

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ - UNIOESTE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO “STRICTO SENSU” EM
BIOENERGIA - NÍVEL DE MESTRADO

O USO DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR PARA COGERAÇÃO E
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ANÁLISE TERMODINÂMICA,
TERMoeCONÔMICA E ECONÔMICA – ESTUDO DE CASO.

RAFAEL DELAPRIA DIAS DOS SANTOS

TOLEDO

2014

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ - UNIOESTE
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO “STRICTO SENSU” EM
BIOENERGIA - NÍVEL DE MESTRADO
RAFAEL DELAPRIA DIAS DOS SANTOS

O USO DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR PARA COGERAÇÃO E
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ANÁLISE TERMODINÂMICA,
TERMoeCONÔMICA E ECONÔMICA – ESTUDO DE CASO.

Toledo - Paraná - Brasil
Fevereiro de 2014

RAFAEL DELAPRIA DIAS DOS SANTOS

**O USO DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR PARA COGERAÇÃO E
PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: ANÁLISE TERMODINÂMICA,
TERMoeCONÔMICA E ECONÔMICA – ESTUDO DE CASO.**

Dissertação de Mestrado submetida à
Universidade Estadual do Oeste do Paraná,
como parte dos requisitos necessários à
obtenção do Grau de Mestre em Bioenergia -
Área de Concentração em Uso e Controle de
Qualidade de Biocombustíveis.

Orientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari
de Souza.

Toledo - Paraná - Brasil

Fevereiro de 2014

Catálogo na Publicação elaborada pela Biblioteca Universitária
UNIOESTE/Campus de Toledo.
Bibliotecária: Marilene de Fátima Donadel - CRB – 9/924

S237u Santos, Rafael Delapria Dias dos
O uso da biomassa de cana-de-açúcar para cogeração
e produção de energia elétrica : análise termodinâmica,
termoeconômica e econômica – estudo de caso / Rafael Delapria
Dias dos Santos. -- Toledo, PR : [s. n.], 2014.
xxii, 142 f. : il. (algumas color.), figs., tabs. quadros

Orientador: Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza
Dissertação (Mestrado em Bioenergia) - Universidade Estadual
do Oeste do Paraná. Campus de Toledo. Centro de Engenharias e
Ciências Exatas. Programa de Pós-Graduação “Stricto sensu” em
Bioenergia, 2012.
Inclui Bibliografia

1. Bioenergia – Dissertações 2. Energia da biomassa 3. Energia
elétrica e calor – Cogeração 4. Energia – Fontes alternativas 5.
Indústria açucareira 6. Termodinâmica 7. Termoelectricidade 8.
Termoeconômica 9. Usinas termoelétricas 10. Cana-de-açúcar I.
Souza, Samuel Nelson Melegari de, Orient. II. T

CDD 20. ed. 662.88
621.042

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ
CENTRO DE ENGENHARIA E CIÊNCIAS EXATAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM BIOENERGIA

Esta é a versão final da dissertação de Mestrado apresentada por Rafael Delapria
Dias dos Santos a Comissão Julgadora do Curso de Mestrado em Bioenergia em 25
de fevereiro de 2014

COMISSÃO JULGADORA



Prof. Dr. Samuel Nelson Melegari de Souza
Orientador



Prof. Dr. Reinaldo Aparecido Baricatti
Membro



Prof. Dr. Tatiana Rodrigues da Silva Baumgärtner
Membro

Dedico esta, bem como todas as minhas demais conquistas a Deus, aos meus pais (Valdemar e Sandra), meus irmãos (Lucas e Felipe), além de meus tios (Adilson, Osvânia e Elisângela), a minha prima (Ana Beatriz) bem como aos meus avós (Ângelo e Ana).

AGRADECIMENTOS

Quero agradecer primeiramente a Deus, pela força e coragem durante toda esta longa caminhada.

Agradeço a CAPES pela concessão da bolsa de estudos.

Agradeço também ao professor Dr. Samuel Nelson Melegari que me acompanhou e apoiou durante a realização deste trabalho.

Ao Rafael Vendrame Gomes Luiz, Engenheiro Mecânico da Usina de Açúcar Santa Terezinha, que colaborou com tudo que foi necessário para realização desta dissertação.

À Usina de Açúcar Santa Terezinha, por se mostrar interessada nos resultados e por abrir as portas para o desenvolvimento desta dissertação.

À todos do Programa de Pós Graduação em Bioenergia que contribuirão e ajudaram direta e indiretamente a realização desta dissertação.

À todos meus amigos.

À minha família que sempre me apoiou apesar das dificuldades encontradas ao longo deste caminho.

“Agir, eis a inteligência verdadeira. Serei o que quiser. Mas tenho que querer o que for. O êxito está em ter êxito, e não em ter condições de êxito. Condições de palácio tem qualquer terra larga, mas onde estará o palácio se não o fizerem ali?”

Fernando Pessoa

RESUMO

DOS SANTOS, Rafael Delapria Dias. **O uso da biomassa da cana-de-açúcar para cogeração e produção de energia elétrica: análise termodinâmica, termoeconômica e econômica – estudo de caso.** 2014. 142 f. Dissertação (Mestrado em Bioenergia) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel. 2014.

Resumo: Esta pesquisa realizou análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas do sistema de cogeração de uma planta industrial em uma usina do setor sucroalcooleiro. São analisadas quatro situações. O primeiro caso produz eletricidade somente para o consumo próprio (com sua planta já amortizada). O segundo caso é hipotético nele foi simulado uma planta consumindo a mesma quantidade de bagaço, porém, com a compra de uma turbina de média pressão, gerando 2 MW excedentes para venda. O terceiro caso considera que todo o bagaço produzido seja utilizado durante o período de safra para geração de energia elétrica, observa-se que foi adquirida uma caldeira de alta pressão e uma turbina de extração-condensação, nesta simulação obtém-se 29 MW de eletricidade excedente, por fim, o quarto caso, considera uma caldeira de alta pressão, uma turbina de extração-condensação e uma de contrapressão para geração de energia elétrica, neste caso produz-se aproximadamente 35,2 MW excedente, diante da quantidade de bagaço produzida atualmente, contudo nesta simulação utilizou-se o bagaço durante o período de safra, havendo ainda a sobra de bagaço para venda pós-safra. Diante disso, foi observado que é viável a implantação de uma termelétrica, porém, como denotado o risco existente está associado à falta de uma política capaz de incentivar a venda de energia elétrica por fontes de energia alternativa.

Palavras-chave: Termodinâmica, termoeconômica, econômica, eletricidade, extração-condensação.

ABSTRACT

DOS SANTOS, Rafael Delapria Dias. **O uso da biomassa da cana-de-açúcar para cogeração e produção de energia elétrica: análise termodinâmica, termoeconômica e econômica – estudo de caso.** 2014. 142 f. Dissertação (Mestrado em Bioenergia) – Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel. 2014.

Abstract: This work has accomplished thermodynamic, thermoeconomic and economical analyses of the cogeneration of an industrial power plant in a sugar-alcohol factory. Four situations are analyzed. In the first case, the factory produces electricity for its own consumption (its plant is already amortized). In the second case, which is considered hypothetical, it was simulated a power plant consuming the same quantity of bagasse, however, with the purchase of a medium pressure turbine, generating 2 MW surplus for sale. The third case considers the use of all the bagasse that is produced during the harvest in order to generate electric power. It is observed the acquisition of a high pressure cauldron and an extraction-condensation turbine. In this simulation, it is obtained 29 MW of electricity surplus. At last, the fourth case considers a high pressure cauldron, an extraction-condensation turbine and a counter pressure turbine in order to generate electric power, producing approximately 35, 2 MW surplus, facing the quantity of bagasse currently produced. However, in this simulation, only the bagasse from the harvest was used, remaining some quantity for sale after the harvest. Facing the facts, it is possible to implement a thermal power station, however, as noted, the existing risk is associated to the lack of policy capable to stimulate the sale of electric power via alternative sources of energy.

Keywords: Thermodynamics, thermoeconomy, economy, electricity, extraction-condensation

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTO.....	1
1.2 A ENERGIA DA BIOMASSA.....	3
1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	4
 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E OBJETIVOS DO TRABALHO.....	 6
2.1 A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ENERGÉTICO.....	6
2.1.1 Características Técnicas do Setor Eletroenergético.....	6
2.1.2 Características Técnicas do Estado do Paraná em Relação ao Brasil.....	11
2.2 ATUAL CENÁRIO DE DESENVOLVIMENTO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO NO BRASIL.....	16
2.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CANA-DE-AÇÚCAR X EOLIOELÉTRICA.....	17
2.4 ESTUDOS SOBRE COGERAÇÃO DE ENERGIA EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS.....	19
2.5 OBJETIVO GERAL.....	25
2.6 OBJETIVO ESPECÍFICO.....	25
 3 ASPECTOS LEIS E REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL.....	 26
3.1 A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO ELETROENERGÉTICO BRASILEIRO / IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ENERGIA.....	26
3.2 AUTORIZAÇÃO DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO.....	29
3.3 CONEXÃO DA COGERADORA À REDE ELÉTRICA.....	30
3.3.1 Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição.....	31
3.3.2 A Interligação da Cogeneradora.....	31
3.4 AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA.....	33
3.5 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL.....	34
3.6 VENDA DA ENERGIA EXCEDENTE POR PARTE DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA.....	35
3.7 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA RESERVA OU RESERVA DE CAPACIDADE.....	37
 4 ASPECTOS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA.....	 39
4.1 COGERAÇÃO.....	39
4.2 COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	40
4.3 O ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	42
4.4 CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE PLANTAS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO UTILIZANDO CICLO RANKINE E CICLO BRAYTON.....	44
4.4.1 Ciclo Rankine.....	45

4.4.1.1 Turbina de contrapressão.....	45
4.4.1.2 Turbina de ciclo combinado contrapressão e condensação.....	46
4.4.1.3 Turbina de extração-condensação.....	47
4.4.2 Ciclo Brayton.....	49
4.4.3 Ciclo Combinado.....	50
5 LOCAL DE ESTUDO.....	52
5.1 CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA DE COGERAÇÃO DA EMPRESA ANALISADA.....	52
5.2 A EMPRESA.....	52
6 FUNDAMENTOS TERMODINÂMICOS.....	54
6.1 ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA PRIMEIRA LEI DA TERMODINÂMICA.....	54
6.2 ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA SEGUNDA LEI DA TERMODINÂMICA.....	55
6.3 LIMITAÇÕES DA REALIZAÇÃO DA ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA PRIMEIRA LEI DA TERMODINÂMICA.....	56
6.4 DEFINIÇÃO DE EXERGIA.....	57
6.5 ANÁLISE EXERGÉTICA.....	58
6.6 EXERGIA DO BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR.....	61
6.7 EFICIÊNCIA PELA PRIMEIRA E SEGUNDA LEI DA TERMODINÂMICA.....	61
6.8 RELAÇÃO ENTRE ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA.....	63
6.9 ÍNDICES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO.....	64
6.9.1 Fator de Utilização de Energia (FUE).....	65
6.9.2 Índice de Poupança de Energia (IPE).....	66
6.9.3 Índice de Geração de Potência (IGP).....	66
6.9.4 Razão Potência - Calor (RPC).....	67
6.9.5 Eficiência Global da Planta (η_{global}).....	67
6.10 OUTROS PARÂMETROS IMPORTANTES NO SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	68
6.10.1 Relação Bagaço - Vapor ($R_{bag/vap}$).....	68
6.10.2 Relação Vapor - Cana Moída ($R_{vap/cana_moi}$).....	70
6.10.3 Relação Potência Elétrica - Cana Moída ($R_{pot_elet/cana_moi}$).....	71
6.10.4 Relação Vapor - Potência Elétrica (R_{vap/pot_elet}).....	71
6.10.5 Relação Bagaço - Potência (R_{bag/pot_elet}).....	71
7 FUNDAMENTOS TERMoeCONÔMICOS.....	73
7.1 METODOLOGIAS TERMoeCONÔMICA.....	74
7.1.1 Análise Termoeconômica.....	75
7.2 MÉTODO DE SOLUÇÃO.....	79

8 FUNDAMENTOS ECONÔMICOS.....	80
8.1 VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL).....	81
8.2 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	82
8.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS VAL E TIR.....	83
 9 PREMISSAS ECONÔMICAS E DESCRIÇÃO DAS PLANTAS INDUSTRIAIS A SEREM ANALISADAS.....	 85
9.1 TEMPO DE INVESTIMENTO, CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO.....	85
9.1.1 Custo dos Equipamentos – Sistema de Cogeração.....	85
9.1.1.1 Bomba.....	86
9.1.1.2 Caldeira.....	86
9.1.1.3 Condensador.....	86
9.1.1.4 Desaerador.....	86
9.1.1.5 Dessuperaquecedor.....	87
9.1.1.6 Turbina.....	87
9.2 SUPOSIÇÕES ECONÔMICAS E FINANCEIRAS.....	87
9.2.1 Introdução.....	87
9.2.2 Cronograma do Investimento Proposto.....	87
9.2.3 Vida Útil da Planta.....	88
9.2.4 Taxa de Juros.....	88
9.2.5 Custo com Manutenção e Mão de Obra Operacional.....	88
9.2.6 Tempo de Operação da Planta Industrial.....	89
9.2.7 Custo do Combustível.....	89
9.2.8 Levantamento do Capital de Investimento.....	89
9.2.9 Custo Total.....	90
9.3 FINANCIAMENTOS PARA O SETOR SUCROALCOOLEIRO.....	91
9.4 DETALHAMENTO DAS PLANTAS INDUSTRIAIS.....	92
9.4.1 Detalhamento Caso 1 – Atual.....	92
9.4.2 Detalhamento Caso 2.....	97
9.4.3 Detalhamento Caso 3.....	100
9.4.4 Detalhamento Caso 4.....	104
 10 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	 109
10.1 AVALIAÇÃO TERMODINÂMICA.....	109
10.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO.....	112
10.3 AVALIAÇÃO TERMOECONÔMICA.....	115
10.4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA.....	120
 11 CONCLUSÃO.....	 123
11.1 CONSIDERAÇÕES E SUGESTÕES.....	125
 REFERÊNCIAS.....	 127
 APÊNDICES.....	 134

APÊNDICE A – GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS.....	135
APÊNDICE B – HISTÓRICO DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL.....	136
APÊNDICE C – CÁLCULOS.....	142
C.1 CÁLCULO DA EXERGIA QUÍMICA DO BAGAÇO.....	142

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1: Repartição da oferta interna de energia.....	9
Figura 2.2: Matriz elétrica nacional.....	10
Figura 2.3: Evolução da produção paranaense de energia por fontes primárias, 2001 a 2010.....	12
Figura 2.4: Porcentagem de consumo global de energia primária paranaense em relação ao Brasil.....	13
Figura 2.5: Porcentagem de consumo energético por setor em relação ao Brasil.	14
Figura 2.6: Consumo final por fonte no Paraná.....	15
Figura 3.1: Sistema Interligado Nacional – SIN; regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.....	33
Figura 4.1: Esquema de geração e consumo de vapor.....	41
Figura 4.2: Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão fazendo uso do condensador.....	46
Figura 4.3: Ciclo a vapor com turbinas de condensação e contrapressão fazendo uso do condensado.....	47
Figura 4.4: Ciclo a vapor com uma turbina de extração-condensação fazendo uso do condensador.....	48
Figura 4.5: Ciclo a vapor com turbinas de extração-condensação e contrapressão fazendo uso do condensado.....	49
Figura 4.6: Representação de um Ciclo Brayton simples.....	50
Figura 4.7: Representação de um processo utilizando ciclo combinado.....	51
Figura 5.1: Usina de Açúcar Santa Terezinha.....	53
Figura 6.1: Relação entre a eficiência η da Primeira Lei da Termodinâmica e o R_{bag}/vap de uma caldeira.....	69
Figura 6.2: Relação entre a eficiência ψ da Segunda Lei da Termodinâmica e o R_{bag}/vap de uma caldeira.....	70
Figura 7.1: Balanço de custo monetário.....	76
Figura 8.1: Fluxo de caixa acumulativo ao longo do tempo de implantação e operação de uma planta de cogeração.....	82
Figura 9.1: Fluxograma do Caso 1- Atual.....	94
Figura 9.2: Fluxograma do Caso 2 – Sugestiva.....	98
Figura 9.3: Fluxograma do Caso 3 - Sugestiva.....	102
Figura 9.4: Fluxograma do Caso 4 - Sugestiva	106
Figura 10.1: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 1.....	115
Figura 10.2: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 1.....	116
Figura 10.3: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 2.....	116

Figura 10.4: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 2.....	117
Figura 10.5: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 3.....	117
Figura 10.6: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 3.....	118
Figura 10.7: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 4.....	118
Figura 10.8: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 4.....	119
Figura 10.9: Balanço Econômico - Caso 2.....	120
Figura 10.10: Balanço Econômico - Caso 3.....	121
Figura 10.11: Balanço Econômico - Caso 4.....	121
Figura B.0.1: Plantio de cana-de-açúcar.....	141

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1: Composição elementar de diferentes tipos de biomassa em base seca.....	4
Tabela 1.2: Composição imediata de diferentes tipos de biomassa em base seca.....	4
Tabela 2.1: Evolução da capacidade instalada junto ao SIN por fonte de geração (MW).....	7
Tabela 2.2: Geração de energia elétrica no Brasil – 2014.....	11
Tabela 2.3: Geração de energia elétrica no Paraná – 2010.....	16
Tabela 2.4: Cana de Açúcar: Perspectivas Expansão e Produção.....	17
Tabela 6.1: Características do bagaço de cana.....	63
Tabela 6.2: Tabela comparativa entre energia e exergia.....	64
Tabela 9.1: Distribuição dos custos diretos e indiretos	90
Tabela 10.1: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade nos principais equipamentos da planta – Caso 1 – atual.....	110
Tabela 10.2: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 2.....	111
Tabela 10.3: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 3.....	111
Tabela 10.4: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 4.....	111
Tabela 10.5: Parâmetros importantes das plantas dos casos estudados.....	112
Tabela 10.6: Índices de desempenho e eficiência global da plantas industriais, baseados na primeira lei da termodinâmica.....	113
Tabela 10.7: Tabela comparativa dos índices obtidos.....	114
Tabela 10.8: Resultados termoeconômicos para cada um dos casos estudados..	119
Tabela 10.9: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 2.....	122
Tabela 10.10: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 3.....	122
Tabela 10.11: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 4.....	122

LISTA DE QUADROS

Quadro 9.1: Custo de amortização dos equipamentos.....	90
Quadro 9.2: Custo de investimento.....	91
Quadro 9.3: Dados de moagem, consumo e produção de bagaço – Caso 1 – Atual.....	93
Quadro 9.4: Equacionamento termoeconômico – Caso 1 – Atual.....	95
Quadro 9.5: Parâmetros característicos de operação – Caso 1 - Atual.....	96
Quadro 9.6: Dados de consumo de bagaço – Caso 2.....	97
Quadro 9.7: Equacionamento termoeconômico – Caso 2.....	99
Quadro 9.8: Parâmetros característicos de operação – Caso 2.....	100
Quadro 9.9: Dados de consumo de bagaço – Caso 3.....	100
Quadro 9.10: Equacionamento termoeconômico – Caso 3.....	103
Quadro 9.11: Parâmetros característicos de operação – Caso 3.....	104
Quadro 9.12: Dados de moagem, consumo e produção de bagaço – Caso 4.....	105
Quadro 9.13: Equacionamento termoeconômico – Caso 4.....	107
Quadro 9.14: Parâmetros característicos de operação – Caso 4.....	108
Quadro 10.1: Equipamentos Contidos na Planta Atual.....	109
Quadro 10.2: Equipamentos Sugeridos Contidos Neste Trabalho.....	110

NOMENCLATURAS

Símbolos Latinos

c	Custo Monetário por Unidade de Exergia	(R\$/kJ)
$\dot{C}$	Taxa de Custo Monetário	(R\$/s)
ex	Exergia Específica	(kJ/kg)
$\dot{E}X$	Taxa de Exergia Específica	(kW)
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	
h	Entalpia Específica	(kJ/kg)
i	Taxa Anual de Juros	(%)
$\dot{I}$	Taxa de Irreversibilidade	(kW)
j^*	Taxa Mínima de Atratividade ou Taxa Interna de Retorno	(%)
$\dot{m}$	Fluxo de Massa	(kg/s)
P	Pressão	(kPa)
$\dot{Q}$	Taxa de Transferência de Calor	(kW)
s	Entropia Específica	(kJ/kg.K)
S	Variável de Conversão do Tamanho ou Capacidade do Equipamento	
$\dot{S}_{ger}$	Taxa de Geração de Entropia	(kW/K)
T	Temperatura	(K)
t	Tempo	(h)
$\dot{W}$	Taxa de Potência	(kW)
Z	Fração em Massa dos Componentes do Bagaço	(%)
$\dot{Z}_k$	Taxa de custo do equipamento k	(R\$/s)
Z_k	Custo de Investimento de Capital no Componente k	(R\$)
Z_k^a	Custo Anual do Componente k com Amortização	(R\$/ano)

Símbolos Gregos

β	Função das Frações de Massa dos Componentes do Bagaço	(%)
α	Fator de Escala em Função do Tipo de Equipamento	
μ	Potencial Químico	(kJ/kmol)
η	Eficiência Primeira Lei da Termodinâmica	(%)
Ψ	Eficiência Segunda Lei da Termodinâmica	(%)
Δ	Diferença entre a entrada e a saída	

Subscritos/Sobrescritos

0	Estado de Referência	
a	Amortização	
bag	Bagaço	
bomb	Bomba	
cald	Caldeira	
cald_ref	Caldeira de Referência	
cana_moi	Cana Moída	
comb	Combustível	
cond	Condensador	
desa	Desaerador	
dest	Destilação	
e	Entrada	
elet	Elétrico	
evap	Evaporador	
fis	Física	
ger	Geração	
i	Insumo	
iso	Isentrópico	
k	Componente	
mec	Mecânico	
n	Período de Amortização	(anos)
N	Período ou Vida Útil	(anos)
opera	Operação	
pot_elet	Potência Elétrica	
Q	Calor	
qui	Química	
s	Saída	
turb	Turbina	
turb_ref	Turbina de Referência	
tot	Referente à Total	
U	Útil	
vap	Vapor	
v. c.	Volume de Controle	
x	Equipamento Conhecido	
y	Equipamento Desconhecido	
W	Trabalho	

Abreviaturas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ALCOPAR	Associação de Produtores de Bioenergia do Estado do Paraná
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCD	Contrato de Conexão à Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCT	Contrato de Conexão à Transmissão
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CNTP	Condições Normais de Temperatura e de Pressão
COGEN	Associação da Indústria de Cogeração de Energia
CONAB	Companhia Nacional de Abastecimento
COPEL	Companhia de Energia Paranaense
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
CTI	Capital Total Investido
EEC	Energia a Economizar
EES	Engineering Equation Solver
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FUE	Fator de Utilização de Energia
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos
GD	Geração Distribuída
GOC	Geração Operada Centralizadamente
IGP	Índice de Geração de Potência
IPE	Índice de Poupança de Energia
LIGHT	Companhia de Energia Elétrica do Rio de Janeiro
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MAPA	Ministério da Agricultura Pecuária e Abastecimento
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCH's	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto

PIE	Produtor Independente de Energia
PLT	Primeira Lei da Termodinâmica
PPT	Programa Prioritário de Termoeletricidade
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REPAR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas
RPC	Razão Potência/Calor
SI	Sistemas Isolados
SIN	Sistema Interligado Nacional
SINTREL	Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica
SLT	Segunda Lei da Termodinâmica
SIX	Superintendência de Xisto
tEP	Tonelada Equivalente De Petróleo
TIR	Taxa Interna de Retorno
TRI	Tempo de Retorno do Investimento
UHE	Usina Hidrelétrica de Itaipu
UNICA	União das Indústrias de Cana-de-Açúcar
UTE's	Usina Termelétrica
VAL	Valor Atual Líquido

PREÂMBULO

Este trabalho está inserido dentro da Linha de Pesquisa 3 - Uso e controle de qualidade em biocombustíveis no Programa de Pós-Graduação em Bioenergia Associação em Rede. Esta pesquisa se encontra dividida em 11 Capítulos, resumidamente descrita a seguir.

No Capítulo 1 serão apresentadas algumas considerações iniciais, descrevendo o contexto deste trabalho e como resulta a energia da biomassa.

No Capítulo 2 será apresentado o estágio atual da matriz energética e elétrica e como ela esta subdividida, contextualizando o Brasil e o estado do Paraná. Seguidamente será descrita a motivação para realização do presente trabalho. Cabe acrescentar, que para evitarmos crises na demanda elétrica futura como a que ocorreu em 2001 a expectativa é de uma maior utilização das fontes energéticas renováveis e descentralizadas de energia, já que em raros casos existe o potencial e a condição necessária de viabilidade para expansão de certas unidades geradoras de energia elétrica em funcionamento. Além disso, será realizada uma breve revisão da literatura relacionada à cogeração de energia no setor sucroalcooleiro, bem como os objetivos a serem atingidos com a realização deste trabalho.

O capítulo 3 mostra detalhadamente as leis e aspectos que regulamentam a produção e venda de energia elétrica por produtores independentes, a forma de contratação de energia e como esta energia esta distribuída na matriz elétrica nacional.

O Capítulo 4 trata especificamente de cogeração, definindo o conceito e as concepções desta tecnologia. No presente capítulo será descrito o cenário atual de cogeração no Brasil e os principais problemas enfrentados pelos produtores independentes de energia com relação à venda do excedente elétrico, também é apresentada uma descrição dos ciclos utilizados em usinas sucroalcooleiras para produção de vapor e energia elétrica.

O Capítulo 5 descreve o local onde será realizado o estudo deste trabalho, contando um pouco da história da empresa e como se encontra o seu atual sistema de cogeração.

No Capítulo 6 são apresentados os conceitos termodinâmicos, com ênfase principalmente na eficiência dos equipamentos e da planta industrial, utilizando a Primeira e Segunda Leis da termodinâmica, descrevendo também outros índices importantes para o setor sucroalcooleiro como a relação bagaço – vapor e os índices de desempenho em sistemas de cogeração impostos pela ANEEL.

No Capítulo 7 são apresentados os conceitos termoeconômicos como forma de dotação de custo aos fluxos do sistema.

No Capítulo 8 são descritos os conceitos econômicos para realização de uma análise de viabilidade financeira de supostas plantas industriais, que irão viabilizar ou não o empreendimento proposto.

O Capítulo 9 descreve as plantas a serem analisadas, os custos de investimento e as suposições financeiras utilizadas para realização da análise econômica.

No Capítulo 10 encontram-se os resultados obtidos por este estudo, as plantas mais eficientes que apresentam o menor tempo de retorno de investimento.

No Capítulo 11 se encontram as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Ao longo do século XX, o sistema elétrico mundial se tornou cada vez mais centralizado, no que diz respeito à geração de eletricidade, devido principalmente à estruturação e transmissão de energia a longas distâncias. Entretanto, a necessidade de mudança vem incentivando a busca por outras fontes geradoras de energia.

Até a pouco tempo as grandes centrais elétricas se justificavam, principalmente por causa da dominância do fator escala sobre o custo de geração de energia, isso aliado à inexistência de políticas de proibição aos impactos ambientais perdurou durante décadas.

A partir da década de 70 começaram as mudanças no setor elétrico em vários países. A elevação do custo de eletricidade, devido às políticas ambientais, somado a recessão de produção nos países industrializados e a crise do petróleo, aceleraram o processo de reformulação do setor.

Reformulação esta, de caráter prioritário e descentralizador que permitiu a introdução de novas fontes energéticas no cenário, incentivando a produção de energia elétrica em pequena escala por autoprodutores. Neste contexto está inserida a cogeração.

Segundo Rezac e Metghalchi (2004), a introdução de uma energia disponível “limpa” e barata tem a capacidade de promover governos, de melhorar a economia dos países pobres, de oferecer saneamento básico e melhorar os benefícios de saúde e reduzir a quantidade de poluentes que entram em nossa atmosfera sob a forma de gases de efeito estufa.

A expansão do setor elétrico é identificada principalmente nas políticas governamentais vigentes nos diversos países do mundo. A reformulação no setor elétrico teve início na década de 90, desde então evolui de forma constante.

A necessidade de melhoria no sistema energético brasileiro ficou ainda mais evidente na crise do apagão em 2001, que ocorreu devido à falta de investimento no setor elétrico, ausência de um planejamento energético adequado, aumento da demanda no consumo decorrente do crescimento econômico da população. Além disso, a seca que ocorreu no País nesta época agravou a crise, visto que a energia utilizada em grande parte é proveniente da força das águas.

Este cenário criado pela necessidade de desenvolvimento e uso de novas fontes energéticas é amplamente favorável à utilização da biomassa como fonte de geração de energia elétrica.

Este contexto de crise incentivou o aumento nas pesquisas em torno da cogeração visando à produção excedente de eletricidade no setor sucroalcooleiro.

A energia cogenerada enquanto forma de autoprodução, tem sido revalorizada em um contexto que, a rigor, extrapola os objetivos de diversificação da estrutura de produção de energia elétrica. A observação de algumas pesquisas e experiências internacionais descritas apontam os principais fatores identificados como impulsionadores do crescimento da cogeração como sendo: a questão ambiental, a competitividade no setor industrial e o uso mais eficiente de insumos energéticos.

Entretanto, apesar da discussão em torno da cogeração para a venda de energia elétrica no Brasil ter sido iniciada há muitos anos, os resultados até agora alcançados são pouco expressivos, diante da sua capacidade de produção. Dentre os vários motivos que contribuem para o quadro atual destacamos as barreiras institucionais ainda existentes no país, a cultura e o conservadorismo vigentes no setor elétrico, a importância e a extensão do potencial de energia hidráulica, a falta de definições políticas com vistas à viabilização de outras opções de expansão e, devido ao baixo investimento a este tipo de energia.

Atualmente, este ambiente já é favorável à comercialização de excedentes elétrico, proveniente de sistemas de cogeração das indústrias sucroalcooleiras nacionais.

O motivo da comercialização do excedente elétrico deve-se a biomassa residual da moagem da cana-de-açúcar, que é constituída por elevados teores de materiais lignocelulósicos, que as tornam matérias-primas capazes de produzir energia térmica e elétrica, além disso, ela é considerada um dos rejeitos de maior proveito na agroindústria nacional, podendo também ser utilizado como composto de ração animal, para indústria química em geral, para obtenção de biogás e fertilizantes. Porém, não somente o bagaço tem alguma finalidade, já existem amplos estudos visando à utilização das folhas e ponteiros da cana-de-açúcar a médio e longo prazo, visto que a legislação ambiental prevê a extinção da prática de queimadas (CGEE, 2009 e OLIVEIRA *et al.*, 2009).

Dessa forma, todas as usinas de açúcar e álcool existentes em nosso País são dotadas de autossuficiência energética, algumas ainda são capazes de produzir excedentes elétricos para serem comercializados, como Produtores Independentes de Energia (PIE). Contudo, para que seja viável produção de excedentes elétricos é necessário um estudo objetivando a avaliação da inserção da central de cogeração no sistema elétrico, visto que a alteração ou construção de uma planta capaz de gerar excedentes é muito mais dispendiosa (BARJA, 2006).

Segundo Rodrigues (2001), 1 tonelada de cana-de-açúcar, com a tecnologia dos equipamentos da época proporcionavam em média o equivalente a 70 kWh de energia. Desta produção, 20 kWh eram utilizados para gerar vapor e movimentar as máquinas, cerca de 10 kWh eram perdidos e o restante simplesmente não é aproveitado.

Portanto, o uso da biomassa da cana-de-açúcar vem não somente a fim de contribuir com a oferta de energia nos momentos de seca e crise energética, mas também, surge como fonte de energia que gera um menor impacto no meio ambiente.

1.2 A ENERGIA DA BIOMASSA

O termo biomassa se refere à matéria vegetal e seus derivados oriundos da fotossíntese, como: os resíduos animais, florestais, agrícolas e as matérias orgânicas contida nos resíduos industriais, municipais e domésticos. A biomassa pode ser dividida em biomassa tradicional e biomassa moderna. A biomassa tradicional é composta pelo carvão vegetal, lenha, resíduos animais, vegetais e a casca de arroz. A biomassa moderna é composta pelos resíduos da madeira, bagaço de cana-de-açúcar, resíduos urbanos, entre outros (SILVA *et al.*, 2008).

Para Nogueira e Lora (2003), a energia da biomassa pode ser considerada uma forma indireta de produção de energia solar, pois, resulta da conversão da energia solar em química através da fotossíntese.

Fotossíntese é o processo pelo qual os seres que contêm clorofila (plantas, certas bactérias e algas), absorvem a energia da luz e convertem em energia química (NOGUEIRA e LORA, 2003).

A biomassa é composta por celulose, hemicelulose e lignina. A celulose é utilizada na fabricação de papel e para obtenção de fibras como o algodão. A hidrólise da biomassa produz glicose que pode ser fermentada e produzir álcool que pode fornecer o etileno, buteno entre outros. A hidrólise da hemicelulose resulta no açúcar que fermentado produz o álcool, quando fermentada a hemicelulose forma um produto químico que produz resinas como o fenol ou a ureia (SCHUCHARDT *et al.*, 2001).

O uso da biomassa deve estar intimamente relacionado a três pontos de vista, o econômico, o ecológico e o tecnológico. Sob o ponto de vista econômico a biomassa deve ser observada na geração de energia, como matéria prima industrial ou como alimento. Este ponto de vista engloba também os custos de colheita, manutenção, transporte, entre outros.

O ponto de vista ecológico está associado à preservação do meio ambiente. O terceiro ponto de vista se refere à tecnologia de conversão da biomassa, ela é menos poluente que outras formas de conversão de energia, pois utiliza o bagaço de cana, a madeira, a casca do arroz, ao invés de utilizar combustíveis fósseis.

As características técnicas mais importantes da biomassa na produção de energia são: a composição química elementar, a composição imediata e o Poder Calorífico Inferior (PCI).

A composição química elementar corresponde à porcentagem em massa dos componentes que compõem a biomassa em relação à base seca. O elemento (C) se refere ao carbono, hidrogênio (H), enxofre (S), oxigênio (O), nitrogênio (N) e cinzas. É a característica técnica mais importante do combustível, pois, constitui a base para análise dos dados do processo de combustão (CLESCERI *et al.*, 1983).

A composição química imediata de uma amostra de combustível define o conteúdo em porcentagem de carbono fixo, voláteis e cinzas. O carbono fixo refere-se ao resíduo do combustível deixado após liberar o material volátil e consiste principalmente de carbono, embora possa conter alguns elementos voláteis não

liberados como o (N e O). Os materiais voláteis são considerados as partes do combustível que se separa sob a forma de gás quando o combustível é aquecido em um teste padrão, e é composto de gases combustíveis (como metano, hidrogênio, monóxido de carbono), além de outros não combustíveis. As cinzas são determinadas pela combustão completa do combustível, normalmente aparecem sob a forma de sólidos como o óxido de alumínio (Al_2O_3) (CLESCERI *et al.*, 1983).

O poder calorífico é a quantidade de calor que é liberada através da combustão de uma unidade de massa ou volume do combustível.

Nas Tabelas 1.1 e 1.2 mostram as composições elementares e imediatas de vários tipos de biomassa.

Tabela 1.1: Composição elementar de diferentes tipos de biomassa em base seca.

TIPO DE BIOMASSA	COMPOSIÇÃO ELEMENTAR %					
	C	H	O	N	S	Cinzas
Pinho	49,25	5,99	44,36	0,06	0,03	0,30
Eucalipto	49,00	5,87	43,97	0,30	0,01	0,72
Casca de arroz	40,96	4,30	35,86	0,40	0,02	18,34
Bagaço de Cana	44,80	5,35	39,55	0,38	0,01	9,79
Casca de coco	48,23	5,23	33,19	2,98	0,12	10,25
Sabugo de milho	46,58	5,87	45,46	0,47	0,01	1,40
Ramas de algodão	47,05	5,35	40,77	0,65	0,21	5,89

Fonte: Jenkins, *apud* SALES (2007).

Tabela 1.2: Composição imediata de diferentes tipos de biomassa em base seca.

TIPO DE BIOMASSA	COMPOSIÇÃO IMEDIATA %			PCI
	Voláteis	Cinzas	Carbono Fixo	MJ/kg
Pinho	82,54	0,29	17,70	20,03
Eucalipto	81,42	0,79	17,82	19,42
Casca de arroz	64,47	17,89	16,67	16,40
Bagaço de Cana	73,78	11,27	14,95	17,33
Casca de coco	67,95	8,25	23,80	19,04
Sabugo de milho	80,10	1,36	18,54	18,77
Ramas de algodão	73,29	4,51	21,20	18,26

Fonte: Jenkins, *apud* SALES (2007).

1.3 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

O cenário mundial descreve o esgotamento dos combustíveis fósseis com uma intensidade cada vez maior. Diante disso a importância pelo correto aproveitamento das fontes energéticas existentes e pelo desenvolvimento de novas

fontes energéticas. Portanto, qualquer economia representa importantes ganhos ambientais e financeiros. Decorrente desta situação, o incentivo ao uso de novas fontes energéticas e a busca pelo aumento da eficiência de produção de energia tem sido crescente nos últimos anos. Como exemplo disso, se destaca o Programa Prioritário de Termoeletricidade (PPT) e o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) implantada pelo governo.

Dentro do que foi descrito, à motivação para o desenvolvimento deste estudo é baseado na conversão da biomassa em eletricidade, no estímulo a geração independente e descentralizada atuando como fonte energética alternativa e renovável, visando à redução da demanda de ponta e conseqüentemente menor esforço de expansão do sistema de distribuição nacional, ao fato de existirem benefícios associados à redução de emissão de gases poluentes, que são responsáveis pelo efeito estufa e aquecimento global, na possibilidade de melhor descrição e caracterização do processo, servindo assim como auxílio em projetos e trabalhos futuros a fim de agregar maior eficiência em projetos de conversão de combustíveis em eletricidade e calor.

Além disso, existe também há a necessidade da busca por fontes alternativas viáveis para suprir a demanda de consumo de energia elétrica futura, fazendo frente ao crescimento previsto para as próximas décadas de nosso país, bem como para evitar procedimentos experimentais dispendiosos e muitas vezes inviáveis, visto que há um aumento considerável na geração de energia elétrica através da cogeração em indústrias, principalmente no setor sucroalcooleiro (CORTEZ, 2010).

Quando comparada com a geração de eletricidade por fontes hidráulicas, a geração de eletricidade por fontes que atuam de forma distribuída (próxima aos centros de carga) podem contribuir para a redução das perdas de transmissão e distribuição, diminuindo o gasto com hidrelétricas e também reduzindo os problemas sociais como desmatamento, mudança nos sentidos dos rios e outros (CORTEZ, 2010).

Se todas as usinas do setor sucroalcooleiro do Brasil produzissem energia elétrica da Biomassa teríamos aproximadamente 1,5 vezes mais energia do que a Usina Hidrelétrica de Itaipu é capaz de gerar.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA E OBJETIVOS DO TRABALHO

2.1 A SITUAÇÃO ATUAL DO SETOR ENERGÉTICO

A primeira parte deste estudo analisará a história e perspectivas do setor eletroenergético, o setor sucroalcooleiro será inserido neste ambiente. Outros setores energéticos (petróleo, carvão, etc.) serão discutidos como forma de comparação.

2.1.1 Características Técnicas do Setor Eletroenergético

O Brasil possui um grande potencial hídrico devido ao número de bacias hidrográficas existentes, isto aliado às poucas reservas de petróleo e a dificuldade de retirá-lo do subsolo, se tornou determinante para a criação de um parque gerador com predominância hidráulica.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDEE) - MME (2012), é previsto que o consumo de energia chegue a aproximadamente 730 TWh (Terawatts-hora) em 2021. A capacidade instalada junto ao SIN também deve evoluir de 116.468 MW (Megawatt) em dezembro de 2011 para 182.408 MW em dezembro de 2021. Frente a esse crescimento nacional há uma demanda na ordem de R\$ 190 bilhões para novos investimentos de geração no setor e de R\$ 46 bilhões para transmissão. Grande parte deste investimento previsto para a geração de energia já está outorgado, do montante a ser investido 55% será destinado à construção e ampliação de hidrelétricas e 45% à criação, desenvolvimento e ampliação de fontes renováveis.

A Tabela 2.1 mostra esta evolução da capacidade instalada junto ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Tabela 2.1: Evolução da capacidade instalada junto ao SIN por fonte de geração (MW).

FONTE	2011 ⁴	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
RENOVÁVEIS	97.317	107.057	107.230	111.118	116.553	122.616	128.214	134.151	139.172	144.889	152.952
HIDRO ¹	77.329	78.959	81.517	83.184	87.576	92.352	97.337	101.223	103.476	106.499	111.723
IMPORTAÇÃO ²	6.275	6.200	6.120	6.032	5.935	5.829	5.712	5.583	5.441	5.285	5.114
PCH	4.560	5.009	5.221	5.247	5.388	5.448	5.578	5.858	6.168	6.688	7.098
BIOMASSA	7.750	8.908	9.164	9.504	9.554	9.604	9.704	10.454	11.404	12.304	13.454
EÓLICA	1.403	1.981	5.208	7.151	8.100	9.383	9.883	11.033	12.638	14.113	15.563
NÃO RENOVÁVEIS	19.181	20.766	23.395	27.351	27.351	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756	28.756
URÂNIO	2.007	2.007	2.007	2.007	2.007	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412	3.412
GÁS NATURAL	10.209	10.350	11.362	12.055	12.055	12.055	12.402	12.402	12.402	12.402	12.402
CARVÃO	1.765	2.845	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205	3.205
ÓLEO COMBUSTÍVEL	3.316	3.482	4.739	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002	8.002
ÓLEO DIESEL	1.197	1.395	1.395	1.395	1.395	1.395	1.048	1.048	1.048	1.048	1.048
GÁS DE PROCESSO	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687	687
TOTAL³	116.468	121.823	130.625	138.469	143.904	151.372	156.970	162.907	167.928	173.645	182.408

Nota: ¹ Inclui a parte brasileira da Usina hidrelétrica de Itaipu (UHE) (7.000 MW). ² Estimativa de importação da UHE Itaipu não consumida pelo sistema elétrico Paraguaio. ³ Estimativa do valor Não considera a autoprodução. ⁴ Os valores da capacidade instalada em 2011 incluem as usinas em operação nos sistemas isolados.

Fonte: Adaptado de MME, 2012.

Observa-se o aumento do consumo de energia pelas fontes renováveis, dentre estes aumentos se destaca a energia eólica, já que o Brasil apresenta imensos campos com elevada intensidade de vento durante todo o ano, seguido de perto pela biomassa e óleo combustível.

O consumo de energia elétrica crescerá de forma exponencial com o passar dos anos. Um dos principais motivadores deste crescimento é o setor residencial, cuja previsão é ultrapassar as 63 milhões de residências em 2012 para cerca de 76 milhões em 2021, seguido de um aumento considerável na posse de equipamentos elétricos (MME, 2012).

No Brasil a predominância pela fonte hidráulica vem desde o governo Kubitschek. Suas políticas desenvolvimentistas impulsionaram o uso do petróleo que se tornou o principal insumo energético em 1969, nesta época houve duas crises que elevaram seu preço em 800%, isto fez o Brasil procurar outras matrizes energéticas para suprir esta dependência, a partir daí se deu a dependência hidráulica (PELLEGRINI, 2009).

As usinas hidráulicas instaladas em nosso País são divididas em usinas com reservatórios de acúmulo de água ou usinas a fio d'água. Ambos os tipos são dependentes das chuvas. Além disso, as grandes unidades geradoras ficam distantes dos centros de consumo, necessitando da interligação pelo sistema de transmissão.

O SIN é composto por linhas de transmissão e várias subestações, isto permite que o consumidor seja atendido por diferentes usinas. Dentre as vantagens do SIN, destacamos em particular sua capacidade de permitir que a energia elétrica

seja produzida pelas usinas que possuem reservatórios com bom acúmulo de água, enquanto as usinas com baixo reservatório sejam poupadas até que o nível desejado seja novamente atingido sem permitir que o consumidor seja prejudicado pela falta de chuva em sua região.

O potencial hidrelétrico do Brasil em uso é de apenas 25% de todo seu potencial. Em decorrência desta elevada capacidade de produção de energia, as fontes hidráulicas continuarão a desempenhar um papel fundamental frente à demanda de energia elétrica (MME, 2011).

Entretanto, há uma forte dependência da chuva. Em 2001 tivemos o maior apagão já registrado, como forma de evitar outros apagões foi proposto aos consumidores uma forma de racionamento de energia principalmente em horários de pico. Para Baer (2003), este racionamento de energia foi decorrente da estiagem que ocorreu três anos precedentes ao apagão que diminuiu o nível dos reservatórios e da falta de planejamento do governo, segundo ele de 1980 a 2000 o consumo de eletricidade aumentou 5%, enquanto a capacidade instalada cresceu 4%.

Tolmasquim (2000) já havia destacado o aumento no consumo de energia e a diminuição das chuvas que deixaram de abastecer os reservatórios das hidrelétricas brasileiras em 1998. Ele evidenciou também a falta de investimentos no setor energético e destacou a busca por fontes alternativas de geração de energia.

Durante o racionamento houve uma redução no consumo de energia no País de aproximadamente 7.000 MW. Contudo, ao final deste racionamento, grande parte do consumo não voltou a níveis anteriores, os consumidores adquiriram um hábito mais eficiente, e o País que antes estava em níveis de escassez de energia passou a ter uma margem de “folga”.

De certa maneira, a questão da geração de energia está ligada ao ritmo de crescimento e desenvolvimento do país. O Brasil, diferentemente da maioria dos países em desenvolvimento tem como se sustentar apenas a partir fontes energéticas renováveis principalmente por Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) e Usinas Termelétricas (UTE's) movidas a biomassa (PELLEGRINI, 2009).

Para que sejam evitadas novas crises na demanda elétrica, são planejados os investimentos do setor elétrico, esse planejamento se dá a partir das fontes que apresentem o maior potencial de desenvolvimento com menor custo.

De acordo com o MME (2012), ao longo dos próximos 10 anos, a fonte energética renovável crescerá a uma taxa média de 5,1% ao ano, o que representará um aumento de aproximadamente 2% na matriz energética brasileira atual passando de 43% para 45%. Dentre as principais fontes renováveis, destaca-se o crescimento médio de 8,1% ao ano dos derivados da cana-de-açúcar, que incluem o etanol. Este crescimento é de extrema importância já que a demanda de bagaço de cana deverá crescer acima da média de 6,2% ao ano.

A Figura 2.1 a seguir representa a oferta interna das fontes de energia no Brasil e a Figura 2.2 constitui a matriz elétrica nacional, segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) referente ao ano de 2012 efetuado pelo MME.

Pela Figura 2.1 observa-se que as fontes energéticas em destaques são os derivados do petróleo utilizados como combustíveis veiculares e a biomassa

utilizada para produção de vapor, potência e também como combustível veicular (álcool e biodiesel).

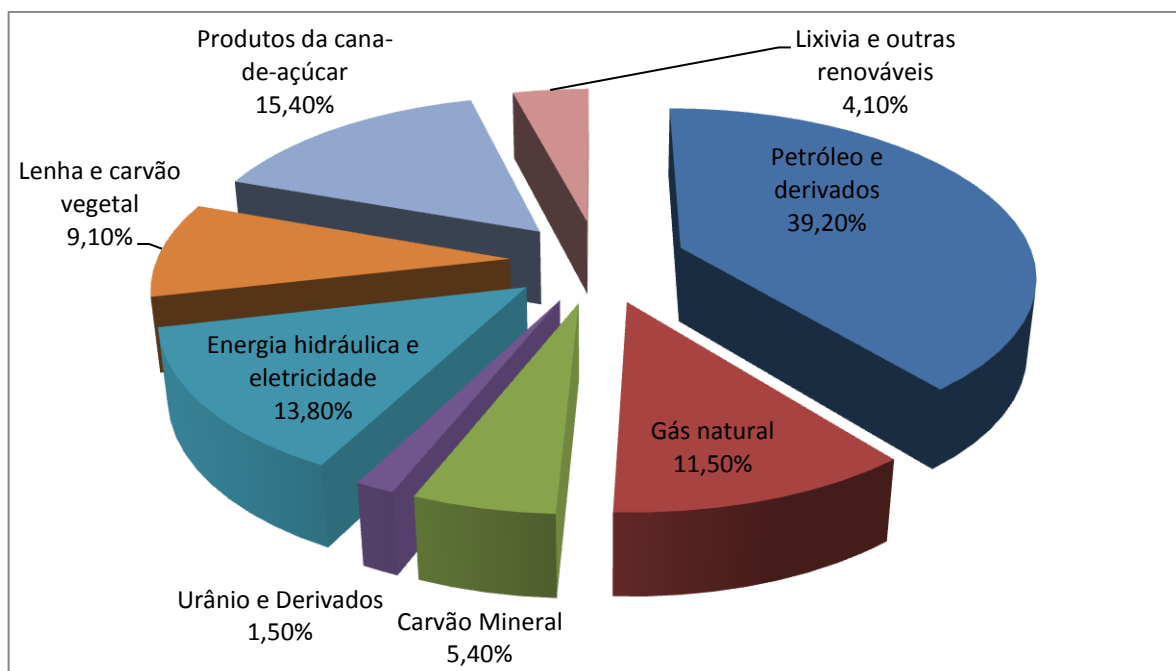
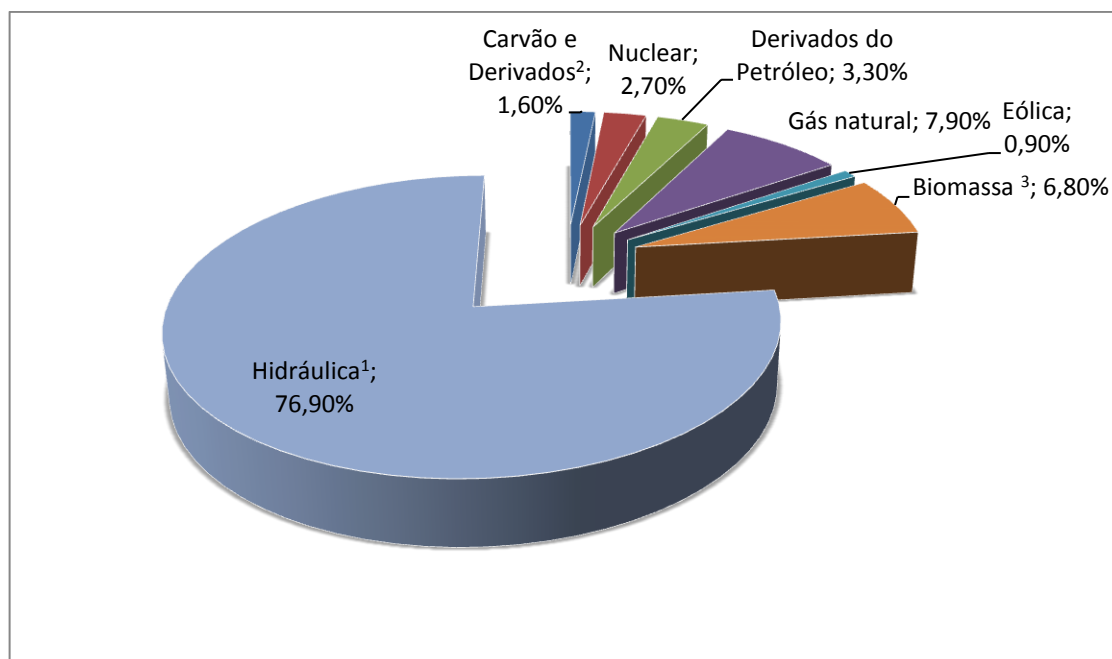


Figura 2.1: Repartição da oferta interna de energia.

Fonte: Adaptado de EPE, 2013 referente ao ano de 2012.

Os combustíveis fósseis não renováveis ainda são os mais utilizados como se apresenta na Figura 2.1, eles representam aproximadamente 57,6% do total, devido ao custo relativamente baixo e a sua elevada disponibilidade na natureza. Entretanto, como dito, este combustível não é renovável. Muitos estudos já estão sendo desenvolvidos a fim de se determinar por quanto tempo ainda será capaz de encontrar estas fontes energéticas na natureza. Segundo Bp (2012), as reservas atualmente conhecidas de petróleo irão perdurar por 54,2 anos, as reservas de gás natural 63,6 anos e as reservas de carvão 112 anos, caso o consumo destas fontes se mantenham nos níveis atuais e não haja novas descobertas. Certamente isso irá causar um grande transtorno no mundo, como consequência podemos citar o encarecimento destas fontes energéticas, viabilizando o uso de outras, tanto fósseis (óleos pesados) como as renováveis.

Se tratando da matriz elétrica brasileira verifica-se na Figura 2.2 a importância da fonte hidráulica (usinas hidrelétricas) responsável por aproximadamente 77% da eletricidade do Brasil. Outro ponto importante a ser constatado é a grande utilização de recursos renováveis.



Nota: ¹ Inclui importação. ² Inclui gás de coqueria. ³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações.

Figura 2.2: Matriz elétrica nacional.

Fonte: Adaptado de EPE, 2013 referente ao ano de 2012.

Segundo EPE (2013), a geração de energia elétrica a partir da fonte hidráulica em 2012 foi de 455,6 TWh enquanto a geração total foi de 592,8 TWh, valor este 4,23% superior ao gerado em 2011.

Atualmente o Brasil possui um total de 3.033 empreendimentos em operação, gerando 126.528.042 kW de potência, como pode ser observado na Tabela 2.2. Como foi citado, a tendência é ter um aumento significativo no consumo de energia tanto do setor residencial quanto do setor industrial, para suprir essa demanda já está previsto para os próximos anos uma adição de 48.511.878 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 147 empreendimentos atualmente em construção (destes 91 fontes são provenientes de fontes eólicas e 17 termelétricas) e mais 546 outorgadas (destas 202 fontes são provenientes de fontes eólicas e 134 termelétricas) (ANEEL, 2014).

Tabela 2.2: Geração de energia elétrica no Brasil – 2014.

EMPREENDEIMENTOS EM OPERAÇÃO				
TIPO	Quantidade	Potência Outorgada¹ (kW)	Potência Fiscalizada² (kW)	%
CENTRAL GERADORA HIDRELÉTRICA	433	264.289	265.495	0,21
CENTRAL GERADORA EOLIELÉTRICA	108	2.229.565	2.219.769	1,75
PEQUENA CENTRAL HIDRELÉTRICA	462	4.636.436	4.597.416	3,63
USINA FOTOVOLTAICA	51	8.946	4.946	0
USINA HIDRELÉTRICA DE ENERGIA	195	86.720.625	81.085.594	64,09
USINA TERMELÉTRICA DE ENERGIA	1.782	38.124.042	36.364.822	28,74
USINA TERMONUCLEAR	2	1.990.000	1.990.000	1,57
TOTAL	3.033	133.973.903	126.528.042	100,00

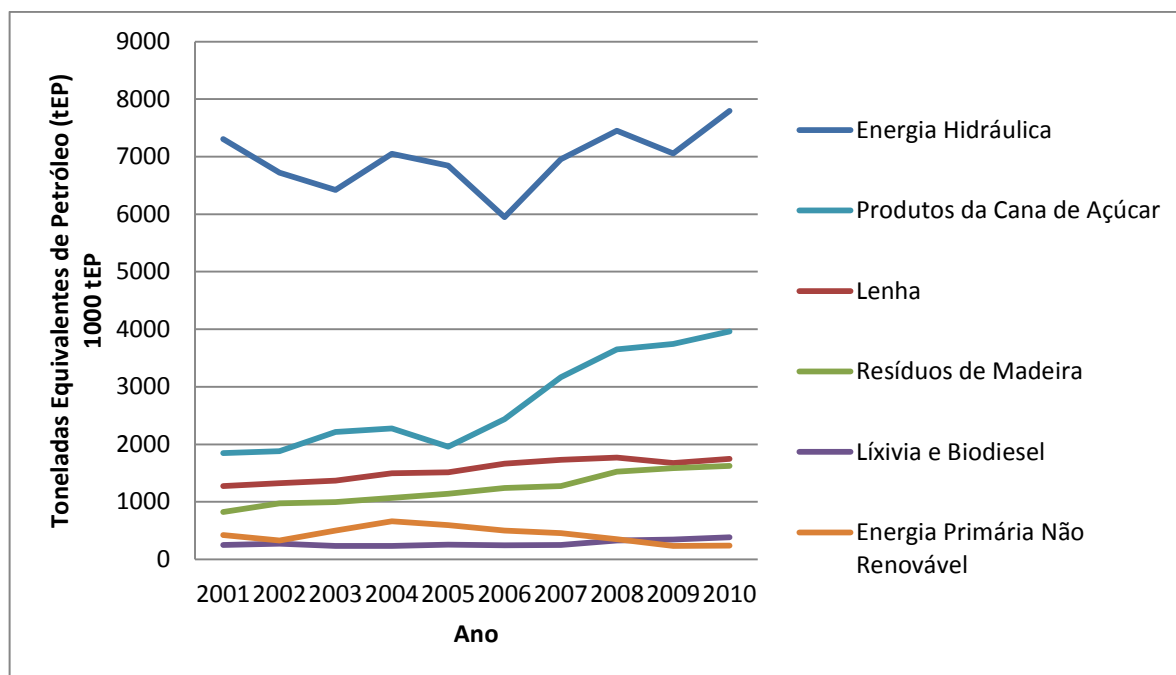
Nota: ¹ Potência outorgada é igual ao ato de outorga, aprovar. ² Potência Fiscalizada é igual potência atual de geração da unidade geradora.

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2014.

2.1.2 Características Técnicas do Estado do Paraná em Relação ao Brasil

O Estado do Paraná no que diz respeito a combustíveis fósseis é movido pela Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) que esta situada em Araucária, pela Superintendência de Xisto (SIX) localizada em São Mateus do Sul, bem como pela Companhia Carbonífera Cambuí instalada em Figueira. Já em relação ao uso de energia renovável o Paraná é movido pela Associação de Produtores de Bioenergia do Estado do Paraná (ALCOPAR), Usina hidrelétrica de Itaipu, companhias de iniciativa privada e pela Companhia de Energia Paranaense (COPEL).

Em 2010 o Paraná atingiu a produção de 15.755 mil toneladas Equivalentes de Petróleo (tEP) de energia por fontes primárias, deste total 1,51% foi produzido por energia não renovável e 98,49% por energia limpa. Isto demonstra o incentivo e busca por fontes energéticas renováveis. Na Figura 2.3 está representada a evolução da produção da energia proveniente de fontes primárias no estado de 2001 a 2010.



Nota: Energia Primária não renovável inclui o petróleo o xisto e o carvão mineral.

Figura 2.3: Evolução da produção paranaense de energia por fontes primárias, 2001 a 2010.

Fonte: Adaptado de Copel, 2013.

Através da Figura 2.4 foi realizada uma comparação por fonte primária de energia entre a energia consumida no Paraná e a consumida no Brasil, seu resultado é expresso em porcentagem. No ano de 2001 o Brasil consumiu aproximadamente 267.876 GWh (Gigawatt-hora) de energia hidráulica, enquanto o consumo somente do estado do Paraná foi de 84.791 GWh, sendo responsável por 31,72% do consumo de energia do Brasil (este consumo consolida toda a energia produzida, transformada e consumida no estado).

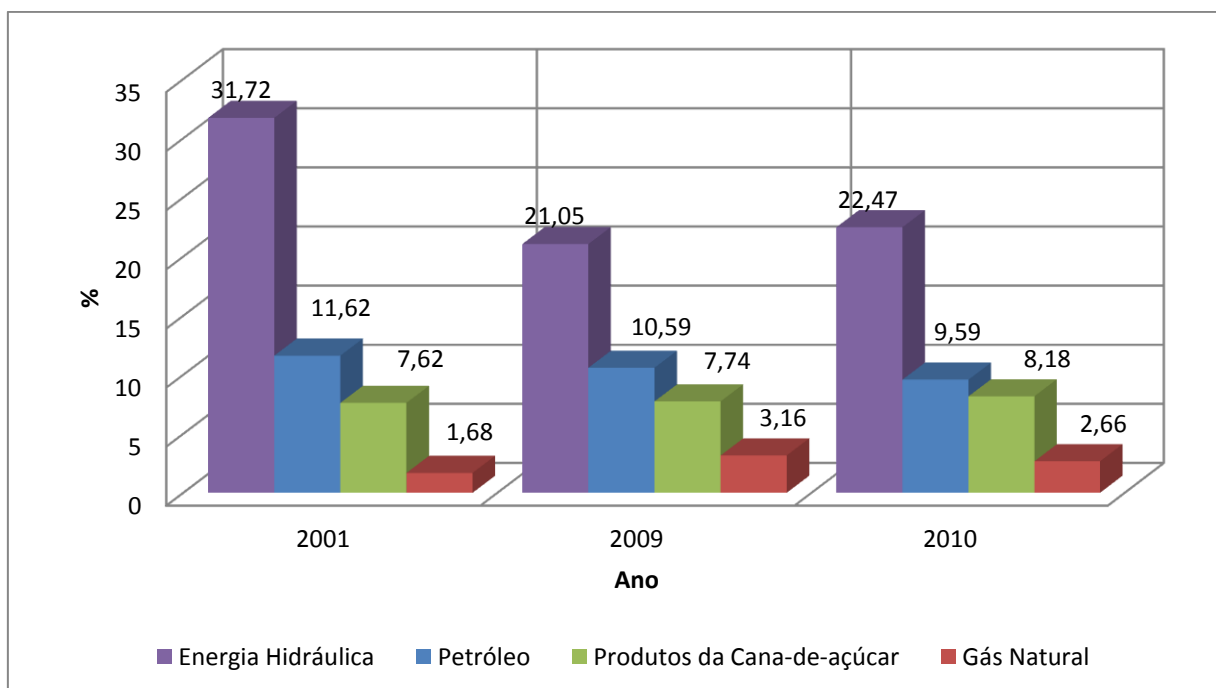


Figura 2.4: Porcentagem de consumo global de energia primária paranaense em relação ao Brasil.

Fonte: Adaptado de Copel, 2013.

O mercado hidráulico paranaense está perdendo espaço para outros estados devido à criação e ampliação de muitas usinas hidrelétricas, porém como forma de suprir esta demanda, o consumo de energia a partir dos produtos da cana-de-açúcar e do gás natural tiveram um breve crescimento, quando observados em relação ao Brasil.

Em 2010 o setor industrial paranaense foi o setor que apresentou o maior crescimento no consumo de energia em relação ao Brasil tomando como base o ano anterior, como observado pela Figura 2.5, já o setor energético deixou de consumir energia, enquanto o setor agropecuário teve um razoável crescimento.

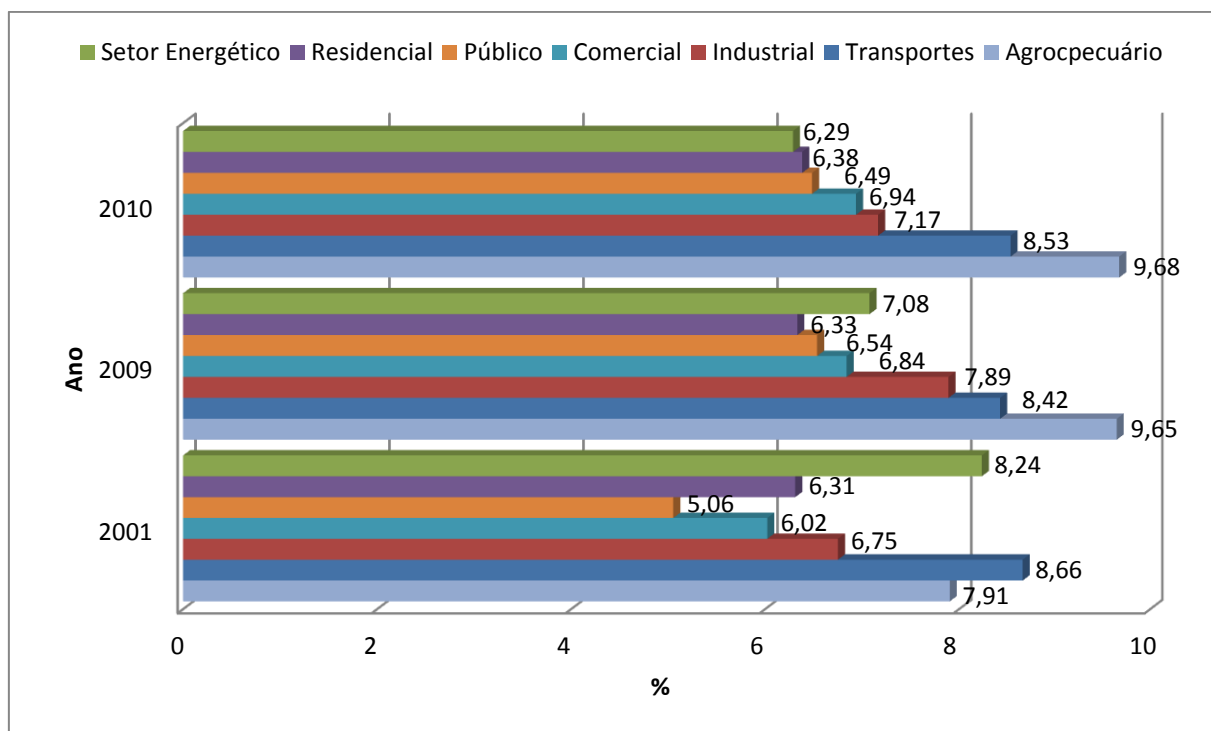
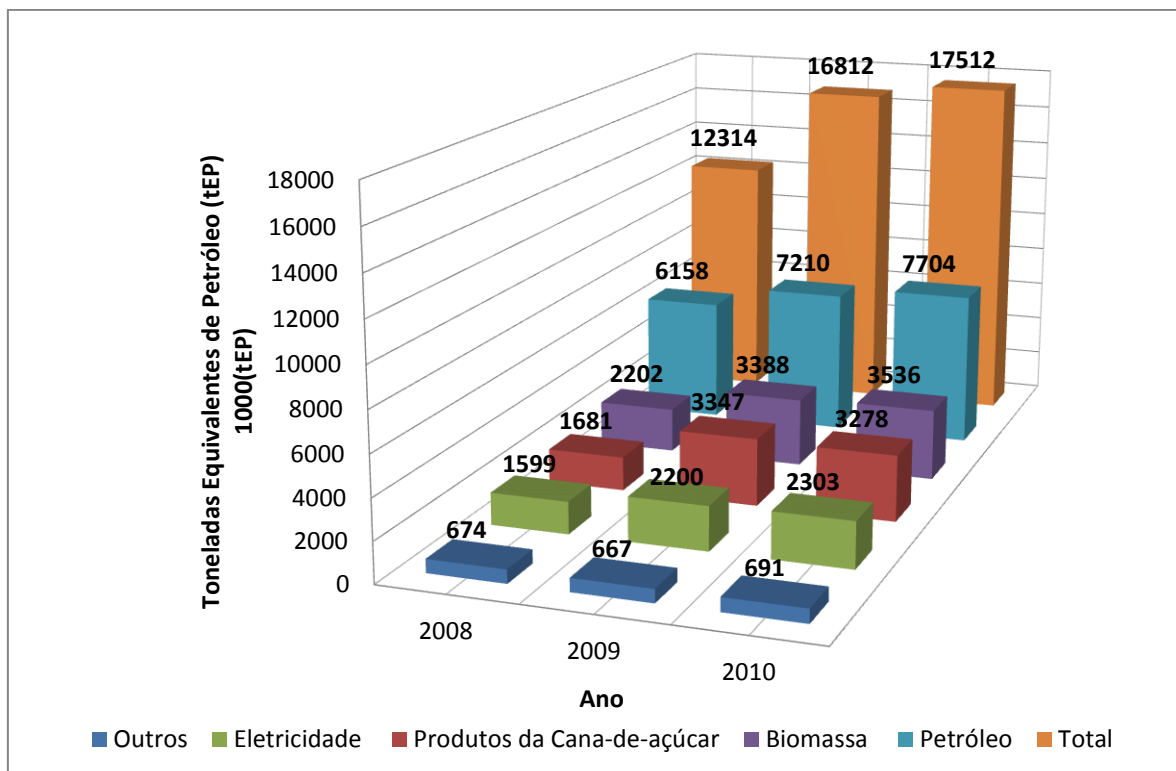


Figura 2.5: Porcentagem de consumo energético por setor em relação ao Brasil.

Fonte: Adaptado de Copel, 2013.

A Figura 2.6 representa o consumo de energia no estado do Paraná, ele demonstra que o consumo do Paraná em 2010 foi de 17.512 mil toneladas equivalente de Petróleo, este valor é 4,24% superior ao apresentado no ano de 2009.

Constata-se também que apesar da crise energética existente os derivados do petróleo possuem a maior participação no consumo de energia com um crescimento de 6,63% em relação ao ano de 2009.



Nota: Outros incluem o xisto, o carvão mineral e o gás liquefeito de petróleo.

Figura 2.6: Consumo final por fonte no Paraná.

Fonte: Adaptado de Copel, 2013.

A Tabela 2.3 mostra a produção de eletricidade no estado do Paraná no ano de 2010, neste ano o estado produziu 91.456,2 GWh, a Itaipu foi responsável pela produção de 42.985 GWh, aproximadamente 50% deste valor. No mesmo ano nosso estado consumiu apenas 26.781 GWh. Em torno de 70% da produção de eletricidade é exportada para o estado de São Paulo, o restante desta energia elétrica produzida são destinadas a outros estados ou são providas de perdas no sistema. O consumo de eletricidade no Brasil no mesmo ano foi de 509.223 GWh, sendo o estado do Paraná responsável por 5,27% deste consumo.

Por fontes hidráulicas o estado produziu 90.618 GWh de eletricidade no ano de 2010, quando comparado ao total de energia produzida, apenas 1% não foi proveniente da força das águas. Mostrando a dependência do mercado por esta fonte e a necessidade de pesquisas em torno de outras. A geração de energia elétrica no estado do Paraná é dividida segundo os fornecedores de energia, a quantidade gerada por cada fornecedor é descrita pela Tabela 2.3.

Tabela 2.3: Geração de energia elétrica no Paraná – 2010.

GERAÇÃO DE ELETRICIDADE	
FONTE	GWh
COPEL	24.320,745
TRACTBEL ENERGIA	15.393,862
FORCEL	4,869
AUTOPRODUTORES	846,746
PRODUTORES INDEPENDENTES	1.169,579
ITAIPU¹	42.985,0
DUKE ENERGY	6.735,4
TOTAL	91.456,2

Nota: ¹ Itaipu concede somente 50% de sua energia ao estado, os outros 50% pertencem ao Paraguai.

Fonte: Adaptado de Copel, 2013.

2.2 ATUAL CENÁRIO DE DESENVOLVIMENTO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO NO BRASIL

A indústria sucroalcooleira no Brasil representa algo em torno de 7,5 % do Produto Interno Bruto (PIB), dentro do setor do agronegócio estamos tratando de 27% do PIB. Este setor fatura aproximadamente U\$\$ 68 bilhões por ano e gera mais de 1 milhão de emprego direto no país.

A extensão territorial do nosso País têm aproximadamente 8,5 milhões de km² o que representa 851 milhões de hectares, deste total 33% é denominado de Brasil rural ou terras cultiváveis, do total das terras cultiváveis a indústria sucroalcooleira responde por 2%.

Segundo o cadastro realizado pelas usinas do setor sucroalcooleiro no Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) o Brasil hoje possui 387 unidades de produção de álcool e açúcar. Sendo que 29 destas estão localizadas no Estado do Paraná, o Estado de São Paulo é o local que apresenta o maior número de usinas 163 (MAPA, 2013).

A Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB), concluiu o terceiro levantamento da safra de 2013/14 para a cana-de-açúcar. Estes números indicam um aumento na produção de cana-de-açúcar de 13% em relação à safra 2012/13, passando de 588,92 milhões de toneladas na safra passada para 659,85 milhões de toneladas na nova safra. A área cultivada para corte da cana-de-açúcar está estimada em 8.810,79 mil hectares, maior que os 8.520,5 mil hectares da safra anterior (CONAB, 2013).

A expectativa no aumento da produção de açúcar é próximo dos 1,23%, apenas, passando dos 38,34 milhões de toneladas para 38,81 milhões. A produção total de álcool deve crescer de 23,64 bilhões de litros para 27,66 bilhões, o que representa um aumento de 16,98% (CONAB, 2013).

O Brasil atualmente é o segundo maior produtor de álcool do mundo ficando apenas atrás dos Estados Unidos da América e o terceiro maior produtor de açúcar perdendo para China e Índia.

No âmbito econômico o Paraná no ano de 2012 apresentou um Produto Interno Bruto de 257 bilhões de reais representando aproximadamente 5,84% do PIB nacional de 4,402 trilhões. A cultura da cana-de-açúcar no ano de 2011 teve influência em aproximadamente 6,12% no PIB do estado, gerando aproximadamente 350 mil empregos diretos e indiretos (IPARDES, 2012).

A Tabela 2.4 representa as expectativas de produção de açúcar e álcool, bem como o potencial de bioeletricidade a ser gerado e a participação na matriz energética elétrica até a safra de 2020/21.

Tabela 2.4: Cana de Açúcar: Perspectivas Expansão e Produção.

Produtos da Cana de Açúcar	2009/10e	2015/16e	2020/21e
Produção cana-de-açúcar (milhões t.)	605	829	1.038
Açúcar (milhões t.)	33	41,3	45
Consumo interno e estoque	8,9	11,4	12,1
Excedente para exportação	24,1	29,9	32,9
Álcool (bilhões l.)	26	46,9	65,3
Consumo interno e estoque	22,9	34,6	49,6
Excedente para exportação	3,1	12,3	15,7
Bioeletricidade (MW médio)	1.800	8.158	13.158
Participação na matriz elétrica (%)	3%	11%	14%

Nota: e=preliminar; potencial bioeletricidade: considerou-se a utilização de 75% do bagaço + 50% da palha disponíveis.

Fonte: Adaptado de COGEN, 2012.

2.3 PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA CANA-DE-AÇÚCAR X EOLIOELÉTRICA

A produção do excedente elétrico nas indústrias do setor sucroalcooleiro se encontra sob forte pressão, pois, fontes como a eólica, têm se sido mais competitivas e estão em constante desenvolvimento.

Segundo a Tabela 2.4, até o ano de 2020/21e a bioeletricidade gerada a partir da queima do bagaço de cana produzirão em média 13 mil MW.

Em 20 de agosto de 2009 e o Parque Eólico de Praias de Parajuru, localizado em Beberibe (CE), com 19 aerogeradores de 1,5 MW e capacidade instalada de 28,8 MW entrou em operação. O investimento somou R\$ 101 milhões (SOUZA, 2009).

Também no Ceará, em 26 de agosto de 2009 o Parque Eólico de Praia Formosa, localizado em Camocim (CE), com 50 aerogeradores de 2,1 MW, com

capacidade instalada de 105 MW, o maior do Nordeste iniciou sua operação, contou com um investimento de R\$ 500 milhões (BARREIRA, 2009).

Atualmente o preço médio de venda nos leilões de energia são aproximadamente os mesmos para ambas as fontes de geração de eletricidade R\$ 100,00/MWh, porém, este preço já chegou a R\$ 150/MWh em outras oportunidades.

Supondo que a central geradora da Praia de Formosa produza 52,5 MW e o Parque Eólico de Praias de Parajuru produza 14,4 MW (devido à necessidade do vento, incidência dele nas pás da turbina, eficiência dos aerogeradores, entre outros), isto equivalerá a um lucro de R\$ 1,36 bilhões e R\$ 390 milhões, em 20 anos, respectivamente. Este lucro foi contabilizado sem contar as despesas de manutenção e custo de geração, que está em torno de R\$ 70,00/MWh (ventos >10 m/s) a R\$ 180,00/MWh (ventos 5,5 m/s). O cálculo para determinar o lucro do retorno de investimento em 20 anos foi efetuado levando em consideração que o aerogerador produza 50% de sua capacidade instalada, para um preço de venda de energia de R\$ 150,00/MWh. Entretanto, no site da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2013), é possível constatar que o Parque Eólico de Praias de Formosa têm apenas 2,3 MW assegurado, enquanto o Parque Eólico de Praias de Parajuru possui 9,25 MW assegurado. (MOREIRA JR, 2009).

Saran (2010) em seu trabalho propôs uma planta industrial para uma usina do setor sucroalcooleiro com duas caldeiras de 170 t/h de vapor e duas turbinas de extração condensação, sua planta teve um custo aproximado de R\$ 91,5 Milhões para gerar 46,5 MW excedentes, levando em conta que a safra da cana seja de 8 meses e a indústria não adquira bagaço de outras unidades, esta planta industrial terá um lucro anual aproximado de R\$ 10,5 Milhões (já descontados o valor com o juros e despesas com geração, porém não contabilizando os custos indiretos com mão de obra, instalação entre outros). Isto aliado a um preço de venda de energia de R\$ 150,00/MWh, considerando que o projeto tenha durabilidade de 20 anos o lucro bruto será de R\$ 210 milhões aproximadamente.

O lucro da bioeletricidade da cana-de-açúcar é comparável ao dos parques eólicos, porém, há algumas divergências como: o custo com mão de obra e manutenção que são maiores nas usinas do setor sucroalcooleiro, entretanto o custo de aquisição dos equipamentos é menor. Outro fator importante é que a usina tem outro objetivo além da venda do excedente elétrico, a venda do açúcar e do álcool que podem auxiliar no custeio dos equipamentos caso haja alguma eventualidade, já o parque eólico não possui outro objetivo a não ser a geração de energia, caso a incidência dos ventos sejam baixas ou o gerador esteja parado para manutenção, há uma evidente perda financeira, em uma usina isto não ocorre, já que a queima do combustível na caldeira poderá ser realizada em outro momento.

A Tabela 2.1 nos trouxe que a capacidade instalada junto ao SIN entre 2012 e 2021 deverá crescer aproximadamente 34% chegando aos 182,4 mil MW. Seguindo este crescimento a capacidade instalada da fonte eólica será de aproximadamente 16 mil MW, enquanto a capacidade de geração à biomassa será de aproximadamente 13 mil MW.

É evidente que há muitos fatores a serem considerados e estes valores citados acima nem sempre se aplicam na prática, já que eles variam conforme a região, a quantidade de combustível produzido ou comprado pela usina, bem como pela quantidade de vento gerado na região de instalação do aerogerador. Porém, na atualidade a viabilidade de expansão de uma usina de açúcar e álcool para produzir excedente elétrico é maior, devido ao custo de implantação, à garantia de retorno do investimento e devido a este processo já estar bem disseminado.

2.4 ESTUDOS SOBRE COGERAÇÃO DE ENERGIA EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS

Estudos nesta linha de pesquisa tem se intensificado com o passar dos anos, muitos trabalhos relacionados a análises técnicas, econômicas, energéticas, exergéticas, termodinâmicas, termoeconômicas e também trabalhos com ênfase na geração de potência têm sido desenvolvidos, não somente no setor sucroalcooleiro, isto mostra a relevância da pesquisa com o tema tratado. Abaixo serão resumidas algumas das produções que contenham alguma relação com a análise proposta por este trabalho envolvendo a cogeração em usinas sucroalcooleiras.

Walter (1994) desenvolveu seu projeto com base na viabilidade, perspectivas de tecnologias, cogeração e produção independente de eletricidade, enquanto forma de geração de energia elétrica de forma descentralizada, atuando junto ao setor sucroalcooleiro no Brasil, levando em conta as principais características pelas quais essa alternativa tem sido valorizada e como a mesma tem sido tratada, descreveu também como se encontravam o setor elétrico e sucroalcooleiro. Analisou várias alternativas de geração elétrica em larga escala e assim determinou as principais características técnicas de cada sistema analisado, como a capacidade de geração, a produção de energia elétrica, a disponibilidade e quantidade de excedentes e a demanda de biomassa. A partir destes resultados ele observou para o Estado de São Paulo as tecnologias de maior viabilidade técnica e econômica, segundo considerações de cenários alternativos e da identificação das usinas mais adequadas para estes empreendimentos. Concluindo que o emprego de turbinas a gás como máquinas motrizes e o desenvolvimento das tecnologias de gaseificação do bagaço e de pontas e folhas da cana permitirão um aumento de aproximadamente 50% em relação ao potencial associado aos sistemas a vapor contendo turbinas de extração-condensação.

Barreda Del Campo (1995) avaliou a cogeração no setor sucroalcooleiro, a partir de três configurações de cogeração nestas usinas, visando à comercialização do excedente de energia elétrica. Buscando a determinação dos parâmetros que mais incentivam o aumento de eficiência, para determinar a configuração de melhor desempenho. Efetou uma análise exergética das alternativas significativas, e por fim, realizou uma avaliação econômica das alternativas mais promissoras.

Barreda Del Campo (1999) analisou o sistema de cogeração em uma usina sucroalcooleira, onde foi realizada uma análise termoeconômica por três safras consecutivas 1996, 1997 e 1998, utilizando a teoria do custo exergético. Este estudo teve como objetivo fundamental a captação dos custos dos principais fluxos do sistema e em específico dos produtos (potência elétrica e vapor do processo). Foi considerado um sistema novo, e que seria amortizado em 15 anos com uma taxa de juros de 12% ao ano. Ele também realizou três configurações diferentes em seu projeto. Na primeira ele determina os custos dos fluxos do sistema, avaliando qual a parcela desses custos é devido aos insumos (água de reposição e bagaço), na segunda ele avaliou a influência da eficiência das caldeiras, considerando diferentes preços para o bagaço, e na terceira foi realizada abordagens em relação à perda de vapor para atmosfera.

Coelho (1999) discutiu sobre alguns mecanismos capazes de viabilizar um programa de venda de excedente elétrico da biomassa em usinas sucroalcooleiras. Dentre estes mecanismos inclui-se a avaliação econômica da geração, que é realizada a partir de cálculos termoeconômicos, as propostas de modificações na legislação e na regulamentação, bem como propostas de estudos visando à inclusão dos custos ambientais e taxação de carbono – dentro das perspectivas do Protocolo de QUIOTO – no planejamento integrado para o setor elétrico.

Corrêa Neto (2001) realizou uma avaliação de viabilidade técnica e econômica em projetos de geração de energia elétrica, considerando a biomassa residual da cana-de-açúcar (bagaço, palha e as pontas da planta) como combustível, com o objetivo de servir de opção complementar a expansão do sistema elétrico brasileiro, através da venda de energia elétrica para os consumidores diretos ou para concessionárias. Em seu estudo também foi analisada a geração de energia elétrica utilizando o ciclo combinado (gás e vapor), fazendo uso de sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de gás combustível, com e sem a adição de gás natural. Foi considerado um sistema novo que seria amortizado em 10 anos com uma taxa de juros de 9%, 12%, 15% e 18% ao ano. A análise econômica foi realizada segundo os indicadores de análise econômica, baseado nos preços do gás natural, da energia elétrica, e no custo da biomassa.

Brighenti (2003) apresentou e analisou diversos requisitos para que houvesse uma integração confiável e segura junto ao sistema elétrico utilizando o bagaço da cana-de-açúcar como fonte energética. A mesma autora realizou um estudo de caso em uma usina de açúcar e álcool do Estado de São Paulo (Usina Santa Adélia), que havia começado a comercializar sua eletricidade com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). Foram correlacionadas e analisadas quais as barreiras técnicas, legislativas, econômicas e ambientais. Em conjunto elas são capazes de determinar a integração do Cogenerador ao sistema elétrico. Propiciando assim uma ênfase especial à parte técnica da interligação, com o objetivo de analisar o impacto que a inserção dos produtores independentes pode causar ao sistema elétrico e o que precisaria ser feito para seja possível a interligação entre o sistema e a concessionária de forma confiável.

Prieto (2003) tratou de realizar uma análise termoeconômica fazendo uso da teoria de custo exergético do sistema de cogeração da usina de açúcar Cruz Alta para a safra do ano 2000. Realizando uma análise energética detalhada visando determinar a eficiência de Primeira Lei da Termodinâmica dos Geradores de Vapor da Usina e o consumo de combustível envolvido. As eficiências termodinâmicas de Primeira e Segunda Leis foram calculadas para os principais equipamentos do sistema em estudo, assim como foram determinados alguns índices de desempenho característicos dos sistemas de cogeração. Este trabalho teve como objetivo determinar os custos dos principais fluxos do sistema, considerando novos os equipamentos da planta de cogeração, e supondo um prazo de amortização de 15 anos com uma taxa de juros de 15% ao ano. Em sua análise foi incluído o sistema de extração de caldo da cana como um dos volumes de controle, a partir disso ele visou avaliar o custo individualizado de cada processo da planta, variando o custo do bagaço. Também foi realizada uma análise termodinâmica, para melhorar a economia do combustível, com ênfase no aumento de potência elétrica e nos índices de desempenho das diferentes alternativas. Por fim são avaliadas duas propostas de plantas industriais de cogeração sob o ponto de vista da termodinâmica, seguidas da determinação dos custos exergéticos.

Fiomari (2004) baseou seu estudo no sistema de cogeração da Destilaria Pioneiros, em que realizou análises energéticas e exergéticas durante 5 anos no período de 2003 a 2007. Os casos em que ele analisou vão desde sistemas simples de baixa pressão até equipamentos modernos com caldeiras de alta pressão e turbina de extração-condensação com a substituição de acionamento mecânico por elétrico. Através da Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica, ele avaliou a eficiência e a geração de calor e potência para cada componente, caldeiras, turbinas, condensadores e bombas que compunham as plantas avaliadas, bem como o aproveitamento global de energia de cada uma delas. Através de índices baseados na Primeira Lei da Termodinâmica, foi possível comparar todas as plantas consideradas. Além disso, foram calculados também alguns indicadores que são bastante comuns em usinas de açúcar e álcool, como o consumo específico de vapor de turbinas a vapor ou consumo específico de vapor de processo. Algumas análises de sensibilidade foram feitas para avaliar o comportamento do aproveitamento global de energia de um ciclo com turbina de extração-condensação levando em consideração a variação de parâmetros como eficiência da caldeira, consumo de vapor de processo e taxa de condensação na turbina de extração-condensação. Observou-se que a eficiência da planta foi bastante sensível à variação da taxa de condensação e aumentou quando se aumentou a demanda do vapor do processo produtivo.

Uchôa (2005) analisou a possibilidade de aproveitamento do gás natural como combustível complementar nas usinas do setor sucroalcooleiro no estado de São Paulo, que ficam próximas aos gasodutos, com a finalidade de aumentarem a quantidade de energia e bagaço para comercialização e também permitir a operação durante todo o ano. A partir disso foi promovido um estudo termodinâmico, e, uma análise da viabilidade técnica e econômica, levando-se em conta as modificações

que devem ser feitas com relação às plantas tradicionais dessas usinas, que incluem a implantação de queimadores de gás nas caldeiras e/ou a instalação de uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação. Uchôa concluiu que o gás natural queimado diretamente nas caldeiras mostrou-se uma opção economicamente inviável, enquanto que seu uso em ciclo combinado pode ser uma alternativa interessante, desde que as condições de retorno financeiro sejam favoráveis.

Rodrigues (2005) tratou de realizar análises energéticas em diferentes configurações de plantas industriais cogeradoras de energia, que se utilizam do bagaço da cana-de-açúcar como combustível, avaliando índices técnicos e econômicos. Retrato a evolução do sistema convencional, com caldeira de baixa pressão e turbinas de simples estágio, até sistemas com altos níveis de modernização, utilizando caldeiras de alta eficiência térmica, turbina de extração-condensação e motores de alto rendimento. Com base nos conceitos termodinâmicos, foram realizadas análises quantitativas e comparativas na geração de energia elétrica e sua relação com o balanço térmico do processo, procurando utilizar a energia térmica disponível de maneira mais racional e eficiente. Em seu trabalho Rodrigues abordou as vantagens técnicas, operacionais e comerciais para implantação de cada planta estudada, constatando-se a viabilidade de implantação da planta com maior índice de modernização, mesmo havendo uma pequena perda na eficiência global do ciclo térmico.

Barja (2006) fez uma abordagem sistêmica dos aspectos tecnológicos, econômicos e legais, de forma a consolidar a visão atual do empreendimento de cogeração como parte intrínseca do sistema elétrico nacional, em suas várias vertentes.

Lobo *et al.* (2007) realizaram uma análise econômica referente a uma proposta de modificações no processo de moagem em Agroval, uma indústria sucroalcooleira de médio porte antiga. Tomou-se como referência a energia de processamento e a eficiência atual para extração de açúcar. O que foi comparado a um processo semelhante utilizado em uma usina moderna. As modificações incluíram maior embebição em água para aumentar a extração do caldo durante o esmagamento, para aumentar a extração do caldo. De acordo com os autores apesar de mais energia ser gasta o processo extrai aproximadamente 95,7% do teor de açúcar, e com o uso das turbinas modernas o aumento do consumo de vapor não subiu significativamente. Foi determinado o custo do bagaço para esse acionamento extra, bem como o aumento de renda com a maior produção de açúcar.

Kamate e Gangavati (2009) realizaram uma análise exérgica em uma planta energética comum que processa 2500 toneladas de cana por dia, utilizando turbinas de contrapressão e turbinas de extração-condensação. A análise é realizada para uma ampla gama de condições de entrada de vapor, Kamate e Gangavati mostraram que a caldeira é o componente que mais contribui para ineficiência da planta, e que uma caldeira moderna com a atual tecnologia poderia utilizar apenas 37% da exergia química do combustível na geração de vapor, de forma que 63% da exergia total são perdas na combustão irreversível.

Pellegrini (2009) procurou obter em seu trabalho a melhor configuração de geração de potência e calor, avaliando com isto a produção de álcool, açúcar e eletricidade. Para tanto, ele utilizou a análise exergética a fim de identificar os principais geradores de entropia com o objetivo de propor soluções para melhorar o desempenho ambiental da empresa e a análise termoeconômica, que serviu para avaliar o uso racional da energia. Ele propôs uma elevação do vapor gerado nas caldeiras, maior integração térmica dos processos, bem como a eletrificação dos equipamentos que eram acionados por turbinas e elevados sistemas de geração de vapor supercríticos com ciclos combinados com gaseificação da biomassa. As análises financeiras descritas em seu trabalho indicaram que para pressão de 67 bar e temperatura 480°C o processo obterá o maior lucro, enquanto a eletrificação das moendas só se justificará com a ampliação e compra de equipamentos mais modernos e eficientes. Enquanto o sistema supercrítico é o sistema mais atrativo economicamente.

Dantas Filho (2009) analisou os custos do processo de geração de energia a partir da biomassa, dando uma atenção especial a sistemas de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar. Ele coletou dados em quatro usinas que utilizam o bagaço de cana-de-açúcar como combustível para a geração de energia elétrica em usinas que vendem o excedente elétrico a concessionária local. Os resultados de custos da amostra das empresas analisadas indicam que a geração de energia elétrica por meio do bagaço de cana tornou-se um produto economicamente viável. Conclui-se, ainda, que os custos da energia assim produzida tendem a cair com a curva de aprendizado e o aumento natural da escala de produção.

Bocci, Di Carlo e Marcelo (2009) exploraram as possíveis melhorias para utilizar o ciclo de Rankine a altas temperaturas e pressões, a fim de aumentar a eficiência energética de uma usina sucroalcooleira antiga, bem como configurações inovadoras com gaseificador e turbina a gás. Os autores mostraram que as configurações de plantas inovadoras de energia podem aumentar o potencial de cogeração com bagaço da cana, aumentando significativamente a energia elétrica produzida, reduzindo as emissões de CO₂, aumentando também os benefícios econômicos e sociais.

Saran (2010) realizou estudos termodinâmicos e termoeconômicos visando o aproveitamento do gás natural como combustível em usinas do setor sucroalcooleiro. Saran estudou quatro casos. O primeiro baseia-se em uma planta de uma usina sucroalcooleira real que utiliza modernos e eficientes equipamentos, e também comercializa seu excedente elétrico no período de safra. O segundo é um caso hipotético no qual acrescenta-se uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação a planta real, passando a planta a operar em ciclo combinado na entressafra utilizando como combustível o gás natural, com o intuito de comercialização do excedente elétrico por todo o ano. O terceiro caso considera uma planta industrial com grande capacidade de moagem (duas vezes mais do que a usina considerada no primeiro caso), que opere de forma convencional com geração de excedente de eletricidade para comercialização apenas na safra, com o diferencial de ser constituída por duas linhas independentes de produção, consumo

de vapor e geração de eletricidade, flexibilizando a produção e manutenção. Finalmente, o quarto caso considera o aproveitamento do gás natural como combustível associado ao bagaço da cana, através da incorporação de uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação na planta, permitindo também a comercialização de eletricidade na entressafra. Diante dos resultados obtidos, o autor constatou que só existe a viabilidade para o uso do gás natural no quarto caso, e ainda assim em condições especiais, considerando o custo do bagaço e do gás natural abaixo do valor de mercado, bem como uma remuneração para a venda de eletricidade excedente acima do preço atual de mercado.

Dantas (2010) fez uma análise energética, exergética e ambiental, baseado nos princípios da Termodinâmica, para sistemas de geração de energia elétrica em sucroalcooleiras do interior paulista. Também realizou uma avaliação a fim de determinar o melhor sistema de aproveitamento dos subprodutos da cana-de-açúcar. Nesse contexto, foram realizados estudos de caso em duas agroindústrias, indicando qual delas apresenta o melhor desempenho. A que mais se destacou foi aquela que emprega um sistema de alta e média pressão, utilizando-se apenas de duas caldeiras ao invés da outra que contém cinco. Os valores de eficiência energética foram de 82% e 75% para a de melhor e menor desempenho, respectivamente, e de performance exergética, de 31,02% e 26,15%, na mesma ordem. Mostrando, então, a diferença entre a utilização somente da Primeira Lei da Termodinâmica e ao aplicar também o Segundo Princípio para realizar um estudo mais aprofundado e, então, complementá-la. Na análise ambiental foram aplicados indicadores energéticos que se apresentaram como viáveis instrumentos de avaliação de impacto ambiental, constatando que a usina que obteve melhor eficiência na utilização do bagaço como insumo energético possui uma menor taxa de poluição.

Rocha (2010) realizou análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas aplicadas a uma usina de açúcar e álcool com processo de extração por difusão, envolvendo todo processo de implantação da usina até a expansão para uma planta moderna de potência cujo principal objetivo é a produção de excedente de energia elétrica. Rocha analisou quatro configurações: a configuração inicial, definida como Caso 1, opera visando gerar energia elétrica apenas para o consumo próprio, assim como, vapor para o processo de produção de álcool; o Caso 2 tem como intuito produzir o máximo de energia elétrica que o turbogerador pode fornecer e vapor para a produção de álcool e açúcar; na configuração definida como Caso 3, é adicionada na planta uma turbina de condensação visando um melhor aproveitamento para a geração de energia elétrica; a configuração, definida como Caso 4, é adicionada uma nova turbina de extração condensação e uma caldeira de alta pressão, priorizando a geração de energia elétrica. Rocha por fim concluiu que sob o ponto de vista econômico a configuração mais atraente é a do Caso 4.

2.5 OBJETIVO GERAL

O presente trabalho tem por objetivo modelar e simular diferentes configurações na Usina de Açúcar Santa Terezinha – Usaúcar, unidade de Iguatemi – Distrito de Maringá-PR, realizando análises termodinâmicas, termoeconômicas e econômicas do aproveitamento do bagaço da cana-de-açúcar em sistemas de cogeração para geração de eletricidade. Com o objetivo de realizar uma comparação entre os casos considerados a fim de verificar a viabilidade da geração de energia elétrica das propostas estudadas.

2.6 OBJETIVO ESPECÍFICO

- Realizar análises energéticas, exergéticas, termoeconômicas e econômicas a fim de viabilizar a expansão da usina em estudo;
- Discutir sobre a situação atual do setor energético brasileiro em especial do estado Paraná;
- Descrever o motivo da baixa oferta do excedente de energia em usinas do setor sucroalcooleiro;
- Discutir a baixa disponibilização de energia elétrica proveniente cogeração de outros pequenos produtores;
- Descrever através de Casos opções de plantas industriais para a exportação de energia elétrica da usina em estudo;
- Discutir a viabilidade de instalação de outra planta industrial, a fim de obter:
 - O Custo de geração de eletricidade (R\$/MWh);
 - Custo de geração do vapor de processo (R\$/t);
 - Quantidade de eletricidade produzida (MW);
 - O período de retorno de investimento na criação de uma planta industrial alternativa (R\$).

3 ASPECTOS LEIS E REGULAMENTAÇÃO DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA NO BRASIL

3.1 A HISTÓRIA DO SETOR ELÉTRICO ELETROENERGÉTICO BRASILEIRO / IMPORTAÇÃO E EXPORTAÇÃO DE ENERGIA

No final do século XIX, o Brasil era altamente dependente da agricultura, a eletricidade como fonte energética era insignificante. Somente com a industrialização, surgimento da classe média, crescimento e concentração da população em grandes centros, que o uso da eletricidade se tornou essencial (CORRÊA NETO, 2001).

Houve um período entre o século XIX e meados do século XX, que a potência instalada no País cresceu acentuadamente. Nesta época havia muitas empresas privadas que operavam as usinas elétricas e eram responsáveis por sua distribuição de energia. Estas empresas distribuíam a energia conforme associação estabelecida entre as indústrias ou por concessões municipais. A necessidade por mais energia e projetos de maior extensão serviram de impulso para que as empresas do setor elétrico se unissem.

Com o desenvolvimento do setor e esta união, as usinas estavam se tornando cada vez maiores e com menores custos de geração de energia. Por outro lado, o setor se encontrava monopolizado por empresas de capital privado, este monopólio permitia que estas empresas influíssem diretamente no crescimento econômico do País. O Governo Federal então buscou medidas para controlar o setor, com o objetivo de coordenar as políticas de desenvolvimento social e econômico.

Em 25 de abril de 1961 pela Lei nº 3.890-A o presidente autorizou a União a constituir uma sociedade que se denominaria Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS), com o objetivo de realizar estudos, projetos, construções e operações de novas unidades geradoras, linhas de transmissão e subestações, para suprir a demanda elétrica do País. No ano de sua instalação a capacidade de geração do País era de 5.800 MW.

Antes do início da década de 80 todas as concessionárias do setor de energia já possuíam capital nacional, sendo a Companhia de Energia Elétrica do Rio de Janeiro (LIGHT) a última aquisição do governo. Na década seguinte a ELETROBRÁS sentiu dificuldades decorrentes da crise econômica brasileira, oriundas principalmente da dívida externa, isto criou um grave estrangulamento financeiro no setor (ELETROBRÁS, 2013).

Na década de 90 este programa de geração praticamente parou, teve início então uma reestruturação do setor, a fim de reduzir a presença do estado na economia.

Em 22 de dezembro de 1993 através do Decreto nº 1.009 foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), com o princípio de livre acesso a rede de transmissão de energia, estimulando assim a construção de usinas

geradoras de energia pela iniciativa privada, neste caso ao invés do empresário construir uma rede de transmissão de energia ele poderá utilizar o SINTREL pelo pagamento de pedágio.

Através da Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, criou-se o Produtor Independente de Energia (PIE) e o consumidor livre. Esta lei reconhece o Produtor Independente, tirando dos grandes consumidores o monopólio do mercado nacional e assegurando acesso aos sistemas de transmissão e distribuição (CORRÊA NETO, 2001).

Em 26 de dezembro de 1996 pela Lei nº 9.427, durante o primeiro mandato do Presidente Fernando Henrique Cardoso foi criada a ANEEL, com o objetivo de regular, fiscalizar e implementar políticas e diretrizes para a geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia elétrica.

Posteriormente, em 27 de maio de 1998 pela Lei nº 9.648, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com o objetivo de controlar e coordenar a geração e transmissão de energia elétrica do SIN.

O Decreto nº 2.655 de 2 de julho de 1998, regulamentou o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), como o responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica nos SIN.

Em 24 de fevereiro de 2000 pelo Decreto nº 3.371 foi instituído o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), visando à implantação de usinas termelétricas e centrais de cogeração a gás natural.

A Lei de nº. 9.991 de 24 de julho de 2000 isenta as empresas que geram energia exclusivamente a partir de instalações eólica, solar, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas e cogeração de aplicar de 1% da receita operacional líquida da venda de energia em pesquisa e desenvolvimento.

No dia 26 de abril de 2002 através da Lei nº 10.438, foi criado o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), com a finalidade de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores autônomos, concebidos com base em pequenas centrais hidrelétricas, em fontes eólicas e biomassa, junto ao SIN.

A Lei nº. 10.438 de 26 de abril de 2002 indica um percentual de redução não inferior a 50%, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, incidindo da produção ao consumo da energia comercializada a partir de fontes eólica e biomassa, assim como os de cogeração qualificada, para a venda de excedentes da cogeração qualificada até 30 MW.

Mais tarde em 15 de março de 2004 pela Lei nº 10.847 foi criado a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por objetivo desenvolver estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, como: energia elétrica, fontes renováveis, gás natural, eficiência energética carvão mineral dentre outras. No mesmo dia pela Lei nº 10.848 foi instituído a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que é o responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN.

Por fim, em 12 de maio de 2005 pelo Decreto nº 5.445 foi promulgado o protocolo de QUIOTO, visando reduzir as emissões de gases poluentes, que são

responsáveis pelo efeito estufa e o aquecimento global. Delimitando a quantidade de carbono a ser despejada na atmosfera sob a penalidade de multa, e permitindo a empresas de pouca emissão de carbono comercialização de seus créditos.

Estas leis e decretos compõe a estruturação do setor elétrico nacional. A ANEEL é, portanto o órgão capaz de regular e fiscalizar os serviços de energia elétrica. A ONS é o órgão responsável pela operação do sistema de transmissão de energia que tem como objetivo a otimização para operação do sistema eletro energético, visando o menor custo para o sistema, o CCEE é responsável pela regulamentação e viabilização da compra e venda de energia, o MAE é o órgão responsável por gerenciar as operações de compra e venda de energia no SIN, a EPE é responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo. Por fim, o exercício do poder concedente foi outorgado ao Ministério de Minas e Energia (MME) (CORRÊA NETO, 2001).

Observa-se que para a venda ou consumo do excedente elétrico por uma central cogeneradora, a mesma deverá estar conectada aos sistemas de transmissão e distribuição de energia. Conforme a Resolução ANEEL nº. 507/12, que obrigam aos usuários desses sistemas a celebrarem os contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão ou de distribuição, a efetuarem os estudos, projetos e a execução das instalações de uso exclusivo e de conexão com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária onde será feito o acesso, observando-se o disposto nos Procedimentos de Rede e nos Procedimentos de Distribuição. É importante ressaltar que os custos das instalações necessárias à conexão da central geradora aos sistemas de transmissão ou de distribuição são de competência do interessado, neste caso o acessante (BARJA, 2006).

Até 1995, período correspondente ao “Modelo Antigo”, os financiamentos ocorriam por meio de recursos públicos e as empresas eram verticalizadas (tentavam produzir tudo o que consumiam), havia uma predominância das estatais, os consumidores eram cativos e as tarifas reguladas em todos os segmentos. Nesta época, o mercado era regulado e o planejamento do setor elétrico era realizado por um Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS), 100% da energia existente era contratada, porém as sobras e déficits do balanço eram rateados entre os compradores.

Posteriormente, de 1995 a 2003, estava em vigor o “Modelo de Livre Mercado” caracterizado por propostas das plantas industriais baseadas em eficiência, financiamentos de novos projetos com recursos públicos e privados, além da divisão entre as empresas do setor elétrico em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Um dos marcos do período foi o início a competição entre a geração e comercialização de energia, sendo os consumidores livres e cativos. Nessas divisões havia uma livre negociação do preço de energia, mas, o mercado que antes era regulado, também, se tornou livre e o planejamento do setor elétrico passou a ser realizado pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). Houve ainda a contratação de 85% do mercado até agosto de 2003, e havia uma previsão de 95% até dezembro de 2004. As sobras e déficits do balanço energético eram liquidados no MAE.

Passados estes dois períodos, emergiu o modelo que perdura até hoje, conhecido por “Novo Modelo”, iniciado em 2004. Verifica-se que os financiamentos para os novos projetos continuam ocorrendo através de recursos públicos e privados, as empresas criaram novas divisões e também se subdividiram em importação e exportação. Atualmente há uma coexistência entre as empresas estatais e privadas, porém, a competição na geração e comercialização permanece, assim como os consumidores continuam livres e cativos. O ambiente de comercialização atual pode ser livre ou regulado. O planejamento do setor elétrico tem sido realizado pela EPE e todo o mercado é contratado, bem como uma quantidade de energia reserva. As sobras e déficits do balanço energético deviam ser liquidados na CCEE.

No contexto destas leis e decretos sancionados em nosso país já é possível perceber que o País está se adequando as suas necessidades, houve épocas em que era interessante tirar o poder das empresas de capital privado, como também houve época em que se enxergou nos autoprodutores e produtores independentes uma forma complementar de energia, assim como as empresas começaram a ser divididas por atividades e não mais empresas verticalizadas.

3.2 AUTORIZAÇÃO DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO

A produção de energia elétrica é uma atividade de competência da união. Segundo a Constituição Federal de 1988, em seu art. 21:

“Art. 21 Compete à União:

.....

XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

.....

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água,

em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

.....”

Cogeração é um processo de produção de energia térmica e elétrica de forma simultânea. Dessa forma, a produção de energia elétrica por meio da cogeração necessita de uma autorização, concessão ou permissão da União para produção de eletricidade, que poderá ser destinada a venda ou consumo próprio.

As Outorgas de Concessão e Permissão não são muito utilizadas quando se trata das centrais termelétricas de cogeração, sendo assim, será abordada apenas a outorga de Autorização.

A Outorga de Autorização, advinda de uma opção da União por terceirizar a produção de energia elétrica, é, portanto, de responsabilidade do MME, competência então delegada à ANEEL.

A ANEEL é responsável por estabelecer os requisitos necessários para à obtenção do Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou venda da energia elétrica produzida por centrais geradoras termelétricas.

Para os empreendimentos com potência elétrica instalada de até 5 MW é necessário apenas que se faça um **Registro** do empreendimento na ANEEL. Este registro deverá conter a identificação do proprietário e as características do empreendimento.

No caso das centrais com potência superiores a 5 MW, se torna necessário uma **Autorização** da União (não onerosa, válida por 30 anos). Além disso, é necessária a comprovação da idoneidade do proprietário e das condições de conexão à rede, para que seja satisfeita a condição constitucional do “serviço adequado”, definido pela Lei nº. 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, como:

“Art. 6º (...)

§ 1º *Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.*

§ 2º *A atualidade compreende a modernidade das técnicas, do equipamento e das instalações e a sua conservação, bem como a melhoria e expansão do serviço.”*

Portanto, a ANEEL deverá comprovar a disponibilidade do combustível, da tecnologia utilizada, bem como da conexão a rede que deverá ser realizada juntamente com a Concessionária de Distribuição, de Transmissão ou a ONS. É importante lembrar que as empresas produtoras de energia deverão cumprir todos os requisitos citados acima.

Para centrais cogeradoras com potência instalada acima de 5 MW é também necessário o pagamento de uma “taxa de fiscalização”, destinada à manutenção dos serviços prestados ao setor pela ANEEL. Este valor é cobrado proporcionalmente ao porte, modalidade e quantidade de energia produzida pelo empreendimento.

A “capacidade instalada” das centrais cogeradoras, para fins de regulação, fiscalização e outorga dos serviços de geração de energia é definida pela ANEEL (Nº 420, de 30 de novembro de 2010), assim como a potência elétrica ativa nominal de uma unidade geradora, que deve respeitar os limites nominais do fator de potência, e comprovado mediante dados de geração ou ensaio de desempenho.

3.3 CONEXÃO DA COGERADORA À REDE ELÉTRICA

Os empreendimentos que cogeram energia atuam tanto para o suprimento das demandas térmicas quanto elétricas. Vários aspectos são importantes durante o desenvolvimento e estudo de viabilidade destes empreendimentos, tais como; aspectos técnicos, econômicos e disponibilidade do combustível. Outro importante fator é a conexão à rede da concessionária de distribuição ou de transmissão, que pode variar conforme sua localização e nível de tensão.

3.3.1 Acesso aos Sistemas de Transmissão e Distribuição

Segundo o Caderno Temático da ANEEL (2005), o sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica é de livre acesso, ou seja, existem vários agentes comercializando energia de diferentes fornecedores, independentemente de sua localização física, portanto, indistintamente o acesso e uso das redes de energia elétrica são essenciais para viabilizar o transporte desse bem.

A transmissão de energia pode ser dividida em duas faixas: na transmissão propriamente dita, concebidas em tensões mais elevadas e ligando grandes centros, encontramos valores entre 230 kV e 750 kV, nesta faixa também se enquadram as linhas disponibilizadas as concessionárias ou permissionárias de distribuição e as centrais de geração. A outra faixa é conhecida por distribuição a qual é utilizada no interior dos centros urbanos e fornece tensões na faixa de 69 kV e 127 V.

A interligação da central cogeradora a rede de transmissão ou distribuição de energia se dá, primeiramente a partir do acesso à concessionária ou permissionária da distribuição, nos casos em que a tensão for superior a 230 kV, e ao ONS ou a própria concessionária da transmissão que serão os responsáveis por analisar a necessidade de reforçar ou não a rede. Após indicado os aspectos técnicos da conexão e liberado o empreendimento, é emitido o “Parecer de Acesso”, a partir daí são solenizados os contratos de uso e conexão dos sistemas elétricos.

O Contrato de Conexão à Transmissão (CCT) deve ser celebrado com a concessionária responsável pelas instalações de transmissão e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), deve ser celebrado com o ONS, são os responsáveis por garantir o acesso das centrais de cogeração às instalações de transmissão.

O acesso às instalações de distribuição é realizado mediante o Contrato de Conexão à Distribuição (CCD) e o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), diretamente com a concessionária responsável pela instalação de distribuição. Mesmo conectadas a rede de distribuição as centrais cogeradoras precisam do CUST firmado com o ONS.

Outro fator importante é a potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, caso este valor seja superior ao estabelecido no “contrato de uso” haverá penalidades.

3.3.2 A Interligação da Cogeradora

Uma central de cogeração, portanto, permite o intercâmbio de eletricidade com a rede, para importação ou exportação de energia elétrica. Esta energia pode ser utilizada: para venda, complemento de carga ou reserva de capacidade. Outro fator importante é a escolha do ponto de interligação, este deverá ter conciliado consigo diversos fatores: técnicos, econômicos e ambientais.

A interligação deverá, portanto, atender as condições técnicas exigidas pela concessionária ou permissionária de distribuição, pelo ONS ou pela concessionária de transmissão, e isto será conforme sua localização e nível de tensão.

A ANEEL é a responsável por autorizar o sistema de transmissão de interesse restrito de uma central geradora. Esta autorização deverá ser ratificada somente mediante o acordo entre o investidor e a concessionária, após serem definidos os aspectos técnicos da conexão, seguido do “parecer de acesso” emitido pela concessionária de transmissão, distribuição ou pela ONS, dependendo do caso.

Conforme a Lei 9.074, de 07 de julho de 1995 nos casos onde a conexão da central geradora se der diretamente até a carga, o interessado deverá ter a posse ou direito dos terrenos por onde seguirá a linha de transmissão de interesse restrito, caso isto não ocorra, o trajeto da linha poderá ser objeto de servidão administrativa.

A responsabilidade de construção, operação, manutenção e aquisição das propriedades para instalação da rede de transmissão, para a conexão da central geradora a carga é responsabilidade do interessado, este também deverá ser o responsável pela conexão da central geradora ao sistema elétrico.

No território nacional existem duas formas de conexão de uma central de cogeração:

Sistema Interligado Nacional (SIN) é um sistema de coordenação e controle formado pelas redes de distribuição, transmissão das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

Sistemas Isolados são os sistemas que não estão conectados ao SIN. A capacidade de produção de energia elétrica que se encontra fora do SIN é aproximadamente 3,4%, localizado principalmente nos sistemas isolados da região amazônica. Ambos os sistemas são representados pela Figura 3.1.

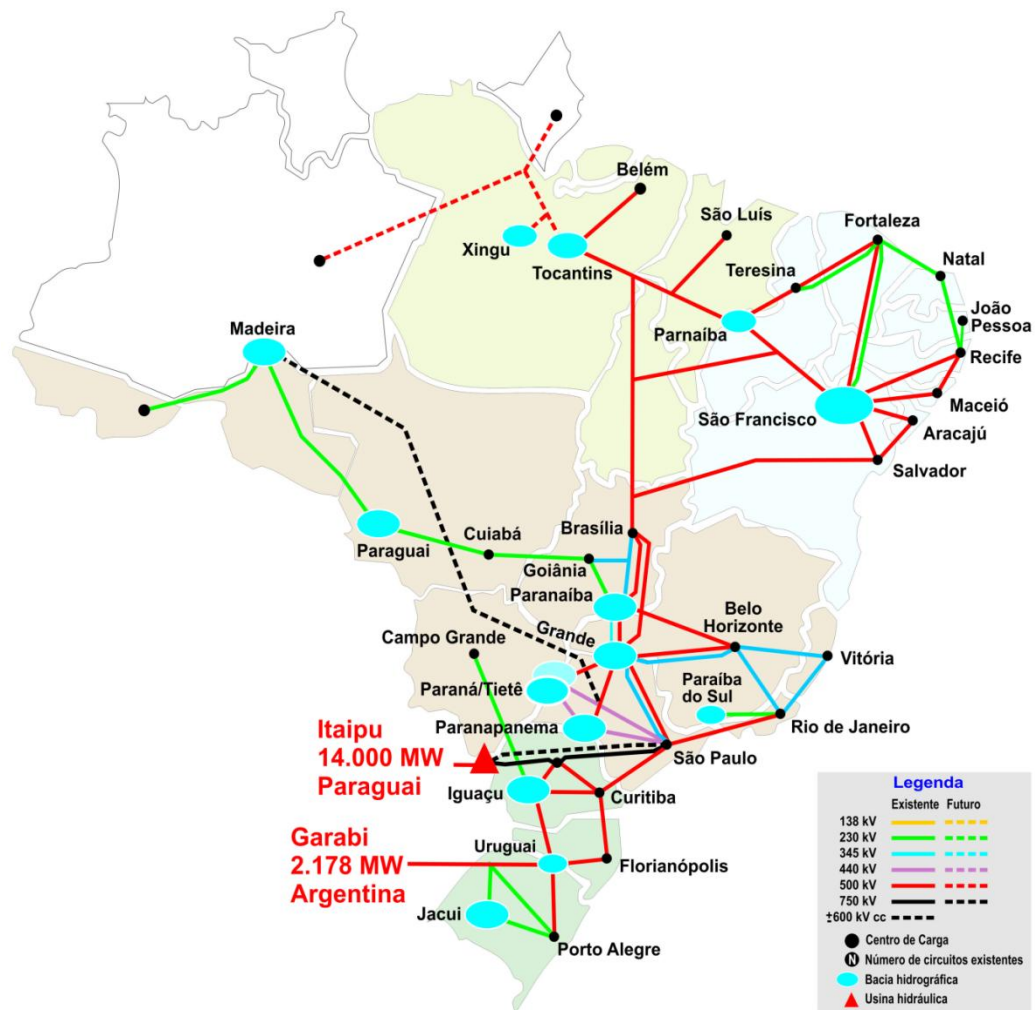


Figura 3.1: Sistema Interligado Nacional – SIN; regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte

Fonte: ONS, 2013.

3.4 AUTOPRODUÇÃO E PRODUÇÃO INDEPENDENTE DE ENERGIA

A produção e a comercialização de energia no Brasil são regidas por decretos, leis e regulamentações, para tanto, são necessárias algumas definições para auxiliar a compreensão da geração de energia a partir da biomassa residual da cana-de-açúcar e sua interligação com o sistema elétrico nacional.

Autoprodutores são pessoas físicas, jurídicas, ou empresas reunidas em consórcio, que recebem autorização para produzirem energia destinada apenas ao consumo próprio.

Produtor Independente de Energia (PIE) são pessoas jurídicas, ou empresas reunidas em consórcio, que recebem autorização para produzirem energia

destinada ao comércio, neste caso é possível à venda de toda a energia produzida ou apenas parte dela.

Outra classificação importante a ser citada é o grau de dependência com a concessionária. Podemos dividir o autoprodutor em três situações distintas; o autoprodutor dependente, o autoprodutor autossuficiente e o autoprodutor com excedente.

O **Autoprodutor Dependente** produz energia para o consumo próprio, porém, sua energia produzida não é suficiente para atender sua demanda, então ocorre à complementação com a energia da concessionária;

Autoprodutor Autossuficiente é aquele que produz energia para atender toda a sua demanda. Entretanto, em casos emergenciais pode-se haver um complemento de energia pela concessionária;

O **Autoprodutor com Excedente** produz energia para atender a sua demanda, e ainda “sobra” energia. Sendo que este excedente de energia pode ser comercializado com a concessionária ou um terceiro sob a forma de Produtor Independente.

3.5 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Uma central cogeradora pode possuir excedente e ser exclusivamente: exportador, importador ou ora importador ora exportador de energia elétrica. Portanto, o equilíbrio de energia elétrica no Brasil é sustentado pela oferta e demanda de energia. Este equilíbrio funciona por meio de contratos formalizados para compra e venda de energia elétrica de longo prazo. Os contratos são representados pelos agentes de geração e consumo de energia.

O “Novo Modelo” citado no tópico 3.1, instituído em 2004, foi quem determinou essa base de comercialização e contratação de compra e venda de energia elétrica. Desde que esse modelo foi instituído as concessionárias de distribuição são obrigadas a atender 100% de seu mercado consumidor, sob o risco de serem penalizadas.

Conforme o decreto (Nº 5.163, de 30 de julho de 2004) a comercialização de energia elétrica no Brasil conta com dois ambientes de negociação:

Ambiente de Contratação Livre (ACL), neste ambiente se realizam as negociações de compra e venda de energia elétrica por contratos bilaterais, negociados diretamente com os autoprodutores, produtores independentes ou comercializadores, conforme regras e procedimentos de comercialização específica, desde que a planta de cogeração esteja enquadrada na condição de consumidor livre.

O **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)** permite as realizações de compra e venda de energia elétrica entre os agentes vendedores e os agentes de distribuição, precedidos de licitação, faz parte do ambiente ACR, todas as empresas concessionárias ou permissionárias de distribuição de energia elétrica do SIN. A

venda de energia elétrica por meio do PIE deverá ocorrer através de chamada pública e somente serão aceitas as empresas que apresentarem eficiência global superior a 75 %.

As empresas que possuem mercado de consumo maior que 500 GWh/ano devem obrigatoriamente participar dos leilões, no caso das menores é facultativa sua participação, já que podem continuar a serem atendidas pela sua supridora tradicional (CCEE, 2013).

Os leilões são regulados pela ANEEL e promovidos pela CCEE. Por meio deles, busca-se a compra de energia elétrica pelo menor preço possível para ser repassada ao público consumidor. A compra e venda desta energia é formalizada por meio de contratos, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), portanto, para cada leilão há um tipo de contrato com prazo de duração específico (CCEE, 2013).

Desta forma constata-se que o ambiente mais comum é o ACR, devido à possibilidade de contrato a longo prazo, geralmente as empresas geradoras de energia fazem longos contratos garantindo a venda de sua energia excedente por um preço fixo, o problema é que no mercado livre o preço da energia comercializada é maior.

Outra opção por parte das empresas distribuidoras é a aquisição de energia da chamada Geração Distribuída (GD), esta se caracteriza pela geração de energia em usinas de pequeno porte conectada as redes locais de distribuição. A vantagem de comprar destas empresas em relação às usinas que produzem mais de 30 MW é a economia na redução de perdas, por estarem próximas aos centros de distribuição, as usinas que produzem mais de 30 MW são conhecidas por fazerem parte do grupo de Geração Operada Centralizadamente (GOC) (MME, 2013).

Essa opção é incentivada pelo MME, visto que a contratação de energia elétrica proveniente de empreendimentos da GD será precedida por uma chamada pública promovida diretamente pela distribuidora, esta pode contratar até 10% da sua carga total. As distribuidoras de energia podem adquirir energia também das usinas que produzem eletricidade por fontes alternativas, com o objetivo de aumentar sua participação junto ao SIN. As distribuidoras podem também adquirir energia da Usina hidrelétrica de Itaipu, de acordo com o Tratado de Itaipu.

3.6 VENDA DA ENERGIA EXCEDENTE POR PARTE DOS PRODUTORES INDEPENDENTES DE ENERGIA

A venda da energia excedente encontrada nas usinas sucroalcooleiras esbarra em diversos fatores, que podem ser representados por três situações:

A **Venda Direta** ocorre quando a empresa vende seu excedente diretamente para outros consumidores, onde o valor da venda é acertado entre eles.

A **Venda à Concessionária**, a empresa vende para empresas de serviços públicos, por meio de leilões.

A **Venda por um Comercializador**, nesta situação a empresa vende seu excedente para consumidores por meio de um agente comercializador, o valor da venda é acertado por meio do comercializador.

De acordo com informações do ANEEL (2014) a capacidade instalada no setor sucroalcooleiro é aproximadamente 9.400 MW. A maior parte desta capacidade é utilizada para atender sua própria demanda. Aproximadamente 4.000 MW apenas são exportados.

O grande problema enfrentado pelas usinas sucroalcooleiras se deve ao baixo preço ofertado pelos leilões de energia. O 1º leilão de energia de fontes alternativas, que ocorreu no dia 18 de junho de 2007, tinha a previsão de contratar 1.165 MW de bioeletricidade, porém resultou um acréscimo de uma potência instalada total de 638,64 MW, o que foi considerado um fracasso por muitos. Do valor contratado 541,9 MW é proveniente da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) e 96,74 MW são referentes às PCH's. O preço oferecido pela energia da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) foi de R\$ 138,85/MWh e para as PCH's de R\$ 134,99/MWh. Este leilão contou com a participação de 17 usinas (EPE, 2008).

O 2º Leilão de energia de fontes alternativas que ocorreu nos dias 25 e 26 de agosto de 2010 resultou na contratação de 2.892,2 MW de potência instalada. Em volume de energia, esta capacidade corresponde a 1.159,4 MW. Este leilão contou com a participação de 89 usinas, destas foram contratadas 70 centrais eólicas, 12 termelétricas à biomassa e 7 PCH's.

O valor contratado no 2º leilão de energia elétrica de fontes alternativas (bioeletricidade ou eletricidade proveniente de aerogeradores) foi bem superior ao contratado pelas PCH's, apesar de contratar mais energia do que no primeiro leilão, ainda assim foi considerado um resultado abaixo do esperado, dado a importância e o potencial que a bioeletricidade e a energia eólica têm para com o equilíbrio do sistema elétrico e por atenuar o risco hidrológico. Neste leilão o preço oferecido pela energia proveniente da biomassa (bagaço de cana-de-açúcar) foi de R\$ 144,20/MWh, para energia eólica de R\$ 130,86/MWh e para as PCH's de R\$ 133,56/MWh.

Em agosto de 2013 foi efetuado o 1º Leilão de Energia A-5, que contratou 152,5 MW ao preço médio de R\$ 136,57/MWh. Em dezembro de 2013 foi realizado o 2º Leilão de Energia A-5, este leilão contratou 79,6 MW ao preço médio de R\$ 133,38/MWh, esta comercialização de energia acrescentará uma receita anual de R\$ 243 milhões por 25 anos de contrato com o setor sucroenergético (UNICA, 2014).

Um fato importante é que nem toda energia excedente foi contratada em nenhum dos leilões, este dado revela que as empresas estão optando por comercializar em leilões apenas parte de sua energia assegurada, certamente buscando garantir uma receita fixa, ou as empresas não são capazes de fornecer toda capacidade excedente. Outro fator determinante que reduziu o desejo das empresas em leiloar sua energia foi o prazo para entrega da energia, assim como os problemas decorrentes das indefinições geradas pela regulamentação das linhas de transmissão que conectarão as usinas à rede elétrica.

Certamente existem outros leilões para venda da bioeletricidade, além dos leilões de fontes alternativas citados anteriormente como; o leilão de sistemas isolados, o leilão de reserva ou leilões de energia A-5 ou A-3, que são realizados cinco ou três anos antes do primeiro ano de entrega física de energia, entre outros.

Apesar de existirem vários leilões durante o ano, o desencorajamento na produção de bioeletricidade permanecerá até que o governo aumente o preço na compra de energia nos leilões. Os leilões que ocorreram em 2011 e 2012, ajudaram a desmotivar ainda mais as empresas deste setor o preço médio no Leilão A-3 em 2011 para geração de eletricidade a partir da biomassa foi de R\$ 102,41/MWh, o Leilão A-5 do mesmo ano teve como preço médio o valor de R\$ 103,06/MWh.

Os contratos obtidos por leilões em 2012 foram somente das usinas hidrelétricas e parques eólicos. Sob o ponto de vista do presidente da EPE, Mauricio Tolmasquim, o preço médio na venda de energia está caindo a cada ano, para ele isto é uma garantia de que a população está comprando a energia mais barata possível.

Do ponto de vista da população, isto é ótimo, pois, o custo da eletricidade está caindo acentuadamente, enquanto, do ponto de vista comercial as empresas estão deixando de vender sua energia em leilões e vêm procurando alternativas para negociar seu excedente elétrico, neste contexto se enquadra o mercado livre, nele há possibilidade de contratos mais flexíveis e as tarifas são maiores. O preço oferecido pela bioeletricidade no mercado livre varia em torno de R\$ 100,00/MWh a R\$ 190,00/MWh dependendo da região, da empresa a contratar e da fonte energética, preços estes considerados em média superiores aos obtidos nos leilões de energia.

3.7 A CONTRATAÇÃO DE ENERGIA RESERVA OU RESERVA DE CAPACIDADE

A contratação da Energia Reserva ou Reserva de Capacidade assegura o suprimento total ou parcial dos autoprodutores ou dos PIE, devido a interrupções ou insuficiências temporárias no processo de geração de energia.

Segundo a Resolução ANEEL nº. 507/2012, a contratação de Reserva de Capacidade do sistema elétrico, por autoprodutores ou PIE, deve ser realizada por meio de um contrato junto ao CUST.

Conforme esta resolução, quando a frequência acumulada de dias em que houve utilização da reserva de capacidade ultrapassar 60 (sessenta) dias de uso do sistema haverá uma penalidade conforme a Resolução ANEEL nº. 507/2012.

Entretanto, esta penalidade não considera a especificidade dos processos de produção, que variam conforme a demanda calor/eletricidade, além da consequente necessidade de intercâmbio de energia com a rede da concessionária.

Frente a isso, seria benéfico que a Resolução ANEEL nº. 507/2012 retirasse a frequência de utilização do sistema, ou alterasse essa resolução levando em conta o tipo do processo de produção de energia.

A compra de Energia Reserva no âmbito da CCEE impõe a adesão do produtor de energia, independente de sua capacidade instalada, fazendo com que o mesmo arque com novos custos e obrigações. Estes custos podem ser representativos para produtores com baixos valores energéticos.

Em resposta a isso, sugere-se alterar a legislação, a fim dos pequenos cogeradores, onde poderia haver uma permissão para que essa energia fosse contratada diretamente a concessionária ou permissionária com as mesmas tarifas dos consumidores cativos.

4 ASPECTOS DE COGERAÇÃO DE ENERGIA

4.1 COGERAÇÃO

Na literatura são encontradas diversas definições para a palavra de origem norte-americana cogeração. De acordo com informações contidas no site da Associação da Indústria de Cogeração de Energia (COGEN) - (COGEN, 2012).

Cogeração é a produção simultânea e de forma sequenciada, de duas ou mais formas de energia a partir de um único combustível. O processo mais comum é a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou biomassa.

De qualquer forma, é evidente que a opção da cogeração permite a realização da conversão de energia de maneira mais eficiente do que quando comparada com a geração independente como é o caso das centrais termelétricas que possuem apenas uma forma de energia. O aproveitamento da energia térmica neste processo apresenta elevado rendimento global de energia.

O vasto interesse mundial pelo racionamento energético, combinado com a minimização dos recursos naturais, tem alavancado o interesse e busca pela cogeração, que vem ganhando espaço nos setores industriais e de serviços.

Embora a cogeração pareça algo inovador, na Europa, há mais de um século já vem sendo empregada sob a forma de autoprodução. A cogeração começou a fazer parte do cotidiano das empresas inicialmente substituindo a tração animal por máquinas a vapor d'água, que permitiam o uso deste fluido energético nos processos de aquecimentos e acionamento mecânico.

A tecnologia inicialmente desenvolvida para cogeração industrial foi empregada para produção de calor e potência no final do século XIX e início do XX. Nessa época, era rara a produção centralizada de energia elétrica, também não havia centrais geradoras de energia de grande porte, devido à inexistência de uma tecnologia eficiente. Tanto na Europa quanto no Brasil, os grandes consumidores viram a necessidade de instalar em suas empresas centrais cogedoras de energia para suprirem suas necessidades, os equipamentos da época eram característicos pela baixa eficiência que apresentavam (COGEN, 2012).

Com o avanço e desenvolvimento de novos conceitos tecnológicos, o sistema de geração e distribuição elétrica foi otimizado, com isso as centrais hidrelétricas e termelétricas, eram capazes de fornecer grande quantidade de energia a um baixo custo o que resultou na perda de interesse nos sistemas de cogeração (COGEN, 2012).

A retomada pela cogeração aconteceu somente na década de 70, decorrente da elevação dos preços do petróleo e devido às adaptações que melhoraram os rendimentos das máquinas térmicas tais como: isolamento térmico para caldeiras e tubos. A partir do final dos anos 70 e início dos anos 80, com a política de racionalização de energia elétrica, foi que o ciclo combinado de calor e potência

voltou a ser uma opção às empresas, como forma de reduzir o custo de compra de energia elétrica (BARJA, 2006; ENSINAS, 2008).

A geração distribuída de energia elétrica quando encontrada junto aos centros de carga ou dentro dos próprios, como ocorre na produção independente de energia, se tornou competitiva, com a geração de energia centralizada, com sua concentração em muitas empresas, e, na medida em que a tecnologia foi se desenvolvendo no sentido de aumentar a eficiência das máquinas acionadoras dos geradores elétricos (COBAS, 2001).

Devido ao fato de serem obtidos simultaneamente potência e vapor, utilizando uma mesma fonte energética, a eficiência global da primeira lei em um sistema de cogeração é da ordem de 75 a 90%, muito superiores àquelas quando comparadas a geração exclusiva de energia em sistemas independentes de calor e potência (FIOMARI, 2004; WALTER, 1994).

Dentro da concepção dos sistemas industriais na qual a cogeração já é produzida, ela possibilita a redução de irreversibilidades e a valorização energética do combustível (WALTER, 1994).

Segundo Gomes (2001), dentre as vantagens da prática pela cogeração podemos citar: o aumento da eficiência à medida que se reaproveita a energia contida nos fluxos de rejeito, a redução no consumo de combustível, a redução nos investimentos, redução dos custos globais de produção e transporte de eletricidade, redução nos períodos de construção em relação às alternativas convencionais, expansão da oferta de eletricidade.

Dentre as desvantagens citadas por Gomes (2001) estão: o elevado investimento, à medida que a planta é alterada haverá a necessidade também de se considerar os impostos e custos com operação e manutenção, além da demanda energética futura. A longo prazo, é difícil avaliar todos estes parâmetros, pois eles mudam constantemente e podem ser facilmente influenciáveis, fazendo com que a indústria não opte pela cogeração em muitas das situações, preferindo adquirir energia elétrica da concessionária local. Outro ponto desfavorável é a possível inadequação da instalação cogeradora ao perfil das demandas futuras e ao sistema de fornecimento de energia elétrica, visto que geralmente uma alteração simples em um determinado ponto de operação, levará a outra alteração em um ponto distinto.

É visto que as vantagens da cogeração são muito atrativa e promissora, comprovando que a cogeração vem não somente a fim de reduzir custos com a compra da eletricidade, mas também aparece como um terceiro produto originado da cana-de-açúcar, podendo fazer frente ao álcool e açúcar nas indústrias.

4.2 COGERAÇÃO NO SETOR SUCROALCOOLEIRO

O sistema atual de cogeração do setor sucroalcooleiro utiliza do bagaço da cana como combustível para alimentar a caldeira e produzir simultaneamente calor e trabalho, para os processos de produção de álcool e açúcar. Todas as usinas do

Outro fator importante no que diz respeito à cogeração é a relação dos ambientalistas com as indústrias sucroalcooleiras, em relação à prática de queimada nos canaviais. Este vem servindo como fator determinante aos estudos em torno da cogeração, pois, com a colheita mecanizada é possível recuperar as pontas e folhas da cana-de-açúcar e assim obter um aumento significativo no processo de produção de vapor. Macedo (2001) frisa em seu trabalho que as pontas da cana proveniente de colheita mecanizada possuem aproximadamente duas vezes mais PCI do que o próprio bagaço, resultando em uma maior quantidade de energia produzida.

Contudo, com a necessidade e as várias formas de realizar a cogeração de energia surgiram alguns fatores que devemos tomar por base antes de optarmos por um ou outro sistema de cogeração. Entre eles podemos citar:

- Demanda térmica, mecânica e elétrica do processo;
- Dinâmica do consumo (intermitente ou contínua);
- Porcentagem de participação da energia no custo final do produto;
- Possibilidade e preço de venda da energia excedente.

Entretanto, sabe-se também que a promoção da cogeração nas indústrias não é garantia de retorno financeiro. Principalmente no setor sucroalcooleiro visto as opções oferecidas pelo mercado para o comércio do bagaço. Segundo Jaguaribe *et al.* (2004), o ideal é que se estude qualquer projeto antes de executá-lo mesmo que seja uma ampliação, a fim de evitar perdas financeiras.

Em trabalhos como os de Corrêa Neto (2001), Jaguaribe *et al.* (2004), Walter (1994) entre outros, é possível observar que a utilização dos sistemas de cogeração traz benefícios claros, tanto na redução do nível de contaminantes atmosféricos quanto na redução do consumo de combustíveis fósseis. Atualmente, não é necessário um grande estudo para saber que embora haja alguns empecilhos este sistema de geração de energia é viável do ponto de vista técnico e econômico na maioria das vezes, caracterizado principalmente por um pequeno período de retorno de investimento, permitindo também em alguns casos à geração de excedente elétrico que pode ser incorporado a rede nacional apresentando um lucro agregado, além da garantia de auto-suprimento.

4.3 O ESTÁGIO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO DO SETOR SUCROALCOOLEIRO

A crescente industrialização, a escassez de água para produção de energia elétrica por fontes hidráulicas, o custo e a poluição causada pelas fontes energéticas não renováveis, contribuíram para que o setor sucroalcooleiro buscasse uma forma de se tornar um PIE. Foi observada na biomassa, mais especificamente no bagaço residual da moagem da cana-de-açúcar, uma forma de atender esta necessidade, podendo ser utilizada na produção de potência mecânica, elétrica e vapor.

Walter (1994) destacou que grande parte das usinas do setor sucroalcooleiro foram construídas ou ampliadas durante o Proálcool. Entretanto, não houve uma

homogeneização dos equipamentos. Os vapores dentro de um mesmo processo produtivo são gerados e consumidos a diferentes níveis de pressão. É comum também encontrar diferentes capacidades de geradores de vapor em uma mesma planta.

Ainda hoje, a principal questão no que se refere ao uso de energia está correlacionada à busca do equilíbrio entre a oferta de energia primária (o bagaço) e a demanda de energia (calor e potência). Este equilíbrio depende de fatores característicos de cada usina tais como, a quantidade de fibra na cana-de-açúcar, tempo de moagem e da relação entre a quantidade de cana moída necessária para produzir 1 litro de álcool e 1 saco de açúcar. Contudo, apenas uma pequena quantidade de usinas geram excedentes elétricos (PELLEGRINI, 2009).

Atualmente todas as usinas de cana-de-açúcar do Brasil utilizam os sistemas a vapor, esta tecnologia é amplamente conhecida pelo setor sucroalcooleiro. Em nosso País a maioria das caldeiras e turbogeradores são equipamentos de fabricação nacional, a grande maioria destes fabricantes atendem também ao mercado externo (CGEE, 2009).

Os primeiros geradores de vapor eram verdadeiros incineradores do subproduto do processo industrial, isso era um grande problema para as usinas. Os parâmetros de trabalho do vapor gerado pelas caldeiras eram em média de 2 MPa de pressão e 290 °C de temperatura. As empresas não se preocupavam com eficiência energética e as turbinas utilizadas eram de único estágio, capazes de atender somente a demanda térmica da planta industrial ou parte dela. É importante ressaltar que muitas dessas turbinas são utilizadas até hoje (CORRÊA NETO, 2001; SARAN, 2010).

Decorrente desta baixa eficiência industrial as usinas muitas vezes consumiam toda produção de bagaço e ainda tinham que utilizar combustíveis secundários como o carvão e a lenha.

Devido ao potencial e necessidade de eletrificação do processo industrial as pesquisas se intensificaram para o desenvolvimento de processos mais eficientes, a partir disso surgiram os motores elétricos e as turbinas de múltiplo estágio, isto possibilitou um aumento na geração de vapor e conseqüentemente de excedente elétrico.

Para isso, as características técnicas de tais máquinas térmicas tiveram que ser adaptadas, os níveis de pressão e temperatura da caldeira evoluíram em um primeiro momento para 4 MPa e 420 °C e logo depois para 6 MPa e 480 °C, de pressão e temperatura, respectivamente. Atualmente a maioria dos sistemas de cogeração que produzem energia elétrica para o consumo próprio possuem caldeiras que trabalham nesta faixa de pressão entre 4 MPa e 6 MPa (ENSINAS, 2008; ROCHA, 2010; SARAN, 2010).

A tendência observada é o emprego de parâmetros ainda mais elevados para a geração de vapor, propiciando maior eficiência na geração elétrica, a expectativa, portanto, é que as usinas operem com níveis de pressão e temperatura na ordem de 8 MPa e de 530 °C, respectivamente. Vale ressaltar, que os níveis de temperatura e pressão utilizados no processo de produção de vapor influenciam nos materiais a

serem utilizados como equipamentos e tubulações, pois, para temperaturas maiores que 480 °C tem-se a necessidade de utilizar aços que apresentem alto teor de elemento de liga, podendo inviabilizar o processo devido ao custo do material (CGEE, 2009; ROCHA, 2010; SARAN, 2010).

Para Dixon (1999), a geração de vapor e a combustão demandam dos maiores investimentos de uma usina. O aumento da capacidade de produção de álcool e açúcar depende da capacidade de geração de vapor de uma caldeira que, dispõe de um elevado custo econômico por parte das usinas. Devido a isso, muitas pesquisas tem se intensificado para o desenvolvimento de novas e mais eficientes caldeiras, com o objetivo de maximizar a queima do bagaço e aumentar o calor disponível para geração de vapor.

Os modernos geradores de vapor utilizam grelhas rotativas ou basculantes. São capazes de oferecer eficiências de conversão de até 97% e são as mais comuns no mercado atual. As caldeiras com leito fluidizado ou circulante permitem uma conversão de até 99%, porém seu custo é muito elevado tornando-se atualmente inviável.

Com relação às turbinas a vapor, a potência máxima destes equipamentos de fabricação nacional está limitada a 50 MW, por motivos econômicos, isto porque, os geradores nacionais atendem somente até este nível de potência, e a importação destes ainda é inviável do ponto de vista financeiro. No entanto, verifica-se que a tecnologia na indústria nacional já esta bem desenvolvida e é possível encontrarmos turbinas a vapor com potência de até 150 MW, para operarem com níveis de pressão e temperatura na ordem de 12 MPa e de 530 °C, respectivamente, este tipo de turbina é destinada somente ao mercado externo (CGEE, 2009; ENSINAS, 2008).

As turbinas de extração-condensação apresentam as melhores eficiências do mercado atual, chegando até 85%. Estas máquinas podem ter até duas extrações, atender perfeitamente a demanda térmica do processo, além de condensar um maior potencial da geração.

Segundo um estudo feito por Lobo *et al.* (2002), as empresas que utilizam turbogeradores de múltiplos estágios e motores elétricos para o acionamento das moendas consomem em média 42,1 kg de bagaço para moer uma tonelada de cana, enquanto outras, que utilizam turbinas menores e menos eficientes nos acionamentos, necessitam de 120 kg de bagaço para realizar a mesma tarefa.

4.4 .CONFIGURAÇÕES TÍPICAS DE PLANTAS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO UTILIZANDO CICLO RANKINE E CICLO BRAYTON

O sistema de cogeração mais difundido atualmente no setor sucroalcooleiro é o que utiliza turbinas a vapor como máquinas térmicas, podendo apresentar três configurações fundamentais: turbinas de contrapressão, uma combinação de uma turbina de contrapressão com uma de condensação ou uma turbina de extração-condensação. As turbinas a vapor pertencem ao Ciclo Rankine (usa como fluido

térmico o vapor). O Ciclo Brayton utiliza as turbinas a gás (usa como fluido térmico o gás), são muito empregados em termelétricas a gás, entretanto, há alguns estudos que já visam o aproveitamento do gás natural em sistemas de cogeração de energia em usinas de álcool e açúcar, principalmente quando utilizado em ciclo combinado.

4.4.1 Ciclo Rankine

Este ciclo utiliza a energia térmica proveniente da queima do combustível na caldeira para gerar vapor. A energia térmica gerada pode ser utilizada para acionar as turbinas sob a forma de trabalho mecânico para o próprio processo de produção ou convertida em energia elétrica, por um gerador elétrico que é acionado por uma turbina a vapor. Segundo Barja (2006), a grande vantagem de utilização deste ciclo é a possibilidade de utilização de qualquer combustível (sólido, líquido ou gasoso), o que o torna como única opção em vários casos, como ocorre no aproveitamento do calor residual do processo. Para Brighenti (2003), a vantagem em termos de eficiência energética deste ciclo está no fato de que, a partir de um único combustível é possível obter duas formas de energia, térmica e mecânica. As configurações industriais mais usuais utilizadas no setor sucroalcooleiros com turbina a vapor são descritos abaixo.

4.4.1.1 Turbina de contrapressão

Na Figura 4.2 é possível observar que a biomassa residual da cana-de-açúcar é queimada diretamente nas caldeiras e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor, ou para a geração de energia elétrica. O sistema representado abaixo possui duas turbinas interligadas diretamente ao processo de produção e uma terceira que é utilizada apenas para a geração de eletricidade (ANEEL, Atlas de Energia Elétrica – ANEEL, 2008).

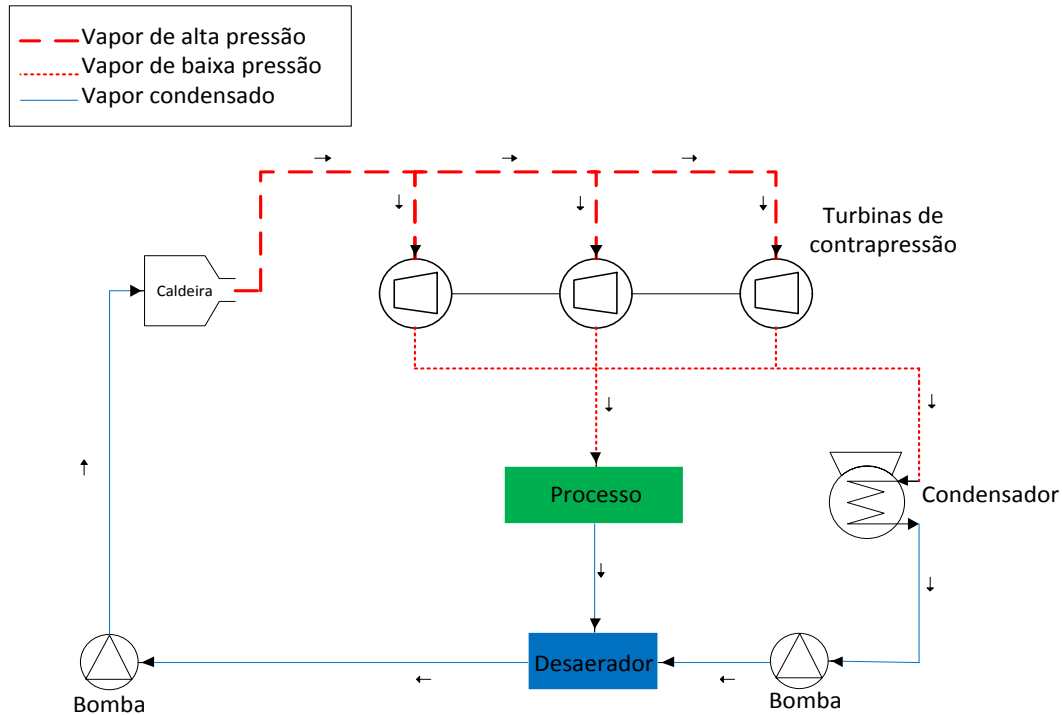


Figura 4.2: Ciclo a vapor com turbinas de contrapressão fazendo uso do condensador.

Segundo a ANEEL (2008), este é o processo mais maduro do ponto de vista comercial e o mais utilizado atualmente nas indústrias. Devido ao seu baixo custo, familiaridade dos operadores com este tipo de equipamento e possibilidade de utilização de todo o vapor disponível para a geração de potência.

A grande desvantagem é que este ciclo opera a baixas pressões de vapor, esta situação se deve as características de desenvolvimento das usinas no Brasil, onde os sistemas foram desenvolvidos para evitar a sobra do bagaço.

4.4.1.2 Turbina de ciclo combinado contrapressão e condensação

Há casos em que uma indústria necessita de distintos níveis de pressão de vapor, isto pode estar relacionado à necessidade de estabilizar o fornecimento de energia elétrica oriunda das concessionárias. Segundo Prieto (2003), a solução para estes casos seria a combinação de turbinas de contrapressão com turbinas de condensação, que são capazes de permitir uma maior flexibilidade na produção da energia térmica e elétrica, apesar do custo ser mais elevado, e da maior complexidade operativa do sistema.

A Figura 4.3 representa um ciclo utilizando turbinas de contrapressão e condensação. Neste ciclo as turbinas de contrapressão fornecem o vapor necessário para o processo à baixa pressão, enquanto o vapor de alta pressão excedente é utilizado em turbinas de condensação. Sistemas eletrônicos garantem que o vapor tenha prioridade ao processo de produção de açúcar e álcool.

Este ciclo a vapor apresentado a seguir possui o melhor aproveitamento do vapor disponível para geração de eletricidade. Sua desvantagem é o custo, pois, turbinas de condensação possuem um maior número de pás, tubos, torres de resfriamento e também um elevado número de bombas adicionais (ANEEL, Atlas de Energia Elétrica – ANEEL, 2008).

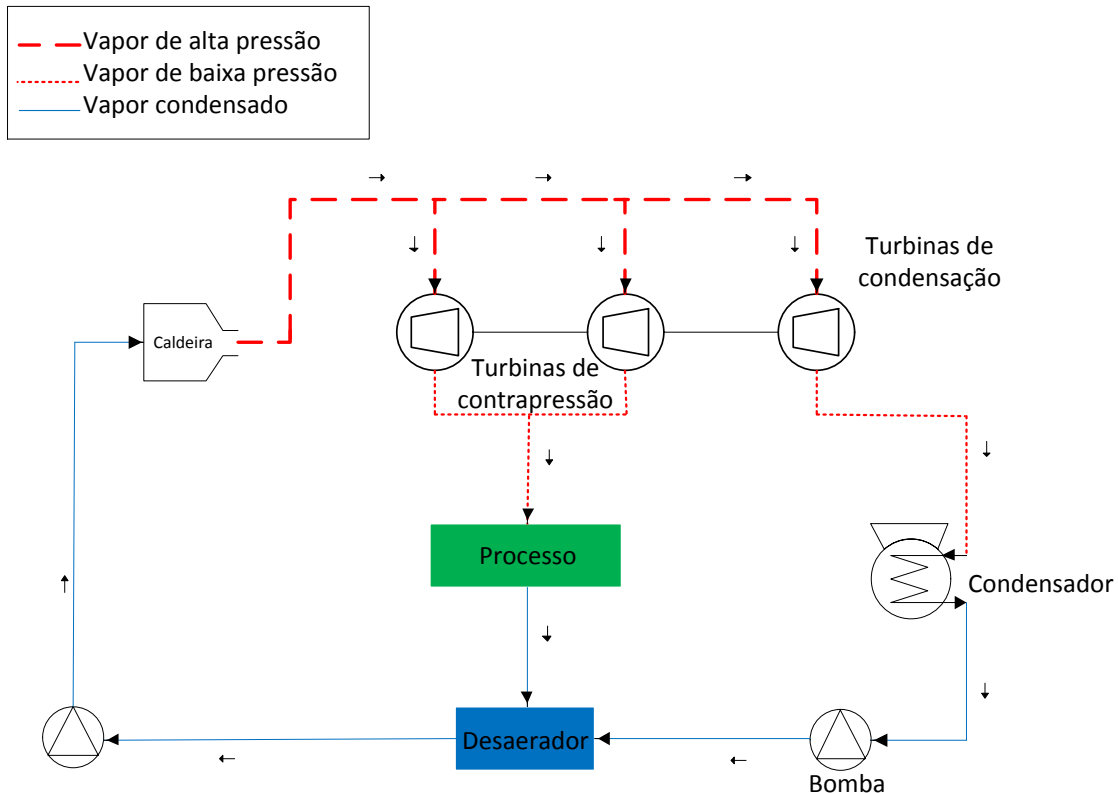


Figura 4.3: Ciclo a vapor com turbinas de condensação e contrapressão fazendo uso do condensador.

4.4.1.3 Turbina de extração-condensação

Quando o objetivo é a venda da energia excedente, é necessário instalar um ciclo termodinâmico que apresente alto desempenho e uma ampla faixa de regulagem entre a energia elétrica e térmica. Isto é encontrado através de um ciclo a vapor com turbinas de extração-condensação, considerado o ciclo mais viável para estes casos (WALTER, 1994).

Ao invés de utilizar a combinação entre duas turbinas como no caso anterior, este sistema utiliza uma só, na qual pode haver mais de uma extração de vapor para o processo, esta extração ocorre de acordo com a demanda e o excedente é utilizado até a condensação.

A Figura 4.4 representa um ciclo a vapor utilizando uma turbina de extração-condensação, o vapor é condensado totalmente ou parcialmente ao final da realização de trabalho na turbina para atender às necessidades térmicas ou mecânicas do processo. O que diferencia este processo e o de contrapressão é a existência de um condensador logo na saída da turbina, e a possibilidade de delimitar um ponto intermediário de temperatura para aquecer a água que alimentará a caldeira proporcionando um aumento na eficiência da geração de energia. Dessa maneira há um melhor aproveitamento do vapor disponível para geração de eletricidade. Porém, seu custo é elevado quando comparado com a instalação de um sistema simples de contrapressão (ANEEL, 2008; CORRÊA NETO e RAMON, 2012).

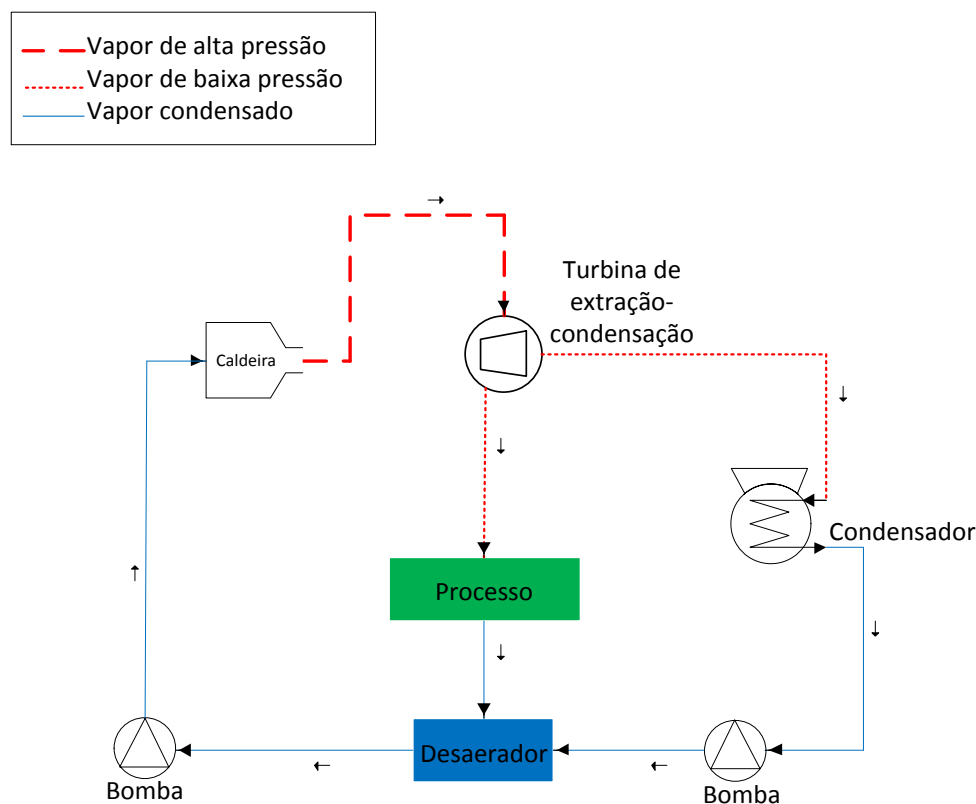


Figura 4.4: Ciclo a vapor com uma turbina de extração-condensação fazendo uso do condensador.

Com a mesma quantidade de combustível a configuração utilizando uma turbina de extração-condensação produz mais energia, quando comparada à turbina de contrapressão, sendo mais flexível.

A pressão de vapor de extração necessário para a produção de açúcar e álcool é de aproximadamente 0,245 MPa, muito abaixo do usual, em outros tipos de indústrias a pressão destinada ao processo em média é de 2 MPa. Por esta razão, a maioria das turbinas são projetadas para situações em que o fluxo é maior na condensação do que na extração. Sendo assim, é necessária uma adaptação para os processos de açúcar e álcool, podendo ser necessárias turbinas muito grande com custo mais elevado.

Uma opção alternativa seria a utilização de duas turbinas, uma turbina de extração-condensação e uma turbina de contrapressão, neste caso, ao invés da extração ir diretamente ao processo de produção, ela pode ocorrer a pressões mais elevadas da ordem de 2 MPa e alimentar as turbinas de contrapressão, que serão capazes de fornecer vapor ao processo através de seus gases de exaustão. Este método só é viável caso esteja disponível uma turbina de contrapressão, pois, o gasto para compra das duas turbinas não se justifica por si só. Este processo pode ser observado pela Figura 4.5 (PRIETO, 2003).

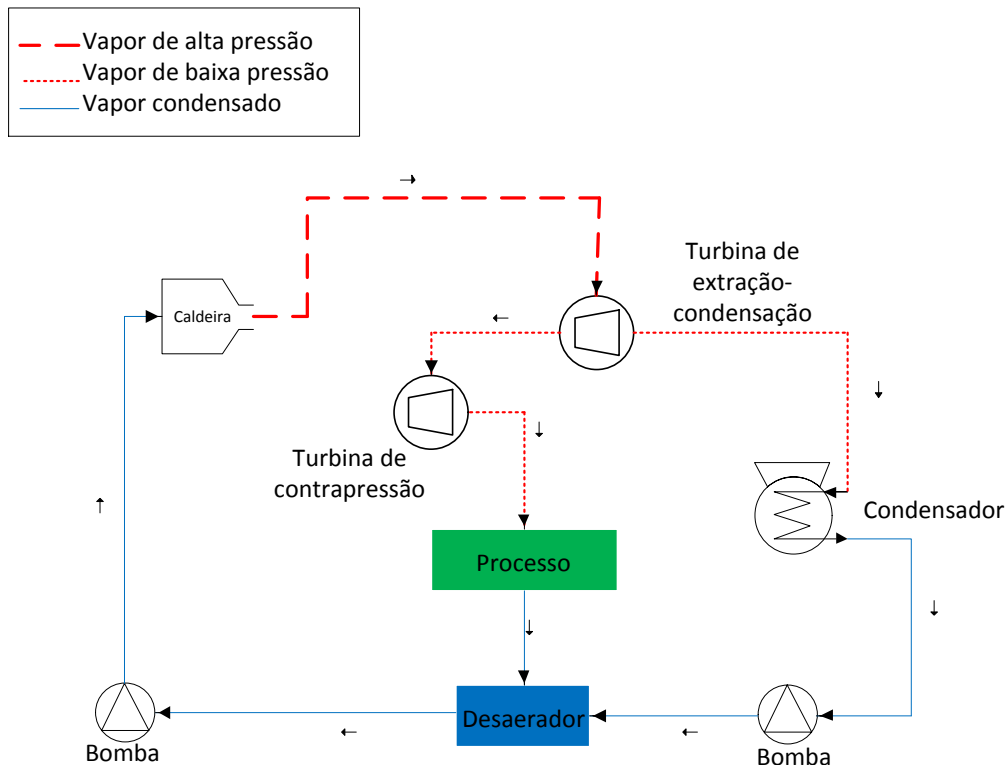


Figura 4.5: Ciclo a vapor com turbinas de extração-condensação e contrapressão fazendo uso do condensador.

4.4.2 Ciclo Brayton

Segundo Barreda Del Campo (1999), a eficiência das turbinas a gás, o preço competitivo e a disponibilidade do gás têm favorecido e aumentado sua utilização em sistemas de cogeração.

Segundo a mesma autora as turbinas a gás possuem modelos que apresentam potências que variam de 1 MW a 200 MW, devido a essa gama faixa de variação de potências elas têm sido utilizadas nas áreas industriais e aeronáutica como: geradores de energia elétrica, acionamento mecânico e como propulsores de aeronaves. Este tipo de turbina pode utilizar tanto combustíveis líquidos quanto gasosos.

A Figura 4.6 representa o ciclo Brayton padrão, para uma turbina a gás, o ciclo padrão tem a finalidade de geração de energia. No ciclo padrão o fluido de trabalho é comprimido no interior do compressor, se a expansão desse fluido ocorrer diretamente na turbina, e se nós supusermos que não haverá perda, a potência gerada pela turbina será igual à consumida pelo compressor. Entretanto, se adicionarmos uma forma de energia para aumentar a temperatura do fluido antes da expansão é possível concluir que haverá um aumento significativo de potência, o que irá produzir mais potência do que o necessário para simplesmente acionar o compressor.

Uma turbina a gás geralmente é constituída de um compressor de ar, uma câmara de combustão, do gás combustível, e da própria turbina, ela produz a potência necessária para o acionamento do compressor, também é capaz de acionar o gerador e os dispositivos mecânicos necessários para o processo de produção, como visto na Figura 4.6.

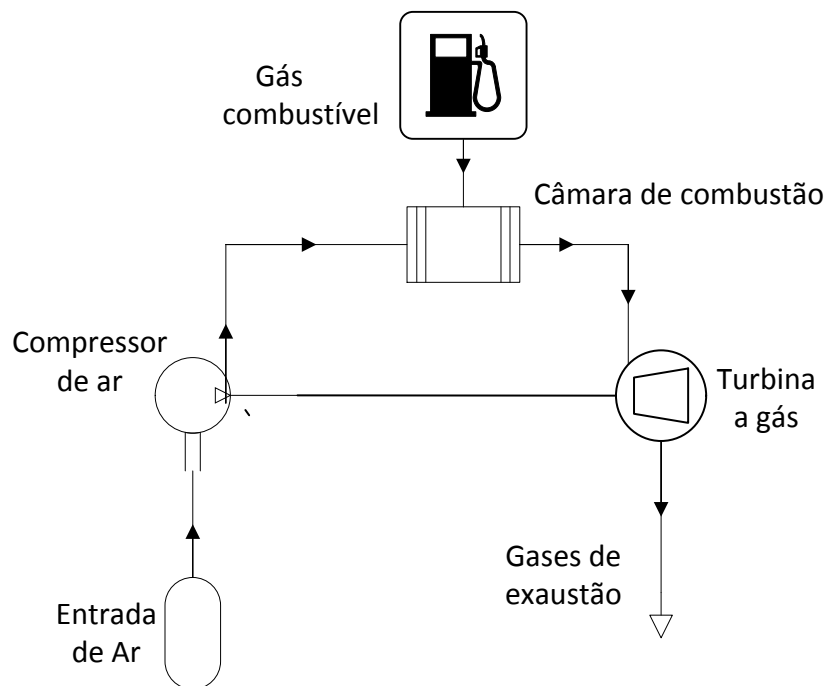


Figura 4.6: Representação de um Ciclo Brayton simples.

Segundo Brighenti (2003), a cogeração no ciclo Brayton ocorre somente através da inserção de uma caldeira de recuperação, na qual os gases de exaustão da turbina são direcionados a caldeira, para gerar vapor que é utilizado no processo.

4.4.3 Ciclo Combinado

O ciclo combinado é uma combinação entre o ciclo Rankine da turbina a vapor com o ciclo Brayton da turbina a gás. Segundo Rocha (2010), a entalpia que

ainda está disponível nos gases de exaustão da turbina de gás é aproveitada sob determinada pressão para gerar vapor na caldeira de recuperação, o vapor proveniente desta caldeira irá expandir-se numa turbina a vapor, produzindo mais energia útil. Portanto, a geração de vapor pela caldeira de recuperação depende da vazão e temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás.

Os sistemas de ciclo combinado apresentam grande flexibilidade com relação à produção de eletricidade e calor. Em comparação com as tecnologias anteriores, os ciclos combinados permitem de uma forma geral uma maior extração de energia mecânica por unidade de energia térmica. Um exemplo de ciclo combinado é observado na Figura 4.7.

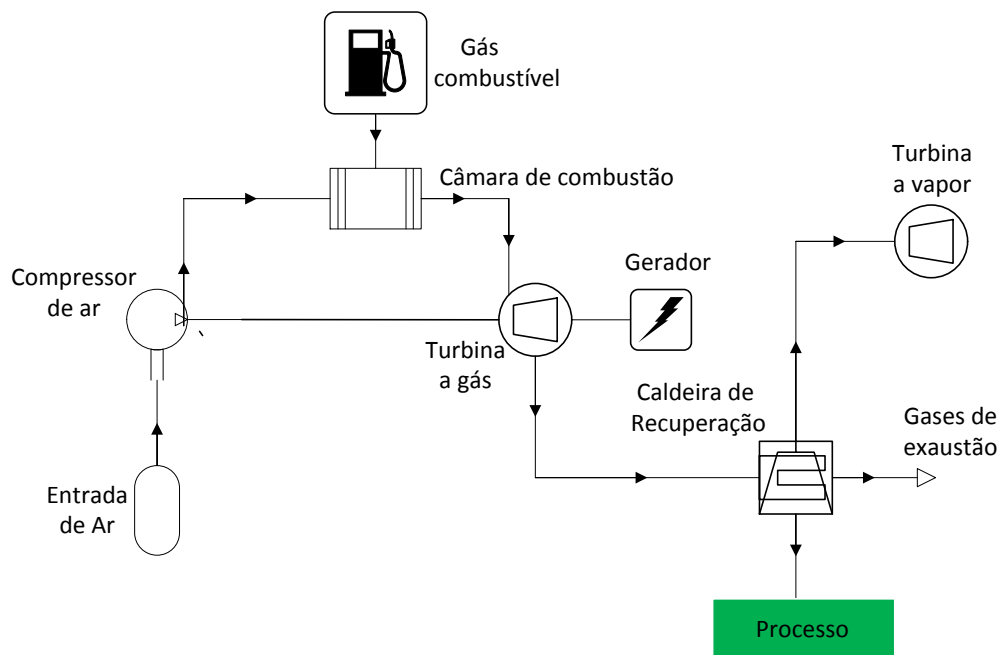


Figura 4.7: Representação de um processo utilizando ciclo combinado.

A grande desvantagem deste ciclo é que ainda é necessário um maior investimento para o desenvolvimento dos sistemas de gaseificação e adaptação das câmaras de combustão externas às turbinas.

Segundo Barreda Del Campo (1999), a aplicação de ciclos combinados com turbinas a gás na indústria sucroalcooleira permite um incremento considerável da quantidade de energia elétrica produzida por tonelada de cana, embora houvesse uma diminuição também considerável no calor disponível para o processo.

5 LOCAL DE ESTUDO

O projeto foi desenvolvido junto ao Programa de Pós-Graduação em Bioenergia. A pesquisa foi complementada com a realização de visitas e pesquisa in loco a Usina de Açúcar Santa Terezinha, que se disponibilizou a fornecer os dados e incentivar a realização do estudo de caso, foram realizadas entrevistas com responsáveis por alguns setores e operadores.

5.1 CARACTERIZAÇÃO ATUAL DO SISTEMA DE COGERAÇÃO DA EMPRESA ANALISADA

As coletas de dados e visitas técnicas foram realizadas em uma Usina de açúcar e álcool que tem como meta futura a venda excedente de energia. Para escolha de tal empresa foi levado em consideração à disponibilidade de fornecimento dos dados e proximidade ao local de estudo.

O sistema de geração desta usina é composto pelo: Sistema de geração de vapor (caldeira), sistema gerador de energia mecânica (1º/2º ternos da moenda, 3º/4º ternos da moenda, 5º/6º ternos da moenda, turbo bomba da destilaria, spray da fábrica, exaustor 1 e 2, picador, desfibrador) e um sistema de geração de energia elétrica (turbogerador).

O consumo de vapor no processo também é complementado por uma válvula redutora de pressão que fornece vapor ao processo.

5.2 A EMPRESA

O grupo Usaçúcar atualmente conta com 8 unidades de produção em funcionamento e duas em desenvolvimento alocadas nas cidades de: Terra Rica, Paranacity, Ivaté, Tapejara, Cidade Gaúcha, São Tomé, Rondon e Iguatemi no estado do Paraná. As usinas localizadas em Eldorado no Mato Grosso do Sul, Moreira Sales e Umuarama no estado do Paraná, estão em desenvolvimento. Contando ainda com o Escritório Central o Terminal Logístico em Maringá, e o Terminal de Transbordo Rodoferroviário em Paranaguá (MANUAL DE INTEGRAÇÃO, 2008).

A Usina de Açúcar Santa Terezinha - Usaçúcar da Unidade de Iguatemi foi à primeira unidade do grupo, criada pelos irmãos Albino, Felizardo, Hélio, Irineu, José e Mauro Meneguetti que se juntaram ao cunhado Alberto Seghese e à irmã Terezinha Meneguetti, para transformarem um pequeno engenho de aguardente em fábrica de açúcar em 1960, no Distrito de Iguatemi/PR.

A unidade industrial de Iguatemi normalmente tem seu mix de produção voltado para o açúcar vhp e pode chegar a 9.000 toneladas de cana moída por dia, e produzir simultaneamente 1000 toneladas de açúcar vhp e 180.000 litros de álcool hidratado.



Figura 5.1: Usina de Açúcar Santa Terezinha.

Fonte: Usaçúcar - Iguatemi (2014).

6 FUNDAMENTOS TERMODINÂMICOS

Durante a aplicação de uma análise termodinâmica devemos considerar; as equações de conservação de massa e energia descritas pela Primeira Lei da Termodinâmica (PLT), as equações de balanço de entropia descrita pela Segunda Lei da Termodinâmica (SLT), assim como as equações de balanço de exergia, que faz uso das duas leis anteriores. A análise exérgica é muito útil quando se deseja avaliar o desempenho de cada componente do sistema, bem como do sistema em conjunto. Esta análise é capaz de quantificar as irreversibilidades termodinâmicas verificadas nos diversos processos (BRANCO, 2005).

Uma hipótese a ser levada em consideração diz respeito aos volumes de controle de um sistema, se este sistema estiver em regime permanente não será contabilizada qualquer variação no tempo, mesmo em operação normal. É possível adotar esta hipótese, pois, mesmo quando há grandes volumes de controle, como ocorre nas caldeiras, não existem grandes variações de massa ou propriedades termodinâmicas (FIOMARI, 2004).

Uma definição importante é a de adiabático, esta definição é utilizada quando não há troca de calor (do ou para) um volume de controle do processo.

Outra definição muito utilizada é a de sistema reversível, são aqueles processos que podem ser invertidos sem deixar vestígios no sistema ou meio. O atrito, a expansão não resistida, a mistura entre duas substâncias, entre outros, são fatores que tornam um sistema irreversível (BORGNAKKE *et al.*, 2009).

6.1 ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA PRIMEIRA LEI DA TERMODINÂMICA

As análises dos sistemas e processos descritos pela Primeira Lei da Termodinâmica são baseadas na conservação de energia e massa. A Primeira Lei considera que os volumes de controle se encontram em regime permanente havendo a conservação de massa, portanto, considera-se somente a entrada e a saída dela do volume de controle, desconsiderando a variação do fluxo de massa em seu interior. Segundo Borgnakke *et al.* (2009), é impossível criar ou destruir uma massa quando aplicada a Primeira Lei da Termodinâmica a um volume de controle.

$$\sum \dot{m}_e - \sum \dot{m}_s = 0 \quad (6.1)$$

sendo que:

$\dot{m}_e$ – Fluxo de massa que entra no volume de controle (kg/s);

$\dot{m}_s$ – Fluxo de massa que sai no volume de controle (kg/s).

A Equação (6.1) descreve que o fluxo de massa de entrada no volume de controle é igual ao fluxo de massa de saída do volume de controle.

Serão adotadas as hipóteses de que os valores das variações de energia cinética e potencial são insignificantes. Porém, vale ressaltar que há pontos de medição de velocidade na entrada das turbinas em que a energia cinética é diferente de zero, mas para simplificação o ponto de medição escolhido fica antes do injetor de vapor e após a turbina. Logo, a equação do balanço de energia em regime permanente na sua forma quase completa pode ser expressa por:

$$\dot{Q}_{v.c.} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \cdot h_e - \sum \dot{m}_s \cdot h_s = 0 \quad (6.2)$$

sendo que:

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);

$\dot{W}_{v.c.}$ – Taxa de potência referente ao volume de controle (kW).

A Equação (6.2) é expansão da Equação (6.1), onde a taxa de energia que entra no volume de controle é igual à taxa de energia que sai dele, desprezando a energia cinética e potencial.

6.2 ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA SEGUNDA LEI DA TERMODINÂMICA

A Primeira Lei da Termodinâmica definiu a propriedade de energia interna, que levou a definição de entalpia e nos permitiu analisar os processos dentro de um sistema de maneira quantitativa. Analogamente, a Segunda Lei da termodinâmica define a propriedade de entropia, que permite a realização de uma análise quantitativa e qualitativa dos processos. Energia e entropia são conceitos abstratos, utilizados para auxiliar a descrição de determinadas observações experimentais (BORGNAKKE *et al.*, 2009).

Este segundo princípio está principalmente relacionado à qualidade da energia e direção do fluxo energético. Um de seus postulados afirma que o calor fluirá da temperatura mais alta para a mais baixa, caso as temperaturas sejam iguais não haverá fluxo de calor (ALMEIDA, 2005).

A Segunda Lei afirma que não há processo natural reversível. Isto significa que cada processo envolve a degradação dos recursos energéticos, ou seja, eles são considerados irreversíveis. A irreversibilidade termodinâmica é quantificada por uma propriedade denominada entropia. Segundo Tsatsaronis (1993), a Segunda Lei da Termodinâmica complementa e reforça um balanço de energia, permitindo o cálculo sobre o valor termodinâmico, obtendo as ineficiências e perdas termodinâmicas reais de processos e/ou sistemas.

O balanço de entropia para um volume de controle em regime permanente pode ser descrito assim:

$$\dot{S}_{\text{ger}} = - \sum \frac{\dot{Q}_{v.c.}}{T_{v.c.}} - \sum \dot{m}_e \cdot s_e + \sum \dot{m}_s \cdot s_s = 0 \quad (6.3)$$

sendo que:

s_e – Entropia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg.K);

s_s – Entropia específica na saída do volume de controle (kJ/kg.K);

$\frac{\dot{Q}_{v.c.}}{T_{v.c.}}$ – Taxa de entropia gerada pelo fluxo de calor no volume de controle (kW/K);

$T_{v.c.}$ – Temperatura superficial do volume de controle (K);

$\dot{S}_{\text{ger}}$ – Taxa de geração de entropia no volume de controle (kW/K).

A Equação (6.3) mostra que a taxa de entropia transferida para fora do volume de controle deve ser igual à soma da taxa na qual a entropia entra no volume de controle, da taxa de entropia gerada pelos fluxos de calor e da taxa de geração de entropia devida às irreversibilidades do processo.

Se o processo descrito for considerado adiabático a geração de entropia será positiva, ou seja, $s_s \geq s_e$. No caso do processo ser adiabático e reversível $s_s = s_e$.

6.3 LIMITAÇÕES DA REALIZAÇÃO DA ANÁLISE ENERGÉTICA BASEADA NA PRIMEIRA LEI DA TERMODINÂMICA

Para Borgnakke *et al.* (2009), a Primeira Lei da Termodinâmica estabelece que para um sistema que efetua um ciclo a integral cíclica do calor é igual a integral cíclica do trabalho. Segundo o mesmo autor um dos problemas de aplicar a Primeira Lei é que ela não impõe restrições quanto às direções do fluxo de calor ou do fluxo de trabalho, sendo assim, um ciclo em que determinada quantidade de calor é cedida pelo sistema e uma quantidade equivalente de trabalho é recebida pelo sistema, satisfaz a Primeira Lei, da mesma maneira que essas transferências se dão em sentidos opostos. Porém, mesmo que este ciclo satisfaça a Primeira Lei, não está assegurado que ele possa ocorrer. Assim é possível perceber que a Primeira Lei não contabiliza a qualidade de energia perdida e nem onde ocorrem as irreversibilidades, logo, não identifica o motivo pela qual elas aparecem. Este tipo de evidência que levou a formulação da Segunda Lei da Termodinâmica (BORGNAKKE *et al.*, 2009).

Tsatsaronis (1993) em seu trabalho descreveu os motivos pelo qual a Primeira Lei da Termodinâmica não é devidamente analisada.

- A Primeira Lei não reconhece as perdas existentes em um reator químico adiabático (gaseificador, por exemplo);
- A Primeira Lei não reproduz qual parte da entalpia de um fluxo ou da taxa de transferência de calor é termodinamicamente desprezível;
- A Primeira Lei não detecta qualquer degradação de energia em um trocador de calor adiabático;

- A Primeira Lei identifica o condensador de uma usina de energia como o componente responsável pela eficiência mais baixa do sistema. Contudo, o método de análise exérgica, determina que mais importante do que as perdas de energia são as perdas de “qualidade de energia”, e, em geral estas ocorrem nas caldeiras.

Segundo Torres (1999), a análise energética realizada pela Primeira Lei da Termodinâmica ainda é válida para ser utilizada em diagnósticos de sistemas térmicos, porém, com a contribuição da Segunda Lei da Termodinâmica e da análise exérgica é possível ampliar esta avaliação. O método exérgico de acordo com Tsatsaronis (1993) permite:

- Avaliar a magnitude de "desperdício de energia" em relação à energia total suprida sob a forma de insumo energético;
- Servir como uma medida para a qualidade (ou desperdício) da energia do ponto de vista termodinâmico;
- Definir a eficiência racional para o sistema energético.

De acordo com Moran e Shapiro (2009), a análise exérgica é apropriada quando o objetivo é maximizar o uso mais eficiente dos recursos, pois, permite determinar os rejeitos e perdas em termos de localização, do tipo e de seus valores reais. Estas informações são utilizadas para reduzir a ineficiência do sistema e avaliá-lo em termo de custos.

Considerando o que foi descrito é visto que a Primeira Lei da Termodinâmica não compete com a Segunda Lei da Termodinâmica, e sim se complementam contribuindo para que seja possível um resultado mais conciso e coerente quando se analisa um sistema térmico.

6.4 DEFINIÇÃO DE EXERGIA

A utilização da exergia é cada vez maior em projetos e análises de sistemas térmicos. Isto se deve principalmente ao uso mais efetivo de fontes como o gás natural, petróleo, carvão e do próprio bagaço da cana-de-açúcar (BEJAN *et al.*, 1996).

De acordo com Kotas *et al.* (1995), a palavra exergia foi utilizada pela primeira vez por Rant em 1956, para substituir vários termos de significados similares que eram empregados em diferentes países: energia útil (França), disponibilidade (EUA) e capacidade de trabalho (Alemanha).

Rant também foi o primeiro a empregar a palavra Anergia, que é a parte da energia não aproveitada, ou melhor: $\text{Energia} = \text{Exergia} + \text{Anergia}$. Energia, portanto, é tudo aquilo que pode ser aproveitado (exergia) somado àquilo que não é útil (anergia). Em outras palavras energia é aquilo que pode ser convertido em calor e/ou trabalho. Porém, para calcular a exergia é necessário que se defina o estado de referência (SHIRMER, 2006).

No âmbito acadêmico são encontradas diversas publicações com definições que dizem respeito à exergia. Torres (1999) em seu trabalho trouxe um resumo dos principais autores.

Gaggioli (1983) define exergia como sendo uma propriedade que mede a capacidade máxima de causar mudança.

Kotas (1985) afirma que a exergia é o padrão da qualidade da energia, utilizando os parâmetros do ambiente (P_0, T_0, μ_0) como estado de referência.

Para Szargut *et al.* (1988), exergia é a quantidade de trabalho obtido quando uma massa é trazida até um estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns do meio ambiente.

Tsatsaronis (1993) refere-se à exergia como o máximo trabalho útil atingível a partir de um portador de energia, imaginando que esse portador de energia seja levado até as condições ambiente em um processo reversível. Segundo o mesmo autor, a exergia de um portador de energia é uma propriedade termodinâmica que depende tanto do estado do transportador quanto do estado do ambiente.

Wall (2009) descreve exergia como o trabalho ou capacidade de realizar trabalho.

De acordo com Moran e Shapiro (2009), exergia é o máximo trabalho teórico possível de ser obtido a partir de um sistema global, quando este é composto por um sistema e pelo ambiente, conforme este entra em equilíbrio com o ambiente, isto é, atinge o estado morto.

A exergia, portanto pode ser entendida como quantidade de energia necessária para dois sistemas em estados diferentes atingirem o equilíbrio. O valor da exergia deve ser diferente de zero. A destruição da exergia é o resultado das irreversibilidades do sistema. A operação dos equipamentos fora das condições de projeto aumenta não só a destruição da exergia, mas também as perdas exergéticas para o ambiente.

Apesar de antigo, o fundamento de exergia ganhou um interesse especial somente nos últimos anos para análise de processos, sendo usualmente empregado na identificação de ineficiências no sistema (DEWULF *et al.*, 2008).

6.5 ANÁLISE EXERGÉTICA

A medida de exergia é obtida, portanto, através da comparação entre dois estados, o estado do sistema e o estado do meio ambiente.

Para Gomes (2001), Rojas (2007), Saran (2010) entre outros, o estado de equilíbrio do sistema com o meio ambiente podem ser dois:

- Equilíbrio restrito é o estado em que o sistema é levado a um equilíbrio térmico e mecânico com o meio ambiente, onde a temperatura e pressão do sistema são iguais às do ambiente;

- Equilíbrio irrestrito é o estado em que o sistema é levado a um equilíbrio térmico, mecânico e químico com o meio ambiente, onde o sistema possui energia, mas não possui exergia.

Outra consideração de grande importância é o ambiente tomado como referência quando se deseja calcular a exergia de um sistema, o ambiente real é muito complexo para ser usado em cálculos termodinâmicos, então se introduz um meio idealizado, onde; não há gradiente de temperatura e pressão, também deve estar em equilíbrio químico, além de ter velocidade zero e ter energia potencial mínima. Exigências análogas podem ser estabelecidas em relação aos efeitos magnéticos, elétricos e superficiais, se forem relevantes na formulação. Segundo Rojas (2007), o ambiente pode ser modelado através de duas abordagens:

- As substâncias do sistema analisado devem coincidir com as substâncias escolhidas para o meio de referência;
- Todos os sistemas são analisados com um único estado de referência, pode este estado escolhido coincidir ou não com o ambiente real.

O ambiente padrão ou ambiente de referência a ser considerado deve apresentar, T_0 e P_0 temperatura e pressão respectivamente, iguais para todas as substâncias. No caso do sistema em interesse estar a T_0 e P_0 e em repouso em relação ao ambiente, dizemos que o mesmo está no estado morto. Neste estado não há interação com o meio ambiente, logo, não há potencial para realizar trabalho (MORAN e SHAPIRO, 2009).

De acordo com Oliveira Jr (2006), *apud* Jaramillo (2011), a quantificação da grandeza exergia pode ser introduzida a partir do conceito de trabalho reversível, isto é observado através do balanço de exergia que pode ser escrito como uma combinação linear do balanço de energia com o balanço de entropia.

Portanto, a realização de um balanço exergético em um volume de controle, operando em regime permanente, desprezando-se as energias cinéticas e potenciais é representada pela equação abaixo:

$$\dot{m}_s \cdot ex_s - \dot{m}_e \cdot ex_e = \dot{Q}_{v.c.} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{v.c.}}\right) - \dot{W}_{v.c.} - T_0 \cdot \dot{S}_{ger} \quad (6.4)$$

sendo que:

ex_e – Exergia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);

ex_s – Exergia específica na saída do volume de controle (kJ/kg).

Em uma situação geral, com várias entradas e saídas, o balanço exergético pode ser escrito da seguinte forma:

$$\dot{I}_{v.c.} = \sum \dot{Q}_{v.c.} \cdot \left(1 - \frac{T_0}{T_{v.c.}}\right) - \sum \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \cdot ex_e - \sum \dot{m}_s \cdot ex_s \quad (6.5)$$

sendo que:

$\dot{I}_{v.c.}$ – Taxa de irreversibilidade no volume de controle ($= T_0 \cdot \dot{S}_{ger.}$).

Nos processos reais, parte da exergia total fornecida ao sistema é destruída. Como a energia total é conservada em um balanço de energia, não existe uma analogia a se fazer com a Primeira Lei, quando há destruição de exergia. A exergia destruída representa, portanto a real perda de energia que não pode ser identificada com o balanço de energia (GOMES, 2001 e TSATSARONIS, 1993).

Segundo Szargut (1999), a exergia total de um determinado fluxo, de um fluido pode ser subdividida em exergia potencial, cinética, química e física. Em um sistema de cogeração desprezam-se as exergias cinéticas e potenciais, portanto, a exergia do fluxo de um fluido é dada somente pela soma das exergias físicas e químicas.

$$ex_{tot} = ex_{fis} + ex_{qui} \quad (6.6)$$

Como a exergia é função de dois estados de equilíbrio e, uma vez fixo o ambiente de referência é possível calcular a exergia em qualquer outro estado (ROJAS, 2007).

Em outras palavras a exergia é associada aos fluxos de massa, até estes fluxos chegarem às condições de P_0 e T_0 pressão e temperatura ambiente respectivamente, a exergia total é então representada por:

$$ex_{tot} = \frac{(h - h_0) - T_0(s - s_0)}{I} + \frac{\sum(\mu_i - \mu_{0,i})x_i}{II} \quad (6.7)$$

sendo que:

$\mu_{0,i}$ – 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.

O estado morto ou ambiente de referência é indicado pelo subíndice “0”. O trabalho reversível será máximo quando $s_s = s_0$ e $h_s = h_0$.

Onde, a primeira parte da Equação (6.7) acima (I) corresponde a exergia física de um fluxo, e é calculada onde há equilíbrio térmico e mecânico com o meio, com base em um estado de referência restrito (P_0, T_0). A segunda parte (II) de acordo com Szargut (1999) denota que a exergia química expressa o valor exergético da substância resultante da diferença de sua concentração em relação à composição química do ambiente, com a temperatura e pressão em equilíbrio com o meio de referência, o valor do potencial químico vai aumentando à medida que vai se afastando do padrão (ROJAS, 2007).

Szargut *et al.* (1988) definiram uma substância padrão para cada elemento da tabela periódica, assim foi possível definir um ambiente padrão, dessa forma pôde-se calcular a exergia para qualquer composto químico.

Fazendo uso da ideia de um ambiente que represente o mundo físico real, este estudo adotou como ambiente de referência as Condições Normais de

Temperatura e de Pressão (CNTP), $T_0=298,15$ K e $P_0=101,325$ kPa. Para estas condições a entalpia e entropia de referência são respectivamente.

h_0 – Entalpia da água para o estado morto (104,8 kJ/kg);

s_0 – Entropia da água para o estado morto (0,3669 kJ/kg.K).

6.6 EXERGIA DO BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR

A equação utilizada para calcular a exergia específica do bagaço de cana toma como base à correlação entre a exergia química e o PCI do combustível, a composição elementar do combustível, a relação entre as frações em massa de carbono, hidrogênio, oxigênio e nitrogênio no bagaço, além do conteúdo de cinzas e de umidade, conforme descrito a seguir por (SZARGUT *et al.*, 1988).

$$ex_{comb} = \beta \cdot (PCI_{comb} + h_{\text{água}} \cdot Z_{\text{água}}) + ex_{\text{água}} \cdot Z_{\text{água}} \quad (6.8)$$

em que,

$$\beta = \frac{1,0412 + 0,2160 \cdot \left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C}\right) - 0,2499 \cdot \left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C}\right) \left[1 + 0,7884 \cdot \left(\frac{Z_{H_2}}{Z_C}\right)\right] - 0,0450 \cdot \left(\frac{Z_{N_2}}{Z_C}\right)}{1 - 0,3035 \cdot \left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C}\right)} \quad (6.9)$$

sendo que:

ex_{comb} – Exergia específica do combustível (kJ/kg);

β – Função das frações de massa dos componentes do bagaço (%);

PCI_{comb} – Poder calorífico inferior do bagaço (7.736 kJ/kg);

$h_{\text{água}}$ – Entalpia de vaporização da água (2.442,3 kJ/kg);

$ex_{\text{água}}$ – Exergia específica química da água líquida (49,96 kJ/kg);

$Z_{\text{água}}$ – Fração em massa de água no bagaço úmido (50%);

Z_{H_2} – Fração em massa de hidrogênio no bagaço (6,4%);

Z_C – Fração em massa de carbono no bagaço (46,3%);

Z_{O_2} – Fração em massa de oxigênio no bagaço (43,4%);

Z_{N_2} – Fração em massa de nitrogênio no bagaço (0,0%).

A respectiva exergia do bagaço utilizada para este trabalho será de 10.180 (kJ/kg), como demonstrado a partir do cálculo efetuado no Apêndice C.

6.7 EFICIÊNCIA PELA PRIMEIRA E SEGUNDA LEI DA TERMODINÂMICA

Eficiência energética é a relação entre a energia fornecida para um sistema e a energia produzida pelo sistema, ela consiste na ideia de otimização de um projeto,

a fim de apontar as medidas para reduzir perdas e como consequencia aumentar o lucro do empreendimento.

A eficiência térmica baseada na Primeira Lei da Termodinâmica relaciona o trabalho realizado no volume de controle (adiabático e reversível), com o trabalho hipotético isentrópico, desde um mesmo estado de entrada até uma mesma pressão de saída. As Equações (6.10) e (6.11) mostram a eficiência para turbinas e bombas, respectivamente:

$$\eta = \frac{\dot{W}_{v.c.}}{\dot{m} \cdot \Delta h_{iso}} \quad (6.10)$$

$$\eta = \frac{\dot{m} \cdot \Delta h_{iso}}{\dot{W}_{v.c.}} \quad (6.11)$$

sendo que:

$\dot{m}$ – Fluxo de massa do líquido ou vapor no volume de controle (kg/s);

Δh_{iso} – Diferença de entalpia de entrada e saída em processos isentrópicos no volume de controle (kJ/kg).

A eficiência sob o ponto de vista da Segunda Lei da Termodinâmica compara o trabalho real produzido no volume de controle do processo, com a variação de exergia real entre o estado de entrada e saída.

$$\psi = \frac{\dot{W}_{v.c.}}{\dot{m} \cdot (ex_e - ex_s)} \quad (6.12)$$

O cálculo de eficiência das caldeiras tanto para a Primeira quanto da Segunda Lei, são calculados pelas seguintes equações:

$$\eta = \frac{\dot{m}_s \cdot h_s - \dot{m}_e \cdot h_e}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (6.13)$$

$$\psi = \frac{\dot{m}_s \cdot ex_s - \dot{m}_e \cdot ex_e}{\dot{m}_{comb} \cdot ex_{comb}} \quad (6.14)$$

sendo que:

$\dot{m}_{comb}$ – Fluxo de massa do combustível na caldeira (kg/s).

Vários artigos estudaram a fração mássica de água no bagaço para processo de queima e cogeração, os valores mais encontrados são 49% e 50% de água no bagaço. Os valores utilizados neste trabalho são os mesmos encontrados por Camargo et al. (1990) representados pela Tabela 6.1.

Tabela 6.1: Características do bagaço de cana.

Parâmetro	Valor	Unidade
Poder Calorífico Inferior (PCI_{comb})	7.736	kJ/kg
Temperatura	25	°C
Umidade	50	%
Carbono	46,3	%
Hidrogênio	6,4	%
Oxigênio	43,3	%
Nitrogênio	0,0	%
Cinzas	4,0	%

Fonte: Adaptado de Camargo *et al.* (1990).

6.8 RELAÇÃO ENTRE ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA

Segundo Rosen e Dincer (2001), a análise energética tem como objetivo a redução da perda de calor e a melhoria da recuperação de calor. Uma das limitações deste método é a falta de informação sobre a degradação que ocorre no processo, bem como a quantidade e qualidade do calor contido no processo. Para estes autores a utilização do método exergético se justifica, pois este conceito pode identificar claramente os locais de maior degradação de energia no processo, e calcular a magnitude real dessa perda exergética.

A Tabela 6.2 representa a comparação realizada por Rojas (2007).

Tabela 6.2: Tabela comparativa entre energia e exergia.

ENERGIA	EXERGIA
Dependente dos parâmetros de fluxos de energia e matéria, independente dos parâmetros ambientais.	Dependente dos parâmetros: ambientais, dos de fluxos de matéria e dos fluxos de energia.
“Nada desaparece”.	“Tudo dispersa”
Baseada na PLT.	Baseada na PLT (só em processos reversíveis) e na SLT.
Energia é sempre conservada em balanço e nunca pode ser produzida ou consumida.	Exergia sempre é conservada em processos reversíveis e consumida em processos irreversíveis (processos reais), isto é, não existe balanço exergético em processos reais.
“Energia é movimento ou capacidade de gerar movimento”.	“Exergia é trabalho ou capacidade de produzir trabalho”.
$\Delta Q = \Delta U + \Delta W$	$ex = T_0 \cdot \Delta S^{tot}$
Energia tem valor diferente de zero.	Exergia é zero quando se encontra em estado de equilíbrio com o meio de referência.
“Tudo é energia”.	“Contraste é exergia”.
Energia é uma medida de quantidade.	Exergia é uma medida de quantidade e de qualidade.

Fonte: Adaptado de Rojas (2007).

6.9 ÍNDICES DE DESEMPENHO EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO

A avaliação do desempenho de uma planta industrial que faz uso da cogeração, quando baseada na Primeira Lei da Termodinâmica implica na comparação entre produtos de diferentes qualidades e poderes termodinâmicos, como; calor e potência (BARREDA DEL CAMPO, 1999; ROCHA, 2010; SARAN, 2010 e WALTER, 1994).

Ensinas (2008) cita que as plantas de geração de potência convencionais e sistemas de cogeração apresentam concepções diferentes. As plantas de geração de potência (geralmente elétrica) procuram ter uma máxima eficiência, enquanto os projetos de cogeração requerem o atendimento das demandas de calor e potência. Visto que ambos os produtos apresentam suas vantagens, e necessidades de acordo com a produção, o cálculo de eficiência elétrica passou a ser um critério de desempenho adequado para uso.

Segundo Fiomari (2004), o objetivo de utilizar os índices de desempenho é avaliar os sistemas de cogeração como um todo, esclarecendo as diferenças entre eles, principalmente com relação à aplicação de métodos baseados na Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica.

Um aspecto capaz de determinar o dimensionamento do sistema de cogeração, é a demanda de eletricidade e calor. As usinas sucroalcooleiras em especial as que empregam a água como fluido de trabalho utiliza a combustão para transformar a água em vapor, que se expande em uma turbina e gera trabalho de eixo, que pode ser usado para acionamento mecânico ou elétrico, o rejeito do vapor é utilizado para satisfazer a demanda térmica da planta industrial. A maioria dos sistemas industriais são dimensionados somente para suprir a demanda térmica da própria empresa, porém, esta energia pode ser facilmente comercializável. Nestes casos se vê a necessidade de calcular um índice capaz de descrever o desempenho do sistema de cogeração (FIOMARI, 2004; PRIETO, 2003 e SARAN, 2010).

Lizarraga (1994) entre outros autores discutem alguns parâmetros a serem adotados em sistemas de cogeração (Equações (6.15) a (6.29)).

6.9.1 Fator de Utilização de Energia (FUE)

Vários são os indicadores de desempenho em sistemas de cogeração. Segundo Dantas (2010), é comum avaliar a eficiência dos sistemas através da Primeira Lei ou Fator de Utilização de Energia (FUE). Segundo Rocha (2010), a Equação (6.15), representa o FUE, esta é a relação entre a energia térmica ou eletromecânica aproveitada no ciclo e a energia do combustível gasta para geração de vapor.

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_U}{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot PCI_{\text{comb}}} \quad (6.15)$$

sendo que:

$\dot{Q}_U$ – Taxa útil de calor para o processo (kW);

$\dot{W}$ – Potência total produzida (kW).

Para Shirmer (2006), o FUE fornecerá a eficiência do sistema. Há casos em que o FUE pode fornecer informações incoerentes sobre o sistema em questão avaliado, uma vez que o mesmo consiste em um valor global de quantidade de energia, o que significa que um alto valor do FUE pode estar associado a um pequeno valor de potência elétrica produzida (SARAN, 2010).

Outro resultado insatisfatório que esta equação pode gerar é quando se atribui o mesmo peso a dois tipos diferentes de energia: energia térmica e eletromecânica, sabendo que a energia térmica é mais fácil de ser produzida, devendo-se por isso valorizar mais a energia eletromecânica.

6.9.2 Índice de Poupança de Energia (IPE)

O indicador de desempenho, Índice de Poupança de Energia (IPE), está relacionado à economia de energia em um combustível e é obtido em sistemas de cogeração que produzem separadamente energia térmica e elétrica (BARREDA DEL CAMPO, 1999).

$$\text{IPE} = \frac{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot \text{PCI}_{\text{comb}}}{\frac{\dot{W}}{\eta_{\text{turb_ref}}} + \frac{\dot{Q}_U}{\eta_{\text{cald_ref}}}} \quad (6.16)$$

sendo que:

$\eta_{\text{turb_ref}}$ – Eficiência térmica das turbinas de uma planta potência com referência (40%);

$\eta_{\text{cald_ref}}$ – Eficiência térmica de caldeiras que produzem apenas vapor saturado (77%).

Este índice tem a finalidade de medir a poupança de energia. Quanto menor o valor do IPE, melhor será o desempenho do sistema. A partir desta equação acima, também se define a Equação (6.17) que se refere à quantidade de Energia a Economizar (EEC), devido à cogeração.

$$\text{EEC} = 1 - \text{IPE} \quad (6.17)$$

6.9.3 Índice de Geração de Potência (IGP)

O Índice de Geração de Potência (IGP) é capaz de calcular separadamente a eficiência da geração de potência, subtraindo a energia utilizada para fins de aquecimento. Descrito através da Equação (6.18).

$$\text{IGP} = \frac{\dot{W}}{\dot{m}_{\text{comb}} \cdot \text{PCI}_{\text{comb}} - \frac{\dot{Q}_U}{\eta_{\text{cald}}}} \quad (6.18)$$

sendo que:

η_{cald} – Eficiência térmica das caldeiras da unidade.

6.9.4 Razão Potência - Calor (RPC)

A efetividade de custo de um sistema de cogeração está diretamente relacionada com a quantidade de potência elétrica que um sistema é capaz de produzir para uma determinada quantidade de calor utilizada no processo. Esta relação está estabelecida na Equação (6.19) (ROCHA, 2010).

$$RPC = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_U} \quad (6.19)$$

Esta Relação de Potência - Calor representa um dos parâmetros mais úteis na avaliação de sistemas de cogeração, fornecendo informações conjuntas capazes de gerar um embasamento mais objetivo nas decisões a respeito do funcionamento e potencial desses sistemas. Pode também ser descrita em função do Fator de Utilização de Energia (FUE), expressa através da Equação (6.20).

$$FUE = \frac{\left(1 + \frac{1}{RPC}\right) \cdot \dot{W}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (6.20)$$

6.9.5 Eficiência Global da Planta (η_{global})

Para que se torne possível à avaliação da eficiência global da planta, é necessária a consideração de toda potência gerada (mecânica ou elétrica), de toda energia (útil e perdida), bem como da energia proveniente do combustível. Conforme apresentado na Equação (6.21).

$$\eta_{global} = \frac{\dot{W}_{ele} + \dot{W}_{mec} + \dot{Q}_{evap} + \dot{Q}_{dest} - \dot{W}_{bomb} - \dot{Q}_{cond}}{\dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb}} \quad (6.21)$$

sendo que:

$\dot{W}_{ele}$ – Potência de eixo produzida para os acionamentos dos geradores elétricos (kW);

$\dot{W}_{mec}$ – Potência de eixo produzida para os acionamentos mecânicos (kW);

$\dot{W}_{bomb}$ – Potência de bombeamento consumida na planta (kW);

$\dot{Q}_{evap}$ - Potência térmica útil no sistema de evaporação da água do caldo (kW);

$\dot{Q}_{dest}$ - Potência térmica útil no processo de destilação (kW);

$\dot{Q}_{cond}$ - Potência térmica útil perdida no condensador (kW).

A eficiência global da planta representa o aproveitamento líquido da energia proveniente do combustível consumido na caldeira, de maneira que se considere a energia útil, na forma de energia térmica ou potência eletromecânica, e também a energia (consumida e/ou perdida) no ciclo (FIOMARI, 2004; RODRIGUES, 2005).

6.10 OUTROS PARÂMETROS IMPORTANTES NO SETOR SUCROALCOOLEIRO

Como já foi descrito anteriormente o bagaço proveniente da cana-de-açúcar é a fonte de energia das caldeiras. A quantidade de bagaço na caldeira é determinante na quantidade de vapor gerado pela mesma. O principal parâmetro na avaliação da quantidade de energia contida no bagaço de cana-de-açúcar é o PCI, quanto menor este valor menos energia disponível o PCI apresentará.

Outro parâmetro importante é a quantidade de açúcar existente no bagaço, porém, vale ressaltar que o PCI do bagaço não apresenta variações significativas com pequenas variações de porcentagem % de açúcar.

6.10.1 Relação Bagaço - Vapor ($R_{\text{bag/vap}}$)

A Relação Bagaço - Vapor é um parâmetro muito importante, pois está associado à eficiência da caldeira. Este parâmetro é calculado em função da quantidade necessária de bagaço para produzir um quilograma de vapor na temperatura e pressão desejadas, isto pode ser observado pela Equação (6.22).

$$R_{\text{bag/vap}} = \frac{\dot{m}_{\text{bag}}}{\dot{m}_{\text{vap}}} \quad (6.22)$$

Se o processo estiver em regime permanente, é possível correlacionar a Equação (6.22) com a Equação (6.13) para o cálculo da eficiência da caldeira de acordo com a Primeira Lei da Termodinâmica.

$$\eta = \frac{h_{\text{vap}} - h_{\text{água}}}{R_{\text{bag/vap}} \cdot \text{PCI}_{\text{comb}}} \quad (6.23)$$

A Figura 6.1 ilustra a relação de η com $R_{\text{bag/vap}}$, supondo a operação de uma caldeira em que a água entre a 127,5 °C e 6.468 kPa e o vapor sai a 530 °C e 6.468 kPa, para um bagaço com PCI de 7.736 kJ/kg. Supondo que não haja perda de carga na alimentação da água da caldeira e em suas tubulações internas e a pressão da água e do vapor sejam a mesma.

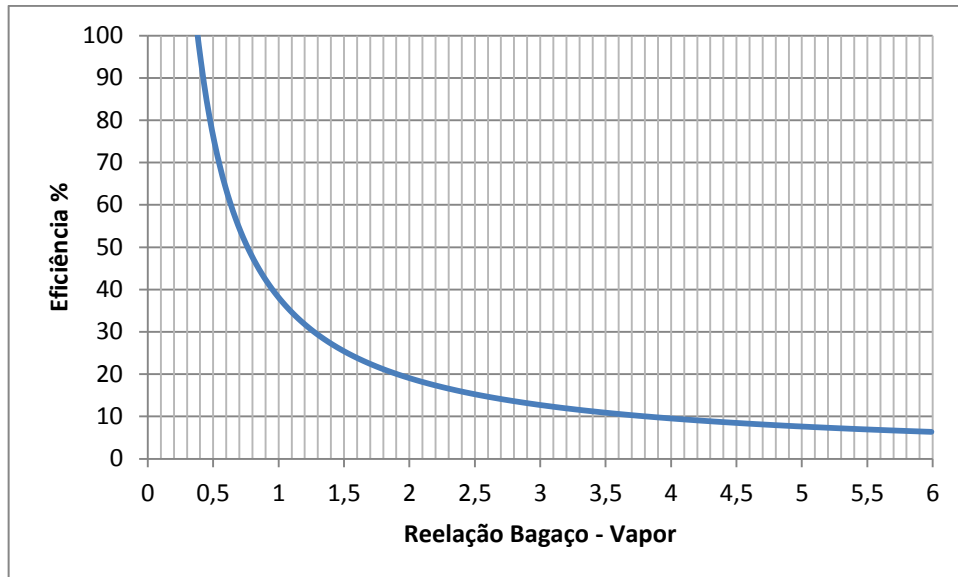


Figura 6.1: Relação entre a eficiência η da Primeira Lei da Termodinâmica e o $R_{\text{bag/vap}}$ de uma caldeira.

Utilizando os parâmetros anteriores, a Relação Bagaço - Vapor deveria ser de 0,3812 para obtermos uma eficiência de 100%. Quando a relação for menor que esta, a eficiência violaria a Primeira Lei da Termodinâmica, pois seria necessário um bagaço com maior potencial energético, visto que a energia necessária para que isto ocorresse seria maior.

Analogamente a eficiência da Primeira Lei descrita pela Equação (6.23), temos a eficiência da caldeira pela Segunda Lei da Termodinâmica dada pela Equação (6.24).

$$\psi = \frac{ex_{\text{vap}} - ex_{\text{água}}}{R_{\text{bag/vap}} \cdot ex_{\text{bag}}} \quad (6.24)$$

Uma vez definido o consumo de bagaço por unidade de vapor gerado em uma caldeira, é possível determinar o consumo de bagaço por determinada produção de vapor.

Fazendo uso dos mesmos valores de temperatura e pressão correspondentes a Figura 6.1, e do valor de 10.180 kJ/kg para exergia do bagaço como visto no Apêndice C. Podemos encontrar a relação de ψ com $R_{\text{bag/vap}}$, descrito na Figura 6.2.

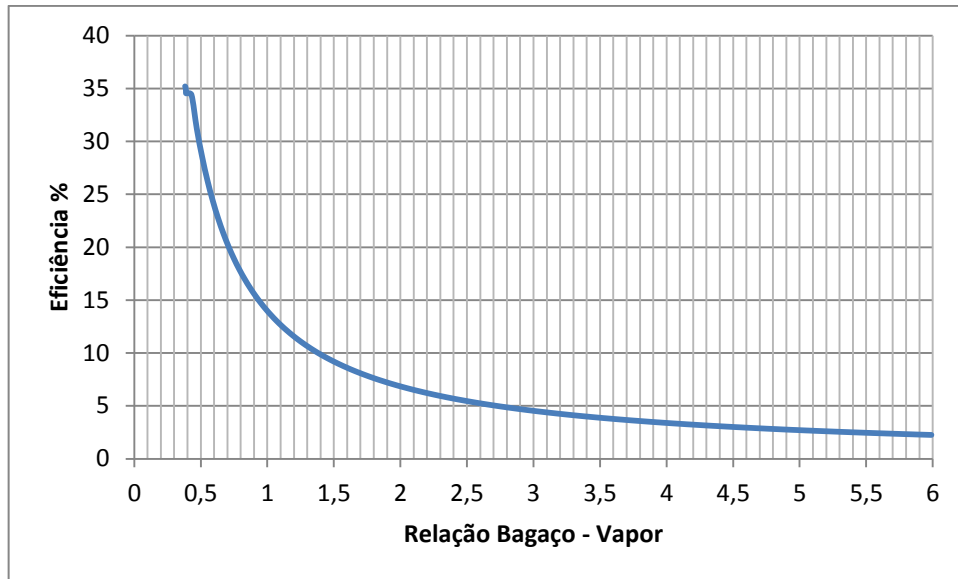


Figura 6.2: Relação entre a eficiência ψ da Segunda Lei da Termodinâmica e o $R_{\text{bag/vap}}$ de uma caldeira.

A máxima eficiência da caldeira pela Segunda Lei da Termodinâmica quando a relação bagaço-vapor mínima fosse de 0,382 é de 35,19%.

6.10.2 Relação Vapor - Cana Moída ($R_{\text{vap/cana_moi}}$)

A demanda térmica no processo de fabricação de açúcar e álcool é representada pela Relação Vapor - Cana Moída, que representa a energia térmica utilizada no processo. Esta relação em uma planta industrial é melhor quanto menor a quantidade necessária de vapor para se obter o máximo de caldo possível, a mesma é descrita pela Equação (6.25).

$$R_{\text{vap/cana_moi}} = \frac{\dot{m}_{\text{vap}}}{\dot{m}_{\text{cana_moi}}} \cdot 1000 \quad (6.25)$$

O valor da vazão mássica de vapor é resultado da soma da produção de vapor oriunda da caldeira com a quantidade de água injetada nos dessuperaquecedores. A finalidade do dessuperaquecedor é de deixar a temperatura de vapor do escape da caldeira mais próxima à temperatura de saturação da água para que a troca térmica ocorra de maneira mais eficiente. Segundo Rocha (2010), em um ciclo de cogeração não há perda de energia, pois, a diminuição de energia causada pela redução da temperatura é compensada pela vazão mássica de água que entra no dessuperaquecedor gerando um aumento da vazão de vapor.

6.10.3 Relação Potência Elétrica - Cana Moída ($R_{\text{pot_elet/cana_moi}}$)

A Relação Potência Elétrica - Cana Moída é análoga à encontrada na Relação Vapor - Cana Moída citada no tópico anterior. As usinas que fazem uso de turbinas para o acionamento mecânico apresentam uma menor relação do que as que fazem uso de motores elétricos para o acionamento, visto que, neste caso a demanda e a potência elétrica instalada são maiores. Esta relação indica a quantidade de cana necessária para produção 1 KW, é importante salientar que quanto maior este valor para uma mesma quantidade de cana moída mais eficiente será o processo.

$$R_{\text{pot_elet/cana_moi}} = \frac{\dot{W}_{\text{elet}}}{3,6 \cdot \dot{m}_{\text{cana_moi}}} \quad (6.26)$$

6.10.4 Relação Vapor - Potência Elétrica ($R_{\text{vap/pot_elet}}$)

A Equação (6.27) ilustra a relação entre a quantidade de vapor consumida e a potência elétrica gerada, expresso em kg/kWh. Esta relação é definida pela quantidade de vapor consumido em kg/s com a potência elétrica ou mecânica gerada por uma turbina em kW.

$$R_{\text{vap/pot_elet}} = \frac{3,6 \cdot \dot{m}_{\text{vap}}}{\dot{W}_{\text{elet}}} \cdot 1000 \quad (6.27)$$

Esta equação está associada ao rendimento do equipamento, quanto menor a relação expressa pela Equação (6.27), maior o seu rendimento termodinâmico, o mesmo pode ser determinado pela Equação (6.28).

$$n = \frac{3,6 \dot{m}_{\text{vap}}}{R_{\text{vap/pot_elet}} \Delta h_{\text{iso}}} \cdot 1000 \quad (6.28)$$

O rendimento definido para Primeira Lei depende somente da entalpia em um processo isentrópico.

6.10.5 Relação Bagaço - Potência ($R_{\text{bag/pot_elet}}$)

A necessidade de avaliar o conjunto de caldeiras e turbinas, por meio do acionamento mecânico ou elétrico foi proposta a fim de facilitar o conhecimento dos

pontos críticos no processo de cogeração. A relação existente é expressa em kg/kWh e pode ser observada pela Equação (6.29).

$$R_{\text{bag/pot_elet}} = \frac{3,6 \cdot \dot{m}_{\text{bag}}}{(\dot{W}_{\text{elet}} + \dot{W}_{\text{mec}})} \cdot 1000 \quad (6.29)$$

A relação definida pela Equação (6.29) representa a quantidade de energia do combustível que é aproveitada pelas caldeiras e turbinas da unidade.

7 FUNDAMENTOS TERMoeCONÔMICOS

O embasamento teórico da análise termoeconômica a ser apresentado faz uso do método escalar de Tsatsaronis e Winhold (1985), baseado nas equações de balanço de cada componente.

Termoeconomia é uma ciência que, ao ligar à termodinâmica e a economia, fornece ferramentas para a solução de problemas em sistemas energéticos complexos, que dificilmente, poderiam ser resolvidos usando uma análise energética convencional baseada na Primeira Lei da Termodinâmica. Dentre estes problemas se destaca, por exemplo, a atribuição racional de custos aos produtos de uma planta energética ou a otimização operacional de um sistema (ERLACH *et al.*, 1999).

De acordo com Jaramillo (2011), a expressão termoeconômico deve ser usada em um sentido geral, pois ela pode se referir também a uma análise termodinâmica baseada somente na Primeira Lei fazendo uso de uma análise econômica convencional. É uma técnica capaz de ajudar a minimizar o custo global dos produtos, designar e distinguir o custo dos vários produtos do processo, bem como compreender o processo de formação dos custos.

A termoeconomia é uma metodologia desenvolvida com base nos conceitos de exergia para análise de sistemas térmicos. Para a disseminação da análise termoeconômica é necessária à realização de uma análise exérgica seguida uma análise econômica. Esta metodologia tem como objetivo principal atribuir custos a um portador de energia (JARAMILLO, 2011).

No caso dos sistemas que apresentam mais de um produto final, como nos sistemas de cogeração, é possível saber o custo de produção e desta forma ordená-los de acordo com a quantia de cada “insumo” utilizado no processo.

O desenvolvimento de uma análise tem por objetivos:

- Identificar o local, a magnitude e o não aproveitamento das fontes termodinâmicas reais num sistema energético;
- Calcular a valoração das exergias destruídas e perdidas, ou seja, da exergia não aproveitada;
- Calcular individualmente o custo de cada produto gerado pelo sistema que possui mais de um produto final;
- Entender o processo de formação dos custos no sistema;
- Otimizar as variáveis específicas individualmente por componente, bem como do sistema por inteiro;
- Facilitar e otimizar os estudos de viabilidade na fase de projeto, ou melhoria em um processo já existente;
- Propiciar bases racionais para auxiliar a atribuição dos preços dos produtos e serviços;
- Auxiliar nas tomadas de decisão relacionada à operação, manutenção e alocação de fundos de pesquisa.

7.1 METODOLOGIAS TERMoeCONÔMICAS

No decorrer dos anos inúmeros pesquisadores discutiram sobre a termoeconomia. Dentro deste contexto, foram propostas inúmeras formulações, metodologias e abordagens a fim de descrever a forma mais adequada de distribuição dos custos.

Para Rocha (2010) são duas as principais vertentes existentes na termoeconomia. Uma delas é conhecida por Metodologia Estrutural, esta metodologia baseia-se nos Multiplicadores de Lagrange e estabelece que a otimização é fundamental na divisão dos custos, neste caso o uso da exergia se justifica, pois, pode-se dividir instalações complexas em partes que podem ser otimizadas separadamente. Neste ramo fazem parte a Análise Funcional de Engenharia e a Análise Funcional Termoeconômica. A segunda metodologia é conhecida por Metodologia Exergoeconômica ou Método de Custeio em Base Exergética, este método faz uso da alocação dos custos médios dos equipamentos, sendo capaz de determinar o custo dos produtos, de fornecer um meio de alocação dos gastos e atuar como base de informações para tomada de decisões operacionais. Neste ramo fazem parte a Teoria do Custo Exergético e o Método de Partição (PELLEGRINI, 2009).

Segundo Borelli (2005), Cuadra e Capilla (2000) e Silva (2009) foram desenvolvidos diferentes critérios para determinar as equações a serem utilizadas em cada metodologia, dentre os quais se destacam os elaborados por Reistad e Gaggioli (1980), Lozano e Valero (1993) e Tsatsaronis (1993).

A Teoria do Custo Exergético foi proposta por Lozano e Valero (1993), esta teoria utiliza um conjunto de regras e postulados para construir o sistema de equações utilizado na determinação dos custos dos fluxos do sistema. Esta teoria faz uso extensivo das ferramentas de análises de sistemas, em especial matricial.

O método de partição foi um critério elaborado por Reistad e Gaggioli (1980), este método foi elaborado tomando como exemplo uma turbina, ele foi desenvolvido, pois, somente a equação de balanço é insuficiente para determinar os custos dos fluxos de saída, potência gerada e vapor de baixa pressão. A partir disso se viu a necessidade de criar critérios para particionar estes custos, três são estes critérios:

- Método das extrações, este método considera que a geração de potência é a única finalidade de utilização da turbina. Sendo assim, todos os custos envolvidos como: custo de capital, irreversibilidades e potência mecânica ou elétrica, produzidas de modo que os fluxos de vapor que entram e saem da turbina possuem o mesmo custo exergético (KOTAS, 1985);
- Método das igualdades, além da potência considera-se que o vapor de baixa pressão que deixa a turbina também constitui um produto. Neste caso, os custos de irreversibilidade e capital de investimento são distribuídos no produto, ou seja, os custos de potência e vapor de baixa pressão possuem o mesmo valor (KOTAS, 1985);

- Método do subproduto, neste método define-se o custo para um dos produtos, para eliminar uma das variáveis e calcula-se o outro produto.

O método da extração será utilizado neste estudo, uma vez que este critério descarrega o custo da turbina e o custo de sua ineficiência totalmente na eletricidade gerada pela mesma. O método da igualdade pode ser interessante em indústrias que empregam a cogeração e não produzem energia elétrica, pois, o vapor e a energia elétrica têm o mesmo valor.

A Metodologia utilizada para este trabalho foi a Metodologia Exergoeconômica, pois a mesma é capaz de contabilizar as eficiências e perdas exergéticas em cada um dos volumes de controle do sistema (equipamentos, junções, bifurcações, entre outros), obtendo como resultado o custo exergético de produção dos portadores de energia, a partir dele também é possível obter o custo global da planta (considerando que o conteúdo exergético do portador de energia é proporcional ao custo exergético monetário, adicionando também o custo capital, de operação e manutenção de cada equipamento), bem como a obtenção dos pontos onde necessitam de maior cuidado devido ao alto custo.

A fim de solucionarmos as incógnitas impostas por esta Metodologia, faremos uso das preposições de Bartolomé, Lozano e Valero (1996), no formato de equações, a fim de igualar o número de equações ao número de variáveis, visto que o número de volumes de controle é inferior ao número de fluxos que compõem o sistema.

7.1.1 Análise Termoeconômica

É necessário conhecer os custos envolvidos no processo de qualquer empreendimento e quando se trata de instalações térmicas não é diferente. Para tanto, deve ser realizada uma análise em base exergética abordando toda a unidade. Com a termoeconomia é possível quantificar o custo envolvido no sistema, permitindo a avaliação e identificação dos pontos anteriormente não verificados. Este tipo de análise fornece o real custo financeiro dos fluxos exergéticos de uma instalação térmica (MARQUES, 2005).

Em uma análise econômica convencional, podemos dizer que o custo necessário para gerar o produto aliado ao custo de operação, manutenção e compra dos equipamentos para produção do mesmo, são iguais ao custo do produto.

$$\dot{C}_i + \dot{Z} = \dot{C}_p \quad (7.1)$$

sendo que:

$\dot{C}_i$ – Custo para gerar o produto (R\$/s);

$\dot{Z}$ – Custo associado ao capital, operação e manutenção (R\$/s);

$\dot{C}_p$ – Custo associado ao produto (R\$/s).

Sumarizando o que foi descrito pela Equação (7.1), temos a Figura 7.1, onde, o custo dos produtos é igual ao custo dos insumos da unidade acrescido do investimento dos equipamentos do processo.

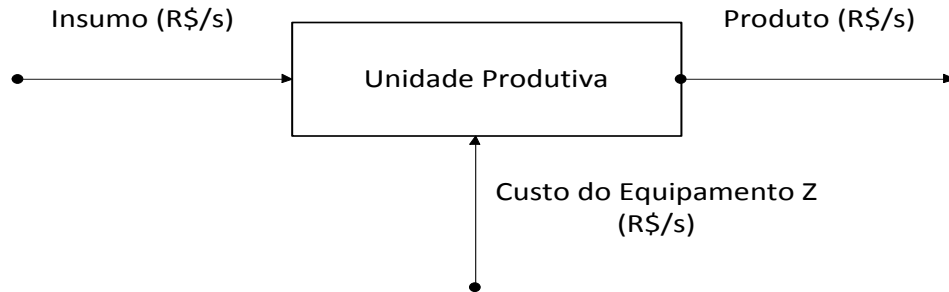


Figura 7.1: Balanço de custo monetário.

Para Tsatsaronis (1993), o completo desenvolvimento de uma análise termoeconômica necessita de uma:

- Realização completa e detalhada da análise exergética do sistema;
- Realização econômica e detalhada dos equipamentos do sistema;
- Avaliação exergoeconômica dos equipamentos do sistema.

Portanto, quanto mais detalhada for a análise termoeconômica mais detalhado e preciso será o processo de formação de custo aos produtos da planta.

No método termoeconômico utilizado, o custo é atribuído a cada fluxo do sistema em análise, este valor representa o custo total necessário para a obtenção deste fluxo.

De uma maneira mais ampla, o método do custo exergético quando formulado para um balanço de custo de maneira individual em cada k-componente do sistema, tem-se que a soma das taxas de custo associado a todos os fluxos exergéticos de saída do sistema, é igual à soma das taxas de todos os fluxos exergéticos de entrada aliado ao preço devido ao investimento de capital e despesas com operação e manutenção de cada k-componente.

$$\dot{C}_{Q_k} + \sum_e \dot{C}_{e_k} + \dot{Z}_k = \sum_s \dot{C}_{s_k} + \dot{C}_{W_k} \quad (7.2)$$

sendo que:

$\dot{C}_{s_k}$ – Custo médio do fluxo de saída por unidade de tempo no componente k (R\$/s);

$\dot{C}_{W_k}$ – Custo médio do fluxo de trabalho por unidade de tempo no componente k (R\$/s);

$\dot{C}_{Q_k}$ – Custo médio do fluxo de 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).

A Equação (7.2) é descrita para um componente que recebe uma transferência de calor e gera potência. Nesta equação constata-se que o custo total dos fluxos de saída de exergia é igual à despesa total para sua obtenção. Nota-se que quando um componente recebe uma determinada quantidade de potência proveniente de um compressor ou uma bomba $\dot{C}_{W_k}$ inverte seu sinal e se torna negativo. O mesmo ocorre com a transferência de calor para o sistema, onde o termo $\dot{C}_{Q_k}$ aparece com sinal negativo.

No volume de controle de um sistema, há uma quantidade de transferências exergéticas entrando e saindo, assim como existem também as destruições das exergias causadas por irreversibilidades internas. As taxas de custo termoeconômico dos fluxos de exergia de entrada e saída ($\dot{E}X_e$ e $\dot{E}X_s$) respectivamente, potência ($\dot{W}$) e taxa de transferência de calor ($\dot{Q}$), são representados a seguir:

$$\dot{C}_e = c_e \cdot \dot{E}X_e = c_e (\dot{m}_e \cdot ex_e) \quad (7.3)$$

$$\dot{C}_s = c_s \cdot \dot{E}X_s = c_s (\dot{m}_s \cdot ex_s) \quad (7.4)$$

$$\dot{C}_W = c_W \cdot \dot{W} \quad (7.5)$$

$$\dot{C}_Q = c_Q \cdot \dot{E}X_Q \quad (7.6)$$

As variáveis c_e , c_s , c_W e c_Q equivalem aos custos exergoeconômicos os respectivos fluxos físicos. O custo médio de cada fluxo é dado em unidades monetárias, por kJ, por exemplo, R\$/kJ (reais por Kilojoule).

As taxas de exergia de entrada e saída do sistema ($\dot{E}X_e$ e $\dot{E}X_s$), bem como as de calor transferido e de trabalho ($\dot{E}X_Q$ e $\dot{W}$), são calculadas através da análise exergética.

O custo de investimento e operação para cada k-componente deve ser avaliado para cada ano da vida útil da planta, com a ajuda de presunções econômicas, visto que ele muda ano a ano. Quando a planta é analisada na panorâmica de custos, deve-se utilizar uma aproximação de nivelação de custos, fazendo uso da aritmética do valor presente para converter uma série de transações a uma anuidade equivalente (TSATSARONIS e WINHOLD, 1985).

O custo de investimento de capital no equipamento com amortização (Z_k^a) é calculado levando-se em conta as despesas com operação, manutenção, assim como, o próprio investimento de capital conforme descrito na Equação (7.7).

$$Z_k^a = Z_k \cdot (f_a + f_{omf} + FC \cdot f_{omv}) \quad (7.7)$$

sendo que:

Z_k^a – Custo anual do componente k com amortização (R\$/ano);

Z_k – Custo de investimento de capital no componente k (R\$);

f_a – Fator de amortização (%);

f_{omf} – Percentual de custo anual fixo associada à operação e manutenção (%);

FC – Fator de carga;

f_{omv} – Percentual de custo anual variável de operação e manutenção (%).

O fator de amortização (f_a) pode ser calculado pela expressão a seguir:

$$f_a = \frac{i \cdot (i + 1)^n}{(i + 1)^{n-1}} \quad (7.8)$$

sendo que:

i – taxa anual de juros;

n – Período de amortização (anos).

Dessa forma podemos substituir a Equação (7.8) na Equação (7.7).

$$Z_k^a = Z_k \cdot \left(\frac{i(i + 1)^n}{(i + 1)^{n-1}} + f_{omf} + FC \cdot f_{omv} \right) \quad (7.9)$$

A taxa de custo para cada equipamento ($\dot{Z}_k$) leva em conta o custo de investimento de capital no equipamento k com amortização (Z_k^a) e o tempo efetivo de funcionamento de cada equipamento.

$$\dot{Z}_k = \frac{Z_k^a}{3600 \cdot t_{opera}} \quad (7.10)$$

sendo que:

$\dot{Z}_k$ – Taxa de custo do equipamento k (R\$/s);

t_{opera} – Tempo efetivo de operação do equipamento k (h).

Assim, substituindo as Equações de fluxo de matéria de (7.3), (7.4), (7.5) e (7.6), assim como a Equação de taxa de custo do equipamento k (7.10) na Equação (7.2) temos que:

$$\sum_s (c_s \cdot \dot{E}X_s)_k + c_{wk} \cdot \dot{W}_k = c_{Qk} \cdot \dot{E}X_{Qk} + \sum_e (c_e \cdot \dot{E}X_e)_k + \frac{Z_k^a}{3600 \cdot t_{opera}} \quad (7.11)$$

Esta equação calcula a taxa de custo em função do custo monetário, das taxas exergéticas de entrada e saída do sistema e das perdas de calor e potência obtidas nas análises exergéticas, em cada volume de controle do sistema em análise.

7.2 MÉTODO DE SOLUÇÃO

As equações podem ser solucionadas utilizando-se qualquer ferramenta de cálculo apropriada para este fim. Entretanto, foi utilizado o software EES® (Engineering Equation Solver), desenvolvido por Klein e Alvarado (1995), que permite a determinação de propriedades termodinâmicas, como entalpia e entropia, de maneira simples e eficiente, sem haver a necessidade de recorrer a tabelas termodinâmicas, além de calcular sistemas em que número de equações é igual ao número de variáveis.

8 FUNDAMENTOS ECONÔMICOS

A realização de uma análise econômica em uma decisão de investimento é imprescindível, desde a compra de equipamentos em uma grande planta industrial no ambiente empresarial ou até mesmo nas simples compras do nosso dia-dia. Esta análise se faz importante geralmente pelo poder de alcance ao longo prazo.

O uso da análise econômica como decisão de investimento tem por objetivo principal auxiliar e avaliar uma ou mais alternativas existentes, buscando determinar o meio de ação mais atrativo a partir de métodos quantitativos. Este tipo de análise quando utilizado como forma de auxílio na compra ou ampliação de um empreendimento, deve apresentar resultados decisivos para rejeição ou aceitação da proposta analisada.

A metodologia de avaliação econômica depende dos objetivos e perfil do investidor. É possível dizer, que para cada situação há um conjunto de indicadores que permitem a comparação das alternativas por diferentes critérios (PELLEGRINI, 2009).

Segundo Gitman (1984), as melhores técnicas para investimento de capital fazem uso do fator tempo no valor futuro do dinheiro, e consideram o fluxo de caixa ao longo da vida útil do empreendimento.

As técnicas mais comuns encontradas nas literaturas utilizadas em plantas de processos de cogeração para avaliação de investimento são baseadas no Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Retorno (TIR), preço de eletricidade, preço do calor, fluxo de caixa e período de payback.

O preço da eletricidade, preço do calor e fluxo de caixa são significativos, porém eles necessitam de outra forma de avaliação de investimento para serem mensurados.

O período de payback é o exato momento em que uma empresa recupera o investimento do capital inicial de um projeto calculado a partir de seus fluxos de entrada de caixa. A partir desta avaliação, é possível que uma empresa, com base em seus padrões de recuperação de investimento, no tempo de vida estimado do ativo, nos riscos associados e em sua posição financeira, decidir pela aceitação ou rejeição de um dado projeto (GITMAN, 1984).

Por outro lado o uso do período de payback não é considerado apropriado para este caso, pois, não reconhece o fluxo de caixa após o período de payback, também desconsidera que o dinheiro pode valer mais ou menos com o tempo. Sendo assim, ele é recomendado como forma de filtrar projetos e não para ser utilizado, quando o objetivo é o aumentar as riquezas dos investidores, como neste caso.

A seguir serão detalhados os principais indicadores de viabilidade e risco econômicos que foram utilizados neste estudo.

8.1 VALOR ATUAL LÍQUIDO (VAL)

Método utilizado para análise de investimentos caracteriza-se pelo transfluxo de caixa de todos os recebimentos e desembolsos esperados descontados a taxa de juros considerada, este método consiste no uso de uma fórmula matemático-financeira e tem por objetivo avaliar a viabilidade de um projeto de investimento através do cálculo do valor atual de todos os seus fluxos de caixa (sendo por isso um indicador muito utilizado em estudos de análise de viabilidade).

O método VAL demonstra explicitamente o lucro real líquido que o investidor deve receber ao longo da vida útil do projeto, o VAL é obtido subtraindo-se o investimento inicial de um projeto do valor atual das entradas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo do capital da empresa, ou seja, ele determina o valor líquido total do investimento descontado a uma Taxa Mínima de Atratividade (TMA) na data zero. A TMA é uma taxa de juros que representa o valor mínimo que um investidor se propõe a ganhar quando faz um investimento.

$$VAL = \frac{BEN}{(1 + j^*)^N} - CTI \quad (8.1)$$

sendo que:

BEN – Benefício anual obtido ou fluxo de caixa no período determinado (R\$);

CTI – Capital total investido no início de operação (R\$);

j^* – Taxa mínima de atratividade;

N – Período considerado ou vida útil do sistema (anos).

Uma das taxas mais difíceis de mensurar com precisão é a taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade, basicamente ela pode ser definida como o custo de oportunidade de investimento em um projeto por uma dada empresa, ao invés da aplicação deste investimento no mercado financeiro. Supondo que o projeto renda menos que o mercado financeiro, não haveria necessidade de a empresa existir, e ela poderia devolver o dinheiro para os seus acionistas para que eles mesmos aplicassem o dinheiro no mercado. Portanto, a empresa só tem sentido se ela consegue criar oportunidades de projetos com retorno maior que o mercado financeiro. Por outro lado, uma aplicação razoavelmente segura, como a caderneta de poupança, rende 7% reais/ano. Isso não significa que a empresa deve aceitar todos os projetos que rendem 8% reais/ano, pois esta equivalência de taxas só é válida se ambos os riscos forem semelhantes. Caso o projeto em análise for mais arriscado, deve-se adotar como taxa de desconto o investimento mais seguro, ou seja, adota-se o retorno do ativo com risco semelhante (GITMAN, 1984).

O método VAL é indicado para realizar a análise econômica de uma planta de cogeração, pois; é capaz de reconhecer o valor do dinheiro no tempo, não é afetado por técnicas contábeis, reflete o aumento de riqueza para o acionista e depende somente dos fluxos de caixa e do custo de oportunidade.

Portanto, a equação capaz de descrever o VAL é utilizada como critério de “aceitação” ou “rejeição” de um determinado projeto. Se o valor do VAL foi maior do que zero, o projeto pode ser aceito, pois, fluxo de entrada de caixa é maior do que o fluxo de saída de caixa, no caso do VAL ser igual à zero, o investimento é indiferente, pois o fluxo de entrada de caixa é igual ao fluxo de saída de caixa caso contrário deve-se rejeitar o projeto.

A Figura 8.1 demonstra um exemplo no qual o período de implantação de um projeto dura 2 anos, o Tempo de Retorno do Investimento (TRI) inicial é de 8 anos e o VAL que representa o lucro obtido, é também de 8 anos e seu valor se aproxima dos 3,5 milhões US\$.

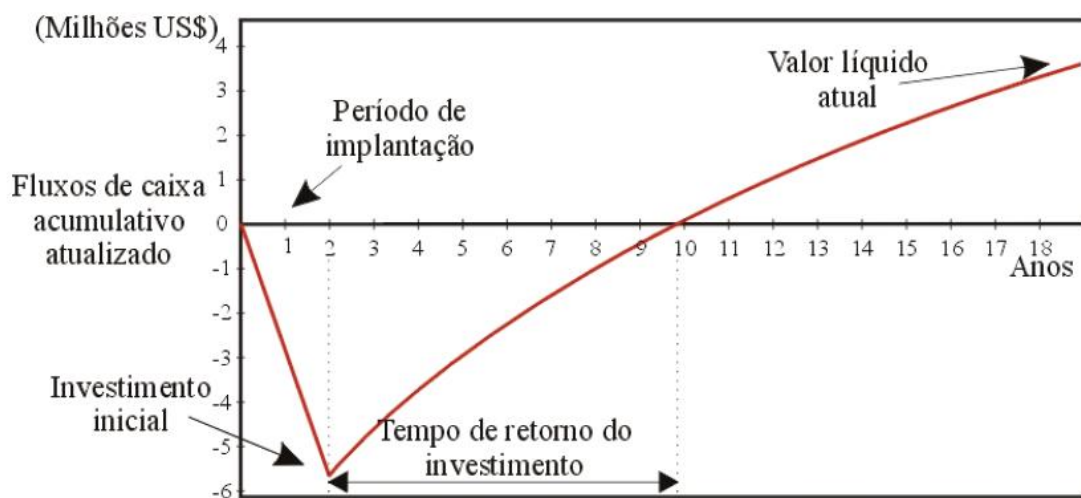


Figura 8.1: Fluxo de caixa acumulativo ao longo do tempo de implantação e operação de uma planta de cogeração.

Fonte: Rocha (2010).

8.2 TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)

A TIR é a técnica de orçamento de capital certamente mais utilizada, porém, é mais difícil de ser mensurada que a técnica do VAL. A TIR estabelece a taxa econômica necessária para o fluxo de entrada de caixa com o investimento inicial associado a um projeto, ou seja, faz com que o valor atual das entradas de caixa de um sistema se iguale a zero. Significa que a taxa de remuneração mínima fornecida pelo projeto e deve se igualar ao seu investimento, após um período (GITMAN, 1984).

A TIR é calculada com uma equação semelhante à equação utilizada para o cálculo do VAL, porém, igualada a zero.

$$TIR = \sum_{k=1}^N \frac{BEN}{(1 + j^*)^k} = 0 \quad (8.2)$$

A TIR é capaz de gerar as mesmas decisões que o método do VAL, porém seu resultado é obtido por tentativa-e-erro, esta é sua maior vantagem.

A equação da TIR assim como a equação do VAL é utilizada como critério de “aceitação” ou “rejeição” de um determinado projeto. Os critérios adotados são os mesmos, se o valor do TIR foi maior que o custo de capital deve-se aceitar o projeto, se for igual ao custo de capital o investimento está economicamente numa situação de indiferença, caso contrário deve-se rejeitar o projeto.

8.3 COMPARAÇÃO ENTRE AS TÉCNICAS VAL E TIR

É difícil escolher entre uma abordagem e outra, pois os pontos fortes teóricos e práticos das abordagens se diferem. Portanto, a maneira mais sensata é ver ambas as técnicas, VAL e TIR em cada uma das dimensões.

Para Gitman (1984), considerando um embasamento puramente teórico a abordagem VAL é melhor para orçamento de capital. O uso do VAL implica que qualquer entrada de caixa intermediária gerada por um investimento seja reinvestida ao custo de capital da empresa, enquanto que o uso do TIR considera que qualquer entrada de caixa durante o projeto, ou seja, os retornos obtidos pelo investimento serão reinvestidos à própria taxa de atratividade do projeto. Esta ideia é válida desde que não haja uma grande diferença entre a TIR e a taxa de desconto utilizada no projeto. Quando há diferença entre essas taxas, os resultados se tornam menos confiáveis e podem induzir a erros de avaliação. Sendo assim, em vista que o custo de capital tende a ser uma estimativa razoável da taxa com a qual a empresa poderia realmente reinvestir os fluxos de entrada de caixa intermediário, o uso do VAL com sua taxa mais real de reinvestimento tende a ser mais realista e conservador, portanto, mais utilizado.

Um problema prático e comumente encontrado ocorre quando determinadas propriedades matemáticas fazem com que um fluxo de caixa não tenha nenhuma TIR igual à zero. Outro problema comum é o de se encontrar múltiplas TIR's para um mesmo projeto, isto ocorre quando se inverte o sinal do fluxo de caixa mais de uma vez. Essas múltiplas taxas, embora corretas matematicamente, não têm significado financeiro algum, e, portanto, não é capaz de influenciar na decisão de investimento, este problema resulta de propriedades matemáticas dos cálculos envolvidos. O problema de mais de uma TIR é a difícil interpretação do problema.

A abordagem VAL não apresenta os problemas que ocorrem na TIR como citados acima, apesar disso, os administradores de grandes empresas preferem fazer uso da TIR, por que ela é expressa em taxas de retorno, em vez de retorno em unidade monetária (reais). Devido ao fato das taxas de juros e lucratividade, serem

muitas vezes expressas como taxas anuais de retorno o uso da TIR faz mais sentido para os responsáveis por decisões dentro das empresas. Os mesmos tendem a achar o VAL mais difícil de ser utilizado, pois não mede os benefícios relativos ao montante investido (GITMAN, 1984).

Em 2001 aproximadamente 76% das empresas já utilizavam a TIR para o processo decisório, segundo Graham e Harvey (2001). Pellegrini (2009) considerou que 75% das empresas quase sempre calculam o VAL para decisão acerca de um investimento.

A partir do que foi descrito considera-se o VAL é teoricamente preferível e mais simples, porém, a TIR é mais utilizada nas empresas, pois relaciona diretamente os benefícios relativos ao montante investido e os dados disponíveis para auxílio de decisão. Este estudo utilizou os dois métodos.

9 PREMISSAS ECONÔMICAS E DESCRIÇÃO DAS PLANTAS INDUSTRIAIS A SEREM ANALISADAS

9.1 TEMPO DE INVESTIMENTO, CONSTRUÇÃO E OPERAÇÃO

Para a realização de uma análise termoeconômica e econômica se torna necessário à determinação do custo de investimento de cada planta a ser analisada, também se faz necessário à determinação do custo do combustível a ser utilizado, para que seja possível a realização do cálculo do custo da eletricidade gerada.

9.1.1 Custo dos Equipamentos – Sistema de Cogeração

Há duas formas principais de calcular o custo dos equipamentos. Uma delas é a consulta por pessoas experientes, há empresas que criam banco de dados com todas as informações existentes, as mais novas já possuem um levantamento de preço de cada equipamento. Outra forma e mais apropriada para calcular o custo de cada equipamento é utilizada em instalações de grande porte, onde o custo dos equipamentos são obtidos através de consulta com os fabricantes, apesar de poder ser relativamente demorado, é o método mais preciso.

Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996) trouxeram uma alternativa para a determinação do custo dos equipamentos, eles utilizaram a extrapolação a partir do preço dos equipamentos conhecidos. Este cálculo é apropriado para equipamentos iguais quando é necessário determinar de maneira aproximada o custo de um mesmo equipamento com capacidade ou tamanho diferente, segundo estes autores podemos utilizar a correlação a seguir:

$$C_y = C_x \left(\frac{S_y}{S_x} \right)^\alpha \quad (9.1)$$

sendo que:

C_x – Custo do equipamento conhecido (R\$);

C_y – Custo do equipamento que se deseja determinar (R\$);

S_x – Variável de conversão do tamanho ou capacidade do equipamento conhecido;

S_y – Variável de conversão do tamanho ou capacidade do equipamento que se deseja determinar;

α – Fator de escala em função do tipo do equipamento.

A desvantagem de utilizar esta metodologia é o fato de ela levar em conta apenas um parâmetro (tamanho ou capacidade), sendo desprezada a qualidade do equipamento e a tecnologia empregada em sua construção.

Este estudo utilizará o custo dos equipamentos obtidos por informações diretas com fabricantes e por dados obtidos na literatura.

9.1.1.1 Bomba

As bombas são utilizadas para deslocamento do fluido (vapor ou líquido), elas fornecem energia ao fluido, aumentando a pressão e desta forma promovendo a movimentação do mesmo.

O custo de uma bomba varia com a quantidade de fluido a movimentar e a pressão de saída necessária.

9.1.1.2 Caldeira

A caldeira é um vaso de pressão, que possui dentre suas múltiplas funções a produção de vapor, para acionamento das máquinas térmicas, aquecimento, geração de energia elétrica entre outros.

O custo de uma caldeira se modifica de acordo com a pressão e temperatura de produção do vapor, da quantidade de toneladas de vapor produzida por hora, bem como do tipo de combustível a ser utilizado.

9.1.1.3 Condensador

O condensador tem a função de liberar a energia contida no fluido para o meio externo transformando-se em líquido.

O custo de um condensador depende da pressão e temperatura de entrada e saída do fluido, assim como da vazão necessária.

9.1.1.4 Desaerador

O Desaerador tem como principal função remover os gases não condensáveis (oxigênio e dióxido de carbono) da água utilizada para alimentar as caldeiras. Evitando o retorno destes gases corrosivos, pelas tubulações e bombas.

O seu custo depende da capacidade de geração de vapor da caldeira.

9.1.1.5 Dessuperaquecedor

O Dessuperaquecedor tem a finalidade de dessuperaquecer vapores, com a injeção de um fluxo em geral com a mesma substância, que em contato com o vapor acaba também evaporando, roubando calor sensível da massa a dessuperaquecer.

Seu custo depende da quantidade de vapor à dessuperaquecer.

9.1.1.6 Turbina

São máquinas capazes de converter energia mecânica e térmica contida em um fluido em trabalho de eixo. São utilizadas para movimentar outro equipamento tais como: bomba, compressor, ventilador, exaustor, entre outros, ou gerar eletricidade, nestes casos são ligadas a geradores.

O custo de uma turbina depende da pressão, da temperatura bem como da potência necessária a gerar. A turbina mais eficiente para conversão de energia térmica em elétrica em termelétricas é a turbina de extração-condensação.

9.2 SUPOSIÇÕES ECONÔMICAS E FINANCEIRAS

9.2.1 Introdução

A definição quanto ao tipo de configuração a ser adotada por um sistema de produção de energia é mais complexa do que se imagina. São inúmeras as configurações possíveis. Entretanto, a avaliação de um novo sistema energético não depende somente das tecnologias existentes ou das características de demanda futura, mas também de parâmetros econômicos.

Para Lima (2001), em um sistema de cogeração os principais parâmetros econômicos que a serem considerados durante a instalação de uma planta são: o valor do combustível a ser utilizado, o valor de compra de eletricidade e o valor de venda do excedente elétrico. Não menos importante; a vida útil da planta, o custo de água, o valor dos impostos, o fator de carga da instalação, entre outros parâmetros.

9.2.2 Cronograma do Investimento Proposto

Hoje em dia o número de empresas do setor sucroalcooleiro esta em constante crescimento, como consequência, é maior também o número de

fabricantes de equipamentos, que estão se especializando e aperfeiçoando suas técnicas de produção, para este setor. Entretanto, devido ao elevado custo destes equipamentos, os fabricantes raramente possuem estoque, logo, grande parte do tempo de construção de uma usina depende da produção e entrega de equipamentos como: caldeira e turbinas.

Segundo o gerente e colaboradores do setor o prazo de construção de uma usina, já somado ao prazo de entrega destes equipamentos em geral não excede 3 anos.

9.2.3 Vida Útil da Planta

O período de amortização a ser considerado será de 20 anos, visto que acima deste período o custo com manutenção é muito elevado. Será desconsiderado o valor da venda dos equipamentos ao fim de sua vida útil.

9.2.4 Taxa de Juros

Esta taxa geralmente depende da origem de investimento do capital. Guarinello Júnior (1997) recomenda a taxa de 15% para investimentos de risco e de 12% para investimentos seguros. Est estudo adotará a taxa de 12% considerando que é um investimento seguro, esta taxa é a mesma utilizada por Barreda Del Campo (1999), Saran (2010) e Rocha (2010).

9.2.5 Custo com Manutenção e Mão de Obra Operacional

Muitos parâmetros influenciam o custo de operação e manutenção. Um exemplo é o custo de mão de obra que difere entre regiões, o mesmo equipamento pode ter um custo de operação de 5% do custo do investimento total do equipamento no Acre e de 15% no Rio Grande do Sul.

Adotaremos neste estudo o custo com manutenção e operação de 9% do capital investido, o mesmo utilizado por Saran (2010) e Rocha (2010), considerado como valor o médio em nosso País.

9.2.6 Tempo de Operação da Planta Industrial

O tempo de operação de uma indústria do setor sucroalcooleiro depende de fatores, como: o clima, o estado de funcionamento dos equipamentos, a quantidade de cana-de-açúcar plantada pela empresa, entre outros. Em média uma empresa deste setor trabalha de 6 a 8 meses por ano.

9.2.7 Custo do Combustível

Quando é abordado o assunto custo da cana-de-açúcar é necessário ter cuidado ao distinguir o custo de produção de uma tonelada de cana-de-açúcar do valor quando pago pela mesma para produtores terceiros.

Segundo um levantamento realizado pelo 1º Leilão de energia de reserva (2008), no início da safra é quando o preço do bagaço tem o período de alta podendo atingir R\$ 30,00/t. Por outro lado, em épocas de safra seu valor cai pela metade segundo relato de produtores e comercializadores, seu valor de mercado gira em torno de R\$ 15,00/t a R\$ 20,00/t. Este estudo adotará o valor de R\$ 15,00/t, supondo então que o valor do bagaço encontra-se em baixa no mercado.

9.2.8 Levantamento do Capital de Investimento

Outro questionamento importante durante a realização de uma precisa análise econômica toma como base o levantamento do capital a ser investido para criação de uma nova planta industrial. Devemos incluir neste não somente o custo dos equipamentos, como também: instalação, transporte, engenharia, infraestrutura e apoio entre outros.

A atribuição do Capital Total de Investimento (CTI) utilizada nesta tese irá se basear nos preços dos equipamentos e a partir deles faremos a estimativa do CTI, seguindo as condições atuais das indústrias nacionais. Branco (2005) faz um trabalho semelhante, porém simulando uma termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado.

Os valores de distribuição dos custos apresentados na Tabela 9.1 foram definidos considerando a literatura, como o próprio Branco (2005) definiu em seu trabalho. Também foram analisados alguns estudos de casos apresentados pela empresa, na qual se determinou a influência dos custos diretos e indiretos para implantação de certos equipamentos.

Tabela 9.1: Distribuição dos custos diretos e indiretos.

Distribuição dos Custos	Custo da instalação (%)
Custos Diretos	
Equipamentos	100
Instalação	12
Tubulações	15
Instrumentação e Controle	5
Instalações Elétricas	5
Engenharia e Arquitetura	10
Infraestrutura e apoio	5
Subestação	5
Custo Indireto	
Engenharia e Supervisão	12
Construção Civil	15
Imprevistos	8
Custo de Manutenção	5
Total	197

9.2.9 Custo Total

Os Quadros 9.1 e 9.2 descrevem o valor do investimento (R\$), o custo total (R\$), a amortização anual (R\$/ano) e a taxa de amortização (R\$/s). A partir destes valores é possível efetuar o balanço exergoeconômico.

Quadro 9.1: Custo de amortização dos equipamentos.

Componente	Custo de Investimento (R\$)	Amortização (R\$/ano)	Taxa de amortização (R\$/s)
Bomba (65 bar, 130 °C)	140.000,00	32.466,00	0,001699
Bomba Condensado (40t/h)	40.000,00	9.276,00	0,0004853
Caldeira (200 t/h, 65 bar, 530 °C)	35.000.000,00		
Caldeira MC 150/70 (140 t/h, 65 bar, 530 °C)	28.000.000,00	6.943.000,00	0,3397
Condensador	1.200.000,00	278.200,00	0,01456
Desaerador (140t/h)	1.100.000,00	255.090,00	0,01335
Desaerador (200t/h)	1.300.000,00	301.470,00	0,01577
Desaerador (220t/h)	1.450.000,00	336.255,00	0,01759
Redutora	70.000,00	16.233,00	0,0008493
Turbina de Extração-Condensação VE32 (32MW)	23.000.000,00	5.334.000,00	0,279
Turbina de Contrapressão M70 (6 MW)	4.000.000,00	927.600,00	0,04853
Turbina de Contrapressão TM10000A (11 MW)	9.000.000,00	2.087.000,00	0,1092

É importante lembrar que para temperaturas acima de 480 °C tem-se a necessidade de utilizar aços com alto teor de elementos de liga. O custo desta tubulação é em torno de R\$ 16,50 /kg.

O custo total do investimento de cada proposta é calculado pela soma de seus componentes aliado aos custos diretos e indiretos, porém, grande parte destes valores já foram considerados no custo total do equipamento, somente o custo de engenharia e arquitetura e da subestação para a exportação de energia elétrica que não foram considerados, o custo total é apresentado na Quadro 9.2.

Quadro 9.2: Custo de investimento.

Casos	Custo Total do Investimento (R\$)
1	---
2	5.865.000,00
3	61.904.500,00
4	80.212.500,00

9.3 FINANCIAMENTOS PARA O SETOR SUCROALCOOLEIRO

Além dos financiamentos existentes no Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), deve-se destacar também o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE), que possui taxas de juros abaixo daquelas cobradas pelo mercado financeiro e geralmente opera utilizando os prazos máximos de pagamento permitidos pelo BNDES.

Os prazos de amortização, carência, taxa de juros etc, podem variar de acordo com cada programa e empreendimento específico. Geralmente, as bases normais com as quais os bancos operam são:

- Amortização: até 20 anos
- Carência: até 4 anos (somente para o montante principal)
- Juros: de 6% a 10 % ao ano
- Bônus de inadimplência (descontos na taxa de juros para pagamentos em dia).

Esses bônus para os empreendimentos localizados na região do semiárido são de 25% e, para empreendimentos localizados na região fora do semiárido, 15%. As garantias exigidas são os próprios equipamentos financiados ou de 120 a 130% do valor financiado em outras garantias. Existe, ainda, a possibilidade de financiamento dos juros durante o prazo de carência.

9.4 DETALHAMENTO DAS PLANTAS INDUSTRIAIS

Atualmente, um hectare produz aproximadamente 88 toneladas de cana-de-açúcar. Quanto ao caldo, uma tonelada de cana moída resulta em 250 kg de bagaço e 1,05 toneladas de caldo, diluído com água de embebição, deste valor produz-se 750 kg de caldo para cada tonelada de cana.

Nos últimos anos, houve prioridade para a produção de açúcar, fazendo em torno de 80% de açúcar e 20% de álcool, de toda a cana-de-açúcar que entra na usina atualmente. Utilizando-se essa proporção 80/20, como estimativa, podemos dizer que se produz de 95 a 120 kg de açúcar e 200 a 300 litros de álcool, para cada tonelada de cana moída.

O consumo de bagaço das caldeiras é influenciado pela temperatura água de alimentação da caldeira, pela capacidade de geração de toneladas de vapor por hora, da eficiência da caldeira, do PCI do bagaço, bem como da entalpia saturação de saída do vapor da caldeira.

A seguir será detalhada a configuração das plantas a serem analisadas, destacando o tipo de equipamento e característica operacional do mesmo.

9.4.1 Detalhamento Caso 1 - Atual

Todos os dados expostos por este caso foram levantados juntos a usina em estudo. Houve dias em que a média de cana moída foi maior que a média/safra e houve dias em que esta relação foi menor, procurou-se, portanto, analisar 5 dias em que os valores médios de moagem foram semelhantes e que fossem considerados dias corridos, ou seja, sem parada de produção. A partir disso foram retirados pontos de temperatura e pressão de 1 em 1 minuto em todos os pontos abaixo analisados e foi feita a média destas pressões e temperaturas para análise.

O Quadro 9.3 mostra os dados de moagem, consumo e produção de bagaço atual.

Quadro 9.3: Dados de moagem, consumo e produção de bagaço – Caso 1 - Atual.

Parâmetros	Valores	Unidades
Cana moída total	1.650.166.510	kg
Período de safra	256	Dias
Dias efetivos de safra	189,8	Dias
Moagem diária	8.692	t/dia
Moagem horária	362,2	t/h
Teor de fibra da cana	13,2	%
Teor de fibra do bagaço	47,21	%
Fluxo de bagaço na caldeira 1	34,6	t/h
Fluxo de bagaço na caldeira 2	37,3	t/h
Fluxo de bagaço nas caldeiras	71,9	t/h
Fluxo de bagaço total produzido	98,99	t/h
Fluxo de bagaço residual	27,09	t/h
Bagaço total residual da safra	123.441	t

A quantidade de cana moída, dias efetivos de safra, moagem diária, moagem horária, teor de fibra da cana e teor de fibra do bagaço serão considerados os mesmos para todas as simulações realizadas a seguir, alterando-se somente o fluxo de bagaço nas caldeiras.

A empresa atualmente trabalha com duas caldeiras de 21 kgf/cm², e somente com turbinas de contrapressão. O turbogerador Dedini DME-450 tem capacidade de geração de 3 MW e é utilizado somente para o consumo de energia interno do estabelecimento (administrativo, cozinha, salas em geral) e não para acionamento das moendas, exaustores, ventiladores e bombas.

Com esta configuração a empresa analisada na safra 2013/2014 produziu 32.228.719 litros de álcool utilizando 122.074.855 kg de cana-de-açúcar e consumiu também 1.528.091.655 kg de cana-de-açúcar para produzir 3.526.922 sacos com 50 kg de açúcar VHP.

Valor este superior ao gerado pela mesma planta na safra 2012/2013 que produziu 27.663.128 litros de álcool utilizando 71.805.376 kg de cana-de-açúcar e consumiu também 1.380.211.704 kg de cana-de-açúcar para produzir 3.182.260 sacos com 50 kg de açúcar VHP.

Observa-se que a eficiência de produção de álcool foi aproximadamente 14 % maior em 2012, provavelmente decorrente de problemas mecânicos, de obsolescência dos equipamentos ou da má qualidade da cana moída, outro ponto importante de constatar é que em 2012 o bagaço residual da safra foi de 83.677 t enquanto em 2013 foi de 123.441 t, valor este aproximadamente 30 % maior que o ano anterior, mostrando o tamanho do crescimento neste ano, outro fator importante a constatar é que a quantidade de cana moída em 2013 foi 12 % maior que em 2012.

A Figura 9.1 representa a planta industrial atual da empresa em análise.

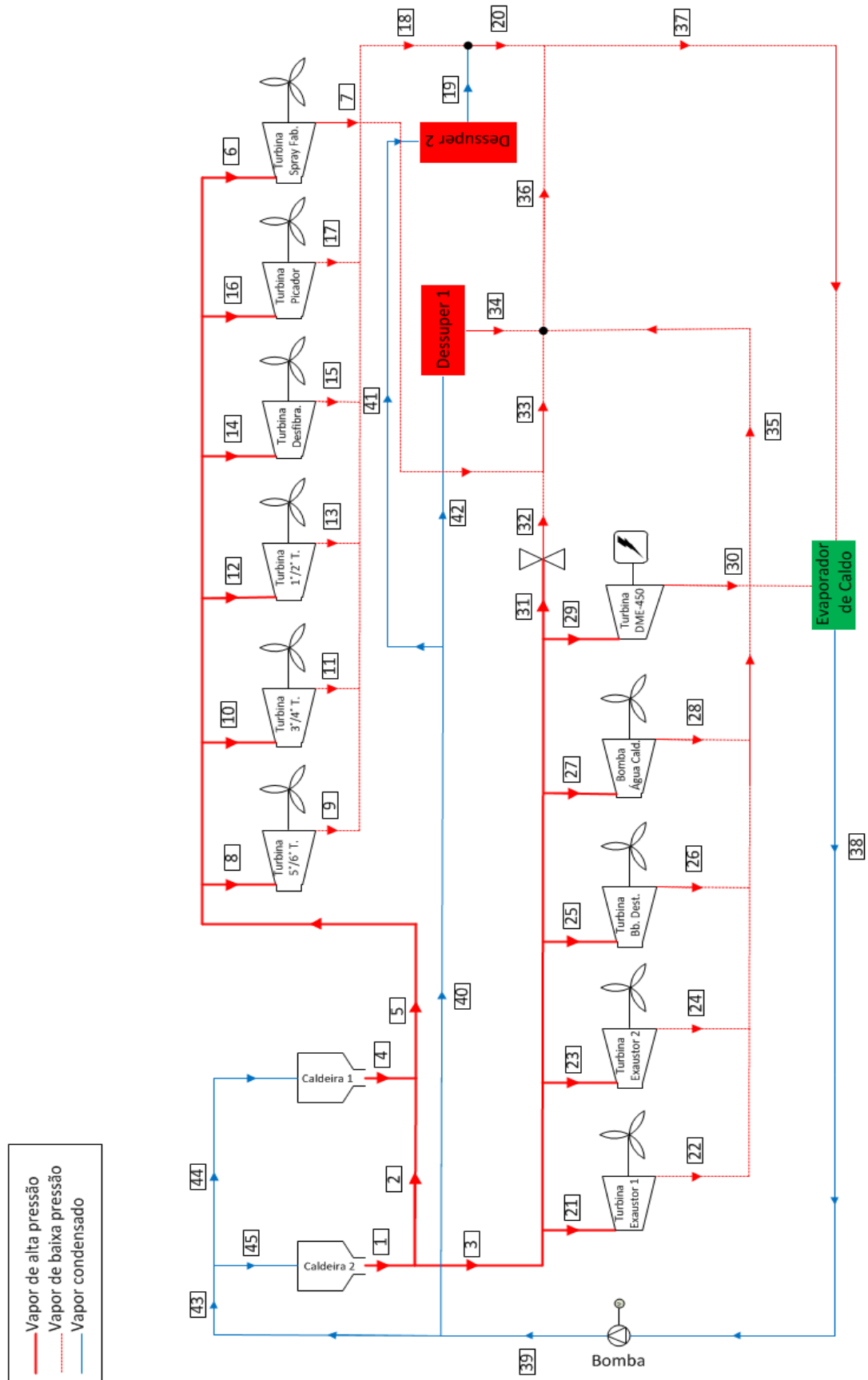


Figura 9.1: Fluxograma do Caso 1- Atual.

O Quadro 9.4 descreve o equacionamento termoeconômico para cada volume de controle descrito na Figura 9.1.

Quadro 9.4: Equacionamento termoeconômico – Caso 1 - Atual.

Componente	Entrada	Saída	Equação Auxiliar
Bomba da Caldeira	$c_{38} \cdot \dot{E}X_{38} + \dot{Z}_{b_cal} + c_{b_cal} \cdot \dot{W}_{b_cal}$	$c_{39} \cdot \dot{E}X_{39}$	$C_{39} = C_{40}$ $C_{39} = C_{43}$
Caldeira 1	$c_{44} \cdot \dot{E}X_{44} + \dot{Z}_{cald} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_4 \cdot \dot{E}X_4$	$C_{43} = C_{44}$ $C_{43} = C_{45}$
Caldeira 2	$c_{45} \cdot \dot{E}X_{45} + \dot{Z}_{cald} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_1 \cdot \dot{E}X_1$	$C_1 = C_2$ $C_1 = C_3$
Dessuper 1	$c_{42} \cdot \dot{E}X_{42}$	$c_{34} \cdot \dot{E}X_{34}$	$C_{40} = C_{42}$
Dessuper 2	$c_{41} \cdot \dot{E}X_{41}$	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19}$	$C_{40} = C_{41}$
Evaporação do Caldo	$c_{30} \cdot \dot{E}X_{30} + c_{37} \cdot \dot{E}X_{37} + \dot{Z}_{pro}$	$c_{38} \cdot \dot{E}X_{38}$	
Junção 1	$c_2 \cdot \dot{E}X_2 + c_4 \cdot \dot{E}X_4$	$c_5 \cdot \dot{E}X_5$	
Junção 2	$c_9 \cdot \dot{E}X_9 + c_{11} \cdot \dot{E}X_{11} + c_{13} \cdot \dot{E}X_{13} + c_{15} \cdot \dot{E}X_{15} + c_{17} \cdot \dot{E}X_{17}$	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18}$	
Junção 3	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22} + c_{24} \cdot \dot{E}X_{24} + c_{26} \cdot \dot{E}X_{26} + c_{28} \cdot \dot{E}X_{28}$	$c_{35} \cdot \dot{E}X_{35}$	
Junção 4	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18} + c_{19} \cdot \dot{E}X_{19}$	$c_{20} \cdot \dot{E}X_{20}$	
Junção 5	$c_7 \cdot \dot{E}X_7 + c_{32} \cdot \dot{E}X_{32}$	$c_{33} \cdot \dot{E}X_{33}$	
Junção 6	$c_{33} \cdot \dot{E}X_{33} + c_{34} \cdot \dot{E}X_{34} + c_{35} \cdot \dot{E}X_{35}$	$c_{36} \cdot \dot{E}X_{36}$	
Redutora	$c_{31} \cdot \dot{E}X_{31} + \dot{Z}_{red}$	$c_{32} \cdot \dot{E}X_{32}$	
Turbina 5/6	$c_8 \cdot \dot{E}X_8 + \dot{Z}_{5/6}$	$c_9 \cdot \dot{E}X_9 + c_{5/6} \cdot \dot{W}_{5/6}$	$C_8 = C_9$
Turbina 3/4	$c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + \dot{Z}_{3/4}$	$c_{11} \cdot \dot{E}X_{11} + c_{3/4} \cdot \dot{W}_{3/4}$	$C_{10} = C_{11}$
Turbina 1/2	$c_{12} \cdot \dot{E}X_{12} + \dot{Z}_{1/2}$	$c_{13} \cdot \dot{E}X_{13} + c_{1/2} \cdot \dot{W}_{1/2}$	$C_{12} = C_{13}$
Turbina Água Caldeira	$c_{27} \cdot \dot{E}X_{27} + \dot{Z}_{ag_cald}$	$c_{28} \cdot \dot{E}X_{28} + c_{ag_cald} \cdot \dot{W}_{ag_cald}$	$C_{27} = C_{28}$
Turbina Bomba Dest.	$c_{25} \cdot \dot{E}X_{25} + \dot{Z}_{bb}$	$c_{26} \cdot \dot{E}X_{26} + c_{bb} \cdot \dot{W}_{bb}$	$C_{25} = C_{26}$
Turbina Desfibrador	$c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + \dot{Z}_{desf}$	$c_{15} \cdot \dot{E}X_{15} + c_{desf} \cdot \dot{W}_{desf}$	$C_{14} = C_{15}$
Turbina Exaustor 1	$c_{21} \cdot \dot{E}X_{21} + \dot{Z}_{exa1}$	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22} + c_{exa1} \cdot \dot{W}_{exa1}$	$C_{21} = C_{22}$
Turbina Exaustor 2	$c_{23} \cdot \dot{E}X_{23} + \dot{Z}_{exa2}$	$c_{24} \cdot \dot{E}X_{24} + c_{exa2} \cdot \dot{W}_{exa2}$	$C_{23} = C_{24}$
Turbina Gerador DME-450	$c_{29} \cdot \dot{E}X_{29} + \dot{Z}_{gera}$	$c_{30} \cdot \dot{E}X_{30} + c_{gera} \cdot \dot{W}_{gera}$	$C_{29} = C_{30}$

Componente	Entrada	Saída	Equação Auxiliar
Turbina Picador	$c_{16} \cdot \dot{E}X_{16} + \dot{Z}_{\text{picad}}$	$c_{17} \cdot \dot{E}X_{17} + c_{\text{picad}} \cdot \dot{W}_{\text{picad}}$	$c_{16} = c_{17}$
Turbina Spray Fábrica	$c_6 \cdot \dot{E}X_6 + \dot{Z}_{\text{spray}}$	$c_7 \cdot \dot{E}X_7 + c_{\text{spray}} \cdot \dot{W}_{\text{spray}}$	$c_6 = c_7$

No Quadro 9.5 são encontrados os parâmetros característicos de operação da planta industrial atual da empresa.

Quadro 9.5: Parâmetros característicos de operação – Caso 1 - Atual.

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	ex (kJ/kg)
1	90	310	2258	3039	6,74	1034
2	28,85	310	2258	3039	6,74	1034
3	61,15	310	2258	3039	6,74	1029
4	85	290	2258	2991	6,657	1011
5	113,8	295	2258	3003	6,678	1017
6	10,22	275	2258	2954	6,591	994
7	10,22	144,2	247	2753	7,146	626,8
8	20,31	295	2258	3003	6,678	1017
9	20,31	170,9	247	2808	7,275	643,8
10	18,92	295	2258	3003	6,678	1017
11	18,92	160,7	247	2787	7,227	637,1
12	17,7	295	2258	3003	6,678	1017
13	17,7	150,4	247	2766	7,177	630,5
14	23,24	295	2258	3003	6,678	1017
15	23,24	153	247	2771	7,19	632,2
16	23,47	295	2258	3003	6,678	1017
17	23,47	177,9	247	2823	7,307	648,6
18	103,6	164	247	2794	7,243	639,2
19	3,31	80	100	335	1,075	18,97
20	106,9	161,4	247	2789	7,23	637,5
21	3,11	310	2258	3039	6,74	1034
22	3,11	204,4	247	2877	7,424	667,9
23	3,781	310	2258	3039	6,74	1034
24	3,781	206	247	2864	7,396	663,1
25	3,761	310	2258	3039	6,74	1034
26	3,761	187,6	247	2842	7,351	655,5
27	7,593	310	2258	3039	6,74	1034
28	7,593	204,7	247	2877	7,425	668,1
29	38,9	310	2258	3039	6,74	1034
30	38,9	155,3	247	2776	7,201	633,6
31	0,1	310	2258	3039	6,74	1034
32	0,1	284,5	247	3039	7,737	736,5

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	ex (kJ/kg)
32	0,1	284,5	247	3039	7,737	736,5
33	14,22	145,4	247	2755	7,152	627,5
34	2,34	80	247	335,1	1,075	19,12
35	18,24	201,6	247	2871	7,411	665,8
36	34,8	172,4	247	2811	7,282	644,8
37	141,7	64	480	2778	6,907	723
38	180,6	104	247	436,1	1,352	37,62
39	180,6	105	2258	442,6	1,364	40,66
40	5,65	105	2258	442,6	1,364	40,66
41	3,31	105	2258	442,6	1,364	40,66
42	2,34	105	2258	442,6	1,364	40,66
43	175	105	2258	442,6	1,364	40,66
44	85	105	2258	442,6	1,364	40,66
45	90	105	2258	442,6	1,364	40,66

9.4.2 Detalhamento Caso 2

Neste caso, a planta de produção de vapor é modificada e as caldeiras da unidade passarão a operar conforme o Quadro 9.6.

Quadro 9.6: Dados de consumo de bagaço – Caso 2.

Parâmetros	Valores	Unidades
Fluxo de bagaço na caldeira 1	34,6	t/h
Fluxo de bagaço na caldeira 2	37,3	t/h
Fluxo de bagaço total produzido	98,99	t/h
Fluxo de bagaço residual	27,09	t/h

Será considerado que a empresa adquire apenas uma turbina de múltiplos estágios com geração máxima de 6 MW. As turbinas de 1° e 2°, 3° e 4°, 5° e 6° ternos da moenda, o turbopicador, o turbodesfibrador, as bombas, bem como as caldeiras da unidade serão utilizadas as mesmas do caso anterior, devido a isto elas já se encontram amortizadas.

A Figura 9.2 representa uma sugestão de planta industrial.

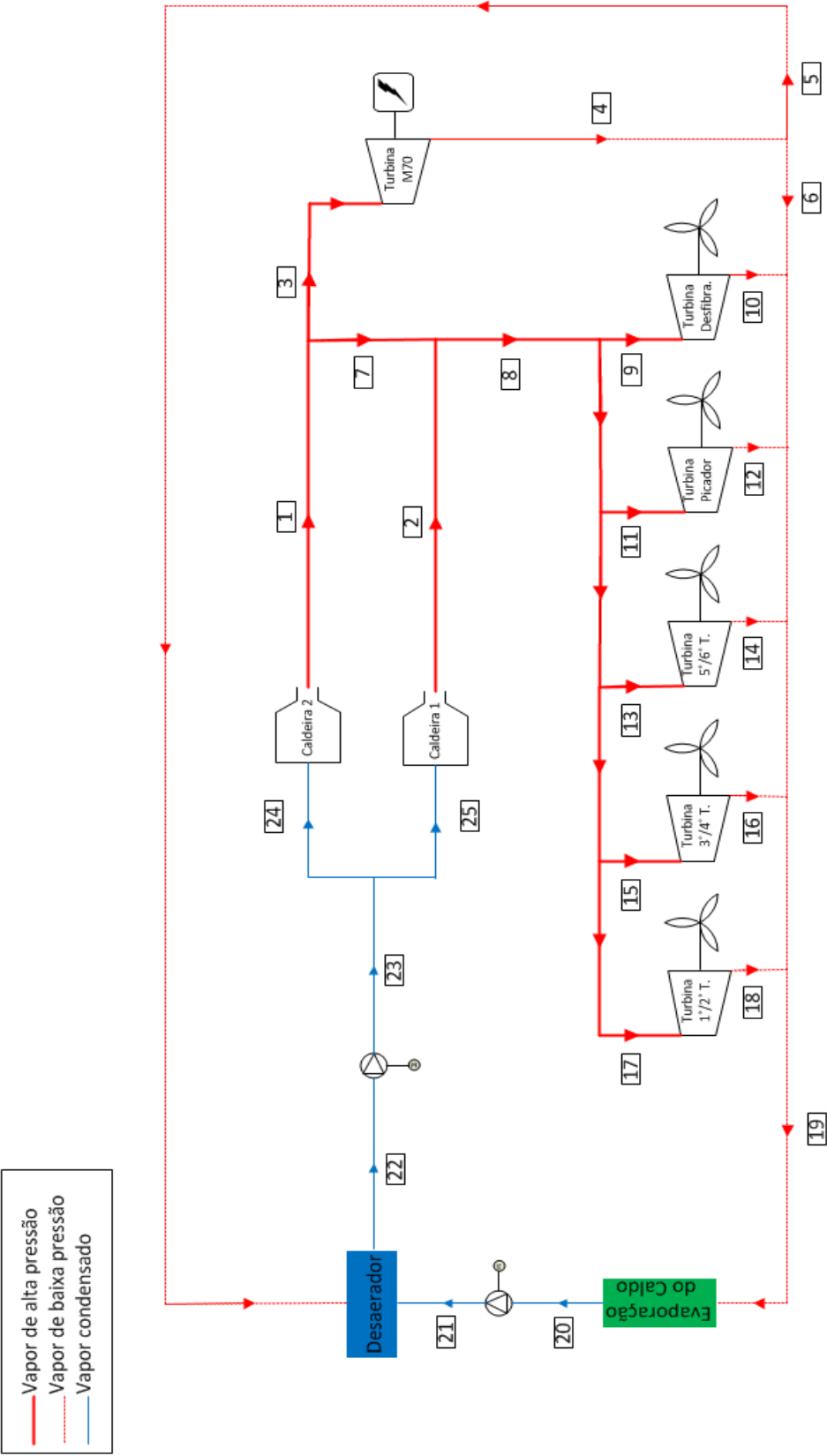


Figura 9.2: Fluxograma do Caso 2 - Sugestiva.

O Quadro 9.7 descreve o equacionamento termoeconômico para cada volume de controle descrito na Figura 9.2.

Quadro 9.7: Equacionamento termoeconômico – Caso 2.

Componente	Entrada	Saída	Equação Auxiliar
Bomba da Caldeira	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22} + \dot{Z}_{b_{cald}} + c_{b_{cald}} \cdot \dot{W}_{b_{cald}}$	$c_{23} \cdot \dot{E}X_{23}$	$c_{23} = c_{24}$ $c_{23} = c_{25}$
Bomba do Processo	$c_{20} \cdot \dot{E}X_{20} + \dot{Z}_{b_{proc}} + c_{b_{proc}} \cdot \dot{W}_{b_{proc}}$	$c_{21} \cdot \dot{E}X_{21}$	
Caldeira 1	$c_{25} \cdot \dot{E}X_{25} + \dot{Z}_{cald1} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_2 \cdot \dot{E}X_2$	
Caldeira 2	$c_{24} \cdot \dot{E}X_{24} + \dot{Z}_{cald2} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_1 \cdot \dot{E}X_1$	$c_1 = c_3$ $c_1 = c_7$
Desaerador	$c_{21} \cdot \dot{E}X_{21} + c_5 \cdot \dot{E}X_5 + \dot{Z}_{desa}$	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22}$	$c_4 = c_5$
Evaporação do caldo	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19} + \dot{Z}_{proc}$	$c_{20} \cdot \dot{E}X_{20}$	
Junção 1	$c_6 \cdot \dot{E}X_6 + c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + c_{12} \cdot \dot{E}X_{12} + c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + c_{16} \cdot \dot{E}X_{16} + c_{18} \cdot \dot{E}X_{18}$	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19}$	
Junção 2	$c_2 \cdot \dot{E}X_2 + c_7 \cdot \dot{E}X_7$	$c_8 \cdot \dot{E}X_8$	
Turbina 5/6 T.	$c_{13} \cdot \dot{E}X_{13} + \dot{Z}_{5/6}$	$c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + c_{5/6} \cdot \dot{W}_{5/6}$	$c_8 = c_{13}$ $c_{13} = c_{14}$
Turbina 3/4 T.	$c_{15} \cdot \dot{E}X_{15} + \dot{Z}_{3/4}$	$c_{16} \cdot \dot{E}X_{16} + c_{3/4} \cdot \dot{W}_{3/4}$	$c_8 = c_{15}$ $c_{15} = c_{16}$
Turbina 1/2 T.	$c_{17} \cdot \dot{E}X_{17} + \dot{Z}_{1/2}$	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18} + c_{1/2} \cdot \dot{W}_{1/2}$	$c_8 = c_{17}$ $c_{17} = c_{18}$
Turbina Desfibrador	$c_9 \cdot \dot{E}X_9 + \dot{Z}_{desf}$	$c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + c_{desf} \cdot \dot{W}_{desf}$	$c_8 = c_9$ $c_9 = c_{10}$ $c_4 = c_6$
Turbina Gerador M70	$c_3 \cdot \dot{E}X_3 + \dot{Z}_{gera}$	$c_4 \cdot \dot{E}X_4 + c_{gera} \cdot \dot{W}_{gera}$	$c_3 = c_4$
Turbina Picador	$c_{11} \cdot \dot{E}X_{11} + \dot{Z}_{picad}$	$c_{12} \cdot \dot{E}X_{12} + c_{picad} \cdot \dot{W}_{picad}$	$c_8 = c_{11}$ $c_{11} = c_{12}$

No Quadro 9.8 são encontrados os parâmetros característicos de operação da planta sugestiva para o Caso 2.

Quadro 9.8: Parâmetros característicos de operação – Caso 2.

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	ex (kJ/kg)
1	90	310	2258	3039	6,74	1034
2	85	290	2258	2991	6,657	1011
3	73	310	2258	3039	6,74	1034
4	73	142	247	2748	7,135	625,4
5	1	142	247	2748	7,135	625,4
6	71	142	247	2748	7,135	625,4
7	17	310	2258	3039	6,74	1034
8	102	293,3	2258	2999	6,671	1015
9	23,25	295	2258	3003	6,678	1017
10	23,25	153	247	2771	7,19	632,2
11	23,45	295	2258	3003	6,678	1017
12	23,45	177,9	247	2823	7,307	648,6
13	19,9	295	2258	3003	6,678	1017
14	19,9	170,9	247	2808	7,275	643,8
15	18,3	295	2258	3003	6,678	1017
16	18,3	160,7	247	2787	7,227	637,1
17	17,1	295	2258	3003	6,678	1017
18	17,1	150,4	247	2766	7,177	630,5
19	174	131	247	2725	7,078	619,1
20	174	100	247	419,2	1,307	34,15
21	174	100,1	480	419,8	1,308	34,47
22	175	104	247	436,1	1,352	37,62
23	175	105	2258	441,8	1,361	40,48
24	175	105	2258	441,8	1,361	40,48
25	175	105	2258	441,8	1,361	40,48

9.4.3 Detalhamento Caso 3

O fluxo de bagaço nas caldeiras para a planta industrial sugestiva Caso 3 está descrito no Quadro 9.9.

Quadro 9.9: Dados de consumo de bagaço – Caso 3.

Parâmetros	Valores	Unidades
Fluxo de bagaço na caldeira 1	65,8	t/h
Fluxo de bagaço na caldeira 2	33,19	t/h
Fluxo de bagaço total prouzido	98,99	t/h
Fluxo de bagaço residual	0	t/h

Para a figura abaixo é recomendada uma planta industrial com uma turbina de extração condensação com geração máxima de 32 MW, um condensador de superfície, uma bomba capaz de suportar alta pressão Weller com pressão de até 65 bar e temperatura até 130°C e uma caldeira com capacidade de geração de 140 t/h. Para este projeto será considerado a caldeira 2 sendo a Dedini BMP-3000/4T que já está amortizada, assim como o turbogerador Dedini DME-450 e as turbinas de 1° e 2°, 3° e 4°, 5° e 6° ternos da moenda. Admite-se também que a empresa adquira uma bomba para saída do condensador e outra para saída do processo e substitua parte de sua tubulação de vapor por uma capaz de suportar vapor a elevadas temperaturas.

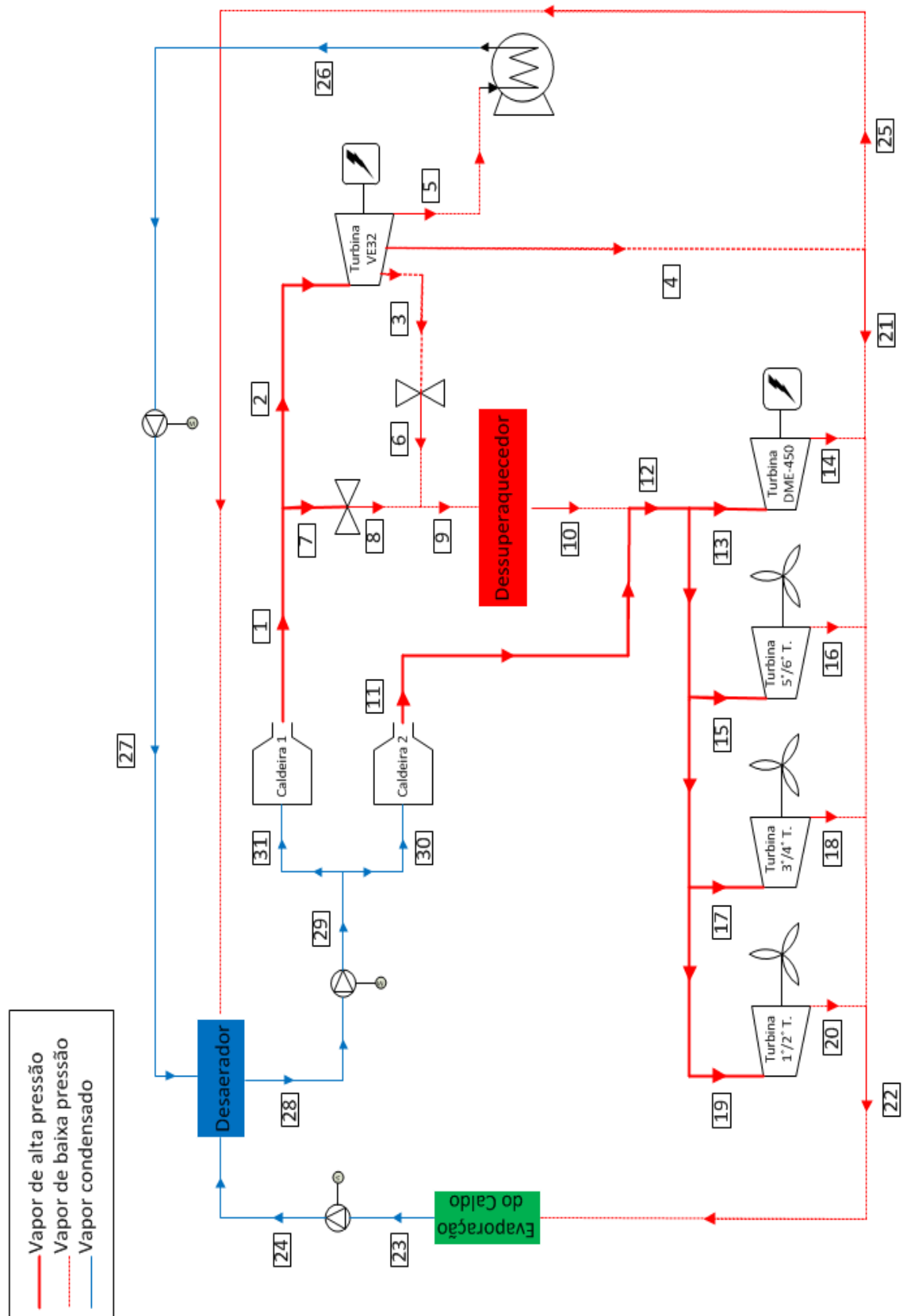


Figura 9.3: Fluxograma do Caso 3 - Sugestiva.

O Quadro 9.10 descreve o equacionamento termoeconômico para cada volume de controle descrito na Figura 9.3.

Quadro 9.10: Equacionamento termoeconômico – Caso 3.

Componente	Entrada	Saída	Equação Auxiliar
Bomba da Caldeira	$c_{28} \cdot \dot{E}X_{28} + \dot{Z}_{b_{cald}} + c_{b_{cald}} \cdot \dot{W}_{b_{cald}}$	$c_{29} \cdot \dot{E}X_{29}$	$c_{29} = c_{30}$ $c_{29} = c_{31}$
Bomba do Condensador	$c_{26} \cdot \dot{E}X_{26} + \dot{Z}_{b_{cond}} + c_{b_{cond}} \cdot \dot{W}_{b_{cond}}$	$c_{27} \cdot \dot{E}X_{27}$	
Bomba do Processo	$c_{23} \cdot \dot{E}X_{23} + \dot{Z}_{b_{proc}} + c_{b_{proc}} \cdot \dot{W}_{b_{proc}}$	$c_{24} \cdot \dot{E}X_{24}$	
Caldeira 1	$c_{31} \cdot \dot{E}X_{31} + \dot{Z}_{cald1} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_1 \cdot \dot{E}X_1$	$c_1 = c_2$ $c_1 = c_7$
Caldeira 2	$c_{30} \cdot \dot{E}X_{30} + \dot{Z}_{cald2} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_{11} \cdot \dot{E}X_{11}$	
Condensador	$c_5 \cdot \dot{E}X_5 + \dot{Z}_{cond}$	$c_{26} \cdot \dot{E}X_{26}$	$c_4 = c_{21}$ $c_4 = c_{25}$
Desaerador	$c_{24} \cdot \dot{E}X_{24} + c_{25} \cdot \dot{E}X_{25} + c_{27} \cdot \dot{E}X_{27} + \dot{Z}_{desa}$	$c_{28} \cdot \dot{E}X_{28}$	
Dessuper	$c_9 \cdot \dot{E}X_9 + \dot{Z}_{dess1}$	$c_{10} \cdot \dot{E}X_{10}$	
Evaporação do caldo	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22} + \dot{Z}_{proc}$	$c_{23} \cdot \dot{E}X_{23}$	
Junção 1	$c_6 \cdot \dot{E}X_6 + c_8 \cdot \dot{E}X_8$	$c_9 \cdot \dot{E}X_9$	
Junção 2	$c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + c_{11} \cdot \dot{E}X_{11}$	$c_{12} \cdot \dot{E}X_{12}$	
Junção 3	$c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + c_{16} \cdot \dot{E}X_{16} + c_{18} \cdot \dot{E}X_{18} + c_{20} \cdot \dot{E}X_{20} + c_{21} \cdot \dot{E}X_{21}$	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22}$	
Turbina 5/6 T.	$c_{15} \cdot \dot{E}X_{15} + \dot{Z}_{5/6}$	$c_{16} \cdot \dot{E}X_{16} + c_{5/6} \cdot \dot{W}_{5/6}$	$c_{12} = c_{15}$ $c_{15} = c_{16}$
Turbina 3/4 T.	$c_{17} \cdot \dot{E}X_{17} + \dot{Z}_{3/4}$	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18} + c_{3/4} \cdot \dot{W}_{3/4}$	$c_{12} = c_{17}$ $c_{17} = c_{18}$
Turbina 1/2 T.	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19} + \dot{Z}_{1/2}$	$c_{20} \cdot \dot{E}X_{20} + c_{1/2} \cdot \dot{W}_{1/2}$	$c_{12} = c_{19}$ $c_{19} = c_{20}$
Turbina Gerador VE32	$c_2 \cdot \dot{E}X_2 + \dot{Z}_{gera_A}$	$c_3 \cdot \dot{E}X_3 + c_4 \cdot \dot{E}X_4 + c_5 \cdot \dot{E}X_5 + c_{gera_A} \cdot \dot{W}_{gera_A}$	$c_2 = c_3$ $c_2 = c_4$ $c_2 = c_5$
Turbina Gerador DME-450	$c_{13} \cdot \dot{E}X_{13} + \dot{Z}_{gera_B}$	$c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + c_{gera_B} \cdot \dot{W}_{gera_B}$	$c_{12} = c_{13}$ $c_{13} = c_{14}$
Redutora 1	$c_7 \cdot \dot{E}X_7 + \dot{Z}_{red1}$	$c_8 \cdot \dot{E}X_8$	
Redutora 2	$c_3 \cdot \dot{E}X_3 + \dot{Z}_{red2}$	$c_6 \cdot \dot{E}X_6$	

No Quadro 9.11 são encontrados os parâmetros característicos de operação da planta sugestiva para o Caso 3.

Quadro 9.11: Parâmetros característicos de operação – Caso 3.

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	ex (kJ/kg)
1	140	530	6448	3489	6,933	1426
2	140	530	6448	3489	6,933	1426
3	-	-	-	-	-	-
4	100	147	247	2759	7,16	628,5
5	40	39,6	7,2	2573	8,264	113,3
6	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-
8	-	-	-	-	-	-
9	-	-	-	-	-	-
10	-	-	-	-	-	-
11	80	310	2258	3039	6,74	1034
12	80	310	2258	3039	6,74	1034
13	17,4	-	-	-	-	-
14	17,4	-	-	-	-	-
15	22	310	2258	3039	6,74	1034
16	22	170,9	247	2808	7,275	643,8
17	21	310	2258	3039	6,74	1034
18	21	160,7	247	2787	7,227	637,1
19	19,6	310	2258	3039	6,74	1034
20	19,6	150,4	247	2766	7,177	630,5
21	98	160	247	2786	7,224	636,6
22	178	170	247	2806	7,271	643,2
23	178	100	247	419,2	1,307	34,15
24	178	100,1	480	419,8	1,308	34,47
25	2	160	247	2786	7,224	636,6
26	40	37	7,2	155	0,532	0,9251
27	40	38	480	159,6	0,5453	1,567
28	220	104	247	436,1	1,352	37,62
29	220	105	6468	444,9	1,358	44,61
30	82	105	6468	444,9	1,358	44,61
31	140	105	6468	444,9	1,358	44,61

9.4.4 Detalhamento Caso 4

Neste caso, considera-se que a caldeira 1 é utilizada para a produção de energia elétrica e acionamento interno e já a caldeira 2 somente nos casos em que é necessária a produção de energia para o acionamento das máquinas, motores e

turbinas, o fluxo de bagaço nas caldeiras são representados conforme o Quadro 9.12.

Quadro 9.12: Dados de moagem, consumo e produção de bagaço – Caso 4.

Parâmetros	Valores	Unidades
Fluxo de bagaço na caldeira 1	92	t/h
Fluxo de bagaço na caldeira 2	0	t/h
Fluxo de bagaço total produzido	98,99	t/h
Fluxo de bagaço residual	6,99	t/h

A Figura 9.4 representa uma sugestão de planta industrial.



Figura 9.4: Fluxograma do Caso 4 - Sugestiva.

Para a figura anterior sugere-se uma planta industrial com uma turbina de extração condensação, um condensador de superfície, uma turbina de contrapressão com geração máxima de 11 MW, uma bomba de alta pressão e uma caldeira com capacidade de geração de 200 t/h vapor. Considera-se que a caldeira 2 seja aproveitada da empresa atual, Dedini modelo BMP-3000/4T que já está amortizada. Além disso, é admitido que a empresa viesse a substituir toda a sua tubulação por uma capaz de suportar vapor a elevadas temperaturas e adquira uma bomba para saída do condensador e outra para a saída do processo.

O Quadro 9.13 descreve o equacionamento termoeconômico para cada volume de controle descrito na Figura 9.4.

Quadro 9.13: Equacionamento termoeconômico – Caso 4.

Componente	Entrada	Saída	Equação Auxiliar
Bomba da Caldeira	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22} + \dot{Z}_{b_{cald}} + c_{b_{cald}} \cdot \dot{W}_{b_{cald}}$	$c_{23} \cdot \dot{E}X_{23}$	$c_{23} = c_{24}$ $c_{23} = c_{25}$
Bomba do Condensador	$c_{12} \cdot \dot{E}X_{12} + \dot{Z}_{b_{cond}} + c_{b_{cond}} \cdot \dot{W}_{b_{cond}}$	$c_{13} \cdot \dot{E}X_{13}$	$c_{13} = c_{14}$ $c_{13} = c_{15}$
Bomba do Processo	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19} + \dot{Z}_{b_{proc}} + c_{b_{proc}} \cdot \dot{W}_{b_{proc}}$	$c_{20} \cdot \dot{E}X_{20}$	
Caldeira 1	$c_{25} \cdot \dot{E}X_{25} + \dot{Z}_{cald1} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_1 \cdot \dot{E}X_1$	$c_1 = c_2$ $c_2 = c_3$
Caldeira 2	$c_{24} \cdot \dot{E}X_{24} + \dot{Z}_{cald2} + c_{bag} \cdot \dot{E}X_{bag}$	$c_8 \cdot \dot{E}X_8$	$c_1 = c_7$
Condensador	$c_6 \cdot \dot{E}X_6 + \dot{Z}_{cond}$	$c_{12} \cdot \dot{E}X_{12}$	
Desaerador	$c_{15} \cdot \dot{E}X_{15} + c_{20} \cdot \dot{E}X_{20} + c_{21} \cdot \dot{E}X_{21} + \dot{Z}_{desa}$	$c_{22} \cdot \dot{E}X_{22}$	$c_{11} = c_{21}$
Dessuper	$c_{14} \cdot \dot{E}X_{14} + c_{17} \cdot \dot{E}X_{17} + \dot{Z}_{dess}$	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18}$	$c_{11} = c_{16}$
Evaporação do caldo	$c_{18} \cdot \dot{E}X_{18} + \dot{Z}_{proc}$	$c_{19} \cdot \dot{E}X_{19}$	
Junção 1	$c_5 \cdot \dot{E}X_5 + c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + c_{16} \cdot \dot{E}X_{16}$	$c_{17} \cdot \dot{E}X_{17}$	
Turbina Gerador VE32	$c_4 \cdot \dot{E}X_4 + \dot{Z}_{gera_A}$	$c_5 \cdot \dot{E}X_5 + c_6 \cdot \dot{E}X_6 + c_{gera_A} \cdot \dot{W}_{gera_A}$	$c_4 = c_5$ $c_4 = c_6$
Turbina Gerador TM10000A	$c_9 \cdot \dot{E}X_9 + \dot{Z}_{gera_B}$	$c_{10} \cdot \dot{E}X_{10} + c_{gera_B} \cdot \dot{W}_{gera_B}$	$c_9 = c_{10}$
Redutora	$c_3 \cdot \dot{E}X_3 + \dot{Z}_{red}$	$c_{11} \cdot \dot{E}X_{11}$	$c_2 = c_4$

No Quadro 9.14 são encontrados os parâmetros característicos de operação da planta sugestiva para o Caso 4.

Quadro 9.14: Parâmetros característicos de operação – Caso 4.

Pontos	$\dot{m}$ (t/h)	T (°C)	P (kPa)	h (kJ/kg)	s (kJ/kg.K)	ex (kJ/kg)
1	200	530	6468	3489	6,931	1427
2	140,1	530	6468	3489	6,931	1427
3	0,1	530	6468	3489	6,931	1427
4	140	530	6468	3489	6,931	1427
5	100	147	247	2759	7,16	628,5
6	40	39,6	7,2	2573	8,264	113,3
7	59,9	530	6468	3489	6,931	1427
8	-	-	-	-	-	-
9	59,9	530	6468	3489	6,931	1427
10	59,9	165	247	2778	7,205	634,1
11	0,1	150	245	2765	7,179	629,2
12	40	37	7,2	155	0,532	0,9251
13	40	38	480	159,6	0,5453	1,567
14	39	38	480	159,6	0,5453	1,567
15	1	38	480	159,6	0,5453	1,567
16	0,05	150	247	2765	7,175	630,3
17	0,1	150	247	2765	7,175	630,3
18	198,5	135	247	2733	7,099	621,4
19	198,5	100	247	419,2	7,307	34,15
20	198,5	100,1	480	419,8	1,308	34,47
21	0,05	150	247	2765	7,175	630,3
22	200	104	247	436,1	1,352	37,62
23	200	105	6468	444,9	1,358	44,61
24	-	-	-	-	-	-
25	200	105	6468	444,9	1,358	44,61

10 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo propõe a analisar, discutir e comparar os resultados obtidos com as simulações fazendo as devidas considerações necessárias.

Os cálculos termodinâmicos e termoeconômicos foram efetuados pelo software EES® (Engineering Equation Solver).

O custo médio de energia elétrica é obtido a partir da média ponderada entre os turbogeradores existentes.

A exergia do bagaço é calculada no Apêndice C, por outro lado o PCI do bagaço é obtido na literatura.

Para este estudo foi considerado, o período de 20 anos como tempo de amortização no custo anual dos equipamentos, 12% foi o valor considerado pela taxa de juros. O percentual fixo associado à operação e manutenção foi estabelecido em 9% e o percentual variável em 1%, com fator de carga de 0,75.

10.1 AVALIAÇÃO TERMODINÂMICA

Os modelos dos equipamentos atuais encontrados na empresa em análise estão descritos no quadro abaixo.

Quadro 10.1: Equipamentos Contidos na Planta Atual.

Equipamento	Fabricante	Modelo
Nivelador	TGM	55ME
Picador Cop 8	TGM	85ME
Desfibrador Cop5	TGM	85ME
1° e 2° Ternos da Moenda	TGM	70ME
3° e 4° Ternos da Moenda	TGM	55ME
5° e 6° Ternos da Moenda	TGM	55ME
Exaustor 01	Dedini	155CE
Exaustor 02	Dedini	155CESP
Bomba Caldeira	Equipe	EQ-2-125-30
Bomba Destilaria	TGM	55ME
Bomba Fábrica	Dedini	55CE
Turbogerador	Dedini	DME-450
Caldeira 01	Dedini	V-2-2/5-GB-2000
Caldeira 02	Dedini	BMP-3000/4T

Os Equipamentos que foram sugeridos por este trabalho para ampliação do sistema proposto estão representados no Quadro 10.2.

Quadro 10.2: Equipamentos Sugeridos Contidos Neste Trabalho.

Equipamento	Fabricante	Modelo
Bomba (Caso 3 e 4)	Weller	MDK
Caldeira (Caso 3)	Engrecrol	M-70 140 t/h
Caldeira (Caso 4)	Biocham	200 t/h
Condensador (Caso 3 e 4)	Gea	-
Desaerador (Caso 2)	Collins	180 t/h
Desaerador (Caso 3)	Collins	220 t/h
Desaerador (Caso 4)	Collins	200 t/h
Redutora	Bermad	-
Turbina (Caso 3 e 4)	Alston	VE32
Turbina (Caso 4)	TGM	TM10000A

Nas Tabelas 10.1 a 10.4 são apresentadas as eficiências (Primeira e Segunda Leis), potências e irreversibilidades de cada caso analisado.

Tabela 10.1: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade nos principais equipamentos da planta – Caso 1 - atual.

Equipamento	η (%)	ψ (%)	$\dot{W}$ (kW)	$\dot{Q}$ (kW)	$\dot{I}$ (kW)
1° e 2° Ternos da Moenda	0,5414	0,6147	1.110	--	685,8
3° e 4° Ternos da Moenda	0,4925	0,5688	1.110	--	841,4
5° e 6° Ternos da Moenda	0,4445	0,5227	1.110	--	1.014
Bomba da Caldeira	0,3231	0,4658	326,7	--	174,5
Caldeira 01	0,8096	0,2342	--	60.197	22.917
Caldeira 02	0,81	0,2355	--	64.927	24.836
Desfibrador	0,529	0,6032	1.350	--	888,2
Exaustor 01	0,3609	0,4431	161	--	202,3
Exaustor 02	0,3537	0,4357	184	--	238,3
Picador Cop 8	0,4118	0,4905	1.350	--	1.402
Spray	0,4746	0,5489	676	--	555,5
Turbina BB Água Caldeira	0,3596	0,4418	326,7	-	412,8
Turbo BB Destilaria	0,4369	0,5188	200	--	185,5
Turbogerador DME-450	0,5848	0,6564	2.952	--	1.545

Tabela 10.2: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 2.

Equipamento	n (%)	ψ (%)	$\dot{W}$ (kW)	Q (kW)	$\dot{I}$ (kW)
1° e 2° Ternos da Moenda	0,5414	0,6147	1.128	--	706,9
3° e 4° Ternos da Moenda	0,4925	0,5688	1.098	--	832,2
5° e 6° Ternos da Moenda	0,4445	0,5227	1.078	--	984
Bomba da Caldeira	0,3683	0,5014	277,6	--	138,4
Bomba do Processo	0,4074	0,5266	28,84	--	13,65
Caldeira 01	0,8096	0,2342	--	60.195	22.917
Caldeira 02	0,81	0,2355	--	64.927	24.836
Desfibrador	0,529	0,6032	1.498	--	985,7
Picador Cop 8	0,4118	0,4905	1.176	--	1.222
Turbogerador M70	0,6468	0,7115	5.893	--	2.389

Tabela 10.3: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 3.

Equipamento	n (%)	ψ (%)	$\dot{W}$ (kW)	Q (kW)	$\dot{I}$ (kW)
1° e 2° Ternos da Moenda	0,6075	0,6768	1.486	--	709,8
3° e 4° Ternos da Moenda	0,5598	0,6339	1.467	--	847,4
5° e 6° Ternos da Moenda	0,513	0,5909	1.409	--	975,2
Bomba da Caldeira	0,7361	0,7918	539,7	--	112,4
Bomba do Condensador	0,1034	0,1395	51,15	--	44,02
Bomba do Processo	0,4074	0,5266	29,5	--	13,97
Caldeira 01	0,8372	0,2888	--	118.472	53.730
Caldeira 02	0,8045	0,2339	--	57.396	21.962
Turbogerador VE32	0,8087	0,8283	30.449	--	6.311
Turbogerador DME-450	0,5797	0,6519	1.259	--	672,4

Tabela 10.4: Eficiências, potências, calor gerado ou consumido e irreversibilidade – Caso 4.

Equipamento	n (%)	ψ (%)	$\dot{W}$ (kW)	Q (kW)	$\dot{I}$ (kW)
Bomba da Caldeira	0,7362	0,7919	490,8	--	102,1
Bomba do Condensador	0,1034	0,1395	51,15	--	44,02
Bomba do Processo	0,4074	0,5266	32,9	--	15,58
Caldeira 01	0,8553	0,2951	--	169.091	76.772
Caldeira 02	--	--	--	--	--
Turbogerador VE32	0,8087	0,8283	30.449	--	6.311
Turbogerador TM10000A	0,8645	0,8972	11.830	--	1.355

Obs. Onde não consta valor constata-se que a vazão mássica é nula ou o equipamento é acionado por motores elétricos.

Pelos resultados obtidos, foi verificado que as eficiências das caldeiras quando obtidas a partir da Primeira Lei é maior que as obtidas pela Segunda Lei, independentemente da configuração do sistema. Isso ocorre devido a sua própria definição que expressa à relação entre a energia útil absorvida pelo vapor e a

energia do combustível. Diferentemente, a Segunda Lei estabelece uma relação entre a máxima potência que poderia ser extraída do vapor que deixa a caldeira e a exergia disponível do combustível, evidenciando as irreversibilidades que estão presentes na combustão do bagaço e no processo de vaporização da água. De modo inverso, observa-se que as turbinas possuem eficiências de Segunda Lei superiores as de Primeira Lei. Isso acontece porque a Primeira Lei é considerada como referência para um processo ideal reversível, enquanto na Segunda Lei a eficiência é calculada com base no fluxo real de exergia. Dessa forma fica ainda mais evidente as irreversibilidades que estão presentes na vaporização da água e combustão do bagaço.

É importante observar as plantas que possuem a finalidade de geração de energia elétrica para exportação possuem maior potência elétrica.

Também é possível analisar que os equipamentos hipotéticos são mais eficientes e melhores produtores de energia que os outros, isto fica ainda mais evidente quando observamos as irreversibilidades por eles geradas, observa-se nestes casos valores bem abaixo do Caso atual, constatando a perda de capacidade de produção de energia desta usina.

10.2 ÍNDICES DE DESEMPENHO

Os ciclos termodinâmicos analisados podem ser considerados extremos, estes, descrevem desde caldeiras a baixa pressão e equipamentos mecânicos (atendendo somente a demanda industrial), até casos com caldeiras de alta pressão, turbinas de alta tecnologia e acionamentos realizados por motores elétricos.

Sabendo que as plantas analisadas são diferentes, para realizarmos tais comparações é necessário utilizarmos certos conceitos de desempenho. Estes conceitos se baseiam na Primeira Lei da Termodinâmica, bem como nas relações existentes entre a potência elétrica gerada, vapor gerado, bagaço consumido e cana moída.

A Tabela 10.5 ilustra os índices de desempenho para cada caso da planta estudada.

Tabela 10.5: Parâmetros importantes das plantas dos casos estudados.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Relação Bagaço/Vapor (kg/kg)	0,4109	0,4109	0,45	0,46
Relação Vapor/Cana Moída (kg/t)	483,2	483,2	607,5	552,2
Relação Potência Elétrica/Cana Moída (kW.h/t)	29,07	32,78	96,12	116,7
Relação Vapor/Potência Elétrica (kg/kW.h)	16,62	14,74	6,32	4,73
Relação Bagaço/Potência (kg/kW.h)	6,828	6,057	2,844	2,176

A relação bagaço/vapor acima mostra a correlação entre a quantidade de bagaço queimada na caldeira e a quantidade de vapor gerada pela mesma, observa-se que no sistema proposto a relação bagaço/vapor é a maior, apesar de não haver todo o consumo de bagaço disponível para queima.

Na relação vapor/cana moída encontrada na Tabela 10.5 constata-se o crescimento de energia térmica necessária para o processo de produção de açúcar e álcool e energia elétrica. O valor do Caso 4 apesar de não ser o maior é o mais importante, pois com uma menor quantidade de cana moída que o Caso 3 e menor quantidade de vapor disponível foi capaz de gerar mais energia elétrica.

Nos sistemas que não objetivam a venda de energia elétrica é interessante que a relação potência elétrica/cana moída seja a mais baixa possível, nesta situação consegue-se processar a maior quantidade de cana com uma menor quantidade de energia. Nos casos em que o objetivo é a venda de energia essa relação deve ser a mais alta possível, pois, quanto maior a relação, maior é a quantidade de energia gerada com a mesma quantidade de cana.

As relações vapor/potência elétrica e bagaço/potência são importantes para demonstrar a planta que mais energia é capaz de gerar com uma menor quantidade de bagaço e potência, desta forma estes índices devem ser o menor possível.

Ressalta-se, que as plantas que apresentam turbinas de extração-condensação, objetiva-se a diminuição do vapor a ser consumido no processo, desta forma é possível haver maior condensação na turbina gerando mais potência.

Sob o ponto de vista dos parâmetros apresentados na Tabela 10.5, observa-se que o Caso 4 apresenta o melhor desempenho e possui a maior geração de potência elétrica.

Outra forma de avaliar os índices de desempenho do processo é através da primeira lei da termodinâmica, a Tabela 10.6 mostra o resultado desta análise para os processos de cogeração encontrados no presente estudo.

Tabela 10.6: Índices de desempenho e eficiência global da plantas industriais, baseados na primeira lei da termodinâmica.

Casos	FUE	IPE	EEC	IGP	RPC	n _{global} (%)
1	0,8286	0,8636	0,1364	1,117	0,08963	0,8264
2	0,7981	0,8859	0,1141	0,7026	0,1065	0,7961
3	0,7198	0,8899	0,1101	0,4964	0,2974	0,5847
4	0,8593	0,7284	0,2716	0,8716	0,3313	0,7205

A relação entre a energia térmica ou eletromecânica aproveitada no ciclo e a energia do combustível necessária para gerar vapor (FUE) deve ser a maior possível, para expormos que a quantidade de energia gerada apresenta elevados índices quando correlacionado ao vapor necessário para o processo.

A energia que o Caso 4 é capaz de economizar é a maior dentre os casos apresentados, assim como a relação potência/calor.

O índice de geração de potência indica que os Casos 1 e 4 consomem menos energia para gerar um kW. Estes valores são superiores a média descrita a seguir pela Tabela 10.7

Tabela 10.7.

Observa-se que o rendimento global tem uma pequena diferença quando comparado ao FUE, pois as potências perdidas no condensador e demandada no bombeamento não foram contabilizadas no cálculo do FUE, desta forma ele sempre apresentará valores maiores. Isto é característico dos Casos 3 e 4, em que a potência demandada para bombeamento e a perda no condensador da turbina de extração-condensação são maiores, devido a isso a baixa eficiência global.

A seguir, a Tabela 10.7 apresentará uma comparação entre índices de desempenho, com alguns índices obtidos de outros trabalhos, a fim de expormos situações reais em indústrias que apenas praticam o processo de cogeração a fim de comparação.

Tabela 10.7: Tabela comparativa dos índices obtidos.

Exemplo	FUE	IPE	EEC	IGP	RPC
Usina Vale do Rosário (safra 96)	0,75	0,954	0,046	0,57	0,095
Usina Vale do Rosário (safra 97)	0,75	0,968	0,032	0,513	0,087
Usina Vale do Rosário (safra 98)	0,735	0,945	0,055	0,548	0,133
Usina Cruz Alta (safra 2000)	0,784	0,974	0,026	0,49	0,08
Destilaria Pioneiros (safra 2003-2004)	0,606	0,814	0,186	0,046	0,082
Usina A (safra 2009)	0,82	0,8646	0,1354	0,856	0,1676
Usina B (safra 2009)	0,75	0,945	0,055	0,703	0,0771

Fonte: (Prieto, 2003; Fiomari *et al.*, 2005 e Barreda Del Campo, 1999).

O FUE da Usina A é mais alto, pois ela utiliza os mais modernos equipamentos de geração de vapor, sendo um deles de alta e outro de média pressão, enquanto a Usina Cruz Alta apresenta o segundo maior valor encontrado, utilizando também sistemas de alta pressão, esta usina utiliza secadores de bagaço nos sistemas de recuperação de calor, sendo capaz de gerar a maior quantidade de vapor na caldeira, aumentando assim o PCI do combustível.

A usina Vale do Rosário, possui um sistema com elevada pressão, porém o seu FUE pode estar envolvido com a evolução dos sistemas de cogeração, ou com a diferença no processo de produção. A Usina B utiliza 5 geradores de vapor, porém todos de média pressão.

Para os valores apresentados na EEC é evidente a economia de energia do combustível na utilização dos sistemas a cogeração. A economia observada pela

Destilaria Pioneiros de 18,6% e da Usina A de 13,54% isso se deve ao fato que estas unidades apresentam os melhores desempenhos.

Em relação ao IGP, os baixos valores se devem ao fato que estas usinas consomem mais energia para produzir 1 kW de potência (elétrica e/ou mecânica).

A relação RPC indica a quantidade de potência total produzida e o calor destinado ao processo mostra que as usinas produzem muito mais calor do que potência mecânica ou elétrica.

Destacamos, portanto a Usina A que apresentou os melhores parâmetros de desempenho. Porém, quando comparado estes resultados com o Caso 4 sugerido neste estudo, constatamos a que além de mais eficiente o processo sugerido é mais moderno e capaz de economizar uma maior quantidade de vapor.

10.3 AVALIAÇÃO TERMOECONÔMICA

Nas Figuras 10.1 e 10.2 são apresentadas as variações do custo para geração de energia elétrica e a variação do custo para produção de vapor do processo, ambos em função do custo do bagaço.

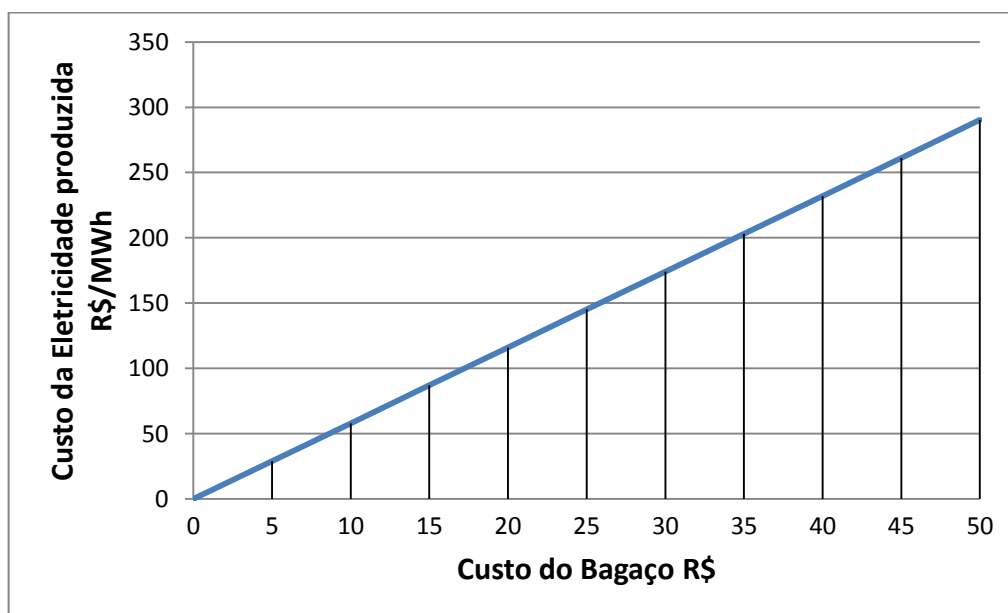


Figura 10.1: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 1.

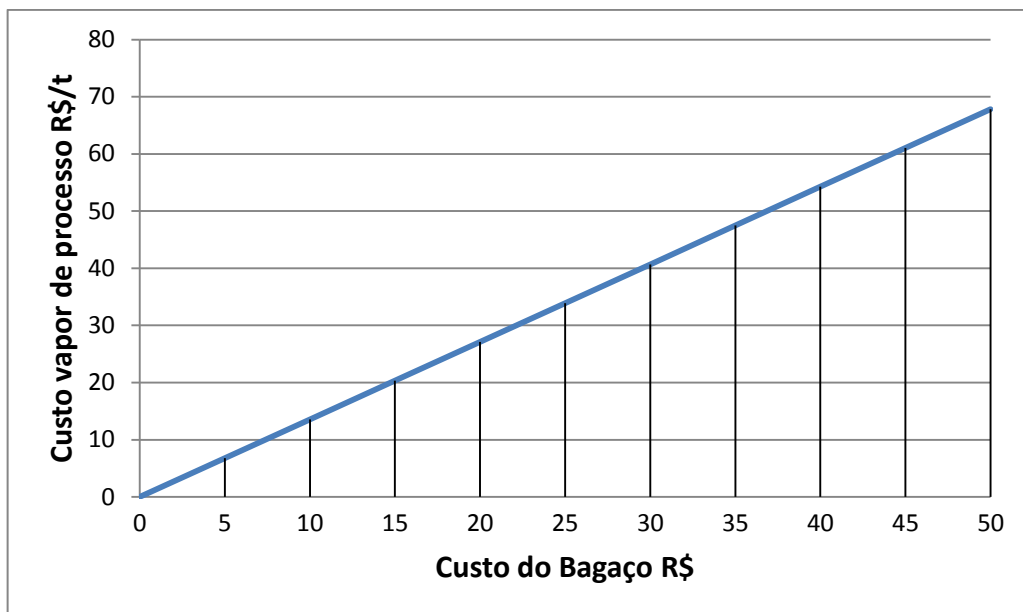


Figura 10.2: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 1.

Assumindo o custo do bagaço em R\$ 15,00 por tonelada, verifica-se que o custo médio da energia elétrica é 87,05 R\$/MWh e o custo do vapor de processo é de 20,35 R\$/t por tonelada para a configuração utilizada no Caso 1.

As Figuras 10.3 e 10.4 demonstram, respectivamente, o custo da geração de energia elétrica e o custo de vapor de processo por tonelada de bagaço.

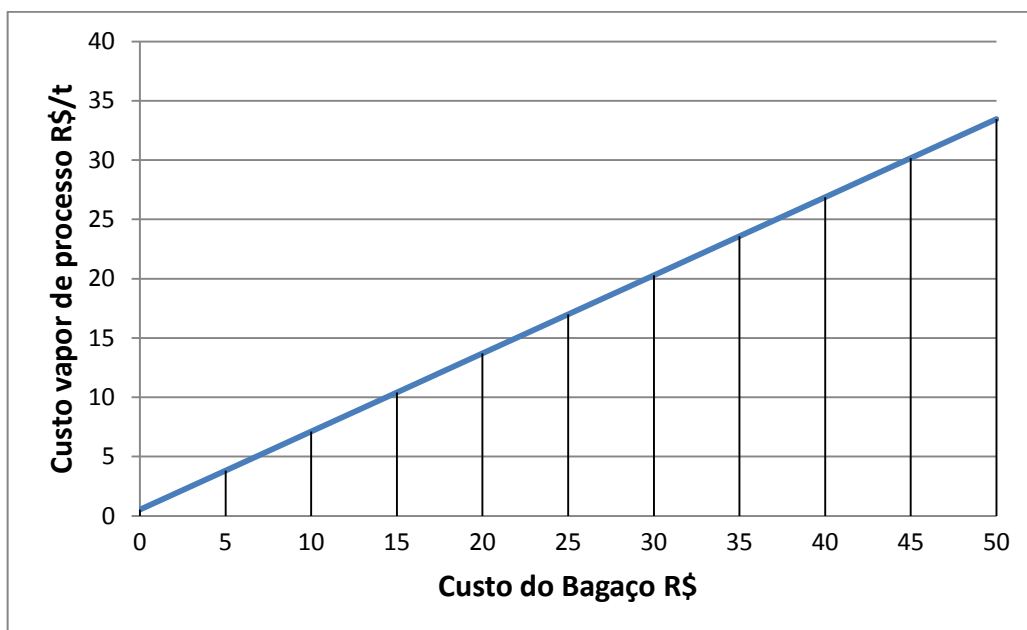


Figura 10.3: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 2.

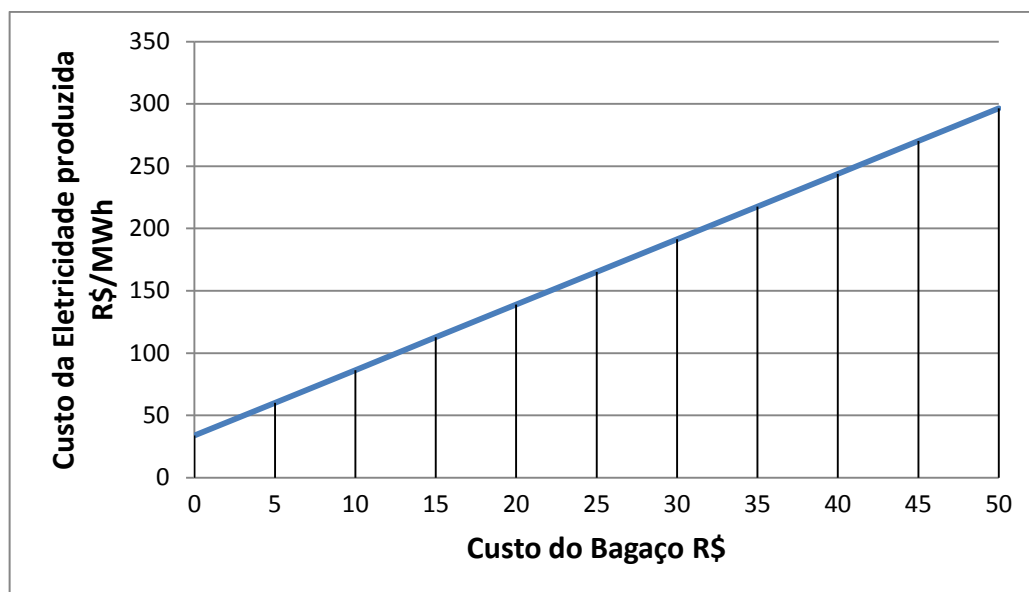


Figura 10.4: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 2.

O custo de bagaço é considerado o mesmo utilizado no Caso 1, observa-se que para este Caso 2 o custo médio da energia elétrica é de 112,7 R\$/MWh e o custo do vapor de processo é de 10,42 R\$/t por tonelada.

O Caso 3 é representado pelas Figuras 10.5 e 10.6, estas representam os custos de geração de energia elétrica e custo de vapor de processo em função do custo de bagaço por tonelada.

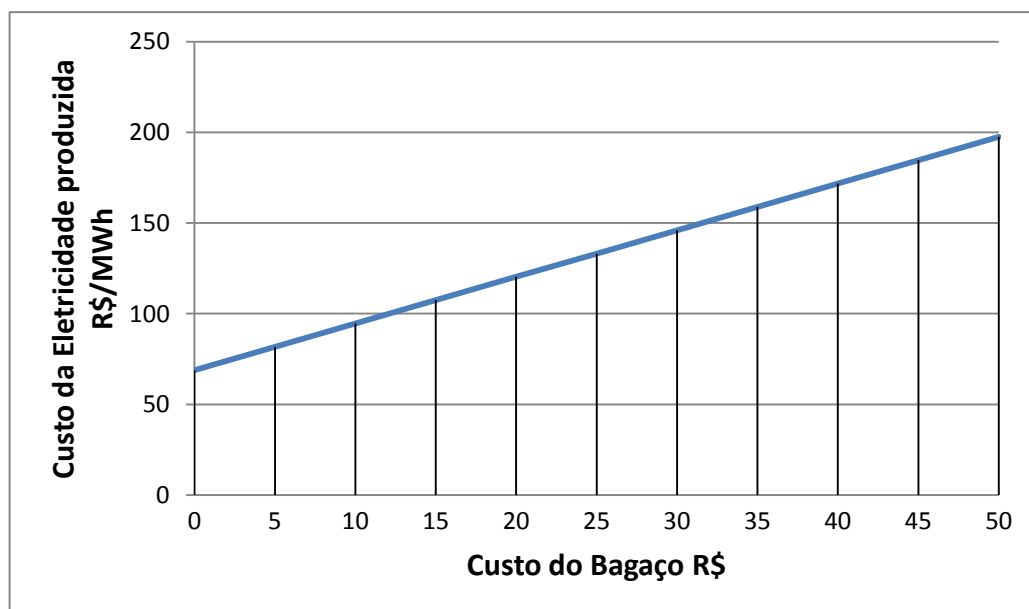


Figura 10.5: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 3.

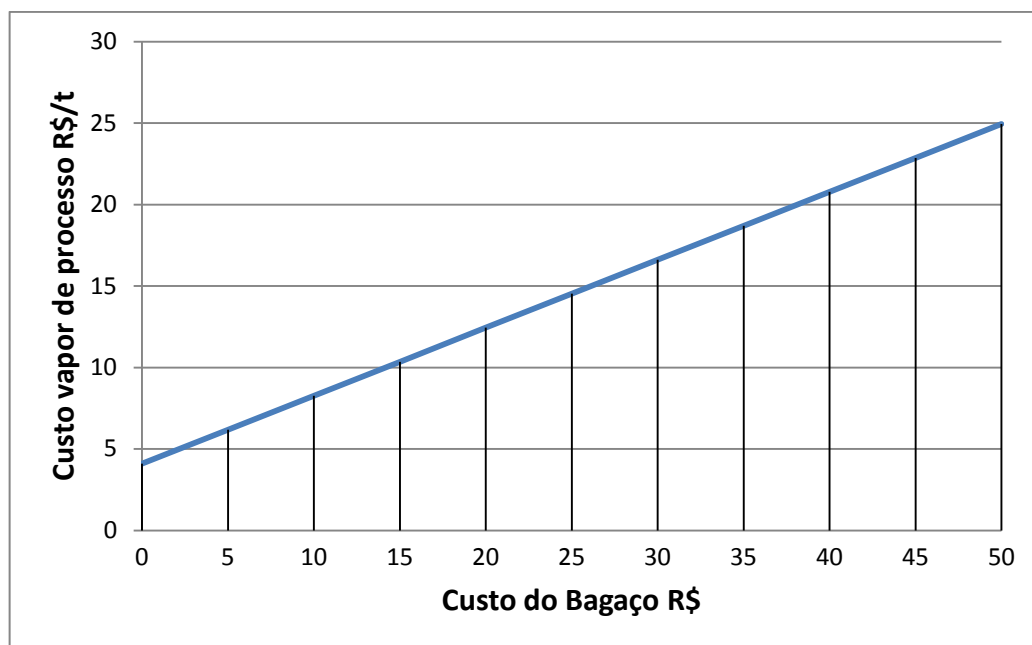


Figura 10.6: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 3.

Para o Caso 3 acima, o custo médio de energia elétrica é de 107,4 R\$/MWh e o custo do vapor de processo é de 10,35 R\$/t por tonelada de bagaço.

O custo médio de energia elétrica e o custo de tonelada de vapor de processo para o Caso 4 são representados pelas Figuras 10.7 e 10.8.

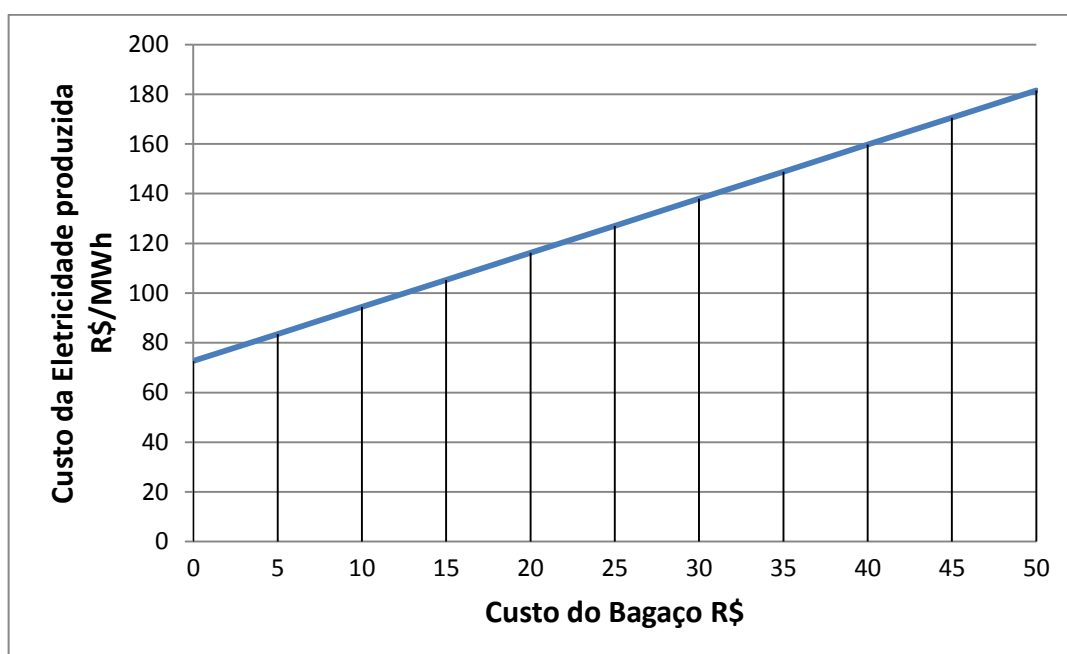


Figura 10.7: Custo médio de eletricidade em função do custo de bagaço – Caso 4.

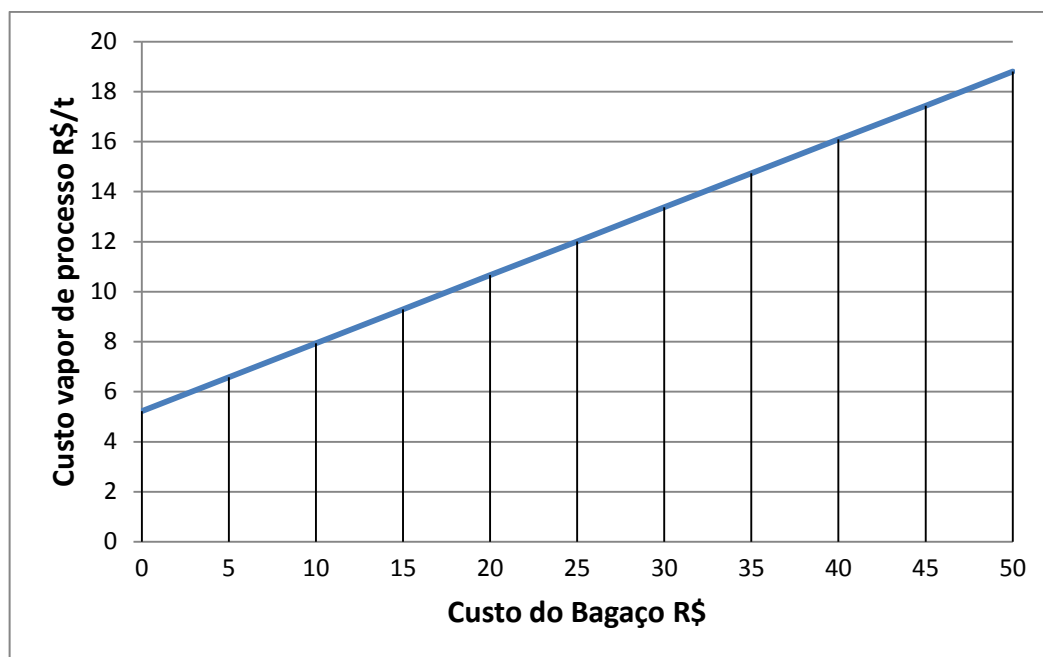


Figura 10.8: Custo do vapor do processo em função do custo de bagaço – Caso 4.

Verifica-se que para o Caso 4 o custo médio de energia elétrica é de 105,3 R\$/MWh e o custo do vapor de processo é de 9,299 R\$/t por tonelada de bagaço.

Na Tabela 10.8 são apresentados os resultados termoeconômicos para cada caso estudado, obtidos a partir da Teoria do Custo Exergético.

Tabela 10.8: Resultados termoeconômicos para cada um dos casos estudados.

Parâmetros	Casos			
	1	2	3	4
Custo de geração de eletricidade da Turb. Ext-Cond (R\$/MWh)	--	--	108,4	106,9
Custo de geração de eletricidade da Turb. Contrap. (R\$/MWh)	87,05	112,7	82,36	101,4
Custo médio de geração de eletricidade (R\$/MWh)	87,05	112,7	107,4	105,3
Custo de geração do vapor para o processo (R\$/t)	20,35	10,42	10,35	9,299

Esta tabela demonstra que o custo de geração de eletricidade no Caso 4 é em média mais barato que nos outros casos propostos, devido à quantidade de energia elétrica gerada, à eficiência e modernidade do sistema proposto. Porém, este valor é superior ao Caso 1, isso se deve ao fato de que este sistema já está amortizado, não havendo custo com a compra de equipamentos, além de não contabilizar o valor dos equipamentos na produção de energia. Outro parâmetro importante é o custo de vapor para o processo, o valor do sistema atual é alto devido às perdas de pressão existentes na produção de açúcar e álcool.

O custo de vapor de processo é menor também no Caso 4, isso ocorre porque o sistema como um todo é mais eficiente, desta forma são menores os custos e as irreversibilidades produzidas.

10.4 AVALIAÇÃO ECONÔMICA

As Figuras 10.9 a 10.11 demonstram o fluxo de caixa ao longo da vida útil da planta analisada, para os vários preços de venda de energia para cada caso em análise. Considerar-se-á que a planta apresenta um período de implantação de dois anos, onde só ocorrem os investimentos. A interseção da curva com o eixo zero indica o tempo em que o fluxo de caixa passa a ser positivo.

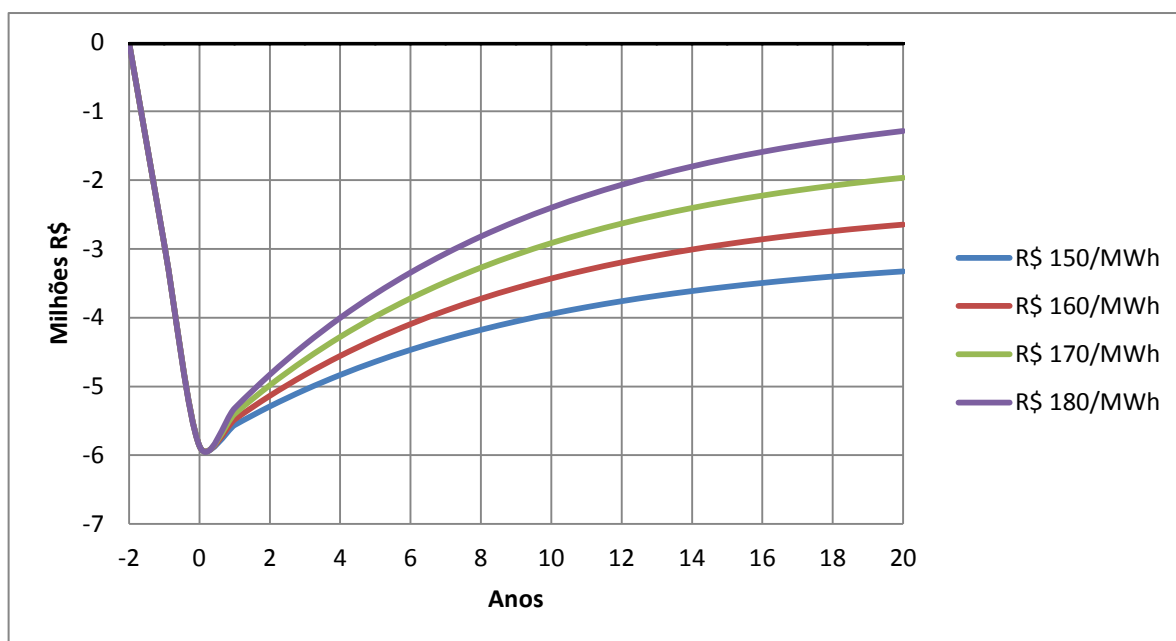


Figura 10.9: Balanço Econômico - Caso 2.

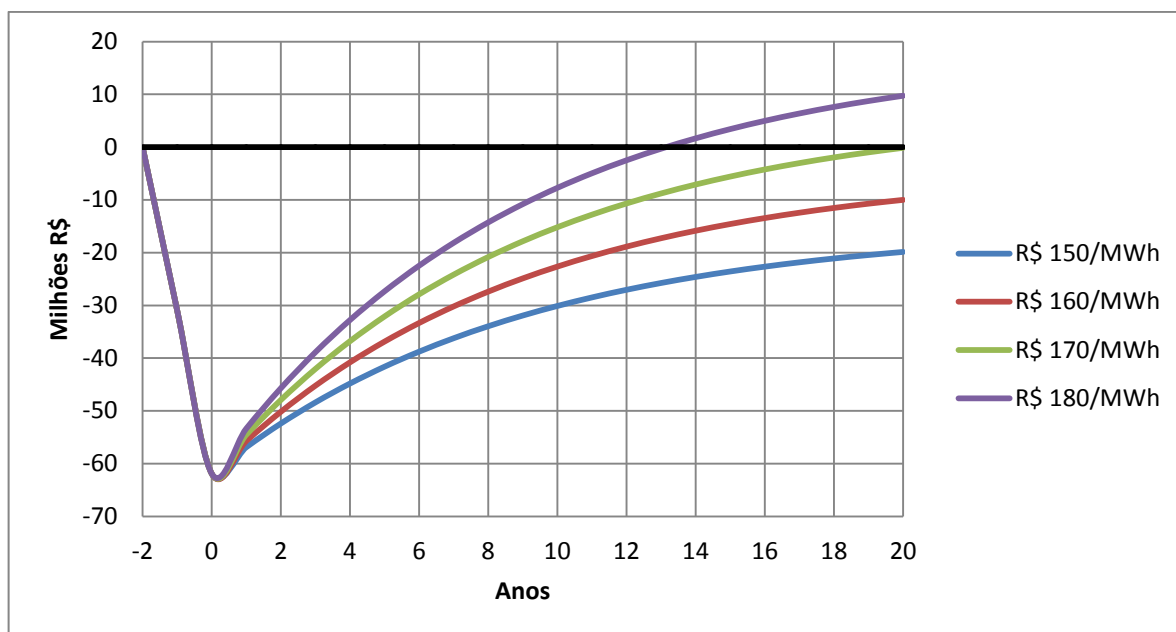


Figura 10.10: Balanço Econômico - Caso 3.

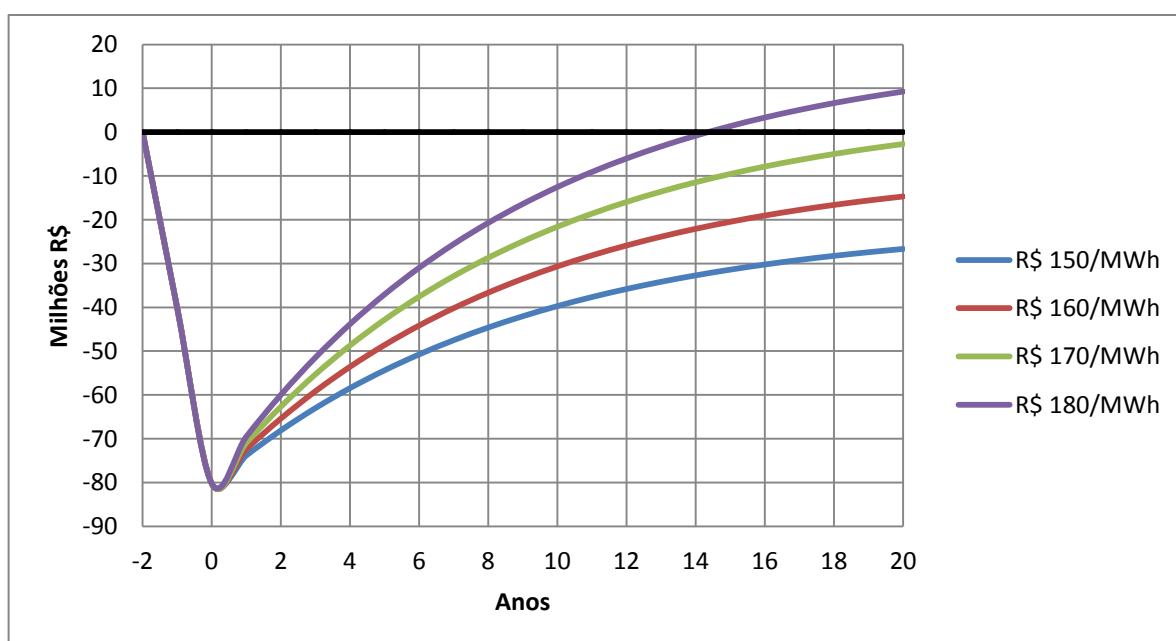


Figura 10.11: Balanço Econômico - Caso 4.

Os resultados obtidos nas tabelas acima são representados em números pelas Tabelas 10.9 a 10.11, que descrevem para quais valores de venda o projeto é aceito, bem como o valor presente líquido, taxa interna de retorno e tempo de retorno do investimento, para cada caso em análise.

Tabela 10.9: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 2.

Preço de Venda	VAL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)	ACEITAÇÃO OU REJEIÇÃO
R\$ 150/MWh	-3.326.749,20	1,4467	0	REJEITADO
R\$ 160/MWh	-2.646.253,01	3,9834	0	REJEITADO
R\$ 170/MWh	-1.965.756,82	6,2563	0	REJEITADO
R\$ 180/MWh	-1.285.260,63	8,3528	0	REJEITADO

Tabela 10.10: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 3.

Preço de Venda	VAL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)	ACEITAÇÃO OU REJEIÇÃO
R\$ 150/MWh	-19.870.250,22	6,5208	0	REJEITADO
R\$ 160/MWh	-10.003.055,44	9,3441	0	REJEITADO
R\$ 170/MWh	-135.860,66	11,9650	0	REJEITADO
R\$ 180/MWh	9.731.334,13	14,4507	13,1525	ACEITO

Tabela 10.11: Valor Atual Líquido (VAL), Taxa interna de retorno (TIR), Tempo de Retorno de Investimento (TRI) – Caso 4.

Preço de Venda	VAL (R\$)	TIR (%)	TRI (anos)	ACEITAÇÃO OU REJEIÇÃO
R\$ 150/MWh	-26.676.503,59	6,3048	0	REJEITADO
R\$ 160/MWh	-14.699.770,61	8,9741	0	REJEITADO
R\$ 170/MWh	-2.723.037,63	11,4553	0	REJEITADO
R\$ 180/MWh	9.253.695,35	13,8088	14,3759	ACEITO

As Tabelas representadas acima indicam que a ampliação da unidade produtora de açúcar e álcool somente é viável para valores de venda de energia elétrica acima de R\$180/MWh como demonstrado nas Tabelas 10.10 e 10.11, caso contrário, a ampliação da unidade fabril se torna inviável considerando a atual produção de cana da unidade.

11 CONCLUSÃO

Este estudo alcançou seus objetivos utilizando as análises energéticas, exergéticas, termoeconômicas e econômicas, retratando e viabilizando a expansão de uma usina do setor sucroalcooleiro que produz atualmente açúcar e álcool, para uma usina capaz de produzir açúcar, álcool e excedente elétrico a fins de comercialização.

A Teoria do Custo Exergético foi o método utilizado para a análise termoeconômica, pois, este método permite a realização de diferentes abordagens utilizando a igualdade dos custos exergéticos. Desta forma é possível visualizarmos com clareza os volumes de controle e os custos de cada fluxo no sistema.

A Análise econômica permitiu a real idealização dos benefícios do projeto futuro, sendo de extrema importância na aceitação do projeto em estudo.

Analisando a base regulatória do setor eletroenergético, observaram-se algumas restrições que necessitam de revisão a fim de tornar o segmento da cogeração mais atrativo. Foi constatada que a visão de muitas distribuidoras de energia elétrica ainda confundem o papel de “transportadoras de energia” com o de “vendedoras de energia”, pois encaram a cogeração como um meio de concorrência e não enxergam a mesma como um benefício a oferta de energia próxima aos centros de carga. A Resolução normativa da ANEEL nº. 507 de 2012 que se refere à capacidade de energia reserva na rede, pode ser mais onerosa que a contratação de energia para uso contínuo o que tornaria a cogeração em muitos casos inviável.

Outra inconsistência ocorre nos encargos associados ao transporte de eletricidade, as centrais de cogeração localizadas dentro das plantas industriais consumidoras, que providas de diferentes proprietários, por questões comerciais, são cobradas como se estivessem localizadas em outro ponto do país. Nestes casos deveria ser contabilizado apenas o líquido exportado ou importado da rede, dado que a central de cogeração é concebida em paridade com a carga.

Os sistemas de cogeração de pequeno porte se tornaram mais competitivos com o avanço tecnológico. Estes sistemas não ficam muito atrás dos grandes sistemas de cogeração, concorrendo em eficiência, praticidade e facilidade de operação e manutenção. Em geral, para as empresas que demandam de baixas potências e em geral apresentam baixo fator de carga, a cogeração só é viável quando há a exportação de excedente elétrico, propiciando desta forma um funcionamento contínuo do equipamento.

Os pequenos sistemas de cogeração poderiam ser aplicados a diferentes setores, o setor residencial poderia ser um deles, o que torna estes sistemas inviáveis são as tarifas existentes e o custo de servir como agente comercializador, que é em geral superior ao custo geração de energia no caso das empresas de pequeno porte. Uma solução seria se a concessionária de distribuição de energia atuasse de maneira semelhante a uma “bateria”, em que o excedente elétrico gerado durante o dia, pudesse ser consumido durante a noite, desta forma os fluxos energéticos considerar-se-iam autoprodução não incidindo nos impostos.

Como demonstrado o Caso 1 mostra a planta atual, neste caso a empresa não produz energia para exportação e o custo para geração de eletricidade é considerado alto, levando-se em conta que todos os equipamentos já se encontram amortizados, isso se deve às ineficiências dos equipamentos e do processo produtivo.

No Caso 2 foi sugerida uma planta industrial com um turbo gerador capaz de produzir mais potência do que a necessária pelas turbinas podendo ser capaz de gerar 2 MW a mais, esta potência pode ser utilizada para realizar o acionamento de alguma das turbinas da moenda com maior eficiência ou pode ser utilizada para venda de energia, porém, a baixa produção de energia para exportação não é vantajosa devido ao custo da linha de transmissão e as várias leis que desmotivam tal prática, uma solução para este caso seria produzir somente a energia necessária para consumo e armazenar o bagaço atual para venda.

Com o Caso 3 buscou-se a produção de energia elétrica para exportação, neste caso utilizou-se uma das caldeiras já existente na unidade, para esta situação todo o bagaço foi utilizado e o custo de geração dos 29 MW excedentes foi de 107,4 R\$/MWh.

No último caso buscou-se a construção de uma planta industrial totalmente renovada e eficiente. O custo de construção desta planta será em torno de 80 milhões de reais, porém o custo com a produção dos 35,2 MW excedentes foi de 105,3 R\$/MWh. Valor este, considerado viável pelo mercado atual devido ao valor de venda da energia cogerada.

A usina em estudo tem capacidade para moer em torno de 2 milhões de toneladas, caso atinja sua máxima capacidade poderemos fazer com que a usina funcione com uma termelétrica fora da época de safra, desta forma a produção de energia elétrica poderia perdurar por mais meses do ano, diminuindo o custo com as paradas de produção em entre safra. Neste caso, o período efetivo de produção de energia aumentaria em aproximadamente 30 dias devido à quantidade de bagaço excedente. Considerando o mesmo custo de produção (R\$/MWh) o tempo de retorno de investimento iria cair para 10 anos e ao total de 20 anos o lucro somente com a venda de energia elétrica excedente chegaria a 23 milhões.

Observa-se que para os padrões atuais a instalação de uma planta industrial semelhante ao citado no Caso 3 seria o ideal, porém, devido a capacidade de produção da usina chegar aos 2 milhões de toneladas o Caso 4 seria o mais vantajoso.

O “lucro” considerado neste trabalho para muitos é inviável devido ao relativo trabalho que teremos de implantação e aos riscos associados, porém, este valor é muito significativo, pois não estamos considerando o custo de venda do equipamento após o uso e desconsiderando o fator “necessidade de energia elétrica” futura. Apesar disso, fica evidente que nem sempre a reforma de uma usina buscando a modernização é um planejamento viável, entretanto, a viabilidade de criação de uma termelétrica é evidente se tratando de uma usina nova.

Constata-se que a viabilidade de construção ou ampliação de uma usina cogeradora de energia no setor sucroalcoolerio, porém, a falta do reconhecimento

desta fonte de energia limpa que não destrói o meio ambiente ainda é grande. Para que tenhamos uma ideia da grandiosidade deste setor, somente o grupo de usinas Raizen com 13 unidades localizadas no interior do estado de São Paulo é capaz de abastecer o Rio de Janeiro com 7 milhões de habitantes.

11.1 CONSIDERAÇÕES E SUGESTÕES

Buscou-se com este estudo discutir sobre o setor energético e elétrico atual, a fim de determinar a planta ideal para produzir excedentes elétricos e aumentar o lucro de uma empresa já existente. Entretanto, foi observado que a viabilidade de expansão da geração de energia elétrica esta intimamente ligada à produção de açúcar e álcool. Uma empresa que possui baixa produção de açúcar e álcool, tecnicamente possui uma pequena área de cana-de-açúcar plantada e não tem porque investir em modernos equipamentos se não pode gerar o vapor necessário. Outro fator que prejudica esta expansão se denomina Governo.

Assim sendo, as dificuldades que inibem o desenvolvimento deste segmento não são referentes à viabilidade de desenvolvimento ou implantação de uma nova planta industrial, e sim, a inexistência de uma política clara de inserção deste segmento na matriz energética nacional. As empresas atualmente fazem os seguintes questionamentos. Como será a matriz energética no futuro? Qual será o preço de venda de energia elétrica no futuro? Qual será o apoio do governo a este setor? São os principais motivos que impedem o desenvolvimento por completo deste setor.

O tempo de amadurecimento de uma usina é de 5 anos aproximadamente, mas, daqui a 5 anos como estará este setor? Poderá ocorrer outro pré-sal, a oferta de gasolina poderá ser maior, entre outros motivos que poderão ser relevantes. Enquanto a produção de açúcar e álcool não forem viáveis, a expansão e geração de eletricidade também não serão.

Na região centro sul do Brasil se produz cerca de 90% da cana do Brasil e, portanto da moagem de cana do País. Nesta região existem aproximadamente 330 usinas, deste total aproximadamente 60 estão à beira da falência por problemas financeiros. Isto se deve basicamente ao preço da gasolina.

O álcool possui 70% do coeficiente energético da gasolina e o mercado sucroalcooleiro produz em torno de 50% do seu poderio em álcool. A partir do momento em que o preço da gasolina fica estável durante 5 ou 6 anos mesmo o governo subsidiando este preço, o setor sofre, devido ao custo cada vez mais crescente com mão de obra, manutenção e agricultura. Este setor não tem como repassar este preço, como consequência, as empresas menores, familiares que não tem como se desenvolver e suportar a este impacto de preço.

Apenas 2% das terras cultiváveis no Brasil fazem parte do setor sucroalcooleiro, em média a população mundial cresce 2% ao ano e o consumo de

açúcar também cresce 2% ao ano. Tecnicamente a produção deveria crescer 2% ao ano, com isso ele abriria muitas portas para o desenvolvimento eletroenergético.

Como sugestões, cito:

- Realizar um levantamento sobre a influência do governo no desenvolvimento do setor sucroalcooleiro;
- Realizar um levantamento do trabalho e resultados já obtidos pela União das Indústrias de Cana-de-Açúcar (ÚNICA) junto ao governo nacional;
- Avaliar e analisar de maneira quantitativa o lucro e custos de uma empresa que produz excedente elétrico com uma empresa que não produz e com uma empresa do setor eólico-elétrico;
- Analisar formas de redução dos custos operacionais;
- Analisar formas de reduzir o custo de investimento;
- Analisar formas de reduzir os custos financeiros;
- Analisar formas de reduzir o custo do combustível;
- Realizar análises energéticas e exergéticas considerando todo o processo produtivo (cozimento, fermentação, destilação);
- Utilizar a análise *Pinch* para obter a melhor integração térmica do processo.

REFERÊNCIAS

- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Atlas de energia elétrica – ANEEL**. 3. ed. Brasília: Aneel, 2008.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e de Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2005.
- Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Capacidade de geração do Brasil**. 2014. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 21 jan. 2014.
- ALMEIDA, E. N. **Análise exergetica para recuperação de perdas energéticas de uma central termelétrica com cogeração num complexo petroquímico**. 2005. 140 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - UFBA - Universidade Federal de Bahia. Salvador. 2005.
- Associação da Indústria da Cogeração de Energia - COGEN. **Conceito e tecnologias**. São Paulo, 2012. Disponível em: <www.cogensp.com.br>. Acesso em: 06 jul. 2012.
- BAER, W. **A economia brasileira**. 2. ed. São Paulo: Nobel, 2003.
- BARTOLOMÉ, J. L; LOZANO, M. A; VALERO, A. **On-line monitoring of power-plant performance using exergetic cost**. *Applied thermal engineering*. v. 16, n. 12, p. 933-948, 1996.
- BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 171 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) - UNB - Universidade de Brasília, Brasília. 2006.
- BARREDA DEL CAMPO, E. R. **Avaliação das possibilidades de incremento da cogeração em usinas açucareiras cubanas**. 1995. 254 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1995.
- BARREDA DEL CAMPO, E. R. **Avaliação termoeconômica do sistema de cogeração da Usina Vale do Rosário**. 1999. 310 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1999.
- BARREIRA, I. Eólica no estado em 2009. 40% da demanda atendidos. **Jornal Diário do Nordeste**, 21 out. 2009. Disponível em: <<http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=663811>> Acesso em: 05 mar. 2013.
- BEJAN, A. TSATSARONIS, G. MORAN, M. **Thermal design and optimization**. John Wiley and Sons, Inc, New York. 1996.
- BOCCI, E.; DI CARLO, A.; MARCELO, D. **Energy. Power plant perspectives for sugarcane mills**. Oxford, v. 34, p. 689-698, 2009.
- BORELLI, S. J. S. **Método para a análise da composição do custo da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural**. 2005. 110 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2005.

- BORGNAKKE, C.; WYLEN, G. J. V.; SONNTAG, R. E. **Fundamentos da Termodinâmica**. 7. ed. Edgard Blucher, 2009.
- BRANCO, F. P. **Análise termoeconômica de uma usina termelétrica a gás natural operando em ciclo aberto e em ciclo combinado**. 2005. 179 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2005.
- BRASIL, MME (Ministério das Minas e Energia). **Panorama Nacional. Ministério de Minas e Energia**. MME, 2013. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/mme>>. Acesso em: 07 mar. 2013.
- BRASIL, MME (Ministério das Minas e Energia). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Brasília: MME, 2011.
- BRASIL, MME (Ministério das Minas e Energia). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Brasília: MME, 2012.
- BRASIL, EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanço Energético Nacional 2008: Ano base 2007**. Rio de Janeiro. EPE, 2008.
- BRASIL, EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanço Energético Nacional 2013: Ano base 2012**. Rio de Janeiro. EPE, 2013.
- BRIGHENTI, C. R. F. **Integração do cogrador de energia do setor sucroalcooleiro com o sistema elétrico**. 2003. 169 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2003.
- BRITISH PETROLEUM (BP). **BP statistical review of world energy june 2012**. Londres: BP, 2012. Disponível em: <<http://www.bp.com/statisticalreview>>. Acesso em: 11 jul. 2012.
- CAMARGO, C. A.; RIBEIRO, A. M. M.; USHIMA, A. H.; SOUSA, M. E. P.; SANTOS, N.F. **Conservação de energia na indústria do açúcar e álcool: manual de recomendações**. Publ. 1817, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 798p, Reimpresso em 1990.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Entenda o Modelo Brasileiro**. São Paulo: CCEE, 2013. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 07 mar. 2013.
- CLESCERI, L. S.; EATON, A.D.; GREENBERG, A. E.; RICE, E. W. **Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater**. 21. ed. ASTM, 1983.
- COBAS, V. M. **Geração distribuída**. FUPAI, Co-geração e Geração Distribuída, cap.10, Itajubá, MG, 2001.
- COELHO, S. T. **Mecanismos para implementação da cogeração de eletricidade a partir de biomassa. Um modelo para o estado de São Paulo**. 1999. 278 f. Dissertação (Doutorado em Energia) - USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 1999.
- Centro de Gestão e Estudos Estratégicos - CGEE. **Bioetanol combustível: uma oportunidade para o Brasil**. Brasília: CGEE, 2009.
- Companhia Nacional de Abastecimento - CONAB. **Acompanhamento de safra brasileira: cana-de-açúcar, primeiro levantamento, abril/2013**. Brasília: CONAB, 2013.

- Companhia Paranaense de Energia. **Balanço energético do Paraná: 1980/2010 Companhia paranaense de energia**. Curitiba: COPEL, 2013.
- CORRÊA NETO, V.; RAMON D. **Análises de opções tecnológicas para projetos de co-geração no setor sucroalcooleiro**. Brasília: SETAP Sustainable Energy Techonology Assistance Program, 2002.
- CORRÊA NETO, V. **Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás-Natural**. 2001. 174f. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) - UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2001.
- CORTEZ, L. A. B. **Bioetanol de cana-de-açúcar: P&D para produtividade e sustentabilidade**. São Paulo: Blucher, 2010.
- CUADRA, C. T.; CAPILLA, A. V. **Termoeconomía**. Dissertação (Doutorado em Termoeconomía) - Fundación Circe, Universidade de Zaragoza, Zaragoza. 2000.
- DANTAS FILHO, P. L. **Análise de Custos na Geração de Energia com Bagaço de Cana-de-Açúcar: um Estudo de Caso em Quatro Usinas de São Paulo**. 2009. 175 f. Dissertação (Mestrado em Energia) - USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2009.
- 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) - USP - Universidade de São Paulo, São Carlos. 2010.
- DEWULF, J.; LANGENHOVE, H.; MUYS, B.; BRUERS, S.; BAKSHI, B.; GRUBB, B.; PAULUS, D.; SCIUBBA, E. **Exergy: Its potential and limitations**. *Environmental science and technology*. v. 42 (7), p. 2221-2232. 2008.
- DIXON, T. F. Steam generation and combustion research at the SRI. **International Sugar Journal**. v.101, n.1204, pp.219-220, 1999.
- ELETROBRÁS. **História da Eletrobrás. Privatização da Light**. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com.br>>. Acesso em: 08 jul. 2013.
- ENSINAS, A. V. **Integração térmica e otimização termoeconômica aplicadas ao processo industrial de produção de açúcar e etanol a partir da cana-de-açúcar**. 2008. 229 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2008.
- ERLACH, B.; SERRA, L.; VALERO, A. **Structural theory as standard for thermoeconomics**. *Energy Conversion and Management*, v. 40, pp. 1627-1649, 1999.
- 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) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira. 2004.
- FIOMARI, M. C.; MASHIBA, M. H. S.; MAIA, C. R. M.; RAMOS, A. V. **Análise energética e exergética da destilaria pioneiros na safra 2003-2004**. Paper CRE05-FS20. XII Congresso Nacional de Estudantes de Engenharia Mecânica –

- UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2005.
- GAGGIOLI, R. A. **Second law analysis for process and energy engineering**. ACS Simpsons Series 235, p. 3-50, 1983.
- GRAHAM, J. R.; HARVEY, C. R. The theory and practice of corporate finance: evidence from the field. **Journal of Financial Economics**. v. 60, n. 2-3, p. 187-243, 2001.
- GITMAN, J. L. **Princípios da administração financeira**. São Paulo: Harper & Row, 1984.
- GOMES, C. M. **Análise termodinâmica, exergética e termoeconômica de uma instalação termelétrica em ciclo combinado com cogeração de vapor**. 2001. 175 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2001.
- GUARINELLO JÚNIOR, F.F. **Avaliação de um sistema de cogeração proposto para um pólo industrial**. 1997. 173 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1997.
- HIGA, M. **Cogeração e Integração Térmica em Usinas de Açúcar e Alcool**. 2003. 137 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2003.
- Instituto Paranaense de Desenvolvimento Econômico e Social – IPARDES. **Paraná em números**. Disponível em: <<http://www.ipardes.gov.br/>>. Acesso em: 12 set. 2012.
- JARAMILLO, J. C. B. **Otimização exergoeconômica de sistema tetra combinado de trieração**. 2011. 240 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) – USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2011.
- JAGUARIBE, E. F.; LOBO, P. C.; SOUZA, W. L.; ROCHA, R. M.; NASCIMENTO, E. T. **Vender bagaço ou comercializar energia gerada pela cogeração**. In: BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING – ENCIT, 2004, Rio de Janeiro. Proceedings... Rio de Janeiro: ABCM, 2004. p. 01-16, 2004.
- KAMATE, S. C.; GANGAVATI, P. B. **Exergy analysis of cogeneration power plants in sugar industries**. **Applied thermal engineering**. Oxford, v. 29, n. 5-6, p. 1187-1194, 2009.
- LIMA, R. N. O. **Avaliação de arranjos cogeneradores em siderúrgicas brasileiras com auxílio de simulação computacional**. 2001. 214 f. Dissertação (Doutorado em Planejamento de Sistema Energético) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2001.
- LIZARRAGA, J. M. S. **Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos**. Servicio Editorial Universidad Pais Vasco, Bilbao. 1994.
- LOBO, P. C.; JAGUARIBE, E. F.; RODRIGUES, J.; ROCHA, F. A. A. **Economics of alternative sugar cane milling options**. **applied thermal engineering**. Oxford, v. 27, p. 1405-1413, 2007.
- 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.** Anais do II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica (em CDROM), João Pessoa - PB, 10p, 2002.
- LOZANO, M. A.; VALERO, A. **Theory of exergetic cost.** Energy, Oxford, v.18, n.9, p.939-960, 1993.
- MACEDO, I. C. **Geração de energia elétrica a partir de biomassa no brasil situação atual, oportunidades e desenvolvimento.** 2001. Relatório técnico.
- MACHADO, F. B. P., 2003, "**Brasil, a doce terra - História do setor**", Disponível em: <<http://www.jornalcana.com.br/conteudo/HistoriadoSetor.asp>> Acesso em: 16 out. 2012.
- MANUAL DE INTEGRAÇÃO. 1. ed. Usina de Açúcar Santa Terezinha (Usaúcar). 2008.
- MARQUES, A. S. **Análise termoeconômica de um sistema de refrigeração automotivo por absorção.** 2005. 165 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UFPB - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa. 2005.
- Ministério da agricultura, pecuária e abastecimento - MAPA. **Relação das unidades produtoras cadastradas no departamento da cana-de-açúcar e agronegócios.** Atualizado em: 23/08/2013. MAPA, 2013.
- MORAN, M. J.; SHAPIRO, H. N. **Princípios de Termodinâmica para Engenharia.** 6. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2009.
- MOREIRA JR., F.D. **Viabilidade técnica/econômica para produção de energia eólica, em grande escala, no nordeste Brasileiro.** 2009. 53 f. Dissertação (Pós Graduação) - UFLA - Universidade Federal de Lavras, Lavras. 2009.
- NOGUEIRA, L. A. H.; LORA, E. S. **Dendroenergia: Fundamentos e aplicações.** 2. ed. Interciência. v. 1. 199 p. 2003.
- OLIVEIRA JR., S. **Fundamentos da análise exérgica e termoeconômica de processos de conversão de energia.** São Paulo: EPUSP, 2006. 47 p. Apostila para a disciplina de Pós- Graduação de Engenharia Mecânica, PME-5202 Análise Exérgica e Termoeconômica de Sistemas Térmicos. 2006.
- OLIVEIRA, M. M.; GALINKIN, M.; LIBÂNIO, J. C.; JÚNIOR, C. B. **Agroenergia da biomassa residual: Perspectivas energéticas, econômicas e ambientais.** 2. ed. Revista Technopolitik, Foz do Iguaçu/Brasília. 2009.
- PELLEGRINI, L. F. **Análise e otimização termo-econômica-ambiental aplicada à produção combinada de açúcar, álcool e eletricidade.** Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - USP - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo Universidade de São Paulo, São Paulo. 2009.
- PRIETO, M. G. **Alternativas de cogeração na indústria sucro-alcooleira, estudo de caso.** 2003. 280 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 2003.
- REISTAD, G. M.; GAGGIOLI, R. A. **Thermodynamics: Second law analysis.** ACS, 1980.
- REZAC, P.; METGHALCHI, H. A brief note on the historical evolution and present state of exergy analysis. **International Journal Exergy.** vol. 1, no. 1, pp. 426 - 437. 2004.

- ROCHA, G. **Análise termodinâmica, termoeconômica e econômica de uma usina sucroalcooleira com processo de extração por difusão**. 2010. 150 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2010.
- ROSEN, M. A.; DINCER, I. Exergy as the confluence of energy, environmental and sustainable development. **International Journal Exergy**. v. 1, no. 1, pp. 3 -13. 2001.
- ROJAS, S. I. P. **Análise exergética, termoeconômica e ambiental de um sistema de geração de energia. estudo de caso: Usina Termelétrica Ute - Rio Madeira**. 2007. 195 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) - UNB - Universidade de Brasília, Brasília. 2007.
- RODRIGUES, R. **Bagaço e Álcool**. Revista Agroanalysis. ABAG - Associação Brasileira de Agribusiness, São Paulo. 2001.
- RODRIGUES, L. G. S. **Análise energética de diferentes sistemas de cogeração com bagaço de cana-de-açúcar**. 2005. 145 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2005.
- SALES, C. A. V. B. **Avaliação técnico econômica da conversão da biomassa em eletricidade utilizando tecnologias de gaseificação**. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia da Energia) - UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá, Itajubá. 2007.
- SARAN, D. J. **Análise termodinâmica e termoeconômica do aproveitamento do gás natural em sistemas de cogeração de energia de usinas de açúcar e álcool**. 2010. 124 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2010.
- SCHUCHARDT, U.; RIBEIRO, M. L.; GONCALVES, A. R. **A indústria petroquímica no próximo século: como substituir o petróleo como matéria-prima?**. *Quím. Nova* [online]. 2001, v. 24, n.2, pp. 247-251. ISSN 0100-4042. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1590/S0100-40422001000200016>> Acesso em: 07 jul. 2013.
- SHIRMER, F. **Comparação de indicadores de eficiência energética e exergética em duas indústrias do setor sucroalcooleiro**. 2006. 81 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Agrícola) - UNIOESTE - Universidade Estadual do Oeste do Paraná, Cascavel. 2006.
- SILVA, A. M. N. da; ALBUQUERQUE, J. de L.; SILVA, E. S. da; SANTOS FILHO, D. dos; BARBOSA, W. D. **A biomassa florestal (lenha) como insumo energético para os artesãos da cidade de Tracunhaém/pe**. Revista Custos e @gronegocio on line - v. 4, n. 3 - Set/Dez - 2008. Disponível em: <www.custoseagronegocioonline.com.br>. Acesso em: 03 abr. 2013.
- SILVA, C. C. da. **A atribuição de custos em sistemas energéticos agropecuários uma análise em energia, termoeconomia e economia**. 2009. 174 f. Dissertação (Doutorado em Energia) - USP - Universidade de São Paulo, São Paulo. 2009.
- SOUZA, S. Ceará inaugura maior eólica. **Jornal Diário do Nordeste**, 2009. Disponível em: <<http://diariodonordeste.globo.com/materia.asp?codigo=661249>> Acesso em: 05 mar. 2013.

- SZARGUT, J. **Exergy Analysis of Thermal Processes; Ecological Cost**. In: Proceedings of the International Workshop "Advances in Energy Studies: energy flows in ecology and economy. Porto Venere, Itália. 1999.
- SZARGUT, J.; MORRIS, D.R.; STEWARD, F.R. **Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes**. New York: Hemisphere Publishing Co, 1988. 332p.
- TORRES, E. A. **Avaliação exergética e termoeconômica de um sistema de cogeração de um pólo petroquímico**. 1999. 240 f. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1999.
- TSATSARONIS, G.; WINHOLD, M. **Exergoeconomic analysis and evaluation of energy - Conversion plants - I. A new general methodology**. Energy, v. 10, n. 1, p.69-80, 1985.
- TSATSARONIS, G. **Thermoeconomic analysis and optimization of energy systems**. Progress in Energy and Combustion Science, Oxford, v. 19, p. 227-257, 1993.
- TOLMASQUIM, M. T. **As origens da crise energética brasileira. Ambiente e sociedade**. v. 6/7, p. 179-184, Campinas. 2000.
- UCHÔA, T. H. **Análise da viabilidade técnica e econômica da utilização de gás natural como combustível complementar em usinas sucroalcooleiras**. 2005. 150 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UNESP - Universidade Estadual Paulista, "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira. 2005.
- 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**. UNICA, 2014. Disponível em: <<http://www.unica.com.br>> Acesso em: 21 jan. 2014.
- Usina de Açúcar Santa Terezinha - Usaçúcar. Unidade de Produção - Iguatemi, 2014. Disponível em: <<http://www.usacucar.com.br>> Acesso em: 21 jan. 2014.
- WALTER, A. C. S. **Viabilidade e perspectivas da cogeração e geração termelétrica no setor sucro-alcooleiro**. 1994. 287 f. Dissertação (Doutorado em Planejamento Energético) - UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas, Campinas. 1994.
- WALL, G. **Exergetics**. Bucaramanga, 2009. Disponível em: <<http://www.exergy.se/goran/pdf.html>> Acesso em: 06 jul. 2012.
- KLEIN, S. A.; ALVARADO, F.L. **EES - Engineering Equation Solver**, F-Chart Software, Middleton, WI, 1995.
- KOTAS, T. J. **The Exergy method of thermal plant analysis**. London: Butterworths, 1985.
- KOTAS, T. J.; MAYHEW, Y. R.; RAICHURA, R. C. Nomenclature for exergy analysis. proceedings of the institution of mechanical engineers, part a. **Journal of Power and Energy**. v.209, p.275-280, 1995.
- FIGUEIREDO, P. **Breve história da cana-de-açúcar e do papel do instituto agrônomo no seu estabelecimento no Brasil**. In: DINARDO-MIRANDA, L. L.; VASCONCELOS, A.C M. de; ANDRADE LANDELL, M. G. De. Cana-de-açúcar. Campinas: Instituto Agrônomo, 2008. p. 31-41.

APÊNDICES

APÊNDICE A – GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Bagaço: resíduo fibroso resultante da extração do caldo dos colmos da cana de açúcar que é constituído de fibra e caldo residual.

Bagaço excedente: Quantidade de bagaço não utilizado para geração de vapor.

Bomba: Serve para o deslocamento de um fluido.

Condensador: Condensa vapores gerados pelo aquecimento de líquidos em processos de destilação simples.

Consumo de bagaço na caldeira: Quantidade de bagaço queimado na caldeira por hora.

Dias de safra: número de dias corridos contabilizados do primeiro ao último dia de moagem.

Evaporador: Trocador de calor que gera a transferência de energia térmica contida no meio ambiente até um gás refrigerante a baixa temperatura e o processo de evaporação. Este meio pode ser ar ou água.

Horas efetivas de moagem: tempo efetivo de funcionamento do tandem de moendas.

Moagem diária de cana: Quantidade de cana-de-açúcar moída por dia.

Moagem horária de cana: Quantidade de cana-de-açúcar moída por hora.

Relação bagaço-vapor: número característico de caldeiras que expressa a quantidade de bagaço necessária para produzir uma determinada quantidade de vapor, normalmente expresso em kg de bagaço por kg de vapor.

Teor de fibra da cana: Reflete na eficiência da extração da moenda, ou seja, quanto mais alta a fibra da cana, menor será a eficiência de extração. As canas que apresentam baixos teores de fibra são mais susceptíveis a danos ocasionados no corte e transporte, o que favorece a contaminação e as perdas na indústria, além de poder quebrar com o vento e perder mais açúcar durante a lavagem. A porcentagem ideal esta entre 11 a 13%.

Turbogerador: conjunto gerador de energia elétrica, composto por uma turbina, um redutor de velocidades e um gerador elétrico.

Válvula redutora: Os processos de: destilação, evaporação, aquecimento entre outros necessitam de uma pressão de 0,245 MPa, então o vapor proveniente da caldeira é comprimido.

APÊNDICE B – HISTÓRICO DA CANA-DE-AÇÚCAR NO BRASIL

Para o relato da sequência histórica descrita, foram utilizados trechos dos textos “Brasil, a Doce Terra – História do setor” de Machado (2003), “História do Brasil” de Fausto (1996) e do capítulo “Breve história da cana-de-açúcar e do papel do instituto agrônomo no seu estabelecimento no Brasil” escrito por Figueiredo (2008).

Segundo a história o primeiro contato com a cana-de-açúcar ocorreu na Nova Guiné. De lá ela foi levada para Índia onde se tem os registros mais antigos sobre sua existência.

Ainda desconhecida no ocidente, a planta foi observada pela primeira vez por generais de Alexandre, o Grande em 327 a.C, de acordo com os registros históricos o segundo contato ocidental ocorreu durante as Cruzadas no século XI. Os árabes durante sua trajetória de conquista introduziram seu cultivo no Egito, Chipre, Sicília e Espanha. Os egípcios eram muito curiosos, e dedicavam-se muito no que diz respeito à química e mistura de substâncias, credita-se a eles o desenvolvimento do processo de clarificação do caldo da cana, bem como, dos métodos de cozimento que resultavam em um açúcar de elevada qualidade (MACHADO, 2003).

Na Europa o açúcar era consumido somente por nobres, que adquiriam o produto devido às relações comerciais existentes com o mercado Oriental, na época a maior fonte do recurso. O valor da comercialização do mesmo segundo registros existentes do início do século XIV seria equivalente hoje a R\$ 200,00 por quilograma de açúcar. Dessa forma não é de se estranhar que o açúcar fosse encontrado como bens em testamentos, pela nobreza (MACHADO, 2003).

Com a ascensão do comércio, das artes e da visão humanista a Europa seguia rumo uma nova fase, o Renascimento. Não havia veículos adequados para o transporte de mercadorias por via terrestre, caso houvesse a possibilidade do transporte terrestre, os proprietários das terras, em que estas mercadorias fossem necessárias atravessar, cobravam altos impostos. Portanto, quase todas as travessias eram realizadas por vias marítimas. Portugal, por sua localização geográfica era a rota quase obrigatória da travessia dessas mercadorias. Devido ao bom relacionamento de seus reis com a maioria dos comerciantes que ali transitavam e pelo fato de não cobrarem impostos pela travessia em suas terras, estimulou ainda mais a introdução da cana-de-açúcar em seu País, segundo registros a cana-de-açúcar primeiramente foi cultivada na Ilha de Madeira, considerada o laboratório da cultura que mais tarde se expandiria ainda mais com a descoberta da América (FAUSTO, 1996).

A planta chegou a América por meio de Cristóvão Colombo genro de um dos grandes cultivadores e produtores de açúcar na Ilha de Madeira em sua segunda visita ao continente no ano de 1493, e seu cultivo se desenvolveu onde hoje é a República Dominicana. Contudo, foi por meio de Martim Afonso de Souza que em 1532 o Brasil recebeu a primeira muda da cana e iniciou seu cultivo na Capitania de São Vicente. Apesar do cultivo da cana no Brasil ter seu início na Capitania de São

Vicente, foram nas Capitanias da Bahia e Pernambuco que os engenhos de açúcar se estenderam e multiplicaram (FAUSTO, 1996).

A cana-de-açúcar foi durante anos alvo de disputas políticas e econômicas, objetivando conquistas. Principalmente no Brasil onde os senhores feudais queriam ter o domínio sobre a população. Após 50 anos da chegada da cultura da cana em nosso País e depois de várias dificuldades e disputas, o Brasil passou a monopolizar a produção mundial de açúcar.

A forte demanda de Portugal e Holanda pelo consumo do açúcar, bem como a demanda da Europa que se encontrava rica devido ao ouro e prata oriundos do Novo Mundo, foram motivos que levaram a uma rápida multiplicação das refinarias, principalmente em Salvador e Olinda, na época pontos estratégicos de produção. Esta grande demanda e o rápido crescimento das refinarias fez também com quem Portugal proibisse a criação de novas centrais de refino em 1559, devido ao grande consumo de lenha para clarificação do caldo.

Entretanto, um fato mudaria o rumo dos acontecimentos em 1578, o Rei de Portugal morreu, e permitiu que a Espanha do Rei Felipe II se anexasse a Portugal. Apesar de não se preocupar com as atividades açucareiras brasileiras, o rei da Espanha não tinha um apreço pelos holandeses e ingleses. As dificuldades de abastecimento ao mercado holandês não tardou, e fez com que o mesmo optasse por invadir o Brasil em 1630, ficando aqui alocados até em 1654, quando foram expulsos. Os holandeses eram muito dependentes do açúcar brasileiro, a ocorrência destes fatos fez com que eles dessem início à produção de açúcar no Caribe. Alguns anos depois os ingleses e franceses, optaram por fazer o mesmo em suas colônias e o monopólio brasileiro teve fim.

No final do século XVII em Minas Gerais ocorreu a descoberta do ouro, que tirou o primeiro lugar de geração de riquezas o cultivo da cana, que se retraiu até o final do século XIX. No entanto, calcula-se que apesar disso o lucro obtido com a exportação do açúcar rendeu a nosso País aproximadamente cinco vezes mais do que a soma das exportações de todos outros produtos existentes, e até duas vezes mais que à do ouro (MACHADO, 2003).

A perda da primeira posição na geração de riqueza para o ouro fez com que os senhores feudais buscassem pelo ouro, e o crescimento das refinarias teve uma parada, no cenário nacional. Entretanto, no início do século XVIII a produção nas ilhas do Caribe e Antilhas cresce, e o Brasil perde inúmeras posições em importância mundial. França e Inglaterra se tornam potências mundiais. A localização da Inglaterra também é estratégica e faz com que os holandeses percam lugares estratégicos no comércio de açúcar. O maior produtor mundial era o Haiti, colônia francesa.

Nesta mesma época as treze colônias que mais tarde dariam origem ao EUA, lutavam com um forte problema, apesar da crescente produção de açúcar nas ilhas do Caribe e Antilhas a falta de minérios e recursos devido à exploração desenfreada nestes locais. Em contrapartida, o melaço que era utilizado para produção de rum e vendido à marinha inglês, alavancou a economia das colônias americanas. E foi decisiva no surgimento dos EUA.

Os ingleses em 1760 tomaram Cuba dos espanhóis, e dobrou em um curto período de tempo o número de escravos habitados no local, e tornou a mesma uma das maiores produtoras mundiais de açúcar. Trinta e um anos mais tarde em 1791 os escravos se rebelaram no Haiti e acaba por expulsar os franceses que vão para colônia norte-americana dar início a produção açucareira neste país. O Brasil ainda assim continuava ser por uma das maiores potências mundiais.

No início do século XIX, Napoleão dominava a Europa. Como forma de protesto, os ingleses promoveram um bloqueio naval, impedindo-o de receber o açúcar de suas colônias pelo mar. Napoleão então começou a incentivar a produção de açúcar por outras culturas, como a da Beterraba. Assim, a Europa deixaria de depender da importação de açúcar de outros continentes.

Nesta mesma época ocorreu a revolução industrial, e o desenvolvimento de novas e mais eficientes máquinas a vapores, centrifugas, evaporadores, entre outros. Um novo patamar de produção tecnológica foi definido, tanto para as indústrias de beterraba quanto para as de cana-de-açúcar, patamar estes impossíveis de serem atingidos com pelos tradicionais engenhos de açúcar.

O Brasil insistia por utilizar engenhos tradicionais, enquanto na Europa modernas fábricas eram criadas, o principal motivo que levou a modernização das indústrias foi o fim da escravidão com isso o preço da mão-de-obra aumentou significativamente, porém, somente em meados do século XIX foi que o Brasil começou a adotar medidas para reverter esta situação.

Foi Dom Pedro II quem iniciou o processo de modernização tecnológica em nosso País. Ele adorava novas tecnologias, e em 1857 elaborou um programa com o objetivo de modernizar a produção de açúcar. Desenvolveu Engenhos Centrais que somente moíam a cana e processavam o açúcar, deixando o cultivo por conta dos fornecedores. Neste período Cuba era líder do ranking mundial de produção de açúcar com 25% do total, o açúcar proveniente da beterraba produzido na Europa e EUA era responsável por 36% da produção mundial. Em 1874 o Brasil contribuía com apenas 5% da produção mundial.

Na época com o objetivo de voltar a ser referencia mundial foram aprovados 87 Engenhos Centrais com esta nova tecnologia importada do mercado internacional, porém, somente 12 foram implantados. O grande problema que se enxergou nos Engenhos foi à falta de interesse pelo “desconhecido”, alguns produtores preferiam produzir açúcar pelos métodos antigos, outro problema era o custo excessivo para aquisição das lenhas para as caldeiras. Estes fatores foram decisivos para que estes Engenhos Centrais fossem arrematados pelos próprios fornecedores dos equipamentos ou pelos montadores dos engenhos na época os franceses.

Grande parte das novas indústrias estavam localizadas no Nordeste e em São Paulo e passaram a serem chamadas de “usinas de açúcar”. Nesta época mesmo com novas usinas no Brasil, o açúcar derivado da cana-de-açúcar começou a perder espaço para o da beterraba que em 1900 ultrapassava 50% da produção mundial.

Um novo fato histórico iria alterar esse panorama mundial. A 1ª Guerra Mundial que aconteceu em 1914 viria para acabar com a indústria de açúcar na Europa. Decorrente a este fato o preço do produto elevou-se exorbitantemente e incentivou a construção de novas usinas no Brasil. Os grandes produtores de café principalmente do estado de São Paulo queriam diversificar sua produção, e resolveram dividir o foco de produção de açúcar devido à alta no mercado internacional.

Com o final do século XIX veio uma boa notícia 70% da produção mundial de café estava alocada em nosso País. Após a abolição da escravidão, o setor de mão-de-obra operacional estava sofrendo uma elevada baixa, devido à falta de mão-de-obra, decorrente a este fato o governo incentivou a vinda de europeus para trabalhar em fazendas de café. Os imigrantes, em sua maioria italiana, acabaram por adquirir terras e optaram pela produção de aguardente ao invés da cana. A maioria estava localizada nas regiões de Campinas, Itu, Piracicaba e no interior do estado de São Paulo (MACHADO, 2003).

Na virada de século, grande parte das terras localizadas no interior do estado de São Paulo não se encontravam mais adequadas à produção de café. No início da década de X impulsionados pelo crescimento econômico de nosso País, os produtores de café começaram a alterar seus engenhos para usinas de açúcar dando origem aos grupos mais tradicionais de produtores na atualidade.

Em 1910 um grupo de pequenos refinadores formaram a Cia. União dos Refinadores. Dez anos mais tarde, um imigrante italiano Mário Dedini, com sua experiência em usinas do setor sucroalcooleiro trazida da Europa, fundou em Piracicaba uma oficina de equipamentos mecânicos, que logo depois se transformaria na primeira fábrica nacional de equipamentos para a produção de açúcar.

A expansão da produção de açúcar ocorria também no Nordeste. As usinas localizadas principalmente em Pernambuco e Alagoas eram responsáveis por toda produção brasileira e ainda servia de complemento a demanda dos outros estados. Porém, nesta época não só o Brasil havia se voltado para o mercado açucareiro, mas o mundo. Enxergando isto o governo viu que o preço iria cair, devido à superprodução, para controlar isso surgiu o IAA (Instituto do Açúcar e Alcool), criado pelo governo de Getúlio Vargas em 1933, este instituto determinou cotas, determinando a quantidade de cana a ser moída para a produção de açúcar e álcool por cada usina. A aquisição ou modificação dos equipamentos existentes também necessitava de autorização do IAA (FIGUEIREDO, 2008).

Decorrente do risco que os submarinos alemães representavam à costa brasileira durante a 2ª Guerra Mundial as usinas paulistas reivindicaram um aumento de produção ao IAA para que não houvesse desabastecimento no sul do Brasil. A reivindicação foi aceita e as usinas do Estado de São Paulo nos dez anos subsequentes tiveram sua produção multiplicada em aproximadamente seis vezes. No início da década de 50 a produção paulista foi maior que a do Nordeste. Pela primeira vez em mais de quatrocentos anos o Brasil deixava de se tornar totalmente dependente do Nordeste. Neste período surgiram as maiores unidades produtivas

do Brasil e do Mundo dentro do setor sucroalcooleiro, são elas: São Martinho, Santa Elisa, Usina da Barra, entre outras.

Com o término da 2ª Guerra Mundial, o setor sucroalcooleiro nacional estava motivado a multiplicar a capacidade de produção. Entretanto, a constante mudança na cotação do açúcar no mercado internacional e a obsolescência dos equipamentos que haviam sido montados e mantidos quase que nos mesmos padrões desde sua criação, forçaram as empresas do setor buscarem uma mudança de atitude voltada para a manutenção. Coube a COPERSUCAR, cooperativa fundada por centenas de produtores paulistas em 1959 para defender o preço de comercialização de seus produtos e para buscar novas tecnologias para o setor. Das indústrias da África do Sul e Austrália vieram o modelo de modernidade, da África também veio os equipamentos modernos. No setor agrícola, a busca foi por variedades de cana-de-açúcar mais resistente a pragas e doenças. Incentivadas por entidades como a própria COPERSUCAR, o IAC (Instituto Agrônomo de Campinas) e o IAA/PLANALSUCAR. Este período de renovação ocasionou um crescimento histórico no preço do açúcar atingindo a marca de US\$ 1000,00 a tonelada (FIGUEIREDO, 2008).

Com os recursos obtidos com o aumento do preço açúcar foi criado o FUNPROÇUCAR pelo IAA que em 1973 financiou a modernização e remodelação de quase todas as usinas do setor. Este fato foi de suma importância para ajudar o Brasil com a crise do Petróleo, que se seguiu até 1973, pelo programa do Proálcool. Este foi criado para incentivar a produção de álcool como combustível para reduzir a dependência do petróleo, substituindo a gasolina. Criado em 1975 o Proálcool alavancou o desenvolvimento empresas do setor sucroalcooleiro em outros estados como Paraná, Mato grosso e Mato Grosso do Sul. Em um período de 5 anos nosso País que antes produzia em média 300 milhões de litros/ano passou a produzir cerca de 11 bilhões de litros/ano (FIGUEIREDO, 2008).

O mercado açucareiro no final da década de 70 adquiriu um forte concorrente, os adoçantes sintéticos, desenvolvidos pelas indústrias químicas para concorrerem diretamente com o açúcar. Paralelo a este problema os EUA, principal consumidor mundial de açúcar desenvolveu a partir do milho xaropes de frutose, com o intuito de substituir o açúcar dos refrigerantes. Em um período de menos de 5 anos no início da década de 90 o xarope de frutose já ocupava mais de 50% do mercado. Hoje, o mercado americano que também é detentor da maior produção mundial de milho destina aproximadamente 70% deste produto para produção de frutose e álcool, tornando-se nestas condições o segundo maior produtor mundial de álcool com aproximadamente 7 bilhões de litros/ano. A introdução de novos produtos no mercado para fazerem frente ao açúcar derrubou o preço do mesmo a patamares extremos.

O mercado brasileiro se beneficiou por poder recorrer a produção de álcool, devido a baixa do açúcar. Apesar das dificuldades encontradas pelo setor, a indústria brasileira está em forte crescimento, atualmente são mais de 300.000.000 toneladas de cana moída anualmente em mais de 300 unidades produtoras, sendo produzidos aproximadamente 17 milhões de toneladas de açúcar e 13 bilhões de

litros de álcool. O setor está em constante mudança tecnológica e não está mais acomodado como no passado. Atualmente todas as empresas do setor no Brasil praticam a cogeração e grande parte das usinas do Estado de São Paulo e algumas de outros estados já estão produzindo excedente elétrico para venda (MACHADO, 2003).

A Figura B.0.1 representa a forma de plantio da cana-de-açúcar pelas usinas brasileiras na atualidade.



Figura B.0.1: Plantio de cana-de-açúcar.

Fonte: Própria.

APÊNDICE C – CÁLCULOS

C.1 CÁLCULO DA EXERGIA QUÍMICA DO BAGAÇO

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

$$\begin{aligned} \beta &= \frac{1,0412 + 0,2160 \cdot \left(\frac{0,064}{0,463}\right) - 0,2499 \cdot \left(\frac{0,434}{0,463}\right) \left[1 + 0,7884 \cdot \left(\frac{0,064}{0,463}\right)\right] - 0,0450 \cdot \left(\frac{0}{0,463}\right)}{1 - 0,3035 \cdot \left(\frac{Z_{O_2}}{Z_C}\right)} \\ &= 1,134 \end{aligned}$$

$$ex_{\text{comb}} = \beta \cdot (PCI_{\text{comb}} + h_{\text{água}} \cdot Z_{\text{água}}) + ex_{\text{água}} \cdot Z_{\text{água}}$$

$$ex_{\text{comb}} = 1,134 \cdot (7736 + 2242,3 \cdot 0,5) + 50 \cdot 0,5 = 10180 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$