

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA DE CONHECIMENTO: CIÊNCIAS TÉRMICAS**

KAITO ARNONI LACERDA

**REMODELAGEM DE UMA USINA SUCROALCOOLEIRA
PARA INCREMENTO DA COGERAÇÃO DE ENERGIA
COM APROVEITAMENTO DO PALHIÇO**

Ilha Solteira

2015

KAITO ARNONI LACERDA

**REMODELAGEM DE UMA USINA SUCROALCOOLEIRA
PARA INCREMENTO DA COGERAÇÃO DE ENERGIA
COM APROVEITAMENTO DO PALHIÇO**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia da UNESP - Campus de Ilha Solteira, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de Conhecimento: Ciências Térmicas

Orientador: Prof. Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos

Ilha Solteira

2015

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

L131r

Lacerda, Kaito Arnoni.

Remodelagem de uma usina sucroalcooleira para incremento da cogeração de energia com aproveitamento do palhiço / Kaito Arnoni Lacerda. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2015

161 f. : il.

Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Ciências Térmicas, 2015

Orientador: Ricardo Alan Verdú Ramos

Inclui bibliografia

1. Cogeração. 2. Bioenergia. 3. Usina sucroalcooleira. 4. Cana-de-açúcar. 5. Bagaço. 6. Palhiço.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA
FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO: REMODELAGEM DE UMA USINA SUCROALCOOLEIRA PARA INCREMENTO DA COGERAÇÃO DE ENERGIA COM APROVEITAMENTO DO PALHIÇO

AUTOR: KAITO ARNONI LACERDA

ORIENTADOR: Prof. Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica ,
Área: CIÊNCIAS TÉRMICAS, pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. CASSIO ROBERTO MACEDO MAIA
Departamento de Engenharia Mecânica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. THIAGO ANTONINI ALVES
Departamento de Engenharia Mecânica / Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Data da realização: 31 de julho de 2015.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter estado presente em todos os momentos da minha caminhada, dando-me forças para vencer mais este desafio.

Ao professor Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos pela oportunidade de desenvolver este trabalho sob sua orientação. Sou grato pela sua ajuda, direcionamento e paciência nos diversos períodos em que algumas circunstâncias dificultaram meu percurso.

Aos meus pais, minha família e amigos pelas palavras de apoio, encorajamento e constante incentivo ao meu desenvolvimento acadêmico.

Aos professores Drs. Cassio Roberto Macedo Maia e João Batista Campos Silva pelas contribuições na finalização deste trabalho.

A todos meus amigos que fizeram ou fazem parte do NUPLN, pela ajuda e pela vivência nestes anos de estudos.

***À memória de minha avó que sempre acreditou neste sonho.
Leonídia Magalhães (01/1918 - 12/2014)***

*“Porque não é preciso conhecer a exatidão da matemática,
a beleza da física ou a ousadia da engenharia para ser um
embaixador incansável pela busca do conhecimento”.*

(Kaito Arnoni Lacerda)

RESUMO

Em decorrência das atuais políticas ambientais aplicadas ao setor sucroalcooleiro, que propõem a proibição da prática da queima dos canaviais, toneladas de biomassa na forma do palhiço da cana-de-açúcar estão sendo deixadas no campo. Assim, em uma realidade de potencial crise energética no país e busca de alternativas sustentáveis na geração de energia, a bioenergia torna-se uma importante solução para este mercado e, portanto, o potencial energético do palhiço passa a ser investigado como um adicional nas centrais de cogeração de energia. Neste contexto, este trabalho propõe um estudo da viabilidade de soluções que visam o aproveitamento do palhiço da cana-de-açúcar em uma usina sucroalcooleira instalada e em operação no estado de São Paulo, gerando, assim, maiores excedentes de eletricidade tanto na safra quanto na entressafra. A fim de fornecer indícios da viabilidade de cada uma das soluções, foram empregadas investigações de caráter termodinâmico, termoeconômico e econômico. Cinco propostas de adequações da planta de cogeração foram analisadas, sendo que, em quatro delas, foram realizadas modificações e melhorias na planta já instalada, enquanto em um caso foi proposta a inserção de uma planta de cogeração paralela alimentada exclusivamente por palhiço. Dentre as soluções analisadas, além de se confirmar o elevado potencial do palhiço para incremento da produção de excedentes de eletricidade, foi possível obter em alguns casos um custo de eletricidade inferior aquele verificado atualmente na planta em operação. Entretanto, através da análise econômica constatou-se que a atual política de preços de venda de eletricidade aplicada ao mercado elétrico brasileiro, com valores frequentemente inferiores àqueles necessários para garantir o retorno de investimentos em ampliação da capacidade instalada, falta de incentivos fiscais e subsídios ao setor, ainda são entraves para a viabilização de novos projetos.

Palavras-chave: Cogeração. Cana-de-açúcar. Bagaço. Palhiço. Bioenergia.

ABSTRACT

Due to the current environmental policies applied to the sugar and ethanol industry, which propose the prohibition of the canebrake burning act, tons of biomass in the form of sugarcane trash are being left on the field. Thus, in a reality of potential energy crisis in the country and pursuit of sustainable alternatives on the energy generation, the bioenergy suits as an important solution for this market and, therefore, the energy potential of the sugarcane trash comes to be investigated as an additional source at the power cogeneration plants. In this context, this work proposes a study for the viability of solutions which aim a more useful end to the sugarcane trash in an established and operating sugarcane mill in São Paulo state, generating, then, greater electricity surpluses in both harvest and interharvest seasons. In order to provide evidences for the viability of each solution, thermodynamic, thermoeconomic and economic inquiries were applied. Five adjustment proposals of the cogeneration plant were analyzed, wherein, four of them were modified and improved in the already established plant, whilst for the other one, the implantation of an adjunct cogeneration plant, fuelled solely by sugarcane trash, was suggested. Among the studied solutions, in addition to confirming the sugarcane trash's high potential as an increment for the extra electricity production, it was possible to obtain, in some cases, an inferior electricity cost compared to the one verified in the previous operational plant. However, by means of the economic analysis, it was ascertained that the current electricity price policy applied to the Brazilian electric market, with frequently lower prices compared to the ones needed to guarantee the return of the investments on the installed capacity expansion, lack of tax incentive and subsidy to the sector are still impediments for the viability of new projects.

Key-words: Cogeneration. Sugarcane. Bagasse. Straw. Bioenergy.

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CGCE	Câmara de Gestão da Crise Energética
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COGEN	Associação Paulista de Cogeração de Energia
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
COPERSUCAR	Cooperativa Privada dos Produtores de Cana-de-Açúcar e Alcool do Estado de São Paulo
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
CTBE	Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol
CTC	Centro de Tecnologia Canavieira
EES	<i>Engineering Equation Solver</i>
ELC	Entrada Líquida de Capital
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MAPA	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PIS	Programa de Integração Social
PROÁLCOOL	Programa Nacional do Alcool
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TRI	Tempo de Retorno do Investimento
TVH	Tonelada de vapor por hora
UNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
VC	Volume de Controle
VPL	Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

c	Custo médio por unidade de exergia em reais [R\$/GJ]
$\dot{C}_{e_k}$	Custo médio do fluxo de entrada por unidade de tempo no componente k [R\$/s]
$\dot{C}_{Q_k}$	Custo médio do calor por unidade de tempo no componente k [R\$/s]
$\dot{C}_{s_k}$	Custo médio do fluxo de saída por unidade de tempo no componente k [R\$/s]
$\dot{C}_{W_k}$	Custo médio do trabalho por unidade de tempo no componente k R\$/s]
CTI	Capital total investido no início de operação do projeto [R\$]
ELC	Entrada líquida de capital anual [R\$]
ex_e	Exergia específica na entrada do volume de controle [kJ/kg]
ex_s	Exergia específica na saída do volume de controle [kJ/kg]
$ex_{\text{água}}$	Exergia específica da água na entrada da caldeira [kJ/kg]
ex_{vapor}	Exergia específica do vapor na saída da caldeira [kJ/kg]
ex_{bag}	Exergia específica do bagaço da cana [kJ/kg]
$\overline{ex}_i^0$	Exergia química específica do componente no estado puro [kJ/kmol]
f_a	Fator de amortização
f_{omf}	Percentual de custo anual fixo de operação e manutenção
f_{omv}	Percentual de custo anual variável de operação e manutenção
FC	Fator de carga
g	Aceleração gravitacional [m/s ²]
h	Entalpia específica [kJ/kg]
h_0	Entalpia específica no estado de referência (T_0, P_0) [kJ/kg]
h_e	Entalpia específica na entrada do volume de controle [kJ/kg]
h_s	Entalpia específica na saída do volume de controle [kJ/kg]
$h_{\text{água}}$	Entalpia específica da água na entrada da caldeira [kJ/kg]
h_{vapor}	Entalpia específica do vapor na saída da caldeira [kJ/kg]

Δh_{iso}	Diferença entre entalpias de entrada e saída no VC, para processo isentrópico [kJ/kg]
I	Taxa anual de juros [%]
$\dot{I}_{v.c.}$	Taxa de irreversibilidade no volume de controle [kW]
J	Taxa de desconto adotada [%]
j^*	Taxa interna de retorno de um investimento [%]
$L_{água}$	Entalpia de vaporização da água [kJ/kg]
$\dot{m}_e$	Vazão mássica que entra no volume de controle [kg/s]
$\dot{m}_s$	Vazão mássica que sai do volume de controle [kg/s]
$\dot{m}_{vapor}$	Vazão mássica de vapor superaquecido na saída da caldeira [kg/s]
$\dot{m}_{bag}$	Vazão mássica de bagaço consumido na caldeira [kg/s]
M_i	Peso molecular de cada componente do combustível [kg/kmol]
N	Período de amortização [anos]
N	Período de análise [anos]
PCI_{bag}	Poder calorífico inferior do bagaço [kJ/kg]
$\dot{Q}_{v.c.}$	Taxa de transferência de calor no volume de controle [kW]
$\bar{R}$	Constante universal dos gases [8,3145 kJ/kmol K]
s	Entropia específica [kJ/kgK]
s_0	Entropia específica no estado de referência (T_0, P_0) [kJ/kgK]
s_e	Entropia específica na entrada do volume de controle [kJ/kgK]
s_s	Entropia específica na saída do volume de controle [kJ/kgK]
$\dot{S}_{ger,v.c.}$	Taxa de geração de entropia no volume de controle [kW/K]
T_j	Temperatura na superfície do volume de controle [K]
T_0	Temperatura do estado morto [K]
t_{oper}	Tempo efetivo de operação do equipamento k [h]
V	Velocidade média do fluxo [m/s]
V_0	Velocidade de referência [m/s]

V_e	Velocidade da vazão mássica na entrada do volume de controle [m/s]
V_s	Velocidade da vazão mássica na saída do volume de controle [m/s]
$\dot{W}_{v.c.}$	Taxa de transferência de trabalho no volume de controle [kW]
x_i	Fração do componente na mistura [%]
Z	Altitude do fluxo relativa ao referencial inercial [m]
Z_0	Altitude de referência [m]
Z_e	Cota na entrada do VC em relação a uma linha de referência [m]
Z_s	Cota do VC em relação a uma linha de referência [m]
Z_k	Custo de investimento de capital no equipamento k [R\$]
Z_k^a	Custo anual de equipamento k com amortização [R\$/ano]
$\dot{Z}_k$	Custo médio total do equipamento k por unidade de tempo [R\$/s]
$Z_{elemento}$	Fração em massa do elemento na biomassa [%]
β	Função das frações de massa dos componentes da biomassa
$\mu_{0,i}$	Potencial químico de referência do elemento (T_0, P_0)
μ_i	Potencial químico do elemento na mistura (T_0, P_0)

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Localização da cana-de-açúcar no Brasil..	22
Figura 2 - Retrospecto e estimativa da moagem nacional de cana-de-açúcar.....	24
Figura 3 - Sistema de cogeração de energia.....	26
Figura 4 - Potência de cogeração instalada e em operação no Brasil.....	29
Figura 5 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil...	30
Figura 6 - Máquinas térmicas operando em Ciclo Rankine.....	31
Figura 7 - Componentes clássicos de uma caldeira aquatubular.....	32
Figura 8 - Representação esquemática de uma caldeira de leito fluidizado.....	33
Figura 9 - Detalhes do leito fluidizado.....	33
Figura 10 - Leito fluidizado de caldeira em operação.....	33
Figura 11 - Ciclos com utilização de turbinas de extração-condensação.....	35
Figura 12 - Complementariedade da bioeletricidade sucroenergética.....	37
Figura 13 - Potencial do mercado da bioeletricidade para a rede elétrica.....	38
Figura 14 - Estrutura típica da biomassa da cana-de-açúcar.....	40
Figura 15 - Palhiço triturado deixado em campo após a colheita mecanizada	41
Figura 16 - Prazos para eliminação da queima da palha no estado de São Paulo ...	42
Figura 17 - Rotas e operações para o recolhimento do palhiço da cana-de-açúcar no campo.....	46
Figura 18 - Esquema representativo de uma colhedora de cana-de-açúcar picada	47
Figura 19 - Sistema de limpeza a seco.	48
Figura 20 - Preparo e transporte de fardos de palha de cana-de-açúcar.	49
Figura 21 - Processo de utilização de fardos de palha na indústria..	50
Figura 22 - Influência da impureza vegetal no custo total da palha.....	53
Figura 23 - Influência da umidade no custo total da palha... ..	53
Figura 24 - Fluxo de caixa acumulativo típico de um projeto.....	76
Figura 25 - Síntese dos casos propostos... ..	84
Figura 26 - Planta de cogeração atualmente instalada (Caso 1).....	86
Figura 27 - Planta de cogeração atualmente instalada, com eletrificação dos acionamentos (Caso 2).	92
Figura 28 - Planta de cogeração eletrificada (Caso 3).	98

Figura 29 - Planta de cogeração eletrificada (Caso 4).	103
Figura 30 - Planta de cogeração ideal (Caso 5).....	108
Figura 31 - Planta de cogeração complementar anexa (Caso 6).....	112
Figura 32 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 1, em função do custo do bagaço	128
Figura 33 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 2, em função do custo do bagaço.	129
Figura 34 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 3, em função do custo do bagaço e do palhiço.....	129
Figura 35 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 4, em função do custo do bagaço e do palhiço.....	130
Figura 36 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 5, em função do custo do bagaço e do palhiço.....	130
Figura 37 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 6, em função do custo do bagaço e do palhiço.....	131
Figura 38 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 20,00/t.....	132
Figura 39 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 40,00/t.....	132
Figura 40 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 60,00/t.....	133
Figura 41 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 80,00/t.....	133
Figura 42 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 1	137
Figura 43 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 2	138
Figura 44 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 3	139
Figura 45 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 4	140
Figura 46 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 5	141
Figura 47 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 6	142
Figura A.1 - Componentes da exergia total de um sistema.....	157

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Energia elétrica e bagaço excedentes em sistemas de cogeração no setor sucroalcooleiro.....	39
Tabela 2 - Estimativa da disponibilidade de biomassa-palhiço de cana-de-açúcar em base seca.....	43
Tabela 3 - Custo estimado para recolhimento do palhiço considerando duas rotas principais: Enfardamento e Colheita Integral.....	52
Tabela 4 - Composição química da palha e do bagaço da cana-de-açúcar.....	53
Tabela 5 - Poder calorífico da palha e do bagaço da cana-de-açúcar.	54
Tabela 6 - Dados base de operação adotados nos estudos dos casos	81
Tabela 7 - Equivalência energética entre o palhiço e o bagaço.	83
Tabela 8 - Dados de moagem, produção e consumo na safra (Caso 1).	85
Tabela 9 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 1).....	87
Tabela 10 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 1).	88
Tabela 11 - Parâmetros de operação na entressafra (Caso 1).	89
Tabela 12 - Parâmetros característicos da planta (Caso 1).	89
Tabela 13 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 2).	94
Tabela 14 - Dados de moagem, produção e consumo na safra (Caso 2).	94
Tabela 15 - Balanço de biomassa (Caso 2).	95
Tabela 16 - Parâmetros característicos da planta (Caso 2).	96
Tabela 17 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 3).....	99
Tabela 18 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 3).	99
Tabela 19 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 3).	100
Tabela 20 - Balanço de biomassa (Caso 3).	101
Tabela 21 - Parâmetros característicos da planta (Caso 3).	101
Tabela 22 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 4).....	104
Tabela 23 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 4).	104
Tabela 24 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 4).	105
Tabela 25 - Balanço de biomassa (Caso 4).	105
Tabela 26 - Parâmetros característicos da planta (Caso 4).	106
Tabela 27 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 5).....	109

Tabela 28 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 5).	109
Tabela 29 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 5).	110
Tabela 30 - Balanço de biomassa (Caso 5).	110
Tabela 31 - Parâmetros característicos da planta (Caso 5).	111
Tabela 32 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 6).	113
Tabela 33 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 6).	113
Tabela 34 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 6).	114
Tabela 35 - Balanço de biomassa (Caso 6).	114
Tabela 36 - Parâmetros característicos da planta (Caso 6).	115
Tabela 37 - Potência útil gerada na planta de cogeração no período de safra, em kW.	118
Tabela 38 - Potência útil gerada na planta de cogeração no período de entressafra, em kW.	119
Tabela 39 - Balanço global de potência elétrica na safra, em kW.	119
Tabela 40 - Balanço global de potência elétrica na entressafra, em kW.	120
Tabela 41 - Índices de desempenho das plantas analisadas.	121
Tabela 42 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 1.	122
Tabela 43 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 2.	123
Tabela 44 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 3.	123
Tabela 45 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 4.	124
Tabela 46 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 5.	124
Tabela 47 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 6.	125
Tabela 48 - Resultados termoeconômicos para cada caso estudado, fixados os seguintes custos de insumos: R\$ 30,00/t para o bagaço e R\$ 50,00/t para o palhiço.	127
Tabela 49 - Composição dos investimentos realizados em cada um dos casos.	135

Tabela 50 - Resultados globais para os casos estudados.	136
Tabela 51 - Resultados econômicos para o Caso 1, em função do preço de venda da eletricidade.	137
Tabela 52 - Resultados econômicos para o Caso 2, em função do preço de venda da eletricidade.	138
Tabela 53 - Resultados econômicos para o Caso 3, em função do preço de venda da eletricidade.	139
Tabela 54 - Resultados econômicos para o Caso 4, em função do preço de venda da eletricidade.	140
Tabela 55 - Resultados econômicos para o Caso 5, em função do preço de venda da eletricidade.	141
Tabela 56 - Resultados econômicos para o Caso 6, em função do preço de venda da eletricidade.	142
Tabela A.1 - Exergia química de alguns componentes gasosos no estado puro. ...	159
Tabela A.2 - Características do bagaço da cana e do palhiço.	161

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	20
1.1 Considerações iniciais	20
1.2 Objetivos	21
2 ASPECTOS DE ESTUDO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO	22
2.1 Desenvolvimento do Setor Sucroalcooleiro no Brasil	22
2.2 A Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro	26
<i>2.2.1 Definição e Histórico da Cogeração.....</i>	<i>26</i>
<i>2.2.2 Aspectos Tecnológicos da Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro</i>	<i>30</i>
<i>2.2.3 Situação Atual da Cogeração no Setor Sucroalcooleiro e Potencial Futuro</i>	<i>35</i>
<i>2.2.4 Aproveitamento da Palha da Cana-de-Açúcar.....</i>	<i>40</i>
2.2.4.1 Considerações Gerais	40
2.2.4.2 Transporte e Processamento do Palhiço	45
2.2.4.3 Custo do Palhiço	51
2.2.4.4 Caracterização físico-química do palhiço comparativamente ao bagaço	54
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	55
4 FUNDAMENTOS DA ANÁLISE TERMODINÂMICA, TEMOECONÔMICA E ECONÔMICA	62
4.1 Fundamentos Termodinâmicos	62
<i>4.1.1 Eficiências Térmicas para os Equipamentos e para a Planta</i>	<i>65</i>
4.1.1.1 Turbinas e Bombas	65
4.1.1.2 Caldeira Convencional	66
4.1.1.3 Planta.....	67
<i>4.1.2 Parâmetros Importantes no Setor Sucroalcooleiro.....</i>	<i>67</i>
4.1.2.1 Relação Bagaço-Vapor	67
4.1.2.2 Relação Vapor-Cana Moída.....	68
4.1.2.3 Relação Potência Elétrica-Cana Moída	68
4.2 Fundamentos Termoeconômicos.....	69
<i>4.2.1 Vertentes e Metodologias da Termoeconomia.....</i>	<i>70</i>

4.2.2 Teoria do Custo Exergético.....	71
4.3 Fundamentos Econômicos	75
4.3.1 Valor Presente Líquido (VPL).....	75
4.3.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)	77
4.3.3 Comparação entre as Técnicas VPL e TIR.....	77
5 MATERIAIS E MÉTODOS	79
5.1 Panorama Atual da Usina Sucroalcooleira Considerada para Estudo.....	79
5.2 Modelo Proposto para Aproveitamento do Palhiço	81
5.3 Descrição dos Casos a Serem Estudados	83
5.3.1 Caso 1: Planta de Cogeração Atualmente Instalada.....	84
5.3.2 Caso 2: Planta de Cogeração, com Eletrificação dos Acionamentos e Utilização do Palhiço	91
5.3.3 Caso 3: Planta de Cogeração, com Eletrificação dos Acionamentos, com Utilização do Palhiço e Troca de Equipamento	97
5.3.4 Caso 4: Planta de Cogeração Otimizada para Operação no Período de Safra e Entressafra	102
5.3.5 Caso 5: Planta de Cogeração Ideal.	107
5.3.6 Caso 6: Planta de Cogeração Complementar Anexa a Planta Atual Instalada.....	111
6 RESULTADOS E DISCUSSÕES	117
6.1 Considerações e Cálculos Preliminares	117
6.2 Resultados Termodinâmicos	118
6.3 Resultados Termoeconômicos	121
6.4 Resultados Econômicos	133
7 CONCLUSÕES	145
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	151
APÊNDICE A – Fundamentos Exergéticos.....	157
A.1 Exergia dos Fluidos	157
A.2 Exergia do Bagaço e do Palhiço da Cana-de-açúcar	160

1 INTRODUÇÃO

1.1 Considerações iniciais

A busca de soluções reais que satisfaçam a demanda crescente de energia no cenário mundial tem sido objeto de estudos em todas as partes do globo e, tanto fontes quanto tecnologias renováveis têm sido buscadas para a substituição dos combustíveis fósseis, não renováveis e com elevado potencial de degradação ambiental. Assim, a energia proveniente da biomassa, a bioenergia, passa a ter lugar de destaque no cenário energético mundial e começa a ganhar força na participação da matriz energética global.

Desta forma, a cana-de-açúcar vem se destacando com o seu potencial de geração de energia renovável, na forma do etanol e da bioeletricidade, além do açúcar. Dentre as vantagens da geração desta energia reside o fato desta forma de produção ser considerada de baixo impacto ambiental do ponto de vista das emissões de CO₂, elevando as unidades produtoras à condição de comercializadoras de créditos de carbono, aumentando ainda mais a fonte de renda alcançada com este insumo.

Resultado de alterações nas legislações ambientais aplicadas ao setor, tornando-as mais severas, a extinção das queimadas da cana-de-açúcar no processo que antecede a colheita passou a ser uma realidade e, portanto, um adicional de biomassa antes perdido na queima passou a ser deixado no campo: o palhiço da cana-de-açúcar. Apresentando um poder calorífico até mesmo superior ao do próprio bagaço, o palhiço passa a ser reconhecido como uma potencial biomassa adicional para o incremento da cogeração de energia nas centrais cogeradoras instaladas nas unidades industriais.

Diversos estudos foram realizados na atualidade com o objetivo de investigar esta nova disponibilidade de biomassa, englobando análises de caráter ambiental, logístico, energético e econômico.

Do ponto de vista ambiental, investiga-se a quantidade máxima de palhiço que pode ser retirada sem acarretar problemas ambientais e queda na eficiência agrícola da área de cultivo.

Quanto à logística, as variáveis a serem investigadas dizem respeito à rotina de recolhimento adotada, buscando uma otimização do transporte desta biomassa do campo até a unidade industrial para redução de custos.

Por sua vez, a análise energética faz-se necessária na estimativa do ganho de excedentes de energia elétrica gerada com o adicional desta biomassa.

Enfim, a abordagem econômica tem por objetivo estabelecer os custos médios da eletricidade gerada neste processo, bem como o potencial de retorno dos investimentos.

1.2 Objetivos

Inserido neste contexto, este trabalho tem por objetivo a proposta de remodelagem de uma planta de cogeração já instalada e em operação na região Sudoeste do estado de São Paulo, visando à maximização do potencial de cogeração de energia exclusivamente com o aproveitamento de percentuais de palhiço para a queima em caldeiras.

Assim, foi proposto o estudo de adequações da planta de cogeração a partir de sua configuração original, seguindo uma sequência evolutiva de potencial instalado e, conseqüentemente, de investimentos realizados.

No estudo global de cada um desses casos, este trabalho fundamentou-se em análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas, dando-se, assim, condições para tomada de decisão quanto a viabilidade financeira de cada um dos casos estudados.

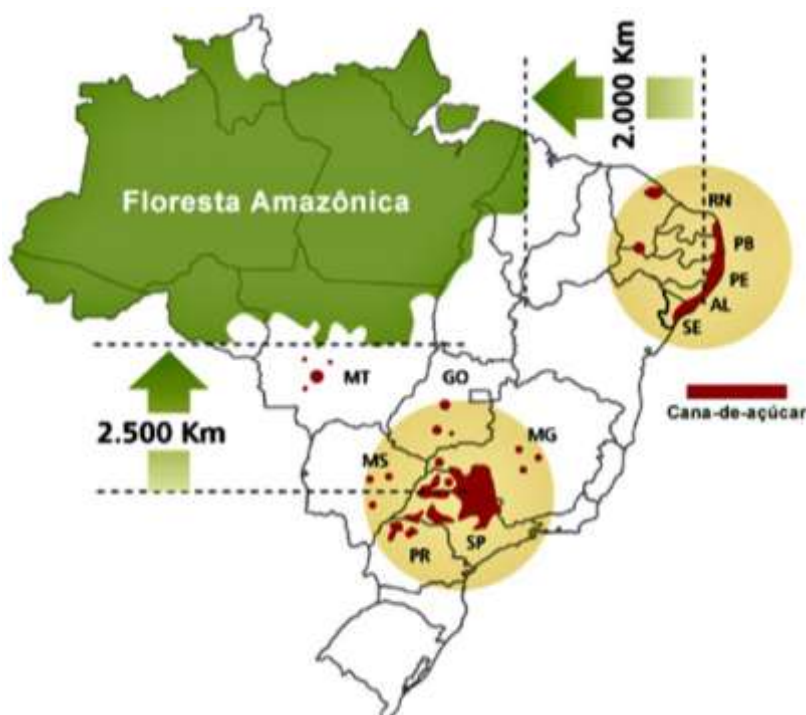
2 ASPECTOS DO SETOR SUCROALCOOLEIRO

2.1 Desenvolvimento do Setor Sucroalcooleiro no Brasil

O desenvolvimento do setor sucroalcooleiro brasileiro ocorreu no final do século XIX e início do século XX, após a abolição da escravidão e o incentivo por parte do governo brasileiro à vinda de imigrantes europeus para substituir a mão de obra necessária nas fazendas de café. À medida que estes imigrantes foram adquirindo terras, permitindo o desenvolvimento de suas próprias atividades, muitos optaram pela produção de aguardente a partir da cana-de-açúcar, surgindo, assim, inúmeros engenhos no início do século XX.

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), grande parte da expansão da cana-de-açúcar ocorreu próximo ao litoral do Nordeste e em áreas de pastagens degradadas na região Centro-Sul do Brasil, sem aumentar a competição por terras ou deslocar outras culturas, conforme mostra a Figura 1 (MATOS, 2012).

Figura 1 - Localização da cana-de-açúcar no Brasil.



Fonte: Matos (2012).

Com a expansão do setor sucroalcooleiro no Brasil, sobretudo no estado de São Paulo que já contava com mais de 100 produtores, surge, então, a necessidade de uma articulação em prol da defesa dos preços de comercialização do açúcar e álcool no mercado e da busca de avanços tecnológicos ao setor. Nasce, assim, no ano de 1959, a Cooperativa Privada dos Produtores de Cana de Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo (COPERSUCAR), dando novos rumos à produção sucroalcooleira no país, através da reorganização do setor, da abertura de novos mercados e do desenvolvimento de novas tecnologias.

Mais tarde, a década de 70 foi um marco no setor sucroalcooleiro nacional. No ano de 1975 foi criado o Programa Nacional do Álcool (PROÁLCOOL). Esse programa surgiu como alternativa para a crise que o mercado açucareiro atravessou na década de 1970, por causa da redução do preço do açúcar no mercado internacional. Somada a esta crise, destaca-se o papel fundamental da crise de abastecimento mundial, inclusive no Brasil, deflagrada pela crise do petróleo que fez que o preço do barril sofresse significativo aumento. Neste cenário, o PROÁLCOOL se estabeleceu com a proposta de um combustível 100 % nacional, tendo como principais metas:

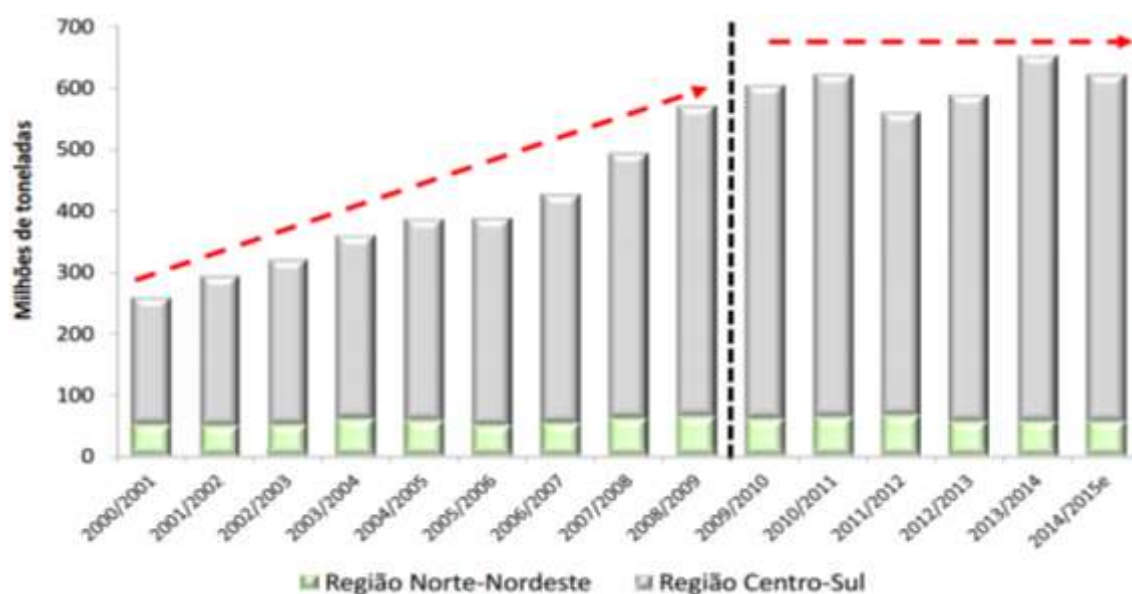
- A expansão da cultura da cana-de-açúcar, principalmente no Sudeste devido às condições naturais e conjunturais da região;
- A produção e paridade de preço entre o bioetanol e o açúcar, visando o incentivo à oferta do produto;
- O estímulo para o uso do bioetanol hidratado em veículos, puro ou misturado à gasolina.

Embora o Proálcool tenha sido considerado como o maior programa de energia renovável já estabelecido em termos mundiais, economizando divisas para o Brasil, o mesmo acabou não obtendo pleno sucesso por falta de uma política energética nacional adequada, isenta de influências externas que tinham no petróleo a melhor matéria prima para produção de combustível.

Com o impacto sofrido pelo Proálcool, a quantidade de cana moída no Brasil se manteve em torno de 225 milhões de toneladas entre os anos de 1986 e 1993. Nos anos subsequentes, esta quantidade apresentou uma tendência de crescimento, como mostrado na Figura 2, mantendo este

comportamento até a safra de 2008/2009. Neste período próspero, o setor sucroalcooleiro passou por um grande processo de renovação através de elevados investimentos, tanto no complexo industrial visando o aumento da produção, quanto na construção de novas unidades e no aumento da área de cultivo da cana-de-açúcar. Porém, os efeitos da crise financeira de 2008 acarretaram mudanças significativas no setor, revertendo este padrão de expansão agressiva que se verificava nos anos anteriores. Neste novo cenário crítico, muitas empresas tiveram suas atividades prejudicadas, acumulando perdas e aumentando o endividamento, de modo que aquelas que sobreviveram no mercado foram obrigadas a paralisar os projetos de expansão e/ou modernização previstos.

Figura 2 - Retrospecto e estimativa da moagem nacional de cana-de-açúcar.



Fonte: ÚNICA (2012) e Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (2014).

Os anos seguintes foram marcados por uma nova fase do setor sucroalcooleiro, sendo esta caracterizada pela grande entrada de capital estrangeiro através dos processos de fusão e até mesmo de aquisição de usinas brasileiras por grupos estrangeiros. Levantamentos realizados apontaram um crescimento da participação de empresas estrangeiras no setor sucroalcooleiro brasileiro de 1 % registrado em 2000 para 30 % em 2010 (PITTA et al., 2010). Verifica-se nesta nova tendência do setor a consolidação

de alianças entre as empresas sucroalcooleiras com empresas estabelecidas em outros setores, tais como: petróleo, mineração, biotecnologia, infraestrutura, automotivo e fundos de investimentos. Neste contexto, destaca-se a constituição de uma *joint venture* firmada entre a petroleira Royal Dutch Shell (Shell) e a Cosan, dando origem a Raízen, protagonista no cenário sucroalcooleiro brasileiro.

Na safra 2011/2012, muito embora ocorresse um aumento na área cultivada, a produtividade ficou abaixo do esperado. Conforme apontou a UNICA, fatores climáticos, tais como geada e estiagem em algumas regiões do país, somados a idade avançada do canavial (resultado de uma menor renovação da cultura e menor investimento em tratos culturais), causaram a redução do rendimento agrícola da lavoura. Consequentemente, este baixo desempenho da safra acarretou perdas na ordem de R\$ 7 bilhões devido à queda na oferta de açúcar e álcool (MAPA, 2012).

As safras de 2012/2013 e 2013/2014 apresentaram um aumento na quantidade de cana processada quando comparada a de 2011/2012, fato que demonstrou uma perspectiva ascendente para as safras futuras. Todavia, a UNICA (2014), em conjunto com os demais produtores da região Centro-Sul e o Centro de Tecnologia Canavieira (CTC), anunciou uma estimativa para a safra 2014/2015 indicando uma moagem de 580 milhões de toneladas, correspondendo a uma redução de 16,94 milhões de toneladas em relação ao total processado na safra 2013/2014 (UNICA, 2014). Muito embora o aumento da área cultivada seja considerado nesta estimativa, a redução da quantidade de cana processada é devida as condições climáticas severas, com um longo período de estiagem observado no final de 2013 e início de 2014.

Até o final de 2014, em função não só das condições climáticas desfavoráveis como também por falta de incentivo governamental e necessidade de uma melhor remuneração pelos seus produtos (açúcar, álcool e eletricidade), cerca de 15 % das usinas brasileiras acabaram fechando, iniciando uma grande crise no setor, fazendo com que apenas os grupos mais fortes tenham se sustentado.

2.2 A Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro

2.2.1 Definição e Histórico da Cogeração

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), a cogeração de energia é definida como um “processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica a partir da energia química disponibilizada por uma fonte primária” (Figura 3). Neste processo de conversão de energia, normalmente são utilizados os ciclos Rankine, que são aqueles que empregam turbinas a vapor, ou os ciclos Brayton, que utilizam turbinas a gás.

Destaca-se que a proposta da cogeração fundamenta-se em uma utilização mais racional de energia, na qual, através da produção combinada, obtêm-se um melhor aproveitamento do potencial energético disponível no combustível e, portanto, um aumento no rendimento global do processo.

Figura 3 - Sistema de cogeração de energia.



Fonte: Próprio Autor.

Frequentemente, os sistemas de cogeração têm sido implementados em indústrias que dispõem de subprodutos do processo industrial que podem ser utilizados como fonte combustível, tais como a indústria siderúrgica, que utiliza os gases de coqueria, de alto forno e de aciaria como subprodutos do processo; a indústria de papel e celulose, que utiliza a lixívia e os resíduos de madeira; e, em especial, as indústrias sucroalcooleiras, que sempre utilizaram o bagaço e, mais recentemente, tem usado a palha e a vinhaça como combustíveis. O uso de óleo e/ou gás natural, quando não se dispõem de subprodutos de processo industrial, também é frequente em sistemas de cogeração.

Segundo Balestieri (2002), a cogeração se destaca dentre as várias formas de geração em função das diversas características do processo, tais como:

- Elevar a eficiência conjunta da conversão de energia química dos combustíveis em energia útil;
- Ser uma tecnologia superior no ponto de vista ecológico, por contribuir para uma menor utilização de combustíveis não renováveis e apresentar menores índices de emissões de poluentes;
- Garantir à empresa ou unidade maior confiabilidade na geração de seus insumos energéticos, especialmente naqueles setores que contam com processos ditos prioritários, ou seja, aqueles que não admitem falhas no fornecimento de energia;
- Constituir uma nova fonte de rentabilidade para a empresa, desde que esta se encontre interligada ao sistema da concessionária local e que as tarifas de compra e venda de energia estejam em um patamar que possibilite o retorno do investimento.

Em uma análise histórica em nível global, verifica-se que os primeiros sistemas de cogeração conhecidos datam de meados de 1870. Comumente instalados em regiões densamente povoadas e assoladas por invernos rigorosos, esses sistemas se constituíam de máquinas a vapor acopladas a geradores elétricos e tinham como principal finalidade o aquecimento de ambientes. Na Europa, um maior desenvolvimento destes sistemas, também empregados na calefação de ambientes, ocorreu durante as décadas de 20 e 30.

Nos Estados Unidos, diferentemente da Europa, os motivos do desenvolvimento da cogeração estiveram associados à ineficiência do sistema de distribuição de energia da época. Alguns pequenos e médios consumidores de energia elétrica, insatisfeitos com os grandes fornecedores que ainda não haviam implementado totalmente os sistemas de distribuição, passaram a buscar meios de geração própria, utilizando centrais de cogeração. Este cenário estendeu-se até a década de 40, na qual a cogeração atingiu uma participação considerável (50 %) na matriz elétrica dos Estados Unidos. Após a década de 40, com o desenvolvimento do sistema elétrico americano, com o surgimento de

novas tecnologias, novos conceitos de geração e interligação de sistemas elétricos, grandes centrais de energia elétrica foram instalados, passando a fornecer energia abundante e barata, de modo que os sistemas de cogeração foram perdendo importância até que, no início da década de 70, a sua contribuição na matriz elétrica dos Estados Unidos se restringia a apenas 3 % (GUIMARÃES, 2003).

Mais tarde, com as crises do petróleo ocorridas nos anos de 1973 e 1974 e, posteriormente, em 1979 e 1980, os sistemas de cogeração e aquecimento central voltaram a ser vistos como soluções viáveis para amenizar os efeitos causados pelos aumentos no preço do petróleo, inclusive nos Estados Unidos, onde o baixo preço do gás natural alavancou a cogeração de energia.

Já a Europa, protagonista em medidas sustentáveis e projetos de cogeração, tem acentuado a política de incentivo aos sistemas de cogeração desde 2004, quando, por exemplo, tornou-se obrigatória na Dinamarca que qualquer projeto de implantação de novas usinas geradoras apresente sistemas de cogeração ou sistemas que utilizem energia alternativa. Porém, apesar de todas as políticas vigorosas adotadas, o combustível mais utilizado no continente europeu ainda é o gás natural, um combustível fóssil, com uma participação de 48,2 %.

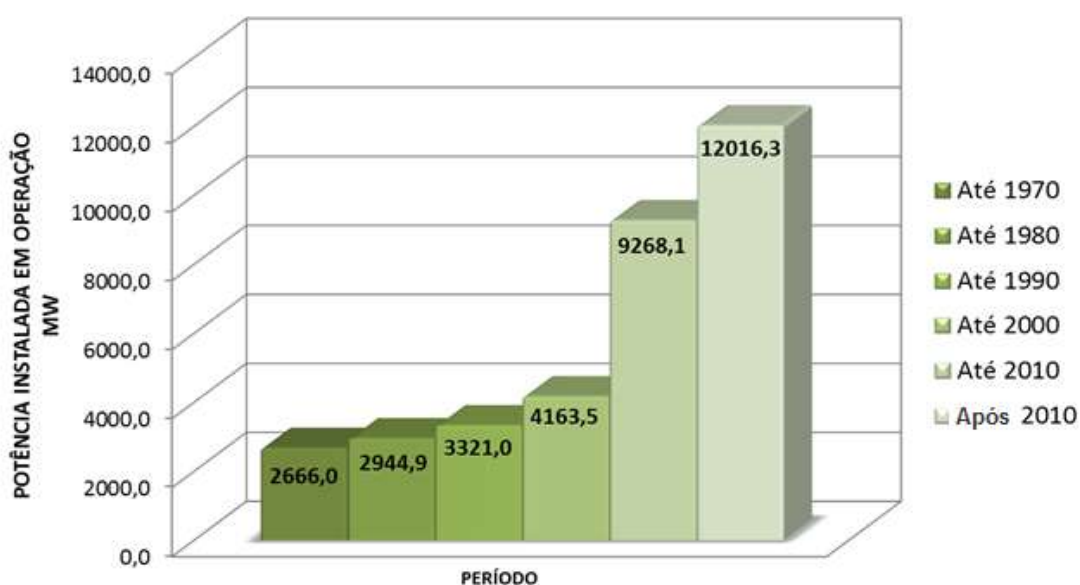
Por sua vez, no Brasil, somente na década de 90 é que o setor da cogeração encontrou condições mais favoráveis ao seu desenvolvimento. Este período foi marcado por grandes mudanças no nível institucional e regulamentador do setor elétrico. De forma geral, as mudanças ocorridas direcionaram para um contexto de abertura do mercado de energia elétrica, antes controlado pelo o governo, proporcionando um cenário mais competitivo, dinâmico e de livre negociação. Assim, foram criadas importantes agências e órgãos regulamentadores do sistema elétrico brasileiro, tais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996; o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e o Mercado Atacadista de Energia (MAE) em 1998; e a Câmara de Gestão da Crise Energética (CGCE) em 2001 (FIOMARI, 2004).

Apesar destas mudanças no setor elétrico, foram as consequências da crise hídrica que se instalou nos anos de 2000 e 2001 que possibilitou uma reformulação do plano de desenvolvimento da Matriz Energética Nacional com a inclusão de novas fontes de energia primária. Com a baixa dos níveis dos

reservatórios das usinas hidrelétricas, a implantação do plano de racionalização de energia e a necessidade de soluções alternativas que flexibilizassem a oferta de eletricidade no território nacional, alguns programas para incentivar a geração termelétrica a gás natural e a cogeração a partir da biomassa foram criados. Neste contexto, o bagaço da cana-de-açúcar passou a ter papel relevante dentro da oferta de biomassa para cogeração, constituindo uma solução válida com potencial de proporcionar não só um apoio em momentos de crise energética, mas garantir um incremento seguro à oferta de energia dentro do sistema interligado (FIOMARI, 2004).

A Figura 4 ilustra de forma objetiva o comportamento do setor brasileiro de cogeração de energia frente às mudanças estruturais no sistema elétrico citadas anteriormente, as quais favoreceram a cogeração a partir da década de 90, e, também, as consequências da crise hídrica e energética que se estabeleceram no país no início do século XXI. Comparando a potência instalada em operação para cogeração em 2000 com a respectiva potência em 2010, percebe-se no período em questão um acréscimo na capacidade de cogeração na ordem de 122 %. Dados do Balanço Energético Nacional de 2013 mostram uma potência instalada em operação para cogeração superior a 12 GW.

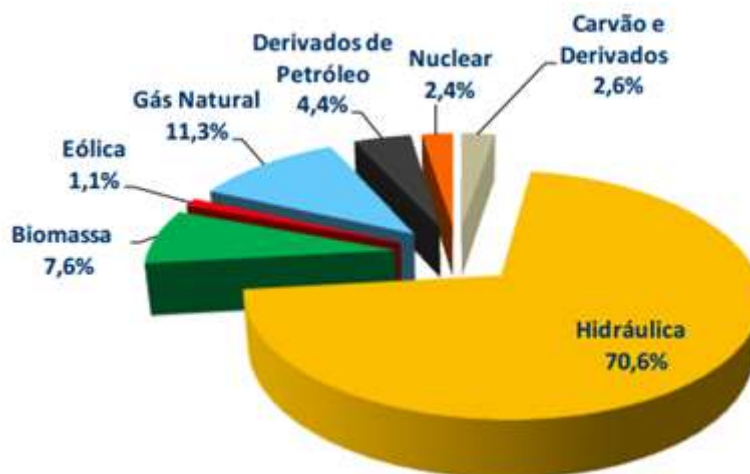
Figura 4 - Potência de cogeração instalada e em operação no Brasil.



Fonte: Adaptado de COGEN (2013).

Segundo o Balanço Energético Nacional, tendo como referência a matriz de capacidade de geração de energia elétrica de 2013, a biomassa é responsável por 7,6 % do total, conforme representado na Figura 5.

Figura 5 - Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil.



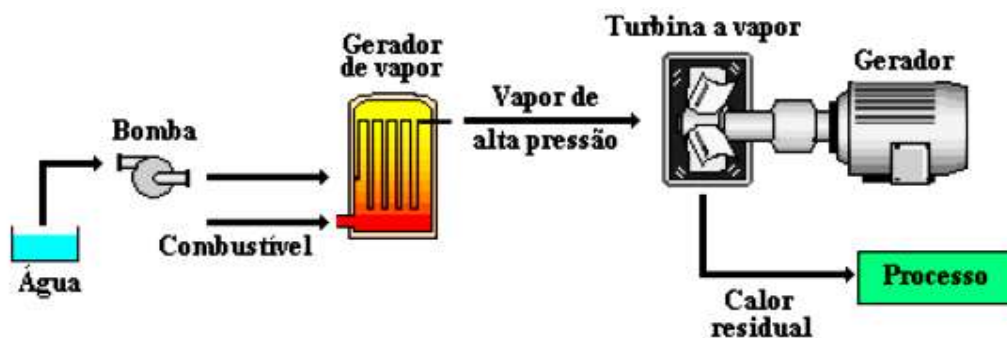
Fonte: Ben (2013).

2.2.2 Aspectos Tecnológicos da Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro

Os ciclos a vapor, bem como os ciclos de turbinas a gás, ou mesmo a combinação destes ciclos, possuem diversos arranjos e tecnologias disponíveis para implementação em sistemas de cogeração de energia, porém, as plantas de cogeração mais comuns nas usinas sucroalcooleiras são concebidas com caldeiras e turbinas a vapor, utilizando o ciclo termodinâmico de Rankine.

Neste ciclo, destacam-se as diversas possibilidades de combustíveis a serem utilizados como fonte de toda a energia necessária para a geração de calor nas caldeiras, tais como: gás, lenha, carvão, bagaço de cana, cascas de arroz e resíduos orgânicos em geral, dentre outros. Assim, o combustível queimado na caldeira possibilita a geração de vapor de alta pressão, que é então expandido em uma turbina a vapor, podendo ser esta de contrapressão, condensação, e ainda com extração de vapor para o processo. Por sua vez, o trabalho de eixo gerado na turbina aciona o gerador elétrico acoplado, conforme apresentado na Figura 6.

Figura 6 - Máquinas térmicas operando em Ciclo Rankine.

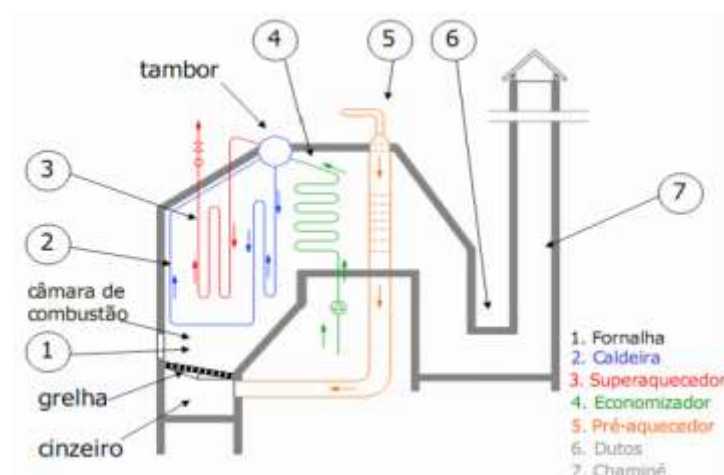


Fonte: Adaptado de Bowel (1996).

As caldeiras são equipamentos projetados para aquecer um fluido ou produzir vapor a partir da queima de combustíveis, podendo o vapor ser produzido nas condições de saturação ou superaquecido. As caldeiras podem ser classificadas em dois grupos de acordo ao seu tipo construtivo, a saber (ODDONE, 2001):

- **Flamotubulares ou caldeiras de tubos de fumaça:** destaca-se que este tipo de caldeira não é empregado nas centrais de cogeração de usinas sucroalcooleiras, sendo caldeiras de menor porte e pouco utilizadas para processos de produção de energia elétrica. Nesta concepção de caldeiras, os gases aquecidos através da queima do combustível circulam em tubos, já a água a aquecer circula externamente aos tubos.
- **Aquatubulares ou caldeiras de tubo de água:** inversamente ao tipo anterior, estas caldeiras caracterizam-se pela vaporização da água no interior dos tubos absorvendo o calor dos gases aquecidos que agora circulam externamente aos tubos. Estas caldeiras, que também são conhecidas por caldeiras de parede d'água, possuem maior porte e são muito utilizadas em projetos modernos de usinas termoeletricas, tendo, também, papel de destaque no setor sucroalcooleiro. Dentre as vantagens deste tipo de caldeira destacam-se a maior produção de vapor, maior pressão de trabalho e, conseqüentemente, um maior rendimento na geração de energia. Segundo Pera (1990), os componentes clássicos desta caldeira são mostrados na Figura 7.

Figura 7 - Componentes clássicos de uma caldeira aquatubular.



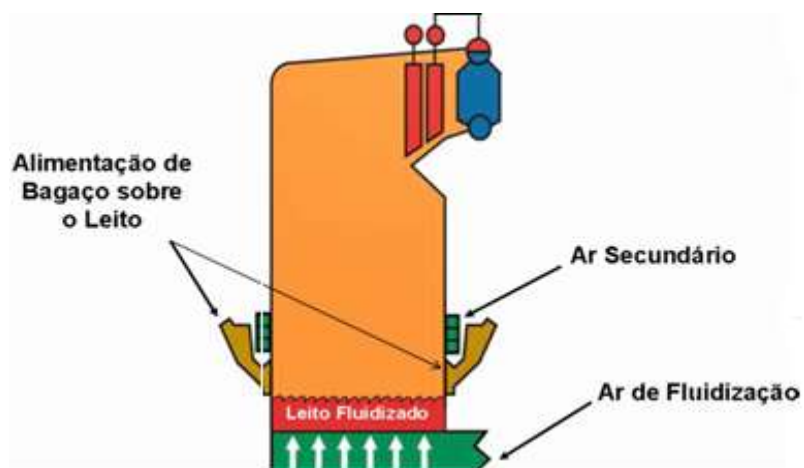
Fonte: Pera (1990).

A tecnologia de combustão empregada nas caldeiras é um ponto fundamental no desempenho do equipamento. Dentre as diferentes tecnologias desenvolvidas pode-se as seguintes:

- **Combustão em fornalhas de leito fixo:** o combustível é queimado sobre uma grelha, podendo esta ser fixa ou móvel;
- **Combustão em suspensão:** o combustível injetado na câmara de combustão entra em combustão antes de atingir a grelha;
- **Combustão em leito fluidizado borbulhante:** este tipo de caldeira representa a tecnologia mais recente, desenvolvida de forma a possibilitar uma queima com alta eficiência, baixas emissões de poluentes e particulados, além de permitir a queima de uma gama de combustível com alto teor de umidade e de cinzas e baixo poder calorífico inferior (PCI). Nestas caldeiras o combustível é queimado sobre um leito inerte de areia em alta temperatura.

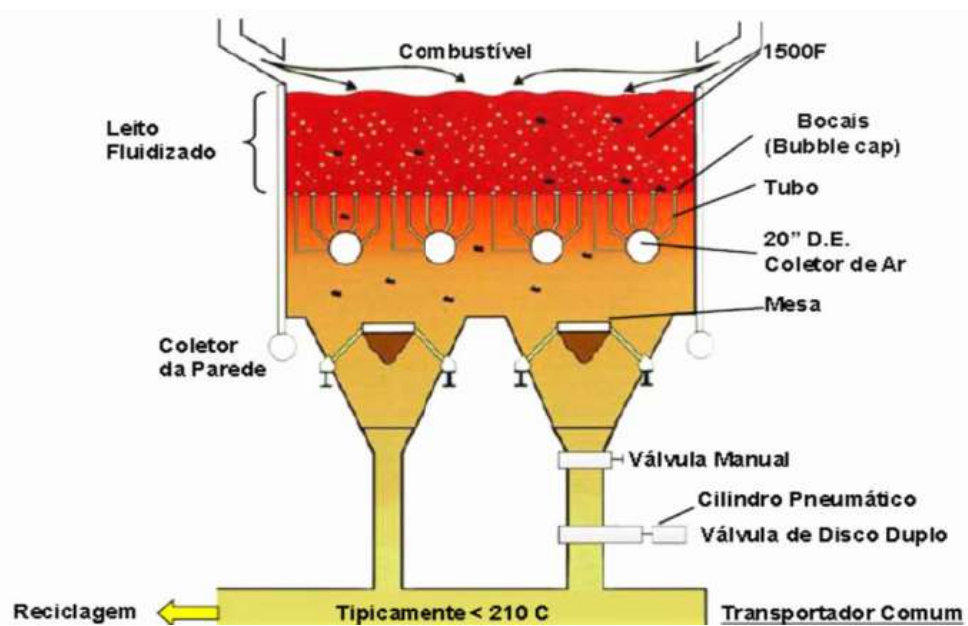
Assim, as caldeiras de leito fluidizado tornam-se soluções tecnológicas viáveis e eficientes quando se cogita um aproveitamento maior da biomassa da cana-de-açúcar com a queima em maiores proporções do palhiço deixado no campo. Nas Figuras 8, 9 e 10 são ilustrados, respectivamente, um corte esquemático da caldeira de leito fluidizado, detalhes do leito fluidizado e, por fim, uma imagem real do leito em operação.

Figura 8 - Representação esquemática de uma caldeira de leito fluidizado.



Fonte: Marino (2013).

Figura 9 - Detalhes do leito fluidizado.



Fonte: Marino (2013).

Figura 10 - Leito fluidizado de caldeira em operação.



Fonte: Marino (2013).

Responsáveis pelo acionamento de geradores de energia elétrica ou acionamentos mecânicos de equipamentos da planta industrial, as turbinas a vapor comumente utilizadas no setor sucroalcooleiro podem ser classificadas da seguinte forma:

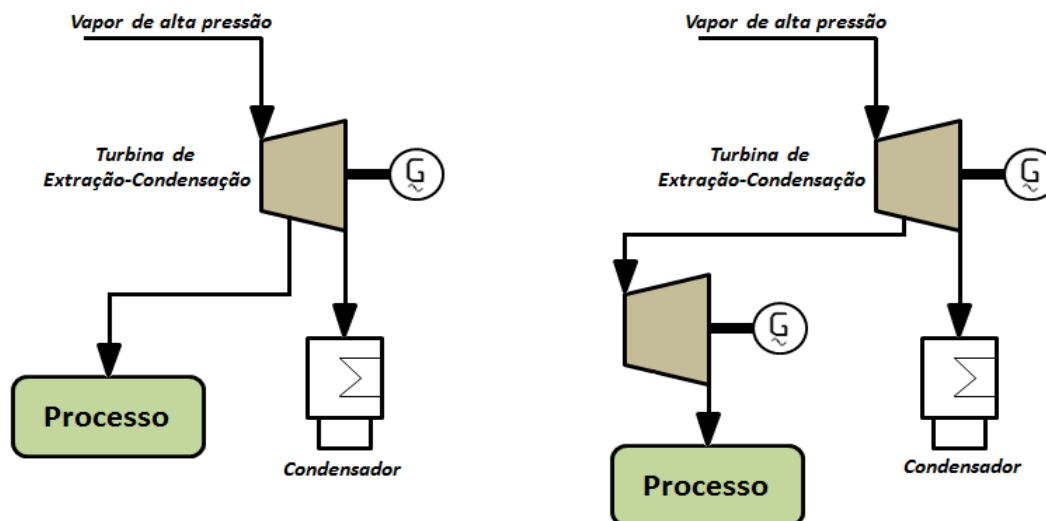
- **Contrapressão:** o vapor expandido possui pressão igual ou superior à pressão atmosférica, encontrando-se muitas vezes no estado superaquecido e sendo utilizadas para fornecer vapor exaurido para processo.
- **Condensação:** o vapor sai abaixo da pressão atmosférica e condensa em equipamentos a vácuo. Aplicadas geralmente quando não há previsão da utilização do vapor de baixa ou média pressão, como em centrais de energia elétrica.
- **Extração:** parte do vapor é retirada da turbina em pressão intermediária definida de acordo a necessidade do processo industrial. Esta extração é realizada em estágios intermediários da turbina e a pressão do vapor extraído é mantida constante através do emprego de válvulas de controle. Tanto em turbinas de contrapressão quanto de condensação é possível associar o processo de extração.

No contexto geral do ciclo de vapor de uma unidade de cogeração em uma unidade sucroalcooleira, o emprego de turbinas de condensação e extração, juntamente com turbinas de contrapressão, é uma solução tecnológica amplamente empregada na atualidade. Nesta configuração, o vapor necessário para o processo industrial pode ser obtido através da extração realizada a pressão intermediária em algum estágio da expansão do vapor na turbina e pelo vapor de escape proveniente da turbina de contrapressão. Desta forma, tanto os requisitos mecânicos quanto térmicos do processo são atendidos. A Figura 11 ilustra exemplos de ciclos operando com turbinas de extração-condensação.

Observa-se que uma das diferenças básicas destes ciclos quando comparados ao ciclo de contrapressão pura está na existência de um condensador na exaustão da turbina de condensação. Assim, fica garantida para estes ciclos uma maior flexibilidade na cogeração de energia, pois a geração de vapor deixa de ser atrelada exclusivamente à necessidade do processo e pode

ser direcionada totalmente à geração de bioeletricidade no período de entressafra.

Figura 11 - Ciclos com utilização de turbinas de extração-condensação.



Fonte: Próprio Autor.

Conforme reforça Seabra (2008), uma vez que o foco passa a ser a produção de eletricidade durante o ano todo, as unidades cogeneradoras devem buscar soluções de sistemas energéticos que utilizem de turbogeradores de condensação, com ou sem extração. Esta adequação torna o funcionamento do sistema de cogeração de energia elétrica quase autônomo com relação ao processo e, portanto, dá condições para que a planta de cogeração permaneça operante tanto na safra quanto na entressafra, de acordo a disponibilidade de biomassa a ser queimada nas caldeiras.

2.2.3 Situação Atual da Cogeração no Setor Sucroalcooleiro e Potencial Futuro

A cogeração tem uma grande aceitação no setor sucroalcooleiro fundamentalmente em razão da sua adequação, pois o combustível empregado, o bagaço da cana-de-açúcar, é um rejeito do processo de fabricação utilizado como combustível nas caldeiras. Sendo assim, gera-se o vapor necessário no processo de fabricação do açúcar e etanol, energia elétrica para a autossuficiência energética das usinas durante o período da

safra, e, dependendo da estratégia da empresa, um excedente de energia elétrica a ser fornecido para o sistema elétrico brasileiro.

Segundo a UNICA (2012), no Brasil 82 % da bioeletricidade vêm dos resíduos da cana-de-açúcar, sendo que para cada tonelada de cana-de-açúcar moída na fabricação de açúcar e etanol gera, em média, 0,29 t de bagaço (CONAB, 2011) e 0,20 t de palha e pontas (REDÍGOLO, 2014).

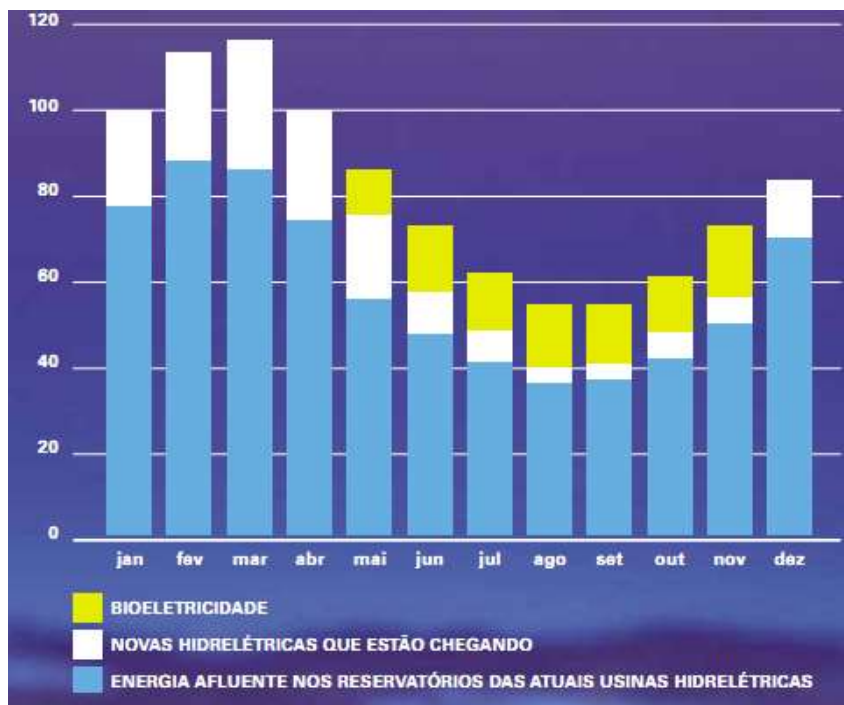
Uma vantagem importante da energia gerada através da cana-de-açúcar reside no fato desta forma de produção de energia ser considerada de baixo impacto ambiental do ponto de vista das emissões de CO₂. Estudos mostram que o setor proporciona uma redução líquida de 206,8 kgCO₂ por tonelada de cana processada, mesmo em um cenário em que se considere a queima da cana no período que antecede a colheita (MACEDO, 2000). Dessa forma, as usinas do setor sucroalcooleiro provam que realmente podem ter grande aceitação no mercado promissor de créditos de carbono e têm visto o mercado de venda desses créditos como mais uma fonte de renda.

Além das vantagens no cunho ambiental, a bioeletricidade gerada através de centrais de cogeração no setor sucroalcooleiro possui ainda diversas vantagens, como destaca Redígolo (2014):

- Tempo reduzido de implementação do projeto, podendo ser estimado um período de 24 meses para a construção de uma central de cogeração;
- Menor investimento de capital quando comparado a outros projetos de geração que utilizam outras fontes de energia, projeto de menor porte, riscos de imprevistos e problemas reduzidos durante a construção;
- Disponibilidade de tecnologia nacional para a execução do projeto, alavancando a indústria do país e gerando empregos em polos tecnológicos no interior do Brasil;
- Projeto de fácil implantação próximo do centro de consumo, não sendo necessários investimentos em extensas linhas de transmissão;
- Atuando de forma estratégica, a bioeletricidade se coloca como uma solução complementar à geração hidrelétrica, pois, o período de safra da cana-de-açúcar, entre abril e novembro, coincide com o período de estiagem quando o setor elétrico mais precisa de energia. A Figura 12

representa a contribuição da bioeletricidade complementando a hidroeletricidade no período de estiagem.

Figura 12 - Complementariedade da bioeletricidade sucroenergética.



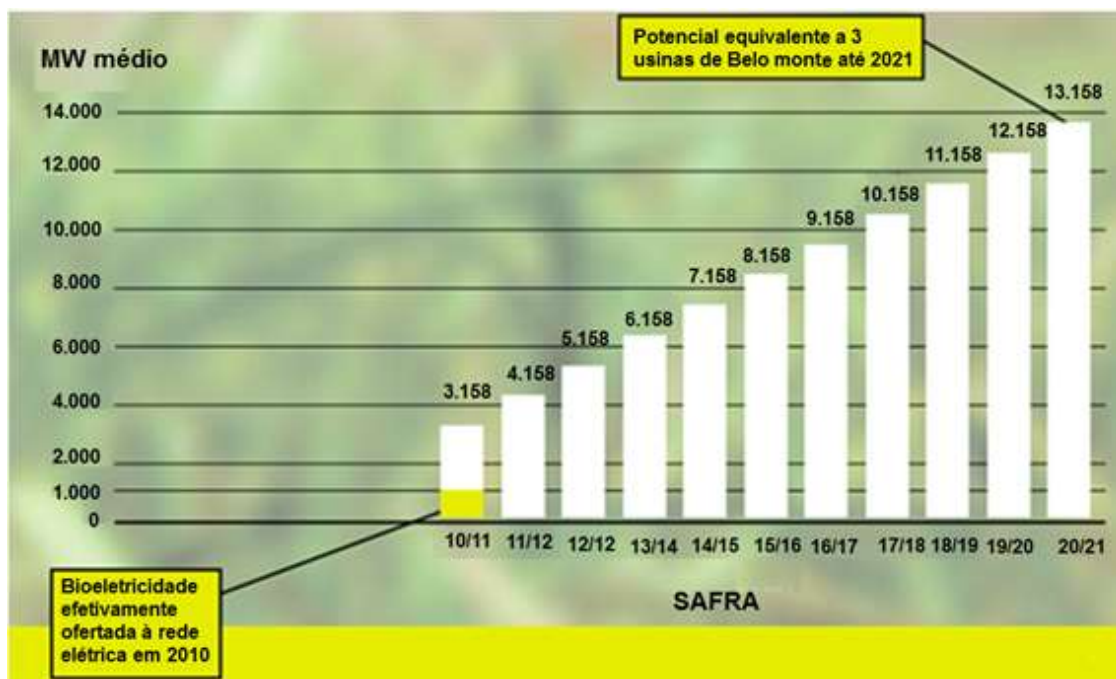
Fonte: UNICA (2012).

Segundo dados apresentados pela UNICA (2012), uma tonelada de cana tem um potencial de geração de 300 kWh para a rede elétrica e, uma tonelada de palhço pode gerar 500 kWh. Considerando a produção média por hectare, pode-se afirmar que um hectare de cana-de-açúcar tem potencial para abastecer cerca de 8 residências durante o período de um ano (consumo médio de uma residência estimado em 154 kWh).

Muito embora o Brasil tenha aderido as atuais políticas e apelos globais pela busca de fontes renováveis, reduzindo, assim, a emissão de poluentes, principalmente os gases causadores do efeito estufa, ainda existem muitos desafios a serem vencidos no país. No setor sucroalcooleiro, muito embora o potencial da biomassa seja expressivo, ainda poucas unidades tem realizado investimentos no sentido de gerar excedentes de energia e comercializá-los. Segundo dados da UNICA (2012), apenas cerca de 25 % das usinas brasileiras geram e vendem excedentes de energia para o mercado elétrico nacional,

porém, ainda assim, representam 6 % da matriz elétrica do país. A Figura 13 apresenta o potencial energético da biomassa de cana-de-açúcar no país.

Figura 13 - Potencial do mercado da bioeletricidade para a rede elétrica.



Fonte: UNICA (2012).

Apesar do cenário cada vez mais favorável, existem ainda algumas barreiras que podem tornar a cogeração menos atrativa e viável para os usineiros, tais como: a demanda de tecnologia, a opção pelo uso do bagaço para produzir álcool de segunda geração, a questão dos preços de compra da energia gerada e as taxas impostas para se conectar com as redes de transmissão.

Por outro lado, quando se objetiva a produção de excedentes de energia visando sua comercialização, faz-se necessário um projeto de central de cogeração moderna e eficiente ou, quando já existe uma planta operante, uma readequação da central geradora, substituindo os equipamentos obsoletos por outros mais modernos. Neste caso, devem ser consideradas alternativas que considerem a utilização de turbinas de condensação com extração e caldeiras de alta pressão, uma vez que níveis elevados de pressões contribuem para o aumento da geração de excedentes de energia. Desta

forma, a busca de incrementos consideráveis na geração implica em investimentos proporcionalmente mais elevados.

Posto isto, conclui-se que a tomada de decisão quanto à execução destes investimentos depende de uma análise econômica minuciosa que indicará a viabilidade e rentabilidade do mesmo, sendo que estes resultados estarão estritamente relacionados, entre outros fatores, ao quadro tarifário, ao marco regulatório do sistema elétrico nacional e as perspectivas de oferta no setor elétrico.

A Tabela 1 ilustra de forma prática a influência da condição do vapor e do tipo de turbina utilizada na geração de excedentes de energia elétrica. Os resultados apresentados são provenientes de estudos de casos, realizados pelo CGEE (2005), nos quais foram mantidos os mesmos parâmetros de processamento de cana-de-açúcar e, portanto, conservando-se a mesma referência para a realização de uma análise comparativa. Nos casos em que se considera a operação apenas no período da safra, foram utilizadas exclusivamente turbinas de contrapressão, porém, naqueles operantes durante o ano todo foram empregadas turbinas de condensação.

Tabela 1 - Energia elétrica e bagaço excedentes em sistemas de cogeração no setor sucroalcooleiro.

Parâmetros do sistema		Consumo de vapor (kg/t _{cana})	Período de geração	Uso da palha (%)	Energia elétrica excedente (kWh/t _{cana})	Bagaço excedente (kg/t _{cana})
P (bar)	T (°C)					
21	300	500	Safra	0	10,4	33
42	400	500	Safra	0	25,4	50
42	450	500	Safra	0	28,3	48
65	480	500	Safra	0	57,6	13
65	480	350	Safra	0	71,6	0
65	480	500	Ano todo	50	139,7	13
65	480	350	Ano todo	50	153,0	0

Fonte: CGEE (2005), citado por Bioetanol de Cana (2008).

Reafirmando o fato antes exposto, observa-se na Tabela 1 um importante incremento do excedente de energia elétrica quando se verifica uma elevação nos níveis de pressão. Da mesma forma, a utilização de turbinas de condensação, possibilitando a extensão do período de operação durante o ano

todo e o aproveitamento da palha, possibilitam um salto considerável na geração.

2.2.4 Aproveitamento da Palhiço da Cana-de-Açúcar

2.2.4.1 Considerações Gerais

É intuitiva a conclusão de que uma grande parcela da biomassa constituinte da cana-de-açúcar é deixada no campo após o processo de colheita da lavoura, tanto pela natureza do processo, que não consegue ter uma eficiência absoluta, quanto pela morfologia da própria planta, que apresenta um volume considerável de estruturas que não são úteis ao processo de produção de açúcar e álcool. Ao conjunto destas estruturas, que ficam sobre a superfície do talhão após a colheita mecanizada, tais como folhas verdes, palhas, ponteiros, colmos e rebolos (ou suas frações), é dado o nome de palhiço. Segundo Ripoli et al. (1990), é considerado inadequado o termo palha para identificar esta biomassa residual.

A Figura 14 ilustra as partes componentes do vegetal cana-de-açúcar.

Figura 14 - Estrutura típica da biomassa da cana-de-açúcar.



Fonte: Adaptado de Seabra (2008).

A colheita mecanizada da cana-de-açúcar, no seu processo convencional, apresenta como característica a grande quantidade de resíduos (palhiço) que fica sobre o solo após este procedimento, como ilustra a Figura

15. Esta parcela de matéria vegetal, que antes era descartada através da queima pré-colheita, no processo mecanizado passa a ser lançada ao solo na fase da separação pneumática e, portanto, não havendo um recolhimento e posterior aproveitamento desta biomassa, uma quantidade considerável do potencial energético desta cultura é desperdiçada. Neste contexto, confrontando o atual cenário de crescimento da demanda de áreas plantadas e de busca por maiores eficiências do processo de produção, tanto de energia quanto de álcool, com esta realidade do processo de colheita, fica evidente a necessidade de mudanças neste paradigma e a busca de soluções viáveis para o recolhimento e aproveitamento deste grande potencial energético deixado para trás.

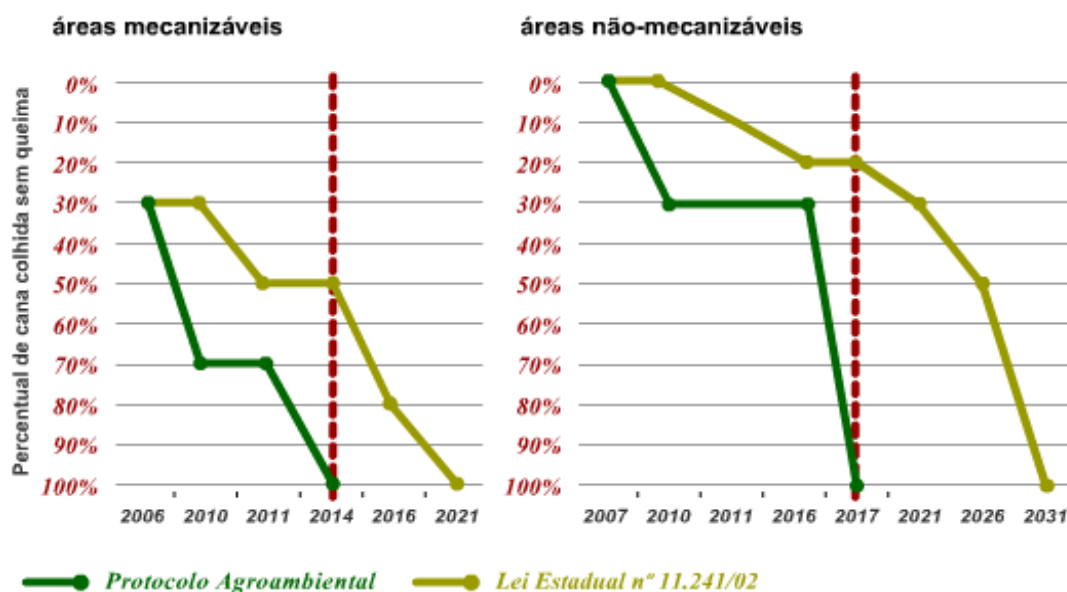
Figura 15 - Palhiço triturado deixado em campo após a colheita mecanizada.



Fonte: Empral (2013).

A abolição total da queima da cana-de-açúcar antes do corte e a substituição pela colheita mecanizada já é uma realidade. A Figura 16 mostra o cenário exigido por lei para o período de transição, período este já em vigência, e os prazos finais para conclusão. Pela Lei Nº 11.241, de 2002, do Estado de São Paulo, seria abolida a queima do palhiço até 2021 na área mecanizável (declividade inferior a 12 %) e até 2031 na área não mecanizável (DANTAS, 2010). Entretanto, através de um Protocolo Ambiental assinado pelo entre o Governo do Estado e as usinas, as datas limites para extinção total da queima foram adiantadas, passando a valer o final de 2014 para as áreas mecanizáveis e 2017 para as áreas não mecanizáveis.

Figura 16 - Prazos para eliminação da queima da palha no Estado de São Paulo.



Fonte: UNICA (2013).

As perspectivas da cogeração de energia com o bagaço de cana-de-açúcar no estado de São Paulo, que já são satisfatórias, podem ainda ser potencializadas quando considerado um incremento na potência instalada em função do emprego do palhiço para a cogeração de energia e, conseqüentemente, a repotencialização das usinas, aumentando consideravelmente as capacidades de geração de energia.

Segundo Mello (2009), o equivalente energético do palhiço varia em torno de 1,2 barris de petróleo por tonelada.

A quantidade de palhiço remanescente no campo apresenta uma grande variabilidade, sendo dependente da variedade, da idade da planta (tempo de corte), das condições endofoclimáticas, bem como da forma da colheita mecânica empregada (com ou sem queima prévia).

Furlani Neto et al. (1997) verificaram que a quantidade média de palhiço remanescente no campo com colheita mecânica após queimada como sendo 13,51 t/ha para a variedade SP71-1406 e 8,09 t/ha para a variedade SP71-6163. Por outro lado, foi verificado para o caso de colheita mecânica sem queima queimada prévia, que essas quantidades seriam de 24,32 e 10,35 t/ha, respectivamente, ou seja, um aumento na disponibilidade de palhiço para aproveitamento energético e, em especial, no caso da variedade SP71-1406.

Sartori (2001) também comprovou a variação na quantidade de palhiço remanescente no campo resultante da colheita mecânica da cana-de-açúcar sem queima prévia, indo de 6,0 a 22,8 t/ha.

A mesma variabilidade ocorre também com relação a quantidade de palhiço recolhido no campo, assim como acontece com a própria produtividade de colmos de cana-de-açúcar. Segundo Ripoli (2002), esta variação na quantidade recolhida pode estar entre 4,74 e 14,56 t/ha, com uma média de todos os resultados analisados na ordem de 8,79 t/ha. Nesse mesmo estudo foi realizado o mapeamento da umidade do palhiço recolhido e enfardado no campo, variando de 11,1 a 39,6 %.

Tratando-se ainda da produtividade do palhiço, quando se busca uma estimativa representativa nas áreas produtoras do estado de São Paulo, o estudo realizado por Hassuani et al. (2005) fornece resultados médios que buscam excluir as interferências dos fatores causadores da variabilidade dos resultados. Nesse estudo, foram analisadas duas grandes regiões produtoras do Estado de São Paulo (Ribeirão Preto e Piracicaba), com três variedades de cana-de-açúcar (SP79-1011, RB-72454, SP80-1842) e em três estágios de corte. Os resultados do experimento são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Estimativa da disponibilidade de palhiço de cana-de-açúcar em base seca.

Variedade	Estágio de Corte	Produtividade de Colmos (t/ha)	Palhiço (t/ha) (base seca)	Relação Palhiço/Colmos (%)
SP79-1011	Cana Planta	120	17,8	15
	2° Corte	92	15,0	16
	3° Corte	84	13,7	16
SP80-1842	Cana Planta	136	14,6	11
	2° Corte	101	12,6	13
	3° Corte	92	10,5	11
RB72454	Cana Planta	134	17,2	13
	2° Corte	100	14,9	15
	3° Corte	78	13,6	17
Média		104	14,04	14

Fonte: Adaptado de Hassuani et al. (2005).

Existe no Brasil um grande número de variedades de cana-de-açúcar plantadas, não se restringindo apenas as três variedades anteriormente analisadas, porém, quando considerada a participação destas mesmas variedades na safra 98/99 (ano da obtenção dos resultados), nota-se que estas representaram 35 % da cana-de-açúcar colhida no Brasil e 40 % da cana-de-açúcar colhida no estado de São Paulo. Sendo assim, é possível aceitar neste trabalho que a quantidade média de palhiço produzida por tonelada de cana é da ordem de 14 %, ou ainda, 140 kg de palhiço seco por tonelada de cana.

Quando se trata da produtividade do palhiço de cana e de sua retirada do campo para um posterior aproveitamento energético, não devem ser ignorados os aspectos agrônômicos presentes nesta prática. Pesquisas vêm sendo desenvolvidas nesta área, mas já se sabe que a retirada total ou ainda parcial elevada da cobertura vegetal sobre o solo é prejudicial nas áreas de plantio, justificando, assim, a não retirada da totalidade do palhiço produzido no campo.

Orlando Filho et al. (1998) destacam dentre as vantagens de uma maior cobertura vegetal as seguintes: maior retenção de água e, conseqüentemente, da umidade (responsável pelas propriedades físicas, químicas e biológicas), e, também, a estabilização dos constituintes do solo, melhorando suas características físicas e químicas, facilitando, assim, a aeração, infiltração de água e sua retenção.

De uma forma mais conclusiva, estudos e experimentos realizados recentemente apontam que um percentual de recolhimento de até 50 % do palhiço de cana produzido na área de cultivo não prejudica os aspectos físicos, químicos e biológicos do solo. Portanto, o emprego desta parte do palhiço para o aproveitamento energético não resulta em danos à biomassa necessária remanescente no campo, não interferindo na produção futura e não causando danos ao meio ambiente (DEFILIPPI FILHO, 2013).

Duas mudanças importantes podem ser apontadas nos processos atuais de recuperação do palhiço, as quais contribuiriam para acelerar seu aproveitamento energético: aumentar sua densidade no ato da colheita e eliminar uma logística de transporte ineficiente com seus correspondentes custos e a contaminação com terra.

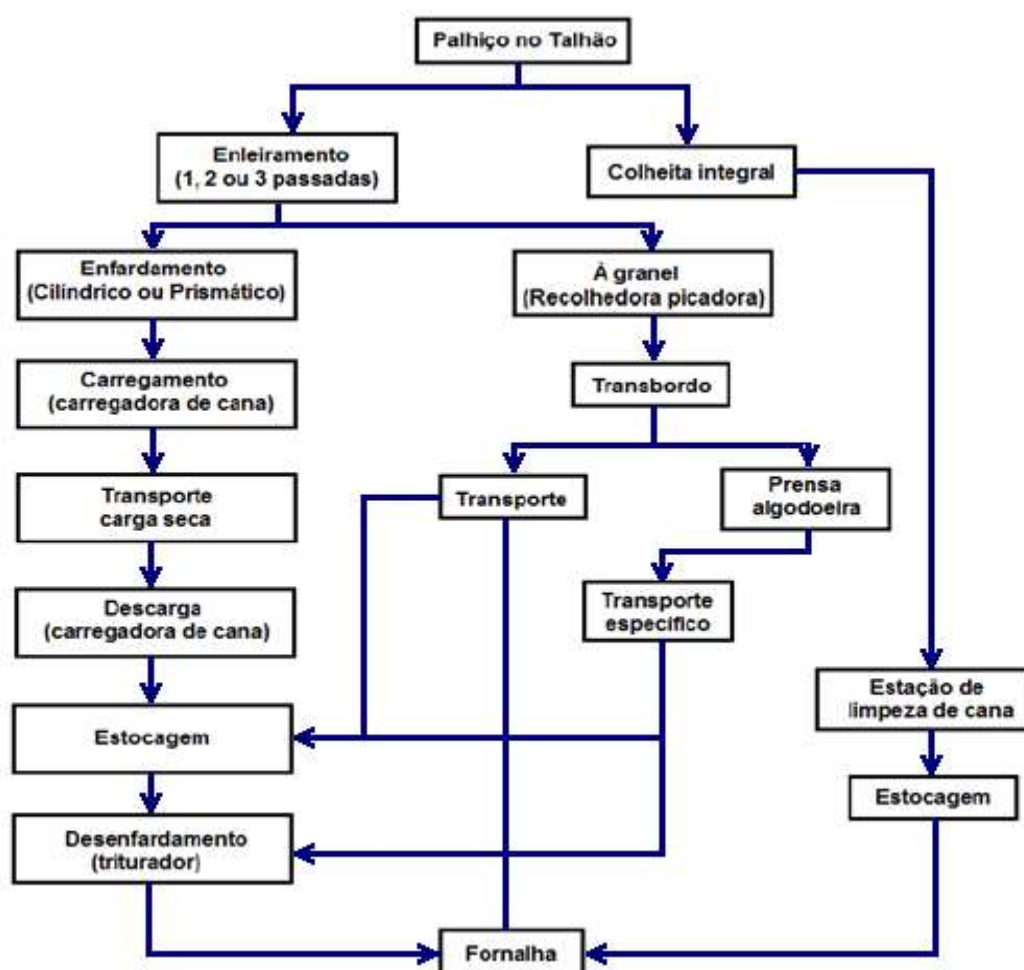
Muitos estudos estão sendo feitos no Brasil e no exterior neste sentido, pois a deterioração do palhiço na lavoura representa perdas de biomassa e, conseqüentemente, perdas financeiras. Busca-se no setor sucroalcooleiro as melhores soluções para o transporte do palhiço da lavoura até a indústria, tornando-se uma tendência irreversível o estudo de formas que viabilizem o processo de retirada do palhiço do campo por parte das usinas. Por exemplo, uma vez definido pelo método do enfardamento do palhiço no campo, a forma do fardo torna-se uma variável de estudo. Algumas usinas preferem enfardar o palhiço na forma cilíndrica e outras na forma prismática, sendo que o objetivo é achar uma maneira em que o volume e a densidade dos fardos compensem o transporte.

2.2.4.2 Transporte e Processamento do Palhiço

O transporte do palhiço da cana-de açúcar do campo até a usina sucroalcooleira e o seu processamento ainda são temas de estudos quando se tem a proposta de aproveitamento desta biomassa até então descartada. Encontrar a melhor opção no domínio da logística para este processo reflete na viabilidade econômica do aproveitamento dessa biomassa.

Segundo Ripoli (2002), as principais operações que compõe as diferentes rotas para o recolhimento do palhiço no campo são apresentadas na Figura 17.

Figura 17 - Rotas e operações para o recolhimento do palhiço da cana-de-açúcar no campo.

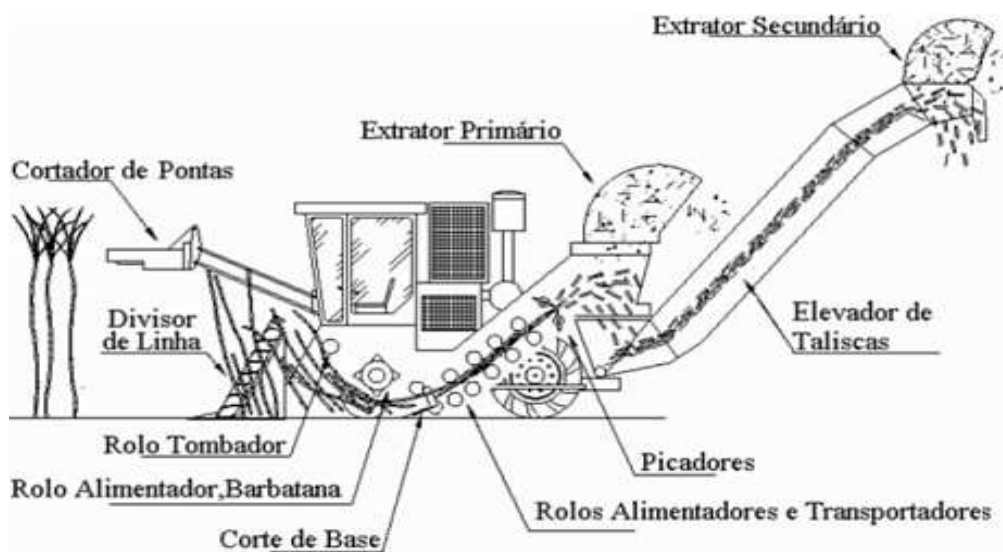


Fonte: Adaptado de Ripoli (2002).

Dentre as rotas apresentadas por Ripoli (2002), Hassuani et al. (2005), realizaram estudos com duas delas, a saber: Colheita Integral e Enfardamento.

A **Colheita Integral** é a rota que contempla o transporte da palha junto com a cana picada colhida mecanicamente, processo denominado “limpeza parcial”, sendo que a separação entre colmos e palhiço será realizada posteriormente na usina em unidades industriais de limpeza a seco. A inserção da palha no volume de cana colhida mecanicamente é realizada por intermédio da regulação das velocidades dos extratores primário e secundário, responsáveis pela limpeza dos colmos de cana-de-açúcar já fracionados. Com a diminuição destas velocidades é permitida, então, a passagem de uma maior quantidade de palhiço para as unidades de transportes da cana colhida, como ilustrado na Figura 18.

Figura 18 - Esquema representativo de uma colhedora de cana-de-açúcar picada.



Fonte: Hassuani et al. (2005).

Segundo Hassuani et al. (2005), os níveis de impurezas vegetais agregadas neste processo refletiram em um aumento entre 5 a 16 % na carga total transportada do campo até a unidade industrial. Em termos de densidade de carga, este adicional de palhiço tornou a carga menos densa, com uma densidade na ordem de 66 % daquela obtida na colheita mecânica convencional. Destaca-se que estes resultados foram obtidos para o palhiço com uma umidade média de 31 %.

Já na unidade industrial, este volume de cana-de-açúcar com níveis superiores de palhiço deve ser direcionado a uma unidade de limpeza a seco, conforme ilustra a Figura 19. Estudos realizados pelo CTC, através de testes em campo, indicam que este processo de limpeza e separação pode proporcionar uma redução de 55 a 60 % no nível de impurezas vegetais (palhiço) e de 47 a 72 % no total de impurezas minerais presentes na cana-de-açúcar.

Dentre alguns problemas encontrados na cadeia de processamento industrial decorrentes de uma má limpeza da cana-de-açúcar, podem ser destacados os seguintes (SIMISA, 2013):

- Desgaste dos componentes mecânicos atuantes em todo o processo de transporte, preparo e moagem da cana-de-açúcar;

- Complicações em todo o sistema de tratamento do caldo e sua filtragem, bem como desgastes dos equipamentos atuantes, tais como bombas e tubulações de caldo;
- Sobrecarga desnecessária nos equipamentos constituintes dos módulos de preparo e moagem, tais como picador, desfibrador e moendas;
- Redução da extração devido às impurezas vegetais incorporarem açúcar em sua composição durante os processos de extração.

Figura 19 - Sistema de limpeza a seco.



Fonte: Redígolo (2014).

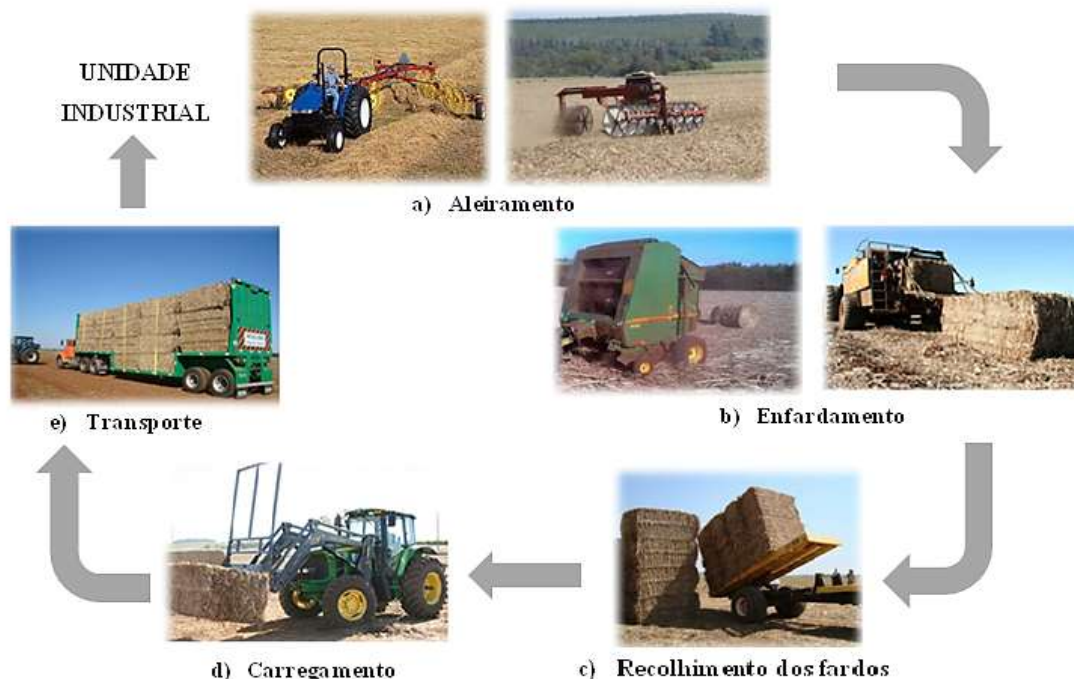
Por sua vez, o **Enfardamento** é a rota na qual a colheita mecanizada da cana-de-açúcar é realizada da forma usual, com os extratores primários e secundários operando normalmente de forma que o máximo de palhiço seja separado dos colmos e lançado no campo.

Segundo Pierossi et al. (2012), deve-se aguardar de 4 a 7 dias após a colheita para a secagem natural do palhiço no campo antes do recolhimento, sendo que após esse período a sua umidade é reduzida de 40 % para 10 a 15 %, podendo chegar até 5 % em alguns casos específicos com condições climáticas favoráveis.

As sequências das operações executadas nessa rota são ilustradas no esquema da Figura 20. Nota-se que em uma etapa inicial, o aleiramento, o palhiço deixado no campo é organizado em fileiras dando condições para a execução do processo de compactação do mesmo, o enfardamento. Uma vez

em forma de fardos, o palhiço é então recolhido do campo e transportado até a unidade industrial.

Figura 20 - Preparo e transporte de fardos de palha de cana-de-açúcar.



Fonte: Selegato (2012) e Pierossi et al. (2012).

Uma das variáveis mais importantes da rotina do Enfardamento, quando se diz respeito à logística, é o sistema de compactação do palhiço. Nesta operação de enfardamento, a densidade, forma e dimensão dos fardos devem ser otimizadas a fim de viabilizar o transporte e facilitar o empilhamento.

As enfardadoras utilizadas em campo são tracionadas e acionadas por tratores e classificadas de acordo com a forma e o tamanho dos fardos processados, sendo os tipos mais comuns: enfardadoras de fardos prismáticos (ou retangulares) e enfardadoras de fardos cilíndricos (DEFILIPPI FILHO, 2013).

Quanto às dimensões dos fardos existe uma grande variabilidade, dependendo do tipo e modelo da enfardadora. De forma generalizada pode-se afirmar que fardos prismáticos variam de 0,45 a 1,20 m de largura por 0,35 a 0,90 m de altura, e com comprimento variando de 0,50 m até um máximo de 2,50 m. Já os fardos cilíndricos variam de 0,60 a 1,80 m de diâmetro e largura de 1,20 até 1,60 m (PIEROSI et al., 2012).

Quanto à densidade e massa dos fardos, estudos realizados pelo CTC (2011) dão indícios de que grandes fardos prismáticos de palhiço apresentam valores de densidade em torno de $1,80 \text{ kg/m}^3$, podendo alcançar pesos próximos de 490 kg por fardo.

Na sequência da rota do enfardamento, uma vez já alocados no pátio de armazenamento da unidade industrial, os fardos são desenfundados e triturados, com a realização de uma limpeza de minerais para a queima na caldeira, conforme representado na Figura 21.

Figura 21 - Processo de utilização de fardos de palha na indústria.



Fonte: Selegato (2012).

Para que o palhiço possa ser utilizado como combustível nas usinas, como substituto ou complemento ao bagaço, é preciso que este seja processado de forma que atenda as características necessárias ao sistema de alimentação convencional das caldeiras geradoras de vapor, que outrora operavam exclusivamente com bagaço. Neste caso, requer-se então que o combustível esteja em partículas de certas dimensões e tenha densidade adequada (CARVALHO, 2011).

Por sua vez, a importância de uma limpeza mineral adequada torna-se ainda maior quando o palhiço em questão alimenta caldeiras com queima em suspensão. Neste caso, níveis maiores que 2 % de impurezas minerais tornam-se críticos, comprometendo a eficiência do equipamento. Segundo Ripoli (2004), o teor de impurezas minerais encontrado em amostras de palhiço enfardado, antes do processo de limpeza mineral, é da ordem de 6,4 %.

2.2.4.3 Custo do Palhiço

Como já exposto anteriormente, a logística adotada para o recolhimento e transporte do palhiço do campo até a unidade industrial é determinante na análise de viabilidade econômica do processo. São diversos os fatores que influenciam de forma direta o custo do palhiço, por exemplo, a rota de recolhimento escolhida, a umidade, a densidade do palhiço e a distância da unidade industrial em questão.

Hassuani et al. (2005) estudaram de forma bastante completa a influência de diversas destas variáveis no custo do transporte do palhiço da cana-de-açúcar. A primeira variável considerada foi a rota de recolhimento adotada, confrontando as duas principais rotas expostas anteriormente: a rota do enfardamento (Alternativa 1) e a rota da colheita integral (Alternativa 2). Nos resultados obtidos em seu trabalho e apresentados na Tabela 3, Hassuani et al. (2005) adotaram algumas premissas, a saber: médias de 5 anos de vida do canavial; 19 km de distância da lavoura à indústria; produtividade de 83,23 t/ha; um total de três frentes de colheita mecânica; e moagem anual de 1,3 milhões de toneladas. Além disso, alguns dos efeitos econômicos considerados foram:

- Os custos adicionais decorrentes do processo de enfardamento, transporte, processamento, impactos agrônômicos, uso de herbicida, produtividade de cana-de-açúcar, efeitos de compactação do solo, etc.;
- Readequação das frentes de trabalho atuantes no campo e ajustes de processos e etapas a serem executados durante a preparação do solo e plantio;
- Redução da capacidade de moagem devido ao aumento da fibra decorrente da biomassa adicional (palhiço) não separada completamente;

- Diminuição da eficiência de extração devido ao arraste de açúcar pela fibra adicional.

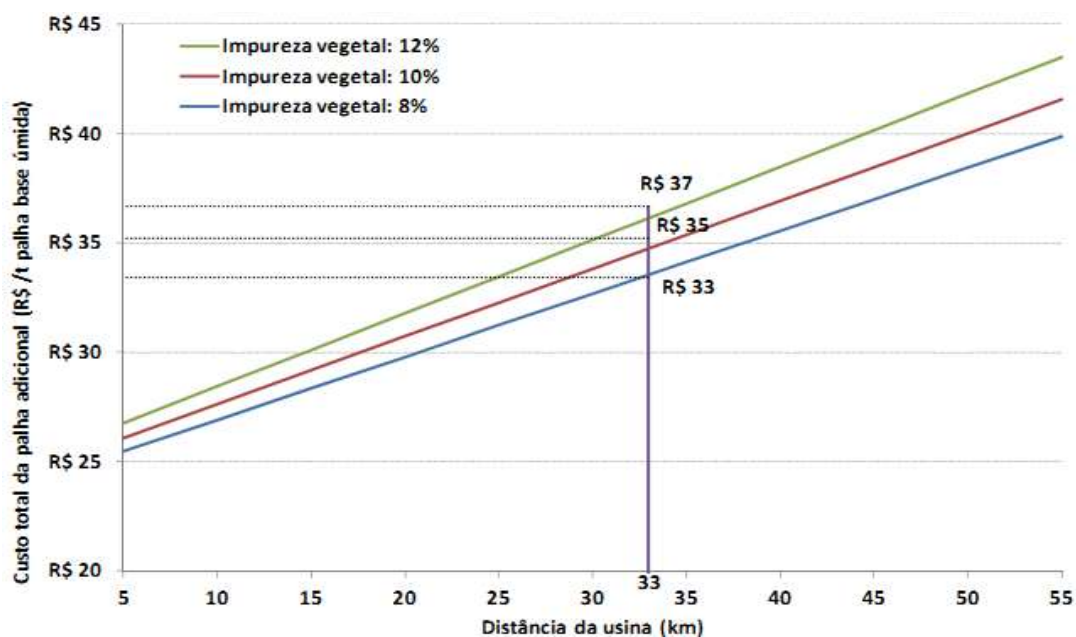
Tabela 3 - Custo estimado para recolhimento do palhiço considerando duas rotas principais:
Enfardamento e Colheita Integral.

Parâmetro	Enfardamento	Colheita Integral
Palhiço Disponível no Campo ($t_{\text{massa seca}}/\text{ano}$)	189.687	180.697
Palhiço Recolhido ($t_{\text{massa seca}}/\text{ano}$)	114.902	119.531
Eficiência do Recolhimento (%)	64	66
Custo do Palhiço Final (US\$/ $t_{\text{massa seca}}$)	18,49	31,12

Fonte: Adaptado de Hassuani et al. (2005).

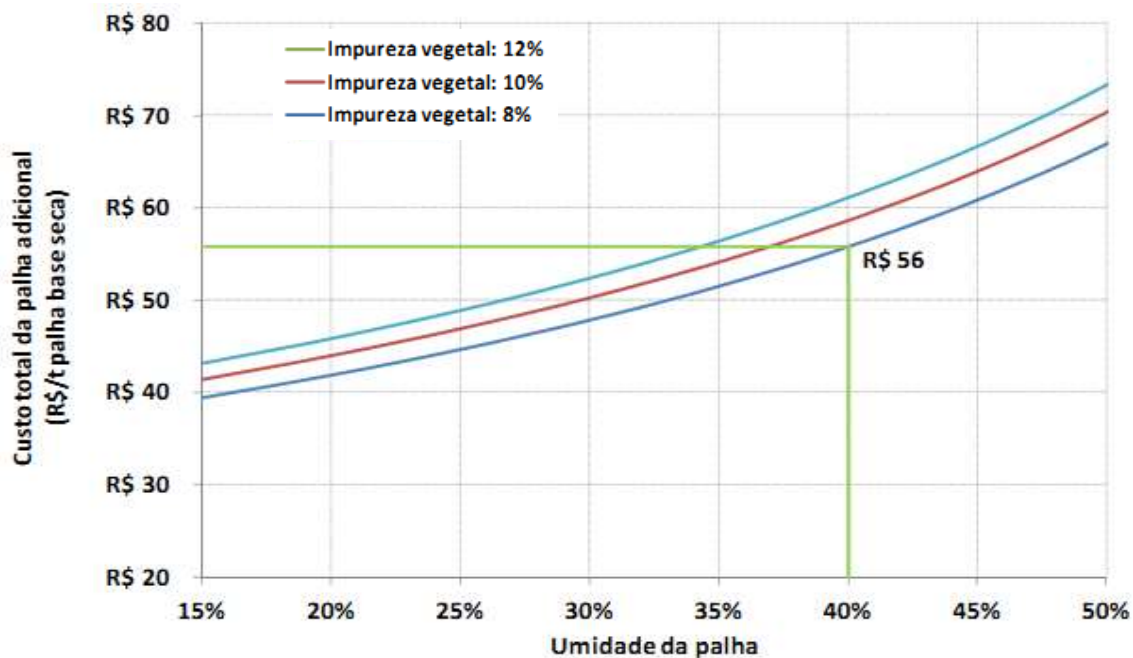
Em uma análise mais detalhada, o CTC (2013) obteve resultados que apontam de forma clara as influências das impurezas vegetais e umidade ao custo do palhiço, conforme mostrado nas Figuras 22 e 23. Nestes estudos foram mantidas algumas bases constantes, tais como: moagem de 6,9 milhões de toneladas de cana-de-açúcar e 6 % de impureza vegetal. Nota-se que ao grau de impureza vegetal foram atribuídos três valores distintos (8, 10 e 12 %) e, assim como a distância de transporte e a umidade do palhiço, todos eles quando aumentados acarretam uma alta no custo total do palhiço.

Figura 22 - Influência da impureza vegetal no custo total da palhiço.



Fonte: CTC (2013).

Figura 23 - Influência da umidade no custo total da palhiço.



Fonte: CTC (2013).

2.2.4.4. Caracterização físico-química do palhiço comparativamente ao bagaço

O ponto de partida para uma estimativa válida do potencial energético do palhiço e sua comparação ao bagaço está na análise de suas características físico-química. É notório que essas características não são absolutas, podendo variar de forma significativa dependendo da variedade da cana-de-açúcar, do estágio de desenvolvimento da planta e dos fatores climáticos incidentes no período da colheita. Assim, nas Tabelas 4 e 5 são apresentados resultados médios de estudos realizados no CTC sobre o potencial de biomassa da cana (bagaço e palhiço), de acordo com Linero (2012).

Tabela 4 - Composição química da palha e do bagaço da cana-de-açúcar.

Biomassa	C (%)	H (%)	N (%)	O (%)	S (%)	Cl (%)
Palha	47,9	6,4	0,6	44,7	0,1	0,2
Bagaço	45,6	5,8	0,4	48,2	-	-

Fonte: Linero (2012).

Tabela 5 - Poder calorífico da palha e do bagaço da cana-de-açúcar.

Biomassa	PCS (MJ/kg)	Umidade (%)	PCI (MJ/kg)	PCI (kcal/kg)
Palha	17,0	15	12,9	3.100
Palha	17,0	35	9,4	2.500
Bagaço	18,0	50	7,2	1.710

Fonte: Linero (2012).

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nos últimos anos diversos trabalhos focados na temática da cogeração de energia em usinas sucroalcooleiras foram desenvolvidos. Nestas produções notam-se sempre os objetivos de propor adequações e melhorias à planta de cogeração de energia e apresentar opções que maximizem a capacidade de retorno de capital dentro de um posicionamento de mercado que visa a comercialização de excedentes de energia elétrica. Nesta concepção, diversos trabalhos já apresentam estudos em torno do aproveitamento do palhiço da cana-de-açúcar, outros focam apenas em soluções tecnológicas no domínio da termodinâmica e geração de potência. Dentre estes trabalhos produzidos, tanto em ambientes acadêmicos quanto em iniciativas privadas das próprias companhias sucroalcooleiras, serão apresentadas algumas publicações que contribuíram para a elaboração do presente estudo.

Carvalho et al. (1999) analisaram sistemas de cogeração com propostas de operação também no período de entressafra através da utilização de combustíveis auxiliares, tais como: palha de cana-de-açúcar, eucalipto e gás natural. Foram estudadas duas plantas de cogeração, uma com turbina de contrapressão operando a 2,1 MPa e 300 °C e outra com turbina de extração-condensação operando a 8,0 MPa e 450 °C. Os custos de geração de eletricidade foram calculados em cada caso. Os resultados obtidos pelos autores apontaram um melhor desempenho da planta operando com turbina de condensação e com duas extrações, apresentando uma eficiência de 66 % contra 42 % da planta com turbina de contrapressão, além de uma elevada taxa de economia da energia do combustível de quase sete vezes a taxa apresentada pela outra configuração. Dentre as alternativas de combustível auxiliar, o gás natural foi o combustível que possibilitou os menores custos de geração no período da entressafra, seguido pela palha de cana-de-açúcar, se considerado custos de colheita e transporte inferiores a R\$ 25,00 por tonelada.

Higa e Bannwart (2002) realizaram simulações e análises térmicas de uma unidade sucroalcooleira, com o objetivo de otimizar a geração de excedentes de energia elétrica e encontrar a melhor forma de recuperação de calor e integração térmica do processo. Em seus estudos foram consideradas diferentes tecnologias de cogeração e de arranjos de evaporadores de

múltiplos efeitos. Os resultados obtidos demonstraram que diferentes configurações requerem também diferentes medidas e estabelecem algumas prioridades, que podem ser realizadas em diversos níveis de investimentos econômicos. Evidenciou-se, também, que a escolha estratégica para o sistema de cogeração, visando a economia de bagaço ou o aumento da geração de excedentes de energia elétrica deve ser tomada de acordo a necessidade de consumo de vapor de processo e a integração de evaporadores de múltiplos efeitos.

Lobo et al. (2002) analisaram os processos de extração de duas unidades sucroalcooleiras, ambas utilizando turbinas de contrapressão para fornecer trabalho e energia térmica para o processo através do vapor de escape. Estas duas empresas se diferenciam principalmente nos tipos de acionamentos empregados nas moendas, picadores e desfibradores. A primeira delas possui grandes turbo geradores de múltiplos estágios operando com entrada de vapor de 3,0 MPa e 330 °C, cogerao energia elétrica para os motores que acionam estes equipamentos da linha de extração do caldo. Já na segunda empresa, o acionamento das máquinas é realizado diretamente por pequenas turbinas de simples estágio operando com vapor a 2,0 MPa e 290 °C. Enfim, foi verificada uma maior eficiência na segunda unidade sucroalcooleira, na qual a utilização dos acionamentos elétricos possibilitou uma economia de 65 % de bagaço gasto para moer uma tonelada de cana-de-açúcar, quando comparada com a empresa que ainda emprega acionamentos mecânicos utilizando várias turbinas menores e menos eficientes. Os autores ainda concluíram que, com o uso mais racional do bagaço gerando vapor em temperaturas e pressões maiores, obtém-se uma grande economia de bagaço, que tanto pode ser comercializado *in natura*, ou ser usado para cogeração de excedentes de eletricidade.

Fiomari (2004) direcionou seus estudos na proposta de expansão do processo de cogeração de uma usina sucroalcooleira. Em seu trabalho foram analisadas, do ponto de vista energético e exergético, cinco proposta de plantas de cogeração. O primeiro caso avaliado consistiu em uma configuração na qual operava uma caldeira de baixa pressão, com turbinas de simples estágio para geração de eletricidade e com equipamentos do processo de extração do caldo acionados mecanicamente. Por sua vez, a configuração final

substitui a caldeira anterior por uma caldeira moderna de alta pressão, com turbina de extração-condensação e substituição dos acionamentos mecânicos por elétricos nos equipamentos do processo de extração do caldo. Esta última configuração mostrou-se mais vantajosa uma vez que, o uso dessa turbina de extração-condensação com elevada eficiência nos sistemas de cogeração de energia contribuiu para uma maior geração de potência, entretanto a condensação reduziu a eficiência global da planta.

Ensinas et al. (2006) realizaram análises de diferentes propostas de planta de cogeração visando o aumento da geração de eletricidade. Quatro configurações foram consideradas, a saber: a utilização de uma turbina de contrapressão tradicional; a utilização de uma moderna turbina de extração-condensação; a utilização de um gaseificador de bagaço, uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação e, por fim, a utilização de um ciclo combinado integrado com a gaseificação da biomassa. Vale destacar que a análise da potência das plantas foi realizada junto com a redução da demanda de vapor do processo de produção de açúcar, uma vez que esses dois sistemas estão interligados. Os resultados obtidos apontaram um potencial promissor para o aumento da geração de excedentes de eletricidade através do emprego do bagaço da cana-de-açúcar e da palha (na entressafra), podendo ainda ser melhorado com o emprego de ciclos a vapor com turbinas de extração-condensação.

Seabra (2008) investigou, além dos ciclos a vapor comumente utilizados, outras opções para o aproveitamento do bagaço e da palha da cana, tais como, cogeração com gaseificação da biomassa integrada a ciclos combinados; produção de etanol através da hidrólise; e produção de combustíveis a partir da gaseificação da biomassa. Os resultados apontaram que opções comerciais já em operação na época gerariam excedentes de energia elétrica superiores a 140 kWh/tc, com custos em torno de R\$ 100,00/MWh, uma vez empregado vapor de alta pressão e uso de percentuais de palha em conjunto com o bagaço. Por sua vez, previu-se para um futuro que sistemas de cogeração com ciclos combinados integrando a gaseificação da biomassa permitiriam níveis de excedentes superiores a 200 kWh/tc, porém com custos superiores (> R\$ 140,00/MWh).

Passolongo et al. (2009) também investigaram a integração de um sistema de gaseificação de biomassa em uma usina sucroalcooleira. Através do estudo termodinâmico, baseado no balanço de massa, primeira e segunda leis da termodinâmica, considerando-se um volume de controle para cada equipamento, foram analisadas a gaseificação da palha, bagaço e vinhaça separadamente e, também, o efeito de suas associações utilizando equipamentos adicionais como gaseificador, turbina a gás e caldeira de recuperação. De forma geral, a gaseificação mostrou-se eficaz em todos os casos avaliados, possibilitando um ganho de potência em todos eles, porém, destaca-se a gaseificação do bagaço, na qual foi obtida uma maior eficiência e geração de potência. Foi verificado também que, embora a gaseificação da vinhaça produza um gás com maior poder calorífico, a produção de energia adicional é menor se comparada com a gaseificação da palha e bagaço.

Romão Júnior (2009) propôs a utilização da biomassa disponível na palha da cana-de-açúcar como combustível para queima em caldeiras convencionais de alta pressão juntamente com o bagaço, verificando-se, então, um ganho na geração de excedentes de energia para comercialização. Foi considerado em seu trabalho todo o cenário macro da unidade sucroalcooleira, tais como a produção de álcool e açúcar; a eficiência de equipamentos do processamento da cana, desde colhedoras até o sistema de lavagem de cana a seco e moagem. Do ponto de vista da cogeração foram realizadas análises termodinâmicas a fim de se avaliar perdas, ganhos e os investimentos necessários em cada um dos casos. Concluiu-se que a inserção da palha como biomassa complementar ao bagaço queimado em caldeiras convencionais é uma opção energeticamente vantajosa, uma vez que aumenta a geração de energia, além de ser economicamente viável por aumentar o acúmulo de receita da unidade sucroalcooleira durante sua vida útil.

Oliveira (2011) apresentou uma análise de aproveitamento energético dos resíduos gerados pela produção agrícola brasileira através da geração de eletricidade distribuída. Em seu trabalho foi verificada a viabilidade do investimento através da análise dos custos da eletricidade produzida a partir de diferentes resíduos. Os resultados mostraram que a agroeletricidade ainda é dependente de incentivos e condições específicas, como um alto fator de

capacidade associado a um baixo custo logístico da biomassa, para que seja viável.

Carvalho (2011) pontuou um cenário futuro onde o bagaço da cana seja também aplicado na produção de etanol a partir da sua hidrólise. Neste cenário há então interesse na análise da operação dos sistemas de cogeração utilizando apenas a palha da cana, cuja disponibilidade aumenta na medida em que avança a colheita mecanizada. Em seu trabalho foram consideradas duas configurações alternativas dos sistemas de cogeração. No Caso 1, uma solução elementar e mais segura, a geração de vapor ocorre a temperaturas abaixo de 400 °C, e a pressões compatíveis. Já no Caso 2, a geração de vapor só com queima da palha ocorre a pressões elevadas, mas sempre com temperaturas abaixo de 400 °C, e o superaquecimento externo do vapor é feito com queima do biogás produzido no processo de biodigestão da vinhaça. Em todos os casos utilizou-se a disponibilidade máxima de palha, porém, sempre respeitando o limite de 50 % da palha disponível no campo. Foi constatado que o Caso 2 tem vantagens em um contexto em que se prioriza a venda de eletricidade, pois possibilitou uma quantidade considerável de excedentes de energia, mesmo com a baixa disponibilidade de biomassa.

Cremonez (2013) estudou diferentes configurações de operação de uma planta sucroalcooleira produtora de açúcar, etanol e bioenergia, a qual foi recentemente ampliada. Seus estudos foram fundamentados em análises termodinâmica, termoeconômica e econômica, identificando-se as vantagens e desvantagens de cada cenário de operação proposto, nos quais variou-se a taxa de moagem, o mix de produção e a taxa de condensação. Os resultados mostraram que a ampliação da termoelétrica gerou benefícios tanto para a produção de açúcar e etanol, através do aumento da capacidade de moagem, como, também, proporcionou uma possibilidade de ganho na comercialização de energia (aumento de mais de 82 % na energia exportada).

Defilippi Filho (2013) analisou a viabilidade econômica de aproveitar a capacidade ociosa de uma unidade de geração de energia elétrica durante a entressafra, através do estudo de caso de uma usina de cana-de-açúcar na cidade de Iacanga no interior do estado de São Paulo. O trabalho propôs o aproveitamento do palhiço como combustível adicional ao bagaço na safra, possibilitando o armazenamento de excedentes do bagaço para a geração de

bioeletricidade na entressafra. Em seu estudo foram considerados os investimentos necessários para o processamento do palhiço na safra, armazenagem e movimentação do bagaço e custos de operação e manutenção do sistema de geração de energia. As análises econômicas do estudo foram feitas utilizando-se os métodos do Valor Presente Líquido (*VPL*) e da Taxa Interna de Retorno (*TIR*), considerando-se três cenários e variando o total de dias efetivos de geração na entressafra (30, 60 e 90 dias). Os resultados apresentados mostraram que o aproveitamento da capacidade ociosa do parque de geração de energia a partir da biomassa da cana-de-açúcar na entressafra tem potencial e viabilidade econômica conforme: o aumento do seu uso; a disponibilidade de biomassa residual (palhiço) a custos competitivos; e preço de venda da bioeletricidade.

Redígolo (2014) avaliou o aproveitamento parcial do palhiço da cana-de-açúcar, até então deixado integralmente no campo, confrontando as duas possibilidades de aplicação desta biomassa adicional na planta industrial: incrementar a cogeração de energia elétrica através de sua queima em caldeiras juntamente com o bagaço, e produzir etanol celulósico. Foi estudado o aproveitamento do palhiço com transporte até indústria em caminhões carregados com cana-de-açúcar. Para o incremento da cogeração de energia foi proposta a incorporação de uma caldeira e um turbogerador de condensação; para a produção de etanol celulósico foi sugerida uma planta anexa. Para cada caso foi apresentada uma análise econômica identificando os investimentos com taxa interna de retorno e valor presente líquido, a fim de obter condições de viabilidade. De forma geral, o custo de transporte do palhiço apareceu como sendo um entrave para a idealização de projetos de cogeração e etanol celulósico, principalmente para distâncias acima de 30 km, entretanto, considerando o atual cenário de baixos preços de venda da eletricidade no setor, os resultados mostraram uma maior tendência de viabilidade de investimento em plantas comerciais de etanol celulósico em detrimento de investimentos na produção de excedentes de energia com a cogeração.

Neste contexto, o presente trabalho se propõe realizar um estudo de possibilidades de adequações e investimentos em uma planta de cogeração instalada que possam maximizar o potencial de produção de excedentes de energia elétrica, tanto no período de safra quanto na entressafra, sendo esta

maximização viabilizada pela utilização do adicional de biomassa: o palhiço da cana-de-açúcar. A metodologia empregada neste trabalho consistiu no estudo de casos definidos dentro de uma sequência evolutiva de investimentos e, conseqüentemente, aumento da capacidade de cogeração instalada. Na formulação dos casos propostos, duas vertentes de remodelagem da planta atual foram consideradas: a primeira permitindo modificações e adequações, de menor ou maior impacto de implantação, na planta de cogeração instalada tomada como referência; e a segunda conservando intacta a planta de cogeração instalada e agregando uma planta paralela alimentada exclusivamente por palhiço.

4 FUNDAMENTOS DA ANÁLISE TERMODINÂMICA, TEMOECONÔMICA E ECONÔMICA

4.1 Fundamentos Termodinâmicos

Na análise termodinâmica de plantas térmicas e de potência são levados em conta os princípios de conservação da massa, de conservação da energia (Primeira Lei da Termodinâmica), do balanço de entropia (Segunda Lei da Termodinâmica) e, também, do balanço de exergia, considerando-se um volume de controle em cada equipamento que compõe a planta.

Vale destacar que, para efeito de simplificação da formulação, geralmente não são levados em conta as variações em função do tempo decorrentes da entrada em operação, parada, dentre outras.

A equação da conservação da massa, a qual considera as vazões de entrada e saída no volume de controle e a variação de massa no interior do mesmo, pode ser escrita como:

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

Considerando o processo em regime permanente, a Eq. (1) pode ser reescrita como:

$$\sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s = 0 \quad (2)$$

sendo:

$\dot{m}_e$: vazão mássica que entra no volume de controle [kg/s];

$\dot{m}_s$: vazão mássica que sai do volume de controle [kg/s].

A equação da conservação da energia, dada pela Primeira Lei da Termodinâmica, é representada por:

$$\frac{dE_{v.c.}}{dt} = \sum_j \dot{Q}_{v.c.,j} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \left(h_e + \frac{V_e^2}{2} + gZ_e \right) - \sum \dot{m}_s \left(h_s + \frac{V_s^2}{2} + gZ_s \right) \quad (3)$$

sendo:

g : aceleração gravitacional [m/s^2];

h_e : entalpia específica na entrada do volume de controle [kJ/kg];

h_s : entalpia específica na saída do volume de controle [kJ/kg];

$\dot{Q}_{v.c.}$: taxa de transferência de calor no volume de controle [kW];

V_e : velocidade da vazão mássica na entrada do volume de controle [m/s];

V_s : velocidade da vazão mássica na saída do volume de controle [m/s];

$\dot{W}_{v.c.}$: taxa de transferência de trabalho no volume de controle [kW];

Z_e : cota da vazão mássica na entrada do volume de controle em relação a uma linha de referência [m];

Z_s : cota da vazão mássica na saída do volume de controle em relação a uma linha de referência [m].

Considerando-se, além da hipótese de regime permanente, as hipóteses de que as variações das energias cinética e potencial são desprezíveis, a Eq. (3) pode ser reescrita como:

$$\sum_j \dot{Q}_{v.c.,j} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e h_e - \sum \dot{m}_s h_s = 0 \quad (4)$$

A equação do balanço da entropia, dada pela Segunda Lei da Termodinâmica, que permite quantificar as irreversibilidades num processo pode ser expressa como:

$$\frac{dS_{v.c.}}{dt} = \dot{S}_{ger, v.c.} + \sum \left(\frac{\dot{Q}_{v.c.,j}}{T_j} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s \quad (5)$$

Para o processo em regime permanente, a Eq. (5) pode ser reescrita como:

$$\dot{S}_{ger, v.c.} + \sum \left(\frac{\dot{Q}_{v.c.,j}}{T_j} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s = 0 \quad (6)$$

sendo:

s_e : entropia específica na entrada do volume de controle [kJ/kgK];

s_s : entropia específica na saída do volume de controle [kJ/kgK];

T_j : temperatura na superfície do volume de controle [K];

$\dot{S}_{ger, v.c.}$: taxa de geração de entropia no volume de controle [kW/K].

A análise energética, por si só, não contabiliza o nível de irreversibilidade envolvido em cada componente da planta, sendo necessária a sua aplicação em conjunto com a análise exergética para poder analisar melhor os sistemas térmicos. Assim, calcula-se, então, tanto o valor termodinâmico de um fluxo, em termos do trabalho mecânico que poderia ser extraído dele, quanto das ineficiências e perdas termodinâmicas reais dos processos.

O máximo trabalho reversível que pode ser extraído de um dado sistema num certo estado termodinâmico será dado quando a quantidade de massa estiver em equilíbrio mecânico e térmico com o meio, isto é, no estado de referência (estado morto) à pressão P_0 e temperatura T_0 . Também deve estar em equilíbrio químico, além de ter velocidade zero e ter energia potencial mínima. Neste trabalho, adotou-se para o estado morto $T_0 = 298,15$ K e $P_0 = 101,3$ kPa.

O balanço de exergia é obtido quando a Eq. (5) é multiplicada por T_0 e desse resultado é subtraída a Eq. (3), resultando:

$$\frac{dE_x}{dt} = \sum \dot{Q}_j \left(1 - \frac{T_0}{T_j} \right) - \left[\dot{W}_{v.c.} - p_0 \left(\frac{dV_{v.c.}}{dt} \right) \right] + \sum \dot{m}_e ex_e - \sum \dot{m}_s ex_s - \dot{I}_{v.c.} \quad (7)$$

A taxa de variação instantânea de exergia mostrada na Eq. (7) é composta por vários termos, sendo o primeiro após a igualdade correspondente a taxa instantânea de exergia associada à transferência de calor; o segundo termo correspondente a transferência de trabalho; o terceiro e o quarto termos referentes à transferência de massa; e o quinto termo associado à destruição de exergia ou geração de irreversibilidade.

Para um processo em regime permanente, a Eq. (7) pode ser reescrita como:

$$\dot{I}_{v.c.} = \sum \dot{Q}_j \left(1 - \frac{T_0}{T_j} \right) - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e ex_e - \sum \dot{m}_s ex_s \quad (8)$$

sendo:

ex_e : exergia específica na entrada do volume de controle [kJ/kg];

ex_s : exergia específica na saída do volume de controle [kJ/kg];

T_j : temperatura superficial do volume de controle [K];

T_0 : temperatura do estado morto [K];

$\dot{I}_{v.c.}$: taxa de irreversibilidade no volume de controle [kW].

Os fundamentos exergéticos, tratando dos princípios para o cálculo genérico da exergia dos fluidos e, também, em específico, da exergia do bagaço, são apresentados no Apêndice A.

4.1.1 Eficiências Térmicas para os Equipamentos e para a Planta

4.1.1.1 Turbinas e Bombas

Para turbinas, a eficiência de acordo com a Primeira Lei (η_I) pode ser definida como sendo a razão entre o trabalho produzido no volume de controle e o trabalho que seria produzido em um processo isentrópico (adiabático e reversível), da seguinte forma:

$$\eta_I = \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m} \Delta h_{iso}} \quad (9)$$

sendo:

Δh_{iso} : diferença entre as entalpias de entrada e de saída do volume de controle, para processo isentrópico [kJ/kg];

$\dot{m}$: vazão mássica no volume de controle [kg/s];

$\dot{W}_{vc}$: potência desenvolvida no volume de controle [kW].

A definição de eficiência pela Segunda Lei (η_{II}) para turbinas envolve a comparação entre o trabalho real produzido no processo e a variação de exergia entre os estados de entrada e saída, de acordo com:

$$\eta_{II} = \frac{\dot{W}_{v.c.}}{\dot{m}(ex_e - ex_s)} \quad (10)$$

sendo:

ex_e : exergia específica do vapor na entrada da turbina [kJ/kg];

ex_s : exergia específica do vapor na saída da turbina [kJ/kg].

Para o caso de bombas, as eficiências pela primeira e segunda leis são definidas de maneira inversa, da seguinte forma:

$$\eta_I = \frac{\dot{m} \Delta h_{iso}}{\dot{W}_{vc}} \quad (11)$$

$$\eta_{II} = \frac{\dot{m}(ex_e - ex_s)}{\dot{W}_{v.c.}} \quad (12)$$

4.1.1.2 Caldeira Convencional

Para caldeiras convencionais a bagaço, a eficiência pela Primeira Lei, considerando que as vazões de água de alimentação e de vapor na saída permaneçam constantes, é dada por:

$$\eta_I = \frac{\dot{m}_{vapor}(h_{vapor} - h_{água})}{\dot{m}_{bag} PCI_{bag}} \quad (13)$$

sendo:

h_{vapor} : entalpia específica do vapor superaquecido na saída da caldeira [kJ/kg];

$h_{água}$: entalpia específica da água na entrada da caldeira [kJ/kg];

$\dot{m}_{vapor}$: vazão mássica de vapor na saída da caldeira [kg/s];

$\dot{m}_{bag}$: vazão mássica de bagaço consumido na caldeira [kg/s];

PCI_{bag} : poder calorífico inferior do bagaço [kJ/kg].

Já a eficiência pela Segunda Lei para caldeiras pode ser definida como segue:

$$\eta_{II} = \frac{\dot{m}_{vapor} (ex_{vapor} - ex_{\acute{a}gua})}{\dot{m}_{bag} ex_{bag}} \quad (14)$$

sendo:

ex_{vapor} : exergia específica do vapor superaquecido na saída da caldeira [kJ/kg];

$ex_{\acute{a}gua}$: exergia específica da água na entrada da caldeira [kJ/kg];

ex_{bag} : exergia específica do bagaço da cana [kJ/kg].

4.1.1.3 Planta

Aplicando-se a Primeira Lei da Termodinâmica, é possível calcular toda a potência gerada, seja elétrica ($\dot{W}_{ger,ele}$) ou mecânica ($\dot{W}_{ger,mec}$), as potências consumidas no bombeamento ($\dot{W}_{bomb}$) e a potência térmica útil no processo para o sistema de evaporação da água do caldo ($\dot{Q}_{\acute{u}til}$).

Para uma avaliação geral da planta, deve-se considerar toda a potência gerada, toda energia térmica útil e perdida e a energia da fonte quente da planta, proveniente da biomassa queimada na caldeira. Assim, pode-se definir a eficiência global do sistema (η_{global}) como segue:

$$\eta_{global} = \frac{\dot{W}_{ger,ele} + \dot{W}_{ger,mec} + \dot{Q}_{\acute{u}til} - \dot{W}_{bomb}}{\dot{m}_{comb} PCI_{comb}} \quad (15)$$

Esse dado representa o aproveitamento líquido da energia do combustível, pois considera a energia útil, na forma de potência eletromecânica ou energia térmica, e a energia consumida no ciclo termodinâmico.

4.1.2 Parâmetros Importantes no Setor Sucroalcooleiro

4.1.2.1 Relação Bagaço-Vapor

A relação Bagaço-Vapor ($R_{bagvapor}$) é um parâmetro importante que está associado à eficiência das caldeiras, sendo calculado a partir da quantidade de

bagaço que é necessária para se produzir um quilograma de vapor na pressão e temperatura desejada, conforme segue:

$$R_{bagvapor} = \frac{\dot{m}_{bag}}{\dot{m}_{vapor}} \quad (16)$$

4.1.2.2 Relação Vapor-Cana Moída

Com relação à demanda térmica de processo de fabricação de açúcar e etanol, a relação Vapor-Cana moída ($R_{vapcana}$) representa a energia térmica que está sendo usada para processar o caldo da cana-de-açúcar para uma determinada quantidade de cana moída ($\dot{m}_{cana}$), dada em quilogramas de vapor por tonelada de cana moída, através da equação:

$$R_{vapcana} = \frac{\dot{m}_{vap}}{\dot{m}_{cana}} 1000 \quad (17)$$

A vazão mássica de vapor a ser considerada é a produção da caldeira somada à quantidade de água injetada nos dessuperaquecedores, que tem o objetivo de deixar a temperatura do vapor de escape mais próxima da saturação para que a troca térmica seja mais eficiente. Energeticamente não há nenhuma perda de energia, pois a diminuição de energia em função da diminuição da temperatura é compensada pela vazão mássica que entra no dessuperaquecedor aumentando a vazão de vapor.

4.1.2.3 Relação Potência Elétrica-Cana Moída

Essa relação é caracterizada pela razão entre a energia elétrica gerada em kWh por tonelada de cana moída ($R_{potelecana}$). Esse número difere de usinas que têm turbinas nos acionamentos mecânicos para aquelas que utilizam motores elétricos nos mesmos acionamentos. Neste último caso, essa relação é maior já que a potência elétrica instalada e a demanda são maiores. Portanto, quando $R_{potelecana}$ for utilizado para comparar diferentes plantas, deve-

se considerar que tipo de acionamento é utilizado. Essa relação para o fluxo de cana, dado em kg/s, é expressa por:

$$R_{potelecanas} = \frac{\dot{W}_{ele}}{3,6 \dot{m}_{cana}} \quad (18)$$

4.2 Fundamentos Termoeconômicos

Termoeconomia ou Exergoeconomia é o ramo da engenharia que combina os fundamentos da análise exérgica com os princípios de economia para fornecer, aos projetistas de sistemas térmicos, informações cruciais para o desenvolvimento de projetos viáveis.

A técnica de avaliação das exergias destruída e perdida é utilizada para estimar as ineficiências geradas em cada componente e, ao final, é possível, por meio do auxílio da economia, quantificar os custos, para geração de determinado produto, envolvidos em cada componente da planta estudada.

Por isso, se um sistema possui mais de um produto final como, por exemplo, um sistema de cogeração, é interessante saber qual é o custo de produção de cada produto. Assim, os custos são atribuídos para o produto final apropriado, de acordo com o tipo e quantia de cada “insumo” utilizado para gerar o mesmo.

De acordo com Tsatsaronis (1993) e Bejan, Tsatsaronis e Mouran (1996), a análise termoeconômica tem os seguintes objetivos:

- Identificar a localização, magnitude e fontes de perdas termodinâmicas reais num sistema energético;
- Calcular os custos associados às destruições e perdas de exergia;
- Calcular separadamente o custo de cada produto gerado pelo sistema que possui mais de um produto final;
- Entender o processo de formação do custo e o fluxo de custos no sistema;
- Facilitar estudos de viabilidade e otimização na fase de projeto ou melhoria do processo de um sistema existente;
- Aperfeiçoar variáveis específicas em um único componente;
- Aperfeiçoar o sistema global;

- Auxiliar em procedimentos de tomada de decisão relacionados à operação e manutenção;
- Comparar alternativas técnicas.

4.2.1 Vertentes e Metodologias da Termoeconomia

Diferentes metodologias e abordagens foram propostas para a sua implementação matemática, descrevendo de maneira adequada a distribuição dos custos exergéticos e monetários entre os equipamentos que compõem um sistema térmico. Assim, surgiram duas vertentes principais na Termoeconomia, as quais serão descritas resumidamente na sequência (PASSOLONGO, 2011):

- **Primeira vertente da Termoeconomia:** Estabelece que a otimização é parte integrante e fundamental da divisão dos custos, justificando o uso da exergia pela possibilidade de se dividir instalações complexas em partes que possam ser otimizadas separadamente. Nesta vertente podem ser destacadas as metodologias de Otimização Termoeconômica, desenvolvida por El-Sayed e Evans (1970), e de Análise Funcional Termoeconômica, proposta por Frangopoulos (1983).
- **Segunda vertente da Termoeconomia:** Utiliza a alocação dos custos médios dos produtos (externos e internos) e dos componentes do sistema, satisfazendo alguns objetivos, como: determinar o custo real dos produtos ou serviços; propiciar bases racionais para a fixação dos preços dos produtos e serviços; fornecer um meio de alocar e controlar os gastos e fornecer informações a partir das quais decisões operacionais podem ser estabelecidas e avaliadas. Nesta segunda vertente pode ser destacada a metodologia da Teoria do Custo Exergético (LOZANO; VALERO, 1993), que será a metodologia utilizada neste trabalho.

4.2.2 Teoria do Custo Exergético

A Teoria do Custo Exergético é baseada na contabilização da destruição de exergia que experimentam os fluxos na sua passagem através dos diferentes equipamentos constituintes da planta estudada.

Um balanço de custo aplicado para o k -ésimo componente do sistema mostra que a soma das taxas de custos associadas com todos os fluxos de exergia de saída é igual à soma das taxas de custos de todos os fluxos de exergia de entrada mais o preço apropriado devido ao investimento de capital e despesas de operação e manutenção. Consequentemente, para um componente k que recebe uma transferência de calor e gera potência, resulta a seguinte equação (LOZANO; VALERO, 1993):

$$\sum_s \dot{C}_{s_k} + \dot{C}_{w_k} = \dot{C}_{Q_k} + \sum_e \dot{C}_{e_k} + \dot{Z}_k \quad (19)$$

sendo:

$\dot{C}_{s_k}$: custo médio do fluxo de saída por unidade de tempo no componente k [R\$/s];

$\dot{C}_{w_k}$: custo médio do trabalho por unidade de tempo no componente k [R\$/s];

$\dot{C}_{Q_k}$: custo médio do calor por unidade de tempo no componente k [R\$/s];

$\dot{C}_{e_k}$: custo médio do fluxo de entrada por unidade de tempo no componente k [R\$/s];

$\dot{Z}_k$: custo médio total do equipamento por unidade de tempo no componente k [R\$/s].

Por meio da Eq. (19) é possível verificar que o custo total dos fluxos de saída de exergia é igual à despesa total para obtê-lo. É interessante notar que, quando um componente recebe potência, tal como um compressor ou uma bomba, o termo $\dot{C}_{w_k}$ muda o seu sinal, o qual, neste caso é adotado como

negativo. O mesmo ocorre quando existe transferência de calor do componente para o meio, onde o termo $\dot{C}_{Q_k}$, por convenção, aparece com sinal negativo.

Para vazões mássicas entrando e saindo com taxas associadas de transferência de exergia ($\dot{Ex}_e$ e $\dot{Ex}_s$), potência ($\dot{W}$), e a taxa de transferência de exergia associada com a transferência de calor ($\dot{Ex}_q$), tem-se:

$$\dot{C}_e = c_e \dot{Ex}_e = c_e \dot{m}_e ex_e \quad (20)$$

$$\dot{C}_s = c_s \dot{Ex}_s = c_s \dot{m}_s ex_s \quad (21)$$

$$\dot{C}_W = c_W \dot{W} \quad (22)$$

$$\dot{C}_Q = c_Q \dot{Ex}_Q \quad (23)$$

sendo que: c_e , c_s , c_w e c_Q denotam os custos médios por unidade de exergia em reais por Gigajoule [R\$/GJ].

No k -ésimo componente, as taxas de exergia entrando e saindo ($\dot{Ex}_e$ e $\dot{Ex}_s$), bem como as de calor transferido e de trabalho ($\dot{Ex}_Q$ e $\dot{W}$) são calculadas em uma análise exergética.

Antes da determinação de $\dot{Z}_k$, deve ser calculado o custo anual dos equipamentos com amortização (Z_k^a), levando-se em conta as despesas com investimento de capital e com operação e manutenção, através da seguinte equação:

$$Z_k^a = Z_k (f_a + f_{omf} + FC f_{omv}) \quad (24)$$

sendo:

Z_k : custo de investimento de capital no equipamento k [R\$];

f_a : fator de amortização;

f_{omf} : percentual de custo anual fixo de operação e manutenção ($\approx 0,9$);

f_{omv} : percentual de custo anual variável de operação e manutenção ($\approx 0,1$);

FC : fator de carga (em geral adotado como sendo 0,75).

O fator de amortização (f_a) pode ser calculado por:

$$f_a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (25)$$

sendo:

i : taxa anual de juros [%];

n : período de amortização [anos].

Assim, tem-se:

$$Z_k^a = Z_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + f_{omf} + FCf_{omv} \right] \quad (26)$$

A taxa de custo para cada equipamento ($\dot{Z}_k$), levando-se em conta as despesas com investimento de capital, operação e manutenção, além do tempo efetivo de funcionamento, pode ser calculada por (LEITE, 2003):

$$\dot{Z}_k = \frac{Z_k^a}{3600 t_{oper}} \quad (27)$$

sendo:

$\dot{Z}_k$: taxa de custo do equipamento k [R\$/s];

Z_k^a : custo anual de equipamento k com amortização [R\$/ano];

t_{oper} : tempo efetivo de operação do equipamento k [h].

Introduzindo as expressões de taxa de custo, Eqs. (23) e (27), na Eq. (24), obtém-se:

$$\sum_s (c_s \dot{E}x_s)_k + c_{w_k} \dot{W}_k = c_{Q_k} \dot{E}x_{Q_k} + \sum_e (c_e \dot{E}x_e)_k + \frac{Z_k^a}{3600 t_{oper}} \quad (28)$$

Para analisar cada componente pode-se assumir que os custos por unidade de exergia são conhecidos para todos os fluxos de entrada. Caso, uma corrente venha a incorporar o sistema, o custo dessa corrente será o seu custo de compra, logo, as variáveis desconhecidas a serem calculadas pelo balanço de custos para o k -ésimo componente são os custos por unidade de exergia dos fluxos que saem (c_{s_k}). No caso do componente analisado gerar calor ou potência o custo por unidade de exergia deverá ser associado como transferência de potência (c_{w_k}) ou calor (c_{Q_k}).

A determinação dos custos é feita de acordo com um conjunto de postulados enumerados que consideram um conjunto de definições prévias de estrutura física e produtiva de modo a gerar um sistema de equações para a determinação dos custos dos fluxos de uma instalação, a saber (LOZANO; VALERO, 1993):

- **Postulado 1:** Custos exergéticos são quantidades conservativas como consequência de suas definições, e pode-se, portanto, escrever uma equação de balanço para cada unidade do sistema.
- **Postulado 2:** Na ausência de informações externas, o custo por unidade de exergia é o custo de aquisição do insumo.
- **Postulado 3:** Todos os custos gerados no processo produtivo devem ser incluídos no custo final dos produtos, o que se traduz na atribuição de custo zero a todas as perdas.

Os Postulados 2 e 3 permitem escrever tantas equações quanto forem os fluxos supridos ao sistema de perdas. Como em geral o número de fluxos é superior à soma do número de sistemas, dos fluxos de entrada e das perdas, as equações obtidas pela aplicação dos Postulados 1 a 3 não constituem um sistema determinado. As equações adicionais serão obtidas pela aplicação dos dois postulados finais, que são:

- **Postulado 4a:** Se um fluxo que sai de uma unidade for parte do insumo desta unidade, então o custo exergético do fluxo é constante através da unidade.

- **Postulado 4b:** Se o produto de uma unidade é composto por mais de um fluxo, então são iguais os custos exergéticos de cada um desses fluxos.

4.3 Fundamentos Econômicos

As técnicas mais sofisticadas de análise de investimento de capital, segundo Gitman (1984), consideram o fator tempo no valor do dinheiro e envolvem os conceitos de fluxos de caixa supostamente conhecidos ao longo da vida útil do projeto.

A avaliação de um projeto de investimento faz uso da taxa de desconto (j), ou taxa mínima de atratividade (*TMA*), a qual representa o custo de oportunidade do capital investido ou uma taxa definida pela empresa em função de sua política de investimento (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999).

Horlock (1997) apresenta uma série de técnicas desenvolvidas para avaliar projetos de cogeração, baseadas no Valor Presente Líquido (*VPL*), preço da eletricidade, fluxos de caixa atualizados, preço do calor para o processo e períodos de *payback*.

A utilização do método do *payback*, ou tempo de recuperação do capital, corresponde a uma ideia muito simples: aquela segundo a qual um investimento é tanto mais interessante quanto suas entradas de caixa anuais permitirem mais rapidamente recuperar o capital inicialmente investido (GALESNE; FENSTERSEIFER; LAMB, 1999). O uso deste método está associado a um dos critérios de rentabilidade baseados no fluxo de caixa descontado, descritos a seguir.

4.3.1 Valor Presente Líquido (*VPL*)

O Valor Presente Líquido (*VPL*) é resultante da atualização até o ano zero de operação da soma dos benefícios obtidos durante a vida útil do projeto, considerando uma dada taxa de desconto e descontando-se o capital gasto inicialmente. Assim, o método *VPL* demonstra explicitamente o lucro real líquido que o investidor deve receber ao longo da vida útil do projeto, sendo definido por:

$$VPL = \sum_k^N \frac{ELC}{(1+j)^k} - CTI \quad (29)$$

sendo:

ELC : entrada líquida de capital anual [R\$];

j : taxa de desconto adotada [%];

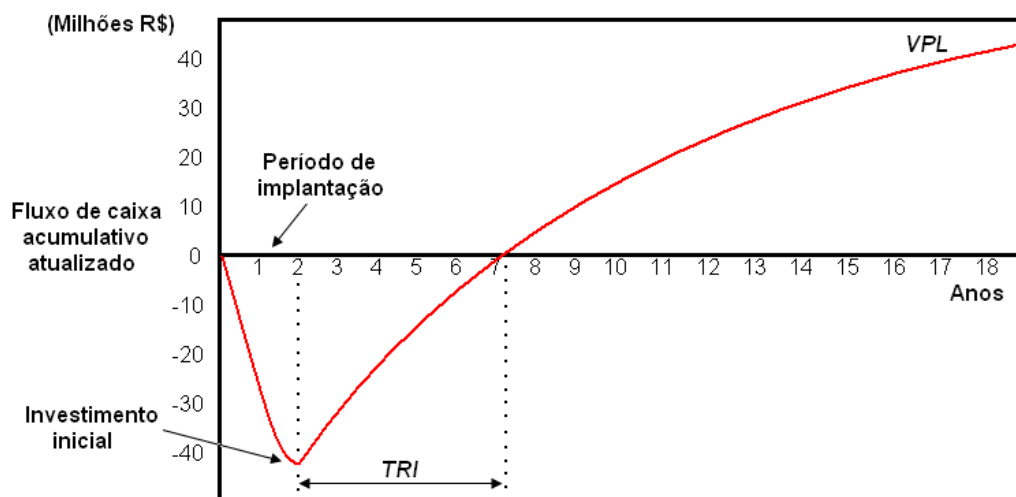
N : período de análise [anos];

CTI : capital total investido no início de operação do projeto [R\$].

O critério quando o *VPL* é usado para tomar decisões do tipo “aceitar” ou “recusar” o projeto é o seguinte: se o *VPL* for maior ou igual a zero deve-se aceitar o projeto; caso contrário, se o *VPL* for menor que zero, deve-se recusar o projeto.

Horlock (1997) apresenta uma variação do cálculo do *VPL* que possibilita visualizar graficamente (Figura 24) o período em que o fluxo de caixa atualizado e acumulativo anula o investimento inicial (*CTI*). Neste ponto de intersecção, os benefícios obtidos com o projeto implantado retomam o investimento inicial a uma taxa de desconto (*j*). Este método é denominado de *Discount Cash Flow* e a intersecção no ponto zero possibilita determinar o Tempo de Retorno do Investimento (*TRI*).

Figura 24 - Fluxo de caixa acumulativo típico de um projeto.



Fonte: Passolongo (2011).

4.3.2 Taxa Interna de Retorno (*TIR*)

A Taxa Interna de Retorno (*TIR*) de um investimento é a taxa j^* que retorna o valor presente das entradas líquidas de caixa associadas ao projeto igual ao investimento inicial ou, equivalentemente, a taxa j^* que torna o *VPL* do projeto igual a zero, sendo determinada iterativamente pela seguinte equação:

$$\sum_k^N \frac{ELC}{(1+j^*)^k} - CTI = 0 \quad (30)$$

sendo:

j^* : Taxa de interna de retorno de um investimento [%].

Trata-se de um critério mais objetivo, no qual a decisão para avaliar o projeto baseia-se no custo de capital. Se a *TIR* for maior ou igual ao custo do capital ou taxa de desconto adotada, deve-se aceitar o projeto, caso contrário, deve-se rejeitar o projeto.

4.3.3 Comparação entre as Técnicas *VPL* e *TIR*

As diferenças básicas entre as técnicas de análise adotadas, *VPL* e *TIR*, resultam em classificações conflitantes.

Com base puramente teórica, o uso do *VPL* é melhor. Sua superioridade teórica é atribuída a inúmeros fatores, sendo que o mais importante é a suposição implícita no uso do *VPL* de que todas as entradas de caixa intermediárias geradas pelo investimento são reinvestidas ao custo de capital da empresa, enquanto no uso da *TIR* supõe-se o reinvestimento da taxa especificada pela *TIR*, que pode ser irrealista em algumas situações.

Apesar deste fato, os administradores financeiros das grandes empresas preferem usar a *TIR*, o que é atribuível a sua preferência por taxas de retorno ao invés de retorno em dinheiro. Eles tendem a achar o *VPL* mais difícil de usar, porque o mesmo não mede benefícios relativos ao montante investido. Ao contrário, a *TIR* dá muito mais informações sobre os retornos relativos ao investimento inicial.

Em suma, constata-se que, embora o *VPL* seja teoricamente preferível, a *TIR* é mais popular devido ao fato de se poder relacioná-la diretamente aos dados disponíveis de decisão. Por esses motivos, serão consideradas as duas técnicas de análise econômica para análise do desempenho econômico dos casos propostos.

5 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada para investigar, do ponto de vista termodinâmico, termoeconômico e econômico, a viabilidade da proposta deste trabalho: remodelagem de uma usina sucroalcooleira com aproveitamento do palhiço para incremento da cogeração de energia.

Para nortear o estudo aqui desenvolvido, fornecendo parâmetros reais e concretos necessários às análises que serão realizadas, foi adotado o método do estudo de casos tomando como caso base uma planta de cogeração já em operação em uma usina sucroalcooleira paulista.

Portanto, inicialmente serão apresentados alguns parâmetros de operação e capacidade de processamento de cana-de-açúcar da planta industrial selecionada, bem como a disponibilidade de bagaço e o potencial de aproveitamento do palhiço disponível.

Em seguida, será apresentado de forma objetiva o modelo proposto para análise do aproveitamento do palhiço no contexto da maximização do potencial da planta de cogeração, tanto no período de safra quanto entressafra, sem que haja necessidade de um aumento da quantidade de bagaço queimado e, conseqüentemente, um aumento da moagem de cana e da área plantada.

Por fim, serão definidos os casos a serem estudados, dando detalhes dos parâmetros termodinâmicos e configurações das plantas de cogeração.

Foi utilizado o *software* IPSEpro® (SIMTECH, 2003) na solução do sistema de equações resultantes para a análise termodinâmica dos casos estudados e o *software* EES - *Engineering Equation Solver* (KLEIN; ALVARADO, 1995), na solução do sistema de equações resultantes das análises termoeconômica e econômica.

5.1 Panorama Atual da Usina Sucroalcooleira Considerada para Estudo

A planta industrial em operação tomada como base para este presente trabalho situa-se na região Sudoeste do Estado de São Paulo que, segundo dados fornecidos, moeu 3.268.125 t de cana-de-açúcar na safra 2012/2013. Na

Tabela 6 é apresentado um balanço da safra em questão, bem como parâmetros importantes para as análises posteriores.

Será considerada neste trabalho, em todos os estudos de casos, a quantidade total de moagem de cana-de-açúcar apresentada na Tabela 6 (3.268.125 t por safra). Consequentemente, a disponibilidade total de bagaço para queima em caldeira, descontada a reserva técnica de 5 %, será fixada em um total de 979.109 t de bagaço. Uma vez que a produção de bagaço é limitada ao valor estabelecido, qualquer excedente na queima de biomassa será advindo da complementação com palhiço, não acarretando à planta industrial uma demanda de aumento na produção do bagaço.

Foi adotada neste trabalho, como uma estimativa válida para a produção de palhiço, a proporção de 140 kg de palhiço seco por tonelada de cana-de-açúcar, de acordo com o proposto por Hassuani et al. (2005). Sendo assim, considerando-se o processamento de toda a cana-de-açúcar, estariam disponível 457.537 t de palhiço. Porém, será estabelecido neste trabalho um percentual máximo de recolhimento do palhiço no campo em 50 %, resultando em uma disponibilidade líquida desta biomassa passível de queima em caldeira em um máximo de 228.768 t.

Por fim, o período de safra considerado em todos os estudos, possibilitando uma base comparativa entre os casos, será definido em um valor de 235 dias, que representa uma estimativa média para as safras futuras. Será considerado, também, para o montante de horas em que a planta permanecer parada neste período de safra, um percentual médio de 18 % do total de horas, resultando 42 dias. Concluindo, define-se, então, um total de 193 dias efetivos de safra ou 4.632 horas efetivas de moagem.

Tabela 6 - Dados base de operação adotados nos estudos dos casos.

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias de safra	235	dias
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Palhiço disponível para queima	228.768	t

Fonte: Próprio Autor.

5.2 Modelo Proposto para Aproveitamento do Palhiço

O presente trabalho visa analisar possibilidades de adequações e investimentos na planta de cogeração instalada que possam maximizar o potencial de produção de energia elétrica, tanto no período de safra quanto na entressafra. Assim, no contexto da disponibilidade de combustível, esta maximização será alcançada com a utilização de um adicional de biomassa, sendo este exclusivamente oriundo do palhiço.

Desta forma, o modelo fundamenta-se no recolhimento parcial do palhiço, que até então era deixado no campo no processo mecanizado de colheita da cana-de-açúcar. Este percentual de biomassa adicional é processado e queimado durante a safra na unidade industrial, juntamente com parte do bagaço produzido no processo de extração do caldo. Quanto à retirada do palhiço do campo foi considerado o sistema de enfardamento.

O percentual de palhiço recolhido é estimado definindo a quantidade de excedente de biomassa necessária para gerar o adicional de vapor para a planta de cogeração, bem como possibilitar um aumento na geração de excedentes de bagaço. Este bagaço, então armazenado durante a safra, deverá ser suficiente para a geração de energia na entressafra, buscando maximizar o número de horas de operação dentro deste período.

A opção pela queima do palhiço durante a safra e o armazenamento de bagaço para processamento na entressafra é justificada pelo seguinte ponto de vista logístico e econômico: a unidade industrial já está habituada e devidamente preparada em termos de pessoal, maquinários e pátios de

estocagem ao armazenamento, movimentação e alimentação do bagaço nas caldeiras, e, portanto, dispensa-se, neste caso, qualquer investimento adicional para viabilizar o processamento do bagaço durante a entressafra, fato que não ocorreria caso fosse optado pelo armazenamento dos fardos de palhiço na safra e posterior processamento dos mesmos na entressafra.

Destaca-se aqui que a geração de energia no período de entressafra é viável quando a planta de cogeração é equipada com um gerador acionado por uma turbina de condensação pura ou com extração, podendo, assim, operar com altas eficiências e sem gerar vapor de escape, ponto fundamental para geração de energia elétrica com o parque industrial parado na entressafra.

O planejamento da operação de geração de energia no período de entressafra considerado neste estudo foi definido tomando por base um período médio de 110 dias e descontando-se o tempo destinado para manutenção e reforma do próprio sistema de geração de vapor e de energia elétrica, resultando 90 dias ou 2.160 horas.

Vale destacar que, mesmo considerando toda a biomassa disponível (bagaço e palhiço), essa quantidade não será suficiente para possibilitar a geração de energia durante todo o período de entressafra em alguns dos casos analisados, em função do aumento do potencial instalado e, conseqüentemente, acréscimo considerável da cogeração durante o período da safra. Nestes casos, considerou um período de entressafra que consumisse toda a biomassa disponível na unidade industrial, sendo, então, descartada a opção pela compra de bagaço.

Do ponto de vista termodinâmico, para o cálculo da quantidade de palhiço necessária a recolher para cada caso estudado, foi considerado a equivalência de biomassa (palhiço e bagaço) a partir do Poder Calorífico Inferior (PCI) de cada um destes combustíveis. Assumiu-se neste procedimento que não haverá mudanças dos rendimentos e eficiências na queima e produção de vapor nas caldeiras. Assim, segundo dados obtidos por Hassuani et al. (2005), 1 kg de palhiço equivale a aproximadamente 1,8 kg de bagaço, como ilustrado na Tabela 7, sendo este valor adotado no presente trabalho para simplificar os cálculos da demanda energética de palhiço em cada uma das plantas de cogeração propostas.

Tabela 7 - Equivalência energética entre o palhiço e o bagaço.

Biomassa	PCI (kJ/kg)
Bagaço (Umidade de 50 %)	7.165
Palhiço (Umidade de 15 %)	12.989
Equivalência Energética (kg de bagaço / kg de palhiço)	1,8

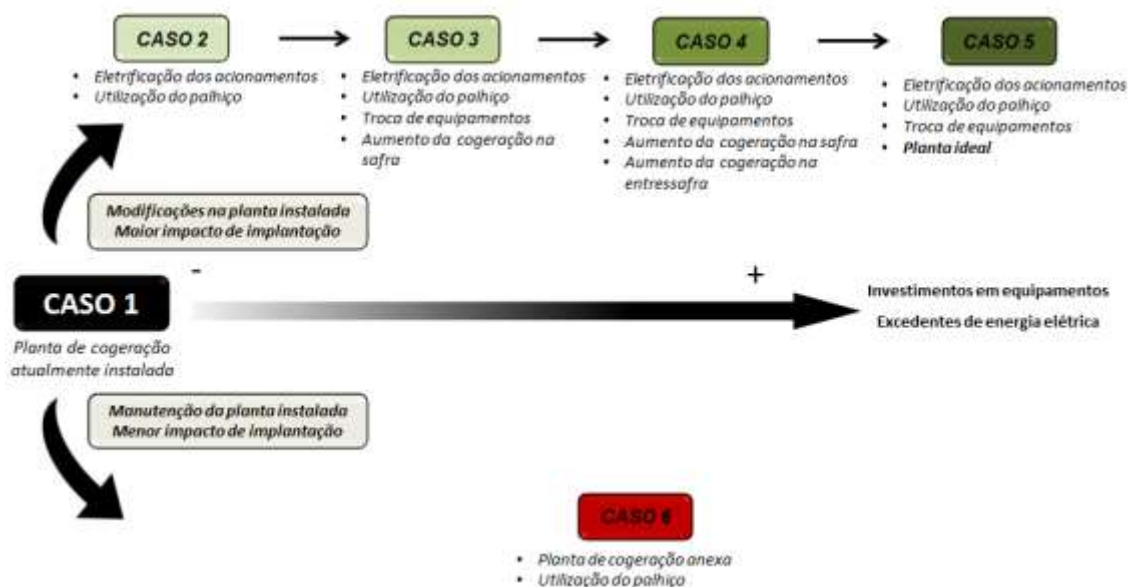
Fonte: Adaptado de Linero (2012).

Do ponto de vista econômico, a ser detalhado posteriormente, além dos investimentos necessários para implantar uma planta de processamento dos fardos, o processamento do palhiço acrescenta, além do seu próprio custo de transporte, alguns custos extras, tais como os custos de operação e custos de manutenção do sistema de recepção e processamento do palhiço.

5.3 Descrição dos Casos Estudados

Os casos selecionados e propostos neste trabalho não foram definidos de forma aleatória, mas foram norteados por uma sequência de crescimento gradual em investimentos e geração de excedentes de energia elétrica, sendo a planta atualmente instalada a referência para a concepção dos novos casos. Dentro desta diretriz, ainda se destacam duas linhas evolutivas: a primeira permite modificações e adequações, de menor ou maior impacto de implantação, na planta de cogeração instalada tomada como referência (Caso 1); e a segunda conserva intacta a planta de cogeração instalada e agrega uma planta paralela alimentada exclusivamente por palhiço. O fluxograma apresentado na Figura 25 ilustra a contextualização dos casos definidos, os quais serão detalhados na sequência.

Figura 25 - Síntese dos casos propostos.



Fonte: Próprio Autor.

5.3.1 Caso 1: Planta de Cogeração Atualmente Instalada

O Caso 1 será o caso base deste trabalho, o qual corresponde à planta de cogeração atualmente instalada em uma importante unidade industrial no sudoeste do Estado de São Paulo, na qual os acionamentos mecânicos das moendas, picadores e desfibradores são feitos por turbinas a vapor, implicando na existência de uma linha de vapor de média pressão empregada na alimentação destas turbinas.

Nesta configuração não é considerado o aproveitamento do palhicho e, considerando as caldeiras operando em suas capacidades nominais durante a safra, a quantidade de bagaço excedente e armazenado durante este período é pequena, resultando em um tempo reduzido de operação na entressafra.

Na Tabela 8 são retomados alguns dados fundamentais, já apresentados na Seção 5.1, e os demais parâmetros que caracterizam este caso base representado pela planta de cogeração. Destaca-se aqui que os parâmetros de operação da planta considerados foram aqueles definidos como

referência na Tabela 7, sendo os mesmos adotados em todos os casos avaliados.

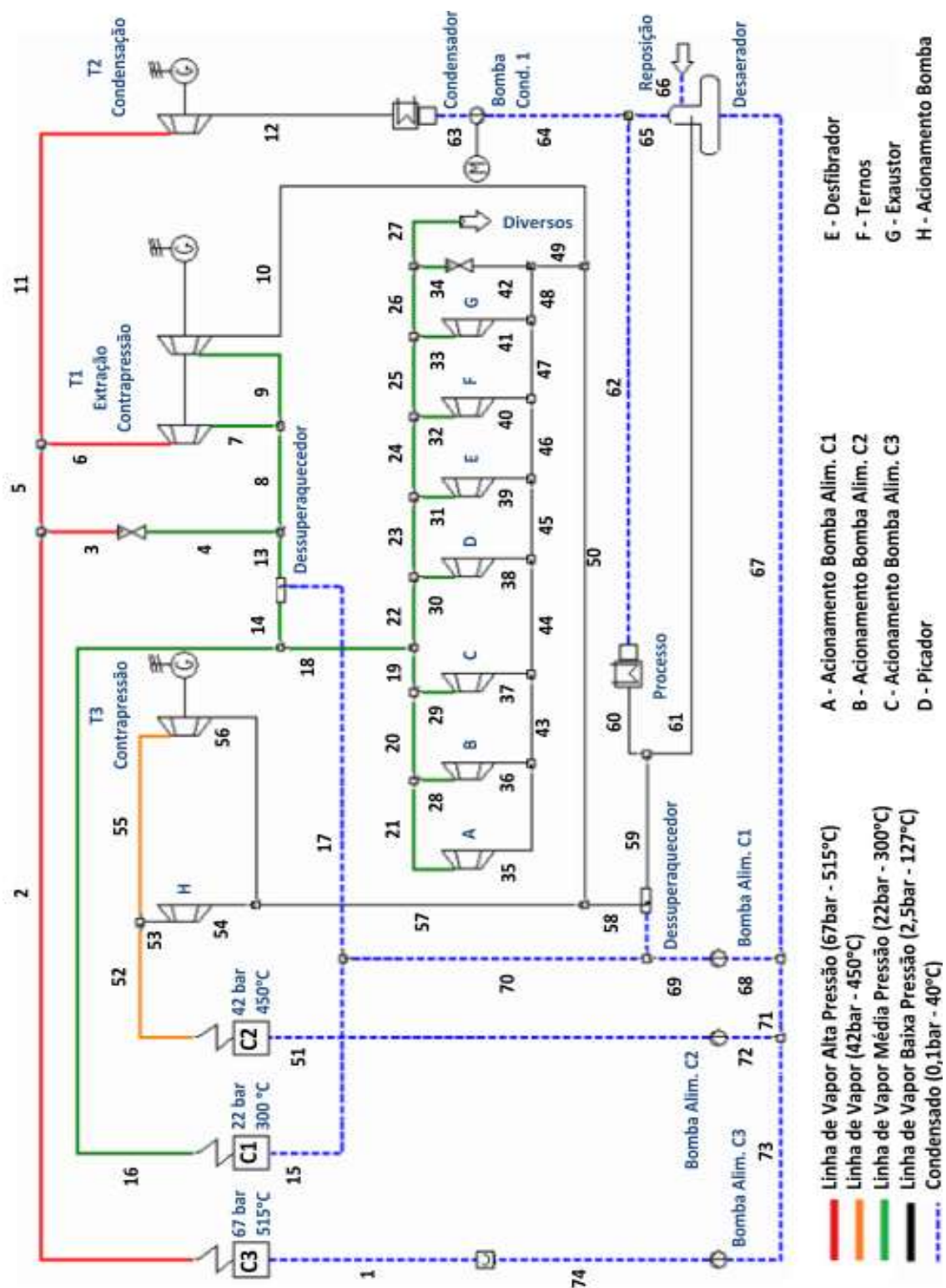
Tabela 8 - Dados de moagem, produção e consumo na safra (Caso 1).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Taxa de bagaço queimado nas caldeiras	210,0	t/h
Taxa de armazenamento de bagaço para entressafra	1,4	t/h

Fonte: Próprio Autor.

A Figura 26 ilustra em detalhes o fluxograma de vapor da planta instalada (Caso 1). Verifica-se, neste caso, uma considerável quantidade de acionamentos mecânicos para o preparo da cana-de-açúcar, para a movimentação do *tandem* de moenda e bombas de água para alimentação das caldeiras e processo. Nesta configuração, trabalha-se com um consumo específico de energia elétrica reduzido, porém, aumenta-se o consumo específico de vapor, o qual poderia estar sendo expandido em turbinas modernas com rendimento bastante superior. Os acionamentos são representados na Figura 26 pela sequência de turbinas identificadas pelas letras de A até H. Assumiu-se que as perdas localizadas em todas as linhas de vapor são desprezíveis.

Figura 26 - Planta de cogeração atualmente instalada (Caso 1).



Fonte: Próprio Autor.

A usina possui três caldeiras geradoras de vapor que, neste caso, operam exclusivamente com a biomassa do bagaço da cana-de-açúcar. Somadas as três caldeiras, a capacidade de geração de vapor nominal da planta é de 410 t/h de vapor. A Caldeira 1 tem capacidade de produção de 90 t/h de vapor, operando à pressão de 22 bar e temperatura final do vapor superaquecido de 300 °C. Por sua vez, a Caldeira 2 tem capacidade de produção de 120 t/h de vapor, operando à pressão de 42 bar e temperatura final do vapor superaquecido de 450 °C. Por fim, a Caldeira 3 tem capacidade de produção de 200 t/h de vapor, operando à pressão de 67 bar e temperatura final do vapor superaquecido de 515 °C. As características das caldeiras são apresentadas na Tabela 9.

Tabela 9 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 1).

Nº	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Capacidade de Produção de Vapor (t/h)	Rendimento Específico ($t_{\text{vapor}}/t_{\text{bagaço}}$)	Produção Efetiva de Vapor (t/h)
1	22	300	90	2,04	90
2	42	450	120	1,98	120
3	67	515	200	1,90	200

Fonte: Próprio Autor.

O vapor gerado nas caldeiras, também chamado de vapor direto, segue, então, para as turbinas onde é expandido gerando potência mecânica para os acionamentos citados anteriormente, e energia elétrica nos geradores localizados na casa de força. Como já relatado, a usina possui acionamentos mecânicos identificados pelas letras de A a H alimentados pela linha de pressão de 22 bar e três turbinas acopladas aos seus respectivos geradores. As especificações técnicas das turbinas são apresentadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 1).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico (kg _{vapor} / kWh)
1	Ext.-Contrap.	14,1	67	22 - 2,5	9,4
2	Condensação	21,6	67	-	3,8
3	Contrapressão	13,6	42	2,5	8,4

Fonte: Próprio Autor.

A planta possui uma capacidade nominal de geração de potência elétrica de 49,30 MW, porém, devido as suas características e necessidades de vapor no processo, mesmo com a produção nominal de vapor nas caldeiras ainda não é possível alcançar esta capacidade máxima de geração de eletricidade.

Enfim, a demanda de vapor no processo de fabricação de açúcar e álcool, considerando o processamento atual de cana-de-açúcar, fica estabelecida em um mínimo de 354 t/h de vapor de baixa pressão ou, em termos de taxa de calor transferido, um mínimo de 217.864 kW, sendo este valor tomado como referência mínima a ser satisfeita nos demais casos estudados.

O modelo de geração de energia na entressafra apresentado na Seção 5.2 com a utilização de um percentual de palhiço durante a safra e armazenamento de maiores quantidades de bagaço para queima na entressafra não foi aplicado neste caso. Com a ausência do adicional de palhiço, apenas 1,4 t de bagaço por hora é armazenado para queima na entressafra, totalizando um montante de 6.485 t de bagaço armazenado durante a safra.

Conhecendo os consumos específicos da Caldeira 3 e da Turbina 2 (turbina de condensação), ambos equipamentos operantes na entressafra, define-se o cenário de operação da planta neste período, como apresentado na Tabela 11. Nota-se que a Turbina 2 opera em sua capacidade nominal, enquanto a Caldeira 3 opera bem abaixo de sua capacidade (200 t/h).

A Tabela 12 apresenta os parâmetros característicos calculados para a planta do Caso 1, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 11 - Parâmetros de operação na entressafra (Caso 1).

Parâmetros	Valores	Unidades
Total de biomassa armazenada para entressafra	6.485	t
Dias de operação na entressafra	6	dias
Horas efetivas de operação	149	horas
Produção efetiva de vapor - Caldeira 3	85	t/h
Potência gerada - Turbina 2	21,6	MW

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 12 - Parâmetros característicos da planta (Caso 1).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	200,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	8,70	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
4	8,70	493,20	22,00	3.450,86	7,37	1.257,99
5	191,30	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
6	132,50	515,00	67,00	3.450,86	6,86	1.410,04
7	132,50	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
8	88,00	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
9	44,50	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
10	44,50	159,45	2,50	2.785,02	7,22	636,87
11	58,80	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
12	58,80	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
13	96,70	380,64	22,00	3.201,97	7,02	1.113,45
14	103,86	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
15	90,00	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
16	90,00	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
17	7,16	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
18	193,86	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
19	12,81	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
20	4,86	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
21	1,69	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
22	181,05	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
23	156,74	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
24	118,63	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
25	38,75	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
26	31,93	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
27	3,10	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
28	3,17	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
29	7,94	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
30	24,31	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
31	38,11	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
32	79,88	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40

Tabela 12 - Parâmetros característicos da planta (Caso 1) - Continuação.

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
33	6,82	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
34	28,83	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
35	1,69	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
36	3,17	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
37	7,94	127,40	2,50	2.686,81	6,98	610,21
38	24,31	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
39	38,10	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
40	79,88	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
41	6,82	160,50	2,50	2.787,18	7,22	639,03
42	28,83	274,17	2,50	3.018,48	7,69	730,20
43	4,86	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
44	12,81	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
45	37,12	127,41	2,50	2.710,79	7,04	616,31
46	75,22	127,41	2,50	2.716,45	7,05	618,98
47	155,11	128,63	2,50	2.719,20	7,06	618,75
48	161,93	128,90	2,50	2.722,00	7,07	618,57
49	190,76	153,64	2,50	2.772,86	7,19	633,65
50	235,26	154,67	2,50	2.775,03	7,19	635,82
51	120,00	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
52	120,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
53	27,70	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
54	27,70	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
55	92,30	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
56	92,30	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
57	120,00	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
58	355,26	170,28	2,50	2.807,51	7,27	644,45
59	365,51	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
60	354,88	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
61	10,63	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
62	354,88	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
63	58,80	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
64	58,80	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
65	413,68	114,82	2,50	481,81	1,47	48,02
66	3,10	25,00	2,50	105,07	0,36	2,23
67	427,41	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
68	107,41	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
69	107,41	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
70	97,16	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
71	320,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
72	120,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
73	200,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
74	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20

Fonte: Próprio Autor.

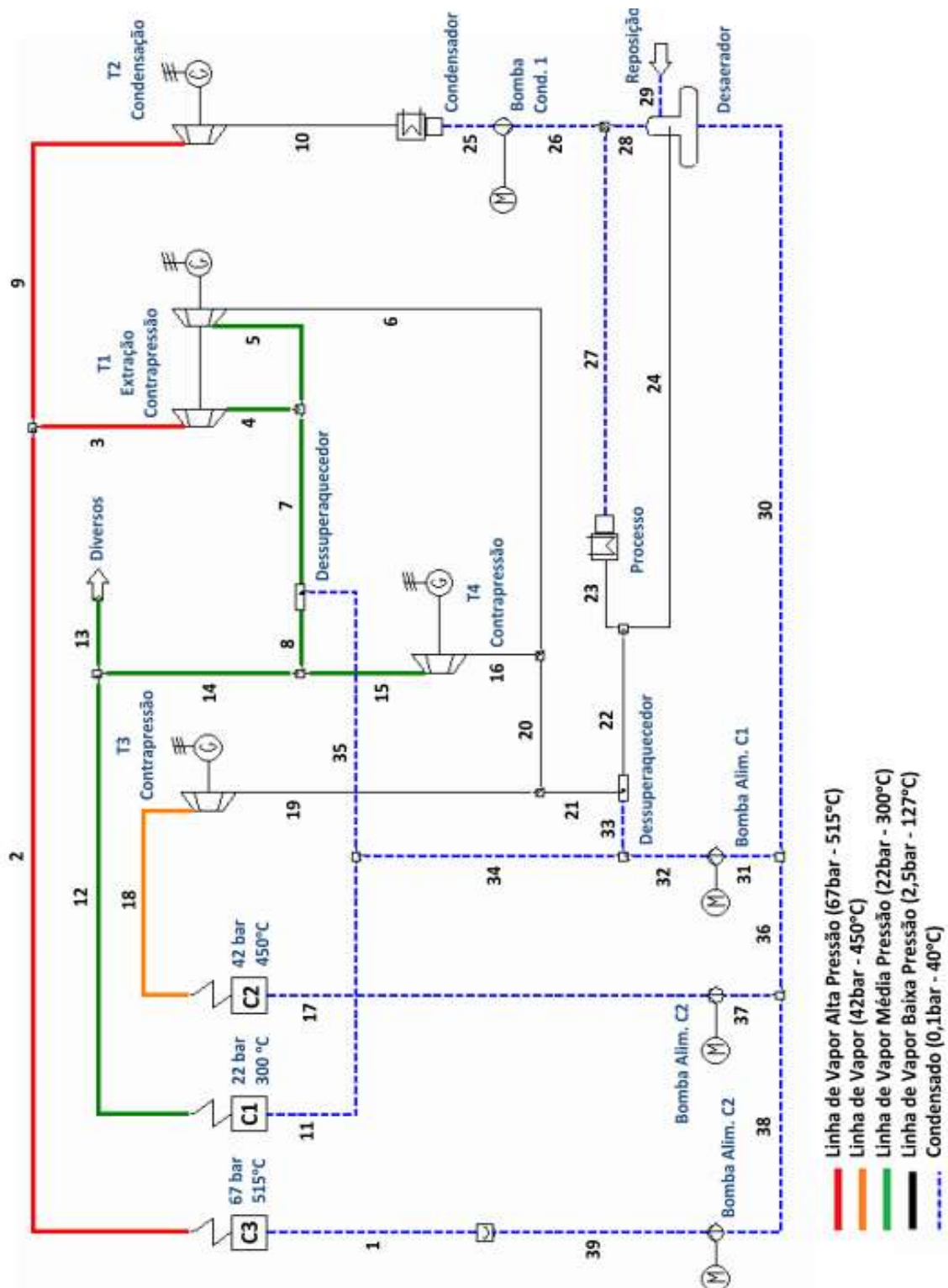
5.3.2 Caso 2: Planta de Cogeração, com Eletrificação dos Acionamentos e Utilização do Palhiço

O Caso 2 representa uma concepção de projeto que valoriza a cogeração de energia com a substituição de acionamentos mecânicos por acionamentos elétricos. Neste caso, todo o vapor que anteriormente era expandido em turbinas de acionamentos mecânicos é, então, direcionado a uma turbina acoplada a um gerador, produzindo energia elétrica.

Esta proposta de eletrificação representa um passo fundamental, porém, é a situação mais conservadora na direção de um posicionamento de mercado que prioriza a geração e venda de excedentes de energia elétrica. Neste caso, apenas com o uso exclusivamente do bagaço disponível, é possível que seja explorado, no período da safra, todo o potencial de geração de energia da planta, com caldeiras e turbinas operando em seus limites nominais ou impostos pelas necessidades de vapor de processo. Desta forma, o adicional de palhiço proposto para utilização na queima nas caldeiras não surtirá um aumento de geração de energia no período de safra, porém, tornará possível o armazenamento de um excedente de bagaço suficiente para geração de vapor de alta pressão na entressafra durante o período de 90 dias.

A Figura 27 ilustra em detalhes o fluxograma de vapor da planta do Caso 2 com todos os acionamentos mecânicos eliminados.

Figura 27 - Planta de cogeração atualmente instalada, com eletrificação dos acionamentos (Caso 2).



Fonte: Próprio Autor.

Nesta configuração, todo o vapor de média pressão (22 bar), que anteriormente era expandido nas turbinas de acionamentos mecânicos, passa agora a ser aproveitado de forma mais eficiente em um novo conjunto turbina de contrapressão (Turbina 4) e gerador para produção de eletricidade. Da mesma forma, todo o vapor constituinte da linha de pressão de 42 bar é agora expandido na Turbina 3 (turbina de contrapressão) já existente na planta, elevando o potencial de geração de energia deste turbogerador ao seu valor nominal.

Ressalta-se aqui as especificações requeridas da Turbina 4 de contrapressão proposta para o aproveitamento da linha de vapor de média pressão (22 bar): considerando a vazão de vapor disponível na linha e conhecendo os parâmetros de operação deste tipo de turbina, verifica-se que o potencial de geração de energia da mesma estará próximo dos 20 MW, sendo, então, necessária uma turbina de contrapressão de potência nominal bastante elevada (20 MW) para o nível de pressão em questão.

Uma vez escassas outras soluções viáveis de adequações e arranjos para a planta eletrificada neste primeiro momento, manteve-se a proposta da aquisição desta nova Turbina 4, porém, considerou a compra de uma turbina com características de pressão de trabalho e potencial de geração superiores, a qual operará abaixo de suas especificações até que a linha de média pressão seja eliminada e haja uma maior disponibilidade de vapor de alta pressão na planta (proposta nos casos seguintes). Esta escolha de investimento, muito embora onerosa e excessiva em um primeiro momento, torna-se coerente quando analisado o contexto de que esta configuração é o primeiro passo dentro de uma linhagem de melhorias que busca a maximização sucessiva da geração de excedentes de eletricidade.

A planta possui agora uma capacidade nominal de geração de potência elétrica da ordem de 89,3 MW, porém, pelas razões citadas acima será obtida uma potência máxima na ordem de 69 MW. As especificações técnicas das turbinas são apresentadas na Tabela 13.

Destaca-se que a planta continua operando com as mesmas três caldeiras geradoras de vapor do caso anterior, caracterizadas na Tabela 9, porém, a Caldeira 2 passa a trabalhar um pouco abaixo de sua capacidade nominal, produzindo 115 t/h de vapor.

Tabela 13 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 2).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico (kg _{vapor} / kWh)
1	Ext.-Contrap.	14,1	67	22 - 2,5	9,4
2	Condensação	21,6	67	---	3,8
3	Contrapressão	13,6	42	2,5	8,4
4	Contrapressão	40,0	22	2,5	10,8

Fonte: Próprio Autor.

Aplicando o modelo proposto na Seção 5.2 deste trabalho para o aproveitamento do palhiço e, considerando o valor de equivalência energética do palhiço apresentado na Tabela 7, foram definidos os parâmetros de operação e balanço de biomassa do Caso 2, como apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Dados de moagem, produção e consumo de biomassa (Caso 2).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Período de operação na entressafra	90	dias
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Total de bagaço necessário na safra	961.044	t
Total de bagaço necessário na entressafra	93.558	t
Total de bagaço necessário	1.054.602	t
Déficit de bagaço total	75.493	t
Total de palhiço necessário na safra	41.940	t
Atualização das taxas de biomassa considerando o palhiço		
Taxa de bagaço queimado na safra	191,2	t/h
Taxa de palhiço queimado na safra	9,0	t/h
Taxa de bagaço queimado na entressafra	43,3	t/h

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 15 é possível visualizar de forma clara a participação do palhiço na biomassa consumida no Caso 2. Nota-se que a porcentagem de palhiço retirado do campo é bem inferior ao limite de 50 % estabelecido, não ocasionando impactos negativos à lavoura e ao solo. Quando analisada a participação efetiva do palhiço na biomassa total, considerando o *mix* 95,6 % bagaço e 4,4 % palhiço (calculado através das taxas de bagaço e palhiço queimados na safra, ilustrado na Tabela 14), verifica-se uma participação ainda modesta deste último, não justificando o uso de uma caldeira especial que possa queimar maiores percentuais ou exclusivamente o palhiço. Será considerada a queima do palhiço na Caldeira 3.

Assim, como no Caso 1, no período de entressafra estará em operação a Caldeira 3 e a Turbina 2 de condensação operando em sua capacidade nominal.

Tabela 15 - Balanço de biomassa (Caso 2).

Parâmetro		Valor	Unidade
Total de bagaço queimado - safra e entressafra		979.109	t
Total de palhiço queimado – safra		41.940	t
Percentual de palhiço retirado do campo		9,2	%
Composição da biomassa queimada na safra	Bagaço	95,6	%
	Palhiço	4,4	%

Fonte: Próprio Autor.

A Tabela 16 apresenta os parâmetros característicos calculados para a planta do Caso 2, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 16 - Parâmetros característicos da planta (Caso 2).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	200,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	153,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
4	153,00	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
5	34,00	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
6	34,00	159,45	2,50	2.785,02	7,22	636,87
7	119,00	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
8	126,63	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
9	47,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
10	47,00	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
11	90,00	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
12	90,00	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
13	3,10	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
14	86,90	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
15	213,53	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
16	213,53	127,41	2,50	2.669,35	6,93	607,66
17	114,97	128,40	52,00	542,92	1,61	67,39
18	114,97	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
19	114,97	206,18	2,50	2.880,93	7,42	673,15
20	247,53	127,41	2,50	2.685,24	6,97	611,63
21	362,49	141,58	2,50	2.747,30	7,13	625,98
22	363,05	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
23	354,38	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
24	8,70	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
25	47,00	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
26	47,00	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
27	354,38	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
28	401,38	116,98	2,50	490,97	1,49	51,22
29	3,10	25,00	2,50	105,07	0,36	2,23
30	413,15	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
31	98,18	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
32	98,18	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
33	0,55	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
34	97,63	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
35	7,63	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
36	314,97	127,42	2,50	535,35	1,61	59,82
37	114,97	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
38	200,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
39	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20

Fonte: Próprio Autor.

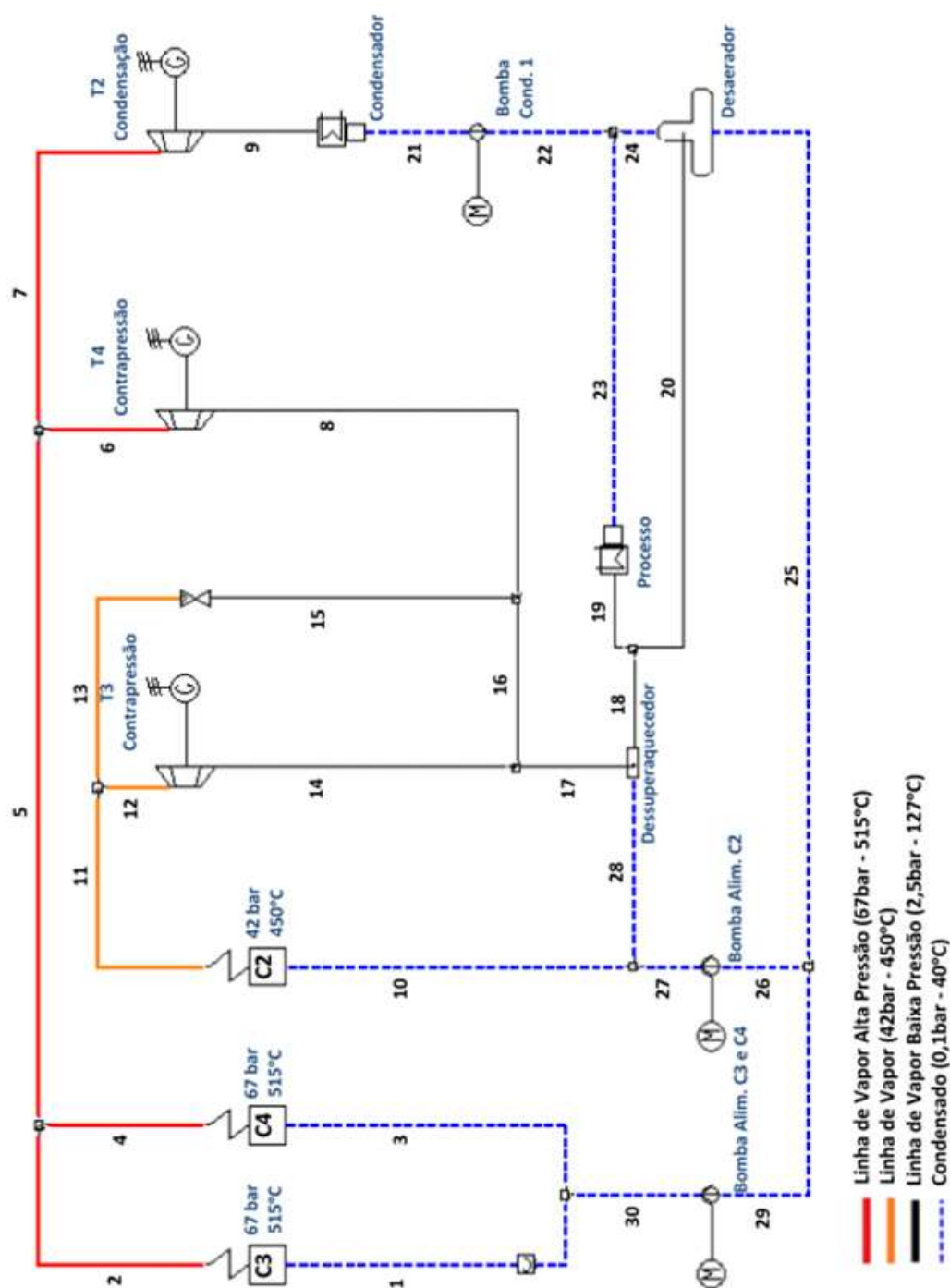
5.3.3 Caso 3: Planta de Cogeração, com Eletrificação dos Acionamentos, com Utilização do Palhiço e Troca de Equipamentos

Do ponto de vista termodinâmico, quando se tem por objetivo a produção de excedentes de energia elétrica para venda, a proposta ideal contempla uma planta de cogeração com acionamentos elétricos, níveis elevados de vapor e um conjunto de turbinas que tornem possível a geração de excedentes consideráveis de energia, tanto no período de safra quanto na entressafra.

Reavaliando os casos estudados até aqui, nota-se que apenas o quesito de eletrificação da planta foi satisfeito, portanto, o Caso 3 apresenta uma proposta que vai de encontro às próximas etapas de modernização da planta: um aumento na capacidade de geração de potência da planta com um ganho de excedentes de energia no período da safra, mantendo o mesmo potencial no período de entressafra.

A Figura 28 ilustra em detalhes o fluxograma de vapor da planta proposta no Caso 3.

Figura 28 - Planta de cogeração eletrificada (Caso 3).



Fonte: Próprio Autor.

Nesta configuração elimina-se toda a linha de média pressão (22 bar) da planta. Em contrapartida, aumenta-se a disponibilidade de vapor de alta pressão no sistema com a substituição da caldeira de 22 bar e 300 °C por uma mais eficiente de 67 bar e 515 °C, com capacidade de produção de vapor de 200 t/h (Caldeira 4), sendo a mesma do tipo leito fluidizado, caracterizada por permitir a

queima de biomassas de características diferentes e apresentar uma operação estável sob regime de carga reduzida. Logo, todo o palhiço processado no período de safra será queimado nesta caldeira.

Pontua-se aqui que a capacidade da Caldeira 4 em questão está acima daquela necessária na planta de cogeração considerada, todavia, optou-se por esta capacidade adicional pensando no atendimento de uma necessidade futura.

Visando o aproveitamento deste acréscimo de vapor direto de alta pressão, a Turbina 4 e seu respectivo gerador com capacidade nominal de 40 MW são realocados para a linha de alta pressão, substituindo o conjunto turbogerador de capacidade de 14,1 MW. Nesta configuração, o acréscimo na geração de vapor na planta foi com o objetivo de permitir a geração de potência nas capacidades nominais de todas as três turbinas instaladas.

Uma desvantagem deste caso reside no fato de ser uma configuração que não comporta um eventual aumento na demanda de vapor de processo caso um adicional de produção de açúcar e álcool e, conseqüentemente, de moagem, forem requeridos. As Tabelas 17 e 18 trazem as especificações técnicas das caldeiras e turbinas desta nova proposta.

Tabela 17 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 3).

Nº	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Capacidade de Produção de Vapor (t/h)	Rendimento Específico ($t_{\text{vapor}}/t_{\text{bagaço}}$)	Produção Efetiva de Vapor (t/h)
2	42	450	120	2,0	120
3	67	515	200	1,9	180
4	67	515	200	1,9	138

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 18 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 3).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico (kg_{vapor}/kWh)
2	Condensação	21,6	67	---	3,8
3	Contrapressão	13,6	42	2,5	8,4
4	Contrapressão	40,0	67	2,5	5,9

Fonte: Próprio Autor.

Como nos casos anteriores, os parâmetros de moagem foram mantidos nos valores bases, porém, aumenta-se a necessidade de queima de palhiço neste novo cenário, como mostrado nas Tabelas 19 e 20. O período de operação na entressafra foi considerado como sendo os mesmos 90 dias do caso anterior. A metodologia de cálculo do palhiço necessário foi aquela já exposta anteriormente. Como já mencionado, o potencial de cogeração na entressafra continua o mesmo do Caso 2, com a queima na Caldeira 3 de todo o bagaço armazenado e a expansão do vapor nela produzido na Turbina 2 de condensação, operando em sua capacidade nominal.

A Tabela 21 apresenta os parâmetros característicos calculados para o Caso 3, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 19 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 3).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Período de operação na entressafra	90	dias
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Total de bagaço necessário na safra	1.056.096	t
Total de bagaço necessário na entressafra	93.558	t
Total de bagaço necessário	1.149.654	t
Déficit de bagaço total	170.545	t
Total de palhiço necessário na safra	94.747	t
Atualização das taxas de biomassa considerando o palhiço		
Taxa de bagaço queimado na safra	191,2	t/h
Taxa de palhiço queimado na safra	20,4	t/h
Taxa de bagaço queimado na entressafra	43,3	t/h

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 20 - Balanço de biomassa (Caso 3).

Parâmetro		Valor	Unidade
Total de bagaço queimado - safra e entressafra		979.109	t
Total de palhiço queimado – safra		94.747	t
Percentual de palhiço retirado do campo		20,7	%
Composição da biomassa queimada na safra	Bagaço	90,4	%
	Palhiço	9,6	%

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 21 - Parâmetros característicos da planta (Caso 3).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	180,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	180,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	138,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
4	138,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
5	318,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
6	235,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
7	83,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
8	235,00	168,97	2,50	2.804,80	7,26	644,72
9	83,00	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
10	120,00	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
11	120,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
12	115,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
13	5,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
14	115,00	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
15	5,00	424,93	2,50	3.328,22	8,19	890,86
16	240,00	174,25	2,50	2.815,70	7,29	646,68
17	355,00	184,54	2,50	2.836,83	7,33	655,88
18	369,98	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
19	355,93	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
20	14,05	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
21	83,00	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
22	83,00	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
23	355,93	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
24	438,93	110,76	2,50	464,62	1,43	42,76
25	452,99	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
26	134,99	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
27	134,99	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
28	14,99	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
29	318,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
30	318,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20

Fonte: Próprio Autor.

5.3.4 Caso 4: Planta de Cogeração Otimizada para Operação no Período de Safra e Entressafra

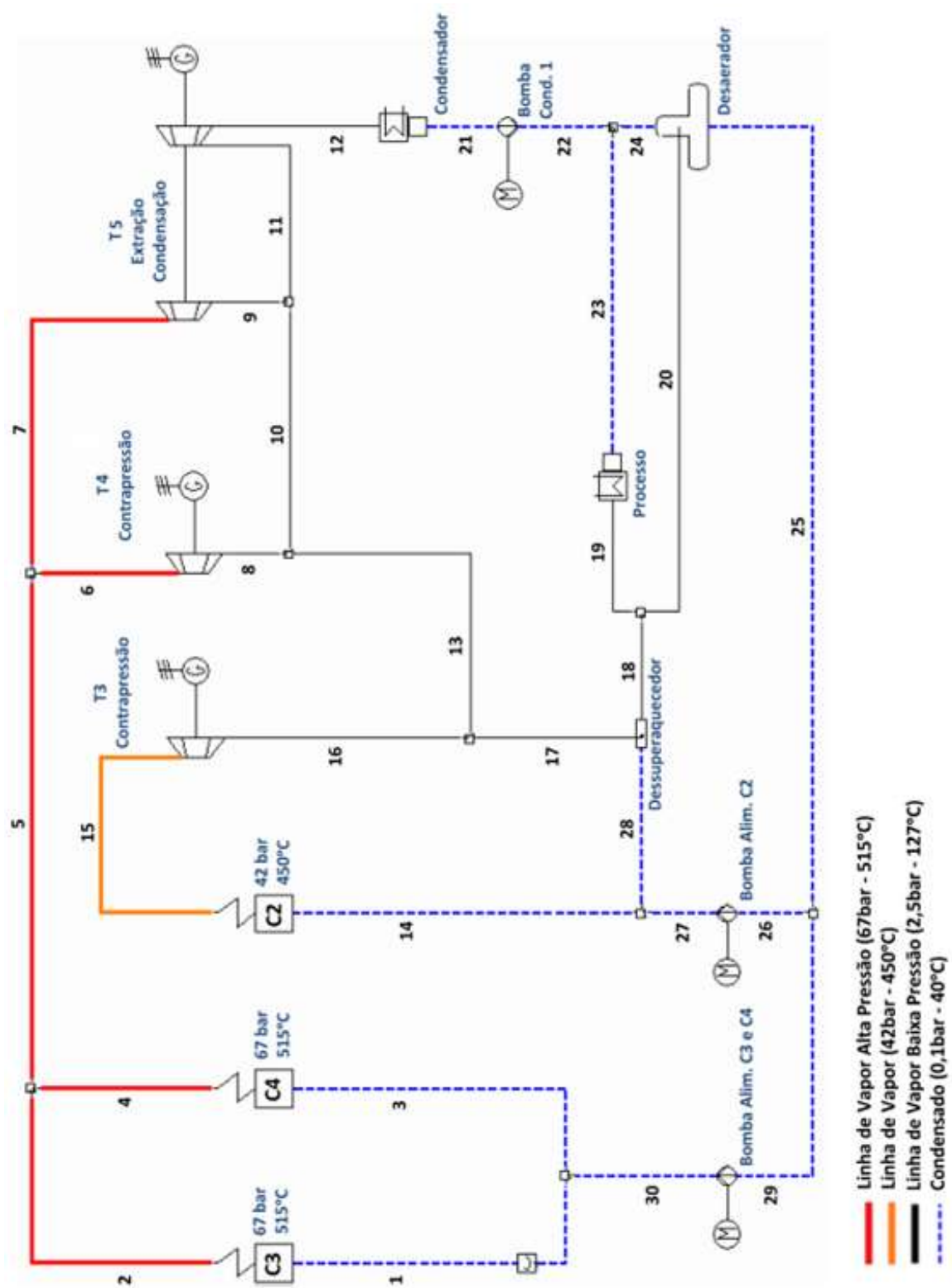
Na sequência evolutiva de propostas, o Caso 4 caracteriza-se como um próximo passo mais ousado em um contexto de investimentos buscando a comercialização de maiores excedentes de energia. Estando a planta já operacional na configuração do Caso 3, o Caso 4 torna-se uma sequência do processo de modernização da planta. A Figura 29 apresenta o fluxograma de vapor da planta proposta no Caso 4.

Nesta configuração, mantêm-se as características de geração de vapor do Caso 3, no entanto, eleva-se a produção de vapor à níveis próximos dos máximos nominais, até então não necessários.

Para aproveitamento de todo este potencial de vapor, uma nova turbina de extração-condensação (Turbina 5) com capacidade nominal também de 40 MW é inserida na planta de cogeração apresentada no Caso 3, substituindo a Turbina 2. Esta readequação do conjunto de turbinas garantirá altos níveis de geração tanto na safra quanto na entressafra. A nova configuração da planta permite um eventual aumento na demanda de vapor de processo caso ocorra um acréscimo na demanda deste na planta industrial.

Assim como no caso anterior, a Caldeira 4 será responsável pela queima do palhço.

Figura 29 - Planta de cogeração eletrificada (Caso 4).



Fonte: Próprio Autor.

As Tabelas 22 e 23 apresentam as especificações das caldeiras e turbinas do Caso 4.

Tabela 22 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 4).

Nº	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Capacidade de Produção de Vapor (t/h)	Rendimento Específico ($t_{\text{vapor}}/t_{\text{bagaço}}$)	Produção Efetiva de Vapor (t/h)
2	42	450	120	2,0	115
3	67	515	200	1,9	195
4	67	515	200	1,9	195

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 23 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 4).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico ($\text{kg}_{\text{vapor}} / \text{kWh}$)
3	Contrapressão	13,6	42	2,5	8,4
4	Contrapressão	40,0	67	2,5	5,9
5	Ext.-Condens.	40,0	67	2,5 - ---	3,9

Fonte: Próprio Autor.

No modelo de geração proposto para entressafra, o vapor de alta pressão gerado na Caldeira 3 será agora expandido na Turbina 5, atuando neste período como uma turbina de condensação pura e operando em sua potência nominal. Apesar deste aumento da potência gerada no período da entressafra, a oferta de palhico disponível dentro dos limites especificados de recolhimento é suficiente para sustentar a operação da planta pelo período máximo de 90 dias.

As Tabelas 24 e 25 apresentam os parâmetros de operação e balanço de biomassa para o Caso 4.

Tabela 24 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 4).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Período de operação na entressafra	90	dias
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Total de bagaço necessário na safra	1.219.606	t
Total de bagaço necessário na entressafra	171.285	t
Total de bagaço necessário	1.390.891	t
Déficit de bagaço total	411.782	t
Total de palhiço necessário na safra	228.768	t
Atualização das taxas de biomassa considerando o palhiço		
Taxa de bagaço queimado na safra	173,8	t/h
Taxa de palhiço queimado na safra	49,4	t/h
Taxa de bagaço queimado na entressafra	80,0	t/h

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 25 - Balanço de biomassa (Caso 4).

Parâmetro	Valor	Unidade
Total de bagaço queimado - safra e entressafra	979.109	t
Total de palhiço queimado – safra	228.768	t
Percentual de palhiço retirado do campo	50,0	%
Composição da biomassa queimada na safra	Bagaço	77,8
	Palhiço	22,2

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 26 são apresentados os parâmetros característicos calculados para o Caso 4, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 26 - Parâmetros característicos da planta (Caso 4).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	195,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	195,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	195,00	129,90	77,00	546,73	1,61	71,20
4	195,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
5	390,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
6	235,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
7	155,00	525,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
8	235,00	168,97	2,50	2.804,80	7,26	644,72
9	155,00	176,80	2,50	2.820,95	7,30	648,95
10	15,00	176,80	2,50	2.820,95	7,30	648,95
11	140,00	176,80	2,50	2.820,95	7,30	648,95
12	140,00	45,81	0,10	2.424,67	7,65	148,31
13	250,00	169,43	2,50	2.805,77	7,26	645,69
14	115,00	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
15	115,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
16	115,00	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
17	365,00	180,93	2,50	2.829,45	7,32	651,48
18	379,18	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
19	355,64	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
20	23,54	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
21	140,00	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
22	140,00	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
23	355,64	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
24	495,64	102,67	2,50	430,46	1,34	35,43
25	519,18	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
26	129,18	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
27	129,18	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
28	14,18	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
29	390,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
30	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20	390,00

Fonte: Próprio Autor.

5.3.5 Caso 5: Planta de Cogeração Ideal

Representando o penúltimo caso dentre as propostas deste trabalho e o último dentre os que consideram modificações e readequações na planta instalada, o Caso 5 reúne fatores que o colocam na condição de planta idealizada para um contexto de cogeração com alta eficiência e elevada produção de excedentes de energia elétrica.

Esta nova proposta contempla uma planta idealizada em que todo o vapor gerado é de alta pressão (67 bar), produzidos em caldeiras modernas e com alto rendimentos, sendo o mesmo expandido em turbinas com potências nominais elevadas e eficientes. Neste contexto, a produção de excedentes de eletricidade é potencializada mesmo que mantida a quantidade de biomassa disponível e queimada em caldeiras nos casos anteriores. A Figura 30 apresenta o fluxograma de vapor da planta do Caso 5.

concentrou-se toda a demanda de vapor restante para uma única caldeira (Caldeira 5) com capacidade nominal de produção de vapor elevada (400 t/h de vapor). Esta última possui características construtivas já utilizadas nos casos anteriores: uma caldeira moderna do tipo leito fluidizado, permitindo a queima de biomassas de características diferentes, tais como a composição de todo o palhiço recolhido e parte do bagaço. Por sua vez, a Caldeira 3 operará exclusivamente com o bagaço.

O vapor de alta pressão produzido será expandido em duas turbinas modernas com especificações técnicas superiores (Turbinas 6 e 7).

As Tabelas 27 e 28 apresentam as especificações das caldeiras e turbinas presentes no Caso 5.

Tabela 27 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 5).

Nº	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Capacidade de Produção de Vapor (t/h)	Rendimento Específico ($t_{\text{vapor}}/t_{\text{bagaço}}$)	Produção Efetiva de Vapor (t/h)
3	67	515	200	1,90	170
5	67	515	400	1,90	373

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 28 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 5).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico ($\text{kg}_{\text{vapor}} / \text{kWh}$)
6	Condensação	45,0	67	-	3,8
7	Contrapressão	65,0	67	2,5	5,9

Fonte: Próprio Autor.

No período da entressafra considerou-se a Caldeira 3 em operação, sendo o vapor produzido expandido na Turbina 6. Neste caso, uma vez incrementada o potencial de geração tanto na safra quanto na entressafra através da otimização da planta, o recolhimento total da quantidade permitida de palhiço não é suficiente para gerar excedentes de bagaço para viabilizar uma operação de 90 dias na entressafra. Sendo assim, este período ficou limitado a 31 dias.

As Tabelas 29 e 30 apresentam os parâmetros de operação e balanço de biomassa para o Caso 5.

Tabela 29 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 5).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Período de operação na entressafra	31	dias
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Total de bagaço necessário na safra	1.323.826	t
Total de bagaço necessário na entressafra	67.065	t
Total de bagaço necessário	1.390.891	t
Déficit de bagaço total	411.782	t
Total de palhiço necessário na safra	228.768	t
Atualização das taxas de biomassa considerando o palhiço		
Taxa de bagaço queimado na safra	196,3	t/h
Taxa de palhiço queimado na safra	49,4	t/h
Taxa de bagaço queimado na entressafra	90,0	t/h

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 30 - Balanço de biomassa (Caso 5).

Parâmetro	Valor	Unidade
Total de bagaço queimado - safra e entressafra	979.109	t
Total de palhiço queimado - safra	228.768	t
Percentual de palhiço retirado do campo	50,0	%
Composição da biomassa queimada na safra	Bagaço	79,9
	Palhiço	20,1

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 31 são apresentados os parâmetros característicos calculados para o Caso 5, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 31 - Parâmetros característicos da planta (Caso 5).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	373,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	373,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	373,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	373,00	168,97	2,50	2.804,80	7,26	644,72
6	170,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
7	170,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
8	170,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
9	170,00	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
10	170,00	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
11	170,00	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
12	383,33	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
13	354,80	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
14	28,53	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
15	354,80	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
16	524,80	99,07	2,50	415,29	1,30	32,19
17	553,33	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
18	383,33	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
19	170,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
20	170,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
21	383,33	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
22	10,33	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20

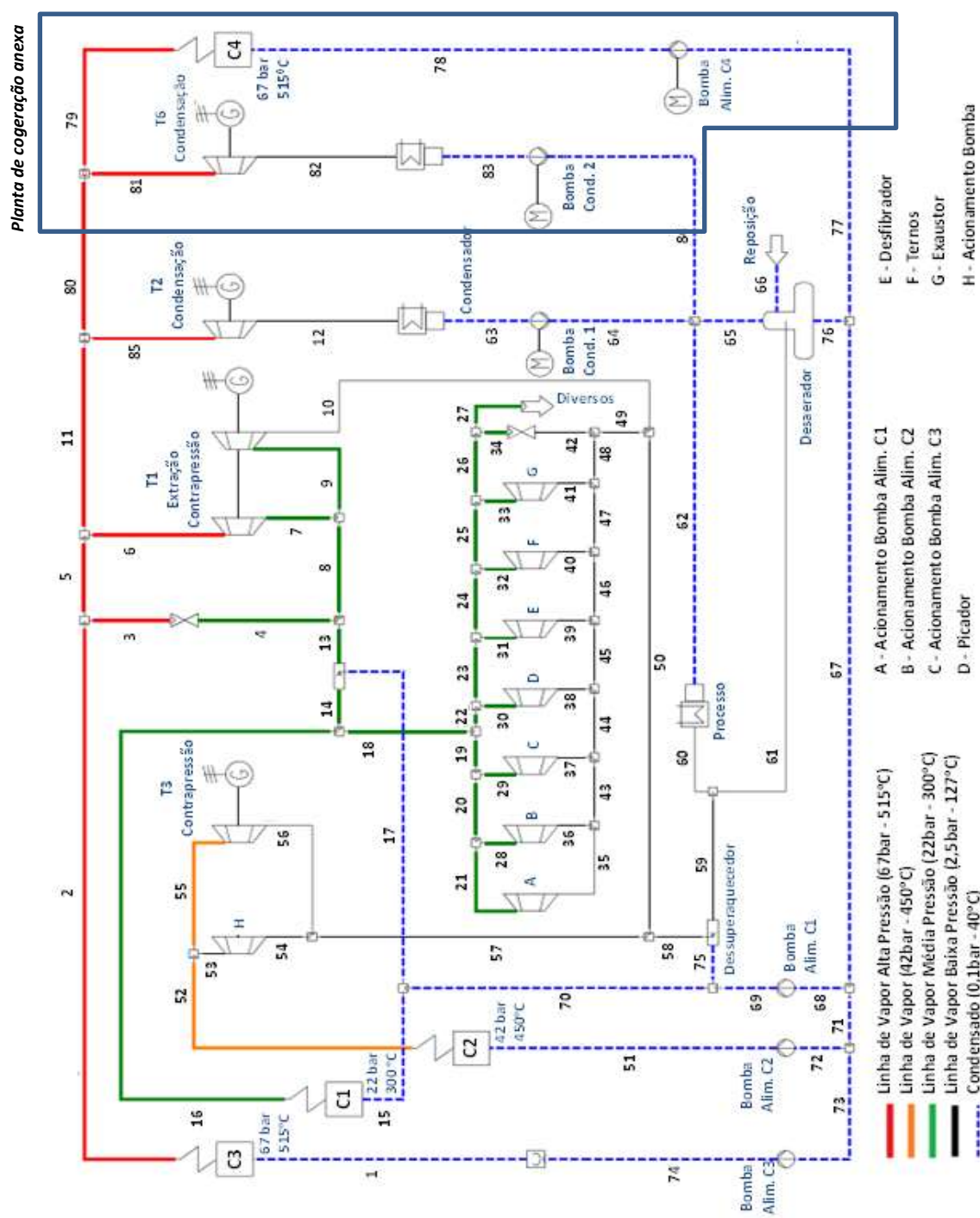
Fonte: Próprio Autor.

5.3.6 Caso 6: Planta de Cogeração Complementar Anexa a Planta Atual Instalada

Como já exposto no início deste capítulo, o Caso 6 é proposto dentro de uma concepção em que se prioriza o menor impacto de implantação do projeto na unidade industrial em operação. Portanto, opta-se aqui pela manutenção da planta de cogeração instalada, não impondo qualquer tipo de adequação à mesma.

Assim, a solução proposta para incremento da cogeração de energia através da utilização do palhiço fundamenta-se na implantação de uma planta de cogeração anexa operando exclusivamente com o palhiço durante a safra e o bagaço durante a entressafra. A Figura 31 apresenta o fluxograma de vapor do Caso 6.

Figura 31 - Planta de cogeração complementar anexa (Caso 6).



Fonte: Próprio Autor

As características de geração de vapor da planta base mantêm-se as mesmas daquelas verificadas no Caso 1. Já na planta anexa considerou-se o emprego da Caldeira 4, do tipo leito fluidizado, a qual será responsável pela queima de todo o palhiço processado durante a safra. O vapor de alta pressão

nela gerado será expandido na Turbina 6 já utilizada no Caso 5, disponibilizando uma potência nominal de 45 MW à planta anexa.

As Tabelas 32 e 33 apresentam as especificações das caldeiras e turbinas presentes no Caso 6.

Tabela 32 - Especificações técnicas das caldeiras (Caso 6).

Nº	Pressão (bar)	Temperatura (°C)	Capacidade de Produção de Vapor (t/h)	Rendimento Específico ($t_{\text{vapor}}/t_{\text{bagaço}}$)	Produção Efetiva de Vapor (t/h)
1	22	300	90	2,04	90
2	42	450	120	1,98	120
3	67	515	200	1,90	200
4	67	515	200	1,90	170

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 33 - Especificações técnicas das turbinas (Caso 6).

Nº	Tipo Construtivo	Potência Nominal (MW)	Pressão de Trabalho (bar)	Pressão Vapor Ext. - Escape (bar)	Consumo Específico ($\text{kg}_{\text{vapor}} / \text{kWh}$)
1	Ext.-Contrap.	14,1	67	22 - 2,5	9,4
2	Condensação	21,6	67	-	3,8
3	Contrapressão	13,6	42	2,5	8,4
6	Condensação	45,0	67	-	3,8

Fonte: Próprio Autor

Neste caso não foi possível o aprisionamento de biomassa excedente para queima no período da entressafra, portanto, nesta configuração a biomassa disponível para queima será suficiente apenas para o período da safra. Este resultado é bastante coerente quando retoma que a planta base apresenta uma característica de baixo rendimento e que a planta anexa demanda uma quantidade considerável de vapor na Turbina 6 de capacidade elevada.

As Tabelas 34 e 35 apresentam os parâmetros de operação e balanço de biomassa para o Caso 6.

Tabela 34 - Dados de moagem, produção e consumo na safra e entressafra (Caso 6).

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana-de-açúcar moída total	3.268.125	t
Dias efetivos de moagem	193	dias
Horas efetivas de moagem	4.632	horas
Moagem horária	705	t/h
Taxa de bagaço disponível para queima	211,4	t/h
Bagaço total disponível para queima	979.109	t
Total de bagaço necessário na safra	1.387.284	t
Déficit de bagaço total	408.175	t
Total de palhiço necessário na safra	228.800	t
Atualização das taxas de biomassa considerando o palhiço		
Taxa de bagaço queimado na safra	211,4	t/h
Taxa de palhiço queimado na safra	49,4	t/h

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 35 - Balanço de biomassa (Caso 6).

Parâmetro	Valor	Unidade
Total de bagaço queimado - safra	979.109	t
Total de palhiço queimado - safra	228.800	t
Percentual de palhiço retirado do campo	50,0	%
Composição da biomassa queimada na safra	Bagaço	81,0
	Palhiço	19,0

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 36 são apresentados os parâmetros característicos calculados para o Caso 6, tais como: vazão mássica, temperatura, entalpia, entropia e exergia.

Tabela 36 - Parâmetros característicos da planta (Caso 6).

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
1	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
2	200,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
3	27,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
4	27,00	493,20	22,00	3.450,86	7,37	1.257,99
5	173,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
6	132,50	515,00	67,00	3.450,86	6,86	1.410,04
7	132,50	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
8	88,00	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
9	44,50	369,60	22,00	3.177,37	6,98	1.100,77
10	44,50	159,45	2,50	2.785,02	7,22	636,87
11	40,50	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
12	58,80	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
13	115,00	398,48	22,00	3.241,57	7,08	1.135,16
14	125,35	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
15	90,00	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
16	90,00	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
17	10,35	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
18	215,35	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
19	12,81	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
20	4,86	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
21	1,69	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
22	202,54	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
23	178,23	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
24	140,12	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
25	60,24	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
26	53,42	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
27	3,10	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
28	3,17	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
29	7,94	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
30	24,31	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
31	38,11	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
32	79,88	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
33	6,82	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
34	50,32	300,00	22,00	3.018,48	6,72	1.019,40
35	1,69	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
36	3,17	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
37	7,94	127,40	2,50	2.686,81	6,98	610,21
38	24,31	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
39	38,10	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
40	79,88	129,77	2,50	2.721,72	7,07	619,78
41	6,82	160,50	2,50	2.787,18	7,22	639,03
42	50,32	274,17	2,50	3.018,48	7,69	730,20
43	4,86	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
44	12,81	127,41	2,50	2.686,81	6,98	610,21
45	37,12	127,41	2,50	2.709,67	7,03	618,17

Tabela 36 - Parâmetros característicos da planta (Caso 6) - Continuação.

Pontos	$\dot{m}$ [t/h]	T [°C]	P [bar]	h [kJ/kg]	s [kJ/kgK]	ex [kJ/kg]
46	75,22	127,41	2,50	2.716,45	7,05	618,98
47	155,11	128,46	2,50	2.718,20	7,06	617,75
48	161,93	129,77	2,50	2.721,71	7,07	618,28
49	212,25	162,83	2,50	2.792,10	7,23	640,97
50	256,75	162,24	2,50	2.790,85	7,23	639,72
51	120,00	128,41	52,00	542,92	1,61	67,39
52	120,00	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
53	27,70	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
54	27,70	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
55	92,30	450,00	42,00	3.328,22	6,91	1.272,49
56	92,30	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
57	120,00	206,18	2,50	2.880,93	7,43	670,17
58	376,75	176,12	2,50	2.819,54	7,29	650,52
59	389,68	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
60	353,80	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
61	35,87	140,00	2,50	2.743,91	7,12	625,57
62	353,80	127,05	2,50	533,82	1,60	61,27
63	58,80	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
64	58,80	40,05	2,50	167,90	0,57	2,45
65	564,31	94,80	2,50	397,32	1,25	29,12
66	3,10	25,00	2,50	106,00	0,37	0,18
67	433,28	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
68	113,28	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
69	113,28	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
70	100,35	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
71	320,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
72	120,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
73	200,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
74	200,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
75	12,93	128,01	32,00	539,86	1,61	64,33
76	603,28	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
77	170,00	127,43	2,50	535,35	1,61	59,82
78	170,00	128,90	77,00	546,73	1,61	71,20
79	170,00	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
80	18,30	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
81	151,70	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06
82	151,70	45,81	0,10	2.456,35	7,75	150,18
83	151,70	40,00	0,10	167,57	0,57	2,12
84	151,70	40,00	2,50	167,90	0,57	2,45
85	58,80	515,00	67,00	3.450,86	6,87	1.407,06

Fonte: Próprio Autor.

6 RESULTADOS E DISCUSSÕES

6.1 Considerações e Cálculos Preliminares

Nesta seção serão apresentados algumas considerações e cálculos preliminares fundamentais para a obtenção dos resultados termodinâmicos, termoeconômicos e econômicos.

Na análise termodinâmica, foi empregado o *software* IPSEpro® (SIMTECH, 2003) para solução dos sistemas de equações resultantes do estudo de cada uma das plantas propostas. Foram considerados os valores de PCI da palha e do bagaço utilizados por Linero (2012), sendo estes, respectivamente, 12.989 kJ/kg e 7.165 kJ/kg. Para as exergias químicas específicas do bagaço e do palhicho, admitiu-se, respectivamente, os valores de 9.842 kJ/kg e 15.121 kJ/kg, considerados nos trabalhos de Renó (2011) e Passolongo et al. (2010).

Por sua vez, para a realização da análise termoeconômica, foram estimados os custos dos equipamentos das configurações estudadas a partir dos dados fornecidos pela usina sucroalcooleira, de informações disponíveis na literatura (PASSOLONGO, 2011; REDÍGOLO, 2014) e, também, por meio de auxílio de correlações para efetuar extrapolações em função de custos conhecidos (BEJAN; TSATSARONIS; MORAN, 1996).

Deste modo, o custo anual dos equipamentos, com amortização, foi calculado levando-se em conta um período de amortização de 20 anos. A taxa de juros considerada foi de 12,6 % ao ano. Foi considerado ainda um percentual de custo anual fixo, associado à operação e manutenção, de 9 % e um percentual de custo anual variável, de operação e manutenção, de 1 %, ambos calculados com base no valor estimado do equipamento, com um fator de carga de 75 %.

Vale destacar que foi usada a Teoria do Custo Exergético com o Método das Extrações para a partição de custos, realizando balanços dos custos exergoeconômicos para cada um dos equipamentos das configurações estudadas. Os sistemas de equações resultantes foram resolvidos pelo uso do *software* EES (*Engineering Equation Solver*) desenvolvido por Klein e Alvarado (1995).

Por fim, a análise econômica foi realizada considerando como taxa

mínima de atratividade para o investimento o valor da taxa Selic anual de 12,6 % (BCB, 2015). Adotou-se ainda uma previsão de mercado para safras futuras que possibilite custos para os insumos, o bagaço e o palhiço da cana-de-açúcar, na ordem de R\$ 30,00/t e R\$ 50,00/t, respectivamente.

6.2 Resultados Termodinâmicos

Na avaliação termodinâmica dos casos estudados, a investigação das potências geradas, consumidas e excedentes tornam-se pontos de bastante relevância na análise dos casos propostos neste trabalho.

Uma vez que a demanda de vapor de processo foi mantida constante em todos os casos e, portanto, a potência na forma de calor fornecida pela planta à unidade industrial foi a mesma, a investigação da potência útil gerada em cada uma das plantas constitui um importante parâmetro comparativo. Entende-se aqui a potência útil como sendo a soma das potências disponíveis nos eixos dos acionamentos mecânicos, a potência gerada nas turbinas e seus geradores e a potência fornecida às turbobombas.

Na Tabela 37 é contabilizada a potência útil gerada no período de safra em cada um dos casos. Posteriormente, na Tabela 38 é apresentada a potência útil no período de entressafra.

Tabela 37 - Potência útil gerada na planta de cogeração no período de safra, em kW.

Equipamento	Pot. (kW)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Turbogerador 1 (Ext.-Cont.)	14.110	14.110	14.110	-	-		14.110
Turbogerador 2 (Cond.)	21.600	15.431	12.334	21.600	-		15.431
Turbogerador 3 (Contrap.)	13.570	10.894	13.570	13.570	13.570		10.894
Turbogerador 4 (Contrap.)	40.000	-	19.672	40.000	40.000		
Turbogerador 5 (Ext.-Cond)	40.000	-	-	-	40.000		
Turbogerador 6 (Cond.)	45.000					44.614	39.812
Turbogerador 7 (Contrap.)	65.000					63.592	
Turbobombas	-	4.437	-	-	-		4.445
Acionamentos Mecânicos	-	11.682	-	-	-		11.682
Total		56.554	59.686	75.170	93.570	108.206	96.374

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 38 - Potência útil gerada na planta de cogeração no período de entressafra, em kW.

Equipamento	Potência (kW)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Turbogerador 2 (Cond.)	21.600	21.600	21.600	21.600	-	-	-
Turbogerador 5 (Ext.-Cond.)	40.000	-	-	-	40.000	-	-
Turbogerador 6 (Cond.)	45.000					45.000	-
Turbobombas	-	292	-	-	-	-	-
Total		21.892	21.600	21.600	40.000	45.000	-

Fonte: Próprio Autor.

No contexto da produção de excedentes de energia elétrica para venda, do ponto de vista energético, os resultados conclusivos do desempenho de cada um dos casos estudados são obtidos quando se analisa o balanço global de potência elétrica da unidade sucroalcooleira, no qual é debitado da potência elétrica gerada o consumo de potência elétrica pela própria usina como um todo, isto é, tanto o consumo da planta de cogeração quanto do processo de produção de açúcar e álcool. A demanda desta potência na própria planta de cogeração foi calculada em cada um dos casos, porém, a demanda na unidade industrial foi estimada através de dados fornecidos pela usina.

As Tabelas 39 e 40 apresentam o balanço global de potência elétrica da unidade sucroalcooleira em cada um dos casos avaliados, no período de safra e entressafra, respectivamente.

Tabela 39 - Balanço global de potência elétrica na safra, em kW.

Potência Elétrica	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Gerada	40.435	59.686	75.170	93.570	108.206	80.247
Consumida na Planta de Cogeração	*	1.113	1.429	1.688	1.961	618
Consumida na Unidade Industrial	11.642	26.623	26.664	26.735	26.778	11.642
Total Excedente	28.793	31.950	47.077	65.147	79.467	67.987

* Valor não expressivos desconsiderados nos cálculos.

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 40 - Balanço global de potência elétrica na entressafra, em kW.

Potência Elétrica	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Gerada	21.600	21.600	21.600	40.000	45.000	-
Consumida na Planta de Cogeração	*	298	298	550	618	-
Consumida na Unidade Industrial	2.160	2.160	2.160	3.000	3.300	-
Total Excedente	19.440	19.142	19.142	35.450	41.082	-

* Valor não expressivos desconsiderados nos cálculos.

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 40, os valores de excedentes de potência menores nos Casos 2 e 3, quando comparados com o Caso 1, não significam quantidades inferiores de energia gerada no período total da entressafra. Lembra-se aqui que os ganhos de geração de eletricidade esperados nos casos mencionados (2 e 3), quando comparados com o Caso 1, serão verificados uma vez que o período de entressafra nestes casos é maior que o período do primeiro caso. Em suma, as propostas realizadas nos Casos 2 e 3 refletirão em um aumento de geração de energia na entressafra através de um incremento na disponibilidade de bagaço armazenado no período da safra e, conseqüentemente, um período maior de operação. Por outro lado, o maior excedente de potência elétrica no Caso 1 deve-se ao fato de que toda a potência necessária na bomba da Caldeira 3 é obtida através do vapor (acionamento mecânico), não sendo descontada da potência elétrica gerada (como ocorre nos demais casos), porém, esta operação demanda uma maior quantidade de bagaço queimado na caldeira e, conseqüentemente, uma diminuição no período de operação.

Finalizando a abordagem dos resultados termodinâmicos, um importante índice de desempenho comumente avaliado no setor sucroalcooleiro é apresentado na Tabela 41: a razão $R_{pot, cana}$. Retomando sua definição, este índice representa a relação entre a energia elétrica gerada considerando a moagem de uma tonelada de cana-de-açúcar. Em um contexto em que a venda de excedentes de eletricidade não é um objetivo, esta relação deverá ser mínima, ou seja, a energia elétrica gerada deverá ser a menor possível, suficiente para suprir a demanda da planta. Porém, quando objetiva-se a venda de excedentes de eletricidade, a maximização deste índice demonstra um melhor desempenho da planta de cogeração em aproveitar todo o potencial

energético disponível. Assim, nota-se que o aproveitamento do palhiço da cana-de-açúcar eleva consideravelmente os valores deste índice, ilustrando esta maior eficiência na utilização da biomassa disponível para a mesma moagem de uma tonelada de cana-de-açúcar.

Uma variação deste índice pode ser adaptada para o contexto de utilização do palhiço da cana-de-açúcar através da mudança da base de tonelada de cana-de-açúcar moída por tonelada de biomassa processada, ficando assim $R_{pot,biomassa}$, expresso em kWh/t_{biomassa}. Desta forma, o palhiço é também contabilizado juntamente com a cana-de-açúcar, constituindo a biomassa total processada.

Tabela 41 - Índices de desempenho das plantas analisadas.

Índice	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
$R_{pot, cana}$ (kWh/t _{cana})	58,3	98,9	120,9	152,1	163,7	113,8
$R_{pot, biomassa}$ (kWh/t _{biomassa})	58,3	97,7	117,5	142,1	153,0	106,4

Fonte: Próprio Autor.

6.3 Resultados Termoeconômicos

Nas Tabelas 42 a 47 são apresentados os custos dos equipamentos, os custos anuais amortizados e as taxas de custos de cada equipamento utilizado nos casos estudados.

Destaca-se que estes equipamentos não necessariamente correspondem aos investimentos totais realizados em cada um dos casos; são apenas os equipamentos integrantes do ciclo termodinâmico de vapor de cada uma das plantas analisadas, e, que, segundo a metodologia termoeconômica adotada, precisam ser considerados para determinar-se os custos da eletricidade gerada em cada um dos casos, objetivo desta análise. Alguns destes equipamentos já estão em operação na planta e totalmente pagos, não sendo computados então nos investimentos, porém, outros equipamentos que não participam diretamente do ciclo de vapor, mas se fazem presentes nos casos avaliados, serão contabilizados na análise econômica.

Quanto a estes equipamentos já amortizados, utilizou-se os custos dos mesmos para estimar os seus custos anuais (Z_k^a), pois, embora não exista a participação do fator de amortização, devem ser computados os custos anuais fixos e variáveis associados à operação e manutenção.

Tabela 42 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 1.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 1 (22 bar - 300 °C - 90 tvh)	25.000.000,00	2.268.750,00	0,13606
Caldeira 2 (42 bar - 450 °C - 120 tvh)	32.000.000,00	2.904.000,00	0,17415
Caldeira 3 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	3.630.000,00	0,21769
Turbina 1 - Extração-Contrap. (14,1 MW)	5.750.000,00	521.812,50	0,03129
Turbina 2 - Condensação (21,6 MW)	8.900.000,00	807.675,00	0,04844
Turbina 3 - Contrapressão (13,6 MW)	4.400.000,00	399.300,00	0,02395
Condensador	2.800.000,00	254.100,00	0,01524
Bomba de Condensado	272.000,00	24.684,00	0,00148
Dessuperaquecedor	200.000,00	18.150,00	0,00109
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,00	31.762,50	0,00190
Turbina acion. Bomba Caldeira 1 (22 bar)	500.000,00	45.375,00	0,00272
Turbina acion. Bomba Caldeira 2 (42 bar)	700.000,00	63.525,00	0,00381
Turbina acion. Bomba Caldeira 3 (67 bar)	985.000,00	89.388,75	0,00536
Bomba da Caldeira 1 (22 bar)	800.000,00	72.600,00	0,00435
Bomba da Caldeira 2 (42 bar)	1.100.000,00	99.825,00	0,00599
Bomba da Caldeira 3 (67 bar)	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Turbina acionamento Picador	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Turbina acionamento Desfibrador	1.850.000,00	167.887,50	0,01007
Turbinas acionamento Ternos Moenda	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Turbina acionamento Exaustor	690.000,00	62.617,50	0,00376
Turbina acionamento Bomba Processo	2.000.000,00	181.500,00	0,01088
Bomba Processo	3.000.000,00	272.250,00	0,01633

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 43 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 2.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 1 (22 bar - 300 °C - 90 tvh)	25.000.000,00	2.268.750,00	0,13606
Caldeira 2 (42 bar - 450 °C - 120 tvh)	32.000.000,00	2.904.000,00	0,17415
Caldeira 3 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	3.630.000,00	0,21769
Turbina 1 - Extração-Contrap. (14,10 MW)	5.750.000,00	521.812,50	0,03129
Turbina 2 - Condensação (21,6 MW)	8.900.000,00	807.675,00	0,04844
Turbina 3 - Contrapressão (13,6 MW)	4.400.000,00	399.300,00	0,02395
Turbina 4 - Contrapressão (20 MW)	6.500.000,00	1.460.225,00	0,08757
Condensador	2.800.000,00	254.100,00	0,01524
Bomba de Condensado	272.000,00	24.684,00	0,00148
Dessuperaquecedor	400.000,00	18.150,00	0,00109
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,00	31.762,50	0,00190
Bomba da Caldeira 1 (22 bar)	800.000,00	72.600,00	0,00435
Bomba da Caldeira 2 (42 bar)	1.100.000,00	99.825,00	0,00599
Bomba da Caldeira 3 (67 bar)	1.500.000,00	136.125,00	0,00816

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 44 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 3.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 2 (42 bar - 450 °C - 120 tvh)	32.000.000,00	2.904.000,00	0,17415
Caldeira 3 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	3.630.000,00	0,21769
Caldeira 4 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	8.986.000,00	0,53888
Turbina 2 - Condensação (21,6 MW)	8.900.000,00	807.675,00	0,04844
Turbina 3 - Contrapressão (13,6 MW)	4.400.000,00	399.300,00	0,02395
Turbina 5 - Contrapressão (40 MW)	12.900.000,00	2.897.985,00	0,17379
Condensador	3.500.000,00	786.275,00	0,04715
Bomba de Condensado	320.000,00	71.888,00	0,00431
Dessuperaquecedor	400.000,00	36.300,00	0,00218
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,00	31.762,50	0,00190
Bomba da Caldeira 2 (42 bar)	1.100.000,00	99.825,00	0,00599
Bomba da Caldeira 3 (67 bar)	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Bomba da Caldeira 4 (67 bar)	1.500.000,00	336.975,00	0,02021

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 45 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 4.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 2 (42 bar - 450 °C - 120 tvh)	32.000.000,00	2.904.000,00	0,17415
Caldeira 3 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	3.630.000,00	0,21769
Caldeira 4 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	8.986.000,00	0,53888
Turbina 3 - Contrapressão (13,6 MW)	4.400.000,00	399.300,00	0,02395
Turbina 5 - Contrapressão (40 MW)	12.900.000,00	2.897.985,00	0,17379
Turbina 6 - Extração-Cond. (40 MW)	16.300.000,00	3.661.795,00	0,21960
Condensador	3.500.000,00	786.275,00	0,04715
Bomba de Condensado	320.000,00	71.888,00	0,00431
Dessuperaquecedor	400.000,00	36.300,00	0,00218
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,00	31.762,50	0,00190
Bomba da Caldeira 2 (42 bar)	1.100.000,00	99.825,00	0,00599
Bomba da Caldeira 3 (67 bar)	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Bomba da Caldeira 4 (67 bar)	1.500.000,00	336.975,00	0,02021

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 46 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 5.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 4 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	8.986.000,00	0,53888
Caldeira 5 (67 bar - 515 °C - 370 tvh)	63.000.000,00	14.152.950,00	0,84874
Turbina 6 - Condensação (45,0MW)	18.000.000,00	4.043.700,00	0,24250
Turbina 7 - Contrapressão (65 MW)	20.900.000,00	4.695.185,00	0,28157
Condensador	3.500.000,00	786.275,00	0,04715
Bomba de Condensado 1	320.000,00	71.888,00	0,00431
Dessuperaquecedor	400.000,00	36.300,00	0,00218
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,0	31.762,5	0,00190
Bomba da Caldeira 4 (67bar)	1.500.000,0	136.125,0	0,00816
Bomba da Caldeira 5 (67bar)	2.000.000,0	449.300,0	0,02694

Fonte: Próprio Autor.

Tabela 47 - Custos estimados e de amortização dos equipamentos para o Caso 6.

Equipamento	Custo Unit. (R\$)	Z_k^a (R\$/ano)	$\dot{Z}_k$ (R\$/s)
Caldeira 1 (22 bar - 300 °C - 90 tvh)	25.000.000,00	2.268.750,00	0,13606
Caldeira 2 (42 bar - 450 °C - 120 tvh)	32.000.000,00	2.904.000,00	0,17415
Caldeira 3 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	3.630.000,00	0,21769
Caldeira 4 (67 bar - 515 °C - 200 tvh)	40.000.000,00	8.986.000,00	0,53888
Turbina 1 - Extração-Contrap. (14,1 MW)	5.750.000,00	521.812,50	0,03129
Turbina 2 - Condensação (21,6 MW)	8.900.000,00	807.675,00	0,04844
Turbina 3 - Contrapressão (13,6 MW)	4.400.000,00	399.300,00	0,02395
Turbina 6 - Condensação (45,0MW)	18.000.000,00	4.043.700,00	0,24250
Condensador 1	2.800.000,00	254.100,00	0,01524
Condensador 2	3.500.000,00	786.275,0	0,04715
Bomba de Condensado 1	272.000,00	24.684,00	0,00148
Bomba de Condensado 2	320.000,00	71.888,0	0,00431
Dessuperaquecedor	200.000,00	18.150,00	0,00109
Desaerador	4.000.000,00	363.000,00	0,02177
Evaporador	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Misturador de condensado	350.000,00	31.762,50	0,00190
Turbina acion. Bomba Caldeira 1 (22 bar)	500.000,00	45.375,00	0,00272
Turbina acion. Bomba Caldeira 2 (42 bar)	700.000,00	63.525,00	0,00381
Turbina acion. Bomba Caldeira 3 (67 bar)	985.000,00	89.388,75	0,00536
Bomba da Caldeira 1 (22 bar)	800.000,00	72.600,00	0,00435
Bomba da Caldeira 2 (42 bar)	1.100.000,00	99.825,00	0,00599
Bomba da Caldeira 3 (67 bar)	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Bomba da Caldeira 4 (67 bar)	1.500.000,00	336.975,00	0,02021
Turbina acionamento Picador	1.500.000,00	136.125,00	0,00816
Turbina acionamento Desfibrador	1.850.000,00	167.887,50	0,01007
Turbinas acionamento Ternos Moenda	3.000.000,00	272.250,00	0,01633
Turbina acionamento Exaustor	690.000,00	62.617,50	0,00376
Turbina acionamento Bomba Processo	2.000.000,00	181.500,00	0,01088
Bomba Processo	3.000.000,00	272.250,00	0,01633

Fonte: Próprio Autor.

Como já exposto, no presente trabalho são considerados dois insumos para a geração de energia, o bagaço e uma complementação de palhiço. Quanto ao bagaço, a unidade sucroalcooleira estudada apresenta-se autossuficiente na produção do mesmo para sua atual geração de energia, sendo o palhiço responsável pelo incremento de produção das plantas de cogeração propostas. Sendo assim, em nenhum dos casos se faz necessário a compra de bagaço adicional. Porém, atualmente o bagaço vem ganhando força no mercado, passando a ser considerado não mais um rejeito do processo industrial, mas sim um produto. Anteriormente ele era comercializado por valores sensivelmente menores, mas atualmente seus preços podem chegar a R\$ 80,00/t ou até mesmo R\$ 100,00/t, e, assim, não é incomum usinas reduzirem a geração de energia para venda do bagaço neste mercado com grande demanda, castigado pelo recente histórico climático.

Neste contexto, considerando o bagaço como um produto, portanto, herdando custos da sua cadeia de processamento, e considerando, também, um cenário mais crítico para as safras futuras, nas quais possam ser verificadas eficiências agrícolas inferiores, forçando a compra de um percentual de bagaço para cumprimento dos contratos de energia, foi atribuído um custo de R\$ 30,00/t para o bagaço. Considerou para o palhiço um custo de R\$ 50,00/t, valor condizente com a literatura quando se considera as mesmas condições e rota de recolhimento admitidas aqui.

Os resultados termoeconômicos para o período de safra, na qual toda a planta está em operação, são apresentados na Tabela 49. O custo médio da energia elétrica produzida é obtido a partir de uma média ponderada entre os custos de geração de cada um dos turbogeradores existentes.

Tabela 48 - Resultados termoeconômicos para cada caso estudado, fixados os seguintes custos de insumos: R\$ 30,00/t para o bagaço e R\$ 50,00/t para o palhico.

Custo da eletricidade (R\$/MWh)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Turbogerador 1 (Extração - Contrap.)	130,7	131,1				130,7
Turbogerador 2 (Cond.)	145,7	146,7	153,2			145,7
Turbogerador 3 (Contrap.)	168,4	165,6	159,6	149,7		168,4
Turbogerador 4 (Contrap.)		163,7	150,2	135,3		
Turbogerador 5 (Extração - Cond.)				145,1		
Turbogerador 6 (Condensação)					137,6	161,5
Turbogerador 7 (Contrapressão)					136,4	
Custo médio da eletricidade (R\$/MWh)	146,6	152,9	152,8	141,6	136,9	153,9

Fonte: Próprio Autor.

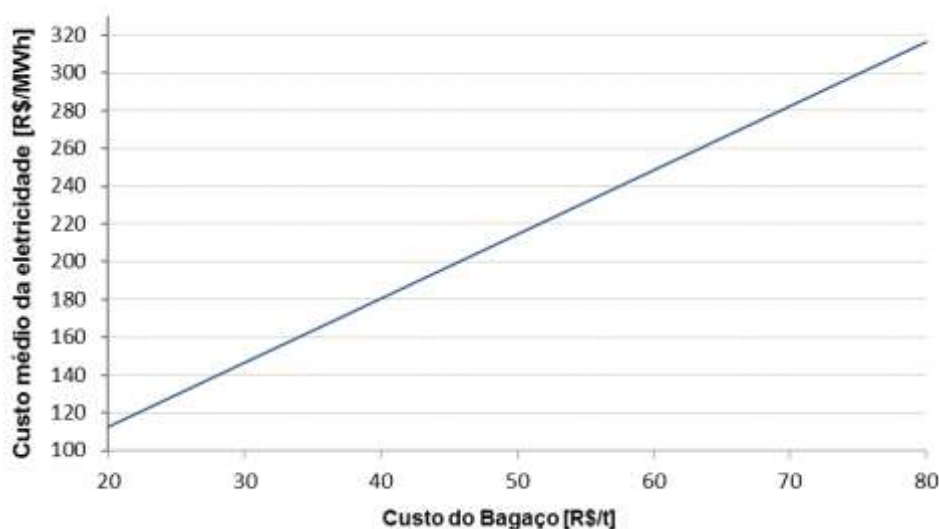
Observa-se na Tabela 48 que a relação investimentos e custo médio da eletricidade não é direta, ou seja, altos investimentos não implicam necessariamente em maiores custos de geração. Este fato pode ser observado nos Casos 4 e 5, os quais, mesmo requerendo os maiores investimentos dentre os casos, apresentaram os menores custo de geração. Nota-se, então, que este custo reflete também a eficiência da cogeração, onde uma geração de maiores excedentes de energia, tanto na safra quanto na entressafra, podem neutralizar o impacto dos altos preços dos equipamentos adquiridos. Assim, nos Casos 2, 3 e 6, nota-se que os ganhos no potencial de cogeração de energia não foram suficientes para diluir os investimentos realizados, mesmo quando estes são relativamente inferiores, elevando então o custo da geração da energia.

Os resultados desta análise reafirmam a condição de planta ótima da proposta do Caso 5, pois, fica claro que a sua elevada eficiência de cogeração compensou o alto investimento (o maior dentre os casos) e possibilitou o menor custo de eletricidade.

A fim de se realizar uma avaliação mais completa dentro em um mercado sujeito a preços de insumos tão voláteis, serão apresentadas a seguir análises de sensibilidade do custo médio de geração em função dos custos dos insumos.

A Figura 32 apresenta o gráfico de sensibilidade do custo médio de geração de eletricidade do Caso 1 em função da variação do custo do bagaço entre R\$ 20,00/t e R\$ 80,00/t.

Figura 32 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 1, em função do custo do bagaço.

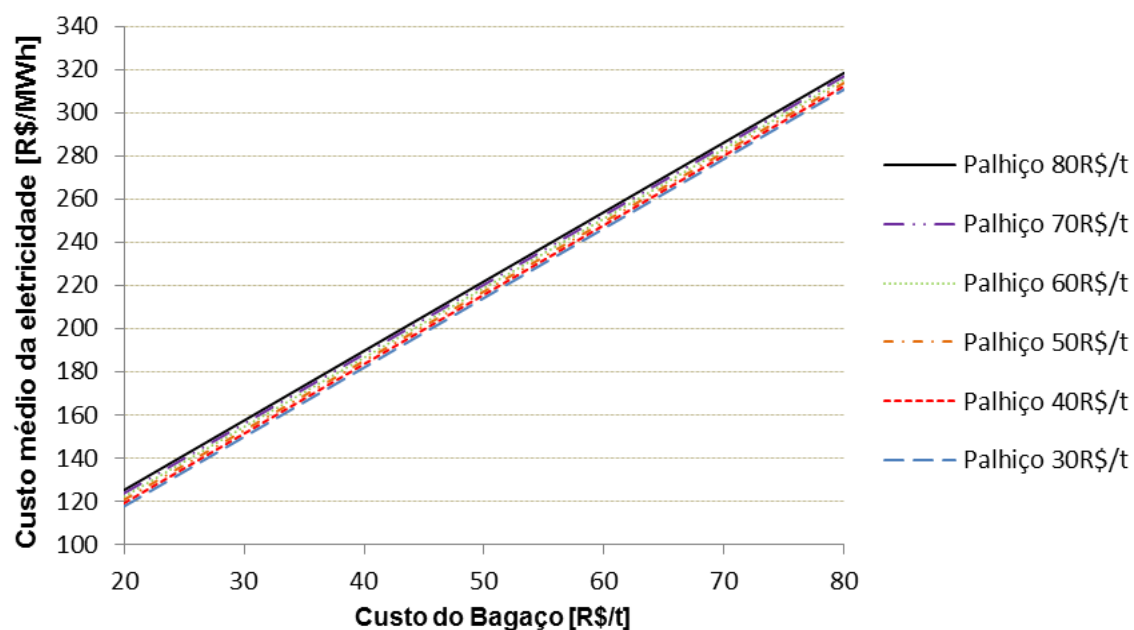


Fonte: Próprio Autor.

De acordo com a Figura 32, o custo atual de geração de eletricidade da planta de cogeração apresentou-se bastante sensível em relação ao custo do bagaço, pois a variação do custo deste de R\$ 20,00/t para R\$ 80,00/t causou uma elevação no custo da eletricidade na ordem de R\$ 204,00/MWh.

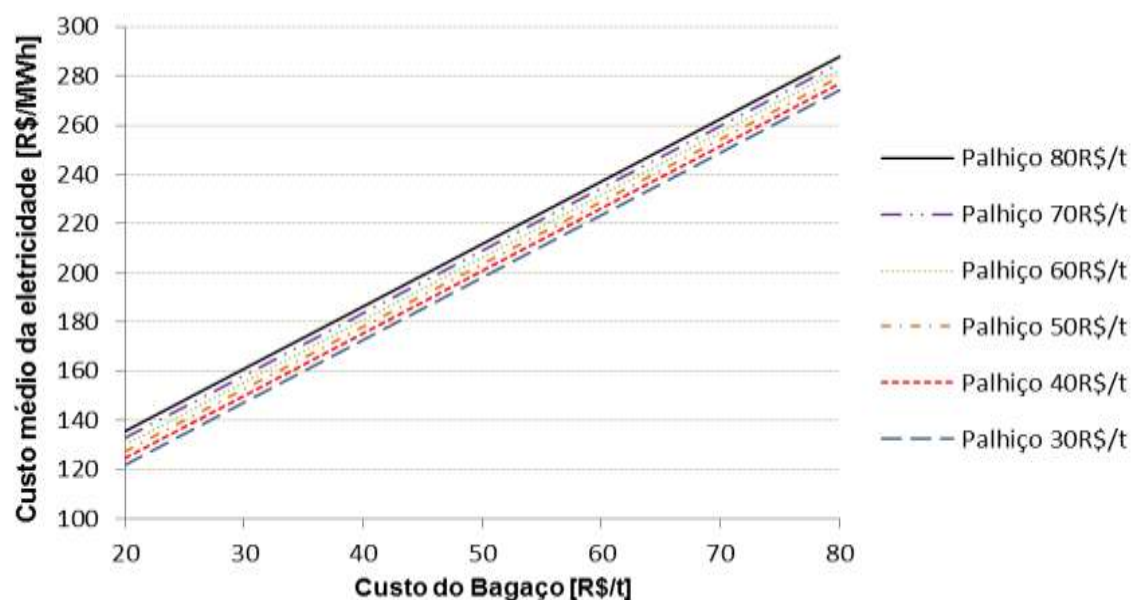
Com a introdução do palhiço na composição da biomassa queimada na planta, esta alta sensibilidade do valor da eletricidade gerada ao custo do palhiço tende a ser amenizada. Nas Figuras 33 a 37 são apresentadas as análises de sensibilidades, tanto para o bagaço quanto para o palhiço, para os casos subsequentes. Verificou-se valores do aumento do custo da eletricidade para os Casos 2, 3, 4, 5 e 6, respectivamente, na ordem de R\$ 193,00/MWh, R\$ 152,00/MWh, R\$ 113,00/MWh, R\$ 102,00/MWh e R\$ 111,00/MWh, com variação do custo do bagaço de R\$ 20,00/t a R\$ 80,00/t; e R\$ 8,00/MWh, R\$ 14,00/MWh, R\$ 27,00/MWh, R\$ 23,00/MWh e R\$ 26,00/MWh, com variação do custo do palhiço de R\$ 30,00/t a R\$ 80,00/t. Logo, de uma forma geral, a sensibilidade do custo de geração de energia é muito mais expressiva para variações do custo do bagaço do que para o custo do palhiço.

Figura 33 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 2, em função do custo do bagaço e do palhiço.



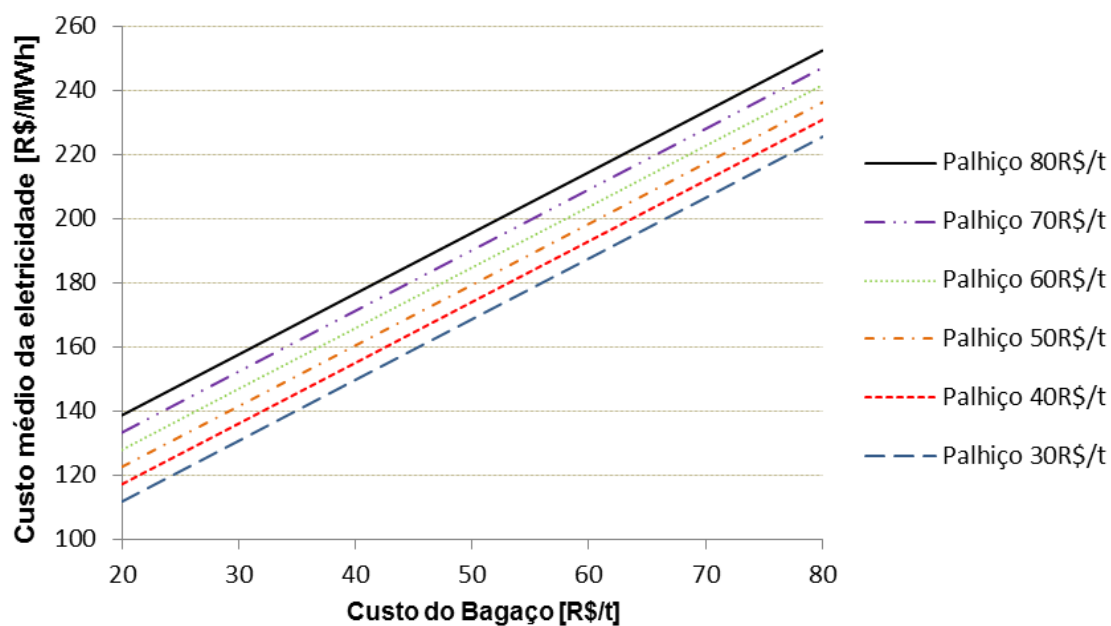
Fonte: Próprio Autor.

Figura 34 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 3, em função do custo do bagaço e do palhiço.



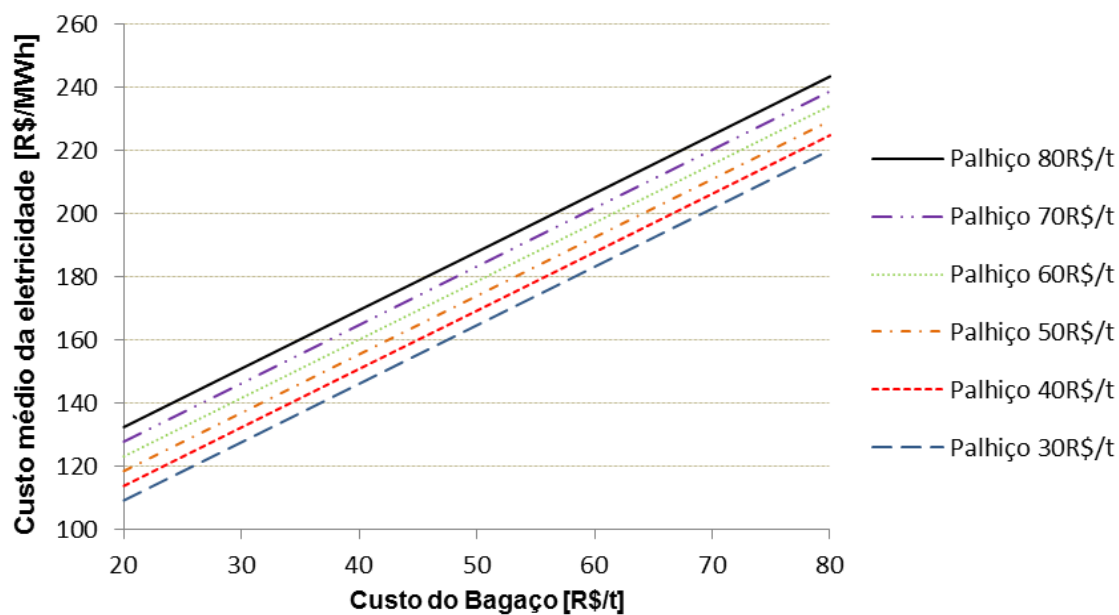
Fonte: Próprio Autor.

Figura 35 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 4, em função do custo do bagaço e do palhico.



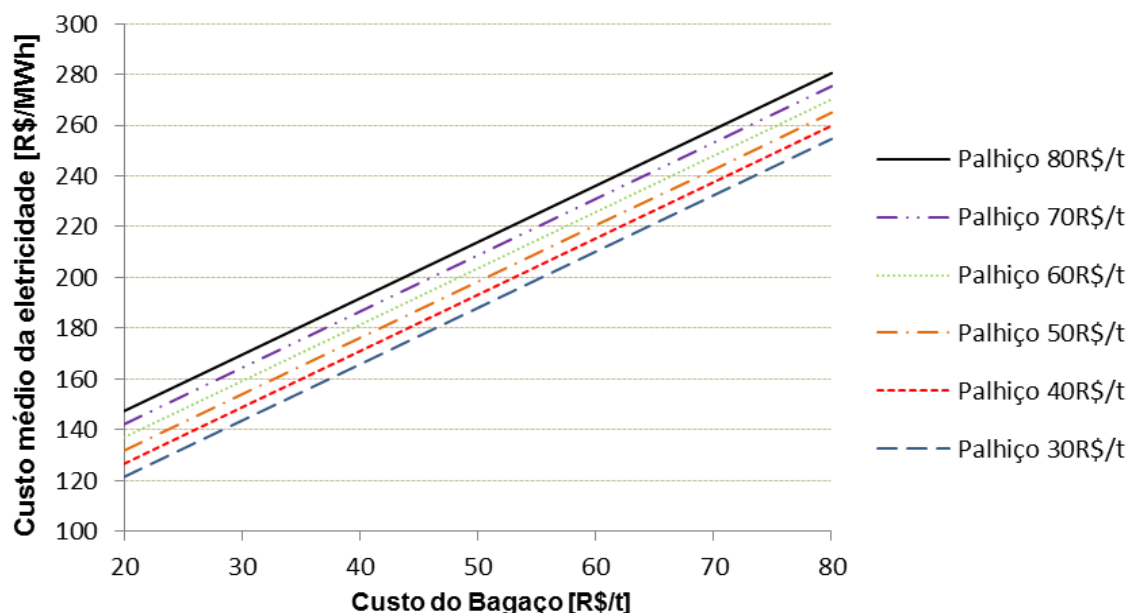
Fonte: Próprio Autor.

Figura 36 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 5, em função do custo do bagaço e do palhico.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 37 - Variação do custo de geração de eletricidade no Caso 6, em função do custo do bagaço e do palhiço.



Fonte: Próprio Autor.

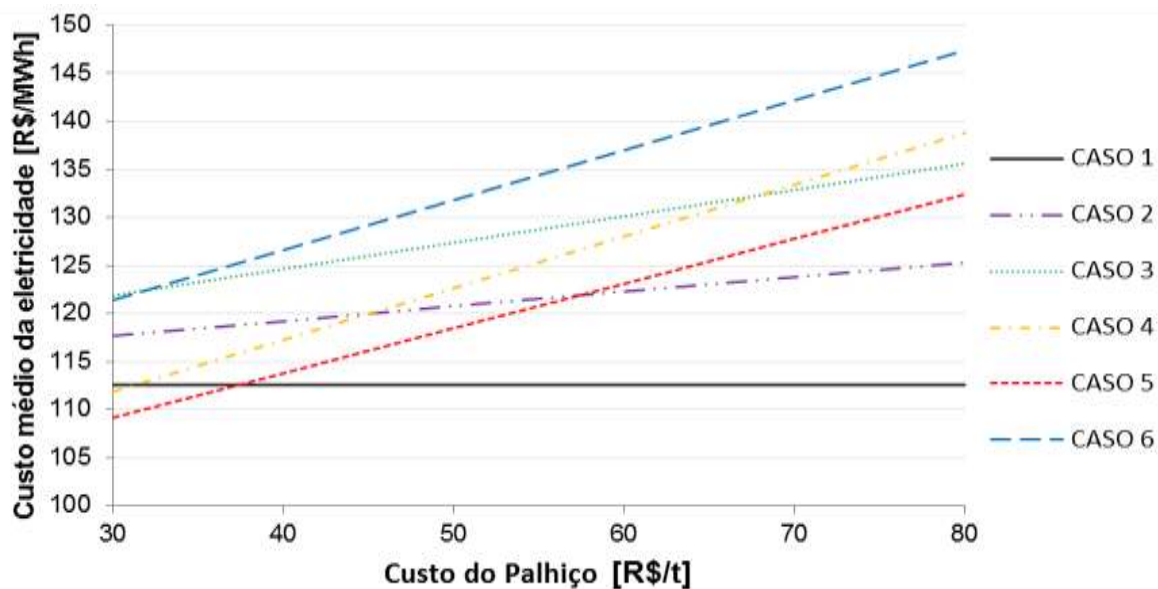
Nas Figuras 38, 39, 40 e 41, fica bastante clara a influência destas sensibilidades dos insumos em três diferentes cenários de preço do bagaço e do palhiço, apontando intervalos de viabilidade das propostas das plantas de cogeração, exclusivamente do ponto de vista termoeconômico, para cada um deles.

Segundo a Figura 38, para uma situação de mercado em que se verificam baixos custos do bagaço, em geral as propostas que visam à produção de eletricidade, utilizando-se da biomassa disponível no palhiço, apresentarão custos de eletricidade não mais atrativos do que aquele verificado quando se utiliza exclusivamente o bagaço.

Por sua vez, a Figura 39 apresenta resultados bastante diferentes da Figura 38 quando o custo do bagaço é fixado em um valor de R\$ 40,00/t. Nota-se que, estando o custo do palhiço em valores módicos, o uso deste insumo já passa a ser viável na maioria dos casos. Porém, quando o mercado apresenta valores ainda superiores do bagaço, como mostra a Figura 40, fixado em R\$ 60,00/t, verifica-se uma clara vantagem competitiva nos custos da eletricidade gerada nas plantas operando com percentuais de palhiço. Esta vantagem continua crescendo quando o preço do bagaço alcança patamares ainda

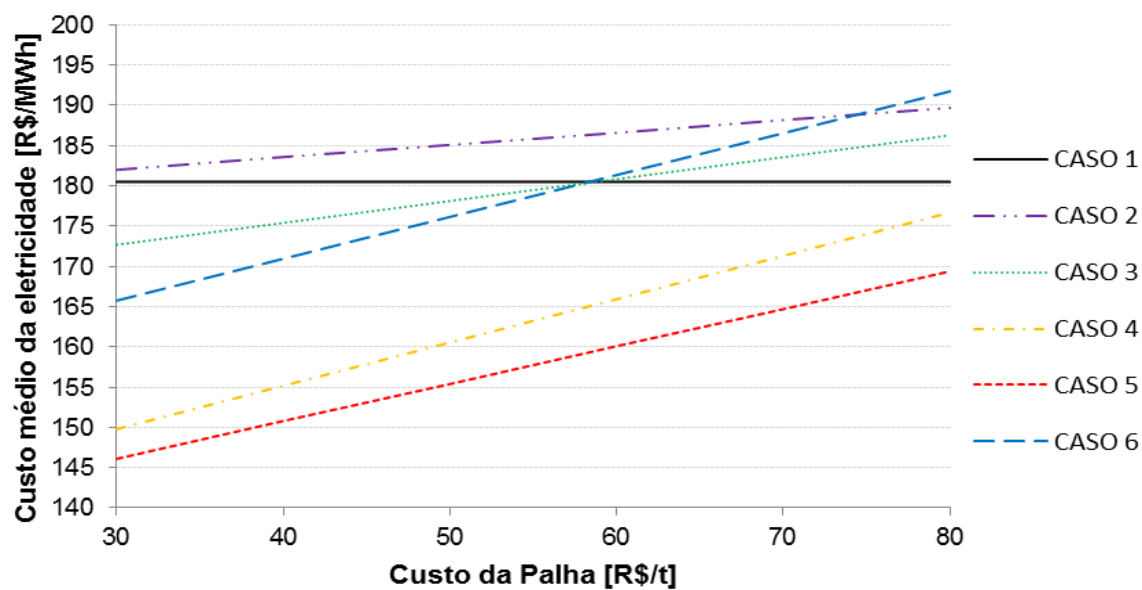
maiores, como ilustra a Figura 41, com um custo do bagaço fixado em R\$ 80,00/t.

Figura 38 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 20,00/t.



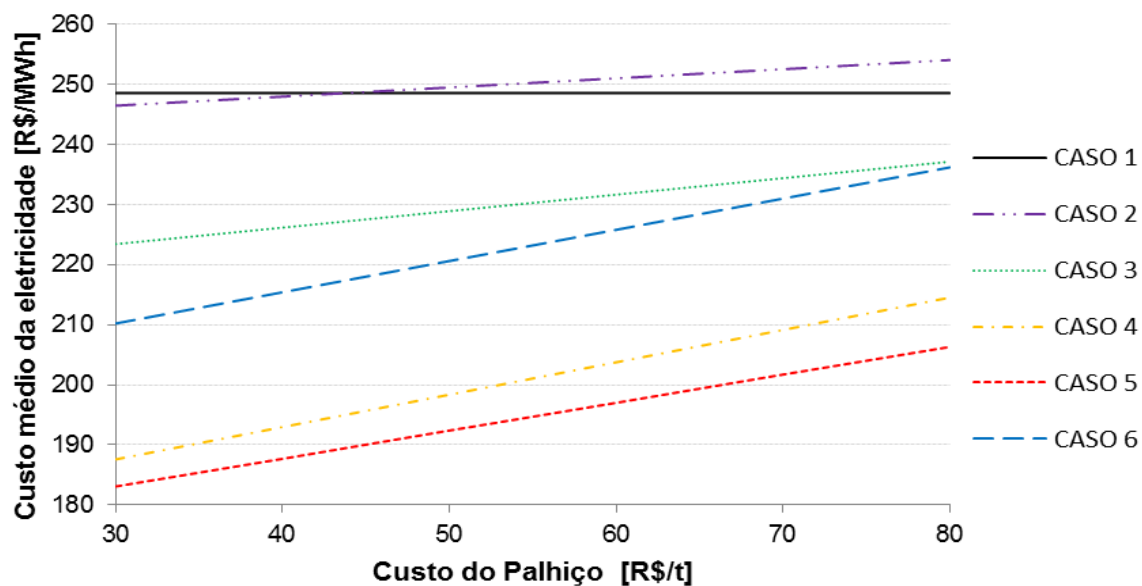
Fonte: Próprio Autor.

Figura 39 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 40,00/t.



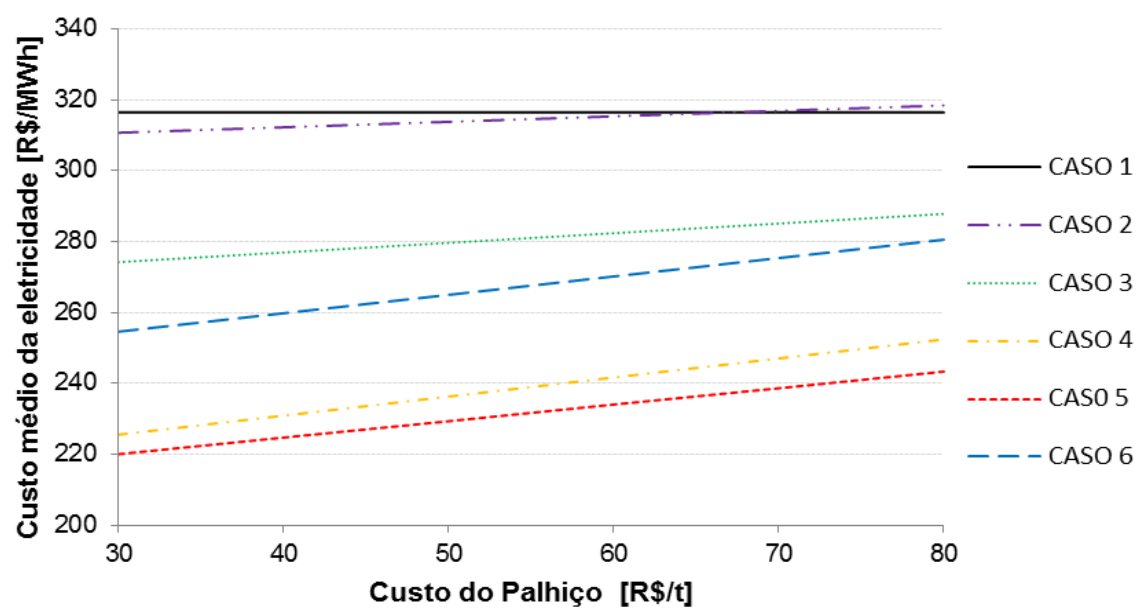
Fonte: Próprio Autor.

Figura 40 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 60,00/t.



Fonte: Próprio Autor.

Figura 41 - Curva de sensibilidade do custo de geração para cada um dos casos, fixado o custo do bagaço em R\$ 80,00/t.



Fonte: Próprio Autor.

6.4 Resultados Econômicos

Fundamentada em dois métodos para avaliar o retorno de investimentos em projetos, a saber, o *VPL* e a *TIR*, a análise econômica apresentada a seguir considera o comportamento do fluxo de caixa ao longo da vida útil da planta,

dando indícios da viabilidade de cada um dos casos estudados. Primeiramente serão expostos os investimentos necessários em cada um dos casos; depois os resultados globais obtidos; em seguida serão definidos os custos anuais relacionados a cada uma das propostas e as considerações feitas para o cálculo do fluxo de caixa; finalmente serão apresentados os resultados econômicos obtidos em diferentes cenários de preço de venda de eletricidade.

Os investimentos estimados foram separados em cinco grupos distintos: os investimentos diretos em equipamentos para a planta de cogeração, outros investimentos, investimentos na planta de processamento de palhico, imprevistos na execução das obras e, por fim, um provisionamento de recursos para substituição de equipamentos com vida útil comprometida ao longo do período de 20 anos de operação considerados neste trabalho.

Nos investimentos diretos em equipamentos para a planta de cogeração foram consideradas as compras de novas caldeiras e suas respectivas bombas, novas turbinas e geradores, além de bomba de condensado e condensador, de acordo com as necessidades de cada planta considerada. Como já mencionado anteriormente, os custos de alguns equipamentos apresentados na análise termoeconômica não foram considerados nos investimentos por já estarem em operação na planta atual e terem seus custos amortizados.

Foram considerados como outros investimentos os gastos envolvidos na construção, reformas e adequações na casa de força, bem como na subestação elevatória, instalação de linhas de vapor das caldeiras até os geradores (quando necessário) e, também, os gastos com aquisição de motores elétricos para acionamento dos equipamentos (moendas, picadores e desfibradores).

Os investimentos na aquisição da planta de processamento de palhico foram definidos com base no valor definido por Defilippi Filho (2013) para um módulo básico com capacidade para processar 15 t de palhico por hora (R\$ 3.590.000,00), de acordo com dados fornecidos por empresa especializada na implantação deste tipo de projeto. Vale destacar que esse valor serviu de base para a estimativa de módulos maiores, segundo a necessidade de cada caso considerado neste trabalho.

Por garantia, foi considerado ainda como gasto um valor correspondente a 10 % do valor total dos investimentos para cobrir imprevistos que surgem durante a execução do projeto.

O provisionamento de recursos proposto para substituição de equipamentos antigos é justificado quando se pondera que os casos aqui estudados constituem propostas de reestruturação de uma planta instalada e em operação, com o aproveitamento de mais ou menos equipamentos que podem vir a falhar dentro dos próximos vinte anos, e, portanto, deverão ser substituídos.

Esta consideração busca colocar os casos em uma mesma base comparativa, sem que, por exemplo, o Caso 1 agregue vantagens financeiras sobre os demais casos uma vez que o investimento em novos equipamentos é nulo. Portanto, baseando-se em estudos desenvolvidos por Fiomari (2004), definiu-se que, um percentual de 35 % do valor estimado de cada equipamento presente na planta base e mantido em cada um dos casos, será provisionado. Esta reserva constituirá um fundo a ser utilizado durante o período de análise, vinte anos, para aquisição de equipamentos para substituição e, será considerada um investimento e computada, assim como os demais investimentos, no início do período de operação da planta.

Na Tabela 49 é apresentado um levantamento geral resumido dos investimentos considerados em cada um dos casos.

Tabela 49 - Composição dos investimentos realizados em cada um dos casos.

Investimentos (Milhões de R\$)	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Novos equipamentos	0	8,6	62,2	85,9	118,6	67,8
Outros	0	4,0	9,0	9,0	9,0	9,0
Planta processamento do palhão	0	3,6	7,2	10,8	10,8	10,8
Imprevistos	0	1,6	7,8	10,5	13,8	8,7
Aprovisionamento de recursos	50,5	45,0	33,5	29,2	17,2	50,5
Total investido	50,5	62,8	119,7	145,4	169,4	146,8

Fonte: Próprio Autor.

Na Tabela 50 são expostos alguns resultados globais para cada caso considerado neste trabalho. Nesta tabela são computados os resultados somados da safra e entressafra. O custo médio de geração de eletricidade apresentado foi calculado considerando o custo de R\$ 30,00/t para o bagaço e R\$ 50,00/t o palhão.

Tabela 50 - Resultados globais para os casos estudados.

Resultados	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6
Qtd.de eletricidade produzida (GW)	190,4	323,1	394,8	519,8	534,7	371,7
Qtd. de eletricidade consumida (GW)	54,3	133,8	135,4	139,3	136,0	56,8
Qtd. de eletricidade excedente (GW)	136,1	189,3	259,4	380,5	398,6	314,9
Investimento total (Milhões de R\$)	36,0	48,8	109,1	134,9	153,7	132,3
Custo médio da eletricidade (R\$/MWh)	146,6	152,9	152,8	141,6	136,9	153,9

Fonte: Próprio Autor.

Além dos investimentos apresentados e o custo médio de geração de eletricidade, foram também considerados no cálculo da receita líquida anual os custos de operação e manutenção (O&M) da planta de processamento do palhiço, definido por Defilippi Filho (2013) em R\$ 7,46 por tonelada de palhiço e, a depreciação dos equipamentos não atuantes diretamente na planta de cogeração. Pontua-se aqui que os custos do palhiço e do bagaço, assim como a depreciação dos equipamentos da planta de cogeração e custos de O&M da mesma, já são computados neste fluxo de caixa quando se considera o custo médio da eletricidade, o qual foi calculado na análise termoeconômica, levando-se em conta todas estas demais despesas.

Em termos de descontos, os impostos debitados do balanço financeiro tiveram grande peso nos resultados finais. Foram consideradas taxas de 7,60 % de COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e 1,65 % de PIS (Programa de Integração Social), totalizando uma alíquota de 9,25 % incidindo sobre a receita operacional de venda de energia, sendo desconsiderada, por motivo de simplificação, qualquer recuperação parcial destes impostos pagos. Somado a estes, foram debitados do lucro apurado em cada período o IRPJ, adotado em 25 %, e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL), numa alíquota de 9 %. Estes dois últimos tributos só foram descontados em situações de resultado positivo do lucro líquido.

Por fim, é bastante coerente considerar que o custo médio calculado para a geração de eletricidade, bem como os custos de operação e manutenção e ainda o preço de venda de eletricidade (mesmo que estes sejam firmados em contratos de longa duração) sofrerão correções durante os 20 anos de vida útil considerada para a planta. Para esta correção foi adotado o índice IPCA

estimado em 3,8% ao ano.

Enfim, como já mencionado no início deste capítulo, considerou para a taxa mínima de atratividade para o investimento o valor da taxa Selic de 12,6 % (BCB, 2015).

Estabelecidos todos estes fatores econômicos relevantes, os resultados para o Valor Presente Líquido (*VPL*), a Taxa Interna de Retorno (*TIR*) e o Tempo de Retorno do Investimento (*TRI*) foram calculados variando os preços de venda da eletricidade de R\$ 170,00/MWh a R\$ 250,00/MWh, sendo os mesmos apresentados nas Tabelas 51 a 56. As Figuras 42 a 47 ilustram o fluxo de caixa acumulado para cada um dos casos.

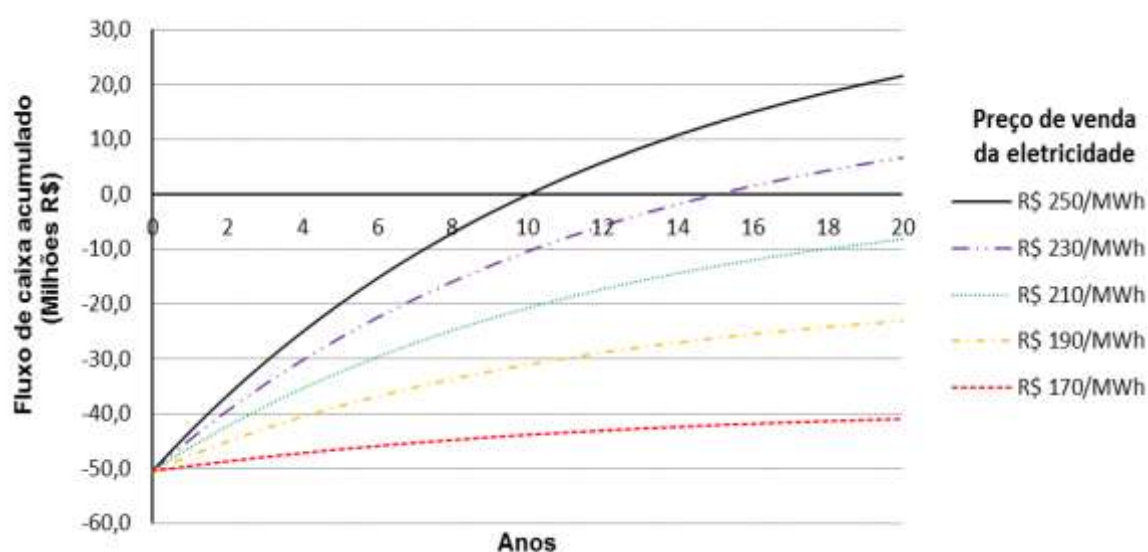
Tabela 51 - Resultados econômicos para o Caso 1, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR* (%)	TRI* (anos)
170,00	-40.961.223	-	-
190,00	-23.132.409	5	-
210,00	-8.238.294	10	-
230,00	6.655.820	14	15,0
250,00	21.549.935	18	10,2

* Não calculados em razão do investimento nulo no caso.

Fonte: Próprio Autor.

Figura 42 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 1.



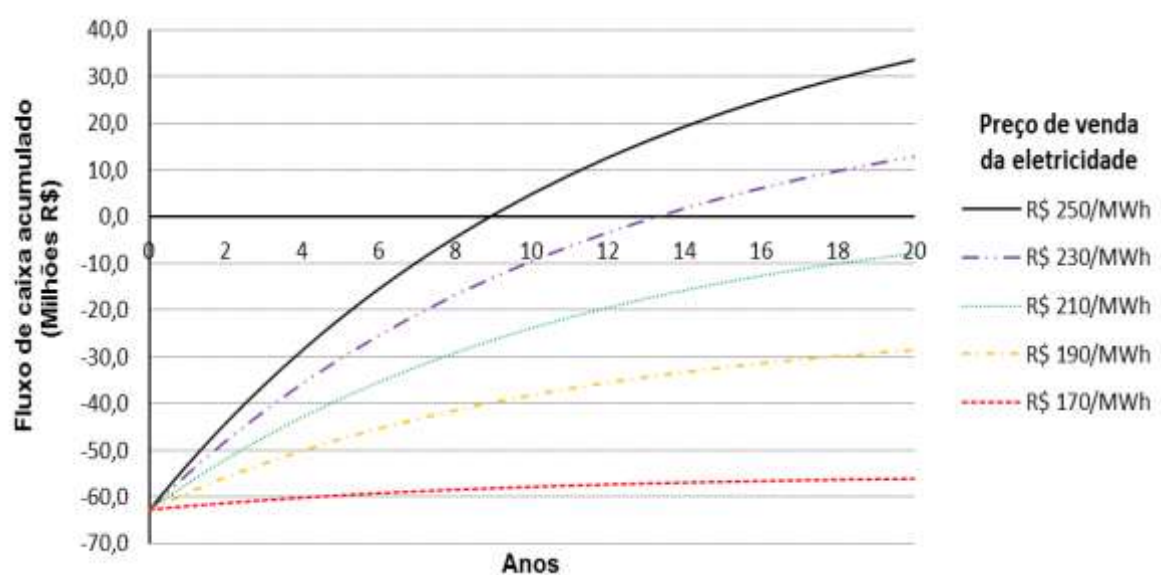
Fonte: Próprio Autor.

Tabela 52 - Resultados econômicos para o Caso 2, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)
170,00	-56.117.756	-	-
190,00	-28.570.925	5	-
210,00	-7.859.076	11	-
230,00	12.852.772	16	13,2
250,00	33.564.620	20	9,0

Fonte: Próprio Autor.

Figura 43 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 2.



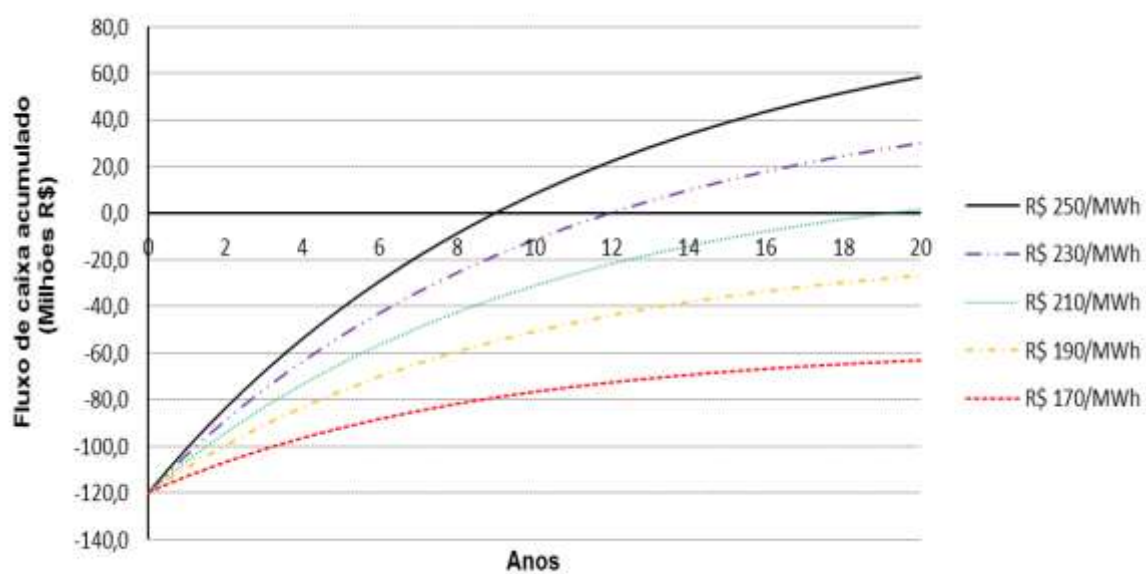
Fonte: Próprio Autor.

Tabela 53 - Resultados econômicos para o Caso 3, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)
170,00	-63.108.981	-	-
190,00	-26.666.655	-	-
210,00	1.709.751	2	19,2
230,00	30.086.156	6	12,0
250,00	58.462.562	11	9,0

Fonte: Próprio Autor.

Figura 44 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 3.



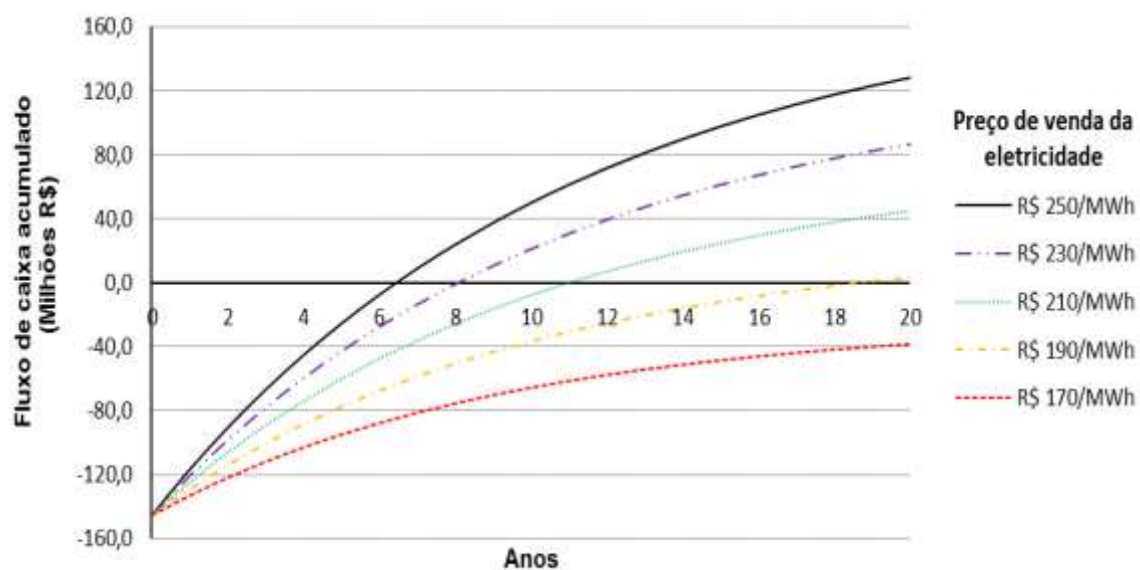
Fonte: Próprio Autor.

Tabela 54 - Resultados econômicos para o Caso 4, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)
170,00	-38.415.383	8	-
190,00	3.304.634	13	18,8
210,00	44.925.887	16	11,0
230,00	86.547.140	20	8,2
250,00	128.168.393	23	6,4

Fonte: Próprio Autor.

Figura 45 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 4.



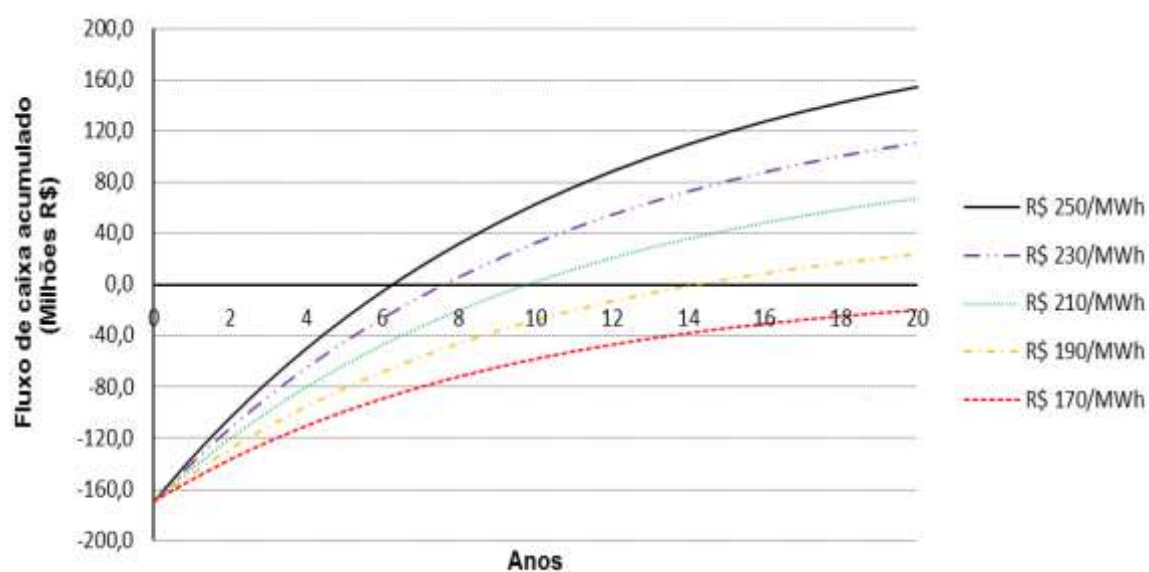
Fonte: Próprio Autor.

Tabela 55 - Resultados econômicos para o Caso 5, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)
170,00	-19.912.553	11	-
190,00	23.695.536	15	14,2
210,00	67.303.626	18	9,8
230,00	110.911.715	22	7,6
250,00	154.519.804	25	6,2

Fonte: Próprio Autor.

Figura 46 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 5.



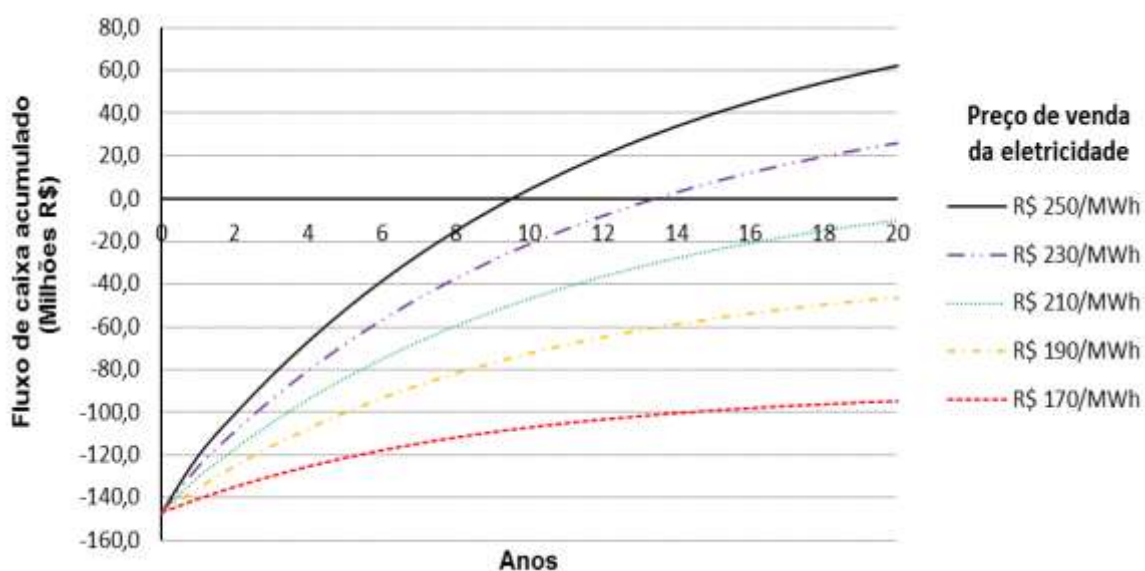
Fonte: Próprio Autor.

Tabela 56 - Resultados econômicos para o Caso 6, em função do preço de venda da eletricidade.

Preço de Venda (R\$/MWh)	VPL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)
170,00	-94.743.690	-	-
190,00	-46.282.001	7	-
210,00	-10.108.196	12	-
230,00	26.065.609	15	13,4
250,00	62.239.414	19	9,5

Fonte: Próprio Autor.

Figura 47 - Fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil da planta do Caso 6.



Fonte: Próprio Autor.

Através da Tabela 51 e a Figura 42, é possível ter uma visão geral da análise econômica para o Caso 1, o caso referência neste estudo. Nota-se que neste caso, muito embora os investimentos sejam baixos e devidos exclusivamente ao aprisionamento de capital para renovação da planta de cogeração (durante os 20 anos de operação considerados) será impossível uma *TIR* acima da taxa mínima de atratividade para o investimento (12,6 %) se a energia não for comercializada na ordem de R\$ 225,00/MWh. Em suma, abaixo

deste valor a planta em operação deixará de ser um negócio viável para os próximos 20 anos.

Nos resultados obtidos no Caso 2 (Tabela 52 e Figura 43), no qual é proposta a eletrificação dos acionamentos mecânicos presentes na planta e aproveitamento de um percentual de palhiço, nota-se um pequeno aumento da *TIR* quando comparada ao Caso 1, porém, insuficiente para garantir a viabilidade do investimento caso os preços de eletricidade praticados no mercado forem inferiores a R\$ 217,00/MWh. Verifica-se que a eletrificação, juntamente com o aproveitamento parcial do palhiço, geraram resultados positivos, porém, uma vez que a planta mantém basicamente inalteradas suas características de geração de vapor (caldeiras) e geração de potência (turbogeradores), operando com equipamentos de baixa eficiência, os ganhos adicionais oriundos dos excedentes elétricos gerados não foram expressivos.

Por sua vez, os resultados do Caso 3 (Tabela 53 e Figura 44) não foram satisfatórios. O investimento superior, quando comprado aos casos anteriores, realizado com o objetivo de aumentar os excedentes de energia no período da safra, não surtiu uma redução no custo da eletricidade gerada e nem um aumento satisfatório de excedentes de eletricidade. Portanto, o alto investimento atrelado à elevação do custo de geração de eletricidade e aumento insuficiente de excedentes fizeram do Caso 3 a pior opção de investimento dentre todos os casos, não apresentando viabilidade econômica, mesmo com preços de venda de eletricidade na ordem de R\$ 250,00/MWh.

O Caso 4 apresentou um maior potencial econômico dentre os casos avaliados até então. A modernização da planta, com a implantação de equipamentos mais eficiente e o aumento de excedentes gerados, tanto na safra quanto na entressafra, possibilitou um custo de geração inferior àquele verificado no Caso 1. Desta forma, os valores de taxa interna de retorno verificados foram superiores aos casos anteriores, possibilitando a viabilidade do investimento mesmo com preços de venda de eletricidade na ordem de R\$ 188,00MW/h.

Já o Caso 5, muito embora necessite o maior investimento dentre todas as propostas, possibilitou uma adequação completa da planta de cogeração, maximizando o seu potencial tanto no período de safra quanto entressafra e, portanto, aproveitando de forma eficiente todo o potencial energético do palhiço

disponível. Nesta planta, o custo da eletricidade foi inferior a todos os casos e os excedentes de eletricidade gerados foram ainda superiores ao Caso 4. Por estes motivos, os resultados econômicos obtidos foram os mais promissores dentre os casos, dando condições reais de se obter um retorno de investimento acima da taxa Selic com preços de vendas de eletricidade na ordem de R\$ 178,00/MWh. Contrariamente aos casos anteriores, este caso ainda disponibiliza uma capacidade ociosa de cerca de 60 dias de operação na entressafra, que poderá ser utilizada caso exista a possibilidade de aumento da geração de bagaço e palhiço pela empresa sucroalcooleira. Assim, os valores de *TIR* cresceriam sensivelmente e o preço mínimo de venda da eletricidade seria ainda inferior, mais condizente com a realidade atual do mercado.

Por fim, o Caso 6 apresentou uma alternativa superior à planta atual instalada (Caso 1), porém, não conseguiu ser mais viável economicamente do que os demais casos (exceto o Caso 3). Com investimentos intermediários na planta de cogeração anexa e manutenção total da planta já em operação, não foi possível obter um custo médio de geração de energia competitivo, mesmo com um aumento considerável de excedentes de eletricidade. Entretanto, muito embora não sendo um ponto avaliado neste trabalho, pontua-se que, havendo também um aumento da disponibilidade de bagaço e palhiço na empresa sucroalcooleira, a planta poderá operar os 90 dias de entressafra nos quais não foi possível operar com a oferta atual de biomassa. Assim, a planta analisada teria potencial para torna-se mais viável do que praticamente a totalidade dos casos, perdendo apenas para o caso ideal (Caso 5).

7 CONCLUSÕES

Tendo em vista o crítico cenário energético brasileiro atual, a busca de novas fontes para geração de energia elétrica, ou de ganhos de eficiências naquelas já existentes, têm sido objeto de estudo. Neste contexto, o palhiço da cana-de-açúcar, uma biomassa com potencial energético elevado, e até então perdido dentro da cadeia produtiva global de uma unidade sucroalcooleira, passou a ser investigado como insumo em sistemas de cogeração de energia neste setor. Assim, neste trabalho foi realizado um estudo fundamentado em análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas de propostas visando à remodelagem de uma usina sucroalcooleira em operação, possibilitando o aproveitamento de percentuais de palhiço como biomassa adicional ao bagaço para incremento da cogeração de energia e venda de excedentes de eletricidade.

Foram avaliadas seis plantas de cogeração, sendo a primeira a planta já instalada e em operação no Sudoeste paulista, constituindo-se, assim, o caso base deste trabalho, e outras cinco propostas que consideram melhorias nesta planta existente. Duas vertentes evolutivas nortearam a concepção destas plantas de cogeração: na primeira delas, englobando os Casos 2, 3, 4 e 5, foram permitidas modificações e adequações, de menor ou maior impacto de implantação, na planta de cogeração instalada tomada como referência; a segunda, na qual foi idealizado apenas o Caso 6, conservou-se intacta a planta de cogeração instalada e agregou uma planta paralela alimentada exclusivamente por palhiço.

Nestas modificações realizadas, foram propostas a eletrificação dos acionamentos mecânicos e a integração de novos equipamentos como caldeiras de alta pressão com maiores eficiências e turbogeradores modernos com maior capacidade nominal. Por sua vez, a planta anexa apresentada no Caso 6 foi projetada considerando uma caldeira de alta pressão queimando apenas palhiço e uma turbina de condensação e gerador, bem como os demais equipamentos necessários, tornando-a apta a operar durante o período de safra e entressafra.

Sob o ponto de vista termodinâmico, a inserção do palhiço no ciclo de geração de vapor mostrou-se bastante eficiente. Associada aos investimentos realizados em aquisição de novos equipamentos modernos necessários em

cada proposta, a inserção de percentuais desta biomassa para queima em caldeiras possibilitou um ganho máximo anual de até 262 GWh de excedentes de energia, representando um incremento de 172 % quando comparado com a planta atual (Caso 1). Este melhor desempenho foi obtido no Caso 5, com uma concepção de planta considerada ótima e operando com a mesma quantidade de cana moída e de bagaço queimado do caso base. O menor ganho na geração de excedentes de eletricidade comparada com o primeiro caso foi verificado no Caso 2, porém, ainda assim, foi possível um aumento de aproximadamente 40 % desta disponibilidade. Vale ressaltar que, em todos os casos, a quantidade de palhiço recolhido no campo para queima respeitou o percentual máximo permitido do ponto de vista ambiental, 50 % do total, não acarretando quaisquer tipos de danos ou perda de eficiência agrícola na área de cultivo.

Por sua vez, através da análise termoeconômica, verificou-se que a adição do palhiço, como insumo no sistema de cogeração e os investimentos necessários para a integração desta biomassa não implicaram necessariamente em grandes aumentos do custo da geração de eletricidade. Nas propostas em que se alcançou uma melhor utilização do potencial de geração oferecido pela planta e, conseqüentemente, um aproveitamento mais eficiente de todo o potencial energético do palhiço disponível, o custo da geração de eletricidade manteve-se muito próximo dos custos verificados na planta base já em operação. Neste contexto, os Casos 4 e 5 apresentaram custos médios de eletricidade inferiores quando comparado ao Caso 1, com uma redução de aproximadamente 4 e 7 %, respectivamente. Pontua-se que o Caso 5 foi o projeto no qual foram apontados os maiores investimentos, porém, a concepção desta planta moderna, com eficiência superior, possibilitou a diminuição do custo médio da geração de energia. Os Casos 2, 3 e 6 apresentaram custos de eletricidade ligeiramente superiores ao Caso 1.

De forma geral, uma vez que os percentuais de palhiço na composição da biomassa total queimada em caldeira são baixos, mesmo com máxima quantidade de palhiço utilizada nos Casos 4, 5, e 6 (20,1 % do mix queimado em caldeiras), o preço da eletricidade demonstrou-se mais sensível ao custo do bagaço do que ao custo do palhiço. Neste contexto de análise de sensibilidade, foi possível avaliar o comportamento do custo médio de eletricidade em diversos

cenários de preços de bagaço e palhiço. Estes resultados poderão dar os primeiros indicativos financeiros do projeto, indicando seu potencial de rentabilidade, dada as condições de mercado verificadas para o custo do bagaço, do palhiço e preço de venda da eletricidade. Notou-se que, para custos do bagaço inferiores a R\$ 20,00/t, os casos com menores percentuais de palhiço são mais vantajosos do que aqueles com percentuais mais elevados, entretanto, à medida que o custo deste bagaço aumenta, os resultados se invertem e os casos com maiores processamentos desta biomassa adicional tendem a ganhar força e competitividade.

Por fim, do ponto de vista econômico, primeiramente deve-se destacar que o fluxo de caixa anual considerado neste trabalho tentou aproximar-se o máximo da realidade quando se insere no balanço contábil as principais cargas tributárias incidentes, tanto na receita gerada pela venda da eletricidade quanto no lucro líquido. Constatou-se, de forma clara, que estas tributações têm grande impacto sobre os resultados financeiros finais e, portanto, a omissão destas em análises econômicas desta natureza pode conduzir a resultados totalmente equivocados, até mesmo garantindo a viabilidade do projeto, quando o mesmo apresenta-se extremamente deficitário. Assim, torna-se bastante oportuna e necessária a discussão de incentivos fiscais, políticas fiscais verdes e subsídios que possam amenizar a sobrecarga ao setor, possibilitando a viabilidade econômica e incentivando a implantação de novos projetos de desenvolvimento sustentável com geração de energia limpa e renovável através da biomassa.

Analizados separadamente, nenhum dos casos apresentou uma *TIR* superior à taxa de atratividade mínima para o investimento quando considerado o preço de venda fixado em R\$ 170,00/MWh. Este fato aponta a realidade de algumas unidades sucroenergéticas que, por motivos de contratos a longo prazo, firmados anteriormente a preços próximos deste, geram excedentes de energia em um cenário pouco rentável, desmotivando investimentos em novos projetos de cogeração.

Porém, com a crise atual do setor energético brasileiro, somada as constantes crises hídricas, altos preços de venda de energia elétrica têm sido obtidos no mercado livre, chegando próximo ao teto permitido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de R\$ 822,83/MWh. Neste panorama, foi inevitável a supervalorização do preço de venda do bagaço, acompanhando a

alta dos preços da eletricidade e ao aumento da demanda na compra deste insumo por usinas que, tendo um potencial de aumento imediato da geração de energia, optaram por aproveitar esta atratividade do mercado. Neste contexto, a utilização do palhiço passou a ser uma opção rentável e mais segura frente à volatilidade dos preços de oportunidade do bagaço. Assim, uma vez que a usina estudada é autossuficiente em bagaço e todo o adicional proposto na geração de eletricidade é proveniente da utilização do palhiço, a disponibilidade total de biomassa para a queima fica ausente dos possíveis superfaturamentos de preços que ocorreriam em uma eventual compra.

Posto isto, pressupondo preços superiores de venda de eletricidade, a proposta de eletrificação, juntamente com a inserção de palhiço na planta do Caso 2, passa a ter viabilidade econômica em um cenário com preços de comercialização de energia acima de R\$ 215,00/MWh. Já o Caso 3, com uma proposta intermediária de modernização da planta, apresentou-se como a pior opção de investimento, não dando condições de viabilidade ao projeto mesmo com preços de venda de eletricidade bastante elevados, na ordem de R\$ 250,00/MWh. O Caso 4, que se trata de uma proposta mais completa, com aumento da cogeração tanto no período de safra quanto de entressafra, apresentou resultados econômicos satisfatórios, possibilitando a viabilidade do investimento com preços de venda de eletricidade na ordem de R\$ 188,00/MWh.

Confirmando a condição de caso ideal, o Caso 5 apresentou também os melhores resultados do ponto de vista econômico. A adequação completa da planta de cogeração, a maximização do seu potencial tanto no período de safra quanto entressafra e o aproveitamento de forma eficiente de todo o potencial energético do palhiço disponível, possibilitaram o retorno de investimento, acima da taxa Selic, com preços de vendas de eletricidade na ordem de R\$ 178,00/MWh. Já o Caso 6, inserido em uma concepção que priorizou o menor impacto de implantação do projeto na unidade industrial em operação, optando-se então pela manutenção da planta de cogeração instalada e anexando uma planta complementar para o processamento do palhiço, não apresentou resultados econômicos competitivos frente aos Casos 2, 3 e 5.

Finalmente, após o julgamento de todos os resultados aqui expostos, conclui-se que diversos fatores fazem com que o Caso 5 seja considerado a melhor opção de investimento dentro da proposta deste trabalho. Além de

explorar todo o potencial de palhiço disponível na usina sucroalcooleira, gerando os maiores excedentes de eletricidade dentre os casos propostos, maiores *TIR* e *VPL* durante sua vida útil, este caso ainda disponibiliza uma capacidade ociosa de cerca de 60 dias de operação na entressafra, que poderá ser utilizada em um cenário futuro com maior processamento de cana-de-açúcar e, conseqüentemente, maior disponibilidade de biomassa a ser queimada na planta de cogeração. Desta forma, os valores de *TIR* seriam alavancados e o maior excedente de eletricidade poderia ser comercializado a preços ainda inferiores, em um patamar mais condizente com a realidade atual do mercado.

Vale destacar algumas considerações importantes sobre a temática abordada neste trabalho que transcendem as análises aqui realizadas. Deve-se considerar que a prática de recolhimento do palhiço em larga escala pelas empresas sucroalcooleiras ainda não constitui uma prática comum e plenamente desenvolvida, portanto, faz-se necessário ponderar que quaisquer fatores relacionados a custos e recursos tecnológicos poderão tornar-se muito mais competitivos dentro do período de 20 anos considerado neste estudo. Assim, os resultados financeiros obtidos poderão ser potencializados no transcorrer deste período.

Outro aspecto importante a destacar diz respeito à mudança cultural necessária na gestão destas unidades de cogeração, pois, torna-se fundamental o planejamento natural de um cronograma operacional com um período bastante reduzido de parada em entressafra. Torna-se imprescindível inserir neste plano de gestão a habilidade de realização de manutenção da planta em um curto espaço de tempo, uma ação bastante comum em outros setores, como o petroquímico, tão complexo quanto o sucroalcooleiro.

De forma global, pode-se pontuar que projetos de remodelagem de unidades de cogeração para a utilização da biomassa do palhiço, até então perdida, torna-se uma proposta válida, e, se considerados os custos atuais do bagaço para unidades que não são autossuficientes nesta biomassa e precisam cumprir contratos de fornecimento de energia, o uso do palhiço torna-se ainda mais atraente. Porém, a política de baixos preços de venda da eletricidade praticada fora do mercado livre, em leilões para fontes alternativas de energia, dentre as quais se inclui a biomassa da cana-de-açúcar, tende a dificultar o avanço dos investimentos na cogeração no setor, sendo que, diante deste

cenário, a produção de etanol de segunda geração a partir dessa biomassa começa a surgir como uma alternativa a ser considerada.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se uma investigação ainda mais aprofundada das novas tecnologias e processos para o recolhimento, transporte e armazenamento do palhico, pois, esta temática estará cada vez mais em evidência dentro do setor sucroalcooleiro que passa a investigar o uso desta biomassa tanto na cogeração quanto na produção de etanol de segunda geração.

Um outro ponto a ser analisado em estudos futuros diz respeito a abordagem da reserva técnica de bagaço durante a safra, a qual neste trabalho foi equivalente a 5% de todo o bagaço disponível. Destaca-se que esta reserva não foi empregada como combustível para a cogeração em nenhum dos casos estudados e, portanto, um modelo que a considere proporcionará uma maior geração de excedentes de eletricidade.

Ainda sugere-se um apelo ao avanço nas análises de caráter termoeconômico e econômico, buscando novas propostas e ajustes para a modelização da primeira e uma completa compreensão de todas as variáveis administrativas, fiscais e contábeis desta última.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO PAULISTA DE COGERAÇÃO DE ENERGIA - COGEN-SP.

Website. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.cogensp.com.br>>.

Acesso em: 10 out. 2014.

BALESTIERI, J. A. P. **Cogeração:** geração combinada de eletricidade e calor.

Florianópolis: Editora UFSC, 2002. 279 p.

BEJAN, A., **Advanced engineering thermodynamics.** New York: John Wiley & Sons, 1988. 850 p.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. **Thermal design and optimization.** New York: John Wiley & Sons, 1996. 542 p.

BOWEL, R., **Steam turbine selection for co-generation in a sugar mill.**

International Sugar Journal, Glamorgan, v. 98, n. 1167, p.113-115, 1996.

CARPIO, R. C.; TEIXEIRA, F. N.; BESSA, F. C.; LORA, E. S. Critérios de avaliação termodinâmica para sistemas de cogeração em usinas de açúcar. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENGENHARIA MECÂNICA, 15., 1999, Águas de Lindóia. **Anais...** Águas de Lindóia: [s. n.], 1999. p. 1-10.

CARVALHO, D. J. **Estudo da viabilidade técnica de sistemas de cogeração operando exclusivamente com palha de cana.** 2011. 81 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento de Sistemas Energéticos) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2011.

CREMONEZ, L. F. **Avaliação termodinâmica, termoeconômica e econômica de uma usina sucroalcooleira para diferentes mix de produção.** 2013. 170 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2013.

CTC. **Estativa de custo de transporte de palha para a Usina da Barra.** Barra Bonita, 2013. 15 slides.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO - CONAB. **A geração termoelétrica com a queima do bagaço de cana-de-açúcar no Brasil: análise do desempenho da safra 2009-2010.** Brasília, DF, 2011. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/11_05_05_15_45_40_geracao_termo_baixa_res..pdf>. Acesso em: 12 fev. 2014.

DANTAS, D. N., **Uso da biomassa da cana-de-açúcar para geração de energia elétrica: análise energética, exergética e ambiental de sistemas de cogeração em sucroalcooleiras do interior paulista.** 2010. 131 f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - Universidade de São Paulo (USP), São Carlos, 2010.

DEFILIPPI FILHO, L. C. **Estudo da viabilidade do uso do palhiço para geração na entressafra de uma usina sucroenergética**. 2013. 133 f. Dissertação (Mestrado) - Fundação Getúlio Vargas (FGV), São Paulo, 2013.

EL-SAYED, Y. M.; EVANS, R. B. Thermoeconomics and the design of thermal systems. **Journal of Engineering for Power**: Transactions ASME, New York, v. 10, n. 2, p. 27-35, 1970.

EL-SAYED, Y. M.; GAGGIOLI, R. A. A critical review of second law costing method I: background and algebraic procedures. **International Journal of Energy Resources Technology**, New York, v. 111, n. 1, p. 8-15, 1989.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balanço energético nacional**: 2013. Rio de Janeiro, 2013.

ENSINAS, A. V.; NEBRA, S. A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L. M. Analysis of cogeneration systems in sugar cane factories: alternatives of steam and combined cycle power plants. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS, 19., 2006, Aghia Pelagia. **Proceedings...** Aghia Pelagia: ECOS, 2006. p. 1-8.

FIOMARI, M. C., **Análise energética e exergética de uma usina sucroalcooleira do oeste paulista com sistema de cogeração de energia em expansão**. 2004. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Faculdade de Engenharia - Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2004.

FRANGOPOULOS, C. A. **Thermoeconomic functional analysis**: a method for optimize design or improvement of complex thermal systems. 1983. Thesis (Ph.D.) - Georgia Institute of Technology, Atlanta, 1983.

FURLANI NETO, V. L.; RIPOLI, T.C.; VILA NOVA, N. A. Biomassa de cana-de-açúcar: energia contida no palhiço remanescente de colheita mecânica. **STAB – Açúcar, Alcool e Subprodutos**, Piracicaba, v. 15, n. 4, p. 24-27, 1997.

GALESNE, A.; FENSTERSEIFER, J. E.; LAMB, R. **Decisões de investimentos da empresa**. São Paulo: Atlas, 1999. 295 p.

GITMAN, J. L. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Harper & Row, 1984.

GUIMARÃES, E. T. **Sistemas de cogeração**. São Paulo: Gasnet, 2003. Disponível em: <<http://www.gasnet.com.br>>. Acesso em: 25 de out. 2003.

HASSUANI, S. J.; LEAL, M. R. L. V.; MACEDO, I. C. Biomass power generation: sugar cane bagasse and trash. Piracicaba: PNUD-CTC, 2005. 217 p.

HIGA, M.; BANNWART, A. C. Cogeração e integração térmica de evaporadores de múltiplos efeitos em usinas de açúcar e álcool. In: CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2., 2002, João Pessoa. **Anais...** João Pessoa: [s.n.], 2002. 10 p. 1 CD-ROM.

HORLOCK, J. H. **Cogeneration-combined heat and power (CHP): thermodynamics and economics**. Florida: Krieger, 1997. 226 p.

KLEIN, S. A.; ALVARADO, F. L. **EES: Engineering Equation Solver**. Middleton: F-Chart Software, 1995.

KOTAS, T. J. **The exergy method of thermal plant analysis**. Florida: Krieger Publishing, 1985. 328 p.

LEITE, C. P. **Seleção de centrais termoeletricas utilizando gás natural e bagaço de cana**. 2003. 166 f. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2003.

LINERO, F. A. B. **Biomassa adicional para aumento da geração de eletricidade**. Ribeirão Preto: [s. n.], 2012.

LINERO, F. A. B. **Importância da palha na geração de excedentes de eletricidade e produção de etanol 2G**. Ribeirão Preto: SINATUB, 2013.

LOBO, P. C.; JAGUARIBE, E. F.; LIMA NETO, J. R.; ROCHA, F. A. A.; SOUZA, W. L. Análise comparativa de sistemas de cogeração usados em duas diferentes plantas sucroalcooleiras. In: CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2., 2002, João Pessoa. **Anais...** João Pessoa: [s.n.], 2002. 10 p. 1 CD-ROM.

LOZANO, M. A.; VALERO, A. Theory of exergetic cost. **Energy**, Rondebosch, v. 18, n. 9, p. 939-960, 1993.

MACEDO, I. C. **O ciclo da cana de açúcar e reduções adicionais nas emissões de CO₂ através do uso como combustível da palha da cana**. São Paulo: Governo do Estado de São Paulo, Secretaria do Meio Ambiente, 2004. Disponível em: <http://www.mct.gov.br/clima/comunic_old/egee.htm>. Acesso em: 22 de set. 2004.

MATOS, C. R. A. **Etanol e biodiesel**. São Paulo: Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, 2012. (Cadernos de Educação Ambiental).

MARINO, E. **Caldeiras para queima de diferentes tipos de biomassa**. Piracicaba: Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", USP, 2013.

MELLO, A. M. **Desempenho de uma enfardadora prismática no recolhimento do palhico**. 2009. 89 f. Dissertação (Mestrado em Agronomia) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo (USP), Piracicaba, 2009.

- MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO - MAPA. **Evolução da produtividade da cana-de-açúcar por corte.** Brasília, DF, 2012. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/estatisticas/producao/SETEMBRO_2012/evolucao%20produtividade%20cana.pdf>. Acesso em: 18 out. 2012.
- ODDONE, D. C. **Cogeração:** uma alternativa para produção de eletricidade. 2001. 88 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Energia e Ambiente, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2001.
- OLIVEIRA, L. G. S. **Aproveitamento energético de resíduos agrícolas:** o caso da agroeletricidade distribuída. 2011. 282 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2011.
- ORLANDO FILHO, J.; ROSSETO, R.; MURAOKA, T.; ZOTELLI, H. B., Efeitos do sistema de despalha (cana crua x cana queimada) sobre algumas propriedades do solo. **STAB-Açúcar, Álcool Subpr.**, Piracicaba, v. 16, p. 30-34, 1998.
- PASSOLONGO, R. **Avaliação termodinâmica, termoeconômica e econômica da integração de sistemas de gaseificação da biomassa em uma usina sucroalcooleira.** 2011. 156 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2011.
- PASSOLONGO, R.; RAMOS, R. A. V.; WOISKI, E. R.; MAIA, C. R. M., Integration of biomass gasification systems in a sugar-ethanol factory: study of cases. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS, 22., 2009, Foz do Iguaçu. **Anais...** Foz do Iguaçu: ECOS, 2009.
- PELLEGRINI, L. F. **Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade.** 2009. 349 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2009.
- PELLEGRINI, L. F.; OLIVEIRA JUNIOR, S.; BURBANO, J. C. Supercritical steam cycles and biomass integrated gasification combined cycles for sugarcane mills. **Energy**, Oxford, v. 35, p. 1172-1180, 2010.
- PERA, H. **Geradores de vapor:** um compêndio sobre conversão de energia com vistas à preservação da ecologia. 2. ed. São Paulo: Fama, 1990. 571 p.
- PIEROSSI, M. A.; FAGUNDES, S. A. **Enfardamento de palha cana-de-açúcar:** do plantio à colheita. Viçosa: Departamento de Fitotecnia UFV, 2012. 257 p.
- PITTA, F. T.; MENDONÇA, M. L. O etanol e a reprodução do capital em crise. **Agrária**, São Paulo, n. 13, p. 4-33, 2010.

REDÍGOLO, S. C. R. **Recuperação da palha da cana-de-açúcar para a produção de energia elétrica e etanol celulósico**. 2014. 177 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2014.

RENÓ, M. L. G. **Avaliação do balanço energético e dos impactos ambientais do processo de produção de metanol a partir do bagaço de cana-de-açúcar, utilizando a ACV**. 2011. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Itajubá (UNIFEI), Itajubá, 2011.

RIPOLI, T. C. C.; MOLINA, W. F.; COELHO, J. J. D.; SACCOMANO, J. B. Estudo sobre enfardamento de resíduos de cosecha de cana verde. **STAB**, Piracicaba, v.11, n.4, p. 29-31, 1990.

RIPOLI, M. L. C. **Mapeamento do palhiço enfardado de cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*) e do seu potencial energético**. 2002. 111 f. Dissertação (Mestrado em Agronomia - Área de Concentração: Máquinas Agrícolas) - Escola Superior de Agricultura "Luiz de Queiroz", Universidade de São Paulo (USP), Piracicaba, 2002.

RIPOLI, M. L. C. **Ensaio de dois sistemas de obtenção de biomassa de cana-de-açúcar (*Saccharum spp.*) para fins energéticos**. Tese (Doutorado em Agronomia) - Faculdade de Ciências Agrônomicas, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Botucatu, 2004.

ROMÃO JÚNIOR, R. A. **Análise da viabilidade do aproveitamento da palha da cana de açúcar para cogeração de energia numa usina sucroalcooleira**. 2009. 164 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

SARTORI, M. M. P. **Otimização da produção de energia e biomassa do resíduo de colheita em variedades de cana-de-açúcar**. 2001. 108 f. Tese (Doutorado em Energia na Agricultura) - Faculdade de Ciências Agrônomicas, Universidade Estadual Paulista (UNESP), Botucatu, 2001.

SELEGATO, S. **Palha: energia ou adubo?** Araçatuba: UDOP, 2012. 43 Slides.

SIMISA. **Limpeza de cana a seco e aproveitamento da palha**. Disponível em: <<http://www.simisa.com.br/arquivos/download/Download85.pdf>>. Acesso em: 19 set. 2013.

SEABRA, J. E. A. **Avaliações técnico-econômica para o aproveitamento integral da biomassa de cana no Brasil**. 2008. 274 f. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2008.

SIMTECH IPSEPRO. **Process Simulation Environment (PSE)**. Manual version 4.0.001. [S.l.], 2003.

SZARGUT J.; MORRIS, D. R.; STEWARD, F. R. **Exergy analysis of thermal, chemical and metallurgical process**. New York: Hemisphere Publishing Corporation, 1988. 332 p.

TSATSARONIS, G.; PISA, J. Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems: application to the CGAM problem. **Energy**, Oxford, v. 19, p. 287-321, 1994.

TSATSARONIS, G. Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems. **Progress in Energy and Combustion Science**, Kidlington, v. 19, n. 3, p. 227-257, 1993.

UNIÃO DA INDÚSTRIA DE CANA-DE-AÇÚCAR - UNICA. Viabilidade e desafios: a bioeletricidade. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA, 14., 2012, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: [s. n.], 2012. Disponível em: <www.unica.com.br/documentos/documentos/>. Acesso em: 13 abr. 2013.

UNIÃO DAS INDÚSTRIAS DE CANA-DE-AÇÚCAR - UNICA. **Leilões A-5 de 2013 garantem investimentos de no mínimo R\$ 1,4 bi em bioeletricidade até 2018**. São Paulo, 2014. Disponível em: <<http://www.unica.com.br>>. Acesso em: 21 jan. 2014.

VALERO, A.; LOZANO, M. A. **Curso de termoeconomia**. Campinas: UNICAMP, 1994.

VALERO, A.; LOZANO, M. A.; SERRA, L.; TSATSARONIS, G.; PISA, J.; FRANGOPOULUS, C.; VON SPAKOVSKY, M. R. CGAM problem: definition and conventional solution. **Energy**, Oxford, v. 19, n. 3, p. 279-286, 1994.

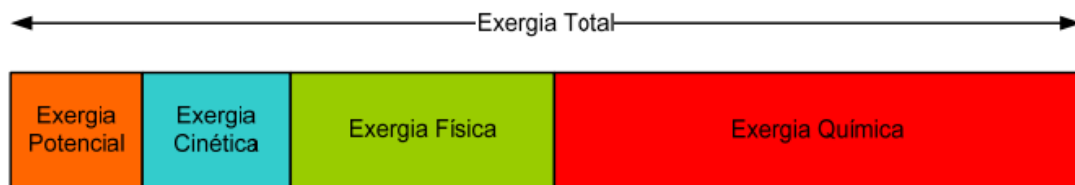
APÊNDICE A - Fundamentos Exergéticos

A.1 Exergia dos Fluidos

A exergia de um fluido pode ser definida como o máximo trabalho que poderá ser realizado quando um sistema evolui do estado em que se encontra até um estado irrestrito, ou estado morto, tomado como base o meio ambiente em um estado de referência estabelecido (T_0 , P_0). Neste caso, considera-se que todos os processos envolvidos são reversíveis e que o sistema interage apenas com os componentes do meio ambiente. No estado irrestrito verifica-se um total equilíbrio mecânico, térmico e químico entre o sistema e a vizinhança.

Desta forma, a exergia específica total de um sistema é composta por quatro componentes: exergia cinética, potencial, física e química. A Figura A.1 ilustra a participação de cada uma delas na composição da exergia total.

Figura A.1 - Componentes da exergia total de um sistema.



Fonte: Kotas (1985).

Tanto a energia cinética quanto a energia potencial são ditas formas organizadas de energia e, teoricamente, podem ser totalmente convertidas em trabalho. Assim, por definição, quando avaliadas em relação à vizinhança e seu referencial de inércia, estas formas de energia passam a ser iguais à exergia cinética e potencial respectivamente, portanto, na forma específica tem-se que:

$$ex_k = \frac{V^2 - V_0^2}{2} \quad (\text{A.1})$$

$$ex_p = g \cdot (Z - Z_0) \quad (\text{A.2})$$

sendo:

V_0 : velocidade de referência, normalmente sendo o repouso [m/s];

V : velocidade média do fluxo relativa ao referencial inercial [m/s];

Z_0 : altitude de referência, normalmente sendo o nível do mar [m];

Z : altitude do fluxo relativa ao referencial inercial [m].

Destaca-se que na maioria das análises de sistemas térmicos, os valores das exergias cinética e potencial podem ser desprezados (PELLEGRINI, 2009).

Por sua vez, a exergia física equivale ao máximo trabalho possível de ser obtido quando um sistema ou fluxo passa de um estado inicial ao estado de referência restrito. Define-se este equilíbrio restrito uma condição em que se verifica o equilíbrio mecânico e térmico entre o sistema e sua vizinhança, sendo, portanto, iguais a temperatura e a pressão do sistema e da vizinhança. Assim, a exergia física específica do fluido pode ser escrita da seguinte forma:

$$ex_{fis} = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad (A.3)$$

sendo:

h_0 : entalpia específica no estado de referência (T_0, P_0) [kJ/kg];

h : entalpia específica [kJ/kg];

s_0 : entropia específica no estado de referência (T_0, P_0) [kJ/kgK];

s : entropia específica [kJ/kgK];

T_0 : temperatura do estado de referência [K].

Segundo Kotas (1985), a exergia química é definida como sendo a máxima quantidade de trabalho obtida quando um sistema é levado do estado de referência restrito ao estado morto ou irrestrito, caracterizado pela existência de equilíbrio mecânico, térmico e químico, através de processos reversíveis que envolvam apenas transferência de calor e troca de substâncias somente com o meio. A exergia química molar pode ser definida por:

$$\overline{ex}_{qui} = \sum (\mu_i - \mu_{0,i}) x_i \quad (A.4)$$

sendo:

$\mu_{0,i}$: potencial químico de referência do elemento (T_0, P_0);

μ_i : potencial químico do elemento na mistura (T_0, P_0);

x_i : fração do componente na mistura.

Ou ainda, para uma solução ideal de substâncias puras, a exergia química é dada por (BEJAN, TSATSARONIS; MORAN, 1996):

$$(\overline{ex})_{qui} = \sum (x_i \overline{ex}_i^0) + \bar{R} T_0 \sum (x_i \ln x_i) \quad (\text{A.5})$$

sendo:

$\overline{ex}_i^0$: exergia química específica de cada componente no estado puro [kJ/kmol];

M_i : peso molecular de cada componente do combustível [kg/kmol];

$\bar{R}$: constante universal dos gases [8,3145 kJ/kmol K];

x_i : fração molar de cada componente do combustível [%].

O primeiro termo entre colchetes da Eq. (A.6) representa a soma das parcelas das exergias químicas dos componentes do gás em estado puro. O segundo termo desta equação representa a geração de entropia associada ao próprio fato de realizar a mistura e depende da concentração de cada substância presente na mesma.

A Tabela A.1 mostra os valores da exergia química padrão para alguns componentes gasosos a $T_0 = 25^\circ\text{C}$ e $P_0 = 1 \text{ atm}$, de acordo com Szargut et al (1988).

Tabela A.1 - Exergia química de alguns componentes gasosos no estado puro.

Substância	Fórmula	$\overline{ex}^0$ (kJ/kmol)
Metano	CH ₄	831.650
Etano	C ₂ H ₆	1.495.840
Dióxido de Carbono	CO ₂	19.870
Nitrogênio	N ₂	720

Fonte: Adaptado de Szargut et al. (1988).

Enfim, desprezando os termos decorrentes da energia cinética e potencial, tem-se que a exergia total molar para um fluxo de matéria em regime permanente assume a forma da Eq. (A.6).

$$\overline{ex}_{total} = (\bar{h} - \bar{h}_0) - T_0(\bar{s} - \bar{s}_0) + \sum(\mu_i - \mu_{0,i})x_i \quad (A.6)$$

A.2 Exergia do Bagaço e do Palhiço da Cana-de-açúcar

No cálculo da exergia dos combustíveis, o bagaço e o palhiço, utiliza-se o modelo proposto por Szargut et al. (1988), na forma de uma equação que correlaciona a exergia química com o poder calorífico inferior do combustível, considerando as frações em massa de oxigênio e carbono, a composição elementar do combustível e o conteúdo de umidade. Assim, a exergia específica do combustível pode ser escrita da seguinte forma:

$$ex_{comb} = \beta(PCI_{comb} + L_{\acute{a}gua} Z_{\acute{a}gua}) + ex_{\acute{a}gua} Z_{\acute{a}gua} \quad (A.7)$$

sendo:

$$\beta = \frac{1,0412 + 0,2160\left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C}\right) - 0,2499\left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C}\right) \left[1 + 0,7884\left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C}\right)\right] - 0,0450\left(\frac{Z_{N_2}}{Z_C}\right)}{1 - 0,3035\left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C}\right)} \quad (A.8)$$

onde:

β : função das frações de massa dos componentes da biomassa;

Z_{H_2} : fração em massa de hidrogênio na biomassa [%];

Z_{O_2} : fração em massa de oxigênio na biomassa [%];

Z_{N_2} : fração em massa de nitrogênio na biomassa [%];

Z_C : fração em massa de carbono na biomassa [%];

$Z_{\acute{a}gua}$: fração em massa de água na biomassa úmida [%];

PCI_{bag} : poder calorífico inferior da biomassa [kJ/kg];

$L_{\acute{a}gua}$: entalpia de vaporização da água [kJ/kg];

$ex_{\acute{a}gua}$: exergia química da água líquida [kJ/kg].

A Tabela A.2 (LINERO, 2012) apresenta as características do bagaço de cana e do palhiço utilizadas para o cálculo da exergia.

Tabela A.2 - Características do bagaço da cana e do palhiço.

Parâmetros	Bagaço	Palhiço	Unidades
Poder Calorífico Inferior	7.165	12.989	kJ/kg
Umidade	50,0	15	%
Carbono	45,6	47,9	%
Hidrogênio	5,8	6,4	%
Oxigênio	48,2	44,7	%
Nitrogênio	0,4	0,6	%

Fonte: Adaptado de Linero (2012).