27,00	32,00	32,00
Potência consumida na usina (Peu)	kW	Eeeu*mc	19.200,00	19.200,00	16.200,00	19.200,00	19.200,00
Energia esp.cons.na trituração da palha	kWh/t <sub>p</sub>	17,85(seg. Seebaluck)	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85
Potência cons.na trituração da palha (Ptp)	kW	17,85*3,6*m <sub>p</sub>	749,72	749,72	749,72	749,72	749,73

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-2	CTC 2009-3	CTC-2009-1 (máx)	CTC- 2009-1 (mín)	CTC 2009-4
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/t <sub>p</sub>	14,45(seg. Seebaluck)	14,45	14,45	14,45	14,45	14,45
Potência cons. na secagem da palha(Psp)	kW	14,45*3,6*mp	606,92	606,92	606,92	606,92	606,92
Energia esp. cons. na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Petersen Engenharia)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Potência cons. na limpeza a seco (Pls)	kW	0,5*mc	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
Energia esp. cons. na produção do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)	1,16	1,16	NA	NA	1,16
Potência cons. na prod. do biogás (Pbio)	kW	1,16*mc	696,00	696,00	NA	NA	696,00
Energia esp. cons. no picador eucalipto(euc)	kWh/t <sub>eu</sub>	6,0 (seg. ZL Equipamentos)	NA	NA	NA	NA	NA
Potência cons. no pic. de eucalipto (Peuc)	kW	6,0*fluxo euc(t euc/h)	NA	NA	NA	NA	NA
Potência consumida total (Pc)	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	35.949,51	35.949,51	25.146,75	33.978,83	35.949,51
Energia elétrica específica cons. (Eeec)	kWh/tc	Pc/mc	59,92	59,92	41,91	56,63	59,92
Potência excedente (Pe)	kW	Pt-Pc	83.185,79	90.383,81	79.907,45	71.075,37	93.889,54
Energia elétrica específica excedente(Eee e)	kWh/tc	Pe/mc	138,64	150,64	133,18	118,46	156,48
Energia elétrica excedente(Eee )	MWh	(Pe*ts)/1.000	415.928,93	451.919,03	399.537,27	355.376,83	469.447,68
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	Eeec.100/(Eeec+Eeee)	30,18	28,46	23,94	32,34	27,69

Obs.: para o caso CTC-2009-1 foram calculados os valores mínimo e máximo (conforme mostra a tabela VI.1); para os demais casos foram calculados os valores mínimos.

**Tabela VI.2. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-1, financiamento do BNDES**

CTC 2009-1 100 bar /520oC							BNDES	FLUXO DE CAIXA	
Final ano (n)	Eee[MWh]	Venda da eletricidade [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo específico da UTE [R\$/kW]	
1	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	2.210,00	
2	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
3	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
4	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
5	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
6	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
7	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
8	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
9	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
10	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
11	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
12	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
13	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
14	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
15	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
16	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
17	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
18	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
19	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		
20	355.377	144,20	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905		





**Tabela VI.3. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC – 2009-1, com recurso próprio (RP)**

CTC 2009-1 100bar/520oC						FLUXO DE CAIXA - RP-2		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. c UTE [R\$/kW]
1	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	2.210,00
2	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
3	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
4	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
5	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
6	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
7	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
8	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
9	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
10	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
11	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
12	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
13	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
14	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
15	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
16	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
17	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
18	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
19	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
20	355.377	144	51.245.363	10,50	3.731.459	12.180.000	35.333.905	
Potência elétrica gerada=107.712 kW; Custo total do equipamento=R\$ 238.043.896								
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço+50% palha								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								

[illegible]

**Tabela VI.4. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-1/BNDES**

Estudo da sens. para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC 2009 BNDES								
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t e palha a R\$ 40,00/t								
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha)/Eee =R\$90,08/MWh. Ver figura 4.4.2.								
(Inv.)	11.902.195	%		Inv.	O & M	Impostos	Palha	Bagaço
(O&M)	3.731.459	-20%		83,38	87,98	87,72	85,35	87,95
(Imposto)	4.199.431	-10%		86,73	89,03	88,90	87,72	89,02
(bagaço)	3.780.000	0%		90,08	90,08	90,08	90,08	90,08
(palha)	8.400.000	10%		93,43	91,13	91,26	92,45	91,15
Eee= 355.377 MWh		20%		96,78	92,18	92,45	94,81	92,21

**Tabela VI.5. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-2**

CTC 2009-2 100 bar/520oC						FLUXO DE CAIXA -BNDES		
Final ano	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual [R\$]	Custo O&M [R\$/MWh]	Custo anual O&M[R\$]	Custo anual comb.[R\$]	Lucro bruto [R\$]	Custo UTE [R\$/kW]
1	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	2.210,00
2	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
3	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
4	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
5	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
6	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
7	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
8	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
9	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
10	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
11	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
12	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
13	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
14	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
15	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
16	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
17	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
18	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
19	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
20	415.929	144	59.976.962	10,50	4.367.255	14.589.900	41.019.807	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=122.152 kW								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								

Venda da eletricidade=R\$ 144,20/MWh; depreciação em 20 anos							
TMA=12 %; TIR= 12,83%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 6.990.777							
	Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano ; CEE=R\$ 90,05/MWh						
	Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ;investimento total=R\$ 269.957.290						
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$ ]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
			80.987.187	188.970.103			(80.987.187)
13.497.865		23.148.838	23.148.838	188.970.103	4.373.105	1.093.276	16.777.693
13.497.865	18.897.010	23.148.838	42.045.848	170.073.093	4.373.105	1.093.276	(2.119.317)
13.497.865	18.897.010	20.833.954	39.730.964	151.176.083	6.687.989	1.671.997	(383.154)
13.497.865	18.897.010	18.519.070	37.416.080	132.279.072	9.002.873	2.250.718	1.353.009
13.497.865	18.897.010	16.204.186	35.101.197	113.382.062	11.317.756	2.829.439	3.089.172
13.497.865	18.897.010	13.889.303	32.786.313	94.485.052	13.632.640	3.408.160	4.825.334
13.497.865	18.897.010	11.574.419	30.471.429	75.588.041	15.947.524	3.986.881	6.561.497
13.497.865	18.897.010	9.259.535	28.156.545	56.691.031	18.262.408	4.565.602	8.297.660
13.497.865	18.897.010	6.944.651	25.841.662	37.794.021	20.577.291	5.144.323	10.033.823
13.497.865	18.897.010	4.629.768	23.526.778	18.897.010	22.892.175	5.723.044	11.769.986
13.497.865	18.897.010	2.314.884	21.211.894	0	25.207.059	6.301.765	13.506.148
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
13.497.865	0	0	0	0	27.521.943	6.880.486	34.139.322
						4.999.643	12,83%
							12,00%
							6.990.777

**Tabela VI.6. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-2/BNDES**

Estudo da sens. para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC 2009-2 BNDES (Ver figura 4.5.2.) Eee=415.929 MWh CEE=R\$ 90,05/MWh							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 40,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
<b>Custos [R\$] (Inv.)13.497.865</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>(O&amp;M)4.367.255</b>	<b>-20%</b>	88,89	83,56	87,95	87,65	86,01	88,23
<b>(Imp.)4.999.643</b>	<b>-10%</b>	89,47	86,81	89,00	88,85	88,03	89,14
<b>(bag.)3.780.000</b>	<b>0%</b>	90,05	90,05	90,05	90,05	90,05	90,05
<b>(palha)8.400.000</b>	<b>10%</b>	90,63	93,30	91,10	91,25	92,07	90,96
<b>(biogás)2.409.900</b>	<b>20%</b>	91,21	96,54	92,15	92,45	94,09	91,87

**Tabela VI.7. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-3**

CTC 2009-3 100 bar/520oC						FLUXO DE CAIXA -BNDES		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE[R\$/kW]
-								
1	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	2.210,00
2	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
3	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
4	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
5	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
6	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
7	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
8	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
9	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
10	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
11	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
12	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
13	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
14	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
15	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
16	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
17	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
18	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
19	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	

20	451.919	144	65.166.720	10,50	4.745.150	14.589.900	45.831.670	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=129.564 kW ; CEE=R\$ 87,48/MWh								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 14,31%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 20.427.975								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);TJLP=6,25%/ano								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 286.337.589								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$ ]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]	
0	0	0	85.901.277	200.436.312	0	0	(85.901.277)	
14.316.879	0	24.553.448	24.553.448	200.436.312	6.961.343	1.740.336	19.537.886	
14.316.879	20.043.631	24.553.448	44.597.080	180.392.681	6.961.343	1.740.336	(505.745)	
14.316.879	20.043.631	22.098.103	42.141.735	160.349.050	9.416.687	2.354.172	1.335.764	
14.316.879	20.043.631	19.642.759	39.686.390	140.305.419	11.872.032	2.968.008	3.177.272	
14.316.879	20.043.631	17.187.414	37.231.045	120.261.787	14.327.377	3.581.844	5.018.781	
14.316.879	20.043.631	14.732.069	34.775.700	100.218.156	16.782.722	4.195.680	6.860.290	
14.316.879	20.043.631	12.276.724	32.320.355	80.174.525	19.238.067	4.809.517	8.701.798	
14.316.879	20.043.631	9.821.379	29.865.011	60.130.894	21.693.412	5.423.353	10.543.307	
14.316.879	20.043.631	7.366.034	27.409.666	40.087.262	24.148.756	6.037.189	12.384.815	
14.316.879	20.043.631	4.910.690	24.954.321	20.043.631	26.604.101	6.651.025	14.226.324	
14.316.879	20.043.631	2.455.345	22.498.976	0	29.059.446	7.264.862	16.067.833	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
14.316.879	0	0	0	0	31.514.791	7.878.698	37.952.973	
						5.883.730	14,31%	
							12,00%	
							20.427.975	

**Tabela VI.8. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-3/BNDES**

Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC 2009-3/ BNDES (Ver figura 4.6.2) Eee=451.919 MWh CEE=R\$ 87,48/MWh							
Bagaço com custo de R\$5,00/t, palha a R\$ 40,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
<b>Custos [R\$] (Inv.)14.316.879</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>(O&amp;M)4.745.150</b>	<b>-20%</b>	86,42	81,15	85,38	84,88	83,77	85,81
<b>(Imp.)5.883.730</b>	<b>-10%</b>	86,95	84,32	86,43	86,18	85,63	86,65
<b>(bag.)3.780.000</b>	<b>0%</b>	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48	87,48
<b>(palha)8.400.000</b>	<b>10%</b>	88,02	90,65	88,53	88,79	89,34	88,32
<b>(biogás)2.409.900</b>	<b>20%</b>	88,55	93,82	89,58	90,09	91,20	89,16

**Tabela VI.9. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-4**

CTC 2009-4 100 bar/520oC				FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	2.210,00
2	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
3	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
4	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
5	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
6	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
7	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
8	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
9	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
10	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
11	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
12	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
13	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	

14	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
15	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
16	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
17	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
18	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
19	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
20	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=133.178 kW								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 14,98%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 26.964.928								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano ; CEE=R\$ 86,38/MWh								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 294.324.927								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]	
			88.297.478	206.027.449			(88.297.478)	
14.716.246	0	25.238.362	25.238.362	206.027.449	8.220.689	2.055.172	20.881.763	
14.716.246	20.602.745	25.238.362	45.841.107	185.424.704	8.220.689	2.055.172	279.018	
14.716.246	20.602.745	22.714.526	43.317.271	164.821.959	10.744.525	2.686.131	2.171.895	
14.716.246	20.602.745	20.190.690	40.793.435	144.219.214	13.268.361	3.317.090	4.064.772	
14.716.246	20.602.745	17.666.854	38.269.599	123.616.469	15.792.198	3.948.049	5.957.650	
14.716.246	20.602.745	15.143.017	35.745.762	103.013.724	18.316.034	4.579.008	7.850.527	
14.716.246	20.602.745	12.619.181	33.221.926	82.410.980	20.839.870	5.209.968	9.743.404	
14.716.246	20.602.745	10.095.345	30.698.090	61.808.235	23.363.706	5.840.927	11.636.281	
14.716.246	20.602.745	7.571.509	28.174.254	41.205.490	25.887.543	6.471.886	13.529.158	
14.716.246	20.602.745	5.047.672	25.650.417	20.602.745	28.411.379	7.102.845	15.422.036	
14.716.246	20.602.745	2.523.836	23.126.581	0	30.935.215	7.733.804	17.314.913	
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051		39.810.535	



						8.364.763	
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
						6.314.146	14,98%
							12,00%
							26.964.928

**Tabela VI.10. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-4/BNDES**

Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade (CEE) – Fluxo de caixa CTC 2009-4							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t; palha a R\$ 40,00/t; biogás a R\$ 80,33/t (Ver figura 4.7.2.)							
CEE=(inv+O&M+impostos+bagaço+palha+biogás)/Eee; Eee=469.448 MWh; CEE=R\$ 86,38/MWh							
<b>14.716.246</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>4.929.204</b>	<b>-20%</b>	85,35	80,11	84,28	83,69	82,80	84,77
<b>6.314.146</b>	<b>-10%</b>	85,86	83,24	85,33	85,03	84,59	85,57
<b>3.780.000</b>	<b>0%</b>	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38	86,38
<b>8.400.000</b>	<b>10%</b>	86,89	89,51	87,43	87,72	88,17	87,18
<b>2.409.900,00</b>	<b>20%</b>	87,40	92,65	88,48	89,07	89,96	87,99

**Tabela VI.11. FBE para os estudos de caso CTC-2009-5, CTC-2009-6, CTC-2009-7, 15 e 23**

<b>Designação</b>	<b>Unida-de</b>	<b>Obs.</b>	<b>CTC-2009-5</b>	<b>CTC-2009-6</b>	<b>CTC-2009-7</b>	<b>ESTUDO 15</b>	<b>ESTUDO 23</b>
Moagem (mo)	tc/safra	NA	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Tempo de safra (ts)	h	NA	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00	5.000,00

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-5	CTC 2009-6	CTC-2009-7	ESTUDO 15	ESTUDO 23
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Temperatura	°C	saída caldeira	491,94	491,94	491,94	520,00	520,00
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	600,00	600,00	600,00	600,00	600,00
Fibra na cana	%	NA	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade do bagaço	%	NA	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Fluxo de bagaço	kg <sub>b</sub> /s	NA	46,67	46,67	46,67	33,94	37,38
Reserva de bagaço	%	NA	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg <sub>b</sub> /s	NA	42,00	42,00	42,00	30,55	33,64
PCI do bagaço	kJ/kg	NA	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00	7.500,00
Palha na cana	%	NA	14,00	14,00	14,00	14,00	14,00
Umidade da palha	%	NA	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Palha utilizada	%	NA	50,00	50,00	50,00	36,36	40,05
Fluxo de palha (mp)	kg <sub>p</sub> /s	NA	11,67	11,67	11,67	8,50	9,35
PCI da palha	kJ/kg	NA	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00	13.000,00
Fluxo de bagaço equivalente	kg <sub>b</sub> /s	mb+mp*1,73	62,19	62,19	62,19	45,25	49,81
Eficiência da caldeira	%	NA	86,00	86,00	86,00	86,00	86,00
Fluxo de vapor produzido (m)	kg <sub>v</sub> /s	NA	151,80	151,80	151,80	111,38	121,25
Relação vapor/bagaço		Rvb	3,61	3,61	3,61	3,65	3,60
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a Vapor					

<b>Designação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Obs.</b>	<b>CTC 2009-5</b>	<b>CTC 2009-6</b>	<b>CTC-2009-7</b>	<b>ESTUDO 15</b>	<b>ESTUDO 23</b>
Fluxo de vapor entrada	kg <sub>v</sub> /s	NA	151,80	151,80	151,80	111,38	121,25
Pressão vapor entrada	bar	NA	97,00	97,00	97,00	97,00	97,00
Temperatura vapor entrada	°C	NA	490,46	490,46	490,46	518,66	518,66
Pressão vapor saída	bar	NA	4,10	4,10	4,10	4,10	4,10
Temperatura vapor saída	°C	NA	144,50	144,50	144,50	146,42	146,02
Entalpia entrada ( <b>he</b> )	kJ/kg	NA	3.354,16	3.354,16	3.354,16	3.426,31	3.426,31
Entalpia saída ( <b>hs</b> )	kJ/kg	NA	2.698,48	2.698,48	2.698,48	2.743,66	2.742,72
Eficiência termodinâmica	%	NA	88,47	88,47	88,47	88,13	88,26
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%	NA	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,49	5,49	5,49	5,27	5,27
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	97.541,58	97.541,58	97.541,58	74.510,21	81.227,58
T V - lado da condensação							
Fluxo vapor turbina ( <b>mco</b> )	kg <sub>v</sub> /s	NA	59,13	74,57	82,29	46,11	54,99
Pressão vapor condensação	bar	NA	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10
Temperatura vapor condensação	°C	NA	45,81	45,81	45,81	45,81	45,81
Entalpia condensação ( <b>hc</b> )	kJ/kg	NA	2.250,74	2.243,22	2.241,79	2.293,63	2.284,33
Eficiência termodinâmica	%	NA	81,69	83,06	83,32	80,54	82,06
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%	NA	98,00	98,00	98,00	98,00	98,00
Título do vapor na condensação	%	NA	85,23	85,22	85,21	86,57	86,52

<b>Designação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Obs.</b>	<b>CTC 2009-5</b>	<b>CTC 2009-6</b>	<b>CTC-2009-7</b>	<b>ESTUDO 15</b>	<b>ESTUDO 23</b>
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	8,04	7,91	7,88	8,00	7,85
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	25.944,49	33.268,87	36.828,50	20.335,42	24.703,18
<b>Processo</b>							
Potência consumida no processo (Pcp)	kW	NA	198.000	158.400	138.600	138.600	138.600
Consumo espec. vapor no proc.(Cev)	kg <sub>v</sub> /tc	350 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	500,00	400,00	350,00	350,00	350,00
Fluxo de vapor no processo	kg <sub>v</sub> /s	NA	83,33	66,67	58,33	58,33	58,33
Potência líquida (Pt)	kW	NA	117.912,11	124.879,62	128.260,05	90.615,43	101.207,61
Consumo específico de vapor(global)	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	4,63	4,38	4,26	4,42	4,31
Energia esp. consumida na UTE (Eeu)	kWh/t <sub>v</sub>	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	27,00	27,00	27,00	27,00
Potência consumida na UTE (Pu)	kW	3,6*m*Eeu	14.754,96	14.754,96	14.754,96	10.825,75	11.785,50
Energia esp. cons. na usina (Eeeu)	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)	32,00	32,00	32,00	32,00	32,00
Potência consumida na usina (Peu)	kW	Eeeu*mc	19.200,00	19.200,00	19.200,00	19.200,00	19.200,00
Energia esp.cons.na trituração da palha	kWh/t <sub>p</sub>	17,85(seg. Seebaluck)	17,85	17,85	17,85	17,85	17,85
Potência cons.na trituração da palha (Ptp)	kW	17,85*3,6*m <sub>p</sub>	749,72	749,72	749,72	546,21	600,51
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/t <sub>p</sub>	14,45(seg. Seebaluck)	0	0	0	14,45	14,45
Pot. cons. na secagem da palha(Psp)	kW	14,45*3,6*m <sub>p</sub>	NA	NA	NA	442,17	486,13

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-5	CTC 2009-6	CTC-2009-7	ESTUDO 15	ESTUDO 23
Energia esp. cons.na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Petersen Engenharia)	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
Potência cons.na limpeza a seco (Pls)	kW	0,5*mc	300,00	300,00	300,00	300,00	300,00
Energia esp.cons.na produção do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Potência cons. na prod. do biogás (Pbio)	kW	1,16*mc	696,00	696,00	696,00	696,00	696,00
Potência consumida total (Pc)	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	35.700,68	35.700,68	35.700,68	32.010,13	33.068,14
Energia elétrica específica cons. (Eeec)	kWh/tc	Pc/mc	59,50	59,50	59,50	53,35	55,11
Potência excedente (Pe)	kW	Pt-Pc	82.211,43	89.178,94	92.559,37	58.605,30	68.139,47
Energia elétrica específica excedente(Ee ee)	kWh/tc	Pe/mc	137,02	148,63	154,27	97,68	113,57
Energia elétrica excedente(Ee e)	MWh	(Pe*ts)/1.000	411.057,14	445.894,69	462.796,84	293.026,51	340.697,37
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	Eeec.100/(Ee ec+Eeee)	30,28	28,59	27,83	35,33	32,67

**Tabela VI.12. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-5**

100 bar/492 °C("derated")				FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	2.342,60

2	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
3	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;  
bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros

Imposto=taxa\*lucro tributável ; taxa= 25%

FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto

Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos

TMA=12 %; TIR= 12,71%;VP=FCAI/(1+TMA)<sup>n</sup>; VPL=Σ Vpi=R\$ 6.287.260

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);  
TJLP=6,25%/ano

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 283.493.159

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
			85.047.948	198.445.211			(85.047.948)
14.174.658	0	24.309.538	24.309.538	198.445.211	4.404.225	1.101.056	17.477.826

14.174.658	19.844.521	24.309.538	44.154.060	178.600.690	4.404.225	1.101.056	(2.366.695)
14.174.658	19.844.521	21.878.585	41.723.106	158.756.169	6.835.178	1.708.795	(543.479)
14.174.658	19.844.521	19.447.631	39.292.152	138.911.648	9.266.132	2.316.533	1.279.736
14.174.658	19.844.521	17.016.677	36.861.198	119.067.127	11.697.086	2.924.272	3.102.951
14.174.658	19.844.521	14.585.723	34.430.244	99.222.606	14.128.040	3.532.010	4.926.167
14.174.658	19.844.521	12.154.769	31.999.290	79.378.085	16.558.994	4.139.748	6.749.382
14.174.658	19.844.521	9.723.815	29.568.337	59.533.563	18.989.948	4.747.487	8.572.598
14.174.658	19.844.521	7.292.862	27.137.383	39.689.042	21.420.901	5.355.225	10.395.813
14.174.658	19.844.521	4.861.908	24.706.429	19.844.521	23.851.855	5.962.964	12.219.028
14.174.658	19.844.521	2.430.954	22.275.475	0	26.282.809	6.570.702	14.042.244
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
						5.203.291	12,71%
							12,00%
							6.287.260

**Tabela VI.13. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-5/BNDES**

Estudo da sens. para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC-2009-5/BNDES ; Eee=411.057 MWh ; CEE=R\$87,00/MWh; ver figura 4.8.2.							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 28,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
<b>(Inv.)14.174.658</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>(O&amp;M)4.316.099</b>	<b>-20%</b>	85,83	80,11	84,90	84,47	84,14	85,17
<b>(Imp.)5.203.241</b>	<b>-10%</b>	86,42	83,56	85,95	85,74	85,57	86,09
<b>(bag.)3.780.000</b>	<b>0%</b>	87,00	87,00	87,00	87,00	87,00	87,00
<b>(palha)5.880.000</b>	<b>10%</b>	87,59	90,45	88,05	88,27	88,44	87,92
<b>(biogás)2.409.900</b>	<b>20%</b>	88,18	93,90	89,10	89,54	89,87	88,84

**Tabela VI.14. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-6**

100 bar/492oC ("derated")				FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	2.342,60
2	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
3	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
4	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
5	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
6	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
7	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
8	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
9	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
10	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
11	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
12	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
13	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
14	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
15	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	



16	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
17	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
18	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
19	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
20	445.895	144	64.298.059	10,50	4.681.898	12.069.900	47.546.262	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=128.194 kW								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 13,99%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$18.502.531								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);TJLP=6,25%/ano								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 300.308.529								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]	
0	0	0	90.092.559	210.215.971	0	0	(90.092.559)	
15.015.426	0	25.751.456	25.751.456	210.215.971	6.779.379	1.694.845	20.099.960	
15.015.426	21.021.597	25.751.456	46.773.053	189.194.374	6.779.379	1.694.845	(921.637)	
15.015.426	21.021.597	23.176.311	44.197.908	168.172.776	9.354.524	2.338.631	1.009.723	
15.015.426	21.021.597	20.601.165	41.622.762	147.151.179	11.929.670	2.982.417	2.941.082	
15.015.426	21.021.597	18.026.019	39.047.617	126.129.582	14.504.816	3.626.204	4.872.441	
15.015.426	21.021.597	15.450.874	36.472.471	105.107.985	17.079.961	4.269.990	6.803.800	
15.015.426	21.021.597	12.875.728	33.897.325	84.086.388	19.655.107	4.913.777	8.735.160	
15.015.426	21.021.597	10.300.583	31.322.180	63.064.791	22.230.252	5.557.563	10.666.519	
15.015.426	21.021.597	7.725.437	28.747.034	42.043.194	24.805.398	6.201.350	12.597.878	
15.015.426	21.021.597	5.150.291	26.171.888	21.021.597	27.380.544	6.845.136	14.529.237	
15.015.426	21.021.597	2.575.146	23.596.743	0	29.955.689	7.488.922	16.460.596	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
15.015.426	0	0	0	0	32.530.835	8.132.709	39.413.553	
						6.040.403	13,99%	
							12,00%	
							18.502.531	

**Tabela VI.15. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-6/BNDES**

Estudo da sens. para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC-2009-6/BNDES							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 28,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee; Eee=445.895 MWh ; CEE=R\$ 84,79/MWh							
15.015.426	%	biogás	Inv.	O & M	Impostos	Palha	Bagaço
4.681.898	-20%	83,71	78,06	82,69	82,08	82,15	83,09
6.040.403	-10%	84,25	81,42	83,74	83,44	83,47	83,94
3.780.000	0%	84,79	84,79	84,79	84,79	84,79	84,79
5.880.000	10%	85,33	88,16	85,84	86,15	86,11	85,64
2.409.900	20%	85,87	91,53	86,89	87,50	87,43	86,49

(Ver figura 4.9.2)

**Tabela VI.16. Fluxo de caixa para o estudo de caso CTC-2009-7**

100 bar/492oC ("derated")				FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	2.342,60
2	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
3	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
4	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
5	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
6	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
7	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
8	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
9	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
10	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
11	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
12	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
13	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	

14	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
15	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
16	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
17	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
18	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
19	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	
20	462.797	144	66.735.327	10,50	4.859.369	12.069.900	49.806.059	

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;  
bagaço +50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=131.682 kW ; CEE=R\$ 83,84/MWh

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros

Imposto=taxa\*lucro tributável ; taxa= 25%

FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto

Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos

TMA=12 %; TIR= 14,57%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 24.418.366

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);TJLP=6,25%/ano

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 308.479.425

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]
			92.543.827	215.935.597	0	0	(92.543.827)
15.423.971	0	26.452.111	26.452.111	215.935.597	7.929.977	1.982.494	21.371.454
15.423.971	21.593.560	26.452.111	48.045.670	194.342.037	7.929.977	1.982.494	(222.106)
15.423.971	21.593.560	23.806.900	45.400.459	172.748.478	10.575.188	2.643.797	1.761.803
15.423.971	21.593.560	21.161.689	42.755.248	151.154.918	13.220.399	3.305.100	3.745.711
15.423.971	21.593.560	18.516.477	40.110.037	129.561.358	15.865.610	3.966.403	5.729.619
15.423.971	21.593.560	15.871.266	37.464.826	107.967.799	18.510.821	4.627.705	7.713.527
15.423.971	21.593.560	13.226.055	34.819.615	86.374.239	21.156.032	5.289.008	9.697.436
15.423.971	21.593.560	10.580.844	32.174.404	64.780.679	23.801.243	5.950.311	11.681.344
15.423.971	21.593.560	7.935.633	29.529.193	43.187.119	26.446.454	6.611.614	13.665.252
15.423.971	21.593.560	5.290.422	26.883.982	21.593.560	29.091.666	7.272.916	15.649.161
15.423.971	21.593.560	2.645.211	24.238.771	0	31.736.877	7.934.219	17.633.069
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537
15.423.971	0	0	0	0	34.382.088	8.595.522	41.210.537

6.446.288	14,57%
	12,00%
	24.418.366

**Tabela VI.17. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE/CTC-2009-7/BNDES**

Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade(CEE)-Fluxo de caixa CTC-2009-7/BNDES Eee=462.797 MWh CEE=R\$ 83,84/MWh (ver figura 4.10.2.)							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 28,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
(Inv)15.423.971	%	biogás	Inv.	O & M	Impostos	Palha	Bagaço
(O&M)4.859.369	-20%	82,80	77,17	81,74	81,05	81,30	82,20
(Imp.) 6.446.288	-10%	83,32	80,50	82,79	82,44	82,57	83,02
(bag.) 3.780.000	0%	83,84	83,84	83,84	83,84	83,84	83,84
(palha)5.880.000	10%	84,36	87,17	84,89	85,23	85,11	84,65
(biogás) 2.409.900	20%	84,88	90,50	85,94	86,62	86,38	85,47

**Tabela VI.18. Fluxo de caixa para o estudo de caso 15**

ESTUDO 15 100 bar/520oC					FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. do equip. [R\$/kW]	
1	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676	2.210,00	
2	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
3	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
4	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
5	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
6	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
7	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
8	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
9	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		

10	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
11	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
12	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
13	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
14	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
15	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
16	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
17	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
18	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
19	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		
20	293.026	144	42.254.349	10,50	3.076.773	11.279.900	27.897.676		

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;

bagaço +50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=92.949 kW; CEE=R\$ 94,20/MWh

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros

Imposto=taxa\*lucro tributável ; taxa= 25%

FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto

Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos

TMA=12 %; TIR= 9,96%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=-R\$ 13.253.276

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 205.417.290

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]
0	0	0	61.625.187	143.792.103	0	0	(61.625.187)
10.270.865	0	17.614.533	17.614.533	143.792.103	12.279	3.070	10.280.074
10.270.865	14.379.210	17.614.533	31.993.743	129.412.893	12.279	3.070	(4.099.136)
10.270.865	14.379.210	15.853.079	30.232.290	115.033.682	1.773.732	443.433	(2.778.047)
10.270.865	14.379.210	14.091.626	28.470.836	100.654.472	3.535.186	883.796	(1.456.957)
10.270.865	14.379.210	12.330.173	26.709.383	86.275.262	5.296.639	1.324.160	(135.867)
10.270.865	14.379.210	10.568.720	24.947.930	71.896.052	7.058.092	1.764.523	1.185.223
10.270.865	14.379.210	8.807.266	23.186.477	57.516.841	8.819.545	2.204.886	2.506.313
10.270.865	14.379.210	7.045.813	21.425.023	43.137.631	10.580.999	2.645.250	3.827.403
10.270.865	14.379.210	5.284.360	19.663.570	28.758.421	12.342.452	3.085.613	5.148.493
10.270.865	14.379.210	3.522.907	17.902.117	14.379.210	14.103.905	3.525.976	6.469.583

10.270.865	14.379.210	1.761.453	16.140.664	0	15.865.358	3.966.340	7.790.673
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
10.270.865	0	0	0	0	17.626.812	4.406.703	23.490.973
						2.975.522	9,96%
							12,00%
							(13.253.276)

**Tabela VI.19. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE – estudo 15**

Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade (CEE)-fluxo de caixa – estudo 15							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 40,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
<b>(Inv.)10.270.865</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>(O&amp;M)3.076.617</b>	<b>-20%</b>	92,55	87,19	92,10	92,17	90,02	92,32
<b>(Imp.)2.975.522</b>	<b>-10%</b>	93,38	90,69	93,15	93,18	92,11	93,26
<b>(bag.)2.750.000</b>	<b>0%</b>	94,20	94,20	94,20	94,20	94,20	94,20
<b>(palha)6.120.000</b>	<b>10%</b>	95,02	97,70	95,25	95,21	96,29	95,14
<b>(biogás)2.409.900</b>	<b>20%</b>	95,84	101,21	96,30	96,23	98,38	96,08
<b>Eee=293.026 MWh</b>							
<b>CEE=R\$ 94,20/MWh</b>							

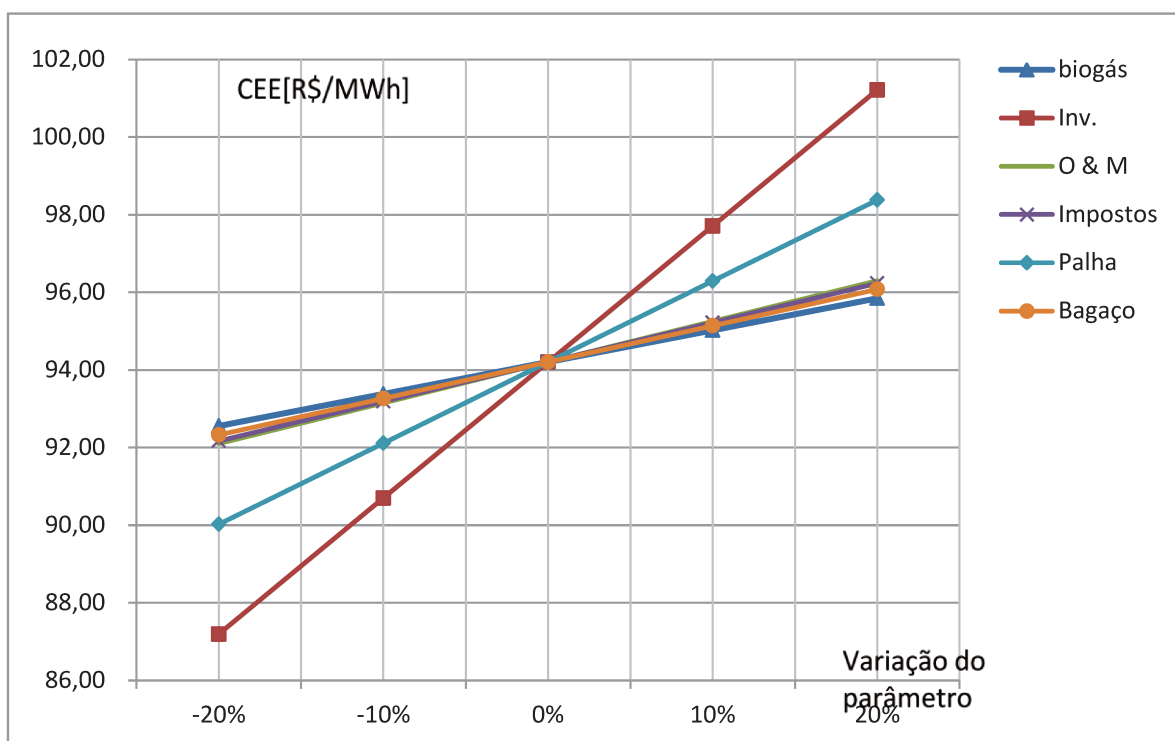


Figura VI.1. Estudo da sensibilidade para o CEE/Estudo de caso 15/BNDES

Tabela VI.20. Fluxo de caixa para o estudo de caso 23

ESTUDO 23 100 bar/520oC				FLUXO DE CAIXA -BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec do equip. [R\$/kW]
1	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	2.210,00
2	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
3	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
4	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
5	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
6	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
7	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
8	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
9	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
10	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
11	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	

12	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
13	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
14	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
15	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
16	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
17	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
18	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
19	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	
20	340.697	144	49.128.507	10,50	3.577.319	12.166.080	33.385.109	

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;  
bagaço +50%palha+biogás; Potência elétrica gerada=103.812 kW

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros				
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%				
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto				
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos				
TMA=12 %; TIR= 11,68%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=-R\$ 2.326.264				

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);  
TJLP=6,25%/ano ; CEE=R\$ 91,27/MWh

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 229.424.520

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
0	0	0	68.827.356	160.597.164	0	0	(68.827.356)
11.471.226	0	19.673.153	19.673.153	160.597.164	2.240.730	560.183	13.151.774
11.471.226	16.059.716	19.673.153	35.732.869	144.537.448	2.240.730	560.183	(2.907.943)
11.471.226	16.059.716	17.705.837	33.765.554	128.477.731	4.208.046	1.052.011	(1.432.456)
11.471.226	16.059.716	15.738.522	31.798.238	112.418.015	6.175.361	1.543.840	43.030
11.471.226	16.059.716	13.771.207	29.830.923	96.358.298	8.142.676	2.035.669	1.518.517
11.471.226	16.059.716	11.803.892	27.863.608	80.298.582	10.109.991	2.527.498	2.994.003
11.471.226	16.059.716	9.836.576	25.896.293	64.238.866	12.077.307	3.019.327	4.469.490
11.471.226	16.059.716	7.869.261	23.928.977	48.179.149	14.044.622	3.511.155	5.944.976
11.471.226	16.059.716	5.901.946	21.961.662	32.119.433	16.011.937	4.002.984	7.420.462
11.471.226	16.059.716	3.934.631	19.994.347	16.059.716	17.979.252	4.494.813	8.895.949
11.471.226	16.059.716	1.967.315	18.027.032	0	19.946.568	4.986.642	10.371.435
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638



11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
11.471.226	0	0	0	0	21.913.883	5.478.471	27.906.638
						3.880.027	
					(TIR)	11,68%	
					(TMA)	12,00%	(2.326.264)

**Tabela VI.21. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE-estudo 23**

Estudo da sens. para o custo específico da eletricidade (CEE)-Fluxo de caixa – estudo de caso 23/BNDES							
Bagaço com custo de R\$ 5,00/t, palha a R\$ 40,00/t e biogás a R\$ 80,33/t							
CEE=(Inv.+O&M+Imposto+bagaço+palha+biogás)/Eee							
<b>(Inv.) 11.471.226</b>	<b>%</b>	<b>biogás</b>	<b>Inv.</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>Impostos</b>	<b>Palha</b>	<b>Bagaço</b>
<b>(O&amp;M) 3.577.319</b>	<b>-20%</b>	89,85	84,53	89,17	88,99	87,32	89,49
<b>(Imp.) 3.880.027</b>	<b>-10%</b>	90,56	87,90	90,22	90,13	89,29	90,38
<b>(bag.) 3.027.780</b>	<b>0%</b>	91,27	91,27	91,27	91,27	91,27	91,27
<b>(palha) 6.728.400</b>	<b>10%</b>	91,98	94,63	92,32	92,41	93,24	92,16
<b>(biogás) 2.409.900</b>	<b>20%</b>	92,68	98,00	93,37	93,55	95,22	93,05
<b>Eee= 340.697 MWh</b>							
<b>CEE=R\$ 91,27/MWh</b>							

(Ver figura 5.2.5.)

**Tabela VI.22. Dados para o estudo da sensibilidade do CEE-estudo 24**

Estudo da sensibilidade para o custo específico da eletricidade(CEE)				
ESTUDO DE CASO 24/BNDES				
CEE=(O&M+Imposto+combustível)/Eee				
<b>(O&amp;M) 1.266.239</b>	<b>%</b>	<b>O &amp; M</b>	<b>IMP.</b>	<b>COMB.</b>
<b>(Imp) 3.424.906</b>	<b>-20%</b>	56,90	53,32	54,98
<b>(comb.) 2.423.820</b>	<b>-10%</b>	57,95	56,16	56,99
<b>(Eee) 120.594</b>	<b>0%</b>	59,00	59,00	59,00
<b>(CEE) 59,00</b>	<b>10%</b>	60,05	61,84	61,01
	<b>20%</b>	61,10	64,68	63,02

(Ver figura 5.2.6.)

**Tabela VI.23. Fluxo de caixa para o 4º cenário modificado (CTC-2009-4 (2))**

CTC 2009-4 (2) 100 bar/520oC						FLUXO DE CAIXA -BNDES		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. do equip. [R\$/kW]
1	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	2.210,00
2	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
3	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
4	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
5	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
6	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
7	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
8	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
9	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
10	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
11	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
12	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
13	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
14	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
15	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
16	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
17	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
18	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
19	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
20	469.448	144	67.694.402	10,50	4.929.204	14.589.900	48.175.298	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+ biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=133.178 kW								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=11,68 %; TIR= 14,98%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$30.531.472								
Financiamento de 70% do investimento total.com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano ; CEE=R\$ 86,38/MWh								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; investimento total=R\$ 294.324.927								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]	
0	0	0	88.297.478	206.027.449	0	0	(88.297.478)	
14.716.246	0	25.238.362	25.238.362	206.027.449	8.220.689	2.055.172	20.881.763	
14.716.246	20.602.745	25.238.362	45.841.107	185.424.704	8.220.689	2.055.172	279.018	

14.716.246	20.602.745	22.714.526	43.317.271	164.821.959	10.744.525	2.686.131	2.171.895
14.716.246	20.602.745	20.190.690	40.793.435	144.219.214	13.268.361	3.317.090	4.064.772
14.716.246	20.602.745	17.666.854	38.269.599	123.616.469	15.792.198	3.948.049	5.957.650
14.716.246	20.602.745	15.143.017	35.745.762	103.013.724	18.316.034	4.579.008	7.850.527
14.716.246	20.602.745	12.619.181	33.221.926	82.410.980	20.839.870	5.209.968	9.743.404
14.716.246	20.602.745	10.095.345	30.698.090	61.808.235	23.363.706	5.840.927	11.636.281
14.716.246	20.602.745	7.571.509	28.174.254	41.205.490	25.887.543	6.471.886	13.529.158
14.716.246	20.602.745	5.047.672	25.650.417	20.602.745	28.411.379	7.102.845	15.422.036
14.716.246	20.602.745	2.523.836	23.126.581	0	30.935.215	7.773.804	17.314.913
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
14.716.246	0	0	0	0	33.459.051	8.364.763	39.810.535
						6.314.146	14,98%
							11,68%
							30.531.472

## ANEXO VII Estudo de caso CTC-2009-5 com mais detalhes

A finalidade deste anexo é mostrar as vantagens quando é feito o financiamento pelo BNDES, em comparação com o recurso próprio do investidor. A tabela VII.1 mostra a FBE, considerando os valores mínimo e máximo segundo a indicação de Lau et al (2005). A energia específica consumida na UTE varia de 15 a 27 kWh/t<sub>v</sub>. A energia específica consumida na usina varia de 27 a 32 kWh/tc (Ver item 4.8., quinto cenário, capítulo 4).

**Tabela VII.1. FBE para o estudo de caso CTC-2009-5**

Designação	Unidade	Observações	CTC-2009-5 (MÍNIMO)	CTC-2009-5 (MÁXIMO)
Moagem (mo)	tc/safra	NA	3.000.000,00	3.000.000,00
Tempo de safra (ts)	h	NA	5.000,00	5.000,00
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100,00	100,00
Temperatura	°C	saída caldeira	491,94	491,94
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	600,00	600,00
Fibra na cana	%	NA	14,00	14,00
Umidade do bagaço	%	NA	50,00	50,00
Fluxo de bagaço	kg <sub>B</sub> /s	NA	46,67	46,67
Reserva de bagaço	%	NA	10,00	10,00
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg <sub>B</sub> /s	NA	42,00	42,00
PCI do bagaço	kJ/kg	poder calorífico inferior	7.500,00	7.500,00
Palha na cana	%	NA	14,00	14,00
Umidade da palha	%	NA	15,00	15,00
Palha utilizada	%	NA	50,00	50,00
Fluxo de palha (mp)	kg <sub>p</sub> /s	NA	11,67	11,67

Designação	Unidade	Observações	CTC-2009-5 (MÍNIMO)	CTC-2009-5 (MÁXIMO)
PCI da palha	kJ/kg	NA	13.000,00	13.000,00
Fluxo de bagaço equivalente	kg <sub>B</sub> /s	mb+mp*1,73	62,19	62,19
Eficiência da caldeira	%	NA	86,00	86,00
Fluxo de vapor produzido (m)	kg <sub>v</sub> /s	NA	151,80	151,80
Relação vapor/bagaço		Rvb	3,61	3,61
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a Vapor		
Fluxo de vapor entrada	kg <sub>v</sub> /s	NA	151,80	151,80
Pressão vapor entrada	bar	NA	97,00	97,00
Temperatura vapor entrada	°C	NA	490,46	490,46
Pressão vapor saída	bar	NA	4,10	4,10
Temperatura vapor saída	°C	NA	144,50	144,50
Entalpia entrada (he)	kJ/kg	NA	3.354,16	3.354,16
Entalpia saída (hs)	kJ/kg	NA	2.698,48	2.698,48
Eficiência termodinâmica	%	NA	88,47	88,47
Eficiência mecânica (em)	%	NA	98,00	98,00
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,49	5,49
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	97.541,58	97.541,58
<b>T V - lado da condensação</b>				
Fluxo vapor turbina (mco)	kg <sub>v</sub> /s	NA	59,13	59,13
Pressão vapor condensação	bar	NA	0,10	0,10

<b>Designação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Observações</b>	<b>CTC-2009-5 (MÍNIMO)</b>	<b>CTC-2009-5 (MÁXIMO)</b>
Temperatura vapor condensação	°C	NA	45,81	45,81
Entalpia condensação ( <b>hc</b> )	kJ/kg	NA	2.250,74	2.250,74
Eficiência termodinâmica	%	NA	81,69	81,69
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%	NA	98,00	98,00
Título do vapor na condensação	%	NA	85,23	85,23
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	8,04	8,04
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	25.944,49	25.944,49
<b>Processo</b>				
Potência consumida no processo ( <b>Pcp</b> )	kW	NA	198.000,00	198.000,00
Consumo espec. vapor no proc. ( <b>Cev</b> )	kg <sub>v</sub> /tc	300 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	500,00	500,00
Fluxo de vapor no processo	kg <sub>v</sub> /s	NA	83,33	83,33
Potência líquida ( <b>Pt</b> )	kW	NA	117.912,11	117.912,11
<b>Consumo específico de vapor(global)</b>	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	4,63	4,63
Energia esp. consumida na UTE ( <b>Eeu</b> )	kWh/t <sub>v</sub>	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	15,00
Potência consumida na UTE ( <b>Pu</b> )	kW	3,6*m*Eeu	14.754,96	8.197,20
Energia esp. cons. na usina ( <b>Eeeu</b> )	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)	32,00	27,00
Potência consumida na usina ( <b>Peu</b> )	kW	Eeeu*mc	19.200,00	16.200,00
Energia esp. cons. na trituração da palha	kWh/t <sub>p</sub>	17,85(seg. Seebaluck)	17,85	17,85

<b>Designação</b>	<b>Unidade</b>	<b>Observações</b>	<b>CTC-2009-5 (MÍNIMO)</b>	<b>CTC-2009-5 (MÁXIMO)</b>
Potência cons.na trituração da palha ( <b>Ptp</b> )	kW	17,85*3,6*mp	749,72	749,72
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/tp	14,45(seg. Seebaluck)	NA	NA
Potência cons. na secagem da palha( <b>Psp</b> )	kW	14,45*3,6*mp	NA	NA
Energia esp. cons.na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Petersen Engenharia)	0,50	0,50
Potência cons.na limpeza a seco ( <b>Pls</b> )	kW	0,5*mc	300,00	300,00
Energia esp.cons.na produção do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)	1,16	1,16
Potência cons. na prod. do biogás ( <b>Pbio</b> )	kW	1,16*mc	696,00	696,00
Potência consumida total ( <b>Pc</b> )	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	35.700,68	26.142,92
Energia elétrica específica cons. ( <b>Eeec</b> )	kWh/tc	Pc/mc	59,50	43,57
Potência excedente ( <b>Pe</b> )	kW	Pt-Pc	82.211,43	91.769,19
<b>Energia elétrica específica excedente(Eeee)</b>	kWh/tc	Pe/mc	137,02	152,95
Energia elétrica excedente( <b>Eee</b> )	MWh	(Pe*ts)/1.000	411.057,14	458.845,94
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	Eeec.100/(Eeec+Eeee)	30,28	22,17

Serão feitas doze simulações. As tabelas VII.2 até VII.13 mostram os doze fluxos de caixa e a tabela 4.8.2 (cap.4) o resumo dessas simulações. Os principais parâmetros são: energia elétrica excedente, custo de investimento, custo da caldeira, custo específico do investimento, porcentagem de aumento no custo da caldeira, porcentagem de aumento no custo específico do

investimento, acréscimo no custo da caldeira, taxa interna de retorno, custo específico da energia, como é feito o investimento, i.e., ou com recurso próprio ou com financiamento do BNDES.

**Tabela VII.2. Fluxo de caixa 01 RP**

CTC-2009-5 100bar/492oC						FLUXO DE CAIXA-01-RP		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	2.210,00
2	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	





Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	2.276,30
2	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço + 50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total da UTE=R\$ 275.469.768								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								



2	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço + 50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total=R\$ 283.493.159								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$ 144,20/MWh; depreciação em 20 anos							CEE[R\$/MWh]=	
TMA=12 %; TIR= 11,05%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=-R\$ 16.759.476							91,81	
Recurso próprio								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[ R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]	
0	0	0	283.493.159	0	0	0	(283.493.159)	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980	

14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
							<b>11,05%</b>
							12,00%
							(16.759.476)

**Tabela VII.5. Fluxo de caixa 04 RP**

CTC-2009-5 100bar/492oC						FLUXO DE CAIXA-04-RP		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.210,00
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	

[illegible]

							13,97%
							12,00%
							33.582.938

**Tabela VII.6. Fluxo de caixa 05 RP**

CTC-2009-5 100bar/492oC						FLUXO DE CAIXA-05-RP		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.276,30
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
12	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
13	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
14	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
15	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
16	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
17	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
18	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
19	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
20	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	





Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.342,60
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
12	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
13	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
14	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
15	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
16	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
17	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
18	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
19	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
20	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço + 50%palha+biogás ; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total de UTE=R\$ 283.493.159								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								



3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total UTE=R\$ 267.446.377; CEE=R\$ 85,81/MWh								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 14,37%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 19.531.254								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]	
0	0	0	80.233.913	187.212.464	0	0	(80.233.913)	
13.372.319	0	22.933.527	22.933.527	187.212.464	6.582.575	1.645.644	18.309.250	
13.372.319	18.721.246	22.933.527	41.654.773	168.491.217	6.582.575	1.645.644	(411.996)	
13.372.319	18.721.246	20.640.174	39.361.420	149.769.971	8.875.928	2.218.982	1.308.018	

13.372.319	18.721.246	18.346.821	37.068.068	131.048.725	11.169.281	2.792.320	3.028.033
13.372.319	18.721.246	16.053.469	34.774.715	112.327.478	13.462.633	3.365.658	4.748.047
13.372.319	18.721.246	13.760.116	32.481.362	93.606.232	15.755.986	3.938.996	6.468.062
13.372.319	18.721.246	11.466.763	30.188.010	74.884.985	18.049.339	4.512.335	8.188.076
13.372.319	18.721.246	9.173.411	27.894.657	56.163.739	20.342.691	5.085.673	9.908.091
13.372.319	18.721.246	6.880.058	25.601.304	37.442.493	22.636.044	5.659.011	11.628.105
13.372.319	18.721.246	4.586.705	23.307.952	18.721.246	24.929.397	6.232.349	13.348.120
13.372.319	18.721.246	2.293.353	21.014.599	0	27.222.749	6.805.687	15.068.135
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
13.372.319	0	0	0	0	29.516.102	7.379.026	35.509.395
						5.515.676	14,37%
							12,00%
							19.531.254

**Tabela VII.9. Fluxo de caixa 08 BNDES**

CTC-2009-4 100 bar/492oC("derated")				FLUXO DE CAIXA-08-BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	2.276,30
2	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	

3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;  
bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW;  
Custo total UTE=R\$275.469.768; CEE=R\$86,41/MWh

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros				
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%				
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto				
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos				
TMA=12 %; TIR= 13,51%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 12.909.257				

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
0	0	0	82.640.930	192.828.838	0	0	(82.640.930)
13.773.488	0	23.621.533	23.621.533	192.828.838	5.493.400	1.373.350	17.893.538
13.773.488	19.282.884	23.621.533	42.904.416	173.545.954	5.493.400	1.373.350	(1.389.345)
13.773.488	19.282.884	21.259.379	40.542.263	154.263.070	7.855.553	1.963.888	382.270

13.773.488	19.282.884	18.897.226	38.180.110	134.980.186	10.217.706	2.554.427	2.153.884
13.773.488	19.282.884	16.535.073	35.817.957	115.697.303	12.579.860	3.144.965	3.925.499
13.773.488	19.282.884	14.172.920	33.455.803	96.414.419	14.942.013	3.735.503	5.697.114
13.773.488	19.282.884	11.810.766	31.093.650	77.131.535	17.304.166	4.326.042	7.468.729
13.773.488	19.282.884	9.448.613	28.731.497	57.848.651	19.666.319	4.916.580	9.240.344
13.773.488	19.282.884	7.086.460	26.369.344	38.565.768	22.028.473	5.507.118	11.011.959
13.773.488	19.282.884	4.724.307	24.007.190	19.282.884	24.390.626	6.097.656	12.783.574
13.773.488	19.282.884	2.362.153	21.645.037	0	26.752.779	6.688.195	14.555.189
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
13.773.488	0	0	0	0	29.114.933	7.278.733	35.609.688
						5.359.484	13,51%
							12,00%
							12.909.257

**Tabela VII.10. Fluxo de caixa 09 BNDES**

CTC-2009-5 100 bar/492oC("derated")				FLUXO DE CAIXA-09-BNDES				
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	2.342,60
2	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	

3	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
4	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
5	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
6	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
7	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
8	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
9	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
10	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
11	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
12	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
13	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
14	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
15	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
16	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
17	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
18	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
19	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	
20	411.057	144,20	59.274.419	10,50	4.316.099	12.069.900	42.888.421	

Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis;  
bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW;  
Custo total UTE=R\$283.493.159; CEE=R\$ 87,00/MWh

Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros							
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%							
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto							
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos							
TMA=12 %; TIR= 12,71%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 6.287.260							

Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);

Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; TJLP= 6,25%/ano

Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
0	0	0	85.047.948	198.445.211		0	(85.047.948)

14.174.658	0	24.309.538	24.309.538	198.445.211	4.404.225	1.101.056	17.477.826
14.174.658	19.844.521	24.309.538	44.154.060	178.600.690	4.404.225	1.101.056	(2.366.695)
14.174.658	19.844.521	21.878.585	41.723.106	158.756.169	6.835.178	1.708.795	(543.479)
14.174.658	19.844.521	19.447.631	39.292.152	138.911.648	9.266.132	2.316.533	1.279.736
14.174.658	19.844.521	17.016.677	36.861.198	119.067.127	11.697.086	2.924.272	3.102.951
14.174.658	19.844.521	14.585.723	34.430.244	99.222.606	14.128.040	3.532.010	4.926.167
14.174.658	19.844.521	12.154.769	31.999.290	79.378.085	16.558.994	4.139.748	6.749.382
14.174.658	19.844.521	9.723.815	29.568.337	59.533.563	18.989.948	4.747.487	8.572.598
14.174.658	19.844.521	7.292.862	27.137.383	39.689.042	21.420.901	5.355.225	10.395.813
14.174.658	19.844.521	4.861.908	24.706.429	19.844.521	23.851.855	5.962.964	12.219.028
14.174.658	19.844.521	2.430.954	22.275.475	0	26.282.809	6.570.702	14.042.244
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
14.174.658	0	0	0	0	28.713.763	7.178.441	35.709.980
						5.203.291	12,71%
							12,00%
							6.287.260

**Tabela VII.11. Fluxo de caixa 10 BNDES**

CTC-2009-5 100 bar/492oC("derated")		FLUXO DE CAIXA-10-BNDES
-------------------------------------	--	-------------------------



Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.210,00
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
12	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
13	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
14	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
15	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
16	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
17	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
18	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
19	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
20	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço+50%palha+biogás de vinhaça;Potência elétrica gerada=121.016 kW;Custo total=R\$ 267.446.377								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 18,91%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 55.325.141								

	Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano ; CEE=R\$ 81,45/MWh						
	Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano						
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$ ]	FCAI[R\$]
0	0	0	80.233.913	187.212.464	0	0	(80.233.913)
13.372.319	0	22.933.527	22.933.527	187.212.464	12.971.965	3.242.991	23.101.292
13.372.319	18.721.246	22.933.527	41.654.773	168.491.217	12.971.965	3.242.991	4.380.046
13.372.319	18.721.246	20.640.174	39.361.420	149.769.971	15.265.317	3.816.329	6.100.060
13.372.319	18.721.246	18.346.821	37.068.068	131.048.725	17.558.670	4.389.667	7.820.075
13.372.319	18.721.246	16.053.469	34.774.715	112.327.478	19.852.023	4.963.006	9.540.089
13.372.319	18.721.246	13.760.116	32.481.362	93.606.232	22.145.375	5.536.344	11.260.104
13.372.319	18.721.246	11.466.763	30.188.010	74.884.985	24.438.728	6.109.682	12.980.118
13.372.319	18.721.246	9.173.411	27.894.657	56.163.739	26.732.081	6.683.020	14.700.133
13.372.319	18.721.246	6.880.058	25.601.304	37.442.493	29.025.433	7.256.358	16.420.147
13.372.319	18.721.246	4.586.705	23.307.952	18.721.246	31.318.786	7.829.697	18.140.162
13.372.319	18.721.246	2.293.353	21.014.599	0	33.612.139	8.403.035	19.860.176
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
13.372.319	0	0	0	0	35.905.491	8.976.373	40.301.437
						7.113.024	18,91%
							12,00%
							55.325.141

**Tabela VII.12. Fluxo de caixa 11 BNDES**

CTC-2009-5 100 bar/492oC("derated")						FLUXO DE CAIXA -11-BNDES		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.276,30
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
12	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
13	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
14	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
15	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
16	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
17	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
18	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
19	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
20	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total UTE=R\$ 275.469.768								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros							vinhaça    CEE[R\$/MWh]= 81,98	
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 17,87%;VP=FCAI/(1+TMA) <sup>n</sup> ; VPL=Σ Vpi=R\$ 48.703.144								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES);							TJLP=6,25%/ano	
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]	
0	0	0	82.640.930	192.828.838	0	0	(82.640.930)	
13.773.488	0	23.621.533	23.621.533	192.828.838	11.882.789	2.970.697	22.685.580	
13.773.488	19.282.884	23.621.533	42.904.416	173.545.954	11.882.789	2.970.697	3.402.697	
13.773.488	19.282.884	21.259.379	40.542.263	154.263.070	14.244.942	3.561.236	5.174.311	
13.773.488	19.282.884	18.897.226	38.180.110	134.980.186	16.607.096	4.151.774	6.945.926	
13.773.488	19.282.884	16.535.073	35.817.957	115.697.303	18.969.249	4.742.312	8.717.541	
13.773.488	19.282.884	14.172.920	33.455.803	96.414.419	21.331.402	5.332.851	10.489.156	

13.773.488	19.282.884	11.810.766	31.093.650	77.131.535	23.693.556	5.923.389	12.260.771
13.773.488	19.282.884	9.448.613	28.731.497	57.848.651	26.055.709	6.513.927	14.032.386
13.773.488	19.282.884	7.086.460	26.369.344	38.565.768	28.417.862	7.104.466	15.804.001
13.773.488	19.282.884	4.724.307	24.007.190	19.282.884	30.780.015	7.695.004	17.575.616
13.773.488	19.282.884	2.362.153	21.645.037	0	33.142.169	8.285.542	19.347.231
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
13.773.488	0	0	0	0	35.504.322	8.876.080	40.401.730
						6.956.831	17,87%
							12,00%
							48.703.144

**Tabela VII.13. Fluxo de caixa 12 BNDES**

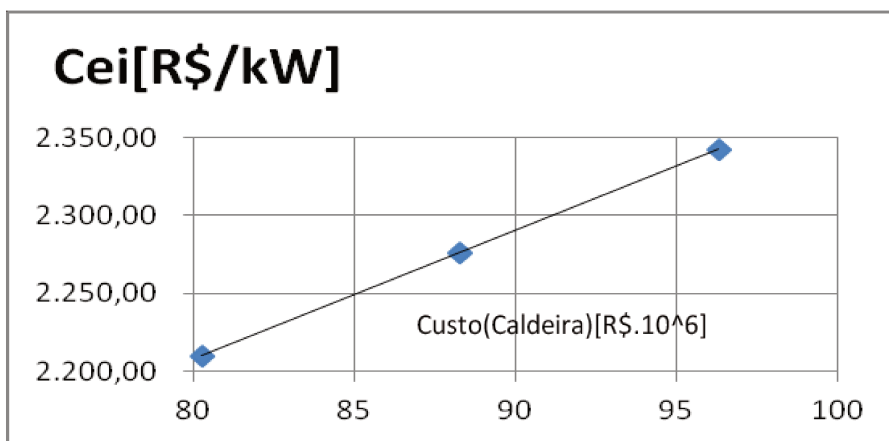
CTC-2009-5 100 bar/492oC("derated")						FLUXO DE CAIXA-12-BNDES		
Final ano(n)	Eee[MWh]	Venda eletr. [R\$/MWh]	Receita anual gerada[R\$]	Custo de O&M [R\$/MWh]	Custo anual de O&M[R\$]	Custo anual dos comb.[R\$]	Lucro bruto[R\$]	Custo espec. da UTE [R\$/kW]
1	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	2.342,60
2	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
3	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
4	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
5	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
6	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
7	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
8	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
9	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
10	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
11	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
12	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	

13	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
14	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
15	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
16	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
17	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
18	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
19	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
20	458.846	144,20	66.165.593	10,50	4.817.883	12.069.900	49.277.810	
Lucro bruto=receita anual gerada-custo anual de operação e manutenção-custo anual dos combustíveis; bagaço +50%palha+biogás de vinhaça; Potência elétrica gerada=121.016 kW; Custo total UTE=R\$ 283.493.159								
Lucro tributável=lucro bruto-depreciação-juros								
Imposto=taxa*lucro tributável ; taxa= 25%								
FCAI=Fluxo de Caixa Após o Imposto=lucro bruto-pagamentos-imposto								
Venda da eletricidade=R\$ 144,20/MWh; depreciação em 20 anos								
TMA=12 %; TIR= 16,89%;VP=FCAI/(1+TMA)^n; VPL=Σ Vpi=R\$ 42.081.147								
Financiamento de 70% do investimento total,com juros de TJLP+6%/ano(BNDES); TJLP=6,25%/ano								
Amortização em 10 anos; carência de 1 ano; juro=12,25%/ano ; CEE=R\$ 82,52/MWh								
Depreciação [R\$]	Pagam. Principal[R\$]	Pagam. Juros[R\$]	Pagam. Total[R\$]	Dívida[R\$]	Lucro tributável [R\$]	Imposto[R\$]	FCAI[R\$]	
0	0	0	85.047.948	198.445.211	0	0	(85.047.948)	
14.174.658	0	24.309.538	24.309.538	198.445.211	10.793.614	2.698.403	22.269.868	
14.174.658	19.844.521	24.309.538	44.154.060	178.600.690	10.793.614	2.698.403	2.425.347	
14.174.658	19.844.521	21.878.585	41.723.106	158.756.169	13.224.568	3.306.142	4.248.563	
14.174.658	19.844.521	19.447.631	39.292.152	138.911.648	15.655.522	3.913.880	6.071.778	
14.174.658	19.844.521	17.016.677	36.861.198	119.067.127	18.086.475	4.521.619	7.894.993	
14.174.658	19.844.521	14.585.723	34.430.244	99.222.606	20.517.429	5.129.357	9.718.209	
14.174.658	19.844.521	12.154.769	31.999.290	79.378.085	22.948.383	5.737.096	11.541.424	
14.174.658	19.844.521	9.723.815	29.568.337	59.533.563	25.379.337	6.344.834	13.364.639	
14.174.658	19.844.521	7.292.862	27.137.383	39.689.042	27.810.291	6.952.573	15.187.855	
14.174.658	19.844.521	4.861.908	24.706.429	19.844.521	30.241.245	7.560.311	17.011.070	
14.174.658	19.844.521	2.430.954	22.275.475	0	32.672.198	8.168.050	18.834.286	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
14.174.658	0	0	0	0	35.103.152	8.775.788	40.502.022	
						6.800.638	16,89%	

							12,00%
							42.081.147

As figuras VII.1. a VII.5. mostram o resultado destes estudos (fluxos de caixa). A tabela 4.8.2 (capítulo 4) mostra o resumo dessas doze simulações.

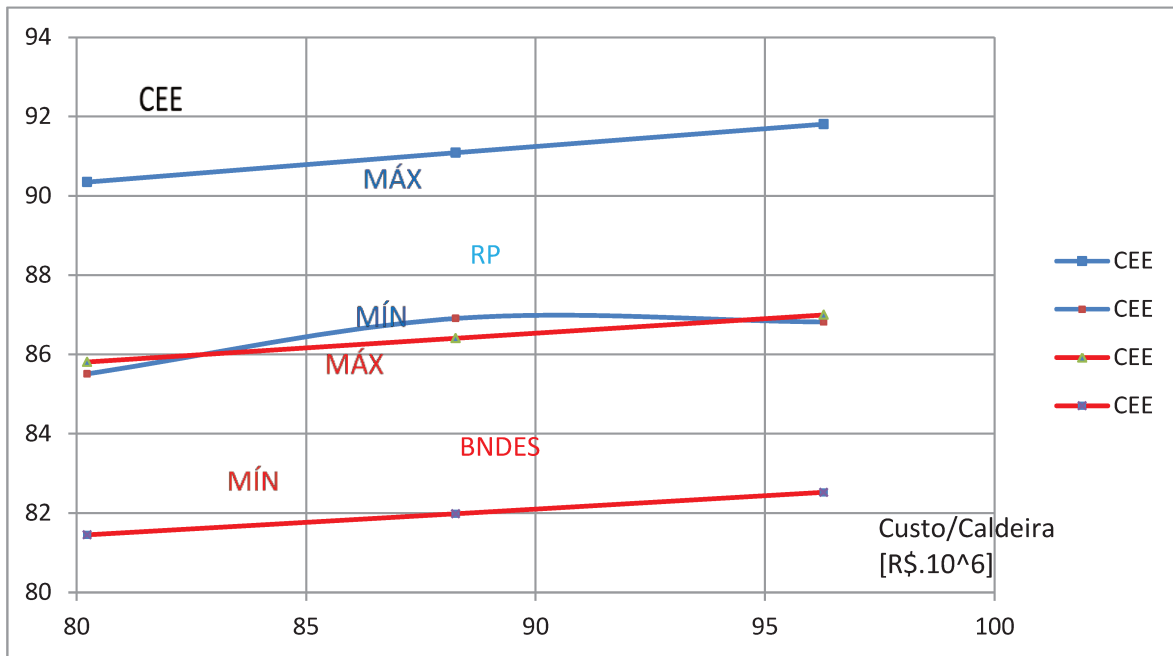
Cc.R\$10 <sup>6</sup>	Cei[R\$/kW]
80,23	2.210,00
88,26	2.276,30
96,28	2.342,60



Este estudo de sensibilidade mostra a caldeira com o custo nominal, custo nominal +10% e custo nominal + 20%.

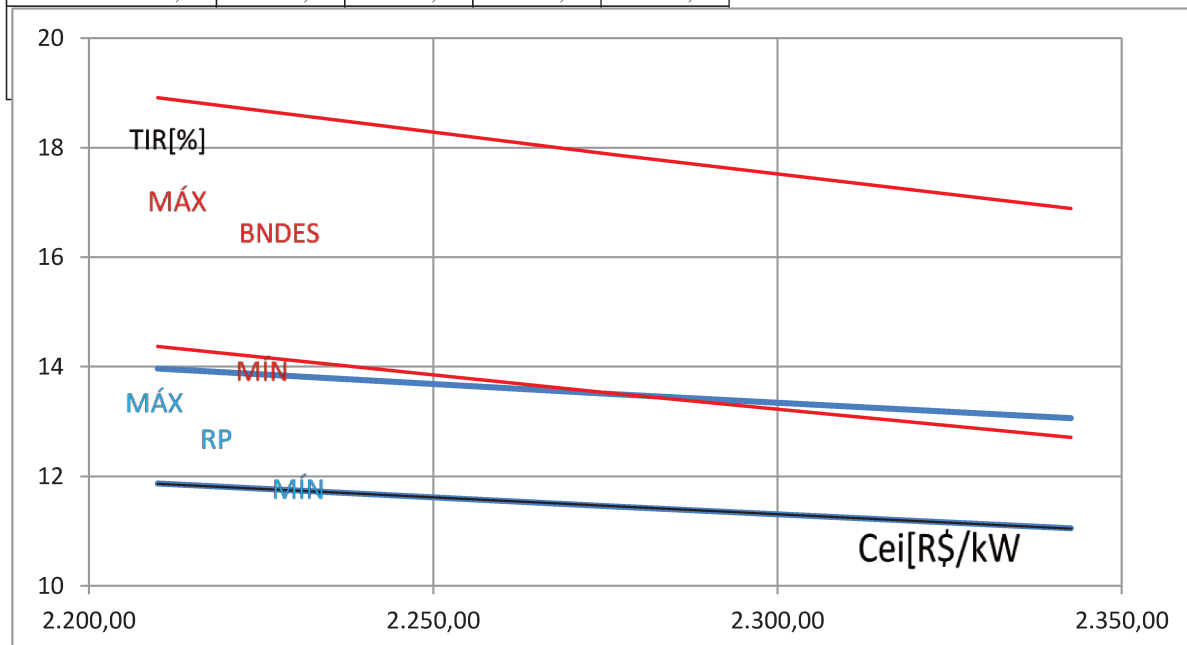
**Figura VII.1. Custo da caldeira versus custo específico do investimento**

Cc.R\$10 <sup>6</sup>	CEE	CEE	CEE	CEE
80,23	90,35	85,51	85,81	81,45
88,26	91,09	86,91	86,41	81,98
96,28	91,81	86,82	87	82,52
CEE=Custo específico da energia[R\$/MWh]				



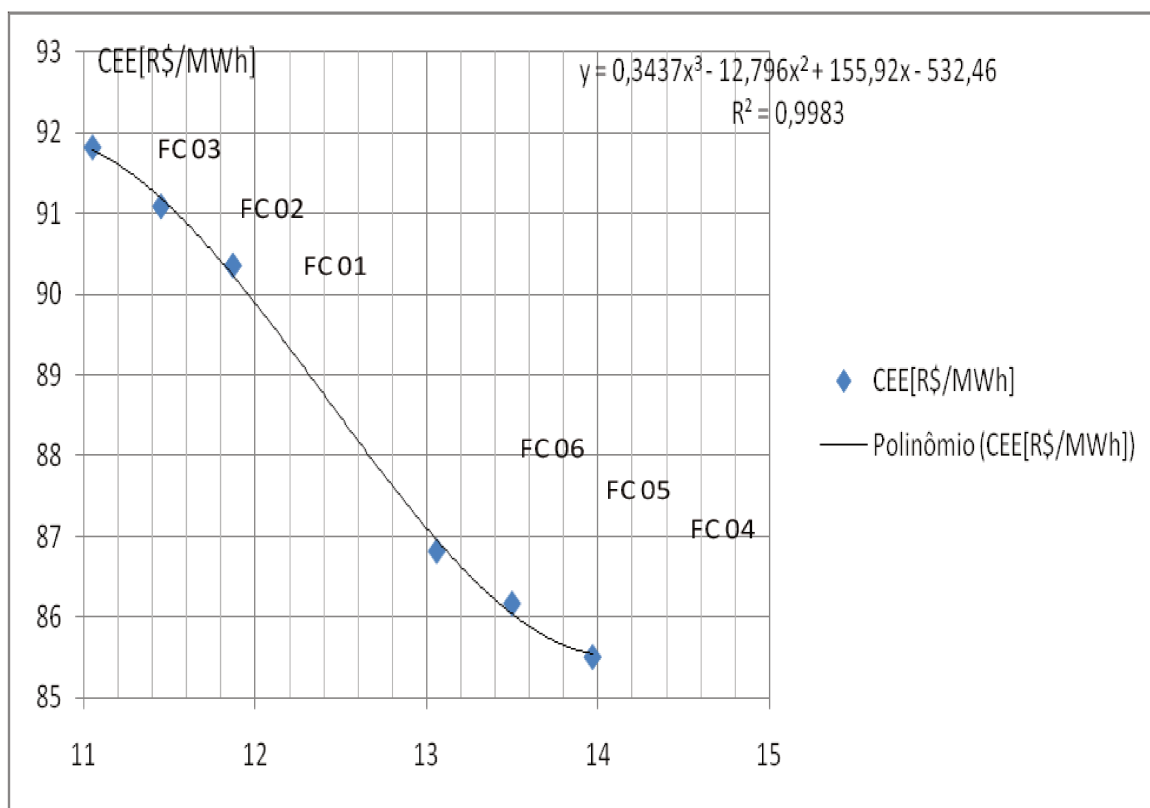
**Figura VII.2. Custo da caldeira versus custo específico da energia**

Cei[R\$/kW]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]	TIR[%]
2.210,00	11,87	13,97	14,37	18,91
2.276,30	11,45	13,5	13,51	17,87
2.342,60	11,05	13,06	12,71	16,89



**Figura VII.3. Custo específico do investimento versus taxa interna de retorno**

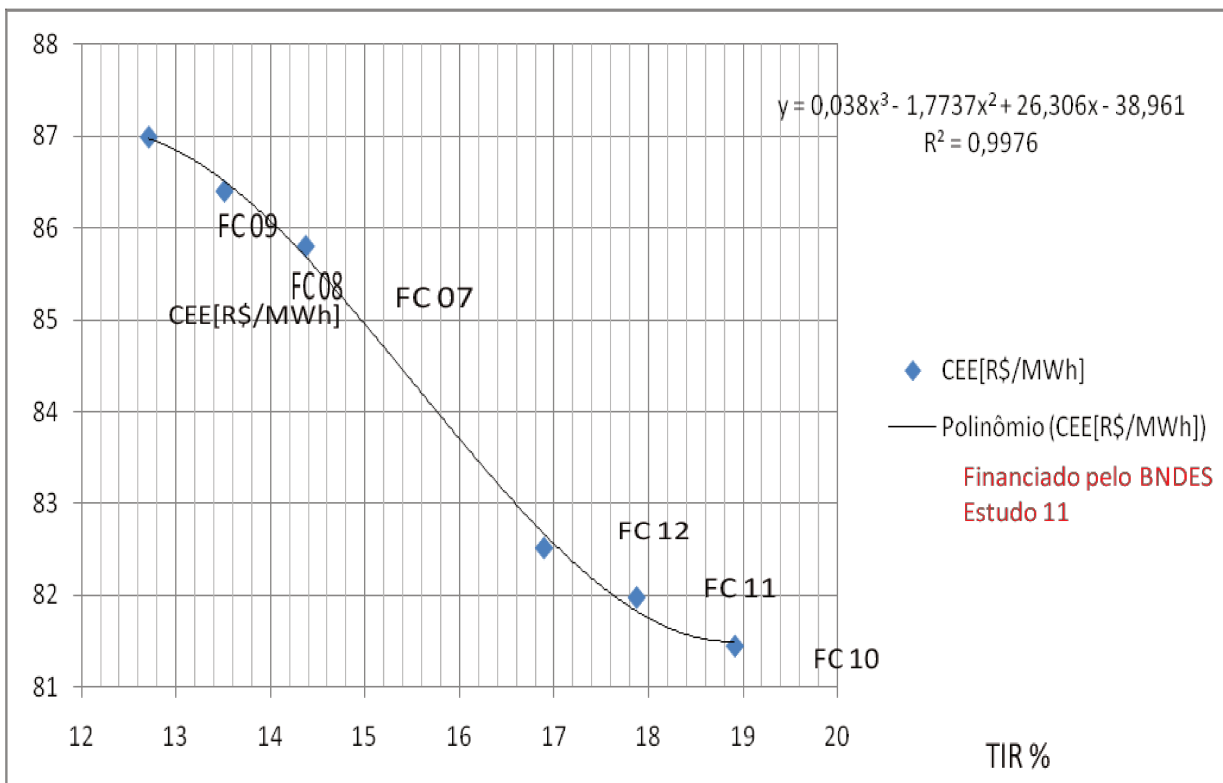
TIR%	CEE [R\$/MWh]	
11,05	91,81	FC 03
11,45	91,08	FC 02
11,87	90,35	FC 01
13,06	86,82	FC 06
13,5	86,17	FC 05
13,97	85,51	FC 04



**Figura VII.4. Taxa interna de retorno versus custo específico da energia (com recurso próprio)**



TIR %	CEE[R\$/MWh]	
12,71	87,00	FC 09
13,51	86,41	FC 08
14,37	85,81	FC 07
16,89	82,52	FC 12
17,87	81,98	FC 11
18,91	81,45	FC 10



**Figura VII.5. Taxa interna de retorno versus custo específico da energia (com financiamento do BNDES)**

A seguir é apresentada a figura VII.6. Esta figura mostra de forma condensada as figuras VII.1, VII.2, VII.3, VII.4 e VII.5. Partindo do custo da caldeira, pode-se ler o custo específico do

investimento, a taxa interna de retorno e o custo específico da energia. Considera-se os valores mínimos e máximos (conforme as indicações de Lau et al., 2005), assim como se o investimento é feito com recurso próprio (RP) ou financiado pelo BNDES.

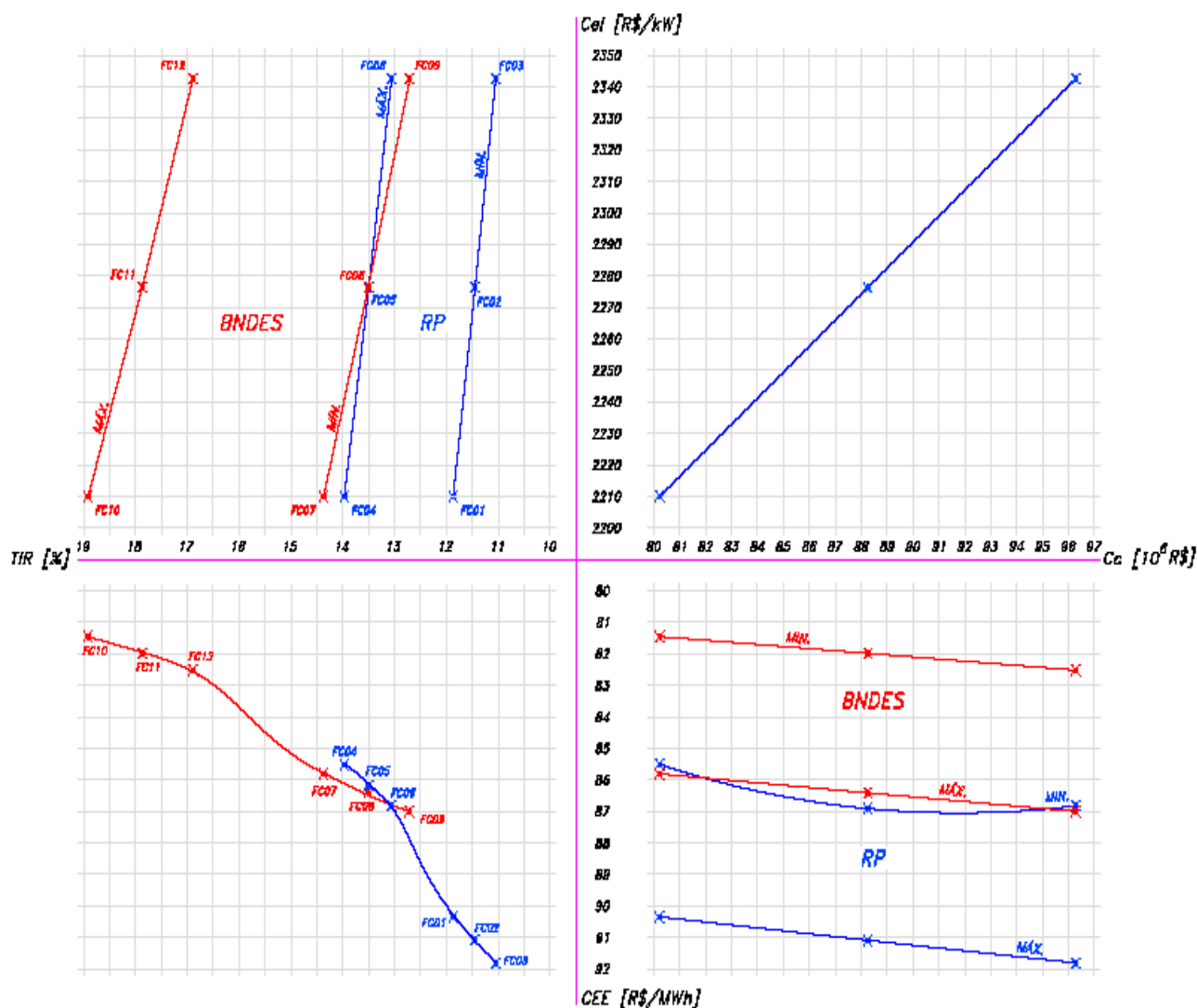
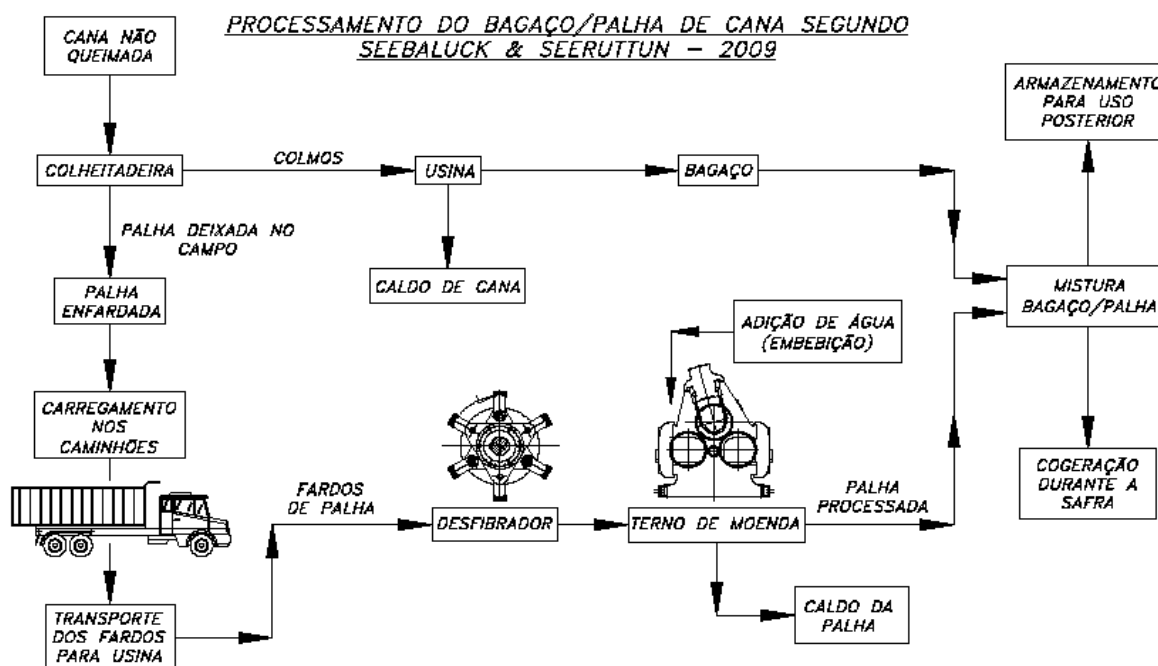


FIGURA VII.6. Custo da caldeira versus (custo específico do investimento+taxa interna de retorno+custo específico da energia/RP+BNDES)

Figura VII.6. Custo da caldeira ( $C_c$ ) versus [ custo específico do investimento ( $C_e$ ) + taxa interna de retorno (TIR) + custo específico da energia (CEE) com recurso próprio (RP) e financiamento do BNDES]

**Anexo VIII - Esquemas apresentados por Seebaluck e Seeruttun (2009), e pela empresa Petersen Engenharia (2010)**



**Figura VIII.1. Preparo da palha e bagaço segundo Seebaluck e Seeruttun (2009)**

Notar que o bagaço e a palha seguem separadamente até se misturarem antes de serem lançados na caldeira. A palha é embalada em fardos, triturada na usina, lixiviada e seca em moenda. Este processo faz com que o bagaço e a palha se tornem biocombustíveis bem próximos, considerando o tamanho da fibra, a pequena porcentagem de sais de potássio, sódio e cloro, e a umidade, facilitando a queima na caldeira. O processo ajuda também eliminar as impurezas minerais (terra, areia etc.).

Faria (2010) aponta problemas para as usinas que não separam a cana (colmo) e a palha antes de entrar nas moendas ou difusor. O autor cita:

A] Aumento de cor no açúcar: os compostos fenólicos são um dos principais responsáveis pela cor do açúcar, que é um dos principais indicadores de sua qualidade que estão presentes nas pontas em proporção de seis vezes mais que nos colmos da cana. Estes compostos reagem com o

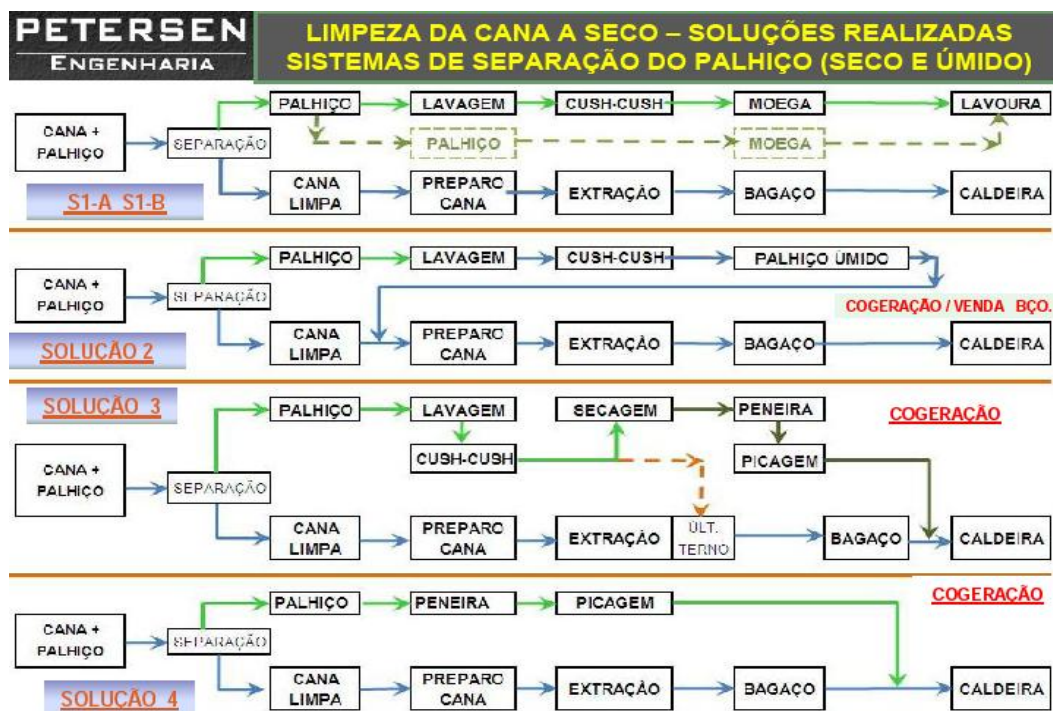
ferro, presente em grande parte dos equipamentos, produzindo cor no açúcar. Um alto teor de compostos fenólicos na cana significa um aumento no custo da clarificação do caldo.

B] Sílica: o aumento do desgaste dos rolos das moendas e esteirão de cana, pelo aumento da sílica presente nas pontas e folhas em proporção seis vezes maior que nos colmos.

C] Aumento da umidade no bagaço integral (com pontas e folhas) e o aumento significativo da pol do bagaço (maior quantidade de açúcar no bagaço).

D] Perda da capacidade de moagem: como qualquer sistema (moagem ou difusor), em última análise moe-se fibra. A introdução de palha e pontas no sistema está roubando capacidade de moagem de colmos. Em ensaios realizados, a redução de moagem chegou acima de 20%. É uma redução que altera sensivelmente qualquer planejamento de safra de uma usina.

Situação semelhante encontra-se abaixo, na solução 3, proposta pela empresa Petersen Engenharia (2010). A cana (colmos) e a palha são transportadas juntas até a usina, e há a separação a seco. A cana vai para as moendas e a palha é triturada, lixiviada e seca. Os dois biocombustíveis se juntam no final antes de serem lançados na caldeira.



**Figura VIII.2. Preparo da palha e bagaço segundo Petersen Engenharia (2010)**

## ANEXO IX      ANÁLISES TERMoeCONÔMICAS (EXERGoeCONÔMICAS) RELATIVAS AOS ESTUDOS DE CASO DO CAPÍTULO 6

**Tabela IX.1. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-2**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/5000$	2,88282E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	269.957.290
Caldeira	R\$	Cc	147.075.131
Turbo gerador	R\$	Ctg	63.434.965
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	122.153
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	97.504
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	50.634.656
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	24.649
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	12.800.304
Condensador	R\$	Cco	28.395.764
Desaerador	R\$	Cd	28.395.764
Bombas	R\$	Cb	2.655.665
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	3.017,32
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	10,13
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	8.916
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	2.208,50
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.943.790
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	798,49
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	702.783
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	176,03
Custo horário (inv. total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	7.782,38
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	4.239,91
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1828,71
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1459,71
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	369,01
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	818,60
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	818,60
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	76,56
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,26

Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b7}=C_{b7}*f$	56,04
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b9}=C_{b9}*f$	20,26
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b15}=C_{b15}*f$	0,01
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} * 5000$	38.911.893
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bagaco e 50% palha	0,00474
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	616.252
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf*\dot{E}_f*5000$	14.605.172
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \Sigma \dot{Z}_k + cf*\dot{E}_f*5000$	53.517.066
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\Sigma c\dot{E}(ent) + \dot{Z}_k = \Sigma c\dot{E}(sai)</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7.339
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	213.845
Custo do calor de processo	R\$/kWh	$c_1 = (cf*\dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,0346767
Custo do calor de processo	R\$/MWh	$c_1 * 1000$	34,68
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	213.268
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	63.658
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	38.665
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1(\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$	0,054427648
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2 * 1000$	54,43
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	7.790
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$	0,058406743
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} * 1000$	58,41
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	63,22
Fluxo exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	50,186
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh	(cf,k) (insumo)	4,74
Potência líquida da UTE	MW	Pl	119,135

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] CTC-2009-2**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]
1	213.845,00	7415,43	148,12	533,22	13,91
3	52.343,39	1815,09	83,33	300,00	6,05
4	63.658,00	2207,45	92,15	331,73	6,65
5	2.157,48	74,81	83,33	300,00	0,25
6	157,19	5,45	55,97	201,49	0,03
7	163,55	5,67	55,97	201,49	0,03
8	5.651,00	195,96	148,12	533,22	0,37
9	7.339,00	254,49	148,12	533,22	0,48
10	842,20	0,00	2.811,67	10121,99	0,00
11	2.205,94	0,00	2.811,67	10121,99	0,00
12	2.777,72	0,00	2.811,67	10121,99	0,00
13	2.042,53	70,83	78,89	284,01	0,25
14	114,95	3,99	4,44	15,98	0,25

Observações

$$\dot{C}_i = c_1 * \dot{E}_i$$

$$\dot{m}_i = \dot{m}_i * 3,6$$

$$\text{Custos} = \dot{C}_i / \dot{m}_i$$

$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia (Cycle-Tempo)  
 $\dot{C}_i$ ...taxa de fluxo do custo exergético  
 $\dot{m}_i$ ...fluxo de massa (Cycle-Tempo)

15	38.665,21	1340,78	55,97	201,49	6,65
16	0,00	0,00	4,44	15,98	0
17	152,17	5,28	60,41	217,47	0,02
18	0,08	0,00	4,44	15,98	0,00
19	4.633,00	160,66	8,81	31,73	5,06
20	7.790,00	270,13	55,97	201,49	1,34

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$rk$	$fk$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,51	409,75	66,49	4,74	34,68	1942,22	4.239,91	6.182,12	631,58	68,58
Turb. 2	89,60	11,45	1,86	34,68	54,43	397,05	1.459,71	1.856,75	56,96	78,62
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	34,68	34,68	0,00	1.740,28	1.740,28	—	100,00
Condens.	17,87	6,27	1,02	34,68	34,68	217,42	818,60	1.036,02	—	79,01
Desaera.	72,61	1,18	0,19	34,68	34,68	40,92	818,60	859,52	—	95,24
Turb. 17	81,46	5,72	0,93	34,68	58,41	198,35	369,01	567,36	68,43	65,04
Bomba 7	76,40	0,52	0,08	34,68	34,68	18,03	56,04	74,07	—	75,65
Bomba 9	71,61	0,23	0,04	—	—	—	20,26	20,26	—	100,00
Bomba 6	62,74	0,00	0,00	34,68	34,68	—	0,26	0,26	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,01	0,01	—	—
Sist. total	27,47	444,44	72,12	4,74	63,22	2.106,65	7.782,38	9.889,02	1.233,70	78,70

Custo da eletricidade= $P_l \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	37.657.063
Custo do vapor= $\dot{E}_P \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	15.863.158
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]	53.520.221

Eletricidade excedente [MWh]	415.929	$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]	90,54	
	169,321	

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$	$rk = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$rk_{tot} = (1 - \varepsilon_k) / \varepsilon_k + \dot{Z}_k / C_{F,k} \cdot \dot{E}_{P,tot}$	$fk = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$
$\varepsilon_k$ ...eficiência exergética	$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.	$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída	
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos	$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos		
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)	$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)		
$rk$ ...diferença relativa de custo	$fk$ ...fator exergético		
$\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)			
$\dot{C}_{P,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <u>Função Objetivo</u>			

$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]
10.704,04

**Tabela IX.2. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-3**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		$f_{o\&m}$	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f_{o\&m}/5000$	2,88282E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	286.337.589
Caldeira	R\$	Cc	147.075.131
Turbo gerador	R\$	Ctg	66.991.751
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	129.565
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	97.504
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	50.414.512
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	32.061
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	16.577.182
Condensador	R\$	Cco	34.726.744
Desaerador	R\$	$Cd=Cit*0,247$	34.726.744
Bombas	R\$	$Cb=Cit*0,03$	2.817.220
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	3.231,20
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	12,59
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	10.977
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	2.208,50
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.925.548
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	1009,92
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	880.529
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	174,38
Custo horário (inv. total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	8.254,59
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	4.239,91
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1931,25
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1453,36
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	477,89
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	1.001,11
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	1.001,11
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	81,22
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,32
Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}k,b7=Cb7*f$	55,51
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}k,b9=Cb9*f$	25,38
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}k,b15=Cb15*f$	0,01
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}k=\dot{Z}k,tot*5000$	41.272.965



Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bagação e 50% palha	0,00474
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	616.252
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf \cdot \dot{E}_f \cdot 5000$	14.605.172
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \sum \dot{Z}_k + cf \cdot \dot{E}_f \cdot 5000$	55.878.137
<b>Balanço de custos</b>		<b><math>\sum \dot{C}_E(ent) + \dot{Z}_k = \sum \dot{C}_E(sai)</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7.339
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	213.845
Custo do calor de processo	R\$/kWh	$c_1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,0346767
Custo do calor de processo	R\$/MWh	$c_1 \cdot 1000$	34,68
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	213.268
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	52.977
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	49.346
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1(\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$	0,05436256
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2 \cdot 1000$	54,36
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	9.901
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$	0,057568727
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} \cdot 1000$	57,57
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	67,13
Fluxo exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	40,149
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh	(cf,k) (insumo)	4,74
Potência líquida na UTE	MW	PI	126,33

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] CTC-2009-3**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]
1	213.268,00	7395,42	148,12	533,22	13,87
3	41.874,00	1452,05	66,67	240,00	6,05
4	52.977,00	1837,07	76,69	276,07	6,65
5	1.726,00	59,85	66,67	240,00	0,25
9	7.339,00	254,49	148,12	533,22	0,48
10	1.070,00	0,00	3.573,23	12863,63	0,00
11	2.803,00	0,00	3.573,23	12863,63	0,00
12	3.530,00	0,00	3.573,23	12863,63	0,00
13	1.611,00	55,86	62,23	224,01	0,25
14	115,00	3,99	4,44	15,98	0,25
15	49.346,00	1711,15	71,43	257,14	6,65
16	0,00	0,00	4,44	15,98	0
17	197,17	6,84	75,87	273,13	0,03
18	0,08	0,00	4,44	15,98	0,00
19	5.267,00	182,64	10,02	36,07	5,06
20	9.901,00	343,33	71,43	257,14	1,34

Observações

$$\dot{C}_i = c_1 \cdot \dot{E}_i$$

$$\dot{m}_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$$

$$\text{Custos} = \dot{C}_i / \dot{m}_i$$

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,51	409,75	66,49	4,74	34,68	1942,22	4.239,91	6.182,12	631,58	68,58
Turb. 2	89,68	11,45	1,86	34,68	54,36	397,05	1.453,36	1.850,41	56,77	78,54
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	34,68	34,68	0,00	1.392,23	1.392,23	—	100,00
Condens.	17,87	7,97	1,29	34,68	34,68	276,37	1.001,11	1.277,48	—	78,37
Desaera.	70,84	1,42	0,23	34,68	34,68	49,24	1.001,11	1.050,35	—	95,31
Turb. 17	82,94	6,73	1,09	34,68	57,57	233,37	477,89	711,26	66,02	67,19
Bomba 7	76,42	0,52	0,08	34,68	34,68	18,03	55,51	73,54	—	75,48
Bomba 9	71,95	0,28	0,05	—	—	—	25,38	25,38	—	100,00
Bomba 6	64,42	0,00	0,00	34,68	34,68	—	0,32	0,32	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,01	0,01	—	—
Sist. total	27,01	447,13	72,56	4,74	67,13	2.119,40	8.254,59	10.373,99	1.316,28	79,57

Custo da eletricidade= $P_l \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	42.404.651
Custo do vapor= $\dot{E}_p \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]	13.476.323
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]	55.880.974

Eletricidade excedente [MWh]	451.919	$\dot{E}_{p,tot}$ [MW]
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]	93,83	166,482

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$	$r_k = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$r_{k,tot} = (1 - \varepsilon_k) / \varepsilon_k + \dot{Z}_k / C_{F,k} \cdot \dot{E}_{p,tot}$	$f_k = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$
$\varepsilon_k$ ...eficiência exergética $\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr. $Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída $c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos $c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos $\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo) $\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo) $r_k$ ...diferença relativa de custo $f_k$ ...fator exergoeconômico $\dot{E}_{p,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo) $\dot{C}_{p,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{p,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <u>Função Objetivo</u>			

$\dot{C}_{p,tot}$ [R\$/h]
11.176,19

**Tabela IX.3. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-4**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	l/h	$f=fa*f\ o\&m/5000$	2,88282E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	294.324.927
Caldeira	R\$	Cc	147.075.131
Turbo gerador	R\$	Ctg	68.646.771
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	133.179
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	97.504
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	50.258.241
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	35.675
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	18.388.700
Condensador	R\$	Cco	37.853.772
Desaerador	R\$	Cd	37.853.772
Bombas	R\$	Cb	2.895.481
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	3.339,65
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	13,93
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	12.077
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	2.208,50
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.914.772
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	1117,02
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	968.458
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	173,40
Custo horário (inv. total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	8.484,85
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	4.239,91
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1978,96
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1448,85
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	530,11
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	1.091,26
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	1.091,26
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	83,47

Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b6}=C_{b6}*f$	0,35
Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b7}=C_{b7}*f$	55,20
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b9}=C_{b9}*f$	27,92
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b15}=C_{b15}*f$	0,00
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} * 5000$	42.424,267
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bagaco e 50% palha	0,00474
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	616,252
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf*\dot{E}_f*5000$	14.605,172
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \Sigma \dot{Z}_k + cf*\dot{E}_f*5000$	57.029,439
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\Sigma c\dot{E}(ent) + \dot{Z}_k = \Sigma c\dot{E}(saí)</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7,339
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	213,845
Custo do calor de processo	R\$/kWh	$c1=(cf*\dot{E}_f+\dot{Z}_{k,c})/(\dot{E}_1-\dot{E}_9)$	0,0346767
Custo do calor de processo	R\$/MWh	$c1*1000$	34,68
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	213,268
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	47,637
Fluxo exerg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	54,686
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce2=(c1(\dot{E}_{11}-\dot{E}_4-\dot{E}_{15})+\dot{Z}_{k,t2})/Pt2$	0,054316357
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c2=ce2*1000$	54,32
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	10,962
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce17=(c1*(\dot{E}_{15}-\dot{E}_{20})+\dot{Z}_{k,t17})/Pt17$	0,057359696
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c17=ce17*1000$	57,36
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c217$	69,14
Fluxo exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	35,130
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh	(cf,k) (insumo)	4,74
Potência líquida da UTE	MW	PI	129,839

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] CTC-2009-4**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]
1	213.845,00	7415,43	148,12	533,22	13,91
3	36.450,00	1263,96	58,33	210,00	6,02
4	47.637,00	1651,89	68,96	248,24	6,65
5	1.510,00	52,36	58,33	210,00	0,25
9	7.339,00	254,49	148,12	533,22	0,48
10	1.185,00	0,00	3.956,30	14.242,69	0,00
11	3.104,00	0,00	3.956,30	14.242,69	0,00
12	3.908,00	0,00	3.956,30	14.242,69	0,00
13	1.395,00	48,37	53,89	194,01	0,25
14	115,00	3,99	4,44	15,98	0,25

Observações

$\dot{C}_i = c1 * \dot{E}_i$

$\dot{m}_i = \dot{m}_i * 3,6$

Custos =  $\dot{C}_i / \dot{m}_i$

$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia (Cycle-Tempo)  
 $\dot{C}_i$ ...taxa de fluxo do custo exergético  
 $\dot{m}_i$ ...fluxo de massa (Cycle-Tempo)

15	54.686,00	1896,33	79,16	284,97	6,65
16	0,00	0,00	4,44	15,98	0
17	220,00	7,63	83,60	300,96	0,03
18	0,08	0,00	4,44	15,98	0,00
19	5.584,00	193,63	10,62	38,24	5,06
20	10.962,00	380,13	79,16	284,97	1,33

#### Resultado da análise exergoeconômica

Comp.	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$rk$	$fk$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,51	409,75	66,49	4,74	34,68	1942,22	4.239,91	6.182,12	631,58	68,58
Turb. 2	89,68	11,45	1,86	34,68	54,32	397,05	1.448,85	1.845,90	56,64	78,49
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	34,68	34,68	0,00	1.218,19	1.218,19	—	100,00
Condens.	17,87	8,82	1,43	34,68	34,68	305,85	1.091,26	1.397,10	—	78,11
Desaera.	70,84	1,55	0,25	34,68	34,68	53,75	1.091,26	1.145,00	—	95,31
Turb. 17	83,26	7,32	1,19	34,68	57,36	253,83	530,11	783,95	65,41	67,62
Bomba 7	76,42	0,52	0,08	34,68	34,68	18,03	55,20	73,23	—	75,38
Bomba 9	72,03	0,31	0,05	—	—	—	27,92	27,92	—	100,00
Bomba 6	64,50	0,00	0,00	34,68	34,68	—	0,35	0,35	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,00	0,00	—	—
Sist. total	26,77	448,57	72,79	4,74	69,14	2.126,20	8.484,85	10.611,05	1.358,64	79,96

Custo da eletricidade= $PI \cdot 5.000 \cdot CP,k$ [R\$]	44.884.956
Custo do vapor= $\dot{E}_P \cdot 5.000 \cdot CP,k$ [R\$]	12.144.371
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]	57.029.327

Eletricidade excedente [MWh]	469.448	$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]	95,61	164.969

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$	$rk = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$rk_{tot} = (1 - \varepsilon_k) / \varepsilon_k + \dot{Z}_k / c_{F,k} \cdot \dot{E}_{P,tot}$	$fk = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$
$\varepsilon_k$ ...eficiência exergética	$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.	$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída	
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos		$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos	
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)		$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip.(taxa de fluxo)	
$rk$ ...diferença relativa de custo		$fk$ ...fator exergoeconômico	
$\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)			
$\dot{C}_{P,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <u>Função Objetivo</u>			

$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]
11.405,86

**Tabela IX.4. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-5**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros [i]	%/ano	TJLP + 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação [n]	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-n})$	0,135982
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/5.000$	2,88282E-05
Custo do investimento total	R\$	Cit [100%] da UTE	283.493.160
Custo da caldeira	R\$	Cc	104.348.106
Custo do superaquecedor	R\$	Csa	19.857.933
Custo do turbogerador	R\$	Ctg	63.144.945
Potência do turbogerador	kW	Ptg (bornes do gerador)	121.016,46
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	95.591,18
Custo da turbina 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	49.878.337
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	25.425,29
Custo da turbina 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	13.266.613
Custo do condensador	R\$	Cco	46.715.145
Custo do desaerador	R\$	$Cd=Cit*0,203302$	46.715.145
Custo das bombas	R\$	Cb	2.711.888
Potência das bombas	kW	Pb (Cycle-Tempo)	3.104,35
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (Cycle-Tempo)	10,63
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	9.286
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (Cycle-Tempo)	2.263,29
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.977.158
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (Cycle-Tempo)	830,23
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9=Cb*Pb9/Pb$	725.270
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	174,72
Custo horário (investimento total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	8.172,59
Custo horário da caldeira	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	3.008,17
Custo horário do superaquecedor	R\$/h	$\dot{Z}k,sa=Csa*f$	572,47
Custo horário do turbogerador	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1820,35
Custo horário da turbina 2	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1437,90
Custo horário da turbina 17	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	382,45
Custo horário do condensador	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	1.346,71
Custo horário do desaerador	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	1.346,71
Custo horário das bombas	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	78,18
Custo horário da bomba 6	R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,27
Custo horário da bomba 7	R\$/h	$\dot{Z}k,b7=Cb7*f$	57,00
Custo horário da bomba 9	R\$/h	$\dot{Z}k,b9=Cb9*f$	20,91

Custo horário da bomba 15	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b15} = C_{b15} \cdot f$	0,01
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} \cdot 5.000$	40.862.966
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/kWh	cf (bagaço+50% da palha)	0,00432
Fluxo exerg. da mistura comb. caldeira	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	563.866
Fluxo exerg. na tub. 9	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7.521
Fluxo exerg. na tub. 1	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	189.635
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/kWh	$c_1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,029893735
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/MWh	$c_1 \cdot 1000$	29,89
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/kWh	cfb	0,009223
Fluxo exerg. do biogás no superaq.	kW	$\dot{E}_{fb}$ (Cycle-Tempo)	52.263
Fluxo exerg. na tub. 2	kW	$\dot{E}_2$ (Cycle-Tempo)	212.403
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/kWh	$c_2 = (cfb \cdot \dot{E}_{fb} + c_1 \cdot \dot{E}_1 + \dot{Z}_{k,sa}) / \dot{E}_2$	0,03165
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/MWh	$c_2 \cdot 1.000$	31,65
Fluxo de exerg. saída tub. 2	MW	$\dot{E}_{22}$ (Cycle-Tempo)	211,82
Fluxo de exerg. na tub. 15	MW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	40,13
Fluxo de exerg. ent. tub. 4	MW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	62,895
Custo da eletricidade na turb. 2	R\$/MWh	$ce_2 = (c_2(\dot{E}_{22} - \dot{E}_{15} - \dot{E}_4) + \dot{Z}_{k,t2}) \cdot 1000 / Pt_2$	51,07
Fluxo de exergia na tub. 20	MW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	8,1078
Custo esp. da eletricidade na turb. 17	R\$/MWh	$ce_{17} = (c_2(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) \cdot 1000 / Pt_{17}$	54,91
Custo esp. total da eletricidade	R\$/MWh	$c_{217}$	98,26
Fluxo de exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	50,186
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/MWh	(cf,k) (insumo)	4,32
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/MWh	(cfb,k) (insumo)	9,22
Potência líquida da UTE	MW	Pl	117,912

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] - CTC-2009-5**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]
1	189.635,00	6.002,69	151,80	546,48	10,98
2	211.820,00	6.704,93	151,80	546,48	12,27
3	52.343,00	1.656,86	83,33	300,00	5,52
4	56.880,00	1.800,48	92,67	333,62	5,40
5	2.157,00	68,28	83,33	300,00	0,23
6	166,06	5,26	59,13	212,86	0,02
10	876,00	0,00	2.925,50	10.531,80	0,00
11	2.295,00	0,00	2.925,50	10.531,80	0,00
12	2.890,00	0,00	2.925,50	10.531,80	0,00
13	2.040,00	64,57	78,78	283,60	0,23
14	118,00	3,74	4,55	16,39	0,23
15	40.130,00	1.270,27	59,13	212,86	5,97
16	0,00	0,00	4,55	16,39	0,00
17	161,00	5,10	63,68	229,26	0,02
18	0,09	0,00	4,55	16,39	0,00

$$\dot{C}_i = c_i \cdot \dot{E}_i$$

$$\dot{m}_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$$

$$\text{Custos} = \dot{C}_i / \dot{m}_i$$

$$\Sigma c \cdot \dot{E}(\text{ent}) + \dot{Z}_k = \Sigma c \cdot \dot{E}(\text{saí})$$

$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia

$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo exe.

$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa

19	4.811,00	152,29	9,34	33,62	4,53
20	8.108,00	256,65	59,13	212,86	1,21

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	R\$/h	[%]	[%]
Caldeira	32,30	381,75	61,96	4,32	29,89	1649,16	3.008,17	4.657,33	591,98	64,59
Condens.	17,87	6,52	1,05	31,65	31,65	206,38	1.346,71	1.553,10	—	86,71
Desaera.	72,60	1,22	0,20	31,65	31,65	38,62	1.346,71	1.385,33	—	97,21
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	31,65	31,65	0,00	1.588,58	1.588,58	—	100,00
Superaq.	43,56	29,49	4,79	9,22	31,65	271,99	572,47	844,45	—	67,79
Turb. 2	89,66	11,25	1,83	31,65	51,07	356,11	1.437,90	1.794,01	61,33	80,15
Turb. 17	81,02	6,08	0,99	31,65	54,91	192,46	382,45	574,91	73,47	66,52
Bomba 7	76,42	0,53	0,09	31,65	31,65	16,78	57,00	73,77	—	77,26
Bomba 9	71,66	0,24	0,04	—	—	—	20,91	20,91	—	100,00
Bomba 6	63,18	0,00	0,00	31,65	31,65	—	0,27	0,27	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,01	0,01	—	100,00
Sist. total	27,28	445,56	72,32	13,54	98,26	6.034,23	8.172,59	14.206,83	625,56	57,53

Custo da eletricidade= $P_l * 5.000 * C_{P,k}$ [R\$]	57.931.613
Custo do vapor= $\dot{E}_p * 5.000 * C_{P,k}$ [R\$]	24.656.949
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]	82.588.562

Eletricidade excedente [MWh]	411.057
Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]	140,93

$\dot{E}_{p,tot}$ [MW]	$\dot{C}_{p,tot}$ [R\$/h]
168,098	16.517,72

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} * \dot{E}_{D,k}$	$r_k = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$r_{k,tot} = (1 - \varepsilon_k) / \varepsilon_k + \dot{Z}_k / C_{f,k} * \dot{E}_{p,tot}$	$f_k = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$
---	---	---	---

$\varepsilon_k$ ...eficiência exergética	$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.	$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos	$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos	
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)	$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)	
$r_k$ ...diferença relativa de custo	$f_k$ ...fator exergoeconômico	
$\dot{E}_{p,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)		
$\dot{C}_{p,tot} = C_{P,tot} * \dot{E}_{p,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i>		



**Tabela IX.5. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-6**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros [i]	%/ano	TJLP + 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação [n]	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-n})$	0,135982
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/5.000$	2,88282E-05
Custo do investimento total	R\$	Cit [100%] da UTE	300.308.529
Custo da caldeira	R\$	Cc	104.348.106
Custo do superaquecedor	R\$	Csa	19.857.933
Custo do turbogerador	R\$	Ctg	66.569.315
Potência do turbogerador	kW	Ptg (bornes do gerador)	128.194,54
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	95.591,18
Custo da turbina 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	49.638.927
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	32.603,23
Custo da turbina 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	16.930.321
Custo do condensador	R\$	Cco	53.331.810
Custo do desaerador	R\$	Cd	53.331.810
Custo das bombas	R\$	Cb	2.869.555
Potência das bombas	kW	Pb (Cycle-Tempo)	3.314,92
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (Cycle-Tempo)	13,14
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	11.375
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (Cycle-Tempo)	2.263,29
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.959.213
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (Cycle-Tempo)	1038,28
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9=Cb*Pb9/Pb$	898.785
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	173,13
Custo horário (investimento total)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tot}=Cit*f$	8.657,35
Custo horário da caldeira	R\$/h	$\dot{Z}k_c=Cc*f$	3.008,17
Custo horário do superaquecedor	R\$/h	$\dot{Z}k_{sa}=Csa*f$	572,47
Custo horário do turbogerador	R\$/h	$\dot{Z}k_{tg}=Ctg*f$	1919,07
Custo horário da turbina 2	R\$/h	$\dot{Z}k_{t2}=Ct2*f$	1431,00
Custo horário da turbina 17	R\$/h	$\dot{Z}k_{t17}=Ct17*f$	488,07
Custo horário do condensador	R\$/h	$\dot{Z}k_{co}=Cco*f$	1.537,46
Custo horário do desaerador	R\$/h	$\dot{Z}k_d=Cd*f$	1.537,46
Custo horário das bombas	R\$/h	$\dot{Z}k_b=Cb*f$	82,72
Custo horário da bomba 6	R\$/h	$\dot{Z}k_{b6}=Cb6*f$	0,33
Custo horário da bomba 7	R\$/h	$\dot{Z}k_{b7}=Cb7*f$	56,48
Custo horário da bomba 9	R\$/h	$\dot{Z}k_{b9}=Cb9*f$	25,91

Custo horário da bomba 15	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b15} = C_{b15} \cdot f$	0,00
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} \cdot 5.000$	43.286,749
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/kWh	cf (bagaço+50% da palha)	0,00432
Fluxo exerg. da mistura comb. caldeira	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	563,867
Fluxo exerg. na tub. 9	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7,521
Fluxo exerg. na tub. 1	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	189,635
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/kWh	$c_1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,029893758
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/MWh	$c_1 \cdot 1000$	29,89
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/kWh	cfb (biogás)	0,009223
Fluxo exerg. do biogás no superaq.	kW	$\dot{E}_{fb}$ (Cycle-Tempo)	52,263
Fluxo exerg. na tub. 2	kW	$\dot{E}_2$ (Cycle-Tempo)	212,403
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/kWh	$c_2 = (cfb \cdot \dot{E}_{fb} + c_1 \cdot \dot{E}_1 + \dot{Z}_{k,sa}) / \dot{E}_2$	0,03165
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/MWh	$c_2 \cdot 1.000$	31,65
Fluxo de exerg. saída tub. 2	MW	$\dot{E}_{22}$ (Cycle-Tempo)	211,82
Fluxo de exerg. na tub. 15	MW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	50,608
Fluxo de exerg. ent. tub. 4	MW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	52,416
Custo da eletricidade na turb. 2	R\$/MWh	$ce_2 = (c_2(\dot{E}_{22} - \dot{E}_{15} - \dot{E}_4) + \dot{Z}_{k,t2}) \cdot 1000 / Pt_2$	51,00
Fluxo de exergia na tub. 20	MW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	10,188
Custo esp. da eletricidade na turb. 17	R\$/MWh	$ce_{17} = (c_2(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) \cdot 1000 / Pt_{17}$	54,21
Custo esp. total da eletricidade	R\$/MWh	$c_{217}$	103,03
Fluxo de exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	40,149
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/MWh	(Cf,k) (insumo)	4,32
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/MWh	(Cfb,k) (insumo)	9,22
Potência líquida da UTE	MW	PI	124,880

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] - CTC-2009-6**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$m_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	189.635,00	6.002,70	151,80	546,48	10,98	$\dot{C}_i = \dot{c}_i \cdot \dot{E}_i$ $m_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$ Custos = $\dot{C}_i / m_i$
2	211.820,00	6.704,94	151,80	546,48	12,27	
3	41.874,00	1.325,48	66,67	240,00	5,52	
4	52.416,00	1.659,17	77,23	278,04	5,97	
5	1.726,00	54,63	66,67	240,00	0,23	$\Sigma c \cdot \dot{E}_{(ent)} + \dot{Z}_k = \Sigma c \cdot \dot{E}_{(sai)}$
6	209,00	6,62	74,57	268,44	0,02	
7	218,00	6,90	74,57	268,44	0,03	
8	5.791,00	183,31	151,80	546,48	0,34	
9	7.521,00	238,07	151,80	546,48	0,44	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia $\dot{C}_i$ ...taxa de fluxo do custo exe. $\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
10	1.101,00	0,00	3.676,00	13.233,60	0,00	
11	2.884,00	0,00	3.676,00	13.233,60	0,00	
12	3.632,00	0,00	3.676,00	13.233,60	0,00	
13	1.608,00	50,90	62,11	223,60	0,23	
14	118,00	3,74	4,55	16,39	0,23	

15	50.608,00	1.601,94	74,57	268,44	5,97
16	0,00	0,00	4,55	16,39	0,00
17	206,00	6,52	79,12	284,84	0,02
18	0,09	0,00	4,55	16,39	0,00
19	5.443,00	172,29	10,57	38,03	4,53
20	10.188,00	322,49	74,57	268,44	1,20

#### Resultado da análise exergoeconômica

Comp.	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	R\$/h	[%]	[%]
Caldeira	32,30	381,75	61,96	4,32	29,89	1649,16	3.008,17	4.657,33	591,99	64,59
Condens.	17,87	8,19	1,33	31,65	31,65	259,25	1.537,46	1.796,71	—	85,57
Desaera.	70,91	1,47	0,24	31,65	31,65	46,53	1.537,46	1.583,99	—	97,06
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	31,65	31,65	0,00	1.270,87	1.270,87	—	100,00
Superaq.	43,56	29,49	4,79	9,22	31,65	271,99	572,47	844,45	—	67,79
Turb. 2	89,66	11,25	1,83	31,65	51,00	356,11	1.431,00	1.787,11	61,11	80,07
Turb. 17	82,31	7,15	1,16	31,65	54,21	226,33	488,07	714,40	71,27	68,32
Bomba 7	76,42	0,53	0,09	31,65	31,65	16,78	56,48	73,26	—	77,10
Bomba 9	72,00	0,29	0,05	—	—	—	25,91	25,91	—	100,00
Bomba 6	64,45	0,00	0,00	31,65	31,65	—	0,33	0,33	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,00	0,00	—	100,00
Sist. total	26,78	448,45	72,79	13,54	103,03	6.073,29	8.657,35	14.730,64	660,77	58,77

$\dot{C}_{D,k}=C_{F,k}*\dot{E}_{D,k}$		$rk=((C_{P,k}-C_{F,k})/c_{F,k})$	$rk,tot=(1-\epsilon_k)/\epsilon_k + \dot{Z}k/Cf_{i,k}*\dot{E}_{p,tot}$	$fk=(\dot{Z}k/\dot{Z}k+C_{D,k})$	
$\epsilon k...$ eficiência exergética			$\dot{E}_{D,k}...$ fluxo de exergia destr.		$Y_{D,k}...$ relação da exergia destruída
$c_{F,k}...$ custo da unidade exergética dos insumos				$c_{P,k}...$ custo da unidade exergética dos produtos	
$\dot{C}_{D,k}...$ custo da exe. destr. (taxa de fluxo)			$\dot{Z}k...$ custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)		
$rk...$ diferença relativa de custo			$fk...$ fator exergoeconômico		
$\dot{E}_{p,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)					
$\dot{C}_{p,tot}$ =CP,tot* $\dot{E}p,tot$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i>					
$\dot{E}_{p,tot}$ [MW]					
165,028					
$\dot{C}_{p,tot}$ [R\$/h]					
17.003,03					
Custo da eletricidade= $P1*5.000*C_{p,k}$ [R\$]		64.332.685		Eletricidade excedente [MWh]	
Custo do vapor= $\dot{E}_p*5.000*C_{p,k}$ [R\$]		20.682.999		Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]	
Custo total $\dot{C}tot$ [R\$/safra]		85.015.685		144,28	

**Tabela IX.6. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-7**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros [i]	%/ano	TJLP + 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação [n]	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-n})$	0,135982
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	l/h	$f=fa*f\ o\&m/5.000$	2,88282E-05
Custo do investimento total	R\$	Cit [100%] da UTE	308.479.425
Custo da caldeira	R\$	Cc	104.348.106
Custo do superaquecedor	R\$	Csa	19.857.933
Custo do turbogerador	R\$	Ctg	68.160.826
Potência do turbogerador	kW	Ptg (bornes do gerador)	131.682,50
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	95.591,18
Custo da turbina 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	49.479.420
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	36.091,35
Custo da turbina 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	18.681.421
Custo do condensador	R\$	Cco	56.582.978
Custo do desaerador	R\$	Cd	56.582.978
Custo das bombas	R\$	Cb	2.946.604
Potência das bombas	kW	Pb (Cycle-Tempo)	3.422,46
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (Cycle-Tempo)	14,48
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	12.467
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (Cycle-Tempo)	2.263,29
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.948.604
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (Cycle-Tempo)	1144,48
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9=Cb*Pb9/Pb$	985.353
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (Cycle-Tempo)	0,2
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	172,19
Custo horário (investimento total)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,tot}=Cit*f$	8.892,90
Custo horário da caldeira	R\$/h	$\dot{Z}_{k,c}=Cc*f$	3.008,17
Custo horário do superaquecedor	R\$/h	$\dot{Z}_{k,sa}=Csa*f$	572,47
Custo horário do turbogerador	R\$/h	$\dot{Z}_{k,tg}=Ctg*f$	1964,95
Custo horário da turbina 2	R\$/h	$\dot{Z}_{k,t2}=Ct2*f$	1426,40
Custo horário da turbina 17	R\$/h	$\dot{Z}_{k,t17}=Ct17*f$	538,55
Custo horário do condensador	R\$/h	$\dot{Z}_{k,co}=Cco*f$	1.631,18
Custo horário do desaerador	R\$/h	$\dot{Z}_{k,d}=Cd*f$	1.631,18
Custo horário das bombas	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b}=Cb*f$	84,95
Custo horário da bomba 6	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b6}=Cb6*f$	0,36
Custo horário da bomba 7	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b7}=Cb7*f$	56,17
Custo horário da bomba 9	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b9}=Cb9*f$	28,41

Custo horário da bomba 15	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b15}=C_{b15} \cdot f$	0,00
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} \cdot 5.000$	44.464,509
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/kWh	cf (bagaço+50% da palha)	0,00432
Fluxo exerg. da mistura comb. caldeira	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	563,866
Fluxo exerg. na tub. 9	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	7,521
Fluxo exerg. na tub. 1	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	189,635
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/kWh	$c1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,029893735
Custo do vapor na tubulação 1	R\$/MWh	$c1 \cdot 1000$	29,89
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/kWh	cfb (biogás)	0,009223
Fluxo exerg. do biogás no superaq.	kW	$\dot{E}_{fb}$ (Cycle-Tempo)	52,263
Fluxo exerg. na tub. 2	kW	$\dot{E}_2$ (Cycle-Tempo)	212,403
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/kWh	$c2 = (cfb \cdot \dot{E}_{fb} + c1 \cdot \dot{E}_1 + \dot{Z}_{k,sa}) / \dot{E}_2$	0,03165
Custo do vapor na tub. 2 (processo)	R\$/MWh	$c2 \cdot 1.000$	31,65
Fluxo de exerg. saída tub. 2	MW	$\dot{E}_{22}$ (Cycle-Tempo)	211,82
Fluxo de exerg. na tub. 15	MW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	55,847
Fluxo de exerg. ent. tub. 4	MW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	47,177
Custo da eletricidade na turb. 2	R\$/MWh	$ce2 = (c2(\dot{E}_{22} - \dot{E}_{15} - \dot{E}_4) + \dot{Z}_{k,t2}) \cdot 1000 / Pt2$	50,95
Fluxo de exergia na tub. 20	MW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	11,235
Custo esp. da eletricidade na turb. 17	R\$/MWh	$ce17 = (c2(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) \cdot 1000 / Pt17$	54,05
Custo esp. total da eletricidade	R\$/MWh	$c217$	105,49
Fluxo de exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	35,13
Custo da unid. exerg. comb. caldeira	R\$/MWh	(Cf,k) (insumo)	4,32
Custo da unid. exerg. do biogás	R\$/MWh	(Cfb,k) (insumo)	9,22
Potência líquida da UTE	MW	Pl	128,26

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] - CTC-2009-7**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	189.635,00	6.002,69	151,80	546,48	10,98	
2	211.820,00	6.704,93	151,80	546,48	12,27	
3	36.640,00	1.159,80	58,33	210,00	5,52	
4	42.665,00	1.350,51	69,51	250,24	5,40	$\dot{C}_i = c_i \cdot \dot{E}_i$
5	1.510,00	47,80	58,33	210,00	0,23	$\dot{m}_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$
6	231,11	7,32	82,29	296,24	0,02	$Custos = \dot{C}_i / \dot{m}_i$
7	240,45	7,61	82,29	296,24	0,03	
8	5.791,00	183,31	151,80	546,48	0,34	$\Sigma c \cdot \dot{E}(\text{ent}) + \dot{Z}_k = \Sigma c \cdot \dot{E}(\text{saí})$
9	7.521,00	238,07	151,80	546,48	0,44	
10	1.214,00	0,00	4.053,68	14.593,26	0,00	
11	3.180,00	0,00	4.053,68	14.593,26	0,00	
12	4.004,00	0,00	4.053,68	14.593,26	0,00	
13	1.392,00	44,06	53,78	193,60	0,23	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia
14	118,00	3,74	4,55	16,39	0,23	$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo exe.
15	55.848,00	1.767,81	82,29	296,24	5,97	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa

16	0,00	0,00	4,55	16,39	0,00
17	228,53	7,23	86,84	312,63	0,02
18	0,09	0,00	4,55	16,39	0,00
19	5.759,00	182,29	11,18	40,24	4,53
20	11.235,00	355,63	82,29	296,24	1,20

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\varepsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	R\$/h	[%]	[%]
Caldeira	32,30	381,75	61,96	4,32	29,89	1649,16	3.008,17	4.657,33	591,98	64,59
Condens.	17,87	9,04	1,47	31,65	31,65	286,15	1.631,18	1.917,34	—	85,08
Desaera.	70,91	1,59	0,26	31,65	31,65	50,33	1.631,18	1.681,51	—	97,01
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	31,65	31,65	0,00	1.112,00	1.112,00	—	100,00
Superaq.	43,56	29,49	4,79	9,22	31,65	271,99	572,47	844,45		67,79
Turb. 2	89,66	11,25	1,83	31,65	50,95	356,11	1.426,40	1.782,51	60,95	80,02
Turb. 17	82,55	7,78	1,26	31,65	54,05	246,27	538,55	784,82	70,75	68,62
Bomba 7	76,42	0,53	0,09	31,65	31,65	16,78	56,17	72,95	—	77,00
Bomba 9	72,03	0,32	0,05		—	—	28,41	28,41	—	100,00
Bomba 6	64,54	0,00	0,00	31,65	31,65	—	0,36	0,36	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,00	0,00	—	100,00
Sist. total	26,52	450,05	73,04	13,54	105,49	6.095,04	8.892,90	14.987,94	678,96	59,33
$\dot{C}_{D,k}=C_{F,k}*\dot{E}_{D,k}$			$r_k=((C_{P,k}-C_{F,k})/c_{F,k})$	$r_{k,tot}=(1-\varepsilon_k)/\varepsilon_k + \dot{Z}_k/C_{f,k}*E_{p,tot}$		$f_k=(\dot{Z}_k/\dot{Z}_k+\dot{C}_{D,k})$				
$\varepsilon_k$ ...eficiência exergética				$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.				$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída		
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos						$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos				
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)				$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)						
$r_k$ ...diferença relativa de custo				$f_k$ ...fator exergoeconômico						
$\dot{E}_{p,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)										
$\dot{C}_{P,tot}=C_{p,tot}*\dot{E}_{p,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i>										
Custo da eletricidade= $PI*5.000*C_{P,k}$ [R\$]				67.653.670						
Custo do vapor= $\dot{E}_p*5.000*C_{P,k}$ [R\$]				18.530.122						
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]				86.183.792						
Eletricidade excedente [MWh]			462.797							
Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]			146,18							
$\dot{E}_{p,tot}$ [MW]										
163,39										
$\dot{C}_{p,tot}$ [R\$/h]										
17.236,76										

**Tabela IX.7. Análise termoeconômica do estudo de caso 14**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		2.160
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/2160$	6,67319E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	-
Caldeira	R\$	Cc	0
Turbo gerador	R\$	Ctg	-
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	94.450
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	58.897
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	-
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	35.553
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	-
Condensador	R\$	Cco	-
Desaerador	R\$	Cd	-
Bombas	R\$	Cb	-
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	2.471,68
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	13,84
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	-
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	1.346,27
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	-
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	1111,45
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	-
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,12
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	0,00
Custo horário (O&M)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tot}=cf*\dot{E}f*0,06$	461,24
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k_c=\dot{Z}k_{tot}*0,4997$	230,48
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tg}=\dot{Z}k_{t2}+\dot{Z}k_{t17}$	107,61
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t2}=\dot{Z}k_{tot}*0,1708$	78,78
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t17}=\dot{Z}k_{tot}*0,0625$	28,83
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{co}=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	59,32
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_d=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	59,32
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k_b=\dot{Z}k_{(b6+b7+b9+b15)}$	4,54
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b6}=\dot{Z}k_{tot}*0,000041$	0,02
Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b7}=\dot{Z}k_{tot}*0,0065$	3,00
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b9}=\dot{Z}k_{tot}*0,0033$	1,52
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}k_{B15}=0$	0,00
Custo da UTE/safra O&M	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}k=\dot{Z}k_{tot}*2160$	996.283

Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)eucalipto	0,0214
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	359.223
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf \cdot \dot{E}_f \cdot 2160$	16.604.721
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \sum \dot{Z}_k + cf \cdot \dot{E}_f \cdot 2160$	17.601.004
<b>Balanço de custos</b>		<b><math>\sum c \dot{E}(\text{ent}) + \sum \dot{Z}_k = \sum c \dot{E}(\text{saí})</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	4.469
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	130.232
Custo exergético do vapor	R\$/kWh	$c_1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,0629588
Custo exergético do vapor	R\$/MWh	$c_1 \cdot 1000$	62,96
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	129.881
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	8.024
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	54.436
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1 (\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$	0,073408533
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2 \cdot 1000$	73,41
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	10.907
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1 (\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$	0,077892541
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} \cdot 1000$	77,89
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	86,41
Custo da unid. exerg. do combustível	R\$/MWh		21,40
Potência líquida da UTE	MW	Pl	91,978
Obs.: os custos horários de O&M foram tomados na mesma porcentagem do CTC-2009-4			

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t]**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$m_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	130.231,00	8199,18	90,20	324,73	25,25	Observações
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	$\dot{C}_i = c_i \cdot \dot{E}_i$
4	8.023,88	505,17	11,59	41,72	12,11	$m_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Custos = $\dot{C}_i / m_i$
6	220,79	13,90	78,62	283,01	0,05	
7	229,72	14,46	78,62	283,01	0,05	
8	3.441,37	216,66	90,20	324,73	0,67	
9	4.469,20	281,38	90,20	324,73	0,87	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia
10	1.179,14	0,00	3.936,53	14171,49	0,00	$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo exe.
11	3.088,47	0,00	3.936,53	14171,49	0,00	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
12	3.889,00	0,00	3.936,53	14171,49	0,00	
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	54.435,72	3427,20	78,62	283,01	12,11	
16	0,00	0,00	2,76	9,94	0	
17	222,36	14,00	81,38	292,95	0,05	
18	0,05	0,00	2,76	9,94	0,00	



19	4.653,60	292,98	8,83	31,78	9,22
20	10.907,11	686,70	78,62	283,01	2,43

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	35,01	233,46	66,99	21,40	62,96	4996,04	230,48	5.226,53	194,20	4,41
Turb. 2	89,14	7,32	2,04	62,96	73,41	460,98	78,78	539,76	16,60	14,60
Proc. 3								-	-	-
Condens.	17,87	8,78	2,44	62,96	62,96	552,59	59,32	611,90	-	9,69
Desaera.	66,77	1,44	0,40	62,96	62,96	90,35	59,32	149,66	-	39,63
Turb. 17	83,34	7,25	2,02	62,96	77,89	456,39	28,83	485,22	23,72	5,94
Bomba 7	76,35	0,32	0,09	62,96	62,96	20,02	3,00	23,02	-	13,02
Bomba 9	72,03	0,31	0,09	-	-	-	1,52	1,52	-	-
Bomba 6	64,50	0,00	0,00	62,96	62,96	-	0,02	0,02	-	-
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-
Sist. total	26,29	265,32	73,86	21,40	86,41	5.677,78	461,24	6.139,03	303,76	7,51
Custo da eletricidade= $PI \cdot 2.160 \cdot CP,k$ [R\$/safra]							17.166.333			

Eletricidade excedente [MWh]	177.738	Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]	96,58
------------------------------	---------	--------------------------------	-------

$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$	$r_k = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$r_{k,tot} = (1 - \epsilon_k) / \epsilon_k + \dot{Z}_k / C_{F,k} \cdot \dot{E}_{P,tot}$		$f_k = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$	
$\epsilon_k$ ...eficiência exergética $c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos $\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo) $r_k$ ...diferença relativa de custo $\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo) $\dot{C}_{P,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i>					
$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr. $c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos $\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo) $f_k$ ...fator exergoeconômico					
$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída					

$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]
91,978
$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]
7.947,38

**Tabela IX.8. Análise termoeconômica para o estudo de caso 23**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	l/h	$f=fa*f\ o\&m/5000$	2,88282E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	229.424.520
Caldeira	R\$	Cc	125.314.904
Turbo gerador	R\$	Ctg	56.762.561
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	103.812
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	79.603
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	43.525.235
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	24.210
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	13.237.325
Condensador	R\$	Cco	22.481.000
Desaerador	R\$	Cd	22.481.000
Bombas	R\$	Cb	2.385.055
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	2.604,38
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	9,97
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	9.130
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	1.808,71
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.656.391
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	785,53
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	719.377
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,16
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	146,53
Custo horário (inv. total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	6.613,89
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	3.612,60
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1636,36
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1254,75
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	381,61
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	648,09
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	648,09
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	68,76
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,26

Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b7}=C_{b7}*f$	47,75
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b9}=C_{b9}*f$	20,74
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,B15}=C_{b15}*f$	0,00
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_k = \dot{Z}_{k,tot} * 5000$	33.069.462
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bag.,50% palha e biogás	0,00483
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	503.922
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf*\dot{E}_f*5000$	12.169.716
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \Sigma \dot{Z}_k + cf*\dot{E}_f*5000$	45.239.179
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\Sigma c\dot{E}(\text{ent}) + \dot{Z}_k = \Sigma c\dot{E}(\text{sai})</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	6.007
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	175.056
Custo do calor de processo	R\$/kWh	$c_1 = (cf*\dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c})/(\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,0357680
Custo do calor de processo	R\$/MWh	$c_1*1000$	35,77
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	174.584
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	45.808
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	39.019
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1(\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2})/Pt_2$	0,056093553
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2*1000$	56,09
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	7.661
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1(\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17})/Pt_{17}$	0,062092249
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17}*1000$	62,09
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	66,36
Fluxo exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	35,130
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh	(Cf,k) (insumo)	4,83
Potência líquida da UTE	MW	Pl	101,207

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t]**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	175.056,00	6261,41	121,25	436,50	14,34	
3	36.480,00	1304,82	58,33	210,00	6,21	Observações
4	45.808,00	1638,46	66,26	238,53	6,87	$\dot{C}_i = c_i * \dot{E}_i$
5	1.510,00	54,01	58,33	210,00	0,26	$\dot{m}_i = \dot{m}_i * 3,6$
6	154,45	5,52	54,99	197,97	0,03	Custos= $\dot{C}_i/\dot{m}_i$
7	160,69	5,75	54,99	197,97	0,03	
8	4.625,86	165,46	121,25	436,50	0,38	
9	6.007,45	214,87	121,25	436,50	0,49	
10	828,29	0,00	2.765,21	9954,76	0,00	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia
11	2.169,50	0,00	2.765,21	9954,76	0,00	$\dot{C}_i$ ...taxa de flu. do custo exe.
12	2.731,83	0,00	2.765,21	9954,76	0,00	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
13	1.416,07	50,65	54,70	196,91	0,26	

14	94,16	3,37	3,64	13,09	0,26
15	38.018,96	1359,86	54,99	197,97	6,87
16	0,00	0,00	3,64	13,09	0
17	151,25	5,41	58,63	211,06	0,03
18	0,07	0,00	3,64	13,09	0,00
19	4.169,69	149,14	7,93	28,53	5,23
20	7.661,06	274,02	54,99	197,97	1,38

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	εk	ĖD,k	YD,k	cF,k	cP,k	ĈD,k	Žk	ĈD,k + Žk	rk	fk
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,55	334,87	66,45	4,83	35,77	1617,42	3.612,60	5.230,02	640,54	69,07
Turb. 2	89,50	9,53	1,89	35,77	56,09	340,87	1.254,75	1.595,62	56,83	78,64
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	35,77	35,77	0,00	1.256,53	1.256,53	—	100,00
Condens.	17,87	6,17	1,22	35,77	35,77	220,51	648,09	868,60	—	74,61
Desaera.	71,27	1,11	0,22	35,77	35,77	39,74	648,09	687,82	—	94,22
Turb. 17	81,37	5,65	1,12	35,77	62,09	202,23	381,61	583,84	73,60	65,36
Bomba 7	76,39	0,43	0,08	35,77	35,77	15,27	47,75	63,02	—	75,77
Bomba 9	71,59	0,22	0,04	—	—	—	20,74	20,74	—	100,00
Bomba 6	62,60	0,00	0,00	35,77	35,77	—	0,26	0,26	—	100,00
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,00	0,00	—	—
Sist. total	27,06	365,47	72,52	4,83	66,36	1.765,20	6.613,89	8.379,09	1.273,99	78,93
ĈD,k=C <sub>F,k</sub> *ĖD,k		rk=((C <sub>P,k</sub> -C <sub>F,k</sub> )/c <sub>F,k</sub> )			rk,tot=(1-εk)/εk + Žk/C <sub>f,k</sub> *Ė <sub>p,tot</sub>			fk=(Žk/Žk+ĈD,k)		
εk...eficiência exérgica		ĖD,k...fluxo de exérgia destr.					YD,k...relação da exérgia destruída			
cP,k...custo da unidade exérgica dos insumos				cP,k...custo da unidade exérgica dos produtos						
ĈD,k...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)				Žk...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)						
rk...diferença relativa de custo			fk...fator exergoeconômico							
Ėp,tot=fluxo de exérgia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)										
Ĉp,tot=C <sub>p,tot</sub> *Ėp,tot=custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i>										
Custo da eletricidade=PI*5.000*C <sub>p,k</sub> [R\$]				33.582.264						
Custo do vapor=Ė <sub>p</sub> *5.000*C <sub>p,k</sub> [R\$]				11.656.786						
Custo total Ĉtot [R\$/safra]				45.239.050						

$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]
136,338
$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]
9.047,87

Eletricidade excedente [MWh]	340,697
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]	98,57

**Tabela IX.9. Análise termoeconômica para o estudo de caso 24**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		2.160
Fator auxiliar	l/h	$f=fa*f\ o\&m/2160$	6,6732E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	-
Caldeira	R\$	Cc	0
Turbo gerador	R\$	Ctg	-
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	64.219
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	40.190
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	-
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	24.029
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	-
Condensador	R\$	Cco	-
Desaerador	R\$	Cd	-
Bombas	R\$	Cb	-
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	1.719,01
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	9,86
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	-
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	931,02
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	-
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	778,05
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	-
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,08
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	0,00
Custo horário (O&M)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tot}=cf*\dot{E}f*0,06$	67,33
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k_c=\dot{Z}k_{tot}*0,4997$	33,64
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tg}=\dot{Z}k_{t2}+\dot{Z}k_{t17}$	15,71
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t2}=\dot{Z}k_{tot}*0,1708$	11,50
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t17}=\dot{Z}k_{tot}*0,0625$	4,21
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{co}=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	8,66
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_d=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	8,66
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k_b=\dot{Z}k_{(b6+b7+b9+b15)}$	0,66
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b6}=\dot{Z}k_{tot}*0,000041$	0,00
Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b7}=\dot{Z}k_{tot}*0,0065$	0,44
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b9}=\dot{Z}k_{tot}*0,0033$	0,22
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b15}=0$	0,00
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}k=\dot{Z}k_{tot}*2160$	145.427

Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bagaco e 50% palha	0,00432
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	259.751
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf \cdot \dot{E}_f \cdot 2160$	2.423.789
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \sum \dot{Z}_k + cf \cdot \dot{E}_f \cdot 2160$	2.569.216
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\sum c \dot{E}(\text{ent}) + \dot{Z}_k = \sum c \dot{E}(\text{saí})</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_9$ (Cycle-Tempo)	3.081
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	89.785
Custo exergético do vapor	R\$/kWh	$c_1 = (cf \cdot \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_9)$	0,0133301
Custo exergético do vapor	R\$/MWh	$c_1 \cdot 1000$	13,33
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	89.543
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_4$ (Cycle-Tempo)	5.510
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_{15}$ (Cycle-Tempo)	37.678
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1 (\dot{E}_{11} - \dot{E}_4 - \dot{E}_{15}) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$	0,01566106
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2 \cdot 1000$	15,66
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	7.586
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1 (\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$	0,01686824
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} \cdot 1000$	16,87
Custo exergético eletr. total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	19,03
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh		4,32
Potência líquida da UTE	MW	Pl	62,50
Obs.: os custos horários de O&M foram tomados na mesma porcentagem do CTC-2009-4			

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t] Estudo de caso 24**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	89.785,00	1196,84	62,19	223,88	5,35	Observações
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	$\dot{C}_i = c_i \cdot \dot{E}_i$
4	5.510,00	73,45	7,93	28,56	2,57	$\dot{m}_i = \dot{m}_i \cdot 3,6$
5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Custos = $\dot{C}_i / \dot{m}_i$
6	152,40	2,03	54,25	195,31	0,01	
7	158,50	2,11	54,25	195,31	0,01	
8	2.372,60	31,63	62,19	223,88	0,14	
9	3.081,20	41,07	62,19	223,88	0,18	
10	820,30	0,00	2.738,50	9858,60	0,00	
11	2.148,50	0,00	2.738,50	9858,60	0,00	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia
12	2.705,40	0,00	2.738,50	9858,60	0,00	$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo exe.
13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
15	37667,5	0,00	54,25	195,31	0,00	
16	0,00	0,00	1,87	6,72	0	
17	153,55	2,05	56,12	202,03	0,01	
18	0,03	0,00	1,87	6,72	0,00	
19	3.210,48	42,80	6,07	21,84	1,96	

20	7.586,20	101,12	54,25	195,31	0,52
----	----------	--------	-------	--------	------

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$rk$	$fk$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	33,38	173,05	66,62	4,32	13,33	747,56	33,64	781,20	208,57	4,31
Turb. 2	88,47	5,34	2,06	13,33	15,66	71,24	11,50	82,74	17,49	13,90
Proc. 3								-	-	-
Condens.	17,87	6,11	2,35	13,33	13,33	81,38	8,66	90,04	-	9,62
Desaera.	66,72	0,99	0,38	13,33	13,33	13,21	8,66	21,87	-	39,59
Turb. 17	81,48	5,57	2,15	13,33	16,87	74,28	4,21	78,48	26,54	5,36
Bomba 7	76,11	0,22	0,09	13,33	13,33	2,96	0,44	3,40	-	12,88
Bomba 9	71,57	0,22	0,09	-	-	-	0,22	0,22	-	-
Bomba 6	62,49	0,00	0,00	13,33	13,33	-	0,00	0,00	-	-
Bomba 15	45,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-
Sist. total	24,06	195,94	75,43	4,32	19,03	846,46	67,33	913,78	340,53	7,37
Custo da eletricidade= $P_l \cdot 2.160 \cdot C_{P,k}$ [R\$/safra]							2.569.166			

Eletricidade excedente [MWh]	120.594	Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]	21,30
------------------------------	---------	--------------------------------	-------

$\dot{C}_{D,k}=C_{F,k}*\dot{E}_{D,k}$	$rk=((C_{P,k}-C_{F,k})/c_{F,k})$	$rk_{tot}=(1-\epsilon_k)/\epsilon_k + \dot{Z}_k/C_{f,k}*\dot{E}_{P,tot}$	$fk=(\dot{Z}_k/\dot{Z}_k+\dot{C}_{D,k})$		
$\epsilon_k$ ...eficiência exergética	$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.		$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída		
$c_{F,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos		$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos			
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. Taxa de fluxo)		$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip. (taxa de fluxo)			
$rk$ ...diferença relativa de custo	$fk$ ...fator exergoeconômico				
$\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)					
$\dot{C}_{P,tot}=C_{P,tot}*\dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetiva</i>					
$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]					
62,50					
$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]					
1.189,43					

Obs.: as próximas duas tabelas fazem parte dos dois estudos de caso otimizados, i.e., CTC-2009-4 oti e estudo 14 oti.

**Tabela IX.10. Análise termoeconômica do estudo de caso CTC-2009-4 oti**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		5.000
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/5000$	2,88282E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	294.324.927
Caldeira	R\$	Cc	135.294.029
Turbo gerador	R\$	Ctg	58.339.908
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	133.179
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	134.524
Custo da turb. 2	R\$	Ct2	49.037.733
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	-
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	-
Condensador	R\$	Cco	48.966.256
Desaerador	R\$	Cd	48.966.256
Bombas	R\$	Cb	2.758.478
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	3.099,07
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	25,29
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	22.511
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	2.140,64
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	1.905.381
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	931,73
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	829.332
Potência da bomba 15	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	1,43
Custo da bomba 15	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	1272,84
Custo horário (inv. total)	R\$/h	$\dot{Z}k,tot=Cit*f$	8.484,85
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k,c=Cc*f$	3.900,28
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,tg=Ctg*f$	1681,83
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k,t2=Ct2*f$	1413,67
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k,t17=Ct17*f$	0,00
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k,co=Cco*f$	1.411,61
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k,d=Cd*f$	1.411,61
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k,b=Cb*f$	79,52
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k,b6=Cb6*f$	0,65
Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}k,b7=Cb7*f$	54,93
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}k,b9=Cb9*f$	23,91
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}k,b15=Cb15*f$	0,04
Custo da UTE/safra	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}k=\dot{Z}k,tot*5000$	42.424.267



Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)bagaço e 50% palha	0,00474
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	555.178
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf*\dot{E}_f*5000$	13.157.719
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot}=\sum \dot{Z}_k+cf*\dot{E}_f*5000$	55.581.986
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\sum c\dot{E}(\text{ent}) + \dot{Z}_k = \sum c\dot{E}(\text{saí})</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_{17}$ (Cycle-Tempo)	10.323
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	206.035
Custo do calor de processo	R\$/kWh	$c_1=(cf*\dot{E}_f+\dot{Z}_{k,c})/(\dot{E}_1-\dot{E}_{17})$	0,0333747
Custo do calor de processo	R\$/MWh	$c_1*1000$	33,37
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	205.852
Fluxo exerg. saí. turb. 2	kW	$\dot{E}_2$ (Cycle-Tempo)	46.198
Fluxo exeg. saí. turb. 2	kW	$\dot{E}_7$ (Cycle-Tempo)	9.120
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2=(c_1(\dot{E}_{11}-\dot{E}_2-\dot{E}_7)+\dot{Z}_{k,t2})/Pt_2$	0,047855346
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2=ce_2*1000$	47,86
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	0
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17}$	0
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17}$	0,00
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	67,30
Fluxo exergia no processo	MW	$\dot{E}_p$ (Cycle-Tempo)	35,086
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/MWh	(cf,k) (insumo)	4,74
Potência líquida da UTE	MW	PI	130,080

**Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t]**

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	206.035,00	6876,35	142,71	513,74	13,38	Observações
2	46.198,00	1541,84	76,10	273,97	5,63	$\dot{C}_i=c_i*\dot{E}_i$
3	1.563,00	52,16	3,35	12,06	4,32	$\dot{m}_i=\dot{m}_i*3,6$
4	110,55	3,69	4,27	15,37	0,24	Custos= $\dot{C}_i/\dot{m}_i$
5	1.452,50	48,48	56,10	201,97	0,24	
6	36.650,00	1223,18	60,37	217,34	5,63	
7	9.120,00	304,38	66,61	239,78	1,27	
8	3.251,00	0,00	3290,72	11.846,58	0,00	
9	985,70	0,00	3.290,72	11.846,58	0,00	$\dot{E}_i$ ...taxa de fluxo de exergia
10	2.582,00	0,00	3.290,72	11.846,58	0,00	$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo exe.
11	187,10	6,24	66,61	239,78	0,03	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
12	203,60	6,80	66,61	239,78	0,03	
13	0,00	0,00	4,27	15,37	0,00	
14	0,64	0,00	4,27	15,37	0,00	
15	193,03	6,44	70,88	255,15	0,03	
16	8.665,00	289,19	142,71	513,74	0,56	
17	10.323,40	344,54	142,71	513,74	0,67	
18	9.548,54	318,68	15,73	56,62	5,63	

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	35,25	359,47	64,75	4,74	33,37	1703,87	3.900,28	5.604,15	604,11	69,60
Turb. 2	89,36	16,01	2,88	33,37	47,86	534,30	1.413,67	1.947,96	43,39	72,57
Proc. 3	100,00	0,00	0,00	33,37	33,37	0,00	1.170,98	1.170,98	—	100,00
Condens.	17,87	7,34	1,32	33,37	33,37	244,87	1.411,61	1.656,48	—	85,22
Desaera.	70,50	2,54	0,46	33,37	33,37	84,60	1.411,61	1.496,21	—	94,35
Bomba 7	77,47	0,48	0,09	33,37	33,37	16,09	54,93	71,02	—	77,35
Bomba 9	71,82	0,26	0,05	—	—	—	23,91	23,91	—	100,00
Bomba 6	65,25	0,01	0,00	33,37	33,37	—	0,65	0,65	—	100,00
Bomba 13	45,00	0,00	0,00	—	—	—	0,04	0,04	—	—
Sist. total	29,75	388,67	70,01	4,74	67,30	1.842,28	8.484,85	10.327,13	1.319,92	82,16
Custo da eletricidade= $P_I \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]				43.774.810	$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]					
Custo do vapor= $\dot{E}_P \cdot 5.000 \cdot C_{P,k}$ [R\$]				11.807.219	11.116,41					
Custo total $\dot{C}_{tot}$ [R\$/safra]				55.582.029						
Eletricidade excedente [MWh]				475.551						
Custo da ele. exc. [R\$/MWh]				92,05						
$\dot{E}_{P,tot}$ [MW]				165,166						
$\dot{C}_{D,k} = C_{F,k} \cdot \dot{E}_{D,k}$				$r_k = ((C_{P,k} - C_{F,k}) / c_{F,k})$	$r_{k,tot} = (1 - \epsilon_k) / \epsilon_k + \dot{Z}_k / C_{F,k} \cdot \dot{E}_{P,tot}$		$f_k = (\dot{Z}_k / \dot{Z}_k + \dot{C}_{D,k})$			
$\epsilon_k$ ...eficiência exergética				$\dot{E}_{D,k}$ ...fluxo de exergia destr.				$Y_{D,k}$ ...relação da exergia destruída		
$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos insumos							$c_{P,k}$ ...custo da unidade exergética dos produtos			
$\dot{C}_{D,k}$ ...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)					$\dot{Z}_k$ ...custo de aquisição e O&M dos equip.(taxa de fluxo)					
$r_k$ ...diferença relativa de custo					$f_k$ ...fator exergoeconômico					
$\dot{E}_{P,tot}$ =fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)										
$\dot{C}_{P,tot} = C_{P,tot} \cdot \dot{E}_{P,tot}$ =custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor)										
Função Objetivo										

**Tabela IX.11. Análise termoeconômica do estudo de caso 14 oti**

Designação	Unidade	Observações	Valores
Taxa de juros (i)	%/ano	TJLP mais 6%/ano; total 12,25%	0,1225
Tempo de vida da instalação	anos		20
Fator de recuperação do capital		$fa=i/(1-(1+i)^{-N})$	0,135982004
Fator de operação e manutenção		f o&m	1,06
Tempo anual de operação	h/ano		2.160
Fator auxiliar	1/h	$f=fa*f\ o\&m/2160$	6,67319E-05
Investimento total	R\$	Cit (100%)	-
Caldeira	R\$	Cc	0
Turbo gerador	R\$	Ctg	-
Potência do turbo gerador	kW	Ptg (bornes do ger.)	94.450
Potência da turbina 2	kW	Pt2 (valor líquido)	95.404
Custo da turb. 2	R\$	$Ct2=Ctg*Pt2/Ptg$	-
Potência da turbina 17	kW	Pt17 (valor líquido)	-
Custo da turb. 17	R\$	$Ct17=Ctg*Pt17/Ptg$	-
Condensador	R\$	Cco	-
Desaerador	R\$	Cd	-
Bombas	R\$	Cb	-
Potência das bombas	kW	Pb (conf. Cycle-Tempo)	2.369,55
Potência da bomba 6	kW	Pb6 (conf. Cycle-Tempo)	27,62
Custo da bomba 6	R\$	$Cb6=Cb*Pb6/Pb$	-
Potência da bomba 7	kW	Pb7 (conf. Cycle-Tempo)	1.318,16
Custo da bomba 7	R\$	$Cb7=Cb*Pb7/Pb$	-
Potência da bomba 9	kW	Pb9 (conf. Cycle-Tempo)	1.022,88
Custo da bomba 9	R\$	$Cb9= Cb*Pb9/Pb$	-
Potência da bomba 13	kW	Pb15 (conf. Cycle-Tempo)	0,89
Custo da bomba 13	R\$	$Cb15=Cb*Pb15/Pb$	0,00
Custo horário (O&M)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tot}=cf*\dot{E}f*0,06$	419,77
Custo horário (caldeira)	R\$/h	$\dot{Z}k_c=\dot{Z}k_{tot}*0,4997$	209,76
Custo horário (turbo gerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{tg}=\dot{Z}k_{t2}+\dot{Z}k_{t17}$	97,93
Custo horário (turb. 2)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t2}=\dot{Z}k_{tot}*0,1708$	71,70
Custo horário (turb. 17)	R\$/h	$\dot{Z}k_{t17}=\dot{Z}k_{tot}*0,0625$	26,24
Custo horário (condensador)	R\$/h	$\dot{Z}k_{co}=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	53,98
Custo horário (desaerador)	R\$/h	$\dot{Z}k_d=\dot{Z}k_{tot}*0,1286$	53,98
Custo horário (bombas)	R\$/h	$\dot{Z}k_b=\dot{Z}k_{(b6+b7+b9+b15)}$	4,13
Custo horário (bomba 6)	R\$/h	$\dot{Z}k_{b6}=\dot{Z}k_{tot}*0,000041$	0,02

Custo horário (bomba 7)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b7} = \dot{Z}_{k,tot} * 0,0065$	2,73
Custo horário (bomba 9)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,b9} = \dot{Z}_{k,tot} * 0,0033$	1,39
Custo horário (bomba 15)	R\$/h	$\dot{Z}_{k,B15} = 0$	0,00
Custo da UTE/safra O&M	R\$/safra	$\Sigma \dot{Z}_{k} = \dot{Z}_{k,tot} * 2160$	906.709
Custo da unid. exerg. combustível	R\$/kWh	(cf)eucalipto	0,0214
Fluxo exerg. da mistura comb.	kW	$\dot{E}_f$ (Cycle-Tempo)	326.926
Custo exerg. comb./safra	R\$/safra	$cf * \dot{E}_f * 2160$	15.111.809
Custo total operação sist.	R\$/safra	$\dot{C}_{tot} = \Sigma \dot{Z}_{k} + cf * \dot{E}_f * 2160$	16.018.517
<b>Balanco de custos</b>		<b><math>\Sigma c \dot{E}_{(ent)} + \dot{Z}_k = \Sigma c \dot{E}_{(sai)}</math></b>	
Fluxo exerg. condensado cald.	kW	$\dot{E}_{17}$ (Cycle-Tempo)	6.351
Fluxo exerg. saída cald.	kW	$\dot{E}_1$ (Cycle-Tempo)	126.756
Custo exergético do vapor	R\$/kWh	$c_1 = (cf * \dot{E}_f + \dot{Z}_{k,c}) / (\dot{E}_1 - \dot{E}_{17})$	0,0598478
Custo exergético do vapor	R\$/MWh	$c_1 * 1000$	59,85
Fluxo exerg. entrada turb. 2	kW	$\dot{E}_{11}$ (Cycle-Tempo)	126.644
Fluxo exerg. saí. inf. turb. 2	kW	$\dot{E}_2$ (Cycle-Tempo)	9.047
Fluxo exeg. saí. sup. turb. 2	kW	$\dot{E}_7$ (Cycle-Tempo)	10.032
Custo eletricidade turb. 2	R\$/kWh	$ce_2 = (c_1 (\dot{E}_{11} - \dot{E}_2 - \dot{E}_7) + \dot{Z}_{k,t2}) / Pt_2$	0,068227764
Custo eletricidade turb. 2	R\$/MWh	$c_2 = ce_2 * 1000$	68,23
Fluxo exerg. saída turb. 17	kW	$\dot{E}_{20}$ (Cycle-Tempo)	0
Custo eletricidade turb. 17	R\$/kWh	$ce_{17} = (c_1 * (\dot{E}_{15} - \dot{E}_{20}) + \dot{Z}_{k,t17}) / Pt_{17}$	0
Custo eletricidade turb. 17	R\$/MWh	$c_{17} = ce_{17} * 1000$	0,00
Custo eletricidade total espec.	R\$/MWh	$c_{217}$	80,54
Custo da unid. exerg. do combustível	R\$/MWh		21,40
Potência líquida da UTE	MW	Pl	92,080
Obs.: os custos horários de O&M foram tomados na mesma porcentagem do CTC-2009-4			

#### Custos dos fluxos (vapor ou condensado) nas tubulações [R\$/t]

Tubos	$\dot{E}_i$ [kW]	$\dot{C}_i$ [R\$/h]	$\dot{m}_i$ [kg/s]	$\dot{m}_i$ [t]	Custos [R\$/t]	
1	126.756,00	7586,07	87,80	316,06	24,00	Observações
2	9.047,00	541,44	14,86	53,49	0,00	$\dot{C}_i = c_i * \dot{E}_i$
3	1.614,00	96,59	2,65	9,54	10,13	$\dot{m}_i = \dot{m}_i * 3,6$
4	0,00	0,00	2,65	9,54	0,00	Custos = $\dot{C}_i / \dot{m}_i$
5	0,40	0,00	2,65	9,54	0,00	
7	10.032,00	600,39	72,94	262,58	2,29	
8	3.576,00	0,00	3620,13	13032,48	0,00	
9	1.084,00	0,00	3620,13	13032,48	0,00	
10	2.840,00	0,00	3.620,13	13032,48	0,00	$\dot{E}_i$ ...taxa de fl. de exergia
11	205,00	12,27	72,93	262,56	0,05	$\dot{C}_i$ ...taxa de fl. do custo ex.
12	223,00	13,35	72,93	262,56	0,05	$\dot{m}_i$ ...fluxo de massa
15	216,00	12,93	75,59	272,12	0,00	

16	5.330,00	318,99	87,80	316,06	0,00
17	6.351,00	380,09	87,80	316,06	1,20
18	7.433,00	444,85	12,21	43,95	10,12

**Resultado da análise exergoeconômica**

Comp.	$\epsilon_k$	$\dot{E}_{D,k}$	$Y_{D,k}$	$c_{F,k}$	$c_{P,k}$	$\dot{C}_{D,k}$	$\dot{Z}_k$	$\dot{C}_{D,k} + \dot{Z}_k$	$r_k$	$f_k$
	[%]	[MW]	[%]	R\$/MWh	R\$/MWh	[R\$/h]	[R\$/h]	[R\$/h]	[%]	[%]
Caldeira	36,83	206,52	63,17	21,40	59,85	4419,53	209,76	4.629,29	179,66	4,53
Turb. 2	88,69	12,16	3,72	59,85	68,23	727,75	71,70	799,45	14,00	8,97
Proc. 3								-	-	-
Condens.	17,87	8,07	2,47	59,85	59,85	483,03	53,98	537,01	-	10,05
Desaera.	65,35	2,32	0,71	59,85	59,85	138,73	53,98	192,71	-	28,01
Turb. 17										
Bomba 7	77,40	0,30	0,09	59,85	59,85	17,77	2,73	20,50	-	13,31
Bomba 9	71,97	0,29	0,09	-	-	-	1,39	1,39	-	-
Bomba 6	65,41	0,01	0,00	59,85	59,85	-	0,02	0,02	-	-
Bomba 13	45,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-	-	-
Sist. total	28,17	233,89	71,54	21,40	80,54	5.005,27	419,77	5.425,04	276,34	7,74
Custo da eletricidade= $P_I \cdot 2.160 \cdot C_{P,k}$ [R\$/safra]						16.018,211				

Eletricidade excedente [MWh]	183,766	Custo da eletr. exc. [R\$/MWh]	87,17
------------------------------	---------	--------------------------------	-------

$\dot{C}_{D,k}=C_{F,k}*\dot{E}_{D,k}$	$rk=((C_{p,k}-C_{F,k})/c_{F,k})$	$rk,tot=(1-\varepsilon_k)/\varepsilon_k + \dot{Z}k/Cf,k*\dot{E}_{p,tot}$	$fk=(\dot{Z}k/\dot{Z}k+\dot{C}_{D,k})$	
<b><math>\varepsilon_k</math>...eficiência exergética</b>		<b><math>\dot{E}_{D,k}</math>...fluxo de exergia destr.</b>		<b><math>Y_{D,k}</math>...relação da exergia destruída</b>
<b><math>c_{F,k}</math>...custo da unidade exergética dos insumos</b>			<b><math>c_{P,k}</math>...custo da unidade exergética dos produtos</b>	
<b><math>\dot{C}_{D,k}</math>...custo da exe. destr. (taxa de fluxo)</b>		<b><math>\dot{Z}k</math>...custo de aquisição e O&amp;M dos equip. (taxa de fluxo)</b>		
<b><math>rk</math>...diferença relativa de custo</b>		<b><math>fk</math>...fator exergoeconômico</b>		
<b><math>\dot{E}_{p,tot}</math>=fluxo de exergia total, eletricidade e vapor de processo(produtos) (Cycle-Tempo)</b>				
<b><math>\dot{C}_{P,tot}=C_{P,tot}*\dot{E}_{P,tot}</math>=custo horário total dos produtos (eletricidade e vapor) <i>Função Objetivo</i></b>				
<b><math>\dot{E}_{P,tot}</math>[MW]</b>				
92,08				

$\dot{C}_{P,tot}$ [R\$/h]
7.415,84

A tabela IX.12 mostra a FBE para comparar os estudos de caso CTC-2009-4 e CTC-2009-4 oti.  
A tabela IX.13 mostra a FBE para comparar os estudos 14 e 14 oti.

**Tabela IX.12. FBE para os estudos de caso CTC-2009-4 e CTC-2009-4 oti**

Designação	Unidade	Obs.	CTC 2009-4	CTC-2009-4 oti	$\Delta$ (dif. perc.)
Moagem (mo)	tc/safra	tc=ton.cana	3.000.000,00	3.000.000,00	-
Tempo de safra (ts)	h	tv=ton.vapor	5.000,00	5.000,00	-
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100,00	100,00	-
Temperatura	°C	saída caldeira	520,00	520,00	-
Fluxo de cana (mc)	tc/h	mo/ts	600,00	600,00	-
Fibra na cana	%	v...vapor	14,00	14,00	-
Umidade do bagaço	%		50,00	50,00	-
Fluxo de bagaço	kg b/s	b...bagaço	46,67	46,67	-
Reserva de bagaço	%	p...palha	10,00	10,00	-
Fluxo disponível bagaço(mb)	kg b/s		42,00	42,00	-
PCI do bagaço	kJ/kg	poder calorífico inferior	7.500,00	7.500,00	-
Palha na cana	%		14,00	14,00	-
Umidade da palha	%		15,00	15,00	-
Palha utilizada	%		50,00	33,26	(33,48)
Fluxo de palha (mp)	kg p/s		11,67	7,76	(33,49)
PCI da palha	kJ/kg		13.000,00	13.000,00	-
Fluxo de bagaço equivalente	kg b/s	mb+mp*1,73	62,19	55,43	(10,87)
Eficiência da caldeira	%		86,00	89,00	3,49
Fluxo de vapor produzido (m)	kg v/s		148,12	142,71	(3,65)
Relação vapor/bagaço		Rvb	2,38	2,57	8,10
Perdas na caldeira	%	relativo fluxo vapor	3,00	3,00	
<b>T V - lado da contra-pressão</b>					
Fluxo de vapor entrada	kg v/s		148,12	142,71	( 3,65)
Pressão vapor entrada	bar		97,00	99,00	2,06
Temperatura vapor entrada	°C		518,66	519,56	0,17
Pressão vapor saída	bar		4,10	2,50	(39,02)
Temperatura vapor saída	°C		145,22	127,41	(12,26)
Entalpia entrada (he)	kJ/kg		3.426,31	3.426,31	-
Entalpia saída (hs)	kJ/kg		2.740,87	2.672,20	(2,51)
Eficiência termodinâmica	%		88,49	89,66	1,32
Eficiência mecânica (em)	%		98,00	99,00	1,02
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,25	4,77	(9,11)
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	99.494,14	106.539,86	7,08
<b>T V - lado da condensação</b>					
Fluxo vapor turbina (mco)	kg v/s		79,16	66,61	(5,86)
Pressão vapor condensação			0,10	0,10	
Temperatura vapor condensação	bar		45,81	45,81	-
Entalpia condensação (hc)	kJ/kg		2.271,62	2.247,81	(1,05)
Eficiência termodinâmica	%		84,07	89,66	6,65
Eficiência mecânica (em)	%		98,00	99,00	1,02
Título do vapor na condensação	%		86,45	86,45	-
Consumo esp. de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	7,67	8,48	10,57
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	36.402,45	27.983,83	(23,13)
<b>Processo</b>					
Pot. consumida no proc. (Pcp)	kW		138.600,00	138.600,00	-
Cons. espec. vapor no proc.(Cev)	kg v/tc	300 a 500 ; Pcp/(0,66*mc)	350,00	350,00	-
Fluxo de vapor no processo	kg v/s		58,33	60,37	3,50

Potência líquida ( <b>Pt</b> )	kW		129.839,05	130.079,61	0,19
<b>Cons. esp. de vapor(global)</b>	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	4,11	3,95	(3,83)
Energia esp. cons. na UTE ( <b>Eeu</b> )	kWh/tv	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	27,00	
Potência consumida na UTE ( <b>Pu</b> )	kW	3,6*m*Eeu	14.396,88	13.871,02	(3,65)
Energia esp. cons. na us. ( <b>Eeeu</b> )	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)	32,00	32,00	
Potência cons. na usina ( <b>Peu</b> )	kW	Eeeu*mc	19.200,00	19.200,00	
Energia esp.cons.na trit. da palha	kWh/t p	17,85(seg. Seebaluck)	17,85	17,85	
Pot. cons.na trit. da palha ( <b>Ptp</b> )	kW	64,26*mp	749,72	498,66	(33,49)
En. esp. cons. na secag. da palha	kWh/t p	14,45(seg. Seebaluck)	14,45	14,45	
Pot. cons. na seca.da palha( <b>Psp</b> )	kW	52,02*mp	606,92	403,68	(33,49)
En. esp. cons.na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Techpetersen)	0,50	0,50	
Pot. cons.na limpeza a seco ( <b>Pls</b> )	kW	0,5*mc	300,00	300,00	
En. esp.cons.na prod.do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)	1,16	1,16	
Pot. cons. na prod. do bio. ( <b>Pbio</b> )	kW	1,16*mc	696,00	696,00	
En. esp.cons. no picador euc.(euc)	kWh/t euc	6,0 (seg. ZL Equipamentos)	-	0,00	
Pot. cons. no pic.de euc. ( <b>Peuc</b> )	kW	6,0*fluxo euc(t euc/h)	-	0,00	
Potência consumida total ( <b>Pc</b> )	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	35.949,51	34.969,36	(2,73)
Energia elétrica esp. cons. ( <b>Eeec</b> )	kWh/tc	Pc/mc	59,92	58,28	(2,73)
Potência excedente ( <b>Pe</b> )	kW	Pt-Pc	93.889,54	95.110,25	1,30
<b>Energia elétrica esp. exc.(Eeee)</b>	kWh/tc	Pe/mc	156,48	158,52	1,30
Energia elétrica excedente( <b>Eee</b> )	MWh	(Pe*ts)/1.000	469.447,68	475.551,27	1,30
% da pot. cons. em rel. a tot. prod.	%	Eeec.100/(Eeec+Eeee)	27,69	26,88	(2,91)

**Tabela IX.13. FBE para os estudos de caso 14 e 14 oti**

Designação	Unidade	Obs.	ESTUDO 14	Estudo 14 oti	Δ(dif. perc.)
Tempo de safra ( <b>ts</b> )	h	tv=ton.vapor	2.160,00	2.160,00	
Pressão vapor vivo	bar	saída caldeira	100,00	100,00	
Temperatura	°C	saída caldeira	520,00	520,00	
Fluxo de eucalipto ( <b>mc</b> )	t euc/h		153,77	139,94	(8,99)
Consumo de eucalipto	t euc		332.141,72	302.279,75	(8,99)
Umidade do eucalipto/bagaço	%		50,00	50,00	
Fluxo de bagaço	kg b/s	b...bagaço		NA	
PCI do eucalipto/bagaço	kJ/kg	poder calorífico inferior	7.300,00	7.300,00	
Exergia do eucalipto/bagaço			8.410,00	8.410,00	
Fluxo de palha ( <b>mp</b> )	kg p/s			NA	
PCI da palha	kJ/kg			NA	
Eficiência da caldeira	%		86,00	89,00	3,49
Fluxo de vapor produzido ( <b>m</b> )	kg v/s		90,20	87,80	(2,67)
Relação vapor/eucalipto ou bagaço		Rve	2,11	2,26	6,95
<b>T V - lado da contra-pressão</b>		Turbina a Vapor			
Fluxo de vapor entrada	kg v/s		90,20	87,80	(2,67)
Pressão vapor entrada	bar		97,00	99,00	2,06
Temperatura vapor entrada	°C		518,66	519,56	0,17
Pressão vapor saída	bar		4,10	2,50	(39,02)
Temperatura vapor saída	°C		147,63	127,41	(13,70)
Entalpia entrada ( <b>he</b> )	kJ/kg		3.426,31	3.426,31	-
Entalpia saída ( <b>hs</b> )	kJ/kg		2.746,45	2.679,54	(2,44)

Eficiência termodinâmica	%		87,77	88,94	1,33
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%		98,00	99,00	1,02
Consumo específico vapor	kg/kWh	3.600/(he-hs)	5,30	4,82	(8,96)
Potência	kW	m*(he-hs)*em/100	60.098,90	64.907,05	8,00
<b>T V - lado da condensação</b>					
Fluxo vapor turbina ( <b>mco</b> )	kg v/s		78,62	72,94	(7,22)
Pressão vapor condensação			0,10	0,10	
Temperatura vapor condensação	bar		45,81	45,81	
Entalpia condensação ( <b>hc</b> )	kJ/kg		2.275,56	2.257,20	(0,81)
Eficiência termodinâmica	%		84,17	88,94	5,67
Eficiência mecânica ( <b>em</b> )	%		98,00	99,00	1,02
Título do vapor na condensação	%		86,60	86,49	(0,13)
Consumo específico de vapor na turbina	kg/kWh	3.600/(hs-hc)	7,65	8,52	11,50
Potência	kW	mco*(hs-hc)*em/100	36.278,64	30.497,01	(15,94)
Potência líquida ( <b>Pt</b> )	kW		91.978,34	92.080,42	0,11
<b>Consumo específico de vapor(global)</b>	kg/kWh	(m*3.600)/Pt	3,53	3,43	(2,78)
Energia esp. consumida na UTE ( <b>Eeu</b> )	kWh/tv	15 a 27 (seg. Lau)	27,00	27,00	
Potência consumida na UTE ( <b>Pu</b> )	kW	3,6*m*Eeu	8.767,73	8.533,67	(2,67)
Energia esp. cons. na usina ( <b>Eeeu</b> )	kWh/tc	27 a 32 (seg. Lau)		NA	
Potência consumida na usina ( <b>Peu</b> )	kW	Eeeu*mc	-	NA	
Energia esp.cons.na trituração da palha	kWh/t p	17,85(seg. Seebaluck)		NA	
Potência cons.na trituração da palha ( <b>Ptp</b> )	kW	64,26*mp	-	NA	
Energia esp. cons. na secagem da palha	kWh/t p	14,45(seg. Seebaluck)		NA	
Potência cons. na secagem da palha( <b>Psp</b> )	kW	52,02*mp	-	NA	
Energia esp. cons.na limpeza a seco	kWh/tc	0,5 (seg. Techpetersen)		NA	
Potência cons.na limpeza a seco ( <b>Pls</b> )	kW	0,5*mc		NA	
Energia esp.cons.na produção do biogás	kWh/tc	1,16 (seg. Brasmetano)		NA	
Potência cons. na prod. do biogás ( <b>Pbio</b> )	kW	1,16*mc		NA	
Energia esp.cons. no picador eucalipto(euc)	kWh/t euc	6,0 (seg. ZL Equipamentos)	6,01	6,00	
Potência cons. no pic.de eucalipto ( <b>Peuc</b> )	kW	6,0*fluxo euc(t euc/h)	924,15	839,67	(9,14)
Potência consumida total ( <b>Pc</b> )	kW	Pu+Peu+Ptp+Psp+Pls+Pbio+Peuc)	9.691,89	9.373,34	(3,29)
Energia elétrica específica cons. ( <b>Eeec</b> )	kWh/tc	Pc/mc	63,03	66,98	6,27
Potência excedente ( <b>Pe</b> )	kW	Pt-Pc	82.286,45	82.707,08	0,51
<b>Energia elétrica específica excedente(Eeee)</b>	kWh/t euc	Pe/mc	535,13	591,00	10,44
Energia elétrica excedente( <b>Eee</b> )	MWh	(Pe*ts)/1.000	177.738,74	178.647,29	0,51
% da potência cons. em rel. a total produzida	%	Pc.100/(Pc+Pe)	10,54	10,18	(3,39)

Obs.: nas tabelas IX.12 e IX.13 os valores entre parênteses significam valores negativos (decrécimo).



