

ANÁLISE DE VIABILIDADE DA COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM  
CICLO COMBINADO COM GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA DE CANA-DE-  
AÇÚCAR E GÁS NATURAL

Vicente Corrêa Neto

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Aprovada por:

---

Prof. Mauricio Tiomno Tolmasquim, D.Sc.

---

Prof. Luiz Pinguelli Rosa, D.Sc.

---

Dr. Manoel Regis Lima Verde Leal, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2001

CORRÊA NETO, VICENTE

Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-açúcar e Gás Natural [Rio de Janeiro] 2001

XIV, 194 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc., Planejamento Energético, 2001)

Tese – Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE

1. Análise de Viabilidade
2. Cogeração, Gaseificação de Biomassa
  - I. COPPE/UFRJ
  - II. Título (série)

## DEDICATÓRIA

Aos meus pais, Fernando e Ivette, que não hesitaram uma única vez em apoiar-me nas decisões que privilegiavam a formação acadêmica.

Ao Amigo O. e a todos os Amigos de ISSA, todos companheiros de busca interna, com os quais sigo o caminho do autoconhecimento.

## AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Mauricio Tolmasquim pelo apoio e orientação na realização deste trabalho.

Aos amigos e colegas de curso que ampliaram meus horizontes e enriqueceram minhas referências através das saudáveis discussões.

A todos os professores e funcionários que de alguma forma contribuíram para o termo desta etapa acadêmica.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

ANÁLISE DE VIABILIDADE DA COGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EM  
CICLO COMBINADO COM GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA DE CANA-DE-  
AÇÚCAR E GÁS NATURAL

Vicente Corrêa Neto

Março/2001

Orientador: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O objetivo desta tese é avaliar a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia elétrica utilizando como combustível a biomassa produzida na indústria sucroalcooleira brasileira, especificamente o bagaço de cana-de-açúcar, a palha e as pontas da planta, como opção complementar a expansão do sistema elétrico brasileiro, hora em fase de modificação profunda no cenário institucional, através da venda de energia elétrica para consumidores diretos ou concessionários distribuidores, caracterizando as possibilidades de negócio para as destilarias de etanol já integradas à realidade energética do país. A tecnologia analisada é de geração termelétrica com ciclo combinado, operando em cogeração, integrado a sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de gás combustível, com e sem adição de gás natural. A tecnologia considerada é conhecida pela sigla BIG/GTCC, originada no inglês *Biomass Integrated Gasification Combined Cycle Gas Turbine*. A análise econômica se faz através da modelagem e construção de curvas de economicidade do projeto baseadas nos preços da energia elétrica, do gás natural e nos custos da biomassa retirada de forma mecanizada.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

VIABILITY ANALYSIS OF ELECTRIC ENERGY COGENERATION IN  
COMBINED CYCLE WITH SUGAR-CANE BIOMASS GASIFICATION AND  
NATURAL GAS

Vicente Corrêa Neto

March/2001

Advisor: Mauricio Tiomno Tolmasquim

Department: Energetic Planning

The objective of this thesis is evaluate the technical and economic viability of electric energy generation projects using as fuel the biomass produced in the sugar cane Brazilian industry, specifically the cane trash, the straw and the leaves of the plant, as complementary option to the expansion of the Brazilian electric system, hour in phase of deep modification in the institutional scenery, through the sale of electric energy for direct consumers or utilities, characterizing the business possibilities for the ethanol distilleries already integrated into the energy reality of the country. The analyzed technology is thermoelectric generation with combined cycle, operating in cogeneration, integrated to biomass gasification systems for the production of combustible gas, with and without addition of natural gas. The considered technology is known by the acronym BIG/GTCC, originated in Biomass Integrate Gasification Combined Cycle Gas Turbine. The economic analysis is made herself through a modelization and construction of economicity project curves based on the prices of the electric energy, of the natural gas and in the costs of the retired biomass in an mechanized way.

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>6</b>
2.1. AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	8
2.2. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	11
2.2.1. ASPECTOS INSTITUCIONAIS	12
2.3. AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO NOVO CONTEXTO	18
2.3.1. O VALOR NORMATIVO	19
2.4. O PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELÉTRICAS	20
<b>3. DESTILARIAS DE ETANOL NO BRASIL E A BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>23</b>
3.1. PROCESSO DE PRODUÇÃO DO ETANOL	25
3.2. ATENDIMENTO ENERGÉTICO DAS DESTILARIAS DE ETANOL	28
3.3. ÍNDICES DE PRODUÇÃO E CONSUMOS ENERGÉTICOS ESPECÍFICOS	30
3.4. MEDIDAS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA	33
3.4.1. INVESTIMENTOS EM CONSERVAÇÃO DE ENERGIA	34
3.5. DISPONIBILIDADE DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR	37
3.6. A POTENCIALIDADE ENERGÉTICA DOS RESÍDUOS DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR	41
3.6.1. O BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR	43
3.6.2. A BIOMASSA PALHA E PONTAS	43
<b>4. O DESENVOLVIMENTO DAS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM TURBOMÁQUINAS E A COGERAÇÃO</b>	<b>46</b>
4.1. CICLOS TERMELÉTRICOS COM TURBINAS A VAPOR – TECNOLOGIA MADURA	48
4.2. CICLOS TERMOELÉTRICOS COM TURBINAS A GÁS – DESPONTAR DA TECNOLOGIA	50
4.2.1. O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DAS TURBINAS A GÁS	53
4.2.2. TURBINAS INDUSTRIAIS E AERODERIVATIVAS	54
4.2.3. TURBINAS A GÁS EM CICLOS SOFISTICADOS	56
4.2.3.1. Resfriamento Intermediário	57
4.2.3.2. Regeneração	57
4.2.3.3. Reaquecimento	58
4.2.3.4. Injeção de Vapor	58
4.2.4. A NATUREZA DOS COMBUSTÍVEIS E SUA INFLUÊNCIA SOBRES AS TURBINAS A GÁS	59
4.2.4.1. O Poder Calorífico dos Combustíveis Gasosos	61
4.2.4.2. A Seleção Econômica do Combustível	62
4.2.5. FATORES QUE INFLUENCIAM A EFICIÊNCIA E DISPONIBILIDADE DAS MAQUINAS MOTRIZES	63
4.3. ADAPTABILIDADE DOS MODELOS COMERCIAIS DE TURBINAS A GÁS A COMBUSTÍVEIS DE BAIXO PODER CALORÍFICO	63
4.3.1. ESTABILIDADE DA COMBUSTÃO	65

4.3.2.	INJEÇÃO DE COMBUSTÍVEL E AS PERDAS DE CARGA	66
4.3.3.	LIMITES DE ESCOAMENTO MÁSSICO DA TURBINA	66
<b>4.4.</b>	<b>A COGERAÇÃO E A RACIONALIDADE ENERGÉTICA</b>	<b>67</b>
4.4.1.	O CONCEITO DE COGERAÇÃO	69
4.4.1.1.	A Seqüência de Aproveitamento da Energia – Os Ciclos <i>Topping e Bottoming</i>	71
4.4.2.	BREVE HISTÓRICO DA COGERAÇÃO	71
4.4.3.	OS CUSTOS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO TRADICIONAIS	73
<b>4.5.</b>	<b>O CICLO COMBINADO</b>	<b>76</b>
4.5.1.	OS CUSTOS DOS CICLOS COMBINADOS TRADICIONAIS	78
4.5.2.	COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO	80
<b><u>5. A GASEIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS</u></b>		<b>84</b>
<b>5.1.</b>	<b>O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA</b>	<b>85</b>
<b>5.2.</b>	<b>PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL, O GASEIFICADOR E SEUS AUXILIARES</b>	<b>87</b>
5.2.1.	EQUIPAMENTOS DE GASEIFICAÇÃO	88
5.2.2.	GASEIFICADORES PRESSURIZADOS OU ATMOSFÉRICOS	91
5.2.3.	SISTEMAS DE LIMPEZA DE GASES	91
<b>5.3.</b>	<b>OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS DA GASEIFICAÇÃO</b>	<b>94</b>
<b>5.4.</b>	<b>PROPRIEDADES DA BIOMASSA PARA GASEIFICAÇÃO</b>	<b>95</b>
<b><u>6. A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIOMASSA</u></b>		<b>97</b>
<b>6.1.</b>	<b>A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL E SEU POTENCIAL</b>	<b>98</b>
<b>6.2.</b>	<b>TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA</b>	<b>102</b>
<b>6.3.</b>	<b>CICLO TRADICIONAL DE CONTRAPRESSÃO</b>	<b>104</b>
6.3.1.	AS MODIFICAÇÕES DOS SISTEMAS TRADICIONAIS	105
<b>6.4.</b>	<b><i>CONDENSING EXTRACTION STEAM TURBINE – CEST</i></b>	<b>108</b>
<b>6.5.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE – BIG/GT</i></b>	<b>108</b>
<b>6.6.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION STEAM INJECTED GAS TURBINE – BIG/STIG ou BIG/ISTIG</i></b>	<b>109</b>
<b>6.7.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE COMBINED CYCLE – BIG/GTCC</i></b>	<b>111</b>
6.7.1.	CUSTOS DE INSTALAÇÃO	115
6.7.2.	CUSTOS OPERACIONAIS	115
6.7.3.	EFICIÊNCIA GLOBAL	116
6.7.4.	INTEGRAÇÃO ENTRE O SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL E OS SISTEMAS BIG/GTCC	118
<b>6.8.</b>	<b>IMPACTOS AMBIENTAIS DO USO EM LARGA ESCALA DE SISTEMAS BIG/GTCC NA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>119</b>
6.8.1.	O BALANÇO DE ENERGIA E A EMISSÃO LÍQUIDA DE CO <sub>2</sub>	120
6.8.2.	METANO E OUTROS GASES DE EFEITO ESTUFA	121
6.8.3.	EMISSÃO DE PARTICULADOS	122
6.8.4.	ASPECTOS DIVERSOS DE IMPACTO AMBIENTAL	122
<b><u>7. AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO COM GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA NO SETOR SUCROALCOOLEIRO</u></b>		<b>124</b>
<b>7.1.</b>	<b>PRINCIPAIS INDICADORES DA ANÁLISE ECONÔMICA</b>	<b>125</b>

7.1.1.	VALOR DE PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	126
7.1.2.	TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	126
7.1.3.	TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO ( <i>PAYBACK</i> )	126
7.1.4.	CUSTO DA ENERGIA (COE)	126
<b>7.2.</b>	<b>A ECONOMICIDADE DE PROJETOS TERMELÉTRICOS</b>	<b>127</b>
<b>7.3.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES SOBRE AS TARIFAS, OS CUSTOS E SUAS VARIAÇÕES</b>	<b>128</b>
<b>7.4.</b>	<b>ANÁLISE DE SENSIBILIDADE</b>	<b>128</b>
<b>7.5.</b>	<b>MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA</b>	<b>129</b>
7.5.1.	AS CONDIÇÕES OPERACIONAIS ANALISADAS	131
7.5.2.	PREMISSAS DA MODELAGEM	131
<b>7.6.</b>	<b>RESULTADOS DA MODELAGEM</b>	<b>133</b>
7.6.1.	OPERAÇÃO APENAS NA SAFRA COM CONSUMO DE TODA A BIOMASSA NO PERÍODO – CASO I	134
7.6.2.	OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO APENAS BIOMASSA DISTRIBUÍDA UNIFORMEMENTE AO LONGO DO ANO – CASO II	136
7.6.3.	OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO TODA A BIOMASSA NO PERÍODO DA SAFRA E GÁS NATURAL NA ENTRESSAFRA – CASO III	138
7.6.4.	OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO BIOMASSA E GÁS NATURAL UNIFORMEMENTE DISTRIBUÍDOS AO LONGO DO ANO – CASO IV	141
<b>7.7.</b>	<b>ANÁLISE DOS RESULTADOS DA MODELAGEM</b>	<b>145</b>
<b>8.</b>	<b>CONCLUSÃO</b>	<b>146</b>
<b>9.</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>149</b>
<b>APÊNDICE A – A BASE CONCEITUAL DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA</b>		<b>160</b>
<b>APÊNDICE B – PREÇOS DE TURBINAS A GÁS EM CONFIGURAÇÃO BÁSICA (<i>BASIC PACKAGE</i>)</b>		<b>168</b>
<b>APÊNDICE C – PREÇOS DE PLANTAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA EM CICLO COMBINADO (<i>TURNKEY</i>)</b>		<b>172</b>
<b>APÊNDICE D – TURBINAS A VAPOR</b>		<b>179</b>
<b>APÊNDICE E – ÍNDICES DE CORREÇÃO DO VALOR NORMATIVO</b>		<b>184</b>
<b>APÊNDICE F – A DEFINIÇÃO LEGAL DO COGERADOR</b>		<b>188</b>
<b>APÊNDICE G – TAXAS E IMPOSTOS SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>		<b>190</b>
<b>APÊNDICE H – ASPECTOS DA INSTALAÇÃO DE GASODUTOS DE DISTRIBUIÇÃO</b>		<b>192</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1 – NOVA ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	13
FIGURA 2 – MODELO DESVERTICALIZADO E COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	15
FIGURA 3 – ESQUEMA GLOBAL DE PRODUÇÃO PARA USINA ANEXA, DESTILARIA AUTÔNOMA OU USINA DE AÇÚCAR	26
FIGURA 4 – ESQUEMA GERAL DA PRODUÇÃO DE ETANOL A PARTIR DA CANA-DE-AÇÚCAR	27
FIGURA 5 – ESQUEMA DO CICLO A VAPOR COMUMENTE EMPREGADO E USINAS E DESTILARIAS	29
FIGURA 6 – DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE INSUMOS ENERGÉTICOS	31
FIGURA 7 – RELAÇÃO ENTRE A COMPOSIÇÃO ELEMENTAR E IMEDIATA DE UM COMBUSTÍVEL	42
FIGURA 8 – EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA GLOBAL DOS CICLOS TERMOELÉTRICOS A VAPOR COM BASE NO PODER CALORÍFICO INFERIOR	48
FIGURA 9 – HISTÓRICO DO CUSTO UNITÁRIO DE INVESTIMENTO DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS A VAPOR BASEADAS EM FONTES COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS	49
FIGURA 10 – CUSTO ESPECÍFICO DE TURBINAS A GÁS ( <i>BASIC PACKAGE</i> ) PARA FAIXA DE POTÊNCIA DE 1 A 250 MW <sub>E</sub>	51
FIGURA 11 – EFICIÊNCIA DE TURBINAS A GÁS ( <i>BASIC PACKAGE</i> ) PARA FAIXA DE POTÊNCIA DE 1 A 250 MW <sub>E</sub>	52
FIGURA 12 – EFICIÊNCIA TERMODINÂMICA DO CICLO BRAYTON DE ACORDO COM A TEMPERATURA DE ENTRADA DOS GASES (TEG) E COM A TAXA DE COMPRESSÃO (RP) COM BASE NO PCI DO COMBUSTÍVEL	53
FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DA TEMPERATURA DE ENTRADA DOS GASES, DO LIMITE DE RESISTÊNCIA DOS MATERIAIS E DOS SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO DAS PALHETAS	54
FIGURA 14 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE AS TURBINAS AERODERIVATIVAS E <i>HEAVY DUTY</i>	56
FIGURA 15 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CICLO COMBINADO	77
FIGURA 16 – CUSTO ESPECÍFICO DE CICLO COMBINADO PARA A FAIXA DE POTÊNCIA DE 10 A 700 MW <sub>e</sub>	79
FIGURA 17 – EFICIÊNCIA DO CICLO COMBINADO PARA A FAIXA DE POTÊNCIA DE 10 A 700 MW <sub>e</sub>	80
FIGURA 18 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CICLO COMBINADO EM COGERAÇÃO	81
FIGURA 19 – GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE E PARTICIPAÇÃO DA BIOMASSA	99
FIGURA 20 – ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA	103
FIGURA 21 – INVESTIMENTO ESTIMADO EM DIVERSOS ESTUDOS PARA SISTEMAS BIG/GTCC	114
FIGURA 22 – EFICIÊNCIA GLOBAL DOS CICLO BIG/GTCC – COGERAÇÃO E GERAÇÃO ELÉTRICA	117
FIGURA 23 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO I	136
FIGURA 24 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO II	138
FIGURA 25 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO III	140
FIGURA 26 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO IV	143
FIGURA 27 – CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA TAXA DE DESCONTO ANUAL	144
FIGURA 28 – DIAGRAMA PRESSÃO - VOLUME DO CICLO DE CARNOT	161
FIGURA 29 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO DE CARNOT	162
FIGURA 30 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO RANKINE	163
FIGURA 31 – DIAGRAMA PRESSÃO - VOLUME DO CICLO BRAYTON	165
FIGURA 32 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO BRAYTON	166
FIGURA 33 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO DIAGRAMA DE MOLLIER – EFICIÊNCIA DA TURBINA A VAPOR NO GRÁFICO ENTALPIA X ENTROPIA	181
FIGURA 34 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE SIMPLES ESTÁGIO	182
FIGURA 35 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE MULTISTÁGIOS E CONDENSAÇÃO	183
FIGURA 36 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE MULTISTÁGIOS E CONTRAPRESSÃO	183

## ÍNDICE DE TABELAS

TABELA 1 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO ELÉTRICA INSTALADA POR FONTE E SISTEMA – MW <sub>e</sub>	9
TABELA 2 – VALOR NORMATIVO – REFERÊNCIA JULHO/99	19
TABELA 3 – CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DAS DESTILARIAS TÍPICAS	31
TABELA 4 – CONSUMO ESPECÍFICO DE VAPOR NA PRODUÇÃO DE ETANOL	32
TABELA 5 – CONSUMO ESPECÍFICO DE INSUMO ENERGÉTICO POR MÓDULO DE PRODUÇÃO	32
TABELA 6 – INVESTIMENTOS NA REDUÇÃO DO CONSUMO DE VAPOR EM “USINA TÍPICA”	36
TABELA 7 – DISPONIBILIDADE DE RESÍDUOS DE CANA-DE-AÇÚCAR	39
TABELA 8 – CARACTERÍSTICAS DA CANA-DE-AÇÚCAR POR REGIÃO	39
TABELA 9 – COMPOSIÇÃO IMEDIATA, ELEMENTAR E PODER CALORÍFICO DO BAGAÇO DE CANA	43
TABELA 10 – MÉDIAS DE COMPOSIÇÃO IMEDIATA E PODER CALORÍFICO SUPERIOR DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR	44
TABELA 11 – COMPOSIÇÃO DO COMBUSTÍVEL DE TESTE PROJETO TEF	65
TABELA 12 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DAS MÁQUINAS TÉRMICAS	68
TABELA 13 – CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA SISTEMAS BÁSICOS DE COGERAÇÃO	74
TABELA 14 – PARÂMETROS DE REFERÊNCIA PARA SISTEMAS BÁSICOS DE COGERAÇÃO	75
TABELA 15 – REAÇÕES POR ZONAS DOS GASEIFICADORES	86
TABELA 16 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS CICLOS TRADICIONAIS DE CONTRAPRESSÃO	105
TABELA 17 – INVESTIMENTOS E POTENCIAL DE EXCEDENTES NOS CICLOS TRADICIONAIS DE CONTRAPRESSÃO	107
TABELA 18 – INVESTIMENTOS E POTENCIAL DE EXCEDENTES NOS CICLOS CEST	108
TABELA 19 – INVESTIMENTOS E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CICLOS BIG/GT	109
TABELA 20 – INVESTIMENTOS E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CICLOS BIG/STIG E BIG/ISTIG	110
TABELA 21 – ESTUDOS DE VIABILIDADE PARA DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS INTEGRADOS DA BIOMASSA	112
TABELA 22 – CARACTERÍSTICAS DOS CICLOS BIG/GTCC	113
TABELA 23 – CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA BIG/GTCC DE REFERÊNCIA	116
TABELA 24 – DIFERENÇAS NA EMISSÃO DE CO <sub>2</sub> (FUTURA - HOJE) CONSIDERANDO USO PARCIAL DE PALHA E MAIORES EFICIÊNCIAS DE CONVERSÃO	120
TABELA 25 – REDUÇÃO NA EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA (CH <sub>4</sub> , CO, NO <sub>x</sub> ) PROPORCIONADA PELA COLHEITA PARCIAL DE CANA SEM QUEIMAR	121
TABELA 26 – REDUÇÕES NAS EMISSÕES DE PARTICULADOS (kg <sub>PARTICULADO</sub> /ton <sub>CANA</sub> )	122
TABELA 27 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO	130
TABELA 28 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO I	135
TABELA 29 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO I	135
TABELA 30 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO II	137
TABELA 31 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO II	137
TABELA 32 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO III	139
TABELA 33 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO III	140
TABELA 34 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO IV	142
TABELA 35 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO IV	143
TABELA 36 – RESULTADOS PRINCIPAIS DA MODELAGEM	144
TABELA 37 – PREÇOS DE TURBINAS A GÁS EM CONFIGURAÇÃO BÁSICA ( <i>BASIC PACKAGE</i> )	168
TABELA 38 – PREÇOS DE PLANTAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA EM CICLO COMBINADO ( <i>TURNKEY</i> )	172
TABELA 39 – ÍNDICES PARA ATUALIZAÇÃO DOS VALORES NORMATIVOS	184
TABELA 40 – ÍNDICES DO VALOR NORMATIVO INICIAL	186
TABELA 41 – FATORES DE COGERAÇÃO E PONDERAÇÃO PARA QUALIFICAÇÃO DE COGERADOR	189
TABELA 42 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES INCIDENTES NAS TRANSAÇÕES PRATICADAS NAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO	190
TABELA 43 – CUSTO DE INVESTIMENTO E DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE GASODUTOS	192
TABELA 44 – PARÂMETROS PARA O GASODUTO NAS CONDIÇÕES OPERACIONAIS ESTUDADAS	194

## Introdução

Ao longo deste século os sistemas elétricos tornaram-se cada vez mais centralizados, especialmente no que concerne a geração, com o incremento das capacidades unitárias das centrais e a estruturação dos sistemas de transmissão a longa distância.

Até recentemente grandes centrais de produção de eletricidade justificavam-se pelo caráter determinante do fator de escala sobre os custos de geração, a inexistência de maiores restrições com relação aos impactos ambientais e em função do modelo de organização empresarial que imperou no setor durante décadas.

A partir dos anos 70 o setor elétrico entrou em nova fase em vários países. A elevação dos custos de geração elétrica segundo tecnologias convencionais, por questões tecnológicas e ambientais, e o processo recessivo nos países industrializados associados aos sucessivos choques do petróleo, aceleraram as reformas institucionais do setor.

Estas reformas, de caráter eminentemente descentralizador, levaram à definição de um maior espaço para a produção elétrica em pequena escala, a produção independente das concessionárias, o uso mais intensivo de fontes energéticas renováveis, a autoprodução energética e a geração distribuída, sendo a cogeração como uma via tecnológica de destaque neste contexto.

As principais características desse novo padrão de expansão do setor elétrico podem ser identificadas nas pressões sociais para a minimização dos impactos ambientais, na necessidade de uso mais racional dos insumos energéticos e no crescente questionamento do papel exercido pelos Estados no provisão da infraestrutura. As transformações estruturais do setor elétrico brasileiro começaram recentemente, em meados da década de 90, e vem seguindo a tendência mundial. Estas modificações são favoráveis ao aumento da participação da biomassa na geração de energia elétrica.

Neste novo ambiente do setor elétrico brasileiro, onde as figuras legais mais importantes já estão definidas e o marco regulatório da estrutura competitiva já foi estabelecido, encontra-se a oportunidade real de comercialização de excedentes de energia elétrica produzida por sistemas de cogeração da indústria sucroalcooleira brasileira.

Nesta indústria, a geração de vapor de processo e energia elétrica já se faz com a biomassa resultante do processamento da cana-de-açúcar, o bagaço de cana, entretanto, este nunca foi um processo eficiente do ponto de vista energético.

Já há alguns anos se discute a conveniência de se promover um melhor aproveitamento do potencial de geração elétrica do bagaço e, mais recentemente, introduziu-se a perspectiva de aproveitamento da palha e das pontas da planta, disponibilizadas por uma colheita sem queima.

No âmbito internacional diversas ações vem sendo desenvolvidas para concretizar a viabilidade de geração de energia elétrica a partir da biomassa de diversas naturezas, entre elas o Projeto de Geração de Energia por Biomassa – Bagaço de Cana-de-açúcar e Resíduos - BRA/96/G31, desenvolvidos no âmbito do projeto GEF (Global Environmental Facility), ao qual a COPERSUCAR está associada.

Uma das vias tecnológicas para valorização da biomassa e conversão de seu potencial energético em energia elétrica, também estudada no projeto acima citado, é aquela que integra um sistema de gaseificação de biomassa a um ciclo combinado de geração termoelétrica, sendo o combustível gaseificado consumido em uma turbina a gás. Esta tecnologia, ainda em fase de aprimoramento, apresenta excelentes perspectivas de viabilidade comercial e eficiência significativamente superior a queima direta da biomassa em caldeiras para geração de vapor.

Dado este contexto, o objetivo desta tese é avaliar a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de geração termelétrica em ciclo combinado, operando em cogeração, integrada a sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de gás combustível, conhecida pela sigla BIG/GTCC, originada no inglês *Biomass Integrated Gasification Combined Cycle Gas Turbine*, utilizando como combustível a biomassa produzida na indústria sucroalcooleira brasileira e gás natural como complementação em duas das quatro condições operacionais analisadas.

Para atingir este objetivo a tese foi dividida em oito capítulos. O primeiro capítulo traz a introdução que apresenta a tese, suas motivações e seus objetivos, além da delimitação do estudo.

O segundo capítulo contextualiza o ambiente técnico do sistema elétrico brasileiro ao qual as unidades a biomassa deverão se integrar e descreve os aspectos institucionais da nova estrutura do setor elétrico brasileiro.

Neste capítulo procuramos demonstrar a existência concreta de oportunidades de comercialização de excedentes de energia elétrica, em particular a política de tarifas prevalecente, que determina o quanto pode ser auferido pela unidade estudada, e outros pontos de medidas e incentivos atualmente propostos pelo Governo Federal para o aumento da participação da termoeletricidade na matriz elétrica brasileira, como a tarifa de gás natural e as condições de financiamento.

A análise da integração da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado com gaseificação de biomassa especificamente para destilarias autônomas de etanol, sem estende-la às usinas de açúcar e às destilarias anexas resulta do fato de que o ótimo funcionamento de instalações de cogeração exige um íntimo equilíbrio entre o processo produtor e o consumidor da energia, eliminado a possibilidade de generalização e determinando o aprofundamento nas características energéticas de um único setor industrial.

As destilarias autônomas já operam integradas ao setor energético do país e uma instalação integrada capaz de produzir etanol e energia elétrica a partir da biomassa constitui um sistema energético importante neste ambiente de valorização da componente ambiental.

No terceiro capítulo apresentamos o processo produtivo de etanol nas destilarias, o atendimento energético atual e os índices de consumo e produção de interesse. Incluímos também a determinação da disponibilidade de biomassa de uma unidade, incluindo bagaço, palha e pontas, e do potencial energético destes insumos.

No capítulo quarto nos detemos no desenvolvimento das tecnologias de geração termoelétrica com turbomáquinas, com especial destaque para o desenvolvimento tecnológico das turbinas a gás, a influência da natureza dos combustíveis sobre estas máquinas e a adaptabilidade dos modelos comerciais de turbinas a gás a combustíveis de baixo poder calorífico, como os resultantes da gaseificação de biomassa. Apresentamos também a tecnologia de cogeração, sua racionalidade energética e o ciclo combinado.

O capítulo quinto é dedicado ao processo de gaseificação de biomassa, o sistema de produção de combustível, o gaseificador e seus auxiliares.

A geração de energia elétrica com biomassa é o assunto estudado no sexto capítulo e nele buscamos identificar as tecnologias para geração de energia elétrica a partir da biomassa e o padrão de utilização atual desta no contexto brasileiro.

De forma breve apresentamos os principais ciclos termoelétricos disponíveis para uso da biomassa, contemplando desde as possibilidades dos sistemas tradicionais atualmente utilizados no Brasil até as novas tecnologias de integração da gaseificação de biomassa com turbinas a gás. Procuramos identificar as vantagens e desvantagens de cada uma das tecnologias e justificar a opção pelo ciclo BIG/GTCC – *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*.

Isto feito, prosseguimos com uma apresentação mais detalhada dos aspectos econômicos da tecnologia BIG/GTCC, em particular os custos de instalação, os custos operacionais e a eficiência global. Estes dados serão utilizados na modelagem matemática de viabilidade econômica apresentada no capítulo sete. Relacionamos também algumas considerações quanto aos impactos ambientais do uso em larga escala de sistemas BIG/GTCC na indústria da cana-de-açúcar.

O modelo de avaliação econômica da cogeração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa no setor sucroalcooleiro é então apresentado no sétimo capítulo, iniciando-se pela identificação dos principais indicadores da avaliação econômica. Este modelo conta com quatro diferentes condições operacionais, duas com uso exclusivo de biomassa como combustível e duas contemplando a utilização do gás natural como combustível complementar a biomassa. Nas duas primeiras condições a operação é apenas no período da safra, no primeiro caso, e ao longo de todo o ano, no segundo caso. Nas demais a operação é ao longo de todo o ano, usado gás natural apenas na entressafra no terceiro caso, e usando gás natural concomitantemente com a biomassa, no quarto caso.

Para cada condição operacional estudada o modelo apresenta diversas informações quanto a produção de energia, o investimento, a rentabilidade e a análise de sensibilidade aos principais parâmetros do projeto. Com estes resultados podemos então concretizar o objetivo da tese e proceder a análise das condições propostas e identificar os aspectos críticos, favoráveis e desfavoráveis, desta opção tecnológica de

aproveitamento da biomassa para a geração de energia elétrica, apresentando as conclusões obtidas no oitavo capítulo.

## O Setor Elétrico Brasileiro

Ao final do século XIX, quando a atividade econômica do Brasil era ainda significativamente agrária, a participação da eletricidade como fonte de energia era inexpressiva porém, o início da industrialização, a concentração em centros urbanos e o surgimento de uma classe média impulsionaram seu uso nos anos seguintes (LEITE, 1997).

Entre os últimos anos do século XIX e a década de 30 do século XX, a potência instalada cresceu de forma acelerada. Havia durante esse período uma centena de empresas privadas que operavam as usinas e distribuíam a energia elétrica. Estas usinas estavam geralmente associadas a regiões de atividade industrial ou atendiam as localidades definidas por concessão municipal. Com o crescimento da atividade e a necessidade de executar projetos de maior tamanho, ocorreu um processo de fusões e incorporações entre as empresas do setor.

Seguindo uma tendência mundial, as usinas passaram a ser cada vez maiores para que se reduzissem os custos de instalação e de geração. Por outro lado, a concentração do setor nas mãos de poucas empresas privadas dava-lhes poder de monopólio e possibilidade de influir nas diretrizes de crescimento econômico do país. Foi nesse contexto que iniciaram-se os movimentos do Governo Federal para assumir a condução do setor elétrico e coordena-lo às políticas de desenvolvimento econômico e social.

A Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) foi criada em 25 de abril de 1961 com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento do país. Quando foi criada, a capacidade geradora instalada no país era de 5.800 MW<sub>e</sub>. Ao final da década de 1970, todas as concessionárias do setor de energia elétrica já tinham capital nacional.

No início da década seguinte o desempenho da ELETROBRÁS passou a se ressentir das dificuldades que vinham sendo enfrentadas pela economia brasileira. A recessão e a crise da dívida externa criaram um quadro de grave estrangulamento financeiro no setor.

Nos primeiros anos da década de 90 o programa de obras de geração foi praticamente paralisado e foi iniciada uma reorganização institucional do setor, com o fim de reduzir a presença do Estado.

Em março de 1993, diminuiu-se o controle da União sobre os preços dos serviços de energia elétrica. Em setembro do mesmo ano, foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), pacto operativo entre as empresas detentoras de instalações de transmissão, baseado no princípio do livre acesso a rede de transporte de energia.

Finalmente, em 1995, foi sancionada pelo Executivo uma nova legislação de serviços públicos, fixando regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade, reconhecendo a figura do produtor independente de energia, liberando os

grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

É nesse novo ambiente institucional que se materializam o mercado e as oportunidades de comercialização da energia elétrica gerada por novos geradores independentes, entre eles os operadores das termelétricas em ciclo combinado, operando em cogeração, integradas a sistemas de gaseificação de biomassa estudadas neste trabalho.

Para contextualizar o ambiente físico e institucional em que se inserirão os sistemas de geração de energia elétrica a partir da biomassa, apresentaremos neste capítulo um breve descritivo da estrutura técnica do setor elétrico brasileiro na condição atual e a reestruturação do setor elétrico brasileiro, contemplando aspectos institucionais e o novo modelo de operação proposto para o setor.

É de particular interesse para o nosso trabalho essa nova estrutura em que os principais atores já tem seu papel legalmente definido e suas atividades regulamentadas, configurando um quadro em que barreiras institucionais já não são impeditivos da realização de negócios no setor. Na alteração do quadro institucional dois pontos são fundamentais: a tarifação do serviço de fornecimento de energia elétrica e a expansão da capacidade do setor.

Quanto a tarifação do serviço de fornecimento de energia elétrica, foi estabelecido pelo órgão competente o valor máximo que pode ser repassado do gerador ao consumidor cativo, chamado valor normativo, que varia de acordo com a tecnologia de geração adotada. Para a geração e cogeração de energia elétrica a partir da biomassa utilizaremos este valor como referência para os cálculos no modelo de avaliação econômica apresentado no capítulo sétimo desta tese.

Em relação a expansão da capacidade do setor o fato importante que apresentaremos está contido no Programa Prioritário de Termelétricas, lançado pelo Governo Federal, que oferece uma série de vantagens aos geradores, sendo a principal delas a tarifa de gás natural, que utilizaremos como referência nos cálculos do modelo de avaliação econômica, nas condições operacionais que utilizam o combustível. Este programa (PPT) demonstra que a termoelectricidade entrou na agenda de planejamento da expansão da geração no setor elétrico brasileiro, favorecendo as questões de uso da biomassa e a cogeração de excedentes de energia elétrica no setor sucroalcooleiro.

## **1.1. AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial, o grande potencial hídrico e a existência de número significativo de bacias hidrográficas, somadas às dimensões relativamente reduzidas das reservas de petróleo e carvão mineral, foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica.

Como apresentado no Plano Decenal de Expansão 2000/2008 (ELETROBRÁS, 2000), o Sistema Elétrico Brasileiro contava em dezembro de 1999 com uma capacidade instalada para geração de energia elétrica de 64.254 MW de

potência. A capacidade instalada hidroelétrica do sistema era de 59.588 MW, que representa 92,7 % do total nacional em operação. Os 4.666 MW restantes são fornecidos por usinas termoelétricas a óleo combustível, carvão e nuclear, além das unidades isoladas a óleo Diesel que atendem a região norte do país. A Tabela 1 apresenta o quadro da capacidade de geração elétrica instalada no Brasil, segundo a fonte e o sistema regional.

A participação hidrelétrica na capacidade instalada do país evoluiu de 88 % (27 GW<sub>e</sub>) nos anos de 1970 e 1980 para 91% (44,9 GW<sub>e</sub>) no ano de 1990 e 92,7% (59,6 GW<sub>e</sub>) no ano de 1999.

Tabela 1 – Capacidade de Geração Elétrica Instalada por Fonte e Sistema – MW<sub>e</sub>

Fonte	Sistema	
	Sul/Sudeste/Centro Oeste	
Hidroelétrica		43.427
Térmica		3.809
	Carvão	1.387
	Óleo Combustível	1.765
	Nuclear	657
<b>Total</b>		<b>47.236</b>
	Norte/Nordeste	
Hidroelétrica		14.417
Térmica		299
Eólica		15
<b>Total</b>		<b>14.731</b>
	Isolado	
Hidroelétrica		1.744
Térmica		543
<b>Total</b>		<b>2.287</b>
	Brasil	
<b>Hidroelétrica</b>		<b>59.588</b>
<b>Térmica</b>		<b>4.666</b>
<b>Total</b>		<b>64.254</b>

Valores de dezembro de 1999.

Fonte: Plano Decenal de Expansão 2000/2009 – ELETROBRÁS (2000)

As usinas hidráulicas instaladas são do tipo com reservatórios de acumulação ou a fio d'água. Enquanto as primeiras geram a energia a partir da água

acumulada em grandes reservatórios, as outras geram a partir do fluxo de água do rio, não acumulando ou acumulando muito pouca água. Os grandes reservatórios permitem o acúmulo de água em quantidade suficiente para que a geração de energia elétrica seja garantida mesmo que chova em pouca quantidade em um determinado ano, por isso estes reservatórios são chamados de plurianuais.

As grandes usinas geradoras ficam localizadas em lugares distantes dos centros consumidores, fazendo-se necessária a interligação através dos sistemas de transmissão. No Brasil o sistema de transmissão existente conta com interligações entre as usinas e os centros consumidores, entre diversas usinas ligadas entre si e vários centros consumidores ligados a diferentes usinas.

Esta malha, composta por linhas de transmissão e subestações variadas compõe o sistema interligado que permite que os centros de consumo sejam atendidos por diferentes usinas e que a energia elétrica seja conduzida ao destino desejado. O sistema interligado oferece diversas vantagens operacionais, em particular para a geração de energia elétrica efetuada por usinas hidráulicas. Por se tratar o Brasil de um país com dimensões continentais cuja geração de energia elétrica depende da água, em outras palavras da chuva, o sistema interligado permite que a energia elétrica seja produzida em usinas que tenham seus reservatórios com bom acúmulo d'água enquanto as que estão em período de seca poupem água e aumentem o nível de seus reservatórios, sem que nenhum consumidor seja prejudicado pela falta de chuvas em sua região.

A interligação permite ao sistema elétrico nacional produzir mais energia que seria proporcionada pela soma das potências de cada geradora individualmente. Atualmente este ganho de produção equivale a 22 % do consumo total de eletricidade (FIGUEIREDO, 2000).

Em termos da produção de energia elétrica, a participação hidrelétrica alcança cerca de 97% do total e a produção térmica prevalece nos sistemas isolados, servindo também à complementação do atendimento nos sistemas interligados em períodos hidrológicamente desfavoráveis ou para atendimento localizado, quando ocorrem restrições de transmissão.

Como apenas cerca de 25% de todo o potencial hidrelétrico brasileiro conhecido corresponde às usinas em operação e em construção, estima-se que as fontes hidráulicas continuarão a desempenhar importante papel no atendimento à crescente demanda de energia elétrica, pelo menos ao longo das duas próximas décadas (ELETROBRÁS, 2000).

A exploração desse potencial, tradicionalmente efetuada por empresas de economia mista, cujos acionistas majoritários são a União, os governos estaduais ou municipais vem, cada vez mais, contando com a participação da iniciativa privada. Com exceção da GERASUL e as unidades geradoras pertencentes às concessionárias distribuidoras de energia elétrica privatizadas, o parque gerador permanece nas mãos do Estado.

Independentemente, porém, do caráter público ou privado dos agentes encarregados do suprimento de energia elétrica, é de fundamental importância que a

operação e a expansão do sistema elétrico brasileiro, cujo grau de interligação entre seus componentes é elevado, continuem a ser realizadas de forma coordenada.

## **1.2. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O Setor Elétrico Brasileiro atravessa um contexto de intensas transformações. Nos últimos anos diversas concessionárias distribuidoras de energia elétrica já foram privatizadas e a continuidade do processo prevê a venda das geradoras e das concessionárias que restam. Além da introdução do capital privado no setor estão sendo claramente definidas as atividades dos geradores, transmissores, distribuidores e comercializadores, além dos organismos reguladores e outros atores.

O modelo estatal que operou no país durante as últimas quatro décadas criou um amplo sistema elétrico com larga experiência na otimização da operação e no planejamento da expansão do sistema entretanto, uma série de fatores sociais, econômicos, tecnológicos e institucionais contribuíram para gerar um quadro de desequilíbrio econômico deste modelo, entre eles a elevação das taxas de juros internacionais, que elevaram o custo das plantas em construção e inviabilizaram os investimentos de longo prazo, e as pressões pela preservação ambiental, gerando fortes críticas dos consumidores e favorecendo a tese da privatização desses serviços.

Assim sendo, o Governo Federal implantou um conjunto de reformas das regras setoriais tendo já constituído o órgão regulador e fiscalizador dos serviços públicos de energia elétrica, a ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, o órgão responsável pela operação do sistema de transmissão, o ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico e o MAE – Mercado Atacadista de Energia.

Neste quadro de reformas do setor elétrico é imprescindível ressaltar a predominância hidrelétrica do parque gerador no Brasil, que confere ao sistema elétrico nacional características muito diferentes dos sistemas dos países onde há participação das diferentes fontes primárias na geração de energia elétrica, com predominância dos derivados de petróleo, seguido do carvão e do gás.

### **1.2.1. Aspectos Institucionais**

Basicamente, o novo modelo do setor elétrico brasileiro cria o mercado de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), onde será negociada livremente a energia elétrica disponível pelos principais atores: geradores e produtores independentes, comercializadores e consumidores livres. Neste mercado a energia será comercializada em blocos no curto prazo, de acordo com a oferta dos geradores e em contratos bilaterais de longo prazo entre os compradores e os vendedores.

O segmento cativo será objeto de regulação da ANEEL, de forma que as tarifas sejam controladas mas as empresas tenham liberdade de gestão para buscar reduções de custos.

Na nova estrutura do setor elétrico brasileiro, apresentada na Figura 1, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL é o órgão regulador e fiscalizador dos

serviços públicos de energia elétrica ao qual cabe, neste novo contexto, a responsabilidade de garantir o cumprimento dos preceitos legais estabelecidos para o mesmo. O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS é o órgão responsável pela operação do sistema de transmissão e tem por objetivo promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando o menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos, os critérios de confiabilidade e as regras do mercado. E o Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE, através do Administrador do Mercado Atacadista de Energia – ASMA, é a entidade criada para gerenciar as operações nos sistemas e as transações entre os produtores e os compradores de energia dos sistemas interligados.

Do MAE participam, fundamentalmente, todos os geradores com capacidades iguais ou superiores a 50 MW, varejistas e todos os consumidores livres. Cabe um destaque especial a preservação dos interesses dos consumidores com demandas inferiores a 10 MW, chamados consumidores cativos das concessionárias e, excluídos do mercado livre (MAE), de cuja responsabilidade de defesa estará encarregada a agência (TOLMASQUIM *et al.*, 1999).

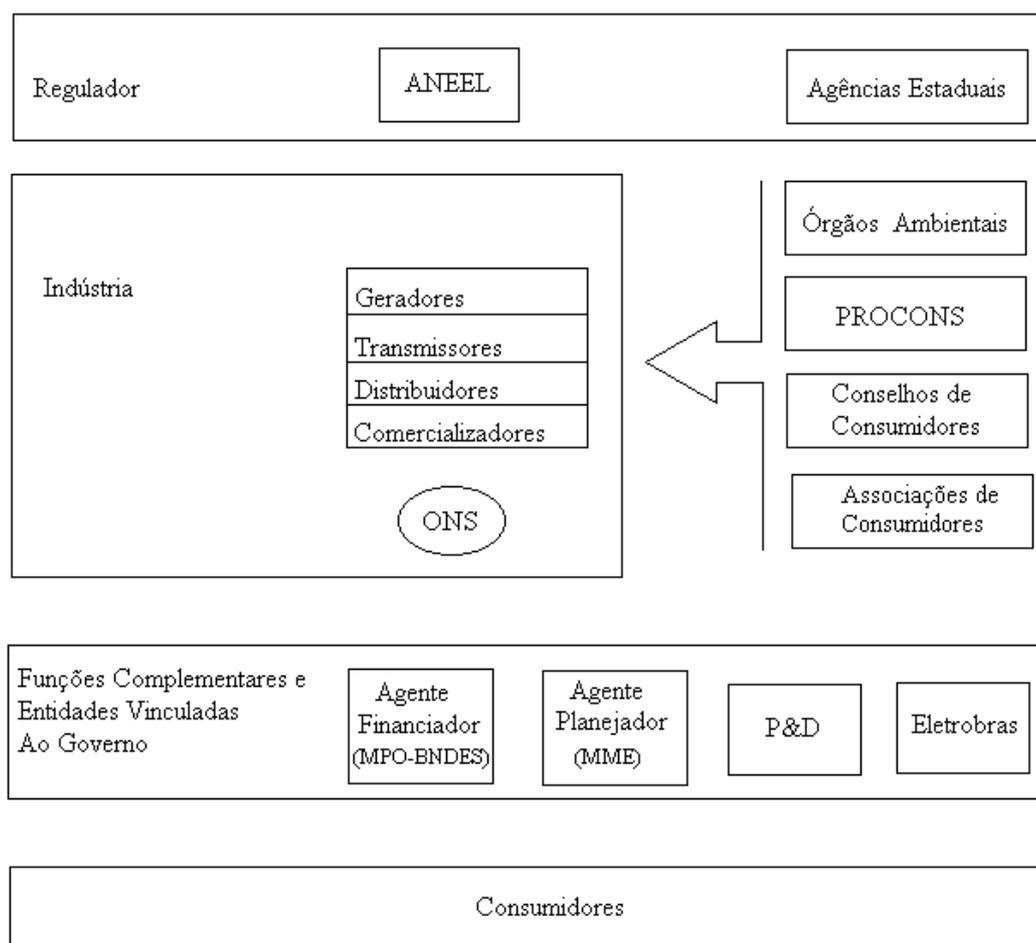


Figura 1 – Nova Estrutura do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: SEN/MME (1998)

A constituição destas novas figuras no setor elétrico brasileiro é um marco histórico e representa o momento, a partir do qual, a atividade de geração de energia elétrica passa a se desenvolver sob o regime concorrencial.

A criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica e do Operador Nacional do Sistema Elétrico, sob a gestão dos próprios agentes setoriais, numa estrutura que justapõe, em equilíbrio, os interesses dos produtores e compradores de energia, transfere as responsabilidades das decisões aos atores do mercado.

Acompanhada pela segregação dos custos de suprimento em seus componentes individualizados de geração, transmissão, distribuição e comercialização, cria-se um ambiente favorável para a livre negociação de energia elétrica no mercado de atacado. Desta forma, sinaliza-se preços transparentes, estabelecidos pela competição e diferenciados por região, dando mais flexibilidade às transações de energia, a celebração de contratos de longo prazo e a disponibilidade de indicadores adequados para subsidiar as decisões sobre a expansão competitiva da geração.

O modelo operacional proposto para os agentes participantes do setor elétrico brasileiro está apresentado na Figura 2 e suas regras claras de participação e associação garantirão a livre entrada de novos geradores, permitindo que eles obtenham cobertura equânime nas diferenças entre os valores produzidos e demandados através do registro dos seus contratos.

A compra e venda de energia no âmbito do MAE será feita exclusivamente entre seus membros, signatários do Acordo de Mercado. Os agentes da categoria Produção buscarão alocar toda a sua energia elétrica ao MAE e os agentes da categoria Consumo procurarão atender a todas as necessidades de energia elétrica de seus consumidores no âmbito do MAE. Os agentes de comercialização poderão adquirir energia fora do MAE, desde que de geradores conectados diretamente às redes de distribuição.

Para assegurar o correto funcionamento deste mercado concorrencial é necessária a garantia de livre e indiscriminado acesso às redes de transmissão e de distribuição. Esta condicionante foi garantida por um dispositivo legal que quebra o monopólio do acesso exclusivo das concessionárias, sendo os sistemas de transmissão administrados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que administrará e coordenará a operação interligada (TOLMASQUIM *et al.*, 1999).

Já foram regulamentadas através das resoluções ANEEL nº 281, 282 e 286 de 1999 as condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, as tarifas de uso das instalações de transmissão de energia elétrica componentes da Rede Básica do Sistema Elétrico Interligado e as tarifas de uso dos sistemas de distribuição de energia elétrica, respectivamente.

Neste novo ambiente o papel dos consumidores também foi alterado. Existem no novo contexto duas modalidades de consumidores: os cativos e os livres. Este conceito está associado ao fato de estarem os consumidores sujeitos ao fornecimento exclusivo por uma única concessionária ou em condições de escolher a origem de seu fornecimento de energia elétrica.

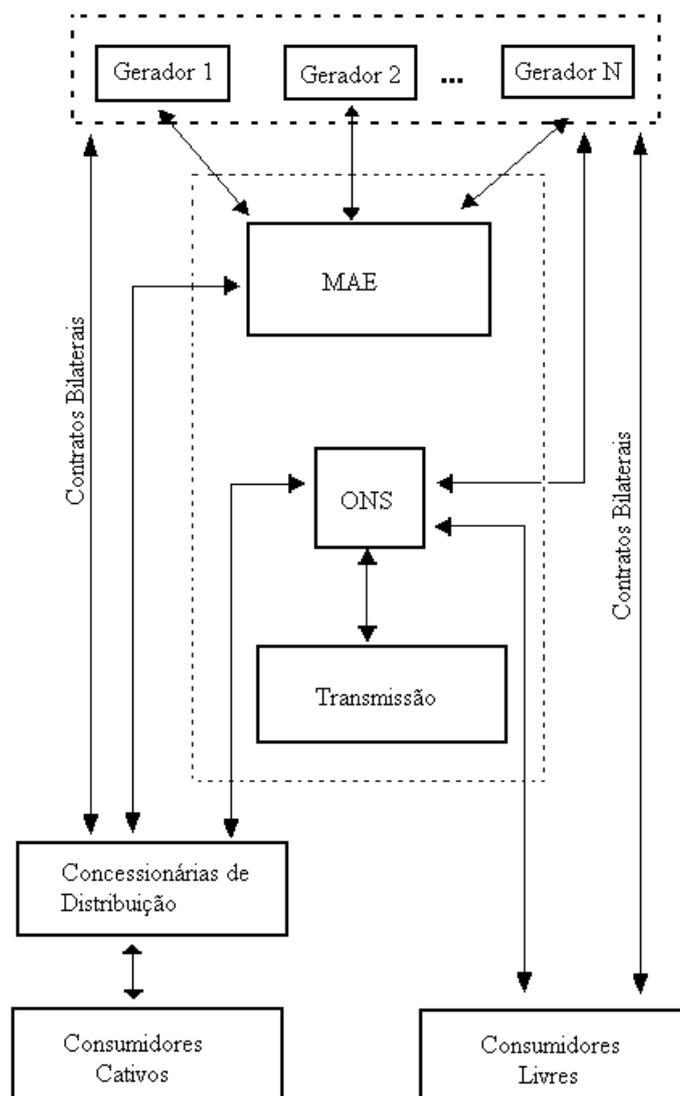


Figura 2 – Modelo Desverticalizado e Competitivo do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: SEN/MME (1998)

O consumidor cativo é o consumidor a que só é permitido comprar energia do concessionário autorizado ou permissionário a cuja rede está conectada. O consumidor livre é o consumidor que pode optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema elétrico interligado. Ele está legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia elétrica. Os consumidores livres são caracterizados pelas seguintes situações:

- i. Consumidores com carga igual ou maior que 10 MW<sub>e</sub>, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;
- ii. Decorridos cinco anos após a publicação da Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3 MW<sub>e</sub>, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV;

- iii. Após oito anos da publicação da Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos;
- iv. Para os novos consumidores cuja carga seja igual ou maior que 3 MW<sub>e</sub>, atendidos em qualquer tensão, está estabelecido que é de livre escolha o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica;
- v. A estes consumidores é também facultada a opção do suprimento por Cogrador Produtor Independente em outras situações especiais.

É absoluta a liberdade dos consumidores alimentados em 69 kV, com demanda igual ou maior que 10 MW<sub>e</sub>, de optarem pelo seu supridor de energia elétrica. Após 07 de julho de 2001 esta opção é estendida também ao consumidor, atendido nestas tensões, com carga igual ou maior que 3 MW<sub>e</sub>.

Desde 07 de julho de 1995 os novos consumidores com cargas iguais ou maiores que 3 MW<sub>e</sub>, independente da tensão de fornecimento, têm inteira liberdade de optarem pelo seu fornecedor de energia.

O agente comercializador é uma figura nova introduzida no cenário das relações entre os produtores e os seus clientes. Sua presença se justifica na tarefa de dinamizar o mercado em virtude da pouca experiência do setor na comercialização de energia favorecendo, principalmente, as pequenas empresas compradoras ou fornecedoras que visem racionalizar as suas estruturas orgânicas de suprimento ou de comercialização. Para o exercício das suas atividades é requerido a comprovação da posse de contratos dentro do mercado de, no mínimo, 300 GWh/ano (TOLMASQUIM *et al.*, 1999).

Outros dois importantes agentes do novo quadro institucional são o Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE e o Autoprodutor de Energia Elétrica. O PIE é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

- i. Concessionário de serviço público de energia elétrica;
- ii. Consumidor de energia elétrica caracterizado como Consumidor Livre;
- iii. Consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de cogeração;
- iv. Conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;
- v. Qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.

O autoprodutor de energia elétrica é a pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. A comercialização da energia elétrica do Autoprodutor é possível mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.

As instalações do Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE e do Autoprodutor de Energia Elétrica podem ser compostas por unidades e sistemas de cogeração. Os requisitos necessários a qualificação das centrais cogeneradoras de energia perante a ANEEL estão apresentados no Apêndice I.

A operação energética das centrais geradoras de produtor independente e de autoprodutor poderá ser feita na modalidade integrada ou não integrada. Considera-se operação integrada ao sistema aquela em que as regras operativas buscam assegurar a otimização dos recursos eletroenergéticos existentes e futuros. Sempre que a central geradora, em função de sua capacidade e da sua localização, interferir significativamente na operação do sistema elétrico, o contrato de concessão ou o ato autorizativo disporá sobre a necessidade de sua operação integrada, de acordo com os critérios e as regras de otimização do respectivo sistema, sujeita aos ônus e benefícios decorrentes.

Fica assegurado ao produtor independente e ao autoprodutor, que operem na modalidade integrada, o recebimento de energia do sistema, de modo a garantir o cumprimento de seus contratos de fornecimento, nos casos em que for determinada a redução do despacho de suas usinas pelos órgãos responsáveis pela operação otimizada do sistema. As usinas termelétricas destinadas a autoprodução operarão na modalidade não integrada, podendo ser interligadas ao sistema elétrico.

Os contratos de concessão e as autorizações definirão, nos casos de operação integrada ao sistema, o montante de energia anual, em MWh, e a potência, em MW<sub>e</sub>, que poderão ser comercializados, ou utilizados para consumo próprio, pelo produtor independente ou autoprodutor, e as formas pelas quais esses valores poderão ser alterados.

### **1.3. AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO NOVO CONTEXTO**

No novo contexto do setor elétrico o relacionamento de compra e venda de energia entre concessionários e autorizados de geração e concessionários e permissionários de distribuição passa a ser de livre negociação, observadas as condições de transição no período entre os anos de 1998 e 2005.

Os valores de compra e venda negociados entre estes deverá obedecer a critérios estabelecidos pela ANEEL que limitem os repasses do custo da compra de energia elétrica, bilateralmente negociada, para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores cativos.

Neste sentido a Resolução ANEEL n.º 266, de 13 de agosto de 1998, complementada pela Resolução ANEEL n.º 233, de 29 de julho de 1999 estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços

livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários.

Os valores normativos funcionarão como limites de preço da negociação entre distribuidores e geradores na celebração dos contratos de longo prazo, garantindo a expansão do parque gerador e também a modicidade das tarifas.

### 1.3.1. O Valor Normativo

Para o estabelecimento desses valores a ANEEL baseou-se nos custos de expansão da geração, observando-se o mercado competitivo de geração e aquelas fontes ainda em desenvolvimento.

Na determinação dos valores normativos iniciais a ANEEL analisou diferentes projetos de geração hidroelétricos e termelétricos, adotando nos estudos econômico-financeiros taxas de desconto entre 12% e 15% ao ano, e diversas composições de capital próprio e de terceiros.

Os projetos de geração com fontes incentivadas – carvão nacional, pequenas centrais hidrelétricas e fontes naturais renováveis – foram analisados considerando as condições de implantação locais e parâmetros internacionais. A Tabela 2 apresenta o valor normativo inicial que se refere ao mês de julho de 1999.

Tabela 2 – Valor Normativo – Referência Julho/99

Fonte	Valor Normativo		K1 Mínimo
	R\$/MWh	US\$/MWh	
Competitiva	57,20	32,40	0,30
Termelétrica a Carvão Nacional	61,80	35,01	0,30
Pequena Central Hidrelétrica	71,30	40,39	0,30
Termelétrica Biomassa	80,80	45,77	0,30
Eólica	100,90	57,15	0,30
Solar Fotovoltaica	237,50	134,53	0,30

Fonte: ANEEL

O Valor Normativo será também utilizado para contratos oriundos de processo de cogeração qualificada a gás natural e biomassa. Cabe ressaltar que preços de compra de energia até 5% maiores que o Valor Normativo serão integralmente repassados para as tarifas do consumidor final.

Um contrato bilateral, ao ser firmado, terá a ele associado o Valor Normativo em vigor na data da assinatura e permanecerá com o mesmo valor de referência durante todo o prazo pactuado. Esse valor de referência será atualizado quando do reajuste tarifário do concessionário de distribuição através de uma fórmula que contempla três índices: a inflação interna, os preços internacionais de combustíveis

e a variação cambial. No Apêndice E – Índices de Correção do Valor Normativo está apresentada a evolução desses indicadores desde a publicação da Resolução 233/99 até o mês de novembro de 2000. Neste mês, a atualização do Valor Normativo para termelétrica a biomassa atingiu o valor de US\$ 72,15/MWh.

#### 1.4. O PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELÉTRICAS

Para atender ao crescimento da demanda de energia elétrica do país o Governo Federal lançou um programa de termelétricas que pretende adicionar 15.000 MW de energia nova ao sistema até 2003, a partir da implementação de 49 usinas termelétricas em 18 Estados brasileiros.

O Decreto n.º 3.371, de 24 de fevereiro de 2000 que institui, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, o Programa Prioritário de Termoeletricidade, cujas linhas mestras são:

- i. Garantia de suprimento de gás natural, pelo prazo de até vinte anos, de acordo com as regras a serem estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia;
- ii. Garantia da aplicação do valor normativo à distribuidora de energia elétrica, por um período de até vinte anos, de acordo com a regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL;
- iii. Garantia pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES de acesso ao Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico.

A Portaria n.º 215, de 26 de julho de 2000, do Ministério de Minas e Energia esclarece que as usinas termelétricas constantes do programa terão garantia pela Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS de suprimento de gás natural, por prazo de até vinte anos, ao preço médio equivalente em reais a US\$ 2,475/MBTU, na base de abril de 2000, para as usinas vinculadas ao sistema elétrico interligado, de acordo com a política de gás natural nacional e de acordo com as demais condições de comercialização constantes nos contratos firmados para o gás natural importado, reajustado anualmente com base na variação percentual do Índice de Preços ao Atacado nos Estados Unidos, publicado pelo U. S. *Department of Labor, Bureau of Labor Statistics*, relativo ao mesmo período de referência.

Como medida adicional de incentivo está instituído no âmbito do BNDES o Programa de Apoio Financeiro a Investimentos Prioritários no Setor Elétrico, nas condições adiante descritas.

As condições financeiras diferenciadas do Programa serão aplicáveis aos projetos pré-identificados como prioritários pelo MME, e se estendem aos casos de implantação ou ampliação nos segmentos de geração – usinas hidroelétricas (inclusive Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH), termelétricas (gás natural, carvão e xisto), de cogeração (gás, carvão, resíduos de petróleo e biomassa) e de transmissão de energia elétrica.

Para adequar as condições de financiamento tradicionais do BNDES às características dos investimentos do setor – longo prazo de maturação, amplo domínio nacional de tecnologia para a geração hidroelétrica, reduzida participação de bens de fabricação nacional nas usinas termoeletricas a gás – foram estabelecidas as seguintes condições nas Políticas Operacionais em vigor:

- i. Custo básico da operação: TJLP, dólar norte-americano ou cesta de moedas;
- ii. *Spread* básico: 2,5 % a.a. reduzido para 1,0% a.a. nos casos de concorrência internacional para aquisição de equipamentos, vencida por fornecedor brasileiro;
- iii. *Spread* de risco: até 2,5 % a.a. ou negociado com a instituição credenciada, nos casos de operações através de Agente Financeiro;
- iv. Participação: financiamento de 100% dos gastos locais, limitado a 80% do investimento total;
- v. Prazo de amortização e carência: de acordo com a maturação de cada projeto. O apoio financeiro de que trata o Programa obedecerá as normas aplicáveis as operações do BNDES.

Para viabilização dos projetos financeiros (*project finance*) de geração são necessárias garantias por parte das distribuidoras, compradoras de energia, cujas classificações (*ratings*), no entanto, podem não ser suficientemente elevadas, sendo que os agentes financeiros poderão exigir garantias adicionais. Nesse caso, a ELETROBRÁS poderá avaliar sua atuação como garantidora solidária as distribuidoras nos Contratos de Compra de Energia (PPA – *Power Purchase Agreement*) com térmicas a gás.

A ANEEL está liberando a regulamentação de compra de energia suplementar de reserva para os autoprodutores e produtores independentes que tiverem sua fonte de geração indisponível.

Acordos de proteção (*hedge*) em casos de indisponibilidade de geração devem ser feitos pelos produtores com outros parceiros, com o próprio distribuidor, com a supridora regional, ou, em último caso, adquirir a energia no mercado.

## Destilarias de Etanol no Brasil e a Biomassa da Cana-de-açúcar

O setor sucroalcooleiro figura entre as mais tradicionais e antigas indústrias não extrativas de manipulação e processamento da biomassa no Brasil. A cana-de-açúcar é, desde o período colonial, a cultura mais amplamente desenvolvida e o açúcar foi um produto de exportação básico para a economia brasileira durante alguns séculos. Do século XVI ao século XVIII, esta atividade tinha absoluta preponderância sobre todas as outras atividades econômicas desenvolvidas no país (PAIXÃO, 1997).

O emprego sistemático do álcool proveniente da cana-de-açúcar como combustível ocorreu já antes da segunda guerra mundial. Até 1975 produzia-se álcool anidro para ser adicionado à gasolina, o “álcool motor”. Embora neste período a participação do álcool como energético fosse insignificante, ganhava-se a experiência que mais tarde, com o lançamento da primeira fase do Proálcool, representaria um papel significativo no quadro energético nacional (LEITE, 1997).

O Proálcool, programa do Governo Federal, foi instituído em 1976, após a primeira crise dos preços do petróleo, inicialmente com o objetivo de expandir o uso do álcool anidro na gasolina, que caracteriza a primeira fase do programa. Após o segundo choque do petróleo, em 1979, iniciou-se uma segunda fase do programa visando a produção de álcool hidratado para ser usado como substituto da gasolina, baseando-se principalmente em destilarias autônomas e na expansão das áreas plantadas.

Hoje o Brasil possui 330 destilarias de etanol, 163 anexas e 167 autônomas. Deste total, 72 % estão concentradas na região centro-sul, sendo que 41 % do total encontra-se no estado de São Paulo (CAMARGO *et al.*, 1990). A produção total foi de aproximadamente 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar no ano safra 1998/1999 e a produção de etanol foi de 12,98 bilhões de litros, sendo 6,8 bilhões de litros de álcool hidratado e 6,17 bilhões de litros de álcool anidro (DNPE/SEN/MME, 2000).

Embora a produção total de cana-de-açúcar tenha crescido de aproximadamente 240 milhões de toneladas no início da década de 90 para os atuais 300 milhões de toneladas, a capacidade instalada de produção de etanol, de aproximadamente 16 bilhões de litros por ano, se manteve (SIFAESP/SIAESP, 1997).

Para a análise de viabilidade do aproveitamento da biomassa residual desta produção através da cogeração de energia elétrica em ciclo combinado nas usinas do setor sucroalcooleiro faz-se necessário conhecer de forma consistente o processo consumidor de energia e a disponibilidade de biomassa.

A instalação de um sistema de cogeração que proporcione o uso racional do recurso energético requer um estudo específico dos sistemas termodinâmicos envolvidos e dos processos operacionais, sejam produtores ou consumidores de energia, pois são eles que determinarão as condições de contorno e indicarão a combinação adequada dos recursos tecnológicos, máquinas e equipamentos disponíveis.

Neste capítulo são descritos, do ponto de vista técnico, os principais processos e as etapas internas do processo para a produção de etanol praticados no Brasil e o sistema de atendimento energético prevalecente no setor. Na seqüência identificamos os índices de produção e de consumo energético específico que permitirão adequar a planta de cogeração de energia elétrica ao processo produtivo.

Apresentamos de forma sucinta as medidas de conservação de energia e os custos de investimento associados aplicáveis às várias operações e equipamentos existentes nas indústrias sucroalcooleiras, uma vez que a redução do consumo de vapor no processo produtivo pode ser necessária para compatibilizar a oferta da planta de cogeração à demanda da destilaria, dependendo da condição operacional adotada.

Conhecidas as demandas da destilaria procuramos identificar a disponibilidade de biomassa da cana-de-açúcar, o bagaço de cana e a palha e pontas, e a sua potencialidade energética, de forma a podermos quantificar o tamanho da instalação de cogeração.

## 1.5. PROCESSO DE PRODUÇÃO DO ETANOL

O etanol pode ser produzido a partir de diferentes matérias-primas, tais como as amiláceas (mandioca, batata-doce, milho e outros grãos), celulósicas (madeiras e resíduos agrícolas, dentre os quais destaca-se o bagaço de cana-de-açúcar) e sacarinas (cana-de-açúcar, sorgo sacarino e beterraba).

As matérias primas amiláceas e celulósicas diferem das sacarinas por não possuírem açúcares diretamente fermentescíveis, requerendo uma etapa de conversão dos polímeros de glicose que constituem estas matérias-primas em moléculas simples de glicose.

No Brasil praticamente a totalidade do etanol é produzido a partir da cana-de-açúcar. Algumas razões que justificam este fato são:

- i. Tradição de 4 séculos no cultivo e utilização da cana-de-açúcar;
- ii. Existência de solos adequados ainda não esgotada;
- iii. A cana-de-açúcar fornece o combustível necessário ao seu processamento (bagaço);
- iv. A cana-de-açúcar é matéria-prima utilizada na produção de álcool e açúcar;
- v. Possui o Brasil a maior relação  $I_{\text{Etanol}} / h_{\text{aPlantado}}$ .

A cana-de-açúcar, do ponto de vista industrial da fabricação de álcool ou açúcar, é constituída de fibra e caldo, sendo este último a matéria-prima propriamente dita. A fibra é todo o material insolúvel em água e o caldo é composto por todos os componentes solúveis, tais como os açúcares, as cinzas, materiais nitrogenados e outros. O teor de fibras é um parâmetro importante uma vez que indica a quantidade de bagaço disponível e a dificuldade de extração do caldo.

De forma global a produção de etanol a partir da cana-de-açúcar envolve as atividades da colheita, o tratamento da cana, a extração do caldo e a produção de etanol propriamente dita. O esquema global de produção de etanol a partir da cana-de-açúcar em uma usina anexa, destilaria autônoma ou usina de açúcar é apresentado na Figura 3.

A colheita envolve as operações de corte, carregamento e suprimento uniforme e contínuo da matéria-prima à usina, cujo objetivo é trabalhar sempre na sua capacidade máxima, com máxima eficiência, sobre uma cana-de-açúcar fresca e de melhor qualidade possível.

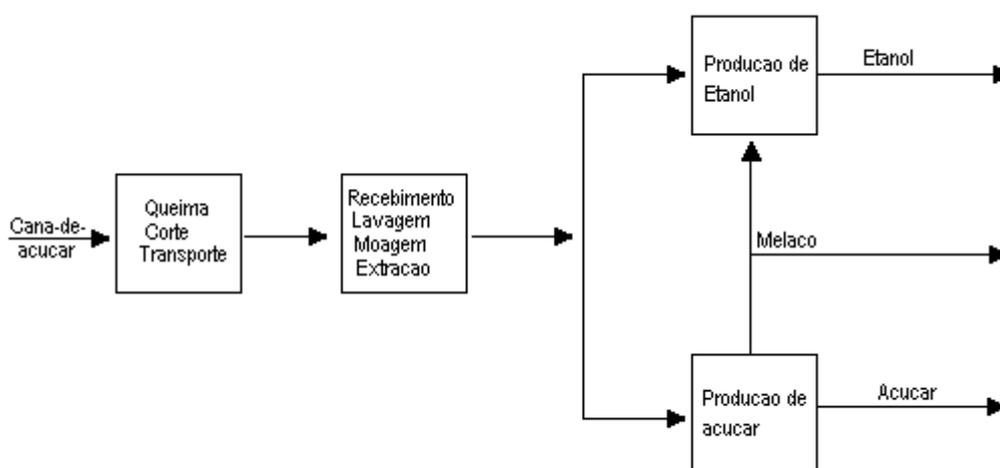


Figura 3 – Esquema Global de Produção para Usina Anexa, Destilaria Autônoma ou Usina de Açúcar

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

O esquema geral da produção de etanol a partir da cana-de-açúcar é apresentado na Figura 4, onde podemos ver que a primeira etapa do processamento industrial propriamente dito é a lavagem da cana-de-açúcar, quando se realiza a retirada das impurezas carregadas do campo, principalmente areia, argila, palha e pedras.

Em seguida se realiza o preparo da cana-de-açúcar através das facas rotativas e os desfibradores. As facas rotativas proporcionam a obtenção de um colchão de cana-de-açúcar de espessura quase uniforme e são divididas em niveladoras, que regularizam e uniformizam a carga de cana, e as cortadoras que trabalham a seguir. Os desfibradores destroem por completo a estrutura da cana-de-açúcar, proporcionando a desintegração física para facilitar a extração do caldo, e portanto da sacarose contida nas células.

A extração do caldo é então realizada nas moendas. A moenda é a unidade esmagadora constituída basicamente por ternos, conjunto de três cilindros com seus eixos posicionados nos vértices de um triângulo isósceles. Para aumentar a extração de sacarose realiza-se a adição de água à cana-de-açúcar após a passagem pelo primeiro terno da moenda, processo chamado embebição.

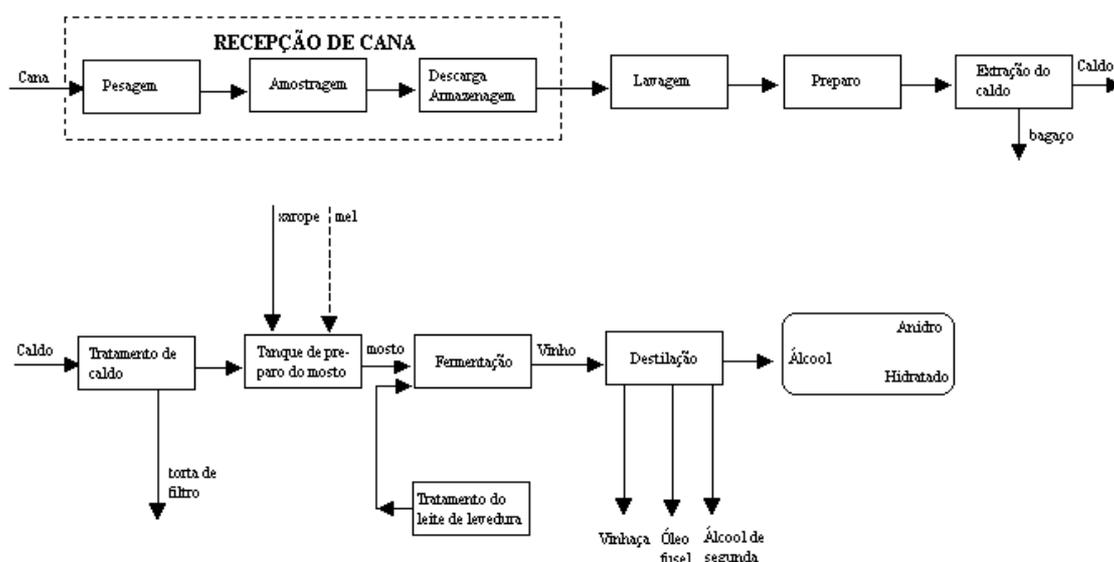


Figura 4 – Esquema Geral da Produção de Etanol a partir da Cana-de-açúcar

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

O caldo misto extraído pela moagem, composto pelo caldo da cana-de-açúcar e a água de embebição passa por algumas etapas de tratamento. Na produção de etanol não está definitivamente estabelecida a tecnologia a ser empregada. Algumas unidades já não aplicam nenhum tratamento do caldo misto enviando-o a fermentação após o peneiramento. Outras unidades aplicam após o peneiramento a pasteurização do caldo misto ou seu aquecimento e decantação.

O tratamento do caldo misto inclui a etapa de peneiramento, decantação e a filtração. Seu objetivo é a retirada de impurezas minerais e vegetais em suspensão que desgastam e entopem as centrífugas produzindo perda de levedura, importante na fermentação, e incrustando os equipamentos de processo.

O caldo misto tratado é enviado a fermentação. O processo de fermentação, conversão dos açúcares em etanol, é normalmente realizado de forma descontínua em tanques denominados dornas. As leveduras e microorganismos unicelulares produzem um conjunto de enzimas que catalisam a reação de fermentação. No Brasil emprega-se o processo descontínuo de Melle-Boinot que reutiliza as leveduras após a separação por centrifugação do mosto fermentado em duas frações: o leite de levedura e o vinho de levedurado. O vinho segue para a dorna volante que é o pulmão da destilaria e o leite de levedura é diluído em água e tratado com ácido sulfúrico, retornando ao processo.

A dorna volante alimenta a destilaria e sua finalidade é purificar e concentrar o álcool obtido na fermentação. A destilaria é constituída por uma série de colunas de destilação, variando em número de acordo com o tipo e a qualidade do álcool desejado. Após a seqüência de colunas de destilação os vapores alcoólicos produzidos através do vapor d'água por troca direta ou indireta são condensados originando o

álcool hidratado com 96° GL, o álcool de segunda com 92° GL e subprodutos como a vinhaça<sup>1</sup>, flegmaça<sup>2</sup> e óleo fusel<sup>3</sup>.

O álcool hidratado com concentração 96° GL é um composto azeótropo que não pode mais ser separado da água por destilação convencional, sendo utilizado o benzeno, benzol comercial, para promover a desidratação final e produzir o álcool anidro.

## 1.6. ATENDIMENTO ENERGÉTICO DAS DESTILARIAS DE ETANOL

O processo produtivo nas destilarias de etanol tem como insumos energéticos primários a energia térmica, na forma de calor, e energia mecânica para acionamentos diversos. As necessidades energéticas do processo são atendidas com a geração e distribuição de vapor tendo como combustível básico o bagaço resultante do processamento da cana-de-açúcar. O vapor gerado nas caldeiras fornece o calor de processo, o trabalho mecânico em turbinas de processo e em turbinas para geração de energia elétrica. O acionamento dos diversos equipamentos é feito através de turbinas a vapor e de motores elétricos.

As destilarias são praticamente autônomas em termos do atendimento de suas necessidades energéticas, sendo pequena a parcela de energia elétrica consumida da rede das distribuidoras locais ao longo do ano, predominantemente nos períodos da entressafra.

O ciclo a vapor tradicionalmente empregado nas unidades industriais está representado na Figura 5. Neste ciclo o bagaço proveniente da seção de extração com umidade da ordem de 50 % alimenta a fornalha das caldeiras. A pressão de geração do vapor é predominantemente da ordem de 1,8 MPa nas destilarias anexas e 2,0 MPa nas destilarias autônomas. Deve-se ressaltar aqui que as caldeiras, ou geradores de vapor, foram por muitos anos tratados como incineradores de bagaço (CAMARGO *et al.*, 1990) devido a necessidade da época de se descartar este resíduo.

---

<sup>1</sup> Também conhecido como vinhoto ou restilo, é um efluente da fabricação de etanol resultante da destilação do vinho.

<sup>2</sup> Efluente constituído por corrente hidroalcoólica de teor entre 40 e 50° GL.

<sup>3</sup> Mistura de álcoois superiores com predominância do álcool isoamílico

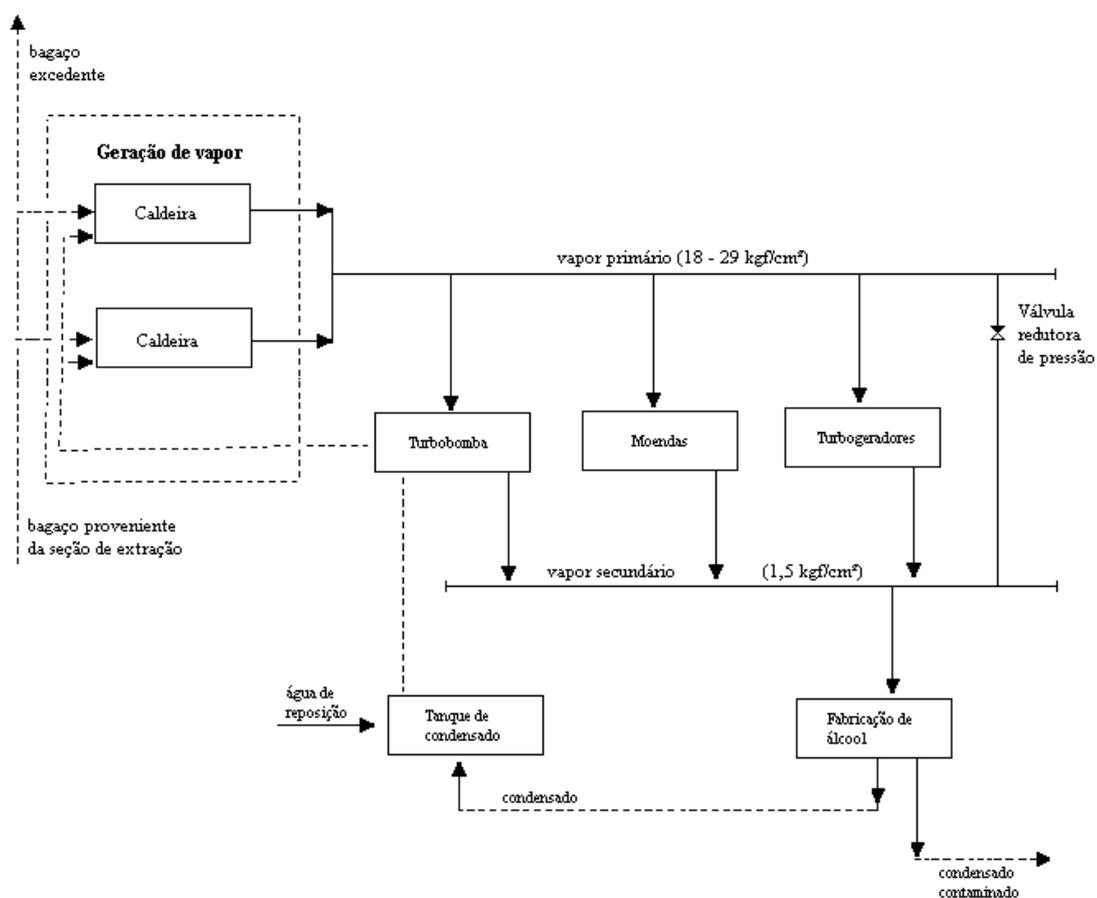


Figura 5 – Esquema do Ciclo a Vapor Comumente Empregado e Usinas e Destilarias

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

O vapor primário produzido é empregado diretamente para o acionamento de equipamentos através de turbinas a vapor, normalmente de simples estágio e contrapressão, entre eles os picadores, os desfibradores, os ternos da moenda, a bomba de alimentação da caldeira e os geradores de energia elétrica. O vapor de contrapressão proveniente das turbinas, chamado de vapor de escape, tem a pressão em torno de 0,25 MPa e é utilizado no processo produtivo propriamente dito, fornecendo o calor necessário.

### 1.7. ÍNDICES DE PRODUÇÃO E CONSUMOS ENERGÉTICOS ESPECÍFICOS

Os índices de produção e os consumos específicos de insumos energéticos para a produção de etanol em destilarias variam segundo a capacidade de produção total da planta, bem como, em função das tecnologias empregadas. Estão entre os índices de maior relevância para este trabalho o calor, o acionamento mecânico e a energia elétrica requeridos.

Apresentamos na Tabela 3 os índices de produção e de consumo energético característicos das destilarias autônomas de acordo com a sua capacidade de

moagem por ano. Estão referenciados à produção de álcool por tonelada de cana-de-açúcar moída, o consumo de calor para o processo, indicado em kg de vapor, GJ e Mcal por tonelada de cana-de-açúcar moída e o consumo total de energia elétrica por tonelada de cana-de-açúcar moída e a parcela consumida da rede distribuidora local. A Tabela 4 e a Tabela 5 apresentam o consumo específico de vapor para a produção de etanol global e por módulo de produção, respectivamente.

Estes valores são utilizados nos cálculos de integração dos sistemas de geração de energia elétrica do item 0. Avaliação Econômica da Cogeração em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa no Setor Sucroalcooleiro.

O consumo de energéticos na cadeia produtiva do etanol é apresentado na Figura 6. Como podemos verificar, as unidades de produção de etanol são praticamente auto-suficientes em termos energéticos e 98 % das suas necessidade energéticas são atendidas pelo bagaço de cana, dividindo-se os 2 % restantes em Diesel, álcool, lenha, energia elétrica comprada e gasolina. A lenha é utilizada nas partidas das caldeiras, o Diesel, o álcool e a gasolina são utilizados no transporte da matéria-prima e a energia elétrica comprada para acionamento de motores e iluminação.

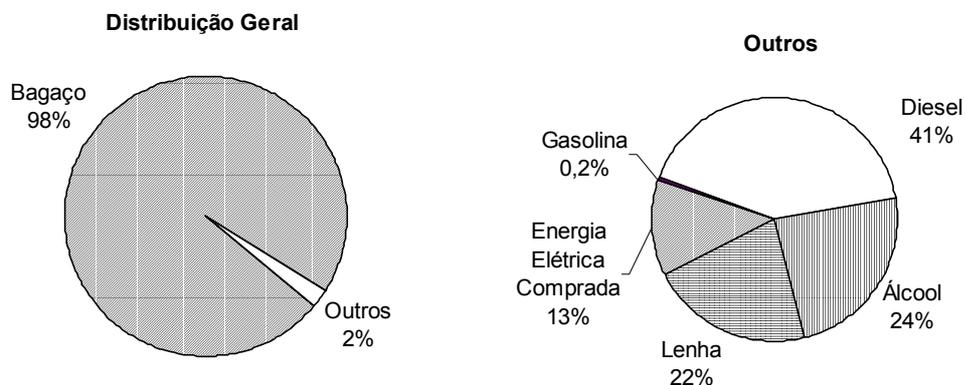


Figura 6 – Distribuição do Consumo de Insumos Energéticos

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)<sup>1</sup>

Tabela 3 – Características Energéticas das Destilarias Típicas

Faixa de Produção (ton.Cana / ano)	> 1.500.000	800.000 a 1.500.000	300.000 a 800.000	< 300.000
Produção de Etanol (l <sub>Etanol</sub> / ton.Cana)	88,5	79,2	78,2	75,9
Calor Requerido				
(kg <sub>Vapor</sub> / ton.Cana)	450	500	550	600
(GJ / ton.Cana)	1,035	1,150	1,265	1,380
Energia Elétrica Requerida (kWh / ton.Cana)	11	12	14	16
Consumo de Energia Elétrica da Concessionária (kWh / ton.Cana)	3,23	3,25	3,30	3,34

Fonte: Elaboração própria a partir de SINÍCIO e BAJAY (1992), CAMPOS (1990) e CAMARGO *et al.* (1990)

<sup>1</sup> Foram adotados os seguintes valores de PCS: bagaço (50% umidade): 9,45 MJ/kg; madeira (40 % umidade): 6.350 MJ/m<sup>3</sup>st; Diesel: 38,23 MJ/l; Álcool 23,42 MJ/l

Tabela 4 – Consumo Específico de Vapor na Produção de Etanol

Tipo de Vapor	(kg <sub>Vapor</sub> / l <sub>Etanol</sub> )	
	Álcool Hidratado	Álcool Anidro
"Alta" <sup>a</sup> (1,9 MPa, 282 °C)	6,31	6,65
Escape (0,245 - 0,275 MPa)	4,39	6,11
"Vegetal" (0,162 MPa)	1,83	1,93

a - Calculado levando-se em consideração o consumo de vapor de "alta" para acionamento de turbinas de preparo e moagem, para turbogerador na produção de energia elétrica, para acionamento de turbobombas de processo e de alimentação da caldeira

Vapor de "Alta" ou "Vivo" - Gerado em caldeira

Vapor de Escape - Na contrapressão das turbinas após realizar trabalho

Vapor "Vegetal" - Vapor obtido por evaporação da água do caldo de cana

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

Tabela 5 – Consumo Específico de Insumo Energético por Módulo de Produção

Módulo	Tipo de Insumo			
	"Alta" <sup>a</sup> (1,9 MPa, 282 °C)	Escape (0,245 - 0,275 MPa)	"Vegetal" (0,162 MPa)	Bagaço
Lavagem, Preparo e Moagem	0,263 ton. <sub>Vapor</sub> /ton. <sub>Cana</sub>			
Tratamento do Caldo <sup>b</sup>			0,133 kg <sub>Vapor</sub> /kg <sub>Caldo Tratado</sub>	
Evaporação		2,85 kg <sub>Vapor</sub> /kg <sub>Xarop</sub> e		
Destilação do Álcool Hidratado		3,2 kg <sub>Vapor</sub> /l <sub>Etanol</sub>		
Destilação do Álcool Anidro		4,55 kg <sub>Vapor</sub> /l <sub>Etanol</sub>		
Geração de Energia Elétrica	0,025 kg <sub>Vapor</sub> /kWh			
Geração de Vapor				2,15 kg <sub>Vapor</sub> / kg <sub>Bagaço 50%</sub>

a - Calculado levando-se em consideração o consumo de vapor de "alta" para acionamento de turbinas de preparo e moagem, para turbogerador na produção de energia elétrica, para acionamento de turbobombas de processo e de alimentação da caldeira

b - Aquecimento para decantação , com elevação de temperatura de 30 para 105 °C

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

## 1.8. MEDIDAS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA

As usinas de açúcar e álcool no Brasil, assim como em muitas outras regiões, apresentam consumos de vapor para os processos na ordem de 500 kg de vapor por tonelada de cana processada.

Nestas condições quase todo o bagaço disponível é consumido com geração de vapor a 2,2 MPa e 300°C, pode-se produzir quase a totalidade da energia elétrica e mecânica requerida, com turbinas de contrapressão, para as necessidades da indústria. Ficam equilibradas a disponibilidade de combustível e os requerimentos de potência e energia térmica.

Usinas de açúcar de beterraba e destilarias de álcool de milho são, em geral, muito mais eficientes na geração e uso de energia que as indústrias baseadas em cana-de-açúcar porque, não tendo o bagaço como combustível, consomem combustível externo (carvão, gás, óleo). Embora mais eficientes no consumo energético, no cômputo geral das emissões de Carbono e outros estas usinas apresentam um benefício muito inferior que as unidades sucroalcooleiras brasileiras.

Assim, simplesmente utilizando técnicas já disponíveis, com as adaptações adequadas, é possível reduzir muito o consumo de energia nas indústrias que processam cana-de-açúcar no Brasil e elevar ainda mais os benefícios ambientais desta cultura convertendo o desperdício em energia elétrica útil. De acordo com os objetivos deste trabalho, as medidas apresentadas visam a redução de consumo de vapor para adequar o consumo de vapor à disponibilidade proporcionada pela cogeração em ciclos de geração termelétrica com gaseificação da biomassa.

Conforme as recomendações de CAMARGO *et al.* (1990), que realizou estudo para redução do consumo de vapor em usinas da indústria sucroalcooleira, apresentamos algumas alternativas de intervenção. Como referência de investimentos para as medidas de redução de consumo de vapor adotamos os dados apresentados no informativo COPERSUCAR 03 (1998). As medidas de efficientização energética aplicáveis a uma destilaria contemplam:

- i. Manuseio da matéria-prima e extração do caldo;
- ii. Tratamento do caldo;
- iii. Fermentação alcoólica;
- iv. Destilação;
- v. Geração e distribuição de vapor;
- vi. Ciclo vapor.

Uma vez que a abordagem completa desta problemática não faz parte do escopo deste trabalho, apresentamos de forma resumida as conclusões de CAMARGO *et al.* (1990).

Verificou-se que a combinação das medidas de otimização energética resultam em uma unidade com consumo de 320 kg<sub>Vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> moída, pressão, grau de superaquecimento do vapor e eficiência da caldeira de 6,0 MPa, 450 °C e 85 % com base no PCI, respectivamente e eficiência das turbinas igual a 50 %. Nas destilarias

autônomas que só produzem álcool hidratado o consumo específico de vapor pode cair a valores da ordem de  $200 \text{ kg}_{\text{vapor}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$  graças a colunas de destilação mais econômicas e a conservação de energia.

### 1.8.1. Investimentos em Conservação de Energia

A integração eficiente de uma usina típica (açúcar ou etanol) com um sistema BIG/GT exige que se reduza os níveis de consumo de energia nos processos, tornando-os compatíveis com a disponibilidade de vapor proporcionada pela tecnologia de geração com gaseificação de biomassa e ciclo combinado em cogeração.

O Projeto de Geração de Energia por Biomassa – Bagaço de Cana-de-açúcar e Resíduos BRA/96/G31 desenvolvidos no âmbito do projeto GEF (Global Environmental Facility), ao qual a COPERSUCAR está associada, avaliou a redução do consumo de energia nos processos para uma “Usina Anexa Típica”, buscando atingir valores de  $340$  e  $280 \text{ kg}_{\text{vapor}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$  processada, contemplando os investimentos necessários (COPERSUCAR 03, 1998). A “Usina Anexa Típica” usada como referência é caracterizada pelos seguintes valores:

- |   |   |
|---|---|
| • Moagem diária                             | 7.000 ton. <sub>Cana</sub>                    |
| • Fibra % cana                              | 13,8%   |
| • Produção de açúcar                        | 400 ton./dia                                  |
| • Produção de etanol                        | 353 m <sup>3</sup> /dia                       |
| • Vapor para processo<br>(pressão absoluta) | 2,5 bar/saturado                              |
| • Uso do vapor                              | 500 kg <sub>vapor</sub> /ton. <sub>Cana</sub> |

A distribuição do uso do vapor, na “Usina Anexa Típica”, atende a:

- Evaporação: 5 efeitos com extração
- Vácuos: vapor do 1º efeito
- Destilaria: vapor de processo, 2,5 bar/saturado
- Centrífugas de açúcar: Vapor 6,0 bar
- Perdas de vapor:  $10 \text{ kg}_{\text{vapor}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$

Para um primeiro estágio de economia atingindo um consumo de  $340 \text{ kg}_{\text{vapor}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$ , as modificações adotadas são:

- i. Extração de vapor do 1º, 2º e 3º estágios para aquecimento do caldo;
- ii. Trocadores de calor regenerativos para caldo/vinhoto e caldo/caldo;
- iii. Agitação mecânica no vácuos;
- iv. Sangria de vapor do 2º estágio para vácuos;
- v. Uso de tecnologia Flegstil e peneiras moleculares na destilaria.

O investimento total é de cerca de US\$ 4,5 milhões.

Um segundo estágio de economia de energia, atingindo  $280 \text{ kg}_{\text{vapor}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$ , são necessárias as seguintes modificações adicionais:

- vi. Sangria de vapor do 4º efeito para aquecimento do caldo
- vii. Adição de mais um conjunto de aquecedor de caldo.
- viii. Sangria de vapor do 5º efeito para os vácuos.

O investimento total será de US\$ 7,0 milhões para implementação de todas as medidas de economias propostas. O investimento total corresponde a adição dos seguintes equipamentos e a complementação com tubulações, válvulas etc.:

- I. Etapa 1 (atingindo 340 kg<sub>vapor</sub>/ton.Cana)
  - Trocadores de calor: 5 cascos e tubos; 1 de placas;
  - Evaporador: 1 de 1.200 m<sup>2</sup>;
  - Conjunto de 4 válvulas para evaporadores;
  - Sistema de recuperação de condensados (*flash*);
  - 6 agitadores mecânicos para os vácuos;
  - Conversão das válvulas de destilação para Flegstil;
  - Peneiras moleculares;
  - Instrumentação e controles.
- II. Etapa 2 (atingindo 280 kg<sub>vapor</sub>/ton.Cana)
  - Trocadores de calor: 4 cascos e tubos; 2 de placas;
  - Evaporador: 2 de 3.000 m<sup>2</sup>;
  - Evaporador “*falling film*”: 2 de 2.700 m<sup>2</sup>;
  - Sistema de recuperação de condensados (*flash*);
  - 6 agitadores mecânicos para vácuos;
  - Conversão das colunas de destilação para Flegstil;
  - Peneiras moleculares;
  - Instrumentação e controles.

Com base nestes resultados desenvolvemos uma referência para os investimentos necessários em um caso genérico. Adotaremos esta aproximação em nossos cálculos de investimento, quando necessário.

Tabela 6 – Investimentos na Redução do Consumo de Vapor em “Usina Típica”

De $\frac{\text{kg}_{\text{Vapor}}}{\text{ton.Cana}}$	Para $\frac{\text{kg}_{\text{Vapor}}}{\text{ton.Cana}}$	Investimento 10 <sup>6</sup> US\$	Investimento Específico US\$ $\left(\frac{\text{kg}_{\text{Vapor}}}{\text{ton.Cana}}\right)$	Investimento Específico Proporcional a Capacidade $\left[\frac{\text{US\$}}{\left(\frac{\text{kg}_{\text{Vapor}}}{\text{ton.Cana}}\right)}\right]$
500	340	4,5	28.125	0,0225
340	280	2,5	50.000	0,040

Fonte: COPERSUCAR 03 (1998)

Como podemos verificar na Tabela 6, o investimento necessário para reduzir o consumo de vapor em uma usina com capacidade de moagem de 1.500.000 ton.<sub>Cana</sub>/ano esta escalonado entre duas faixas: de 500 para 340 kg<sub>vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> e de 340 para 280 kg<sub>vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub>. Na primeira faixa deve-se investir US\$ 28.125,00 para reduzir o consumo de vapor de um kg/ton.<sub>Cana</sub>. Como parte dos equipamentos e, portanto dos investimentos, é proporcional a capacidade de moagem da unidade, dividimos este valor por esta e encontramos um investimento de US\$ 0,0225 para cada kg<sub>vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> economizado como proporção de cada ton. de cana-de-açúcar moída.

Para uma redução posterior, de 340 para 280 kg<sub>vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub>, verificamos custos individuais superiores, da ordem de US\$ 0,040 para cada kg<sub>vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> economizado como proporção de cada ton. de cana-de-açúcar moída.

### **1.9. DISPONIBILIDADE DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR**

A cana-de-açúcar em seu estágio de colheita no campo é composta pelo colmo, as folhas e os ponteiros. O colmo é levado para as usinas e dele é extraída a matéria-prima principal da indústria sucroalcooleira, o caldo. Após a extração do caldo a biomassa constituída das fibras moídas da cana-de-açúcar, o bagaço de cana, resulta como subproduto do processo de obtenção do caldo.

Por muito tempo tratado como resíduo, o bagaço de cana adquiriu na década de 80 a posição de insumo de grande potencial energético, industrial e agropecuário, resultado de uma série de medidas desenvolvidas para sua valorização, tais como o desenvolvimento de técnicas de estocagem e manuseio do bagaço, a aplicação como matéria-prima para indústria de papel e celulose, de furfural e de produtos aglomerados, a utilização como ração animal e fertilizante no setor agrícola e, principalmente, como insumo energético.

As folhas ou palha e as pontas, biomassa constituída durante o crescimento da cana-de-açúcar nunca foram valorizadas, sendo integralmente descartadas. A prática agrícola de despalha manual da cana-de-açúcar já a muito foi abandonada devido ao baixo rendimento do trabalho manual, cedendo lugar ao método de queima da palha antes do corte.

Esta prática de queima antes do corte perdura até os dias de hoje mas vem sendo abolida em alguns estados devido aos seus inconvenientes ambientais e a extrema poluição atmosférica provocada, principalmente nas regiões de concentração da produção no estado de São Paulo.

Assim, a biomassa disponibilizada pela cultura da cana-de-açúcar pode ser dividida em duas categorias: o bagaço de cana, disponível na área das usinas após a extração do caldo e já tradicionalmente utilizado como insumo energético em caldeiras de combustão direta para geração de vapor de acionamento mecânico, energia elétrica e processo, e a palha e ponta da planta, quando esta é colhida sem queimar, que fica disponível no campo e deve ser recuperada e transportada até a usina.

A quantidade de biomassa residual da cultura da cana-de-açúcar depende da variedade de planta cultivada, da idade da cultura, do estágio de corte, da situação

climática, do sistema de colheita, seja cana queimada ou sem queimar, seja manual ou mecanizada, da altura de corte dos ponteiros, entre outros.

Para as aplicações energéticas, onde se requer a disponibilidade contínua da biomassa, é preciso levar-se em conta que os resíduos se caracterizam por uma disponibilidade sazonal e podem precisar de armazenamento para os períodos fora da safra.

Para a determinação da quantidade de biomassa residual da cultura da cana-de-açúcar utilizaremos as definições apresentadas por LORA *et al.* (1997):

- Coeficiente de Resíduos (CR): relação entre a quantidade de resíduo total (em base seca) e a massa da colheita com umidade do campo (MC);
- Coeficiente de Disponibilidade (CD): relação entre a quantidade de resíduo disponível (em base seca) e a massa total de resíduos, em %;
- Quantidade Total de Resíduos (CRE):  

$$CRE = MC \times CR$$

Estes valores variam com as práticas culturais e peculiaridades regionais. Para a cultura da cana-de-açúcar, tendo o colmo da cana como produto, encontramos como valor de referência um coeficiente de resíduo entre 0,25 e 0,30 e um coeficiente de disponibilidade de 100 %, quando se considera apenas o bagaço como resíduo.

Se avaliarmos como resíduos também a biomassa da folhagem da planta, a palha e as pontas da cana, teremos o coeficiente de resíduo em torno de 0,70 a 0,90 e o coeficiente de disponibilidade variando de 35 %, quando apenas o bagaço estiver realmente disponível, ao valor máximo de 100 %, quando toda a biomassa encontra condições técnico-econômicas de aproveitamento.

Tabela 7 – Disponibilidade de Resíduos de Cana-de-açúcar

Biomassa Residual	Coeficiente de Resíduo (C <sub>R</sub> )	Coeficiente de Disponibilidade (C <sub>D</sub> ) (%)	Quantidade Total de Biomassa <sup>a</sup> (C <sub>RE</sub> ) (kg <sub>Biomassa</sub> /ton.Cana)
Bagaço	0,125 a 0,15	100	125 a 150
Bagaço, Pontas e Palha	0,35 a 0,45	35 (só bagaço)	125 a 150
		50 (parcial)	175 a 225
		100 (integral)	350 a 450

a - todos os valores em base seca

Fonte: Elaboração própria a partir de LORA *et al.* (1997)

É importante ressaltar que mesmo quando a cultura apresenta um alto coeficiente de resíduo sua utilização apenas é possível quando existem as tecnologias e a infra-estrutura de processamento e transporte necessárias.

No caso do bagaço de cana, o parâmetro fundamental é o coeficiente de resíduo, determinado pela variedade da cana-de-açúcar e suas proporção de fibras. Seu coeficiente de disponibilidade é sempre 100 % uma vez que já se encontra no pátio da usina e a quantidade total de biomassa varia entre 125 e 150 kg<sub>Bagaço/ton.Cana</sub>, em base seca, ou 250 a 300 kg<sub>Bagaço/ton.Cana</sub>, com 50 % de umidade.

Tabela 8 – Características da Cana-de-açúcar por Região

	Norte/Nordeste	Centro/Sul	Brasil
Teor de Fibras Médio (%)	16,15	13,22	13,35

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

O valor de 270 kg<sub>Bagaço/ton.Cana</sub>, com 50 % de umidade, será adotado para quantidade total de biomassa na forma de bagaço para esse trabalho a partir dos valores apresentados na Tabela 8 e a metodologia de cálculo exposta na fórmula:

$$Mb = \frac{Mc * Xf}{(1 - a)}$$

Onde:

Mb – Quantidade total de bagaço disponível (ton.)

Mc – Quantidade total de cana moída (ton.)

Xf - Teor de fibra da cana (ton.fibra/ton.Cana)

a - Teor de umidade do bagaço (ton.H<sub>2</sub>O/ton.Bagaço Úmido)

Já o aproveitamento da palha e pontas da planta é determinado pelo coeficiente de disponibilidade, que varia em função da condição de topologia da área plantada, do tipo de colheita, se mecanizada ou manual, sem queima e da disponibilidade de tecnologias e infra-estrutura de processamento e transporte.

A respeito destas condições deve-se acrescentar a variabilidade da quantidade de biomassa que deve ser deixada no campo, para cumprir o papel de adubo ou para proteção das características do solo, devido a multiplicidade de tipos de solo em que a cana-de-açúcar é plantada.

É importante considerar na determinação do coeficiente de disponibilidade a relação que existe entre a mecanização do processo de colheita e a disponibilização da palha e pontas. Assim, influirá de forma determinante neste coeficiente o percentual de área mecanizável e a tecnologia empregada para viabilizar economicamente a coleta, enfardamento e transporte da palha e pontas até a usina.

Os primeiros trabalhos que permitirão a determinação deste coeficiente de disponibilidade estão sendo desenvolvidos pela COPERSUCAR no âmbito do Projeto de Geração de Energia por Biomassa – Bagaço de Cana-de-açúcar e Resíduos BRA/96/G31, no âmbito do projeto GEF (Global Environmental Facility).

O objetivo é estimar com certa coerência o potencial de resíduo da colheita da cana sem queimar e as tecnologias de colheita.

A recuperação da palha de cana-de-açúcar pode ser feita de diversas maneiras, dependendo do sistema de colheita de cana crua, e estão sendo estudadas as alternativas de colheita da cana inteira e colheita da cana cortada COPERSUCAR 04 (1998) e COPERSUCAR 05 (1999).

O estudo contempla avaliar a viabilidade técnica e econômica de efetuar a colheita mecanizada e de se recolher a palha deixada no campo após a colheita da cana crua, testando alguns métodos de enfardamento, transporte e processamento da palha de cana-de-açúcar e, determinando seu desempenho.

Os primeiros resultados inspiram a adoção de um coeficiente de disponibilidade de 53 %, resultante de um índice de retirada da palha e pontas do campo de 50 % e um índice de mecanização da lavoura de 60 % (LEAL, 1999).

Desta forma 30 % da biomassa composta por palha e pontas será considerada como insumo energético disponível.

Para o coeficiente de resíduo igual a 0,40 e o coeficiente de disponibilidade de 53 %, teremos quantidade total de biomassa de 212  $\text{kg}_{\text{Biomassa}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$ , em base seca e 425  $\text{kg}_{\text{Biomassa}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$  com 50 % de umidade, 270  $\text{kg}_{\text{Biomassa}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$  de bagaço de cana e 155  $\text{kg}_{\text{Biomassa}}/\text{ton.}_{\text{Cana}}$  de palha e pontas.

### 1.10. A POTENCIALIDADE ENERGÉTICA DOS RESÍDUOS DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR

Para se determinar a potencialidade de um combustível e, poder avaliar se está sendo utilizado dentro de sua plena capacidade, deve-se primeiramente conhecer as suas características fundamentais, ou seja, sua composição química e seu potencial calórico. Estas características fundamentais são a composição elementar, a composição imediata e o poder calorífico (LORA *et al.*, 1997).

A composição elementar de um combustível é o conteúdo em porcentagem de massa de carbono (C), hidrogênio (H), enxofre (S), oxigênio (O), nitrogênio (N), umidade (W) e material residual ou cinzas (A). É a característica técnica mais importante do combustível e constitui a base para análise dos processos de combustão, tais como: cálculo dos volumes de ar, gases e entalpia, determinando o poder calorífico do combustível.

A composição imediata de um combustível é o conteúdo em porcentagem de massa de carbono fixo (F), voláteis (V), umidade (W) e cinzas (A). Os voláteis têm um papel importante durante a ignição e as etapas iniciais de combustão da biomassa.

A relação entre a composição elementar e a composição imediata de um combustível qualquer está apresentada de maneira gráfica na Figura 7. Tanto no caso da composição elementar quanto no da composição imediata deve-se determinar o teor de umidade da amostra através de secagem, antes da realização das análises. A umidade interfere diretamente na combustão influenciando a temperatura de ignição e a temperatura de chama.

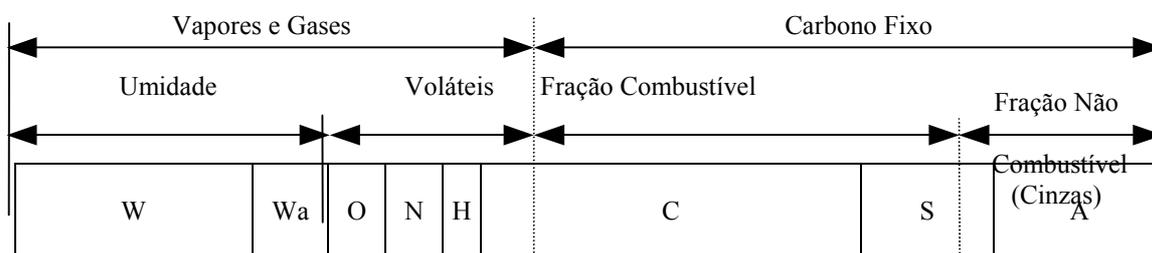


Figura 7 – Relação entre a Composição Elementar e Imediata de um Combustível

Fonte: LORA *et al.* (1997)

Determinadas as características físico-químicas da biomassa estabelece-se então seu potencial calórico ou poder calorífico. O poder calorífico é a quantidade de calor que se desprende durante a combustão completa da unidade de massa do combustível, podendo ser medida em  $\text{kJ/kg}$  ou  $\text{kJ/m}^3$ .

O Poder Calorífico apresenta grande variabilidade em função do teor de umidade da biomassa. Define-se o Poder Calorífico Inferior (PCI), ao invés do Poder Calorífico Superior (PCS), quando não se considera o aproveitamento do calor latente de condensação do vapor d'água presente nos gases de combustão, proveniente da umidade da biomassa e da própria combustão. A diferença entre o PCS e o PCI é a energia requerida para evaporar a umidade e para oxidar o hidrogênio presentes no combustível.

Nos equipamentos de combustão a temperatura dos produtos de combustão na descarga para a atmosfera geralmente é superior a temperatura de condensação da água. Portanto, o calor latente não é utilizado e o PCI possui então, maior aplicação prática.

Os resíduos de biomassa da cana-de-açúcar podem ser preparados de forma relativamente fácil para obtenção de energia devido a pouca umidade e a facilidade em serem pré-processados. Na sua utilização como energético o poder calorífico é função do teor de açúcar residual e da umidade. Como o primeiro é normalmente baixo, a umidade é o principal fator limitante do poder calorífico.

### 1.10.1.O Bagaço de Cana-de-açúcar

Segundo sua natureza, o bagaço é uma biomassa fibrosa que contém, em base seca, as seguintes substâncias (CAMARGO *et al.*, 1990):

- 50 a 60 % de celulose;
- 20 a 25 % de hemicelulose;
- 20 a 25 % de lignina;

Tabela 9 – Composição Imediata, Elementar e Poder Calorífico do Bagaço de Cana

Composição Imediata (% massa, base seca)			Composição Elementar (% massa, base seca)					Poder Calorífico (MJ/kg, base seca)	
C fixo	Voláteis	cinzas	C	H	O	S	N	Superior	Inferior
13	83	4	46,3	6,4	43,3	< 1,0	-	18,9	17,5

Fonte: CAMARGO *et al.* (1990)

As características técnicas do bagaço de cana são estáveis e após a extração do caldo este apresenta um teor de umidade entre 45 e 50 %. O bagaço de cana apresenta um elevado conteúdo de voláteis, quando comparado a outros tipos de combustíveis, fator a ser considerado durante a sua queima total e gaseificação. Apresenta também um baixo teor de carbono fixo.

### 1.10.2.A Biomassa Palha e Pontas

A caracterização da palha e pontas da cana-de-açúcar como combustível foi realizada pela COPERSUCAR 03 (1998). A análise da palha foi realizada em seus três componentes: folhas verdes, folhas secas e ponteiros e mostrou que seus

componentes apresentam diferenças importantes em umidade, teor de álcalis e outras características, mesmo sendo semelhantes na composição básica de celulose, hemicelulose e lignina.

Fatores como a variedade de cana, idade, número de cortes, e do uso ou não de vinhoto na fertirrigação e do campo exercem influência importante nas características. Os resultados estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Médias de Composição Imediata e Poder Calorífico Superior da Biomassa da Cana-de-açúcar

Material	Composição Imediata, (% m/m)				Poder Calorífico Superior* MJ/kg
	Cinza*	Voláteis *	Carbono Fixo*	Teor de Umidade	
Folhas secas	3,3	85,8	10,8	11,3	17,36
Folhas verdes	3,2	85,2	11,7	66,7	17,38
Ponteiros	4,3	84,1	11,6	82,5	16,27

\* Base seca

Fonte: COPERSUCAR 03 (1998)

Há grande variação no teor de umidade entre os componentes da palha, na condição “como colhida” (2,7% nas folhas secas, a 84,9% nos ponteiros). Cinzas, voláteis, carbono fixo e poder calorífico superior (base seca) variam muito pouco.

A variedade de cana e o número do corte não afetam os valores obtidos para poder calorífico superior nem os da composição imediata, mas há influência nos teores de álcalis, fósforos e cálcio.

Neste capítulo sintetizamos os principais índices de consumo energético e disponibilidade de biomassa associados as destilarias de etanol. Como vimos, o consumo de energia térmica varia entre 450 e 600 kg<sub>Vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> e o consumo de energia elétrica entre 11 e 16 kWh/ton.<sub>Cana</sub>, dependendo do tamanho da destilaria. Aproximadamente 3,3 kWh/ton.<sub>Cana</sub> são comprados junto as concessionárias.

O consumo de energia térmica pode ser reduzido com a implementação de algumas medidas de conservação, aqui apresentadas com seus respectivos custos, mas sua aplicação só se faz obrigatório se o ciclo termoelétrico não disponibilizar o total de energia térmica originalmente demandado.

Vimos também que a disponibilidade de biomassa da cana-de-açúcar pode chegar a 900 kg<sub>Biomassa</sub>/ton.<sub>Cana</sub> se toda a palha e pontas for recuperada do campo. A quantidade de bagaço não varia muito e foi assumido o valor de 270 kg<sub>Bagaço</sub>/ton.<sub>Cana</sub>. A capacidade de recuperação das palhas e pontas no campo foi estimada em 30 % do total, resultado em um total de biomassa disponível como insumo energético de 425 kg<sub>Biomassa</sub>/ton.<sub>Cana</sub>. Todos os valores consideram a biomassa com 50 % de umidade. O poder calorífico inferior desta biomassa com 50 % de umidade é de 8,75 MJ/kg.

## **O Desenvolvimento das Tecnologias de Geração Termoelétrica com Turbomáquinas e a Cogeração**

A produção de energia mecânica ou elétrica a partir da transformação da energia química contida nos combustíveis, entre tantas outras alternativas hoje disponíveis, como a energia potencial das águas e dos ventos e a energia radiante do sol, só é conseguida através de processos elaborados e de equipamentos desenvolvidos pela humanidade.

Em particular, a transformação da energia térmica disponibilizada pelos combustíveis em energia mecânica, processo fundamental de uma termoelétrica, é realizada por diferentes equipamentos cuja construção é baseada em algum dos diversos ciclos termodinâmicos, entre eles o Ciclo Brayton e o Ciclo Rankine. Há muito os conceitos teóricos foram estabelecidos e o desenvolvimento dos equipamentos se perpetua até os dias atuais.

Neste momento uma revolução está em processo na tecnologia de geração termoelétrica no mundo e seu principal agente é a aplicação das novas e eficientes plantas baseadas em turbinas a gás (MACCHI, 1991). Os principais agentes desta transformação das turbinas a gás são o desenvolvimento dos sistemas eletrônicos de controle, da fluido dinâmica, da metalurgia e de novos materiais.

Os ciclos a vapor hoje encontram seu avanço limitado pela maturidade da sua tecnologia, pelo menos no que diz respeito à máquina motriz, entretanto, as turbinas a vapor desempenham importante papel nesta revolução, participando em uma nova posição nos ciclos térmicos com recuperação de calor, tais como os ciclos em cogeração e os ciclos combinados.

Na geração de vapor modernas caldeiras de leito fluidizado e sistemas eficientes de tratamento de efluentes estão reduzindo as restrições ambientais a utilização de combustíveis como o carvão e os óleos pesados ou refugados, revitalizando a aplicação das turbinas a vapor em Ciclos Rankine. Por outro lado, as tecnologias de gaseificação proporcionam a aplicação destes combustíveis em turbinas a gás, e outros anteriormente não atrativos, como a biomassa de diversas origens, respeitadas as condições de adaptabilidade de cada combustível a máquina motriz.

Para melhor compreender esta mudança em favor das modernas e avançadas tecnologias, concebidas para combustíveis “limpos”, realizamos um aprofundamento das tendências e do desenvolvimento das tecnologias estacionárias de geração com turbomáquinas, em particular as turbinas a gás, o ciclo combinado e a cogeração.

Neste capítulo focaremos nossa atenção nos ciclos a gás e a vapor e sua integração em sistemas de cogeração e ciclo combinado, iniciando-se pela análise da maturidade dos ciclos termelétricos com turbinas a vapor e o desenvolvimento tecnológico dos ciclos termelétricos com turbinas a gás.

As turbinas a gás têm um papel preponderante no ciclo adotado neste trabalho e representam, juntamente com o sistema de gaseificação da biomassa, o desafio tecnológico mais significativo. Assim, aprofundamo-nos em seus aspectos principais, destacando o seu desenvolvimento tecnológico, a natureza de sua concepção, industrial ou aeroderivativa, e as sofisticações possíveis nos ciclos a gás que conferem maior eficiência ou potência.

A operação das turbinas a gás em nosso trabalho é concebida para se realizar com combustível resultante da gaseificação de biomassa e por esse motivo nos dedicamos a avaliar a influência da natureza dos combustíveis e seu poder calorífico sobre as turbinas a gás, os fatores que influenciam a eficiência e disponibilidade das máquinas motrizes e a adaptabilidade dos modelos comerciais de turbinas a gás a combustíveis de baixo poder calorífico.

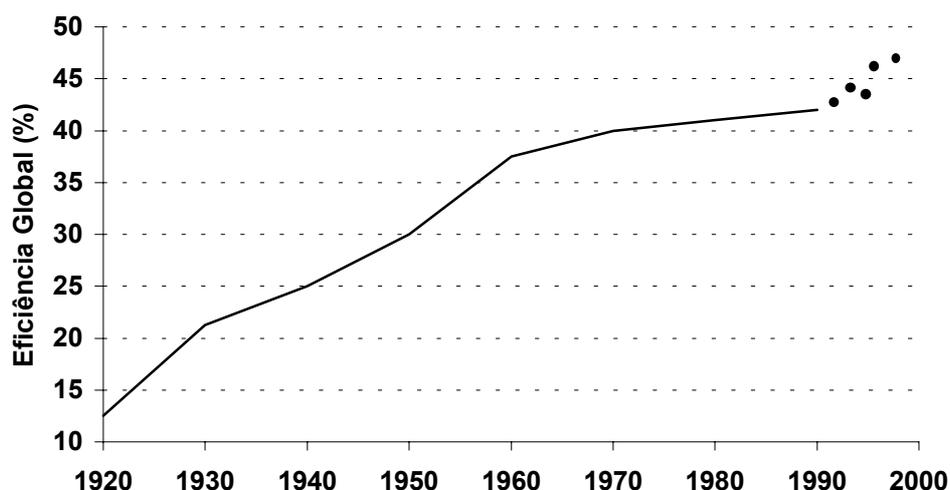
Em seguida nos detemos na racionalidade energética da cogeração, seu conceito e aspectos gerais dos custos em sistemas de cogeração tradicionais. Por último analisamos neste capítulo o ciclo combinado, os custos dos ciclos combinados tradicionais e a cogeração em ciclo combinado, que será o sistema adotado em nossa análise de viabilidade.

### **1.11. CICLOS TERMELÉTRICOS COM TURBINAS A VAPOR – TECNOLOGIA MADURA**

Conhecida e aplicada desde o final do século XIX, a tecnologia das turbinas a vapor, que dominou o panorama mundial de geração termoelétrica deste século, atingiu um limite de desenvolvimento que não avança desde a década de 60.

Por sua característica básica de ciclo de combustão externa, em que o combustível é consumido externamente (caldeira) a máquina motriz (turbina a vapor), sua aplicação tradicional é com os combustíveis fósseis menos nobres e mais poluentes, tais como carvão mineral e óleos pesados derivados de petróleo.

O desenvolvimento dos ciclos termoelétricos com turbinas a vapor atingiu um ponto limite de eficiência em torno dos 38 a 40% (MACCHI, 1991) em centrais com centenas de MW's de potência e complexas configurações com temperaturas de vapor máximas na faixa dos 540 a 560 °C. Grandes esforços foram feitos nos anos 60 com o objetivo de elevar a eficiência e melhorar o desempenho destes ciclos porém não obtiveram sucesso.



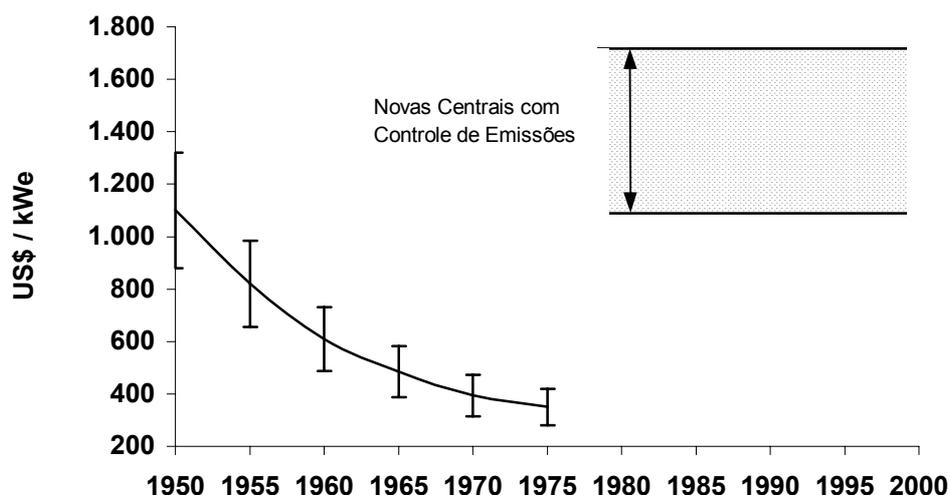
Fonte: MACCHI (1991) e SCARLIN (1996)

- Nova Geração de Plantas Recentemente Comissionadas, Condições de Vapor 25 MPa / 540 °C / 560 °C no Reaquecedor.

Figura 8 – Evolução da Eficiência Global dos Ciclos Termoelétricos a vapor com Base no Poder Calorífico Inferior

Com a pesquisa das perdas termodinâmicas e o desenvolvimento de soluções técnicas, na década de 90 a eficiência destes ciclos chegou aos 48 % (DREIER, 1996). Entretanto, embora tecnicamente viáveis, estas soluções esbarram na viabilidade econômica. Podemos ver na Figura 8 a evolução da eficiência global dos ciclos termoelétricos a vapor no decorrer das últimas décadas.

Para alcançar as eficiências mais elevadas os ciclos a vapor necessitam de um complexo sistema de geração de vapor que inclui diversos trocadores de calor, entre eles os preaquecedores de ar, os aquecedores intermediários, os economizadores, os superaquecedores e os condensadores. Atualmente, o desempenho das modernas plantas de geração a vapor está sendo penalizado pelo provisionamento requerido pelos sistemas de controle ambiental. Com o crescimento das restrições ambientais aumentaram os custos econômicos de instalação e operação e o consumo próprio da unidade com sistemas auxiliares, reduzindo a eficiência global dos ciclos a vapor.



Fonte: MACCHI (1991)

Figura 9 – Histórico do Custo Unitário de Investimento de Centrais Termoelétricas a Vapor baseadas em Fontes Combustíveis Fósseis

Identificou-se (MACCHI, 1991) que a tendência dos custos unitários de instalação de sistemas termoelétricos a vapor sofreu uma inversão no período entre as décadas de 70 e 80, figurando entre os fatores determinantes o fim dos custos decrescentes proporcionados pelo aprendizado, desenvolvimento tecnológico e economias de escala e o início de sua elevação com as deseconomias de escala, retardamento do início da operação por atrasos no projeto e a adição de caros sistemas de controle das emissões. A Figura 9 apresenta a curva de tendência do custo unitário de instalação de centrais termoelétricas a vapor baseadas em fontes combustíveis fósseis.

### 1.12. CICLOS TERMOELÉTRICOS COM TURBINAS A GÁS – DESPONTAR DA TECNOLOGIA

Os ciclos de geração termoelétrica baseados em turbinas a gás encontram-se em estágio maduro de confiabilidade e eficiência apresentando ainda expressiva vantagem com redução do impacto ambiental e um enorme potencial de desenvolvimento técnico com conseqüente elevação da eficiência global.

As turbinas a gás em ciclo aberto, também chamadas de turbinas de combustão, são máquinas motrizes de combustão interna pois a energia liberada pelo combustível é diretamente transferida ao fluido de trabalho, composto pelo ar comprimido misturado aos gases de combustão, sem a necessidade de trocadores de calor para transferir energia entre a fonte de calor e o fluido de trabalho ou entre o fluido e o meio ambiente, uma vez que os gases de exaustão são descarregados diretamente na atmosfera.

A inexistência de volumosos trocadores de calor faz da turbina a gás um motor compacto e leve, inerentemente barato, fácil de transportar e instalar que não necessita de meios refrigerantes e é capaz de partir e atingir a plena carga em pouco

tempo<sup>1</sup>. Por estas características seu emprego foi fundamental na propulsão aeronáutica. Mais recentemente, na década de 80, outras aplicações começaram a ocorrer fora da aviação mas as características termodinâmicas e técnicas das turbinas a gás daquela época restringiram sua aplicação estacionária a nichos como:

- i. *Peak Shaving*, a geração em horário de ponta, quando a usina de base não atende integralmente as necessidades;
- ii. *Stand-by*, geração na ocorrência de falha no suprimento principal;
- iii. Emergência, graças a sua portabilidade, aplicação para atender temporariamente as necessidades de potência em emergências e regiões de difícil acesso;

Para estas aplicações são importantes o baixo custo específico da instalação, o curto espaço de tempo entre o comissionamento e a operação comercial, a rapidez de partida e de disponibilidade da máxima carga e a flexibilidade para suportar as variações bruscas de carga. As desvantagens das turbinas a gás, inerentes a baixa “qualidade” termodinâmica do ciclo Brayton, com baixas eficiências e elevada suscetibilidade da eficiência aos fatores externos como carga de operação e temperatura ambiente, assim como a necessidade de combustíveis limpos e caros são negligenciáveis nestas aplicações. A Figura 10 e a Figura 11 apresentam o custo específico de turbinas a gás (*basic package*) e a eficiência para uma ampla faixa de potência.

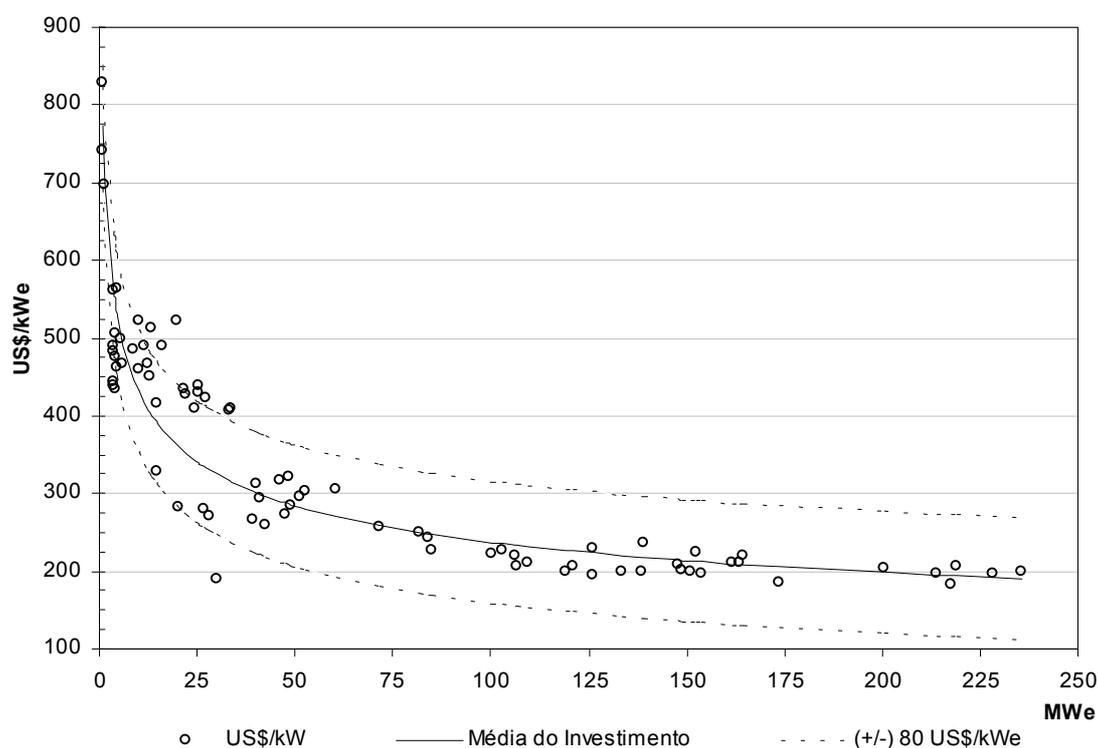


Figura 10 – Custo Específico de Turbinas a Gás (*Basic Package*) para Faixa de Potência de 1 a 250 MWe

Fonte: Elaboração própria a partir do Apêndice B – Tabela 37

<sup>1</sup> Apenas alguns minutos contra algumas horas nos ciclos a vapor

Com os esforços efetuados a tecnologia das turbinas a gás apresentou um desenvolvimento significativo. Igualmente significativos foram o desenvolvimento das técnicas para emprego dos ciclos simples a gás como elementos de esquemas termodinâmicos mais complexos e mais eficientes e as pressões ecológicas, que ressaltaram as vantagens da queima de combustíveis limpos e das plantas de conversão termoelétricas de alta eficiência.

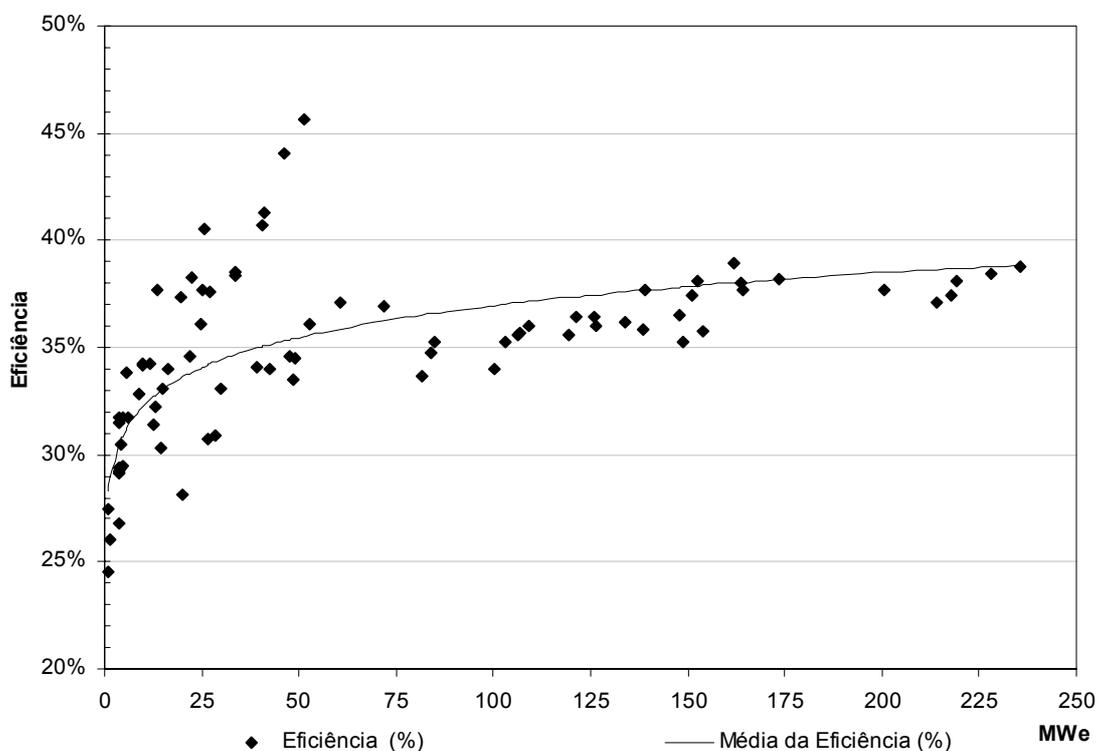


Figura 11 – Eficiência de Turbinas a Gás (*Basic Package*) para Faixa de Potência de 1 a 250 MW<sub>e</sub>

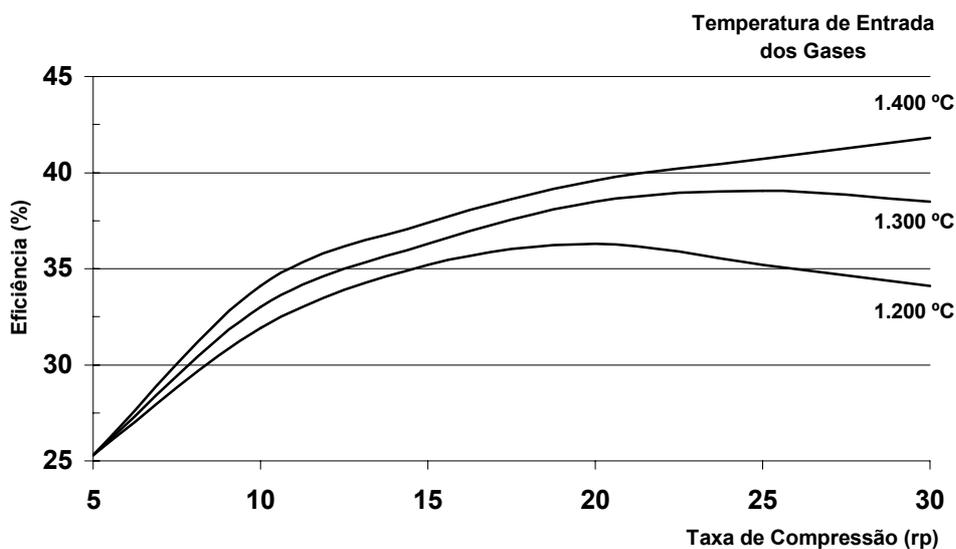
Fonte: Elaboração própria a partir do Apêndice B – Tabela 37

A faixa de variação de US\$ 80,00 por kW<sub>e</sub> apresentada na Figura 10 se refere a média das diferenças entre os valores reais e a curva de valor médio, acrescida de um desvio padrão destas mesmas diferenças.

Como podemos ver na Figura 11, as turbinas a gás são equipamentos que apresentam uma grande dispersão no parâmetro eficiência, principalmente na faixa de potência até os 50 MW<sub>e</sub>. Tal fato se deve à multiplicidade de tecnologias e fabricantes que oferecem equipamentos nesta faixa de potência. O custo específico, apresentado na Figura 10, não apresente uma dispersão tão intensa mas é também significativa, reflexo da sofisticação ou rusticidade de cada equipamento.

### 1.12.1.O Desenvolvimento Tecnológico das Turbinas a Gás

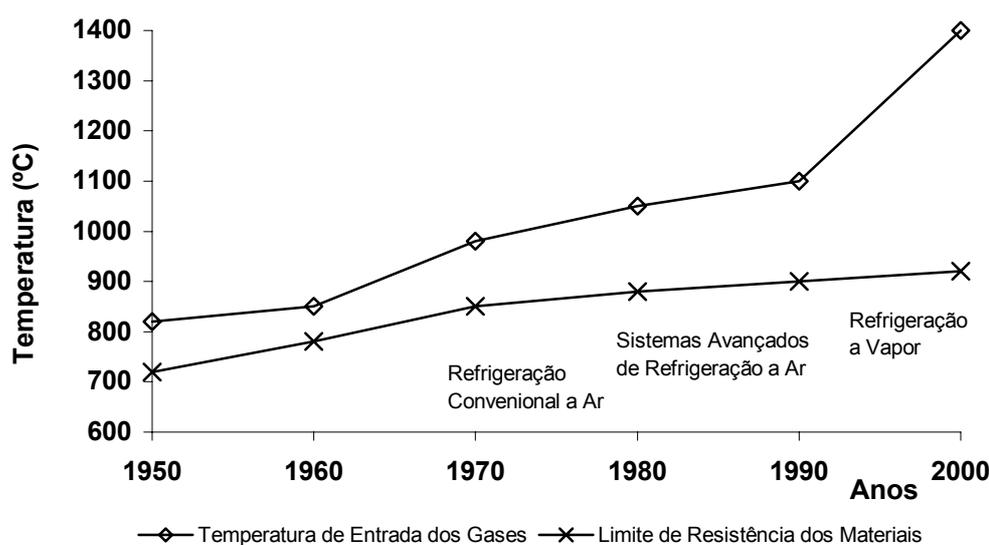
Muitos anos depois de sua primeira aplicação para geração termoelétrica a turbina a gás continua apresentando significativos desenvolvimentos tecnológicos tendo como resultado a contínua elevação da eficiência. Dentre os principais desafios tecnológicos das turbinas a gás está a Temperatura de Entrada do Gases (TEG) no primeiro estágio da turbina, a chamada parte quente. Da termodinâmica sabemos que quanto maior a temperatura de operação do ciclo maior a eficiência. Como podemos ver na Figura 12, a eficiência termodinâmica do ciclo Brayton varia de forma significativa com a temperatura de entrada dos gases (TEG) e com a taxa de compressão (rp) do ar de combustão.



Fonte: ARONGAUS (1996)

Figura 12 – Eficiência Termodinâmica do Ciclo Brayton de Acordo com a Temperatura de Entrada dos Gases (TEG) e com a Taxa de Compressão (rp) com Base no PCI do Combustível

Em contrapartida, a ciência dos materiais nos apresenta os limites de resistência dos materiais e sua significativa sensibilidade a elevação da temperatura de trabalho. Assim, o avanço da eficiência das turbinas a gás está associado ao desenvolvimento de tecnologias de refrigeração das palhetas da turbina e a novos materiais, resistentes às temperaturas mais elevadas, como pode ser visto na Figura 13.



Fonte: SCHILKE (1996)

Figura 13 – Evolução da Temperatura de Entrada dos Gases, do Limite de Resistência dos Materiais e dos Sistemas de Refrigeração das Palhetas

### 1.12.2. Turbinas Industriais e Aeroderivativas

Existem duas diferentes famílias de turbinas a gás oferecidas pelos fabricantes: a das turbinas industriais ou *heavy duty* e a das turbinas aeronáuticas e aeroderivativas<sup>1</sup>, desenvolvidas de forma a atender as necessidades de seus mercados.

As turbinas aeronáuticas são aquelas que apresentaram maior desenvolvimento tecnológico recente, contando com novos materiais, avançados sistemas de refrigeração e elevadas temperaturas de entrada dos gases. Dois fatores foram decisivos para a justificação dos investimentos em pesquisas e dos custos de fabricação destes modelos, quais sejam, a elevada participação dos gastos com combustível nos custos totais das empresas aéreas e a necessidade de leveza e compactação dos propulsores, impedindo a utilização de sistemas acessórios para elevar a eficiência e, por isso, exigindo que todo o desenvolvimento tecnológico ocorresse na própria turbomáquina.

As turbinas aeroderivativas são a aplicação industrial destas avançadas tecnologias das turbinas aeronáuticas associadas aos diversos acessórios de elevação da eficiência e adequação aos processos.

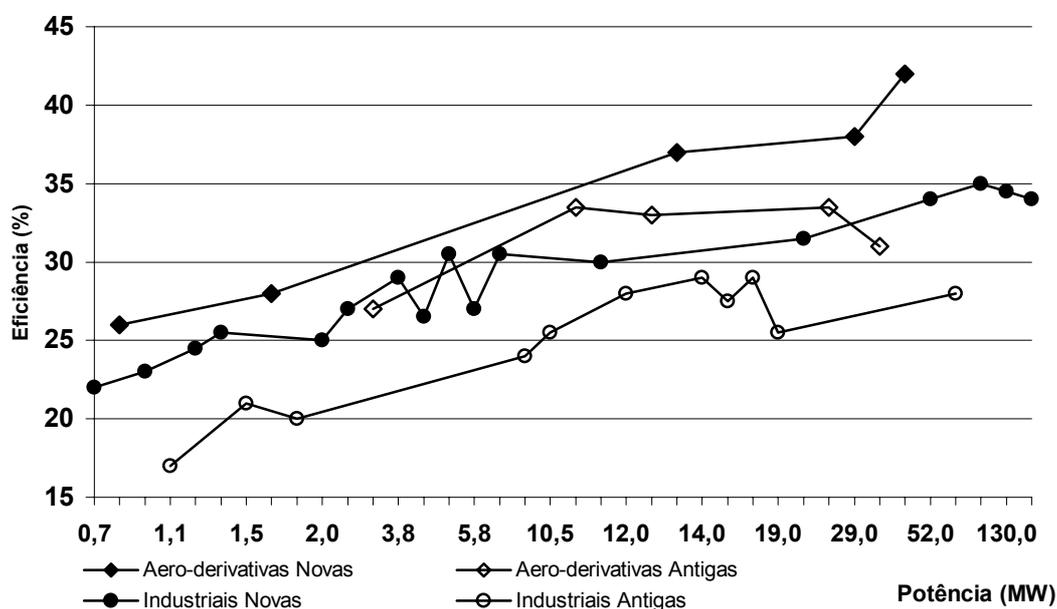
As turbinas industriais ou *heavy duty* são equipamentos de tecnologia menos sofisticada e menos eficiente porém, mais robustas e mais resistentes, permitindo a utilização de combustíveis de menor qualidade. Abaixo apresentamos algumas considerações sobre o desenvolvimento destas famílias de turbinas a gás, principalmente no que concerne às industriais e às aeroderivativas.

- i. A competição entre as duas tecnologias foi benéfica para ambas pois fez com que as características positivas de cada uma fosse

<sup>1</sup> Aplicação industrial das turbinas aeronáuticas.

buscada pela outra. Verifica-se uma evidente difusão das tecnologias das turbinas aeronáuticas (técnicas avançadas de refrigeração das palhetas, maiores eficiências fluido-mecânicas, materiais avançados, etc.) nas novas gerações de turbinas industriais *heavy duty*, enquanto as turbinas aeroderivativas estão sendo projetadas com margens de segurança e ciclos de vida concebidos para atender às severas solicitações das aplicações industriais;

- ii. As turbinas aeroderivativas, de potência entre poucas centenas de kW até 230 MW, geralmente oferecem uma maior eficiência em ciclo simples que as turbinas *heavy duty*, sendo que as mais modernas disponíveis no mercado apresentam eficiência na faixa dos 40 %<sup>1</sup>, como pode ser visto na Figura 14;
- iii. Abaixo dos 30 MW a competição entre as turbinas aeroderivativas e as *heavy duty* é bastante acirrada. Em termos genéricos as turbinas *heavy duty* tem um custo de capital menor, maior temperatura de saída dos gases de exaustão, oferecendo maior atratividade para recuperação de calor e maior consumo de combustível. A escolha entre uma ou outra tecnologia está estritamente relacionada às características específicas de cada aplicação, como por exemplo o custo do combustível, uso de recuperação de calor, fator de utilização da planta, etc., entretanto, há uma clara e notável penetração das turbinas aeroderivativas.



Fonte: MACCHI (1991)

Figura 14 – Comparação de Eficiência entre as Turbinas Aeroderivativas e *Heavy Duty*

<sup>1</sup> Para condições ISO, temperatura ambiente 15 °C, pressão atmosférica 0,101 MPa e umidade relativa 60 %, incluindo os efeitos das perdas de carga na entrada de ar e na saída dos gases de exaustão.

### 1.12.3. Turbinas a Gás em Ciclos Sofisticados

Com a adição de diversos equipamentos e uma variedade de modificações termodinâmicas nos ciclos simples obtém-se a elevação da eficiência e da potência total das turbinas a gás em aplicação estacionária. A principal característica destas modificações que melhoram o desempenho das turbinas a gás é a sua baixa sofisticação tecnológica e o amplo domínio de seus aspectos técnicos, tais como o resfriamento intermediário no compressor, o reaquecimento, a regeneração e a injeção de água ou vapor.

Esta multiplicidade de alternativas técnicas de baixo coeficiente tecnológico e o desenvolvimento das próprias turbomáquinas coloca a aplicação das turbinas a gás em sistemas estacionários em condições extremamente favoráveis. Apesar da baixa sofisticação destas alterações e o domínio das tecnologias empregadas, o custo unitário de instalação destes sistemas é significativamente superior aos dos ciclos simples.

A modificação de maior sucesso é o ciclo combinado, que aproveita a energia térmica dos gases de exaustão da turbina a gás para gerar vapor a média/alta pressão e utiliza-o em uma turbina a vapor, elevando a potência e a eficiência global do ciclo. Devido a essa importância, este ciclo será objeto de estudo em um item exclusivo neste trabalho, 1.15. O Ciclo Combinado.

#### 1.12.3.1. Resfriamento Intermediário

Turbinas a gás com relações de pressão altas podem usar um *intercooler*, resfriador intermediário, para reduzir a temperatura do ar entre os estágios de compressão. Esta redução de temperatura do ar permite a injeção de mais combustível e a conseqüente geração de mais potência. Como a Temperatura de Entrada dos Gases na turbina não pode exceder o limite metalúrgico do primeiro bocal e da seção quente das palhetas da turbina, a redução da temperatura do ar admitido na câmara de combustão reduz a temperatura de saída original e permite a injeção de mais combustível.

Importância significativa tem a redução da potência necessária para compressão do ar e a conseqüente melhora do rendimento térmico do ciclo e elevação da potência útil disponibilizada pela máquina quando aplicado o resfriamento intermediário na compressão. Com menor temperatura, o volume específico do ar é menor e o trabalho<sup>1</sup> necessário para acionar o compressor é reduzido significativamente, consumindo menos potência, principalmente na seção de alta pressão do compressor.

#### 1.12.3.2. Regeneração

Outra variação do ciclo básico é a adição de um regenerador à turbina a gás, um trocador de calor que recupera parte da energia térmica dos gases de exaustão e preaquece o ar que entra na câmara de combustão, reduzindo o consumo de combustível e elevando a eficiência global. Este ciclo é usado em turbinas de baixa relação de

---

<sup>1</sup>  $W_{\text{Compressão}} = - \int_{P_1}^{P_2} v dP$

pressão uma vez que, ao se elevar a taxa de compressão a temperatura do ar comprimido se eleva e reduz a possibilidade de troca térmica com os gases de exaustão.

### 1.12.3.3. Reaquecimento

O reaquecimento é o inverso do resfriamento intermediário aplicado a turbina a gás. Nesta alteração do ciclo básico, adiciona-se uma câmara de combustão intermediária e divide-se a expansão na turbina em dois estágios. Assim, o ar comprimido entra na primeira câmara de combustão e reage com o combustível para realizar trabalho na primeira turbina e, em determinado ponto, quando a pressão é ainda significativa, os gases são direcionados a outra câmara de combustão e recebem nova carga de energia (reaquecimento) mediante a queima de mais combustível e então, seguem para a segunda turbina para executar o trabalho final.

Nos dois casos, de resfriamento intermediário e de reaquecimento, procura-se criar arranjos que reproduzam na prática as condições teóricas do Ciclo de Carnot. Modificando-se o ciclo básico das turbinas a gás desta forma aproximam-se as condições reais de operação das condições teóricas dos processos de compressão e expansão isotérmica, aproximando-se assim o rendimento real ao máximo teórico, o rendimento do Ciclo de Carnot, o paradigma das máquinas térmicas.

A reprodução destas condições exige investimentos em trocadores de calor, câmaras de combustão, compressores e turbinas, fazendo com que a realização prática destas modificações não ultrapassem 02 (dois) ou 03 (três) estágios.

### 1.12.3.4. Injeção de Vapor

A injeção de água ou vapor d'água na turbina a gás se faz para aumentar a potência gerada na máquina e para reduzir as emissões de  $\text{NO}_x$ . O conceito associado a esta modificação para aumento da potência é o de aumento do fluxo mássico e do calor específico do fluido de trabalho que entra na turbina e, conseqüentemente, da energia dos gases.

A água é injetada na própria câmara de combustão enquanto o vapor é normalmente injetado após a câmara de combustão, antes da primeira roda de palhetas da seção quente da turbina a gás. Este vapor pode ser gerado com queima de combustível ou com recuperação de calor dos gases de exaustão.

A eficiência global do ciclo cresce, sendo que no primeiro caso porque a proporção de consumo de combustível adicional é inferior a potência gerada. Quando se emprega caldeiras recuperadoras de calor, pode-se utilizar a queima suplementar de combustível e gerar quantidades de vapor que atendam um processo, cogeração, ou mesmo uma turbina a vapor em ciclo combinado.

Para reduzir a formação de  $\text{NO}_x$  é necessário reduzir a temperatura máxima da chama ou o tempo de residência dos gases de combustão a essas temperaturas. Água ou vapor são introduzidos na câmara de combustão, absorvendo calor da queima e reduzindo a temperatura máxima desenvolvida. A água pode ser injetada numa proporção de até 50 % da vazão de combustível, enquanto o vapor em proporção de 100 a 200 %.

Esta modificação é de elevado potencial de aplicação com a produção de vapor pela recuperação da energia térmica dos gases de exaustão da turbina a gás. Este processo, chamado de STIG (*Steam Injected Gas Turbine*) é mais adequado as turbinas a gás aeroderivativas que trabalham com maior relação de compressão em escala até 100 MW.

A elevação de eficiência global atinge a casa dos 52 % e a potência total chega a ser 30 % maior, com o benefício de redução de equipamentos como o turbo gerador a vapor, o condensador e sub-sistemas de resfriamento. Em contrapartida, há a necessidade de sistemas complexos de tratamento de água, sem os quais a degradação da turbina inviabiliza a aplicação, e o custo operacional se eleva de forma significativa devido aos volumes de água tratada exaustos pela turbina.

#### **1.12.4.A Natureza dos Combustíveis e sua Influência sobre as Turbinas a Gás**

A natureza dos combustíveis usados em turbinas a gás influencia de forma preponderante as características da combustão e os aspectos técnicos construtivos das turbomáquinas, como sua câmara de combustão e as velocidades de rotação, a robustez, a eficiência e a durabilidade.

O combustível geralmente é escolhido segundo critérios econômicos e as vezes por decisões políticas (HERGOTT, 1988). No caso de turbinas a gás *heavy duty* a especificação do combustível tem a premissa básica de manter as condições máximas de flexibilidade, de forma que a escolha seja a menos restrita, e o equipamento não encontre restrições de uso.

A combustão direta no fluido de trabalho nas turbinas de alta performance da atualidade exigem dos fabricante um elevado esforço para evitar restrições aos combustíveis e outros produtos injetados na turbina durante a operação. Para HERGOTT (1988), a real relação de compromisso entre o combustível e a turbomáquina se verifica entre as rigorosas leis físicas e químicas e as igualmente restritivas leis econômicas, exigindo o equacionamento entre as limitações impostas pelas condições permissíveis de entrada do combustível na turbina, a variada natureza de combustíveis disponíveis no mercado e o adequado sistema de tratamento e de combustão que viabiliza o uso destes últimos nas turbinas.

A quase totalidade das turbinas a gás utiliza o sistema de aquecimento direto do fluido de trabalho, o ar. Ou seja, o combustível é queimado diretamente na corrente de ar que, carregando os produtos da combustão, segue para a turbina propriamente dita onde realiza o trabalho.

Os constituintes metálicos internos da turbomáquina, palhetas móveis e fixas e as partes que conduzem o fluido de trabalho, ficam expostos ao contato direto com os produtos da combustão em uma atmosfera de elevada temperatura e com elevadas taxas de excesso de ar. Estas condições trazem como principais conseqüências a ocorrência de corrosão, erosão e depósitos.

O ambiente oxidante a alta temperatura no interior da seção quente da turbina é perfeito para a ocorrência das reações de oxidação. Os aspectos que determinam as principais características da corrosão são:

- i. **Materiais de Construção:** neste aspecto específico, as turbinas *heavy duty*, que não apresentam limitação de peso, apresentam paredes mais grossas que suportam melhor os efeitos da corrosão sem perder as características mecânicas ;
- ii. **Temperatura:** as cinzas provenientes da combustão se depositam nas palhetas das turbinas que devem ser resfriadas para evitar que a cinza entre na fase líquida, momento no qual a corrosão e a oxidação são aceleradas, principalmente em temperaturas superiores a 550 °C;
- iii. **Concentração de Contaminantes:** as reações químicas podem ser bloqueadas se as concentrações dos reagentes forem reduzidas. Como os principais elementos participantes da reação de corrosão são o oxigênio, o enxofre e contaminantes como metais alcalinos (sódio e potássio), vanádio, chumbo e os materiais das palhetas, para reduzir a taxa de corrosão a faixas aceitáveis o combustível e o ar devem conter baixo nível de contaminantes.

A corrosão ocorre quando algum destes contaminantes se deposita ou condensa na superfície de componentes da seção quente (PATEL, 1998). Os mecanismos envolvidos são:

- i. Condensação de depósitos corrosivos é intensificada com redução da temperatura e elevação da pressão;
- ii. Taxas de reação química são elevadas a altas temperaturas.

Os contaminantes tem origem tanto no combustível como no ar, na água ou no vapor exigindo que se utilizem sistemas de filtragem de ar na entrada do compressor, tratamento adequada da água ou vapor injetados normalmente para controle de emissão de NO<sub>x</sub> e como fluido de trabalho.

A presença de sólidos nos combustíveis e seus produtos de combustão causam erosão nos sistemas de combustão e nos componentes da seção quente, principalmente os bocais de expansão e as palhetas fixas e móveis. As partículas sólidas são normalmente provenientes de ferrugem nos tubos e do combustível, especialmente na presença de água.

As cinzas da combustão aderem nas superfícies das partes quentes degradando a eficiência aerodinâmica do equipamento e reduzindo a potência disponível deste. A taxa com que estes depósitos se acumulam e a capacidade de remove-los são função da composição do combustível, eficácia do tratamento, *design* da turbina, temperatura das partes metálicas, entre outros.

Outro importante fator decorrente da natureza do combustível e que afeta significativamente as condições de operação das turbinas a gás é o Poder Calorífico do combustível, que abordaremos a seguir.

#### 1.12.4.1. O Poder Calorífico dos Combustíveis Gasosos

Segundo HERGOTT (1988), os combustíveis gasosos podem ser divididos em cinco faixas de poder calorífico, a saber:

- i. Muito Alto: 45 a 186 MJ/Nm<sup>3</sup>;
- ii. Alto: 30 a 45 MJ/Nm<sup>3</sup>;
- iii. Médio: 11,3 a 30 MJ/Nm<sup>3</sup>;
- iv. Baixo: 3,8 a 11,3 MJ/Nm<sup>3</sup>;
- v. Muito Baixo: abaixo de 3,8 MJ/Nm<sup>3</sup>.

As variações de poder calorífico aceitáveis em uma turbina são da ordem de  $\pm 10\%$ , com base no índice de Wobbe<sup>1</sup>, podendo chegar a  $\pm 20\%$  em alguns casos.

A maior parte dos gases com alto e médio poder calorífico podem ser queimados nos combustores tradicionais mantendo-se condições satisfatórias de desempenho. Quando o poder calorífico cai a revisão do sistema de combustão é necessária, requerendo-se um combustível tradicional para a partida e para elevações de carga durante a operação.

Será visto de forma mais detalhada no item 1.13. Adaptabilidade dos Modelos Comerciais de Turbinas a Gás condições específicas para permitir o uso dos gases de baixo poder calorífico em uma certa máquina.

#### 1.12.4.2. A Seleção Econômica do Combustível

Como exposto por PATEL (1998), a seleção do tipo de combustível de uma turbina a gás é de elevada importância pois geralmente este é responsável pelo maior custo operacional da instalação. A seleção econômica de um combustível é feita a partir da consideração de todos os custos envolvidos em sua utilização, tais como:

- I. Custo do combustível;
- II. Custos do sistema de manipulação do combustível:
  - Custos de investimento, equipamento para estocagem, limpeza, tratamento, transferência e limpeza da turbina;
  - Custos operacionais: mão-de-obra, energia, água e produtos químicos;
- III. Modificações e equipamentos especiais para as turbinas:
  - Sistemas de combustão;
- IV. Manutenção da turbina:
  - Frequência de reposição das partes quentes;

<sup>1</sup> Índice de Wobbe (W) é uma relação entre o Poder Calorífico de um gás e sua Densidade Relativa ao Ar, dada pela fórmula abaixo. A regulagem do índice de Wobbe mantém quase constante a potência fornecida ao queimador por diferentes gases. A regulagem é feita controlando-se a taxa de aeração da mistura.

$$\left[ W = \frac{PC}{\sqrt{d}} \right]$$

- Frequência de limpeza da turbina;
- v. Disponibilidade da turbina e paradas não programadas.

#### **1.12.5. Fatores que Influenciam a Eficiência e Disponibilidade das Máquinas Motrizes**

Os valores nominais de eficiência e potência das máquinas motrizes são determinados sob condições atmosféricas de laboratório, chamadas condição ISO. A norma ISO determina que as condições de teste devem ser:

- i. Pressão Atmosférica (sem perda de carga antes ou depois da máquina);
- ii. Temperatura de Entrada do Ar: 15 °C;
- iii. Umidade Relativa do Ar: 60%
- iv. Altitude: Nível do Mar;
- v. 100 % de Carga Nominal;

Estes fatores são determinados pois influenciam sobremaneira o desempenho das máquinas motrizes, com destaque para as turbinas a gás que são altamente sensíveis. É de importância capital para o resultado satisfatório de uma instalação com turbinas a gás que se conheçam as condições atmosféricas do lugar, sua altitude, as perdas de carga dos filtros de admissão e das caldeiras de recuperação de calor e os fatores de carga de operação da instalação.

#### **1.13. ADAPTABILIDADE DOS MODELOS COMERCIAIS DE TURBINAS A GÁS A COMBUSTÍVEIS DE BAIXO PODER CALORÍFICO**

Os principais aspectos concernentes a adaptação de um gás combustível derivado de biomassa a uma turbina a gás estão relacionados a estabilidade da combustão, a magnitude das perdas de pressão através do sistema de injeção de combustível e aos limites de escoamento mássico da turbina.

O poder calorífico dos gases combustíveis derivados da biomassa são baixos, entre 5 e 6 MJ/Nm<sup>3</sup>, quando comparados ao de outros combustíveis, como destilados e o gás natural, entre 35 e 40 MJ/Nm<sup>3</sup>, para os quais foram projetados os combustores das turbinas.

Os componentes básicos dos gases de baixo poder calorífico, inferior a 11 MJ/Nm<sup>3</sup>, são o monóxido de carbono, o hidrogênio e o metano, este último em pequenas proporções, diluídos em gases inertes como dióxido de carbono e nitrogênio.

Devido ao volume de gases escoando na turbina, da ordem de 5 a 8 vezes o volume normal com combustíveis de médio e alto poder calorífico, o sistema gerador de gases, que inclui as válvulas de controle de gás, os condutos e os combustores e os bocais de expansão devem ser redimensionados para suportar este volume adicional (HERGOTT, 1988).

Segundo este mesmo autor uma série de gases de baixo poder calorífico já foi testada pela General Electric e concluiu-se que as modificações requeridas podem ser fácil e rapidamente atendidas, além do que, estes combustíveis são excelentes combustíveis para turbinas *heavy duty*.

Com gás de biomassa os combustores devem suportar um fluxo volumétrico de gás combustível superior para garantir uma liberação de energia equivalente. Os combustores do tipo “caneca” (*can-type*) usados em turbinas industriais possuem uma seção transversal e volume adequados a uma combustão completa e estável com aceitáveis perdas de carga. Seu histórico de aplicação com gases de baixo poder calorífico é satisfatório porém, em turbinas aeroderivativas os combustores são mais compactos e a aplicação de combustíveis com baixo poder calorífico está em teste.

As experiências com os modelos GE LM500 e LM2500 indicaram a existência de modelos aeroderivativos capazes de operar com estes gases, desde que o teor mínimo de hidrogênio no gás combustível esteja em torno dos 10 %. Isto porque a velocidade de propagação de chama do hidrogênio é bastante superior a dos outros componentes, garantindo a estabilidade da combustão. Os teores de hidrogênio do gás combustível produzido pelos gaseificadores de biomassa está na faixa entre os 10 e 20 %, melhorando as condições de sua aplicação.

Como parte do Projeto THERME Energy Farm (TEF), realizado pela Itália em acordo com a Comunidade Européia, cujo objetivo é o desenvolvimento da tecnologia de geração termelétrica com biomassa através da tecnologia BIG/GTCC, foram realizados testes em uma câmara de combustão bicombustível para uma turbina padrão (PGT10B).

Os testes apresentados por NACCARATI e DE LANGE (1998) indicam a viabilidade da tecnologia. Utilizando um combustível com a composição apresentada na Tabela 11 e o gás natural na turbina PGT10B da Nuovo Pignone em um banco de testes da General Electric foram alcançados os seguintes resultados:

- i. Emissões dentro dos padrões, para ambos os combustíveis, em carga total e parcial, tanto em termos de NO<sub>x</sub>, CO e hidrocarbonetos não queimados;
- ii. Condições dinâmicas do combustor e do bocal de expansão comparável a situação tradicional, com boa estabilidade da chama inclusive durante variação de carga;
- iii. Temperatura aceitável dos metais do combustor.

Tabela 11 – Composição do Combustível de Teste Projeto TEF

H <sub>2</sub>	Volume %	16
CO		22
CO <sub>2</sub>		13
CH <sub>4</sub>		5
N <sub>2</sub>		44
Poder Calorífico Inferior	MJ/kg	6,4

Fonte: NACCARATI e DE LANGE (1998)

### **1.13.1. Estabilidade da Combustão**

Como foi dito, a estabilidade da combustão é um aspecto importante para a adaptação dos modelos comerciais de turbinas a gás a operação com gases de baixo poder calorífico. A estabilidade da combustão, também chamada estabilidade da chama, é um fator importante em processos termodinâmicos em regime permanente. A chama não é a parte visível da combustão, mas sim todo o volume em que se realizam a combinação física do combustível com o comburente, o aquecimento da mistura até a temperatura de ignição, a ignição e a combustão propriamente dita. Para que a combustão de uma mistura ar gás em um queimador se desenvolva de forma estável devem ser respeitados os limites mínimos e máximos de ar primário, a potência específica da pré-mistura e a velocidade de alimentação da mistura ar gás equilibrada pela velocidade de deflagração do gás no sentido oposto.

### **1.13.2. Injeção de Combustível e as Perdas de Carga**

Outro aspecto importante para a adaptação dos modelos comerciais de turbinas a gás a operação com gases de baixo poder calorífico é o impacto sobre a eficiência global do equipamento devido as perdas de carga associadas a injeção de grande volume de gases através de um bocal originalmente dimensionado para um gás com densidade energética superior.

O emprego de sistemas de limpeza de gás quente eleva estas perdas de carga devido a alta temperatura de admissão dos gases no bocal. Apesar destas perdas algumas turbinas existentes não necessitam de modificações em seus bocais para receber o combustível de baixo poder calorífico entretanto, a otimização de novas turbinas exigirá um completo redimensionamento do bocal do combustor (LARSON, CONSONNI, 1994).

### **1.13.3. Limites de escoamento Mássico da Turbina**

Esta análise se foca nas alterações decorrentes da elevação do fluxo mássico através do expensor da turbina devido a grande taxa de escoamento do gás combustível de baixo poder calorífico em uma turbina projetada para o gás natural, por exemplo.

Considerando que as turbinas operam em condições de escoamento inferiores ao limite de choque na entrada do expensor, a grande massa de gases resultante do novo combustível pode ser acomodada no mesmo expensor mediante uma redução na temperatura de entrada na turbina, uma elevação da sua pressão ou com extração de ar na descarga do compressor, esta última indicada por HERGOT (1988).

A primeira alternativa causa redução da eficiência global. Na segunda, a elevação da pressão de entrada na turbina força a elevação da relação de pressão do compressor e aproxima-o de seu limite de *stall*.

No terceiro caso, a extração de ar do compressor para alimentar um gaseificador pressurizado de leito fluidizado pode eliminar este problema e agregar benefícios globais. Como as vazões de ar para o gaseificador e para o escoamento do gás são muito próximas, o escoamento mássico através da turbina e do compressor apresentam diferença desprezível, resultando em um aumento marginal da relação de pressão e em uma redução do risco de *stall* (LARSON, CONSONNI, 1994).

#### 1.14. A COGERAÇÃO E A RACIONALIDADE ENERGÉTICA

A importância e a validade da aplicação do conceito de cogeração são facilmente entendidos quando se analisa os princípios de produção de energia mecânica e a energia térmica em qualquer processo termodinâmico.

A conversão de um combustível em calor é um processo de alta eficiência e o rendimento pode chegar próximo de 100 % quando a combustão e a condensação do vapor d'água são quase perfeitos. Por outro lado, a conversão de um combustível em trabalho mecânico passa obrigatoriamente por um processo termodinâmico de conversão cuja eficiência é sempre baixa, com uma quantidade de energia térmica rejeitada elevada implicando, por conseqüência, que a energia mecânica é uma forma de energia nobre.

O limite de eficiência teórico dos processos de conversão da energia térmica em energia mecânica é dado pelo Ciclo de Carnot, paradigma das máquinas térmicas, apresentado no Apêndice A – A Base Conceitual da Geração Termoelétrica, cuja expressão para o cálculo da rendimento teórico é:

$$\eta = 1 - \frac{T_1}{T_2}$$

Onde T1 é a temperatura da fonte fria (meio ambiente) e T2 é a temperatura da fonte quente (combustão). Como podemos ver na Tabela 12, o rendimento máximo teórico das máquinas térmicas é limitado pela temperatura dos gases de escape dos processos, da ordem de 400 K. O rendimento real deve levar em consideração também os rendimentos mecânicos e hidráulicos reais (turbinas a gás e a vapor, motores alternativos, etc.).

A cogeração é um arranjo inteligente do processo de conversão de um combustível em energia mecânica que, através de processos de aproveitamento do calor residual eleva a eficiência global de aproveitamento dos combustíveis.

As eficiências globais de conversão da energia em sistemas de cogeração são bastante elevadas, da ordem de 70 a 90 %, bastante superiores as eficiência obtidas com sistemas independentes de calor e potência. Portanto, a tecnologia de cogeração é energeticamente eficiente, além de ser uma opção de geração descentralizada de energia para os setores industrial e comercial.

Tabela 12 – Limites de Eficiência das Máquinas Térmicas

	Limite Máximo Teórico	Limite Real Atual	Limite Futuro
$T_1$	10 K (a)	400 K (c)	340 K (e)
$T_2$	2.000 K (b)	1.400 K (d)	1.600 K (f)
Rendimento da Máquina	95%	80%	87%
Eficiência Máxima	94,5%	57,0%	68,5%
Energia Rejeitada	5,5%	43,0%	31,5%

a – próximo do zero absoluto;

b – temperatura de combustão;

c – temperatura dos gases exaustos sem condensação;

d – limite metalúrgico dos materiais;

e – temperatura dos gases exaustos com condensação;

f – limites metalúrgicos em estudo.

Fonte: Elaboração Própria

Cogeração é um termo bastante amplo que define a produção de trabalho e calor em uma instalação termodinâmica interdependente e, ao mesmo tempo, bastante limitado para esclarecer a complexidade e a multiplicidade de possibilidades que a tecnologia de cogeração apresenta. Em última análise, a otimização do uso de recursos energéticos através da cogeração é alcançada através de uma abordagem específica de cada caso, sendo a definição de modelos tecnológicos generalistas contra indicada para alcançar o potencial de cada instalação.

A combinação de diversos equipamentos numa instalação de cogeração e os processos tecnológicos aplicados permitem o atendimento de demandas de eletricidade, trabalho mecânico, calor e frio. As diferentes configurações dos ciclos de cogeração são constituídas de uma configuração básica com a máquina térmica que produz o trabalho e um recuperador de calor que utiliza o calor exausto para gerar vapor, aquecer água ou fornecer calor diretamente. A forma de utilização desta energia térmica recuperada é que diferencia cada um dos ciclos de cogeração possíveis.

#### 1.14.1.O Conceito de Cogeração

O Plano Decenal de Expansão 1999/2008 da ELETROBRÁS (1999) apresenta a seguinte definição: “Cogeração é a geração simultânea de energia elétrica e energia térmica para calor de processo a partir de uma única fonte de energia.”

Já o Plano Decenal de Expansão 2000/2009 (ELETROBRÁS, 2000) apresenta uma outra definição: "A cogeração é o processo de produção simultânea de energia térmica para calor de processo e energia elétrica ou mecânica a partir de um combustível.”

Na Resolução ANEEL n.º 21, de 20 de Janeiro de 2000, que estabelece os requisitos necessários a qualificação de centrais cogedoras de energia está definido:

“A cogeração de energia é definida como o processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis.”

POULALLION e CORRÊA (2000) definem:

“Central de cogeração é uma unidade de produção associada de energia mecânica e térmica, sendo a energia mecânica utilizada diretamente em acionamento (compressor, bomba, soprador, moenda, etc.) ou para sua conversão em energia elétrica (gerador elétrico) para uso final (motor elétrico, eletrotermia, eletroquímica, etc.).”

Vemos que o conceito de cogeração tem uma forma bem definida e pode variar segundo o enfoque do processo que se deseja priorizar, entretanto, como podemos verificar, a redução do conceito de cogeração a um processo de “geração simultânea de energia elétrica e energia térmica” é extremamente reducionista e a própria ELETROBRÁS apresenta essa evolução no ano seguinte com a “produção simultânea de energia térmica para calor de processo e energia elétrica ou mecânica”.

A definição apresentada pela ANEEL traz como principal contribuição ressaltar que o a energia térmica deve ser “calor útil” para configurar uma cogeração, mas produz uma indução discreta ao afirmar que a energia mecânica é “geralmente convertida total ou parcialmente em energia elétrica”.

Tal recorrência de associação da cogeração a geração de energia elétrica pelos organismos oficiais do Governo Federal decorre do histórico hidroelétrico brasileiro e do paradigma fortemente enraizado na cultura tecnológica brasileira de que trabalho mecânico se realiza com acionadores elétricos.

A terceira definição tem por mérito ressaltar, ainda que de forma indireta, que o objetivo final do uso energético é a prestação de serviço útil que, no caso de acionamento mecânico, pode ser realizado diretamente por uma máquina térmica com aproveitamento de calor associado, sem obrigatoriamente passar por geração elétrica. Inclusive, o gerador elétrico é ali apresentado como um dos possíveis consumidores do trabalho mecânico. Este ponto de vista, parece-nos, reforça a racionalidade energética dos processos e amplifica de forma ainda mais intensa o horizonte de aplicação da tecnologia de cogeração.

POULALLION e CORRÊA (2000) definem ainda que: “Central termoelétrica é uma unidade de geração exclusiva de energia elétrica a base de motor alternativo, turbina a gás ou turbina a vapor, ou combinação destes, em ciclo simples ou combinado, sem processo de aproveitamento do calor.”

Consideramos de importância a explicitação deste conceito pois tratamos de ciclos termelétricos neste trabalho, inclusive numa configuração mais sofisticada, o ciclo combinado em cogeração, apresentado no item 1.15.2. e desejamos usar esta definição para ressaltar que, embora o ciclo combinado faça um aproveitamento do calor exausto na primeira máquina térmica, este calor é utilizado para geração de vapor que realizará trabalho mecânico em uma segunda máquina térmica, ambas com propósito de acionamento, sem realização de trabalho térmico, ou seja não configurando uma cogeração pois não se verifica o uso de energia térmica como “calor útil”.

O conceito de cogeração e sua aplicação prática no mundo trouxeram à realidade um outro conceito, a geração distribuída, que não será discutido neste trabalho devido a sua aplicação em escalas de potência inferiores às pretendidas nas unidades aqui desenvolvidas.

#### **1.14.1.1. A Seqüência de Aproveitamento da Energia – Os Ciclos *Topping e Bottoming***

A seqüência de utilização da energia em sistemas de cogeração, seja ela proveniente de um combustível utilizado em uma máquina térmica ou de um processo industrial em que energia térmica é um rejeito, permite a classificação das configurações *topping* (em português, denominado montante) e *bottoming* (jusante) (ARONGAUS, 1996).

- i. **Configuração *Topping***  
Nesta configuração o combustível é queimado primeiramente em uma máquina térmica para produção de energia mecânica ou elétrica e o calor rejeitado é utilizado sob a forma de calor útil em um processo. O calor fornecido pode ser usado em processos variados para aquecimento e refrigeração;
- ii. **Configuração *Bottoming***  
Aqui a energia térmica rejeitada de processos industriais, normalmente através de gases de exaustão provenientes de reações químicas, fornos, fornalhas ou mesmo de uma máquina térmica, é aproveitada em caldeiras recuperadoras para gerar vapor. Este vapor será utilizado como fluido de acionamento em um turbogerador para produzir energia mecânica.

Esta diferenciação na ordem de produção do trabalho e do calor demonstra a existência de configurações mais adequadas a determinado serviço energético.

#### **1.14.2. Breve Histórico da Cogeração**

As mudanças dos parâmetros econômicos da energia, combinadas com iniciativas legais e regulatórias tem resultado em uma crescente ênfase da utilização eficiente da energia em todo o mundo. A cogeração adquire importância neste contexto uma vez que pode atender aos requerimentos energéticos de forma econômica e eficiente.

Esta tecnologia não é, com certeza, uma novidade. O conceito de atendimento dos requerimentos energéticos de um processo produtivo/consumidor a partir de um sistema local de geração de energia mecânica e elétrica com aproveitamento do calor residual é conhecido e utilizado desde o começo deste século, sendo que naquela época sua participação no atendimento das necessidades energéticas era significativa (ARONGAUS, 1996). Plantas de cogeração já eram empregadas como forma de otimizar a geração de calor e força motriz necessários a operação das indústrias e eram denominadas “plantas de energia total” (CUNHA, 2000).

No início do século XX era raro o fornecimento de energia elétrica através de grandes centrais, fato este que obrigava grandes e médios consumidores de eletricidade a instalarem seus próprios sistemas de geração, favorecendo o emprego das “plantas de energia total”. No Brasil esta tecnologia já havia sido indicada em plano governamental na década de 40 por MEILLER (1945) em seu trabalho na Comissão de Energia Térmica da Interventoria Federal no Estado de São Paulo.

Com o surgimento de grandes concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os sistemas de cogeração foram paulatinamente perdendo importância e diminuindo sua participação. A melhora da confiabilidade, disponibilidade e das condições econômicas dos sistemas de geração, transporte e distribuição de energia elétrica, obtidas com a economia de escala, a disponibilidade de combustíveis a baixos preços e regulações e proibições que se verificaram no decorrer deste século contribuíram para que a cogeração perdesse sua importância e tivesse seu emprego restrito a casos bastante específicos (TOLMASQUIM *et al.*, 1999).

As importantes modificações na disponibilidade e nos custos da energia, que tiveram início a partir de 1973 com o primeiro choque do petróleo resultaram em incentivo a racionalização do uso da energia e dos combustíveis nobres e as desregulações do setor elétrico de alguns países ao longo das últimas três décadas restabeleceram a importância da tecnologia de cogeração.

As restrições ambientais que se caracterizaram nestas duas últimas décadas elevaram esta tecnologia a condição de importante alternativa para políticas energéticas que visam a minimização dos impactos ambientais, uma vez que seu emprego reduz o consumo de combustível para um mesmo serviço final, implicando na redução dos níveis de emissões totais.

O desenvolvimento tecnológico da cogeração foi significativo nos anos recentes em um contexto de elevação das eficiências dos equipamentos, redução de seus custos de investimento, manutenção e operação, possibilitando a ampliação de sua aplicabilidade ao conferir estas características a equipamentos de menor escala. Podemos citar os importantes avanços das turbinas a gás, motores a combustão interna de ciclo Diesel e de ciclo Otto para gás, os ciclos de refrigeração por absorção com queima direta ou aproveitamento de calor residual e os ciclos de refrigeração por compressão acionados por motores a combustão interna.

Os sistemas de cogeração vêm sendo utilizados nos mais diversos tipos de indústrias (refinarias, siderúrgicas, petroquímicas, alumínio, cimento, mineração, cerâmicas, cervejarias, fertilizantes, têxteis, farmacêuticas, papel e papelão, usinas de cana, etc.) e encontram também ampla aplicação no setor terciário (hotéis, shoppings, edifícios comerciais, hipermercados, hospitais, etc.). Nesses locais, a geração de energia elétrica destina-se ao fornecimento de força motriz e iluminação, enquanto o rejeito térmico é utilizado para climatização através do uso de *absorption chillers* (CUNHA, 2000).

### 1.14.3. Os Custos em Sistemas de Cogeração Tradicionais

A viabilidade econômica das instalações que utilizam a tecnologia de cogeração, bem como a efetiva racionalização de energia, são fortemente afetadas pelo fator de utilização dos equipamentos e pela correta adequação entre as quantidades energéticas fornecidas pela instalação e as quantidades energéticas consumidas pelo processo (TOLMASQUIM *et al.*, 1999).

A instalação de um sistema de cogeração requer, naturalmente, um estudo de viabilidade técnico-econômico prévio no qual os seguintes fatores devem ser considerados (CUNHA, 2000):

- Eficiência das máquinas térmicas;
- Custo de investimento;
- Custo de operação;
- Custo de manutenção;
- Custo de combustível, incluindo análise de tendência de preço ao longo da vida do projeto;
- Disponibilidade de um combustível de reserva;
- Preço da energia elétrica;
- Custo da Demanda Suplementar de Reserva (DSR) ou *back-up*;
- Perfil de operação da planta (base ou *peak-load*);
- Disponibilidade da planta;
- Custos relativos a operação em carga parcial;
- Possibilidade de venda de excedente de energia elétrica e vapor;
- Depreciação;
- Impostos;
- Custo do financiamento;
- Restrições do órgão ambiental;
- Custos de partida e comissionamento;
- Seguro.

Tabela 13 – Custos de Referência para Sistemas Básicos de Cogeração

Parâmetros	Tecnologia			
	Motor Diesel	Motor a Gás	Turbina a Gás	Microturbina
Faixa de Potência (kW)	20 – 10.000+	50 – 5.000+	1.000+	30 – 200
Eficiência <sup>1</sup> % (PCI)	36 – 43%	28 – 42%	21 – 40%	25 – 30%
Investimento da Máquina Térmica (US\$/kW)	125 – 300	250 – 600	300 – 600	350 – 750*
Investimento Total Instalado Operando (US\$/kW)	350 – 500	600 – 1000	650 – 900	600 – 1100

Custo Adicional do Recuperador de Calor (US\$/kW)	-	75 – 150	100 – 200	75 – 350
Custo de O&M (US\$/kWh)	0,005 – 0,010	0,007 – 0,015	0,003 – 0,008	0,005 – 0,010

\* Valor Comercial Pretendido

1 - Eficiência da Máquina Térmica

Fonte: *Gas Research Institut*, (KINCAID, 1999)

Os preços das plantas variam consideravelmente, dependendo do escopo de fornecimento, requisitos do local de instalação, área geográfica e condições do mercado. Um fator importante está relacionado ao custo do combustível a ser fornecido para a planta. Outro diz respeito aos custos de mão-de-obra e construção, que podem variar dramaticamente de um local para outro. Plantas mais eficientes, por serem mais complexas, têm custos maiores (recuperadores de calor com três níveis de pressão, turbinas a vapor com múltiplas carcaças, etc.).

Tabela 14 – Parâmetros de Referência para Sistemas Básicos de Cogeração

Parâmetro	Tecnologia				
	Motor Diesel	Motor a Gás	Turbina a Vapor	Turbina a Gás	Microturbina
Eficiência (PCI) <sup>a</sup>	30-50%	25-45%	30-42%	25-40% <sup>g</sup> 40-60% <sup>h</sup>	20-30%
Faixa de Potência (MW)	0,05-5	0,05-5	Qualquer	3-200	0,025-0,25
Área Requerida (m <sup>2</sup> /kW)	0,0204	0,0204 - 0,0288	< 0,009 <sup>c</sup>	0,0019 - 0,0567	0,0139 - 0,1394
Custo de Instalação <sup>b</sup> (US\$/kW)	800-1.500	800-1.500	800-1.000 <sup>i</sup>	700-900	500-1.300
Custo de O&M (US\$/kWh)	0,005-0,008	0,007-0,015	0,004	0,002-0,008	0,002-0,01
Disponibilidade (%)	90-95%	92-97%	Próximo dos 100%	90-98%	90-98%
Período entre Revisão Geral (h)	25.000 - 30.000	24.000 - 60.000	> 50.000	30.000 - 50.000	5.000 - 40.000
Tempo de Partida	10 s	10 s	1h - 1 dia	10 min - 1 h	60 s
Pressão do Combustível (kPa)	< 34,5	6,9 - 310	-	825 - 3.447 <sup>d</sup>	276 - 690 <sup>d</sup>
Combustíveis Aplicáveis	Diesel e Óleos Residuais	Gás Natural, Biogás e Propano	Todos	Gás Natural, Biogás, Propano e Óleo Destilado	Gás Natural, Biogás, Propano e Óleo Destilado
Nível de Ruído	Moderado a Alto <sup>e</sup>	Moderado a Alto <sup>e</sup>	Moderado a Alto <sup>e</sup>	Moderado <sup>f</sup>	Moderado <sup>f</sup>
Emissões de NO <sub>x</sub> (g/kWh)	1,368 - 14,968	0,998 - 12,7	0,816	0,136 - 1,814	0,181 - 0,998
Usos do Calor Recuperado	Água Quente e Vapor de Baixa Pressão	Calor Direto dos Gases, Água Quente e Vapor de Baixa Pressão	Vapor de Alta e Baixa Pressão	Calor Direto dos Gases, Água Quente, Vapor de Alta e Baixa Pressão	Calor Direto dos Gases, Água Quente, Vapor de Baixa Pressão
Relação Calor Trabalho (kWh <sub>Térm</sub> /kWh <sub>Mec</sub> )	0,996	0,293 - 1,465	-	0,996 - 3,516	1,172 - 4,395
Faixa de Temperatura do Calor Útil (°C)	82 - 482	150 - 260	-	260 - 593	205 - 345

a – Eficiência da máquina térmica; b – Sistema de cogeração básico, ou seja, a máquina térmica instalada com o recuperador de calor; c – Só a turbina sem o ciclo de geração de vapor; d – Pode exigir compressor de gás; e – Requer enclausuramento da área; f – Enclausuramento agregado ao equipamento; g – Ciclo Simples; h – Ciclo Combinado; i – Sem caldeira de geração de vapor.

Fonte: *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy – USDOE, (REVIEW, 1999)*

Na Tabela 13 vemos os custos de referência de um sistema de cogeração básico, ou seja, a máquina térmica instalada com o recuperador de calor. São apresentados o custo individual das máquinas térmicas mais comumente utilizadas, o

investimento total desta instalada com seus auxiliares pronta para operar, o custo do recuperador de calor e o custo médio de operação e manutenção. São referenciadas também as faixas de potência e eficiência comercialmente disponíveis.

Na Tabela 14 encontramos além de custos de referência para sistemas básicos de cogeração outros importantes parâmetros como disponibilidade, tempo entre paradas para revisão geral, tempo de partida dos equipamentos, pressão de alimentação do combustível, emissões de  $\text{NO}_x$ , proporção de energia térmica recuperável com relação a energia mecânica produzida e a faixa de temperatura de aproveitamento do calor recuperado.

### 1.15. O CICLO COMBINADO

Como definido no item 1.14.1. O Conceito de Cogeração, um ciclo combinado é uma central termoeletrica constituída por dois ou mais ciclos termodinâmicos em uma mesma planta cuja finalidade exclusiva é produzir energia elétrica.

Diferentes máquinas térmicas e processos podem ser combinados, seja trabalhando com meios fluidos distintos, ou com meios fluidos iguais, e ciclos empregando as mais diferentes substâncias podem ser construídos. Contudo, até o presente momento, um tipo de ciclo combinado tem encontrado ampla aplicação, qual seja, a utilização de turbinas a gás (ciclo Brayton) juntamente com turbinas a vapor (ciclo Rankine), esquematicamente apresentado na Figura 15 (CUNHA, 2000).

Neste ciclo a energia térmica contida nos gases quentes exaustos pela turbina a gás é utilizada em uma caldeira de recuperação para produzir vapor. Este vapor é então utilizado como fluido de acionamento em uma turbina a vapor para gerar trabalho adicional. Nesta construção a turbina a vapor deve ser do tipo chamado condensação. Neste equipamento o vapor após realizar todo o trabalho nas rodas da turbina, expandido até os limites mínimos de vácuo normais em ciclos a vapor, é encaminhado ao condensador, um grande trocador de calor, onde entra em contato indireto com um meio em menor temperatura e se condensa para voltar em ciclo fechado a caldeira. É importante ressaltar que não há nenhum aproveitamento térmico da energia, ou seja, não se realiza aplicação de calor útil.

O acréscimo de potência alcançado em um ciclo combinado é, em geral, da ordem de 50 % da potência da turbina a gás e a eficiência global passa da média de 30 % do ciclo simples e atinge valores em torno dos 55 a 60 %<sup>1</sup> em ciclos combinados comerciais.

Os gases de exaustão das turbinas a gás são ricos em oxigênio devido a necessidade de ar para refrigeração, fazendo com que a quantidade ar admitida atinja valores da ordem de 300% do excesso de ar de combustão, carregando consigo o calor rejeitado. Por esse motivo podem ser utilizados como comburente em uma caldeira de recuperação para efetuar uma queima suplementar, gerando quantidade de vapor até 2,5

---

<sup>1</sup> Com referência ao Poder Calorífico Inferior (PCI) do combustível e nas condições ISO

vezes maior que a gerada em uma caldeira puramente de recuperação de calor dos gases.

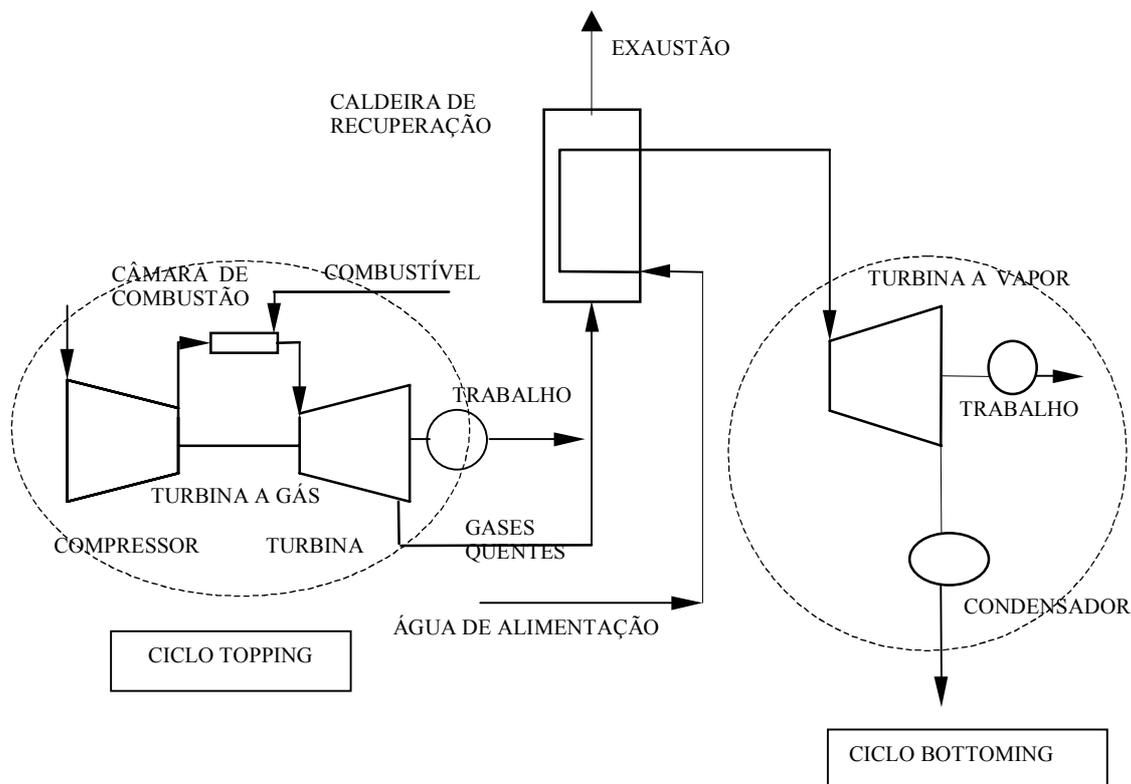


Figura 15 – Diagrama Esquemático do Ciclo Combinado

Fonte: CUNHA (2000)

O arranjo mais simples para uma planta de ciclo combinado é a de um nível de pressão. Consiste de uma (ou mais) turbinas a gás, caldeira recuperadora de um nível de pressão, turbina a vapor condensante e um condensador. Nesse arranjo, a caldeira recuperadora possui um economizador, um evaporador e superaquecedor. Plantas mais complexas, com múltiplos níveis de pressão, podem ser construídas, proporcionando maior eficiência térmica, mas com um custo inicial sensivelmente mais elevado.

Um aspecto importante a ser considerado nessas plantas diz respeito ao sistema de tratamento de água. Desmineralização (e polimento, em caso de altas pressões) deve ser utilizada de forma a manter a qualidade da água dentro de padrões aceitáveis. Teores de sólidos dissolvidos, condutividade, sílica e sódio são parâmetros a serem estritamente controlados.

O histórico de desenvolvimento do ciclo combinado é marcado por uma elevação de eficiência da ordem de 1 % por ano na década de 80 e início dos anos 90, passando de 43 % para 58 % de eficiência global em 15 (quinze) anos (*Private Power Executive Handbook* '98).

### 1.15.1. Os Custos dos Ciclos Combinados Tradicionais

Os preços médios *turnkey* de plantas de ciclo combinado podem variar de US\$ 700/kW<sub>e</sub> (plantas de 100 MW<sub>e</sub>) a US\$ 300/kW<sub>e</sub> (plantas de 700 MW<sub>e</sub>), como podemos ver na Figura 16. A faixa de variação de US\$ 100,00 por kW<sub>e</sub> apresentada na Figura 16 refere-se a média das diferenças entre os valores reais e a curva de valor médio, acrescida de um desvio padrão destas mesmas diferenças.

Estes valores referem-se a ciclos combinados queimando gás natural, turbinas a gás *dry low* NO<sub>x</sub>, caldeira de recuperação sem queima suplementar, turbinas a vapor condensantes de múltiplas carcaças, sistema de controle, sistema de partida e auxiliares, além do transformador elevador. Os valores considerados para operação e manutenção (O&M) em plantas de ciclo combinado está na faixa de 2,5 a 4,0 US\$/MWh.

Estudos e simulações efetuadas no Brasil sinalizaram que, considerando o gás natural a US\$ 2,40/MBTU, 15% de taxa de atratividade e os preços de EPC (*engineering, procurement, construction*) ofertados para construção de plantas de ciclo combinado no país, teríamos energia elétrica com preço em torno de US\$ 35,00/MWh (CUNHA, 2000).

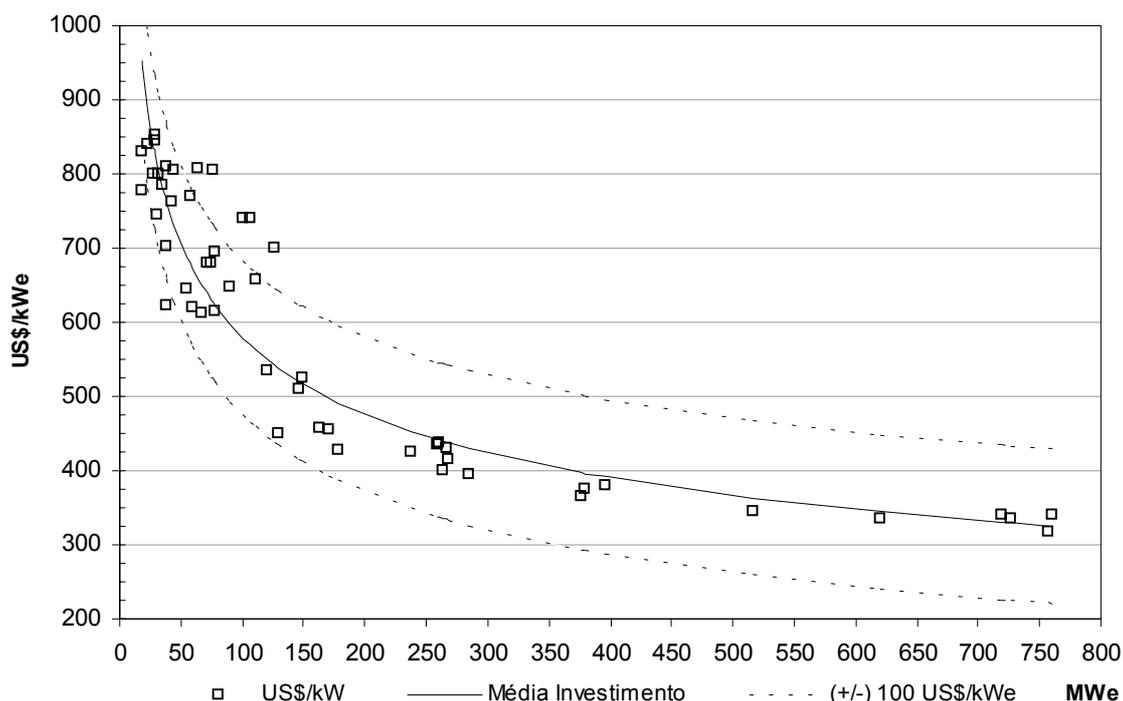


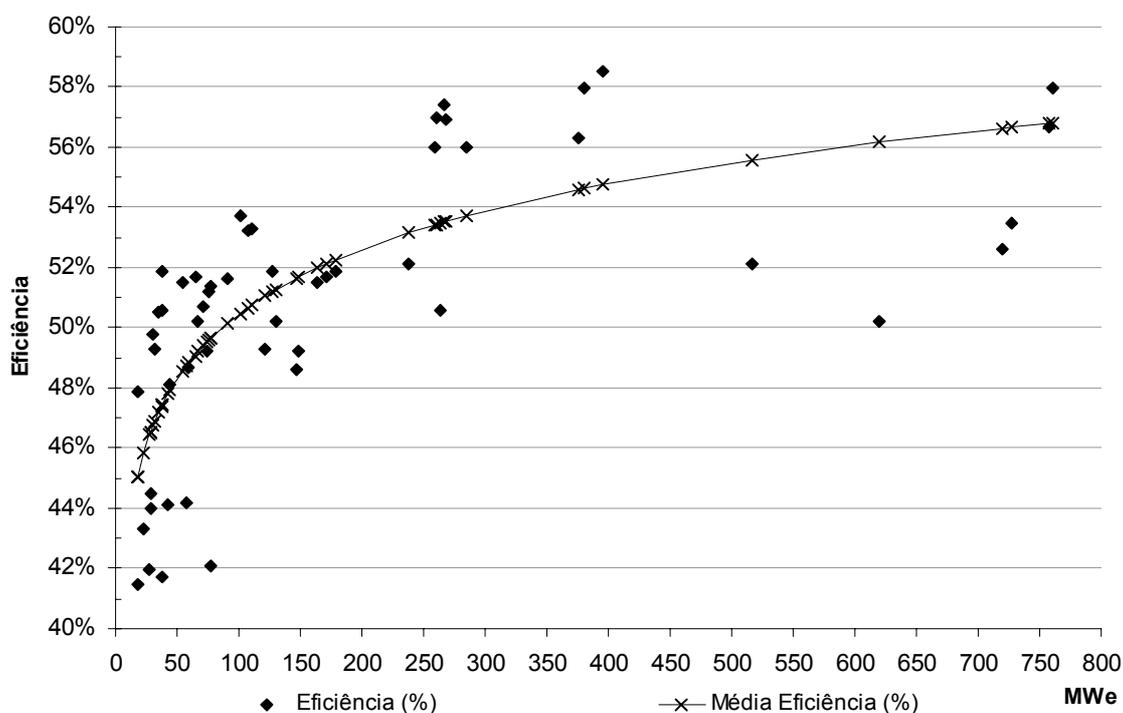
Figura 16 – Custo Específico de Ciclo Combinado para a Faixa de Potência de 10 a 700 MW<sub>e</sub>

Fonte: Elaboração Própria a partir de Apêndice C - Tabela 38

As eficiências de plantas de ciclo combinado podem variar de 41 % em plantas de 100 MW<sub>e</sub> a 59 % em plantas de 250 a 500 MW<sub>e</sub>, como podemos ver na Figura 17.

As instalações em Ciclo Combinado são competitivas apesar de seu custo específico atual ser em torno de 02 (duas) vezes o dos ciclos simples. No período entre 1985 e 1998 seu custo específico caiu cerca de 30 %, apesar de o custo específico das turbinas a gás não ter se alterado significativamente neste mesmo período, graças ao desenvolvimento de projetos e equipamentos dedicados exclusivamente a essa aplicação (*Private Power Executive Handbook '98*).

Além disso, as significativas restrições ambientais que os ciclos de geração de energia elétrica vem sofrendo nos anos recentes, a conseqüente elevação de seus custos unitários de instalação e operação e a elevada eficiência alcançada com as alteração nos ciclos simples das turbinas a gás fazem do ciclo combinado uma excelente alternativa.



### 1.15.2. Cogeração em Ciclo Combinado

Na cogeração realizada com o ciclo combinado a turbina a vapor ou a própria caldeira de recuperação devem oferecer as possibilidades de fornecimento de vapor em condições de fornecer energia térmica aos processos, seja através de contrapressão, extração intermediária da turbina a vapor ou extração da caldeira de recuperação. Estes mecanismos estão esquematizados na Figura 18 e são detalhados a seguir.

É quando se condensa e muda de fase, do estado gasoso para estado líquido, que o vapor libera maior quantidade de energia, devido a seu calor latente. Quando este processo ocorre em um condensador, como em uma turbina a vapor de condensação pura, ele não realiza um trabalho térmico útil. Com a extração do vapor para uso em processos esta energia de condensação é aproveitada para um serviço térmico e configura uma cogeração.

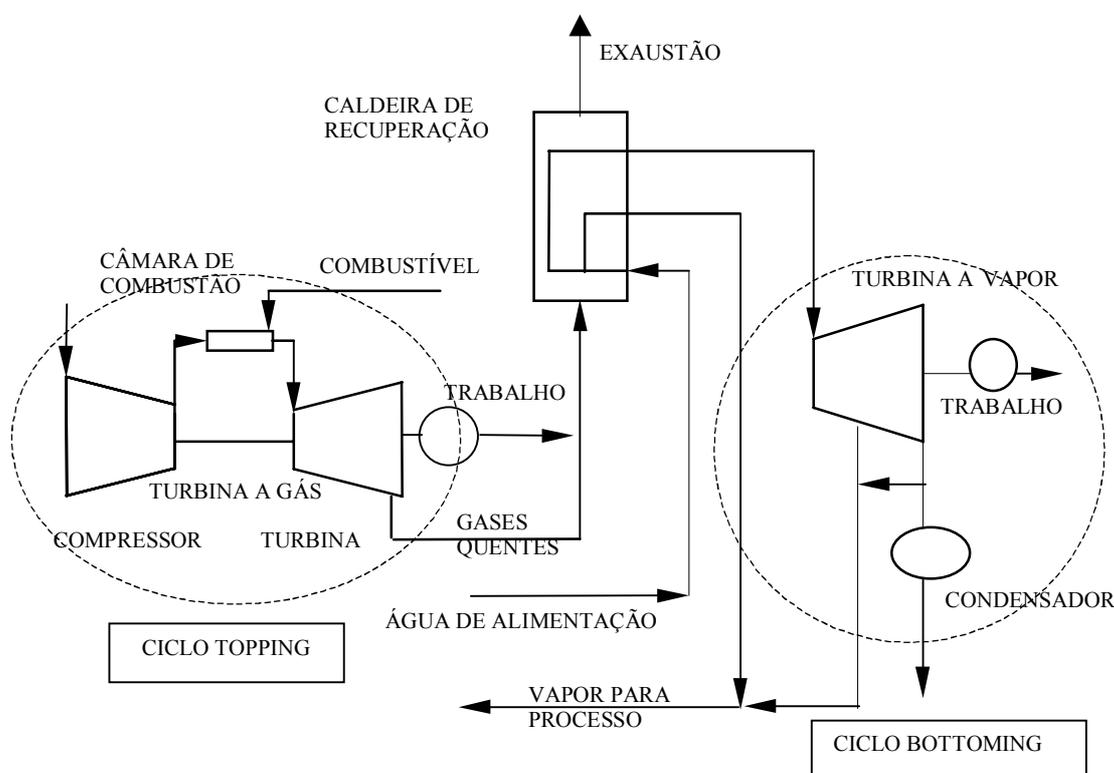


Figura 18 – Diagrama Esquemático do Ciclo Combinado em Cogeração

Fonte: CUNHA (2000)

As alternativas para realizar a cogeração em um ciclo combinado estão relacionadas a forma com se recupera o vapor, antes ou depois da turbina a vapor, e estas podem ser:

- i. **Contrapressão:** neste sistema o vapor que iria para o condensador é direcionado para o processo consumidor onde irá fornecer a energia de condensação a uma operação produtiva. As turbinas a vapor nestes casos são chamadas turbinas de contrapressão. Nestes ciclos a pressão mínima até a qual o vapor é expandido, entre 0,2 e 1,0

MPa, é bastante superior a pressão mínima nos ciclos de condensação, onde a pressão mínima de expansão do vapor é negativa, existindo vácuo dentro dos condensadores até 760 mmHg. A pressão superior de saída na contrapressão se deve a necessidade de o vapor conter quantidade de energia suficiente para atender às necessidades térmicas do processo. A pressão do vapor, portanto, está relacionada aos níveis de temperatura necessários aos processos e, nos caso das usinas sucroalcooleiras, as características do trabalho mecânico que serão realizados. Este sistema oferece uma limitação operacional pois a unidade de geração termelétrica tem seu regime de produção determinado pela demanda de vapor do processo e, caso ela não exista, o ciclo de potência a vapor não poderá operar pois a turbina a vapor não terá onde descarregar o vapor expandido;

- ii. Extração: neste sistema a turbina a vapor possui um condensador capaz de operar na capacidade máxima do ciclo, como um sistema a condensação tradicional, entretanto, quando operando em cogeração apenas uma pequena parte do vapor é condensado. Com objetivo de atender à demanda do processo por vapor este é extraído ou “sangrado” em grande quantidade da turbina, em diferentes níveis de pressão, antes de realizar todo o trabalho de expansão. Estas são as turbinas de extração e condensação.

O ciclo operando desta forma oferece maior flexibilidade de produção a geração termoelétrica pois esta não fica vinculada a demanda de calor do processo.

Por outro lado, o investimento em um condensador é elevado e a sua baixa utilização pode desencorajar o uso destes sistemas, optando-se pela contrapressão. Os objetivos globais do projeto é que devem indicar a melhor alternativa econômica;

- iii. Extração de Vapor da Caldeira de Recuperação: os processos descritos anteriormente são tradicionais e relativos ao modo de aplicação e escoamento do vapor na turbina. Com o crescimento da demanda de vapor pelo processo, pode ser necessária sua extração direta na caldeira de recuperação sem a realização de trabalho na turbina. Esta é uma situação de operação normal e que depende da arquitetura da instalação e das potências da turbina a vapor.

Através da extração de vapor da caldeira de recuperação ou da turbina a vapor e a queima suplementar, que eleva a quantidade de vapor gerada, aumenta o interesse desta tecnologia para indústrias que utilizam calor e trabalho, como a indústria sucroalcooleira.

Portanto, a construção de um sistema de cogeração cuja máquina térmica é um ciclo combinado pode ser realizada com uma das três alternativas de captação de vapor descritas, ou combinação delas, como esquematizado na Figura 18. Os fatores determinantes serão, principalmente a limitação de investimento, mas também a flexibilidade operacional e a compatibilidade com o processo consumidor.

## **A Gaseificação de Combustíveis**

A tecnologia de gaseificação de combustíveis é conhecida desde o século passado, tendo ficado praticamente estagnada desde a década de 30, quando o petróleo começou a ser oferecido em larga escala e a baixos preços no mercado mundial. A gaseificação de combustíveis sólidos como a biomassa, o carvão mineral ou carvão vegetal não é uma tecnologia nova, tendo sido utilizada principalmente nos períodos das guerras mundiais, quando o acesso aos combustíveis tradicionais foi dificultado.

Ao final da década de 70, com a intensificação da crise energética mundial a partir dos choques do petróleo, verificou-se o despertar do interesse na gaseificação, em especial de carvão, madeira e o carvão vegetal e, no início da década de 90, biomassa energética, resíduos agrícolas e o bagaço de cana-de-açúcar.

Mais recentemente, as pressões ambientais sob as termelétricas a carvão, associadas à necessidade de atender as demandas por energia elétrica nos países em desenvolvimento, tem produzido um esforço mundial significativo para o desenvolvimento comercial da tecnologia da gaseificação aplicada a geração de energia elétrica em centrais de elevada potência.

Neste ponto do estudo nos atemos ao conjunto de equipamentos que, junto ao gaseificador propriamente dito, realizam a preparação, o processamento e o tratamento da biomassa para produzir o combustível gasoso limpo e adequado as especificações da turbina a gás. Apresentamos o processo de gaseificação de biomassa, sob o ponto de vista físico-químico, e o sistema de produção de combustível, composto pelo gaseificador propriamente dito e seus auxiliares.

Uma descrição das principais tecnologias de gaseificadores é apresentada juntamente com o análise de pontos importantes para o processo de gaseificação e a integração deste a planta de geração de energia elétrica, como a alternativa de gaseificadores pressurizados ou atmosféricos, os sistemas de limpeza de gases e as propriedades da biomassa mais adequadas aos processos de gaseificação disponíveis.

Conhecidos os aspectos técnicos e econômicos dos principais equipamentos componentes dos sistemas termodinâmicos envolvidos nos processos consumidores e produtores de energia e a disponibilidade de biomassa do processo produtor de etanol poderemos então analisar as alternativas de geração de energia elétrica com biomassa.

### **1.16. O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA**

A gaseificação é a conversão de qualquer combustível sólido ou líquido em um gás energético através da oxidação parcial a temperatura elevada. Esta conversão pode ser realizada em vários tipos de reatores, chamados gaseificadores. O processo de gaseificação ocorre normalmente em quatro etapas físico-químicas distintas, com temperaturas de reação diferentes: secagem da biomassa, pirólise, redução e combustão. Cada um desses processos pode ser visualizado como ocorrendo em uma região separada dentro do equipamento, em uma seqüência determinada pelas características

do projeto. A seqüência das reações ocorridas em cada zona do gaseificador esta apresentada na Tabela 15.

A situação da zona de combustão é determinada pela posição da entrada de ar e sua temperatura varia normalmente entre 900 e 1.300° C, resultado da reação exotérmica entre o sólido combustível e o oxigênio do ar. Os gases quentes da zona de combustão passam em seguida para a zona de redução, sempre adjacente, acima ou abaixo, onde na ausência de oxigênio ocorre o conjunto de reações típicas que originam os componentes combustíveis do gás produzido.

A zona de pirólise fica situada acima das zonas de combustão e redução, que fornecem a energia necessária para os processos pirolíticos. As reações de pirólise começam a ocorrer a temperaturas em torno de 400° C, quando a estrutura dos materiais ligno-celulósicos começa a se decompor por ação térmica. Consideradas globalmente, as reações de pirólise são exotérmicas, formando-se vapor d'água, metanol, ácido acético e uma grande quantidade de alcatrões pesados.

A zona de secagem, situada logo acima da zona de pirólise, apresenta temperaturas suficientemente baixas para evitar a decomposição da biomassa e suficientemente altas para garantir a eliminação da umidade em forma de vapor d'água.

Tabela 15 – Reações por Zonas dos Gaseificadores

Zona de Combustão	$\text{C} + \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2$ Na presença de Hidrogênio: $\text{H}_2 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O (gasoso)}$
Zona de Redução	$\text{C} + \text{CO}_2 \rightarrow 2 \text{CO}$ $\text{C} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + \text{H}_2$ $\text{C} + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2$ $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ $\text{C} + 2 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4$
Zona de Pirólise	$\rightarrow \text{H}_2\text{O (gasoso)} + \text{Metanol} + \text{Ácido Acético} + \text{Alcatrões}$
Zona de Secagem	$\rightarrow \text{H}_2\text{O (gasoso)}$

Fonte: D'ÁVILA (1984)

Os principais componentes combustíveis do gás formado são o monóxido de carbono (CO), o hidrogênio (H<sub>2</sub>) e o metano (CH<sub>4</sub>), em percentuais que variam com o tipo de gaseificador, com as condições de operação e com a umidade da matéria-prima. Estes parâmetros são fatores que determinam também o grau de contaminação do gás com alcatrões e partículas de fuligem. Não se verificam grandes variações na composição do gás quando utilizados diferentes tipos de gaseificadores, mesmo trabalhando com diferentes tipos de biomassa.

A mistura de gases quentes que sai do gaseificador é chamada de gás pobre devido ao seu baixo poder calorífico, em torno de 4,5 MJ/Nm<sup>3</sup> e 6,0 MJ/Nm<sup>3</sup>, correspondente a aproximadamente 10% do poder calorífico do gás natural. Projetos

mais recentes já produzem gases que alcançam um poder calorífico da ordem de 30% do poder calorífico do gás natural. O efeito diluidor do nitrogênio, que compõe aproximadamente 76% do ar é a principal razão do baixo poder calorífico do gás resultante do processo.

### **1.17. PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL, O GASEIFICADOR E SEUS AUXILIARES**

O gaseificador é um reator químico alimentado com combustível sólido ou líquido e com uma quantidade controlada de ar forçada para dentro do equipamento em uma posição ditada pelo projeto. Parte do combustível entra em combustão como em uma fornalha qualquer e a característica principal da gaseificação é que o fornecimento de ar é controlado de modo a evitar que a combustão se estenda a toda a carga. Pela queima de parte da carga libera-se a energia que é utilizada na degradação química e gaseificação do resto do material. Uma instalação de gaseificação é constituída pelos seguintes sistemas e equipamentos:

- pré-processamento: estoque, transporte e redução da biomassa ao tamanho adequado;
- gaseificador, dotado de seção de alimentação apropriada para não haver vazamento de gás;
- tratamento do gás, com limpeza e, se necessário, resfriamento;
- sistema de controle;
- tratamento dos resíduos, com disposição adequada.

Os gaseificadores podem ser classificados de acordo com diversas características, a saber:

- Poder Calorífico do Gás Produzido: baixo poder calorífica, até  $5 \text{ MJ/Nm}^3$ , médio Poder Calorífico, de 5 a  $10 \text{ MJ/Nm}^3$  e alto Poder Calorífico, de 10 a  $40 \text{ MJ/Nm}^3$ ;
- Tipo de Agente Gaseificador: ar, vapor d'água, oxigênio, hidrogênio (hidrogaseificação);
- Movimento Relativo das Massas: contrafluxo (contracorrente), fluxo direto (concorrente), leito fluidizado;
- Pressão de Trabalho: baixa pressão (atmosférica), pressurizados (até 6 MPa, 59,2 atm);
- Natureza da Biomassa: resíduos agrícolas, resíduos industriais, resíduos sólidos urbanos (lixo), biomassa em natura, biomassa peletizada, biomassa pulverizada.

Estes equipamentos experimentam o sensível limite entre a importante função de garantir a elevada qualidade do gás combustível que será fornecido a turbina a gás, para que se possa empregar modelos mais eficientes porém ,mais sensíveis as características do fluido de trabalho, e a contenção dos custos de investimento e de operação além da interferência na eficiência global.

As questões tecnológicas se situam entre o emprego de sistemas de gaseificação pressurizados ou a pressão atmosférica, sistemas de limpeza de gases quentes ou frios, adaptabilidade dos modelos comerciais de turbinas a gás e a integração entre os sistemas de produção de combustível e a planta de geração termelétrica.

### 1.17.1. Equipamentos de Gaseificação

Os gaseificadores disponíveis podem ser classificados em três modalidades: fluxo contracorrente, fluxo co-corrente, leito fluidizado.

O gaseificador de fluxo contracorrente é um equipamento no qual a biomassa e o ar entram em sentidos opostos, saindo o gás pela parte superior. Em contato com os gases ascendentes, a biomassa sofre uma secagem inicial e, em seguida, é pirolisada. Os alcatrões produzidos durante esta etapa são arrastados pelos gases que deixam o gaseificador. Ao término da pirólise, a biomassa se gaseifica na zona de redução utilizando a energia gerada nas reações químicas que ocorrem na zona de combustão, logo abaixo.

Estes gaseificadores tendem a ter uma eficiência térmica elevada pelo fato de os gases quentes provenientes da zona de combustão preaquecerem a carga combustível. A temperatura da zona de combustão pode atingir 1300 °C, com a temperatura de saída dos gases em torno de 400 °C.

Devido a presença de alcatrões em níveis elevados no gás, o poder calorífico atinge os valores mais altos possíveis e, por este mesmo motivo, há a necessidade de se efetuar uma lavagem dos gases, para reduzir sua presença, tendo como consequência a perda do calor sensível e abaixando a eficiência energética global do processo. A água utilizada nesta lavagem constitui um foco de poluição ambiental nos casos de grandes unidades de processamento.

O gaseificador de fluxo co-corrente, também chamado de fluxo descendente, caracteriza-se por apresentar a alimentação de biomassa e ar para combustão pela extremidade superior e produzir um gás praticamente isento de alcatrões pois os produtos de pirólise são forçados através da zona de combustão, onde a biomassa se encontra incandescente, destruindo termicamente os alcatrões formados e resultando em um gás limpo porém, de menor poder calorífico que o produzido em equipamentos de contracorrente. Também se verifica um consumo de ar de gaseificação um pouco maior que no anterior.

Pela ausência destes alcatrões, a lavagem é dispensada, elevando a eficiência global do processo com o uso dos gases ainda quentes. A energia necessária para a gaseificação é fornecida pelas reações de combustão que ocorrem no leito descendente.

Um fator limitante deste tipo de equipamento é o teor de umidade da biomassa aceitável para o processo, cujo limite superior está na faixa de 30%, devido a instabilidade provocada pelo vapor d'água na zona de combustão. Assim, é indispensável uma operação de pré-secagem da biomassa que apresenta umidade superior a 30%. Para pequenas unidades, esta pré-secagem não configura maiores inconvenientes técnicos ou econômicos porém, para instalações de grande porte, que exigem o manuseio e estocagem de milhares de toneladas mensalmente, esta etapa deve ser considerada como parte integrante do processo de gaseificação.

A zona de combustão é um elemento crítico nestes gaseificadores pois de seu arranjo depende a manutenção da temperatura de operação mínima necessária para

garantir o craqueamento dos alcatrões e voláteis, bem como a uniformidade de temperatura por toda a seção.

O gaseificador de leito fluidizado caracteriza-se pela formação de um leito de biomassa em suspensão produzido por efeito do fluxo de ar forçado através de uma grelha distribuidora. As partículas do combustível são mantidas suspensas em um leito de partículas inertes (areia, cinzas, alumina), fluidizadas pelo fluxo de ar. A biomassa é alimentada em dimensões reduzidas para permitir a fluidização.

Devido ao contato íntimo entre a biomassa e o ar no leito fluidizado os processos de transferência de massa e energia se realizam com facilidade, obtendo-se uma distribuição quase uniforme de temperatura ao longo do equipamento. Nestas condições, não se distinguem as zonas de combustão, redução e pirólise.

Duas fases podem ser identificadas numa seção transversal do leito: a emulsão e as bolhas. A emulsão contém as partículas sólidas e o gás que percola (processo de filtragem do gás) através delas. O fluxo de gás na emulsão é limitado pela velocidade mínima de fluidização. Qualquer quantidade maior de gás passa pelo leito na forma de bolhas. As bolhas são praticamente isentas de partículas sólidas mas, em sua passagem pelo leito, algumas partículas são arrastadas por elas.

O leito é aquecido inicialmente por um combustível auxiliar, de qualquer natureza, até que se atinja temperatura suficientemente alta para o início do processo de gaseificação. A temperatura de operação é da ordem de 900° C e os alcatrões e voláteis são destruídos termicamente (craqueamento), resultando em um gás bastante limpo, mas não totalmente. Para produzir um gás completamente isento de alcatrões e voláteis, são necessárias temperaturas do leito entre 1100 e 1200 °C (PEEL *et al.*, 1990).

Além de alguma quantidade de alcatrões e voláteis, o gás produzido tende a conter carbono não queimado e parte das cinzas contidas originalmente no combustível, que devem ser removidos por sistemas de limpeza. Sua operação em temperaturas relativamente mais baixas que os gaseificadores de leito fixo reduz significativamente os teores de enxofre e de material particulado, além de diminuir a formação de óxidos de nitrogênio.

Apresenta fácil controle da temperatura do leito através da variação da alimentação de ar e de combustível entretanto, a variação na quantidade de gás consumido requer alterações nas quantidades de ar e combustível fornecidos ao leito para alterar a vazão do gás produzido, tornando o sistema de alimentação parte vital do equipamento

Este equipamento apresenta uma concepção mais moderna, sendo atualmente objeto de estudos mais intensos e apresenta perspectivas bastante promissoras, principalmente devido a sua adequação a utilização de combustíveis como o bagaço de cana e a casca de arroz, biocombustíveis baratos e disponíveis, cuja gaseificação é difícil pelos métodos tradicionais devido a suas características de umidade, granulometria e baixa densidade.

Apresenta-se como o mais indicado para instalações de grande capacidade, atingindo potências de até 25 MW e já se pensando em projetos de escala

entre 100 MW. Para geração de energia elétrica a partir da gaseificação da biomassa, estão em desenvolvimento sistemas de leito fluidizado, tanto atmosféricos como pressurizados.

A decisão por gaseificação pressurizada ou atmosférica envolve a aplicação. Recorre-se a gaseificação pressurizada principalmente para a geração de potência em ciclos termelétricos. A virtual vantagem na diminuição das dimensões do reator só aparece acima de 150 MW, enquanto que na faixa dos 20 MW praticamente não há redução significativa. Os sistemas pressurizados apresentam problemas ainda não solucionados como a alimentação de combustível, a redução do teor de alcatrão do gás, os óxidos de nitrogênio produzidos e a filtragem do gás quente.

### **1.17.2. Gaseificadores Pressurizados ou Atmosféricos**

Os sistemas pressurizados envolvem uma quantidade maior de sofisticação tecnológica dos seus componentes como sistema de alimentação de biomassa, características do leito fluidizado, cinética química e intensificação da dissipação térmica. Os sistemas a pressão atmosférica já possuem sua operação comercial conhecida enquanto os pressurizados devem passar ainda a esse nível tecnológico.

O benefício de utilizar um gaseificador pressurizado reside na eliminação das perdas operacionais com a compressão do gás combustível quente necessária para injeção na câmara de combustão de uma turbina a gás. Em contrapartida as perdas do sistema de alimentação da biomassa se elevam pela escapamento de gases e este tem sido um foco de desenvolvimento recente (LARSON, CONSONNI, 1994).

A escala comercial de desenvolvimento dos sistemas pressurizados está na faixa dos 2,0 a 3,5 MPa, suficiente para a alimentar diretamente, sem compressores, as turbinas aeroderivativas de pequeno e médio porte atuais.

### **1.17.3. Sistemas de Limpeza de Gases**

As características turbomecânicas de uma turbina a gás impõe severas restrições a presença de particulados, metais alcalinos e alcatrão condensável nos gases combustíveis entregues ao combustor. Os valores tolerados não estão precisamente determinados devido a carência de experiências em operação, mas os limites oferecidos pelos fabricantes tendem a ser conservativos. Quanto ao aspecto das emissões para a atmosfera os pontos em questão são os compostos nitrogenados, especialmente a amônia derivada do nitrogênio presente na biomassa.

A demonstração dos sistemas de limpeza de gases é um elemento crucial no desenvolvimento dos sistemas BIG/GT. Sistemas de filtros cerâmicos acoplados a gaseificadores pressurizados são objeto de experimentação em escala piloto na planta de Vernamo (Suécia) e seus primeiros resultados já começaram a aparecer. O uso de um lavador de gases pode incorrer em algumas perdas termodinâmicas e deve provocar um aumento no tratamento de efluentes mas oferece menor incerteza quanto a efetividade da limpeza.

A presença de particulados nos gases que escoam pela turbina, mesmo que em pequena quantidade, podem causar um processo de erosão agressivo nas palhetas das turbinas. Entre as unidades industriais ou *have duty* e as aeroderivativas os limites apresentados não variam, sendo da ordem de 1,0 ppm na entrada da turbina com 99 % das partículas com diâmetro inferior a 10 microns. Isto corresponde a uma concentração entre 3 e 5 ppm no gás combustível. Considerando que a concentração de particulados nos gases produzidos pelos gaseificadores de leito fluidizado está em torno de 5.000 a 10.000 ppm ou mais, um sistema de filtragem altamente eficiente se faz necessário, como placas cerâmicas ou metais sinterizados e/ou lavadores de gases (LARSON, CONSONNI, 1994).

Os metais alcalinos devem ser eliminados pois podem causar corrosão nas palhetas da turbina e em outras partes metálicas do conjunto. Os limites máximos indicados pelos fabricantes para sua concentração são de 4 ppm nos produtos da combustão para turbinas aeroderivativas e entre 2 a 3 vezes este valor para turbinas industriais. O primeiro valor significa uma concentração de até 20 ppm no gás combustível

Durante a gaseificação da biomassa os metais alcalinos, como o sódio e o potássio presentes são vaporizados e deixam o gaseificador na corrente de gás combustível. Na temperatura de saída do gás, ao redor dos 600 °C, estes compostos permanecem em sua fase vapor e sua concentração excede muito os limites superiores tolerados pelas turbinas. Para sua eliminação o gás é resfriado até temperaturas entre 350 a 400 °C em presença de sólidos ou líquidos onde os vapores condensados podem se depositar. Um lavador de gases pode ser usado em conjunto para alcançar a completa eliminação dos metais alcalinos porém, incorre em mais uma significativa redução da temperatura dos gases.

O alcatrão, composto por elementos orgânicos condensáveis, é formado durante a gaseificação numa proporção entre 0,5 e 1,5 % da massa de gás combustível em gaseificadores de leito fluidizado, dependendo da faixa de temperatura da operação. A condensação destes compostos nas superfícies frias dos equipamentos provoca incrustações que podem causar severas interferências na operação devido a, por exemplo, obstrução de dutos, válvulas e filtros. Por outro lado, os alcatrões representam uma quantidade importante da energia contida no gás combustível e sua remoção representa uma perda na eficiência do sistema.

As técnicas em desenvolvimento envolvem a utilização de dolomita no leito fluidizado para que esta atue como material fluidizante e, ao mesmo tempo, um catalisador de craqueamento do alcatrão. O gás resultante é então resfriado para a condensação dos vapores alcalinos mas a uma temperatura suficiente para evitar a condensação do alcatrão remanescente, cuja faixa de condensação está entre os 300 e 400 °C. Outra técnica aplicada utiliza a dolomita ou outros catalisadores em um reator separado imediatamente após o gaseificador. Este produz um gás com baixo nível de alcatrões, suficientemente frio para a aplicação de um lavador de gases com pequena perda de energia química (LARSON, CONSONNI, 1994).

Os óxidos de nitrogênio são produzidos nos combustores das turbinas e se originam no nitrogênio do ar de combustão (NO<sub>x</sub> térmico) e dos compostos nitrogenados produzidos durante a gaseificação (NO<sub>x</sub> do combustível). O NO<sub>x</sub> térmico é

resultante das altas temperaturas de chama no interior do combustores. Em se tratando de um gás combustível de baixo poder calorífico sua formação é bastante reduzida pois a temperatura de chama é relativamente baixa. O  $\text{NO}_x$  do combustível é potencialmente mais problemático quando a biomassa possui um alto teor de nitrogênio. Este elemento deixa os gaseificadores de leito fluidizado principalmente como amônia ( $\text{NH}_3$ ) e em quantidade uma ordem de grandeza inferior na forma de hidrogênio cianídrico (HCH). A pressurização do gaseificador eleva as concentrações de  $\text{NH}_3$  e reduz as de HCH. O uso de dolomita como catalisador de alcatrões reduz ainda mais a concentração de HCH. A aplicação de um lavador de gases ácidos elimina completamente a amônia e a formação de  $\text{NO}_x$  do combustível.

### **1.18. OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS DA GASEIFICAÇÃO**

A técnica de gaseificação é, em princípio, extremamente versátil, mas existem muitos problemas em transformar este potencial teórico em uma tecnologia competitiva comercialmente apesar de ser já viável e prática.

As dificuldades residem, não no processo básico de gaseificação, mas sim no projeto de um equipamento que deve produzir um gás de qualidade, com confiabilidade e segurança, adaptado as condições particulares do combustível e da operação, tão específicos que alguns elementos podem ser de extrema necessidade, dependendo da aplicação do gás combustível ou, se tornar completamente dispensáveis.

Na prática, os requisitos de limpeza e alta qualidade do gás a partir de vários tipos de combustíveis, eficiência sem atenção constante, rapidez na alteração de carga, baixo custo e elevada durabilidade são conflitantes, havendo sempre perda de desempenho de um para aumento em outro. Esta divergência de direção nos desempenhos é característico de projetos desta natureza, tais como hidroelétricas, termelétricas convencionais e equipamentos térmicos de maior porte.

Em tais casos, num momento prévio a difusão tecnológica, é de se esperar que para cada projeto individual se faça um estudo do combustível a ser utilizado e outro do produto final particular.

São características técnicas relevantes a serem dominadas:

- tecnologia mais complicada que a queima direta;
- especial segurança quanto ao gás tóxico produzido, exigindo projetos estanques e localização adequadamente ventilada;
- ineficiência térmica quando requer lavagem do gás, perda de calor na instalação e potência de ventiladores;
- pequenas escalas apresentam falhas freqüentes (isto pode ser um indicativo de que uma maior escala pode beneficiar a operação);
- maiores problemas ocorrem no manuseio do combustível e na limpeza dos gases;
- presença de particulados e de alcatrões exige limpeza para garantir a integridade física da turbina e para eliminar corrosão e contaminação;

- a instalação mais complexa requer uma operação como sistema integrado.

### 1.19. PROPRIEDADES DA BIOMASSA PARA GASEIFICAÇÃO

Duas propriedades determinam a utilização da biomassa para gaseificação nos equipamentos disponíveis: o grau de umidade e o teor de cinzas.

A umidade da biomassa determina o teor de vapor d'água no gás produzido, afetando seu poder calorífico inferior. Quanto maior a porcentagem de vapor d'água, menor a quantidade de energia útil disponível no gás. Alguns problemas de condensação nas linhas de gás podem ocorrer se o teor de vapor for muito elevado.

O grau de umidade da biomassa varia entre 10 e 60%, sendo normal se trabalhar com teores entre 20 e 30%. Para uma produção contínua e em larga escala de gás se faz necessário atentar para o fornecimento de biomassa com grau de umidade dentro dos parâmetros fixados a fim de garantir o funcionamento adequado das instalações.

Matérias-primas com alto teor de cinzas não podem ser processadas nos gaseificadores hoje disponíveis. As altas temperaturas no interior do equipamento podem provocar a fusão das cinzas, que se solidificam rapidamente nas seções inferiores e provocam obstruções e entupimentos.

O fenômeno de fusão das cinzas, principalmente dos resíduos vegetais, ainda não foi adequadamente compreendido. Os componentes inorgânicos das cinzas ( $K_2O$ ,  $SiO_2$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $CaO$ ,  $Al_2O_3$ , etc.) podem formar misturas eutéticas<sup>1</sup>, que se solidificam e formam um sinter<sup>2</sup>. A faixa de temperatura na qual toda cinza passa ao estado líquido pode ser tão estreita quanto 20° C e tão larga quanto 200° C, dependendo da composição e também do tipo de atmosfera, oxidante ou redutora, onde ocorre a fusão. Uma atmosfera redutora como a existente no interior de gaseificadores favorece o abaixamento do ponto de fusão da cinza.

---

1 Mistura Eutética: mistura de componentes sólidos que ao fundir-se fica em equilíbrio com um líquido de mesma composição e cuja temperatura de fusão é um mínimo da curva ou na superfície de fusão do sistema.

2 Sinter: resultado da aglutinação de duas ou mais partículas sólidas pelo efeito do aquecimento a uma temperatura inferior a de fusão, mas suficiente para possibilitar a difusão dos átomos das duas redes cristalinas.

## **A Geração de Energia Elétrica com Biomassa**

Embora a biomassa tenha sido o primeiro vetor energético empregado pela Humanidade e ainda seja uma fonte energética de importância, a produção de eletricidade a partir da biomassa é restrita (WALTER e NOGUEIRA, 1997).

Neste capítulo apresentamos um panorama da utilização da biomassa para geração de energia elétrica no Brasil os aspectos positivos de uma adoção em larga escala de tecnologias mais eficientes para esse fim.

Neste ponto do trabalho discutiremos as diversas alternativas tecnológicas para geração de energia elétrica a partir da biomassa do setor sucroalcooleiro considerando desde o ciclo tradicional de contrapressão atualmente aplicado, novos ciclos a vapor de elevada pressão e os sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás. Para estes sistemas integrados de gaseificação da biomassa e turbinas a gás, nomeados BIG/GT, apresentamos as diferentes variações atualmente disponíveis e analisamos os pontos críticos que definem a adequação de cada alternativa.

Detemo-nos em uma descrição mais detalhada dos aspectos técnico-econômicos do sistema BIG/GTCC – *Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*, uma vez que consideramos esta a opção tecnológica mais adequada às condições do setor e do país.

Procuramos apresentar os custos de instalação e os custos operacionais deste sistema, embora esta seja uma tecnologia em desenvolvimento e a disponibilidade de dados não é farta, além de apresentarem uma variabilidade considerável. Estimamos a eficiência global do sistema de gaseificação de biomassa integrada ao ciclo combinado.

Analisamos também, ainda que de forma preliminar, aspectos da integração entre os sistemas de produção de combustível e os sistemas BIG/GTCC e os impactos ambientais resultantes do uso em larga escala destes sistemas na indústria da cana-de-açúcar.

Com esta definição objetiva dos aspectos técnico-econômicos do sistema BIG/GTCC e as demandas de processo e disponibilidade de biomassa já definidas passaremos então a modelização de viabilidade econômica do sistema no contexto do setor sucroalcooleiro do Brasil, em particular para as destilarias de etanol, em diferentes modalidades anuais e condições de operação.

### **1.20. A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL E SEU POTENCIAL**

No Brasil a biomassa contribui muito pouco na produção de eletricidade, sendo sua contabilização no Balaço Energético Nacional de ano base 1999 integralmente atribuída a autoprodução apesar de já existir venda de excedentes de energia elétrica das usinas sucroalcooleiras para as concessionárias de distribuição no Estado de São Paulo.

Dados do ano de 1999 apresentados no Balanço Energético Nacional indicam que a parcela da geração de energia elétrica a partir da biomassa representou apenas 1,46 % da geração total de eletricidade do país, sendo a participação da lenha de aproximadamente 0,21% e de bagaço de cana-de-açúcar de 1,25 %. A Figura 19 apresenta a evolução da geração elétrica total no Brasil, no período de 1983 até 1999 e a contribuição percentual da geração a partir da biomassa.

A participação da lenha no total da autoprodução de energia elétrica regrediu de uma média de 5,5 % na década de 80 para algo em torno de 4,8 % na década de 90 enquanto ao bagaço de cana-de-açúcar manteve-se numa média de 17 % nos dois períodos. Foi mantida a participação média da biomassa responsável por autoprodução de energia elétrica em 22 % por todo o período.

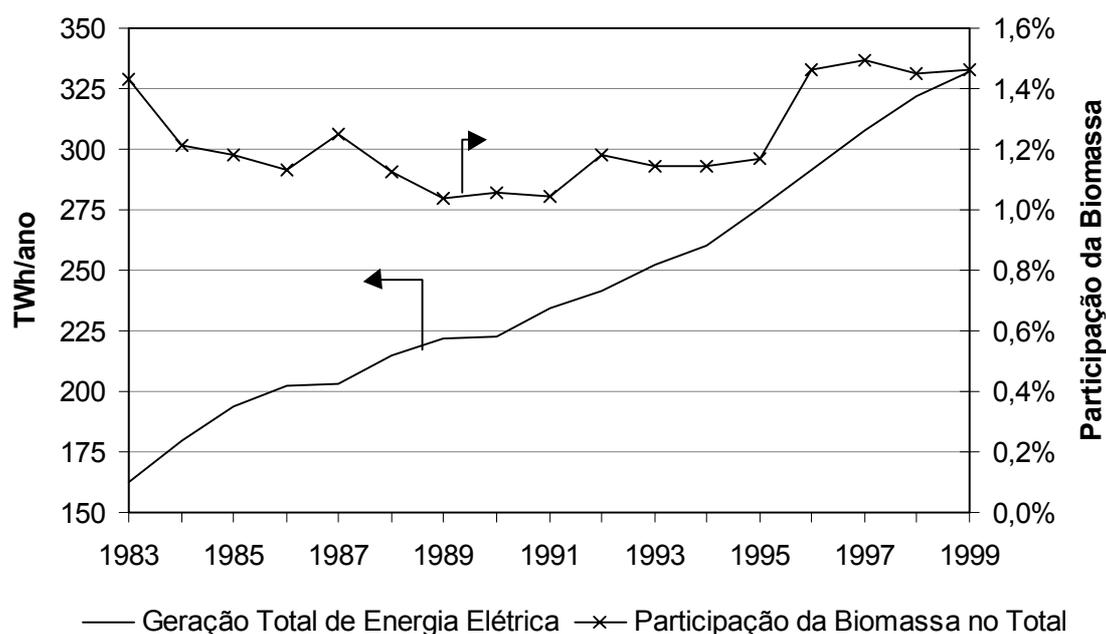


Figura 19 – Geração Total de Eletricidade e Participação da Biomassa

Biomassa inclui bagaço de cana-de-açúcar e lenha

Fonte: DNPE/SEN/MME (2000) – Balanço Energético Nacional 2000

No caso brasileiro, a geração de energia elétrica a partir da biomassa, em particular através da tecnologia de gaseificação discutida neste trabalho, conta com significativos atrativos:

- País de clima tropical, com elevada taxa de insolação ao longo de todo ano;
- Grande extensão territorial, permitindo a existência de culturas energéticas sem exercer pressão sobre a área de plantio alimentar;
- Potencial de produção alimentar com significativa presença de resíduos vegetais;
- Manutenção do perfil renovável da geração elétrica brasileira;
- A exaustão dos potenciais hidroelétricos das bacias hidrológicas mais próximas dos grandes centros consumidores, elevando os custos de geração e transmissão da energia elétrica;
- A elevação dos custos de instalações hidroelétricas, principalmente a partir da internalização dos custos ambientais;
- Incremento da participação de unidades termelétricas na matriz de geração, aumentando a flexibilidade do sistema e reduzindo sua incerteza hidrológica.

O setor sucroalcooleiro, em especial, que hoje não é auto-suficiente em geração e consumo de energia elétrica mas tem toda condição de sê-lo, apresenta vantagens potenciais que devem ser seriamente consideradas:

- Baixíssima eficiência com que é aproveitado o bagaço de cana atualmente, com equipamentos de combustão de baixa eficiência, unidades de refino de açúcar e produção de álcool com possibilidade de redução significativa do consumo de calor e unidades de geração elétrica sem nenhuma sofisticação, condições estas que indicam a possibilidade de aumento considerável da quantidade de bagaço de cana que pode ser disponibilizado para a geração de excedentes de energia elétrica;
- A geração de energia elétrica a partir do bagaço disponível é, hoje em dia, em torno de 10 (dez) vezes menor do que poderia ser mediante a utilização de gaseificação de biomassa e ciclos combinados de geração elétrica;
- A modificação do processo de colheita, hoje efetuado através da queima prévia do canavial, para um processo mecanizado de colheita da cana crua ou, simplesmente, para a colheita manual da cana crua, devido principalmente as pressões ambientais para redução da poluição atmosférica nas regiões canavieiras, colocará a disposição uma quantidade de biomassa, proveniente das pontas e palha da cana da ordem de duas vezes a quantidade de bagaço hoje disponível. Mesmo considerando-se a condição de que apenas 50 % desta matéria vegetal possa ser retirada do campo, devido a sua importância para fertilização do solo, manutenção das condições bióticas do mesmo e redução do uso de fertilizantes artificiais, teremos ainda uma duplicação da biomassa disponível;
- A viabilização econômica do Proálcool, eliminando a necessidade de incentivos governamentais, agregando valor a um subproduto da produção do combustível líquido e com possibilidades reais de a eletricidade se tornar um produto tão importante para o setor quanto o próprio combustível líquido. Vale ressaltar a importância do Proálcool, o maior programa mundial de produção de combustível líquido renovável, num momento em que as questões ambientais ingressam definitivamente na pauta de decisões dos países através do protocolo de Kioto e os mecanismos de desenvolvimento limpo criam um mercado de investimento em projetos que reduza as emissões de CO<sub>2</sub>, bem como a significativa economia de divisas pela substituição de petróleo importado, em torno de 20 bilhões de dólares durante toda a vida do programa;
- Sob o aspecto ambiental, além da isenção de liberação de carbono na atmosfera, sob ponto de vista do ciclo completo, o uso do bagaço, palha e pontas da cana-de-açúcar para geração elétrica através da gaseificação tem a vantagem de ser uma inovação tecnológica que não trará maiores impactos do que aqueles com que o setor já vem lidando e encontrando soluções. Na mecanização da colheita, os aspectos negativos são a compactação do solo e a eliminação dos postos de trabalho, sendo este último marcado pela controvérsia, uma vez que a qualidade da grande maioria dos empregos gerados é baixa, não garantindo a maioria dos trabalhadores as condições mínimas necessárias para se elevar acima da linha de pobreza. A gaseificação é um processo que, dependendo da tecnologia empregada, produz

pouco rejeito na forma de alcatrões, as emissões após a combustão são isentas de enxofre e os gases de combustão podem ser tratados como os de termelétricas convencionais.

As principais limitações ao emprego de biomassa na produção de eletricidade são:

- Os custos de produção e do transporte da biomassa são determinantes para a viabilidade econômica dos projetos que prevêem seu uso para fins energéticos, impondo a adoção de práticas silviculturais específicas, geralmente através da formação de florestas homogêneas ou, mais raramente, através da introdução de práticas de manejo sustentável de formações nativas. Tais requerimentos adicionais, comparativamente às plantas térmicas convencionais, têm grande relevância ambiental e são um ponto comum de todos os projetos de maior escala para emprego de biomassa;
- A reduzida eficiência de conversão energética da biomassa em eletricidade e a baixa capacidade unitária dos sistemas, considerando as tecnologias convencionais, que estão praticamente limitadas as instalações de potência a vapor, prejudicam a economicidade e reduzem o interesse em sua implementação;
- Há necessidade de que os benefícios ambientais sejam assegurados em toda cadeia de produção de biomassa e eletricidade, dado que a questão ecológica é uma de suas principais justificativas. A produção de culturas energéticas em larga escala pode ter importantes efeitos colaterais, tais como problemas associados a monocultura, perda da biodiversidade, degradação do solo e o possível excesso no uso de defensivos agrícolas;
- Há complexidade, em termos da multidisciplinaridade e da integração dos sistemas que usam biomassa. Essa complexidade deriva da combinação de fatores que não são só técnicos e econômicos, mas abrangem as questões ambientais, políticas, estratégicas, etc.

Tendo em vista a relevância dos aspectos positivos e as perspectivas de eliminação das limitações em um período de médio prazo, vários países têm planos de viabilização de empreendimentos de produção de eletricidade a partir da biomassa.

### **1.21. TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA**

Como pode ser visto na Figura 20, que apresenta esquematicamente as várias vias tecnológicas para a geração de energia elétrica a partir da biomassa, a utilização de ciclos Brayton, o ciclo das turbinas a gás, exige proceder a gaseificação da biomassa para que o combustível gasoso resultante seja queimado nos combustores das turbinas a gás.

Estes novos sistemas permitem uma geração de energia elétrica em quantidades expressivamente superiores aos ciclos tradicionais, convertendo a energia da biomassa de forma mais eficiente.

Estaremos agora apresentado uma relação das principais características das tecnologias empregadas até o momento e daquelas que fazem parte da esfera de inovações tecnológicas propostas para viabilizar a melhora do aproveitamento dos recursos energéticos da biomassa, especialmente o bagaço de cana e a biomassa vegetal disponibilizada pela alteração do processo de colheita com a eliminação da queimada.

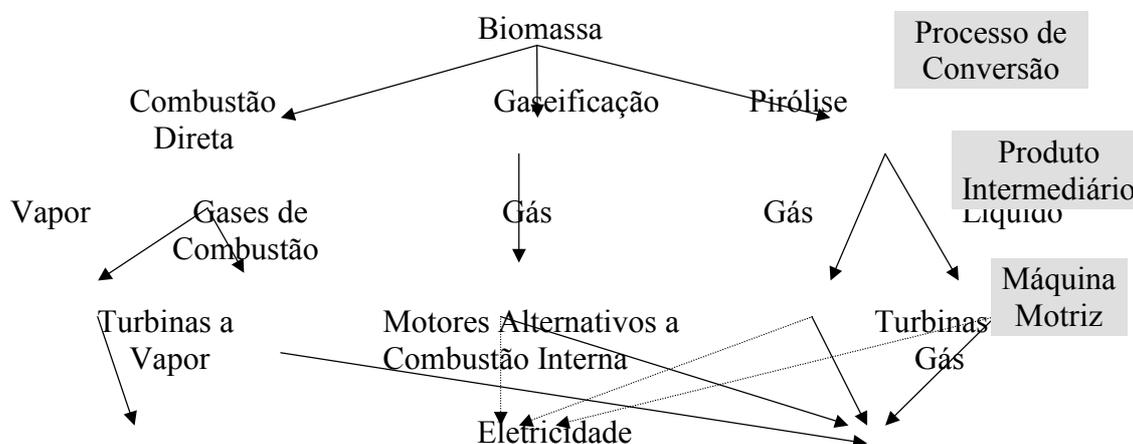


Figura 20 – Alternativas Tecnológicas para Geração de Eletricidade a partir da

Biomassa

Para o grau de comparação desejado, apresentam-se globalmente a tecnologia atualmente empregada nas instalações de álcool e açúcar, os sistemas de geração a vapor de baixa pressão com uso do vapor expandido para processo, neste trabalho nomeados CTC (Ciclo Tradicional de Contrapressão), os sistemas a vapor de maior pressão de trabalho e ciclos de condensação-extração, conhecidos por CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*) e as tecnologias de gaseificação integrada a turbina a gás e cogeração, cuja denominação é BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine*).

A tecnologia de gaseificação integrada a turbina a gás e cogeração será dividida em dois conjuntos principais. O primeiro tratará do aprimoramento do ciclo BIG/GT com injeção de vapor na turbinas a gás, aumentando sua potência, conhecidos como BIG/STIG (*Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine*) ou acrescidos de resfriadores intermediários de ar no compressor, conhecidos como BIG/ISTIG (*Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine*).

O segundo tratará do sistema de gaseificação de biomassa BIG/GT integrado em um ciclo combinado, conhecido como BIG/GTCC (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*).

Futuro promissor poderão ter as plantas de cogeração a partir de gaseificação de biomassa, combinando ciclos de turbina a gás e gerador de vapor, conhecidos como sistema BIG/GT. As possibilidades da tecnologia tradicional (CTC) e sua transformação em ciclos CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*) são consideráveis devido, principalmente, a maturidade tecnológica desta opção e as limitações de capital vividas pelo setor para realizar grandes investimentos, não sendo permitido excluir da análise sua aplicação no panorama futuro.

Nosso objetivo neste capítulo é listar as informações importantes, disponíveis na literatura, e sumaria-las de forma simples. Serão enfocadas as principais características operacionais e técnicas e os aspectos econômicos relativos ao investimento unitário, custo de geração, custo da energia e escala adequada dos diversos ciclos considerados.

## 1.22. CICLO TRADICIONAL DE CONTRAPRESSÃO

A geração termelétrica nas usinas de açúcar e álcool é tradicionalmente realizada em ciclos Rankine de contrapressão. Nestes sistemas, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras, por isso chamadas caldeiras de queima direta, e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor acionará uma turbina para geração de energia elétrica e, ao sair da turbina após a realização do trabalho, será encaminhado para atender as necessidades térmicas do processo produtivo.

As principais características dos sistemas convencionais de produção de energia elétrica a partir da biomassa, baseados em ciclos simples a vapor, a partir da combustão direta do insumo primário, são o reduzido desempenho energético e a baixa capacidade. A Tabela 16 apresenta os principais indicadores de produção e consumo destas unidades. Esta situação está se modificando e um esforço significativo está sendo desenvolvido para viabilizar tecnologias modernas e mais eficientes. De um modo geral, os sistemas convencionais de geração de energia elétrica a partir da biomassa apresentam os mesmos indicadores de desempenho da primeira metade deste século.

No setor sucroalcooleiro brasileiro, estes ciclos operam com pressões de vapor saturado da ordem de 2,0 MPa, muito abaixo dos 8,0 MPa utilizados em usinas produtoras de açúcar de outras regiões do mundo e que proporcionam uma geração elétrica significativamente superior. Esta situação se deve às características do desenvolvimento da agroindústria sucroalcooleira no Brasil onde os sistemas foram dimensionados de forma a não permitir a sobra de bagaço de cana, que era visto apenas como rejeito do processo. Por outro lado, não havia possibilidade de exportar e comercializar a energia elétrica excedente e, desta forma, a eficiência dos ciclos foi estabelecida de forma a atender apenas as necessidades da usina.

Com as modificações atuais do setor elétrico brasileiro, a possibilidade de comercialização da energia elétrica produzida por geradores independentes e autoprodutores transforma este bagaço de cana em um combustível de valor e sua utilização eficiente em uma possível fonte de lucros.

Tabela 16 – Características Técnicas dos Ciclos Tradicionais de Contrapressão

Temperatura de Operação (°C)	280 a 350
Pressão de Operação (MPa)	2,0 a 3,0
Produção de Vapor (kg/ton. <sub>Cana</sub> )	350 a 500
Produção de Eletricidade (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	15 a 25
Eficiência Térmica (%)	20 a 25
Escala até (MW)	25

Neste sentido, diversas tecnologias podem ser utilizadas para melhor aproveitar as potencialidades deste combustível, desde a elevação da pressão de operação dos ciclos tradicionais ao emprego de novas tecnologias de cogeração com ciclos Brayton e ciclos combinados.

### **1.22.1.As Modificações dos Sistemas Tradicionais**

Diversas são as possibilidades de elevação da geração elétrica com a manutenção dos sistemas tradicionais e todas elas passam pela efficientização energética do processo, reduzindo o consumo de vapor por tonelada de cana processada.

A interferência mínima possível seria a substituição dos atuais acionadores mecânicos, turbinas a vapor de simples estágio e baixa eficiência por turbinas de múltiplos estágios e maior eficiência. A substituição das atuais caldeiras de 2,0 MPa por caldeiras de 8,0 MPa e a substituição dos turbogeradores de contrapressão por turbogeradores de contrapressão e extração, configuram a interferência mais profunda que permitiria a manutenção dos atuais ciclos de contrapressão.

Esta análise é feita principalmente devido a sua compatibilidade com a situação financeira que vive o setor sucroalcooleiro no Brasil, sendo portanto o investimento a principal variável de interesse para os usineiros. Diante deste ambiente de escassez de capital é de se esperar que o setor procure aproveitar as oportunidades de comercialização de energia elétrica efetuando as modificações que exijam o menor investimento.

Sob o ponto de vista da eficiência global e do aproveitamento racional do insumo energético para o país esta seria a pior alternativa já que a geração elétrica excedente seria bem inferior àquela possível com tecnologias mais caras.

Sob o ponto de vista do Setor Sucroalcooleiro e do Setor Elétrico esta opção acarreta prejuízos mútuos. Como estes ciclos não possuem condensadores só podem operar no período da safra fazendo com que a oferta de energia elétrica seja sazonal. Esta sazonalidade é indesejada para o setor elétrico que, portanto paga menos pela energia elétrica gerada quando ela está disponível. Por este inconveniente os dois lados perdem.

AZOLA, *et al.* (1999) realizaram um levantamento junto ao setor sucroalcooleiro no Brasil para indicar a ordem de grandeza dos investimentos necessários e o potencial de exportação de excedentes de energia elétrica para a rede. Dentre as 6 categorias de investimentos analisadas para o setor destacamos:

- i. Categoria I: substituição dos turboacionadores atuais de simples estágio por turboacionadores de múltiplos estágios, mantendo-se as caldeiras atuais, e aquisição de novos turbogeradores para utilização do vapor disponibilizado na geração de energia elétrica;
- ii. Categoria IV: substituição dos turboacionadores atuais de simples estágio por turboacionadores de múltiplos estágios com vapor a 2,1 MPa e 280 °C, substituição das caldeiras atuais por caldeiras de

geração de vapor a 8,5 MPa e 525 °C e a aquisição de turbogeradores de contrapressão e extração, operando com vapor de 8,5 MPa, extração a 2,1 MPa e contrapressão a 0,25 MPa.

As categorias II e III analisam a elevação da pressão das caldeiras para 4,4 e 6,2 MPa, respectivamente, e não foram aqui consideradas.

Tabela 17 – Investimentos e Potencial de Excedentes nos Ciclos Tradicionais de Contrapressão

	Categoria I	Categoria IV
Custo da Instalação <sup>1</sup> (US\$/kW)	222	667
Geração Excedente <sup>2</sup>	0,68	2,20
Geração Excedente (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	13,6	44
Tarifa de Energia Elétrica <sup>1,3</sup> (US\$/MWh)	25,00	32,00
Potencial Adicional Total do Setor (MW)	650	2.100
Tempo de Retorno <sup>4</sup> (anos)	1,8	7,0

1 - Convertido à taxa de R\$ 1,80/US\$;

2 - Como proporção da geração atual;

3 - Adotada nos cálculos econômicos com custo do bagaço de 0,82 US\$/MBTU;

4 - Taxa de juros 12 % a.a. amortização em 10 anos.

Todos os projetos consideram as instalações auxiliares necessárias, tais como as novas subestações, linhas de transmissão e sistema de tratamento d'água. Os resultados do estudo estão apresentados na Tabela 17, onde constam as estimativas de investimentos, a elevação individual de geração prevista e o potencial total estimado para o setor com estas modificações.

Vale ressaltar que os valores usados como bases do estudo foram alcançados com a colaboração de representantes do setor e com informações de alguns casos reais de investimentos já realizados. A principal limitação destas alternativas é sua operação restrita aos períodos de safra, caracterizando a energia elétrica exportada como interruptível e reduzindo seu valor comercial. A introdução de unidades com condensador, que permitem a operação contínua da planta durante todo o ano é tratada a seguir no item 1.23.

### 1.23. *CONDENSING EXTRACTION STEAM TURBINE – CEST*

Os sistemas termelétricos a vapor que utilizam ciclos a vapor de condensação e extração serão aqui tratados em sintonia com a bibliografia utilizada e referidos pela sigla CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*) que se refere à condensação do vapor ao final da realização do trabalho na turbina a vapor e à parcela de vapor que é extraído da turbina para atendimento aos requisitos térmicos do processo produtivo.

O trabalho de BAIN, *et al.* (1997) indicam que apesar da maturidade desta tecnologia, as diversas condições mundiais, já anteriormente discutidas neste trabalho, e o resultante interesse pela biomassa como fonte para geração de energia elétrica mantém a pesquisa e o desenvolvimento destes sistemas em busca de condições competitivas em termos de eficiência, custo e investimento. Os resultados do estudo estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Investimentos e Potencial de Excedentes nos Ciclos CEST

Custo da Instalação (US\$/kW)	1.450 a 1.650
Eficiência (%)	28%
Geração Excedente (kWh/ton.Cana)	90 a 150
Pressão de Trabalho (MPa)	8,5
Produção de Vapor (kg/ton.Cana)	350 a 500

A diferença na geração de excedente de energia elétrica é função da condição de operação, na safra em cogeração e fora da safra sem cogeração.

#### 1.24. **BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE – BIG/GT**

A tecnologia de geração de energia elétrica a partir da biomassa que integra a gaseificação do combustível e turbinas a gás em ciclo simples é conhecida como BIG/GT (*Biomass Integrated Gaseification Gas Turbine*). Neste ciclo a biomassa é gaseificada e o gás combustível gerado é usado para o acionamento de uma turbina a gás acoplada a um gerador elétrico, produzindo a eletricidade. Como indicado por CARPENTIERI *et al.* (1993), este é o ciclo com gaseificação mais simples, de menor eficiência e menor custo de investimento, como pode ser visto na Tabela 19.

Tabela 19 – Investimentos e Geração de Energia Elétrica nos Ciclos BIG/GT

Custo da Instalação (US\$/kW)	950 a 1.100
Eficiência (%)	25%
Geração Energia Elétrica – Sem Cogeração (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	130 a 150

Este ciclo não apresenta recuperação de calor para cogeração, sendo seu custo individual da planta de geração. A recuperação deste calor em caldeiras de geração de vapor abre espaço para diferentes utilizações e aproveitamentos desta energia térmica, desde o simples atendimento a demanda térmica de um processo, até a utilização em sistemas mais sofisticados de geração de energia elétrica, apresentados a seguir.

#### **1.25. BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION STEAM INJECTED GAS TURBINE – BIG/STIG OU BIG/ISTIG**

Uma outra tecnologia disponível é a BIG/STIG (*Biomass Integrated Gaseification Steam Injected Gas Turbine*) que com uma variação pequena da origem a tecnologia BIG/ISTIG (*Biomass Integrated Gaseification Intercooled Steam Injected Gas Turbine*).

Estas tecnologias são, respectivamente, o resultado da combinação de gaseificadores de biomassa com turbinas aeroderivativas com injeção de vapor, e com injeção de vapor e resfriamento intermediário na compressão do ar.

O equipamento BIG/STIG opera com a gaseificação da biomassa fornecendo o combustível da turbina a gás que aciona um gerador de energia elétrica e que trabalha expandindo os gases provenientes da combustão e vapor d'água proveniente da caldeira recuperadora instalada para aproveitar a energia rejeitada nos gases. Esta injeção de vapor eleva consideravelmente a potência final da turbina a gás. O restante do vapor gerado no recuperador com ou sem queima suplementar pode seguir para o processo.

A diferença fundamental do equipamento BIG/ISTIG é a introdução de um resfriador para reduzir a temperatura do ar que esta sendo comprimido para alimentar a combustão e conseqüentemente reduzir seu volume específico, resultando em uma redução da potência requerida para a compressão e elevando a disponibilidade de potência da turbina. Também contribui significativamente para elevar a eficiência termodinâmica do ciclo a elevação da temperatura de entrada dos gases na turbina. Como ar é extraído do compressor para executar a refrigeração das palhetas e partes metálicas da turbina, a menor temperatura deste ar permite que a temperatura dos gases de combustão que entram na turbina seja maior sem atingir os limites de temperatura da turbina.

A utilização desta tecnologia alcança como resultado satisfatório a elevação da eficiência global na geração de energia elétrica combinada com um baixo

custo de investimento na unidade de dimensões adequadas para a utilização de biomassa como combustível.

Devido as características da biomassa, as unidades de geração devem possuir uma escala, relativamente pequena quando comparada às tradicionais centrais de geração elétrica, ficando sua potência em torno dos 100 MW para evitar os elevados custos de transporte da biomassa, que pela origem fotossintética de sua energia, apresenta uma baixa densidade energética.

Tabela 20 – Investimentos e Geração de Energia Elétrica nos Ciclos BIG/STIG e BIG/ISTIG

Custo da Instalação (US\$/kW)	950 a 1.150
Eficiência (%)	30 a 35%
Geração Excedente (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	250 a 350
Produção de Vapor (kg/ton. <sub>Cana</sub> )	350 a 500

A aplicação da tecnologia BIG/STIG ou BIG/ISTIG se apresenta economicamente viável uma vez que sua eficiência é pouco sensível a escala da unidade, não precisando de grandes potência instaladas para garantir a viabilidade econômica do projeto. As características referentes a essas duas tecnologias estão apresentadas de forma geral na Tabela 20, elaborada a partir de LARSON e WILLIAMS (1990). A diferença de eficiência e na geração de excedente de energia elétrica é função da condição de operação, na safra em cogeração e fora da safra sem cogeração.

Apesar da atratividade desta tecnologia, como por exemplo os altos excedentes de energia elétrica, mesmo operando em cogeração e a inexistência de circuito de condensação de vapor, que reduz o capital imobilizado sem uso durante a safra, estes sistemas esbarram em dois pontos fundamentais que podem inviabilizar sua aplicação:

- i. A qualidade do vapor d'água para a adequada operação e vida útil destas turbinas é rígida, com apresentado anteriormente no item 1.12.3 deste trabalho. Esta necessidade imperiosa está associada a sistemas de tratamento sofisticados para produção de água desmineralizada, de elevado custo, que será inteiramente devolvida a atmosfera junto aos gases de exaustão, elevando o custo operacional;
- ii. Como a água não é reaproveitada se torna condição obrigatória a disponibilidade de recursos hídricos abundantes na área da instalação.

Principalmente este último ponto desqualifica a tecnologia para regiões como o Nordeste brasileiro ou mesmo o Centro-Sul, que também já começa a apresentar sinais de esgotamento dos recursos hídricos, em especial o estado de São Paulo. Como se não fosse suficiente, a atividade sucroalcooleira já é por natureza um grande

consumidor deste recurso e a elevação de seu uso não se apresenta estrategicamente interessante.

Já está desenvolvido, como apresentado por NGUYEN e DEN OTTER (1994), um sistema para recuperação de água nos gases de exaustão de ciclos Brayton com injeção de vapor, entretanto seu custos são elevados, envolvendo novas operação químicas que só se justificam quando não existem alternativas.

### 1.26. *BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE COMBINED CYCLE – BIG/GTCC*

O ciclo de geração termelétrica que utiliza uma combinação de turbinas a gás e a vapor, conhecido como ciclo combinado, integrado a um gaseificador de biomassa para produção do gás combustível resulta no sistema *BIG/GTCC* (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*). Apesar das elevadas eficiências projetadas para os ciclos combinados baseados em combustíveis gaseificados derivados da biomassa, os aspectos tecnológicos e a confiabilidade dos sistemas são ainda um o ponto crítico do seu desenvolvimento.

Com este pensamento, o programa norte americano de desenvolvimento de energia a partir da biomassa do Departamento de Energia dos EUA (US DOE Biomass Power Program), em cooperação com o Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI), o Laboratório Nacional Oak Ridge (ORNL) e agências estaduais de energia realizaram um acordo para financiar os estudos de caso listados na Tabela 21 (CRAIG *et al.*, 1995).

Tabela 21 – Estudos de Viabilidade para Desenvolvimento Econômico de Sistemas Energéticos Integrados da Biomassa

Contratado	Local	Biomassa	Tecnologia de Conversão	Produtos
PICHTR/AM FAC	Hawai	Produtos da cana	Gaseificação e caldeiras existentes	Eletricidade e açúcar
Chariton Valley RC&D	Iowa	Resíduos de madeira, gravetos de pasto	Gaseificação e co-combustão	Eletricidade
Kansas Electric Utilities	Kansas	Sorgo, gravetos de pasto, maços de espigutas, algodoeiros	Pirólise rápida e Turbina de combustão	Eletricidade, óleo e carvão vegetal
KENETECH Energy Systems	Porto Rico	Cana-de-açúcar e seus produtos	Combustão direta em ciclo a vapor	Eletricidade e açúcar
Niagara Mohawk Power Corp.	Nova York	Madeira de Salgueiro	Co-combustão	Eletricidade

Northern States Power	Minesota	Alfafa	Co-combustão / Gaseificação em ciclo combinado	Eletricidade e alimentação animal
Weyerhaeuser	Carolina do Norte	Madeira de Pinheiro	Gaseificação em ciclo combinado, cogeração e processo AMOCO para etanol	Eletricidade e etanol
University of Florida	Flórida	Cana-de-açúcar e seus produtos e eucalipto	Combustão, fermentação e processo SSF para etanol	Eletricidade e etanol
PICHTR	Hawai	Cana-de-açúcar, bagaço de cana, eucalipto, alfafa e sorgo de milho	Processo AMOCO SSF para etanol, gaseificação e caldeira existente	Eletricidade, etanol, açúcar e alimentação animal

Fonte: CRAIG *et al.* (1995)

A análise econômica dos sistemas em desenvolvimento é elaborada em função da *n-ésima* planta, a planta ideal que representa o desempenho econômico definitivo para a tecnologia em questão. Ao longo dos últimos anos um grande número de organizações projetou este desempenho definitivo para sistemas de energia baseados na biomassa. Estas projeções alcançam uma larga faixa de custo e desempenho e causam uma inevitável relutância nos potenciais investidores da tecnologia (CRAIG *et al.*, 1995). O caminho adequado a unificação destas diversas estimativas deve ser percorrido em parceria pelos desenvolvedores de *hardware* e as empresas de engenharia.

Aplicando as tecnologias hoje disponíveis para a primeira unidade, a escala máxima que deveria se arriscar é em torno dos 18 MW<sub>e</sub>, com uma eficiência na faixa de 30 a 33 % e um investimento inicial da ordem de US\$ 2.500,00/kW<sub>e</sub><sup>1</sup> (CRAIG *et al.*, 1995).

Tabela 22 – Características dos Ciclos BIG/GTCC

	<i>Heat Rate</i> [kJ/kWh]	Eficiência [%]	Custos Fixos de Operação e Manutenção [US\$/kW <sub>e</sub> ]	Custos Variáveis de Operação e Manutenção [10 <sup>-3</sup> US\$/kWh]	Investimento [US\$/kW <sub>e</sub> ]
Turbinas Industriais	Sistemas de Baixa Tecnologia				
	9.140	39,4	51,25	3,15	1.230
	Sistemas de Alta Tecnologia				
	9.920	36,3	44,71	3,65	1.488

<sup>1</sup> Estes valores são referentes ao exemplo real da unidade BIG/GTCC construída em Vernamo, Suécia (BIOFLOW).

Turbinas Aeroderivativas	Sistemas de Baixa Tecnologia				
	7.995	45,0	39,66	2,46	1.023
	Sistemas de Alta Tecnologia				
	8.680	41,5	34,60	2,85	1.243

Fonte: TURNURE *et al.* (1995)

Um estudo foi realizado para a Agência de Proteção Ambiental - EPA (TURNURE *et al.*, 1995) para avaliar o impacto da penetração de diversas tecnologias de geração de energia elétrica no mercado nos próximos anos e o seu efeito nas emissões de carbono na atmosfera. Para equacionar as disparidades entre as projeções de investimento inicial e eficiência de diversos ciclos termelétricos publicadas na literatura foi realizado um painel constituído por representantes do National Renewable Energy Laboratory (NREL), Electric Power Research Institute (EPRI), Princeton Center for Energy and environmental Studies, Environmental Protection Agency (EPA), USDA e Colorado School of Mines e um consenso foi estabelecido. A Tabela 22 apresenta os resultados do painel para as tecnologias de geração termoelétrica que utilizam a gaseificação de biomassa.

A Figura 21 apresenta uma correlação entre os diversos estudos analisados e as estimativas de custos. As linhas na figura representam as curvas de fator de escala 0,8 que extrapolam os valores de investimento em relação a potência da unidade. Estas curvas são construídas com base nos valores estimados no painel do EPA para os sistemas de alta e baixa tecnologias.

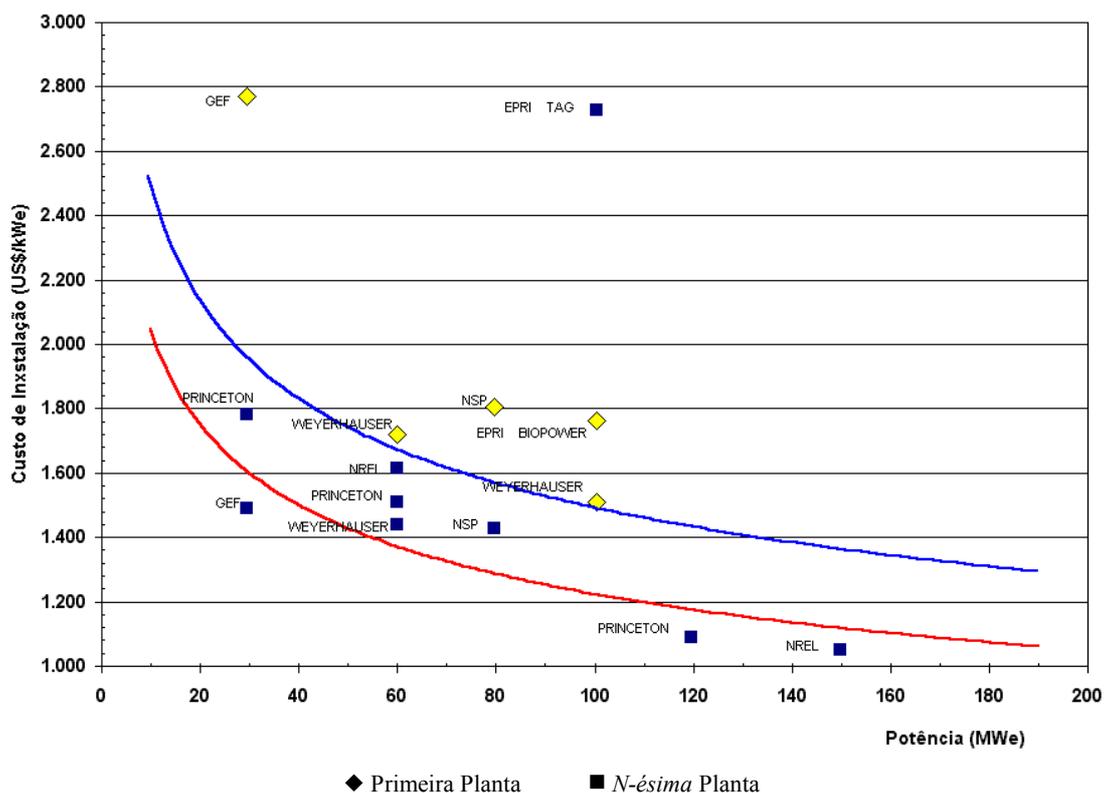


Figura 21 – Investimento Estimado em Diversos Estudos para Sistemas BIG/GTCC

Fonte: TURNURE *et al.* (1995)

A maior atratividade dos sistemas BIG/GTCC está relacionada a mercados específicos, ou nichos de mercado, tais como projetos com subprodutos economicamente atrativos, áreas com restrições a combustíveis fósseis ou com custos elevados, áreas com prioridade de desenvolvimento rural, áreas com disponibilidade de rejeitos ou resíduos diversos e áreas onde os custos da biomassa são significativamente baixos.

### 1.26.1.Custos de Instalação

Com base no painel realizado pelo EPA (TURNURE *et al.*, 1995) e os diversos relatórios de alguns dos estudos ali analisados e, considerando os objetivos deste trabalho, concluímos adequada a utilização para referência do custo de investimento das instalações BIG/GTCC a curva de fator de escala 0,8 para os sistemas de baixa tecnologia com turbinas aeroderivativas, dada pela equação:

$$\text{Custo de Instalação (US\$/kW}_e) = 3.315,1 \times \beta^{-0,2227}$$

Onde  $\beta$  é a potência instalada da em MW<sub>e</sub>.

Na escala de 100 MW<sub>e</sub>, o custo de investimento de um ciclo combinado se apresenta relativamente alto devido ao elevado custo econômico do ciclo de geração com turbina a vapor.

### 1.26.2.Custos Operacionais

Com base no painel realizado pelo EPA (TURNURE *et al.*, 1995) e os diversos relatórios de alguns dos estudos ali analisados e, considerando os objetivos deste trabalho e a adoção da referência do custo de investimento das instalações BIG/GTCC a curva de fator de escala 0,8 para os sistemas de baixa tecnologia com turbinas aeroderivativas, temos como referência dos custos operacionais fixos e variáveis os valores apresentados na Tabela 23 abaixo.

Tabela 23 – Custos de Operação e Manutenção do Sistema BIG/GTCC de Referência

	Custos Fixos de Operação e Manutenção [US\$/kW <sub>e</sub> ]	Custos Variáveis de Operação e Manutenção [10 <sup>-3</sup> US\$/kWh]
Turbinas Aeroderivativas	Sistemas de Baixa Tecnologia	
	39,66	2,46

Fonte: TURNURE *et al.* (1995)

### 1.26.3. Eficiência Global

A eficiência global do sistema de geração em ciclo combinado com gaseificação de biomassa tem como principais parâmetros:

- i. A eficiência do gaseificador;
- ii. A condição operacional: em cogeração ou geração elétrica pura.

A Figura 16 apresenta a eficiência média dos ciclos combinados atualmente disponíveis. Com base nestes valores elaboramos para o ciclo BIG/GTCC, na faixa de potência de interesse entre 30 e 180 MW<sub>e</sub>, as curvas de eficiência apresentadas na Figura 22, cujas formulações são as seguintes:

- I. Eficiência na Geração de Energia Elétrica Pura:

$$\text{Eficiência (\%)} = 0,3538 * \beta^{0,041} \quad (\text{A})$$

- II. Eficiência em Cogeração:

$$\text{Eficiência (\%)} = 0,3041 * \beta^{0,0467} \quad (\text{B})$$

Onde  $\beta$  é a potência instalada da em MW<sub>e</sub>.

A curva para a eficiência em geração elétrica pura é resultante dos valores de referência dos ciclos combinados, apresentados na Figura 17, deduzidos dos custos energéticos dos gaseificadores, tomados no estudo de LARSON e WILLIAMS (1990) e GUSTAVSSON (1997), que indicam eficiência da ordem de 85 % para estes equipamentos, com base no poder calorífico inferior (PCI) do combustível.

A curva de eficiência em cogeração foi construída deduzindo-se uma parcela de 5 % absolutos da eficiência em relação a curva de eficiência da operação em geração elétrica pura, descrita pela equação (A), dando origem a equação (B). A parcela de 5 % foi adotada com base nos resultados apresentados por LARSON e WILLIAMS (1990), LARSON (1992), CONSONNI e LARSON (1996), além de OGDEN *et al.* (1990) e JOHANSSON *et al.* (1992), que se assemelham em torno deste valor.

Na Figura 22 podemos observar que não existe uma variação uniforme da eficiência global com o aumento da escala da unidade, existindo uma faixa de variabilidade de  $\pm 2,0$  % em valores absolutos da eficiência, apresentada no gráfico,

dependente das características do equipamento escolhido. O valor de 2,0 % é a média das diferenças entre os valores reais e a curva média de eficiência acrescida de um desvio padrão destas mesmas diferenças.

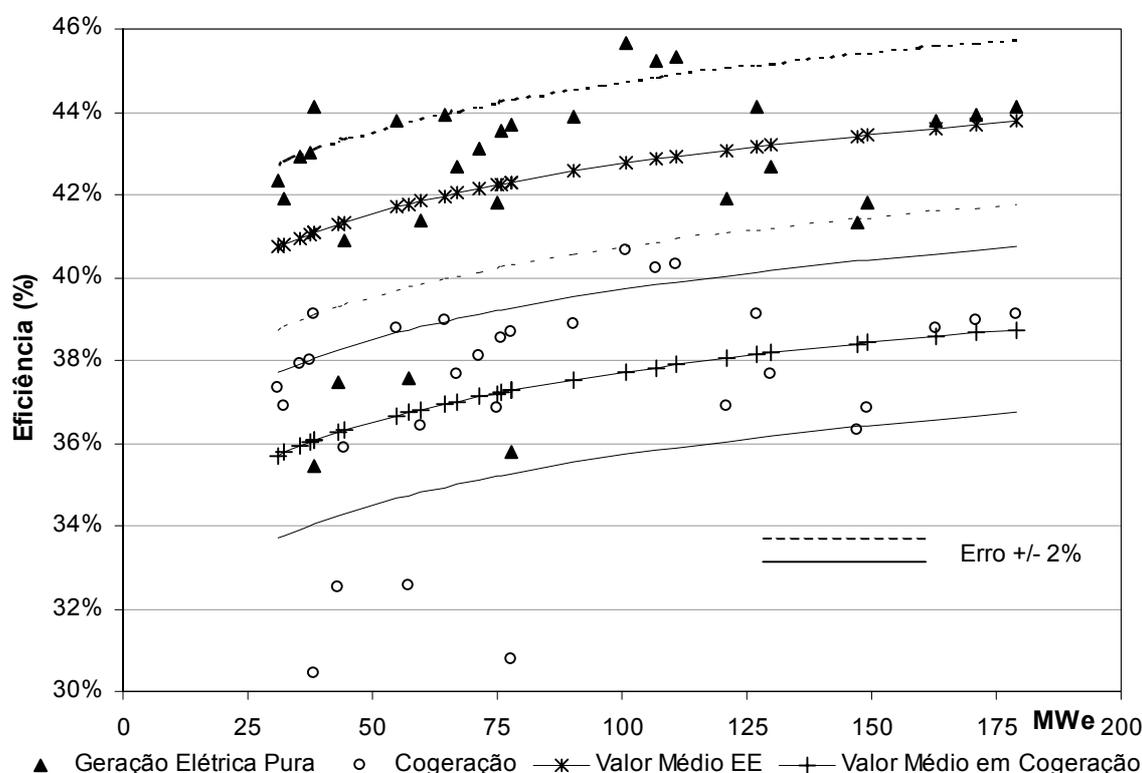


Figura 22 – Eficiência Global dos Ciclo BIG/GTCC – Cogeração e Geração Elétrica

Fonte: Elaboração própria a partir de Apêndice C - Tabela 38

Além da eficiência energética, a tecnologia BIG/GTCC apresenta como vantagens ambientais o abatimento das emissões de carbono na atmosfera quando comparada com a energia elétrica oriunda de fontes fósseis, a redução da destruição de florestas, da inundação de terras agricultáveis e da interferência em ecossistemas tropicais frágeis quando comparada a geração elétrica através da fonte hidráulica, o aproveitamento de terras de uso marginal para a agricultura implantando nelas maciços florestais. Além destas vantagens, pode-se acrescentar como benefícios de seu emprego a competitividade de unidades de tamanho reduzido que permitem a descentralização dos centros de geração e a redução dos custos de transmissão, a criação de empregos rurais e o aproveitamento do potencial dendro-energético brasileiro.

As principais áreas de dúvidas para aplicação em um projeto comercial são relacionadas ao abastecimento contínuo do gaseificador com matéria-prima, as opções de gaseificação, a limpeza do gás e a adaptação da turbina a gás para operar com um gás de baixo poder calorífico.

#### **1.26.4. Integração entre o Sistemas de Produção de Combustível e os Sistemas BIG/GTCC**

Algumas importantes oportunidades de integração energética entre o sistema de produção de combustível e o ciclo de potência podem ser aproveitadas nos sistema BIG/GTCC. São elas:

- i. O resfriamento até 300 ou 400 °C do gás de síntese saído do gaseificador para remoção de particulados e metais alcalinos permite a produção de significativa quantidade de vapor para geração em um sistema *bottoming* a vapor;
- ii. Há conveniência em fornecer o ar de alta pressão e alta vazão necessários a operação de gaseificadores pressurizados de leito fluidizado a partir do compressor da turbina. Por sua natureza, estes compressores são os mais eficientes para o atendimento além de eliminar o problema de *stall* do compressor;
- iii. O calor a médias e baixas temperaturas resultante das operações de resfriamento ao longo do caminho do ar de fluidização ou do gás de síntese pode ser utilizado para preaquecer a água de alimentação do ciclo a vapor. A recuperação deste calor de média baixa temperatura é particularmente efetiva quando os gases de exaustão são utilizados para secar a biomassa, isto porque a relativamente alta temperatura (200 °C) dos gases deixando a caldeira recuperadora de calor cria a necessidade de uma fonte de calor a baixa temperatura para preaquecer a água do ciclo. Por este mesmo motivo os sistemas de compressão com resfriamento intermediário tem sua atratividade elevada;
- iv. A secagem da biomassa é alcançada com maior efetividade se realizada pelos gases de exaustão deixando a caldeira recuperadora de calor.

Em resumo, a proposta de integração entre os sistemas de gaseificação, turbina a gás e turbina a vapor é a chave para o alcance de uma maior eficiência global.

#### **1.27. IMPACTOS AMBIENTAIS DO USO EM LARGA ESCALA DE SISTEMAS BIG/GTCC NA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR**

A seção 5 do Projeto de Geração de Energia por Biomassa BRA/96/G31 desenvolvido no âmbito do projeto GEF (Global Environmental Facility), ao qual a COPERSUCAR está associada, trata da identificação e avaliação dos principais impactos ambientais da tecnologia proposta, ou seja , BIG/GTCC.

No projeto são estudados os impactos na atmosfera, no solo, no ambiente biológico terrestre e em empregos. As avaliações principais dos impactos na atmosfera foram concluídas e três aspectos principais foram analisados: o balanço de energia/emissão líquida de CO<sub>2</sub>, metano e outros gases de efeito estufa e a emissão de particulados (COPERSUCAR 02, 1998). As hipóteses básicas adotadas para a análise consideram:

- Hoje: 100% da cana é queimada antes da colheita;
- Sistema BIG/GTCC: 55% da cana sem queimar, recuperação de 100% ou 50% da palha desta cana sem queimar, dependendo da rota de colheita.

As rotas de colheita consideradas:

- R1 - Cana inteira com palha, 100% transportada à usina;
- R2 - Cana picada (sem extração da folhagem), 100% de palha transportada à usina;
- R3 - Cana picada (com extração da folhagem), enfardamento, 50% da palha transportada à usina.

Os resultados mostram a extraordinária contribuição que a nova tecnologia pode trazer para a redução das emissões de gases de efeito estufa, e também de particulados. Os fatores principais são a quantidade adicional da biomassa disponível para geração de energia, as maiores eficiências de conversão e com menor importância, as emissões evitadas com a redução na queima de cana.

### 1.27.1.O Balanço de Energia e a Emissão Líquida de CO<sub>2</sub>

O conceito da geração de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar e seus resíduos em sistemas BIG/GTCC, levando a redução da queima da cana antes da colheita e as eficiências maiores na produção de energia, tem um grande impacto na emissão líquida de CO<sub>2</sub>. Os principais impactos quando comparada esta condição com a situação atual média são:

- Agricultura: quantidades muito maiores de biomassa ficarão disponíveis para substituir combustíveis fósseis, efeito este parcialmente reduzido pelo maior consumo de Diesel para colheita, carregamento e transporte da cana com palha;
- Indústria: obtêm-se maiores eficiências de conversão da energia disponível na biomassa, quando comparadas com as caldeiras de bagaço atuais, levando a maior disponibilidade de energia final para substituir combustíveis fósseis.

Tabela 24 – Diferenças na Emissão de CO<sub>2</sub> (Futura - Hoje) Considerando Uso Parcial de Palha e Maiores Eficiências de Conversão

Rotas	Diesel usado na agricultura (kg CO <sub>2</sub> /ton.Cana)	Substituição de combustível fóssil (kg CO <sub>2</sub> /ton.Cana)	Diferença na emissão total (kg CO <sub>2</sub> /ton.Cana)
R1	+ 2,1	- 139	- 137
R2	+ 7,3	- 139	- 132
R3	+ 2,3	- 87,5	- 85

Fonte: COPERSUCAR 02 (1998)

A redução de emissões de CO<sub>2</sub> atingível com o conceito da geração de energia elétrica a partir da biomassa da cana-de-açúcar e seus resíduos em sistemas BIG/GTCC, implantada de acordo com os cenários adotados, apresenta um potencial muito grande, com uma redução mínima de 85 kg CO<sub>2</sub>/ton.Cana e podendo chegar a 137 kg CO<sub>2</sub>/ton.Cana.

### 1.27.2. Metano e Outros Gases de Efeito Estufa

As principais diferenças em outros gases de efeito estufa (especificamente, metano, CO e NO<sub>x</sub>) da situação atual para uma utilização futura em larga escala de ciclo BIG/GTCC ocorrerão na área agrícola com a eliminação da queima da palha da cana.

A contribuição das diferenças nas emissões de NO<sub>x</sub> e CO entre as atuais caldeiras de bagaço e os sistemas com gaseificadores e turbinas a gás serão pequenas. Também a metanização da palha no solo não parece significativa.

Os estudos se concentraram na redução da emissão de gases de efeito estufa proporcionada pela colheita parcial de cana sem queimar. Foram comparadas a situação atual e a proposta para o sistema BIG/GTCC.

Fatores de emissões para a queima de palha de cana medidos em experimentos em túnel de vento foram comparados com os fatores usados pela USEPA-AP42 e também foram considerados os “resultados gerais” para queima de resíduos agrícolas, recomendados pelo IPCC. Os resultados finais de redução nas emissões estão na Tabela 25.

Tabela 25 – Redução na Emissão de Gases de Efeito Estufa (CH<sub>4</sub>, CO, NO<sub>x</sub>) Proporcionada pela Colheita Parcial de Cana Sem Queimar

Emissões	Método de Avaliação	
	IPCC (kg/ ton.Cana)	Túnel de Vento (kg/ ton.Cana)
Metano	- 1,195	- 0,028
CO	- 4,10	- 1,76
NO <sub>x</sub>	- 0,301	- 0,097

Fonte: COPERSUCAR 02 (1998)

Diferenças no consumo de Diesel nas operações agrícolas, assim como diferenças devidas ao maior volume de biomassa e maiores eficiências de conversão nas diversas rotas, quando comparadas com a situação hoje, foram usadas para avaliar a emissão líquida de CO<sub>2</sub>. Os resultados estão resumidos na Tabela 24. O impacto de colher cana sem queimar, mesmo em apenas 55% da área total é importante, embora muito menor que o efeito da redução de CO<sub>2</sub>. Também deve-se notar que a hipótese de colher apenas 55% da área de cana sem queimar pode mudar, nos próximos anos, no Brasil.

### 1.27.3. Emissão de Particulados

Os principais efeitos sobre a emissão de particulados na indústria sucroalcooleira com a introdução em larga escala de sistemas BIG/GTCC serão concentrados em duas áreas:

- i. A mudança parcial para colheita de cana sem queimar levará a menor emissão de particulados na queima;
- ii. As diferenças nas emissões de particulados de caldeiras a bagaço atuais e dos ciclos de gaseificação e turbinas a gás.

O estudo considera ainda que, por algum tempo, algumas usinas estarão utilizando a palha recuperada em caldeiras de bagaço (não em ciclos BIG/GTCC). A situação hoje considera que as caldeiras de bagaço tem uma emissão média de 2,35  $\text{kg}_{\text{particulado}}/\text{ton.}Cana$  e a Tabela 26 apresenta os resultados finais do estudo.

Tabela 26 – Reduções nas Emissões de Particulados ( $\text{kg}_{\text{particulado}}/\text{ton.}Cana$ )

		Redução devida a menor queima da cana ( $\text{kg}/\text{ton.}Cana$ )	Redução devida ao sistema de conversão ( $\text{kg}/\text{ton.}Cana$ )	Total ( $\text{kg}/\text{ton.}Cana$ )
Usinas com ciclos BIG/GTCC		- 0,38	- 2,35	- 2,73
Usinas com caldeiras de bagaço	100% palha recuperada	- 0,38	- 0,9	- 1,28
	50% palha recuperada	- 0,38	- 1,2	- 1,58

Fonte: COPERSUCAR 02 (1998)

### 1.27.4. Aspectos Diversos de Impacto Ambiental

Os principais impactos ambientais associados ao projeto de geração de energia por biomassa – bagaço de cana-de-açúcar e resíduos estão relacionados a fase de colheita da produção agrícola. A modificação da etapa de colheita para disponibilizar os excedentes de biomassa é o grande impacto ambiental positivo associado a mecanização da lavoura ou, ao menos, a eliminação da etapa de queima anterior ao corte.

O emprego do maquinário traz como consequência ambiental negativa a compactação do solo. Porém, esforços vêm sendo feitos para minimiza-los através de sistemas de tração que concentrem menos o peso dos equipamentos e também através da redução do peso global dos mesmos.

Na questão do emprego, encontramos o principal impacto social da implementação de uma colheita mecanizada. O uso de tal tecnologia representará a eliminação de um número elevado de postos de trabalho, entretanto, devemos ser mais

críticos e considerar as limitações naturais do emprego da mecanização, uma vez que esta exige terrenos planos e bem preparados, limitando a área de uso a um percentual da área total.

Além do que, as modificações das condições da lavoura para adequação das áreas de plantio pode requerer um prazo total de até 15 anos, devido aos ciclos quinquenais de plantio hoje empregados. Este tempo é significativo para que a adoção de políticas adequadas de requalificação e reorientação da mão-de-obra sejam implementadas com êxito.

Ademais, sob o aspecto da qualidade, os empregos a que nos estamos referindo apresentam um nível inferior, sendo o reposicionamento das condições de vida desta mão-de-obra uma dívida social significativa, de responsabilidade não só do Governo, mas do próprio setor.

## **Avaliação Econômica da Cogeração em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa no Setor Sucroalcooleiro**

Um investidor ou analista de política energética pode usar uma variedade de indicadores para avaliar a atratividade financeira de um projeto de geração de energia elétrica. A escolha depende frequentemente do propósito da análise porém, a maioria começa com estimativas do custo de capital do projeto, produção de energia elétrica projetada, rendas anuais, despesas e deduções (GEORGE, SCHWEIZER, 1997).

Para calcular os indicadores é preparado um demonstrativo de resultados de cada exercício, que apresenta a receita líquida anual do projeto para a construção do seu fluxo de caixa ao longo de sua vida útil. Este demonstrativo contempla todas as entradas e saídas de capital a cada ano, incluindo-se as receitas diretas e indiretas, os custos de investimento, custos operacionais fixos e variáveis, a depreciação dos equipamentos e as deduções dos impostos (PUCCINI *et al.*, 1992).

Com base no fluxo de caixa do projeto diversas análises econômicas e financeiras podem ser desenvolvidas com o objetivo de quantificar sua atratividade para aquele que realizará o investimento. Neste capítulo apresentamos os principais indicadores utilizados na avaliação econômica de projetos, que serão calculados em nossa modelagem: o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*) e, um especificamente importante na análise de projetos de geração de energia, o Custo da Energia (COE).

Antes de descrever o modelo e apresentar os resultados obtidos ressaltamos alguns aspectos principais quanto a economicidade de projetos termelétricos e sobre tarifas, custos e suas variações e a necessidade de se realizar uma análise de sensibilidade dos resultados aos principais parâmetros do projeto.

O modelo de avaliação econômica, baseado em uma série de premissas de modelagem apresentadas ao longo do trabalho e aqui sumariadas, efetua primeiramente o cálculo do demonstrativo de resultados do exercício padrão que se repete ao longo de toda a vida útil do projeto. Este demonstrativo de resultados varia em função das quatro diferentes condições operacionais estudadas.

Nas duas primeiras considera-se o uso exclusivo de biomassa como combustível em duas modalidades anuais de operação, a primeira apenas no período da safra e a segunda ao longo de todo o ano. A terceira e quarta condições operacionais contemplam a utilização do gás natural como combustível complementar a biomassa em uma operação ao longo de todo o ano, usado apenas na entressafra no terceiro caso e concomitantemente com a biomassa no quarto caso. A proporção de gás natural, em termos do insumo energético anual total, será limitada a 15 % na quarta condição operacional.

Para cada condição operacional apresentamos os resultados do modelo contemplando os itens de geração de energia elétrica, investimento e rentabilidade e a curva de sensibilidade aos principais parâmetros do projeto, a saber, tarifa de venda da

energia elétrica, custo unitário do investimento, custo da biomassa, custos de operação e manutenção e fator de carga anual da instalação.

Apresentamos também um gráfico que mostra a variação do custo da energia elétrica de cada condição operacional em função da taxa de desconto anual considerada para o projeto.

## **1.28. PRINCIPAIS INDICADORES DA ANÁLISE ECONÔMICA**

A metodologia de avaliação econômica difere de acordo com o perfil do investidor e seus objetivos, mas para todos ela constitui um conjunto de indicadores que permitem a comparação por diferentes critérios.

O Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*) e o Custo da Energia (COE) estão entre os principais indicadores considerados na análise de projetos (ABREU e STEPHAN, 1982, BUARQUE, 1984).

### **1.28.1. Valor de Presente Líquido (VPL)**

Valor Presente Líquido é a equivalência monetária hoje da soma dos fluxos de caixa futuros, depois de descontado o imposto de renda, de todos os anos de duração do projeto. O método de VPL é um valioso indicador porque reconhece o valor do dinheiro no tempo. Projetos que apresentam VPL positivo são atraentes.

### **1.28.2. Taxa Interna de Retorno (TIR)**

Taxa Interna de Retorno (TIR) é definida como a taxa de desconto que iguala a zero o VPL dos fluxos de caixa do projeto. A TIR é calculada para determinar se a rentabilidade do projeto excede uma mínima taxa de retorno aceitável, freqüentemente chamada de taxa de atratividade. A vantagem da TIR é que, diferentemente do VPL, seus resultados de porcentagem permitem comparar projetos de tamanhos diferentes com facilidade.

### **1.28.3. Tempo de Retorno do Investimento (*Payback*)**

Um cálculo do tempo de retorno do investimento ou *payback* compara as rendas com os custos e determina o período de tempo exigido para recuperar o investimento inicial. Um período de *payback* simples é calculado freqüentemente sem levar em conta o valor do dinheiro no tempo. Este indicador é freqüentemente usado para analisar oportunidades de investimento que oferecem benefícios incrementais e aplicações de uso final.

### **1.28.4. Custo da Energia (COE)**

O cálculo do custo médio da energia (COE – “*Cost of Energy*”) se faz tomando o fluxo de receita bruta de um projeto de geração de energia elétrica

descontado a uma taxa padrão (possivelmente a TIR do projeto) e então dividindo-o pela produção de energia anual do projeto para se chegar ao valor em centavos do kWh (GEORGE, SCHWEIZER, 1997).

O COE é freqüentemente usado pelos analistas de política energética e pelos avaliadores de projeto para analisar a taxa de atratividade primária de um projeto. O COE define o fluxo de renda que minimamente satisfaz as exigências para retorno e cobertura dos investimentos e custos.

### 1.29. A ECONOMICIDADE DE PROJETOS TERMELÉTRICOS

As usinas termoeletricas apresentam eficiências teóricas que variam entre 20 e 50%, dependendo do ciclo, do combustível e dos auxiliares. As eficiências entre 55 e 60 % são alcançadas por ciclos combinados nas bancadas de testes em condições ambientais perfeitas e com auxiliares externos.

A equação econômica da oferta de energia elétrica de origem termoeletrica passa por 3 termos principais: os investimentos e os custos de capital, os juros dos financiamentos concedidos e a tributação e o custo de combustível.

Devido a relativamente baixa eficiência energética da conversão termodinâmica de combustíveis em eletricidade, como discutido no item 1.14. A Cogeração e a Racionalidade Energética, temos 3 alternativas para intervenção e elevação da economicidade:

- I. Reduzir os custos do capital
  - O preço dos equipamentos internacionais não são negociáveis, ao contrário, atualmente encontram-se supervalorizados devido a uma alta demanda mundial;
  - Aumentar e garantir o fator de utilização, uma vez que o custo do capital é inversamente proporcional a produção de energia;
  - Garantir a remuneração da produção, vendida ou não, para poder viabilizar a oferta de energia termoeletrica;
  - Escolher ciclos mais baratos, mesmo se o consumo específico for maior.
- II. Reduzir os custos financeiros
  - Reduzir os juros, por subsídio ou redução do fator de risco e garantir o financiamento;
  - Aumentar o prazo de financiamento para sustentar o *cash flow* no início do empreendimento;
  - Reduzir a carga tributária - impostos ou prazo de depreciação;
  - Compensar uma parte dos custos por bônus de antecipação ou outra operação casada.
- III. Redução do custo de combustível
 

Na realidade deve-se reduzir os custos operacionais mas o mais significativo deles é o custo do combustível. Essa redução pode ser feita de dois modos:

  - Utilizar um combustível menos nobre;

- Administrar o custo do combustível aproveitando diversos mecanismos, como o consumo interruptível e os excessos de oferta, devendo para isso possuir plantas multicomcombustíveis;
- Operar apenas nos picos de demanda, quando o valor da energia elétrica é suficientemente elevado para remunerar o investimento, e o custo total de combustível pode ser compensado.

### **1.30. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS TARIFAS, OS CUSTOS E SUAS VARIAÇÕES**

As tarifas de energia elétrica variam de forma significativa ao longo da vida útil do projeto devido as variações de oferta do mercado em sistemas concorrenciais ou por administração de políticas macroeconômicas em mercados onde prevalece o controle estatal.

Sua incerteza é tanto maior quanto menor o amadurecimento do mercado ou a instabilidade econômica do país ou região. Seu impacto sobre as receitas do projeto exigem uma preocupação extra com a análise dos cenários futuros e as perspectivas econômicas do país, considerando indicadores macroeconômicos como PIB, população, inflação e desenvolvimento do mercado consumidor.

Os custos dependem fundamentalmente da tecnologia de produção empregada, sendo de importância primordial em projetos hidrelétricos os custos financeiros do capital e em projetos termoeletricos o custo do combustível. Em ambos os casos os empréstimos realizados no exterior sofrem influência direta da taxa de câmbio e impactam o custo, assim como no segundo caso a utilização de combustível importado, agregando maior incerteza aos custos de geração.

### **1.31. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE**

A construção do modelo de análise econômica de um projeto exige a formulação do fluxo de caixa e a utilização de dados considerados certos e constantes porém, isso dificilmente ocorre, pois estes dados são valores estimados que procuram traduzir uma fotografia da realidade. Assim, os cálculos de valor presente líquido, taxa interna de retorno, custo da energia e tempo de retorno não são exatos pois os dados utilizados no seu cálculo também não são exatos e cada uma dessas variáveis modifica-se ao longo do tempo (BUARQUE, 1984).

Portanto, torna-se imprescindível a aplicação de um método que permita determinar a influência que a variação em uma das variáveis tem sobre os resultados esperados do projeto, de tal maneira que se possa conhecer aquelas que devem ser estudadas com mais profundidade e avaliadas com mais critério. Através da análise de sensibilidade verifica-se a intensidade com que as variáveis principais afetam os resultados finais do projeto.

### **1.32. MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA**

O modelo de avaliação econômica construído e aplicado nesta tese tem por objetivo identificar a viabilidade econômica da implantação de um projeto de

geração de energia elétrica utilizando a tecnologia de geração termelétrica em ciclo combinado, operando em cogeração, integrada a sistemas de gaseificação de biomassa (BIG/GTCC), utilizando como combustível a biomassa disponibilizada em uma destilaria de etanol brasileira e gás natural em complementação.

A metodologia de cálculo é baseada na realização de uma Demonstração de Resultados do Exercício (DRE), considerada idêntica para cada ano da vida útil do projeto. Essa DRE repetida anualmente origina o fluxo de caixa do investimento. A demonstração de resultados do exercício apresentada na Tabela 27 é a representação das receitas e custos esperados com o projeto, incluindo as deduções com impostos, a depreciação e o imposto de renda. Como resultado final encontramos o Lucro Líquido Anual do projeto.

O fluxo de caixa construído em nosso modelo contempla o investimento inicial e o lucro líquido anual numa perspectiva da vida útil do projeto. Com base neste fluxo de caixa realiza-se o cálculo da Taxa Interna de Retorno, o Valor Presente Líquido do Investimento e o Valor Anual Líquido, os indicadores de nossa avaliação.

São parâmetros básicos que determinam o comportamento do fluxo de caixa e dos resultados finais do projeto em seu momento inicial e durante a sua vida útil o custo unitário de investimento, os custos operacionais fixos e variáveis, o preço de mercado da energia elétrica e as perspectivas de apreciação, a proporção do investimento financiado, a taxa de juros do financiamento, os prazos de carência e amortização e o fator de carga da instalação.

Tabela 27 – Demonstração de Resultados do Exercício

Demonstração de Resultados do Exercício	
(1) Receita Bruta (Vendas)	
(2) Deduções	
(3) Impostos, Taxas e Contribuições	
(4) Receita Líquida (Venda Líquida)	$(4) = (1) - (2) - (3)$
(5) Custo Operacional Total	$(5) = (11) + (12)$
(6) Custos Variáveis Diretos	$(6) = (7) + (8) + (9)$
(7) Bagaço de Cana	
(8) Palha e Pontas	
(9) Gás Natural	
(10) Custos Variáveis Indiretos	
(11) Custos Variáveis	$(11) = (6) + (10)$
(12) Custo Fixo	
(13) Lucro Operacional	$(13) = (4) - (5)$

(14) Despesas Não Operacionais	
(15) Receitas Não Operacionais	
(16) Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR)	$(16) = (13) + (15) - (14)$
(17) Depreciação	
(18) Lucro Real (Tributável)	$(18) = (16) - (17)$
(19) Imposto de Renda	
(20) Lucro	$(20) = (18) - (19)$
(21) CSSL	
(22) Lucro Líquido	$(22) = (20) - (21)$

O Custo da Energia sofre elevada influência das condições de financiamento, e em nosso estudo não se consideram as origens do capital para investimento portanto, avaliamos este indicador variando as condições de financiamento numa faixa de 9 a 18 % a.a.

Diante das inúmeras incertezas das variáveis do projeto a análise de sensibilidade realizada no modelo calcula a taxa interna de retorno do projeto para uma faixa de variação de  $\pm 50\%$  das cinco principais variáveis:

- i. Tarifa de Venda da Energia Elétrica;
- ii. Custo Unitário do Investimento;
- iii. Custo da Biomassa;
- iv. Custos de Operação e Manutenção;
- v. Fator de Carga Anual da Instalação;

### 1.32.1.As Condições Operacionais Analisadas

Com referência ao combustível e ao período de operação da unidade de geração estudamos quatro diferentes condições operacionais possíveis:

- i. Operação apenas na safra com consumo de toda a biomassa no período;
- ii. Operação na safra e entressafra consumindo apenas biomassa distribuída uniformemente ao longo do ano;
- iii. Operação na safra e entressafra consumindo toda a biomassa no período da safra e gás natural na entressafra;
- iv. Operação na safra e entressafra consumindo a biomassa e gás natural uniformemente distribuídos ao longo do ano, numa proporção fixa do gás natural de 15 % do insumo energético total.

### 1.32.2.Premissas da Modelagem

Dentre as premissas e variáveis assumidas no modelo estão:

- i. O valor de comercialização da energia elétrica gerada pelo projeto para o qual é adotado o Valor Normativo de referência da ANEEL, corrigido para o mês de novembro de 2000, de US\$ 72,15/MWh, conforme Apêndice E – Índices de Correção do Valor Normativo;
- ii. A taxa de desconto de 12 % a.a.;
- iii. Os impostos, taxas e contribuições setoriais e Imposto de Renda de acordo com o disposto no Apêndice G – Taxas e Impostos sobre a Geração de Energia Elétrica;
- iv. A proporção entre a biomassa e o gás natural na condição operacional IV é de 85 % / 15 %, com referência ao insumo energético total;
- v. O custo do gás natural é de US\$ 2,475/MBTU, conforme apresentado no item 1.4, escolhido pelo reajuste anual com base no IGP-M;
- vi. O custo de investimento do ramal de alimentação de gás natural é calculado como apresentado no Apêndice H – Aspectos da Instalação de Gasoduto, com distância média de 50 km a partir do gasoduto Brasil Bolívia, investimento integralmente assumido pelo projeto e investimento de US\$ 18,00 / pol. m;
- vii. A usina típica adotada está na faixa de produção com moagem de 800.000 ton.<sub>Cana</sub>/ano;
- viii. O índice adotado de retirada da palha e pontas do campo é de 50 % (LEAL, 1999);
- ix. O índice de mecanização da lavoura, a longo prazo, mantida a tecnologia atual das colhedoras é de 60 % (LEAL, 1999);
- x. A economia com energia elétrica é computada como uma receita não operacional, com tarifa média do setor industrial no ano 2000 de R\$ 72,31/MWh<sup>1</sup>;
- xi. Custos da biomassa (palha e pontas) recolhidas no campo e entregue na usina estimado em US\$ 1,50/MBTU (LEAL, 1999);
- xii. Taxa de câmbio de R\$ 1,80/US\$;
- xiii. A otimização do processo da destilaria com redução de consumo de vapor para 340 ton.<sub>Vapor</sub>/ton.<sub>Cana</sub> é aplicada no caso II, conforme item 1.8.1;
- xiv. A Curva de Custo de Investimento conforme item 1.26.1;
- xv. Os Custos Fixos e Variáveis conforme item 1.26.2;
- xvi. A Curva de Eficiência conforme item 1.26.3;

---

<sup>1</sup> Tarifas Médias por Classe de Consumo – Jan.-Jun./2000, SER / ANEEL

- xvii. O período de safra é de 215 dias, ou 7 meses;
- xviii. O fator de carga anual médio da unidade de geração é de 85 % no caso I e 80 % nos demais (TURNURE *et al.*, 1995);
- xix. Disponibilidade de 270 kg de bagaço por tonelada de cana-de-açúcar moída;
- xx. A vida útil do projeto é de 25 anos;
- xxi. A depreciação é linear ao longo da vida útil;
- xxii. O poder calorífico da biomassa é o mesmo para pontas, palha e bagaço, sendo o Poder Calorífico Superior 9,45 MJ/kg e o Poder Calorífico Inferior 8,75 MJ/kg, a 50 % de umidade, como 1.10.1.O Bagaço de Cana-de-açúcar e 1.10.2.A Biomassa Palha e Pontas;
- xxiii. O período de manutenção programada é de 30 dias por ano;
- xxiv. O poder Calorífico Superior do gás natural é de 38,8 MJ/Nm<sup>3</sup>, com referência ao gás natural boliviano (ABREU, MARTINEZ, 1999).

### 1.33. RESULTADOS DA MODELAGEM

Os resultados da modelagem realizada para cada uma das condições operacionais propostas são apresentados neste item. Na Tabela 28, Tabela 30, Tabela 32 e Tabela 34 estão, de forma sumariada, os principais parâmetros técnico-econômicos obtidos em cada caso.

Com referência ao ciclo BIG/GTCC são apresentados a potência da instalação, sua eficiência em produção exclusiva de energia elétrica e em cogeração, e o custo específico de instalação.

A produção de energia elétrica excedente para exportação é apresentada, dependendo do caso, para os períodos de safra e entressafra, discriminadas pelo horário de ponta e fora de ponta do sistema elétrico brasileiro. Os fatores de carga médio anual, na safra e na entressafra também estão listados.

Para a análise econômica são apresentados os investimentos totais, as receitas anuais e o lucro líquido assim com a taxa interna de retorno (TIR), o valor presente líquido (VPL), o valor uniforme líquido (VUL) e o *payback* descontado. A Figura 23, Figura 24, Figura 25 e Figura 26 apresentam o gráfico de análise de sensibilidade da taxa interna de retorno de cada um dos casos, tomando como variáveis o investimento inicial, a tarifa de energia elétrica, os custos da biomassa colhida, os custos de operação e manutenção e o fator de carga médio anual da instalação.

#### 1.33.1. Operação Apenas na Safra com Consumo de toda a Biomassa no Período – Caso I

O Caso I é a condição operacional em que a totalidade da biomassa disponível, ou seja, bagaço, palha e pontas recolhidas, é consumida exclusivamente no período da safra como combustível da unidade de geração que opera exclusivamente em

cogeração. A Tabela 28 apresenta os resultados técnico-econômicos desta condição operacional e a Tabela 29 o detalhamento da geração de energia elétrica.

Como podemos verificar, neste caso a taxa interna de retorno é inferior a taxa de desconto adotada e o projeto é inviável, não apresentando tempo de retorno. A principal condição desfavorável deste caso é o baixo fator de carga anual do sistema, de apenas 46 %<sup>1</sup>, caracterizando uma alta ociosidade do investimento. Além disso, verifica-se uma potência instalada relativamente elevada, cerca de 50 % superior a do Caso II, que será visto a seguir e que utiliza a mesma quantidade anual de combustível, fazendo com que o investimento inicial seja maior mesmo com a redução de custo específico devido a escala.

Como podemos ver na Figura 23, a viabilidade deste projeto nesta condição operacional só é possível com uma elevação de 15 % da tarifa de energia elétrica de referência ou uma redução de aproximadamente 18 % no investimento inicial.

---

<sup>1</sup> Descontados os 30 dias de O&M previstos para todas as condições operacionais

Tabela 28 – Resultados do Projeto de Referência – Caso I

Potência Instalada (MW <sub>e</sub> )	80	
Rendimento Elétrico em Geração Elétrica Pura (%)	43%	
Rendimento Elétrico em Cogeração (%)	37%	
Total da Biomassa Recolhida - Palha e Pontas (%)	30%	
Custo de Instalação (US\$/kW <sub>e</sub> )	1.248	
Investimento (Milhões US\$)	100,1	
Custo da Biomassa Recolhida	(US\$/MBTU)	(US\$/ton.)
	1,50	12,44
Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	293.114	1.363
Tarifa de Energia Elétrica (US\$/MWh)	72,15	
Receita Anual (Milhões US\$)	21,148	
Lucro Líquido Anual (Milhões US\$)	10,770	
Taxa de Desconto (%)	12%	
Taxa Interna de Retorno - TIR (%)	9,70%	
Valor Presente Líquido - VPL (Milhões US\$)	-15,601	
Valor Uniforme Líquido - VUL (Milhões US\$)	-1,989	
<i>Payback</i> Descontado (anos)	Não tem <i>Payback</i>	
Vida Útil do Projeto (anos)	25	
Custo da Energia Elétrica – COE (US\$/MWh)	82,80	

Tabela 29 – Detalhamento da Geração de Energia Elétrica – Caso I

Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	293.114	1.363
Fator de Carga Anual	46%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Safra	293.114	1.363
	Em Horário de Ponta do SEN	170
	Em Horário Fora de Ponta do SEN	1.193
Fator de Carga na Safra	85%	
Geração Específica (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	366	

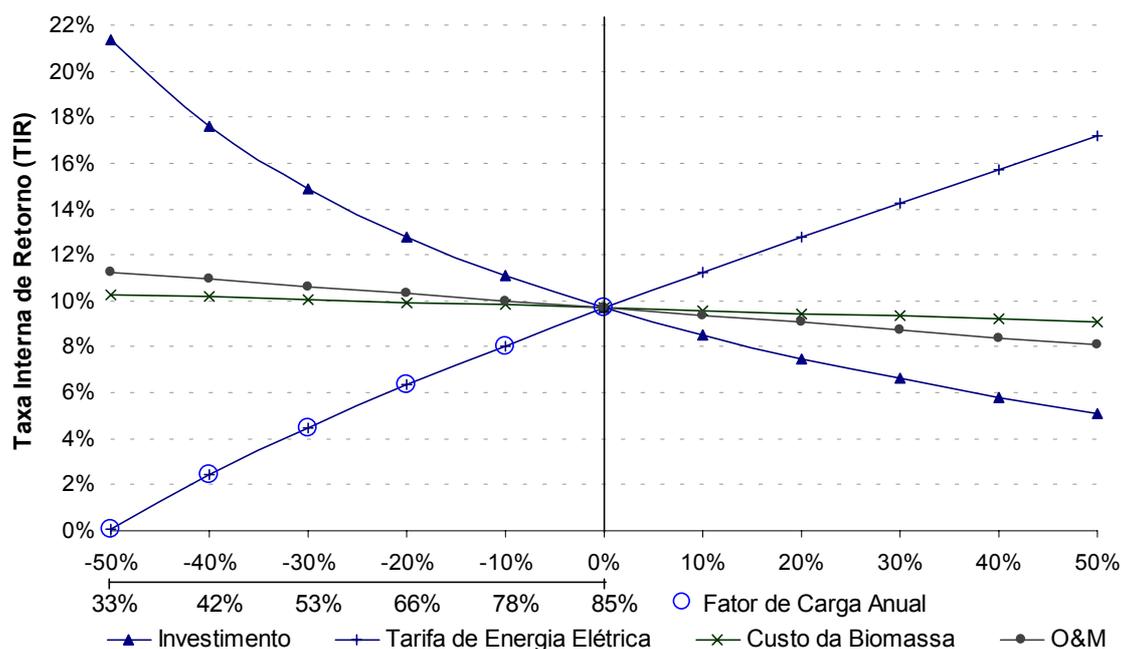


Figura 23 – Análise de Sensibilidade da TIR – Caso I

### 1.33.2. Operação na Safra e Entressafra Consumindo apenas Biomassa Distribuída Uniformemente ao Longo do Ano – Caso II

O Caso II é a condição operacional em que o bagaço, e a palha e pontas recolhidas são consumidas como combustível da unidade de geração uniformemente ao longo de todo o ano operacional considerado, de 335 dias, operando em cogeração no período da safra e em geração exclusiva de energia elétrica na entressafra. A Tabela 30 apresenta os resultados técnico-econômicos desta condição operacional e a Tabela 31 o detalhamento da geração de energia elétrica.

Como podemos verificar, neste caso a taxa interna de retorno é 14,9 %, superior a taxa de desconto adotada e o projeto é viável, apresentando tempo de retorno de 13 anos.

As principais condições favoráveis deste caso são o fator de carga anual de 80 %, caracterizando uma alta taxa de utilização do investimento, e a potência instalada, que exige um investimento inicial moderado.

Tabela 30 – Resultados do Projeto de Referência – Caso II

Potência Instalada (MW <sub>e</sub> )	54	
Rendimento Elétrico em Geração Elétrica Pura (%)	42%	
Rendimento Elétrico em Cogeração (%)	36%	
Total da Biomassa Recolhida - Palha e Pontas (%)	30%	
Custo de Instalação (US\$/kW <sub>e</sub> )	1.364	
Investimento (Milhões US\$)	76,3	
Custo da Biomassa Recolhida	(US\$/MBTU)	(US\$/ton.)
	(MWh/ano)	(MWh/dia)
Geração de Energia Elétrica Excedente	303.292	905
	1,50	12,44
Tarifa de Energia Elétrica (US\$/MWh)	72,15	
Receita Anual (Milhões US\$)	21,883	
Lucro Líquido Anual (Milhões US\$)	11,718	
Taxa de Desconto (%)	12%	
Taxa Interna de Retorno - TIR (%)	14,88%	
Valor Presente Líquido - VPL (Milhões US\$)	15,609	
Valor Uniforme Líquido - VUL (Milhões US\$)	1,990	
<i>Payback</i> Descontado (anos)	13	
Vida Útil do Projeto (anos)	25	
Custo da Energia Elétrica – COE (US\$/MWh)	61,85	

Tabela 31 – Detalhamento da Geração de Energia Elétrica – Caso II

Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	303.292	905
Fator de Carga Anual	80%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Safra	193.163	898
Em Horário de Ponta do SEN	24.145	112
Em Horário Fora de Ponta do SEN	169.017	786
Fator de Carga na Safra	85%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Entressafra	110.129	918
Em Horário de Ponta do SEN	13.766	115
Em Horário Fora de Ponta do SEN	96.363	803

Fator de Carga na Entressafra	71%
Geração Específica (kWh/ton.Cana)	379

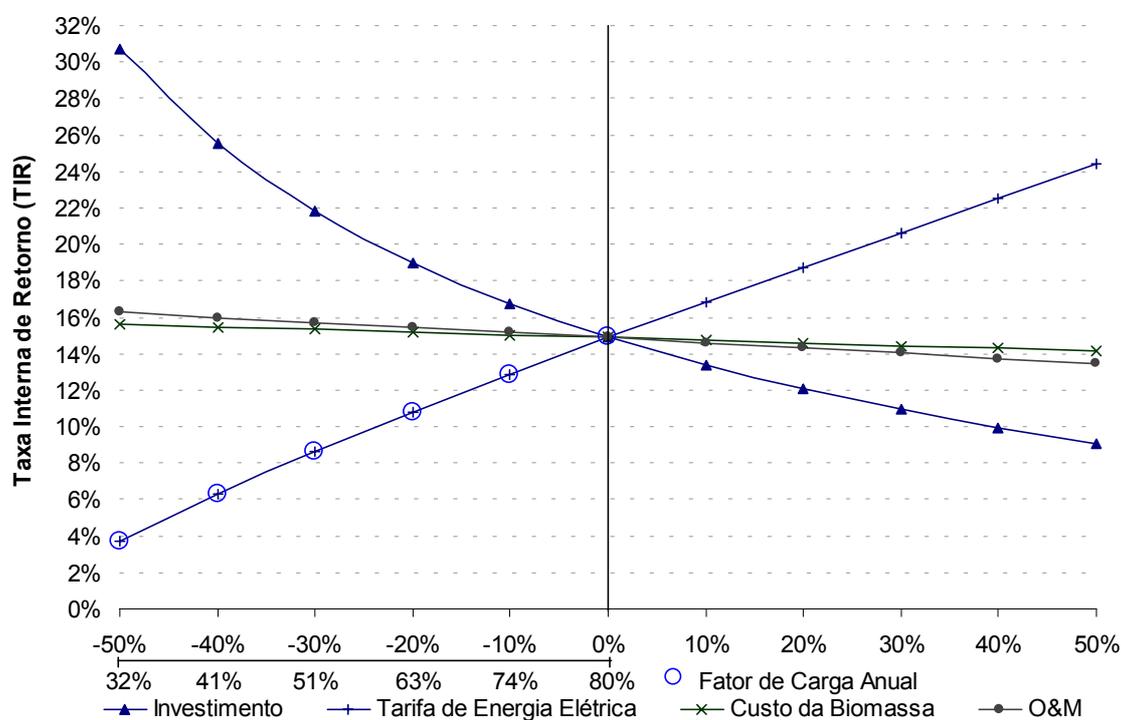


Figura 24 – Análise de Sensibilidade da TIR – Caso II

Verificamos na Figura 24 a viabilidade deste projeto nesta condição operacional e sua sensibilidade a tarifa de energia elétrica e ao investimento inicial.

### 1.33.3. Operação na Safra e Entressafra Consumindo toda a Biomassa no Período da Safra e Gás Natural na Entressafra – Caso III

O Caso III é uma condição operacional parcialmente similar ao Caso I. Nesta condição operacional a totalidade da biomassa disponível é consumida exclusivamente no período da safra como combustível da unidade de geração que opera em cogeração. No período de entressafra o sistema utiliza o gás natural como combustível na unidade de geração operando exclusivamente na produção de energia elétrica.

Esta alternativa coloca a unidade em funcionamento durante todo o ano operacional considerado, de 335 dias, elevando seu fator de carga. A Tabela 32 apresenta os resultados técnico-econômicos desta condição operacional e a Tabela 33 o detalhamento da geração de energia elétrica. Neste caso a taxa interna de retorno é 14,8 %, superior a taxa de desconto adotada e o projeto é viável, apresentando tempo de retorno de 14 anos.

Tabela 32 – Resultados do Projeto de Referência – Caso III

Potência Instalada (MW <sub>e</sub> )	80	
Rendimento Elétrico em Geração Elétrica Pura (%)	43%	
Rendimento Elétrico em Cogeração (%)	37%	
Total da Biomassa Recolhida - Palha e Pontas (%)	30%	
Custo de Instalação (US\$/kW <sub>e</sub> )	1.248	
Investimento (Milhões US\$)	104,6	
Custo da Biomassa Recolhida	(US\$/MBTU)	(US\$/ton.)
	1,50	12,44
Custo do Gás Natural	(US\$/MBTU)	(US\$/Nm <sup>3</sup> )
	2,475	0,082
Consumo de Gás Natural na Safra	(Milhões Nm <sup>3</sup> /ano)	(Nm <sup>3</sup> /dia)
	36,66	305.515
Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	454.772	1.358
Tarifa de Energia Elétrica (US\$/MWh)	72,15	
Receita Anual (Milhões US\$)	32,812	
Lucro Líquido Anual (Milhões US\$)	15,957	
Taxa de Desconto (%)	12%	
Taxa Interna de Retorno - TIR (%)	14,77%	
Valor Presente Líquido - VPL (Milhões US\$)	20,580	
Valor Uniforme Líquido - VUL (Milhões US\$)	2,624	
<i>Payback</i> Descontado (anos)	14	
Vida Útil do Projeto (anos)	25	
Custo da Energia Elétrica - COE (US\$/MWh)	63,10	

Apesar da potência instalada ser idêntica ao Caso I, a operação durante a entressafra proporciona uma condição favorável com fator de carga anual de 80 %, caracterizando uma alta taxa de utilização do investimento. A economicidade neste caso não é maior devido ao custo do gás natural ser 62 % superior ao adotado para a biomassa colhida.

Tabela 33 – Detalhamento da Geração de Energia Elétrica – Caso III

Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	454.772	1.358
Fator de Carga Anual	80%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Safra	293.114	1.363
Em Horário de Ponta do SEN	36.639	170
Em Horário Fora de Ponta do SEN	256.475	1.193
Fator de Carga na Safra	85%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Entressafra	161.658	1.347
Em Horário de Ponta do SEN	20.207	168
Em Horário Fora de Ponta do SEN	141.451	1.179
Fator de Carga na Entressafra	70%	
Geração Específica (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	568	

Verificamos na Figura 25 a viabilidade deste projeto nesta condição operacional e sua sensibilidade a tarifa de energia elétrica e ao investimento inicial.

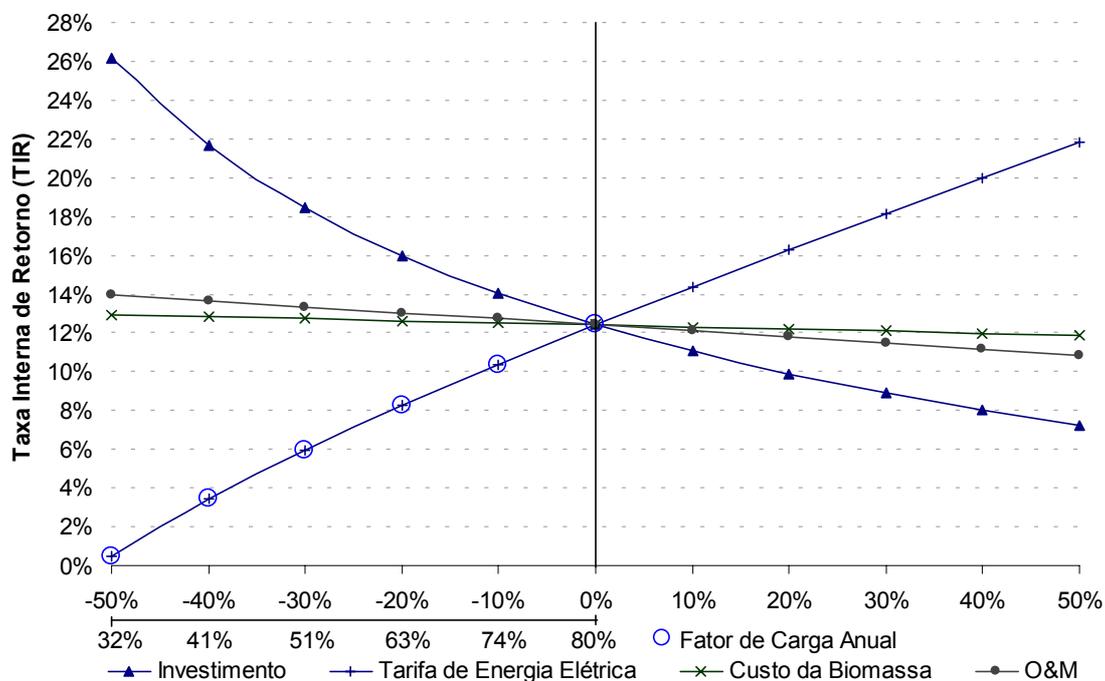


Figura 25 – Análise de Sensibilidade da TIR – Caso III

#### 1.33.4. Operação na Safra e Entressafra Consumindo Biomassa e Gás Natural Uniformemente Distribuídos ao Longo do Ano – Caso IV

O Caso IV é uma condição operacional similar ao Caso II sendo acrescido um consumo proporcional e contínuo de gás natural a alimentação de combustível do processo. Nesta condição operacional o bagaço, a palha e as pontas recolhidas, acrescidas de uma fração de 15 % de gás natural, em relação ao poder calorífico do gás de síntese, são consumidas como combustível da unidade de geração uniformemente ao longo de todo o ano operacional considerado, de 335 dias, operando em cogeração no período da safra e em geração exclusiva de energia elétrica na entressafra.

A Tabela 34 apresenta os resultados técnico-econômicos desta condição operacional e a Tabela 35 o detalhamento da geração de energia elétrica. A potência instalada neste caso fica num valor intermediário entre os Casos I e III e o Caso II e a operação durante a entressafra permite uma condição favorável com o fator de carga anual de 80 %, caracterizando uma alta taxa de utilização do investimento. A taxa interna de retorno neste caso é de 14,9 %, equivalente a taxa dos Caso II e Caso III.

A utilização do gás natural nesta condição operacional representa um fator estratégico fundamental. A injeção deste como combustível auxiliar na gaseificação proporciona uma estabilidade operacional superior do processo, elevando a confiabilidade do sistema.

Com resultado semelhante na confiabilidade pode-se misturar o gás natural no gás produzido no gaseificador de forma controlada para produzir uma estabilidade do poder calorífico do gás combustível que alimenta a turbina, além de aumentá-lo relativamente. Estes dois fatos são positivos para as turbinas a gás, aumentando sua disponibilidade e confiabilidade.

A disponibilidade de gás natural na planta permite ainda que na ocorrência de situações momentâneas e transientes de déficit no fornecimento de gás do gaseificador, uma mistura de gás natural e ar atmosférico seja injetada em proporções adequadas mantendo a alimentação estável dos sistema.

Tabela 34 – Resultados do Projeto de Referência – Caso IV

Potência Instalada (MW <sub>e</sub> )	62	
Rendimento Elétrico em Geração Elétrica Pura (%)	43%	
Rendimento Elétrico em Cogeração (%)	37%	
Total da Biomassa Recolhida - Palha e Pontas (%)	30%	
Custo de Instalação (US\$/kW <sub>e</sub> )	1.321	
Investimento (Milhões US\$)	84,9	
Custo da Biomassa Recolhida	(US\$/MBTU)	(US\$/ton.)
	1,50	12,44

Custo do Gás Natural	(US\$/MBTU)	(US\$/Nm <sup>3</sup> )
	2,475	0,082
Consumo de Gás Natural	(Milhões Nm <sup>3</sup> /ano)	(Nm <sup>3</sup> /dia)
	13,76	114.657
Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	354.738	1.059
Tarifa de Energia Elétrica (US\$/MWh)	72,15	
Receita Anual (Milhões US\$)	25,594	
Lucro Líquido Anual (Milhões US\$)	13,091	
Taxa de Desconto (%)	12%	
Taxa Interna de Retorno - TIR (%)	14,94%	
Valor Presente Líquido - VPL (Milhões US\$)	17,737	
Valor Uniforme Líquido - VUL (Milhões US\$)	2,261	
<i>Payback</i> Descontado (anos)	13	
Vida Útil do Projeto (anos)	25	
Custo da Energia Elétrica - COE (US\$/MWh)	62,14	

Esta estratégia construtiva aliada a um investimento de custo reduzido, que é a instalação de queimadores de pós-combustão na caldeira de recuperação, possibilita a manutenção da operação do processo produtivo da destilaria, ainda que o sistema de geração esteja inteiramente indisponível, através da geração de vapor com gás natural e alimentação elétrica da rede.

Verificamos na Figura 26 a viabilidade do projeto nesta condição operacional e sua sensibilidade a tarifa de energia elétrica e ao investimento inicial.

Tabela 35 – Detalhamento da Geração de Energia Elétrica – Caso IV

Geração de Energia Elétrica Excedente	(MWh/ano)	(MWh/dia)
	354.738	1.059
Fator de Carga Anual	80%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Safra	211.298	983
Em Horário de Ponta do SEN	26.412	123
Em Horário Fora de Ponta do SEN	184.886	860
Fator de Carga na Safra	80%	
Geração de Energia Elétrica Excedente na Entressafra	143.440	1.195

Em Horário de Ponta do SEN	17.930	149
Em Horário Fora de Ponta do SEN	125.510	1.046
Fator de Carga na Entressafra	80%	
Geração Específica (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	443	

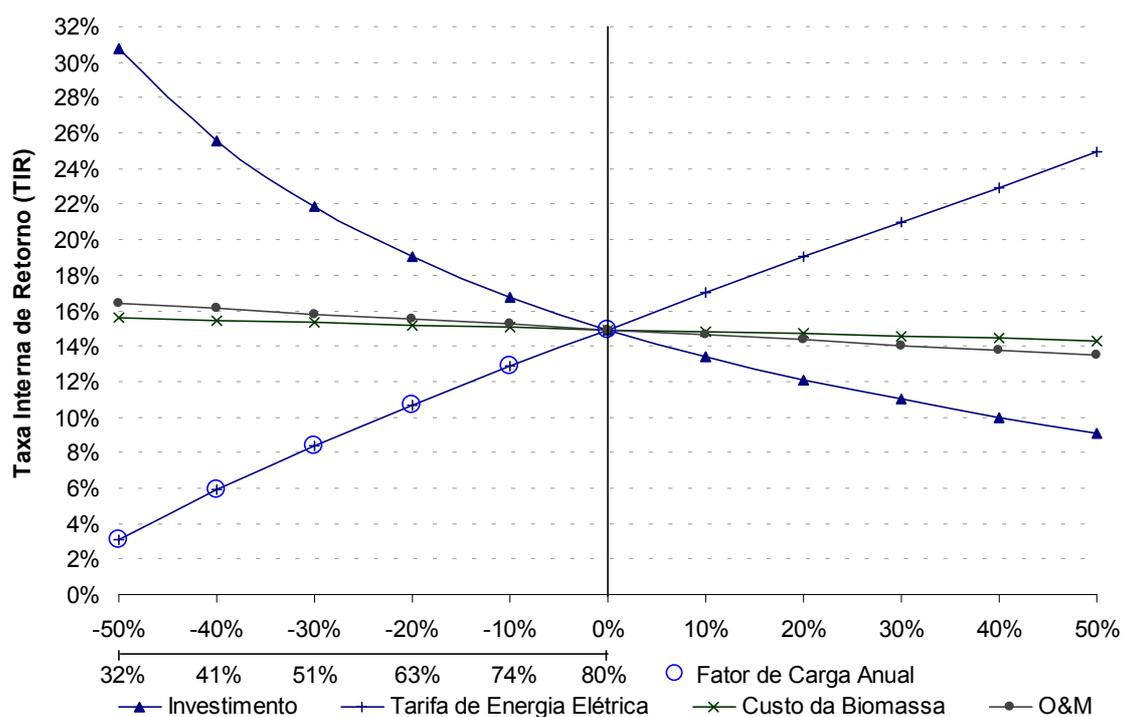


Figura 26 – Análise de Sensibilidade da TIR – Caso IV

Na Tabela 36 estão sumariados os resultados principais da modelagem para cada uma das condições operacionais consideradas, onde podemos verificar a menor potência instalada do Caso II, 54 MW<sub>e</sub>, e a máxima 80 MW<sub>e</sub> para os Casos I e III.

Tabela 36 – Resultados Principais da Modelagem

Parâmetro	Caso I	Caso II	Caso III	Caso IV
Potência Instalada (MW <sub>e</sub> )	80	54	80	62
Geração Específica de Energia Elétrica Excedente (kWh/ton. <sub>Cana</sub> )	366	379	568	443
Taxa Interna de Retorno (TIR)	9,70 %	14,88 %	14,77 %	14,94 %
Payback Descontado (anos)	-	13	14	13
Custo da Energia Elétrica (US\$/MWh)	82,80	61,85	63,10	62,14

A geração específica de energia elétrica excedente gira em torno dos 370 (kWh/ton.<sub>Cana</sub>), referenciada aos Casos I e II, onde apenas biomassa é utilizada como combustível. Nos Casos III e IV, os valores maiores computam também a energia elétrica gerada pelo gás natural como combustível.

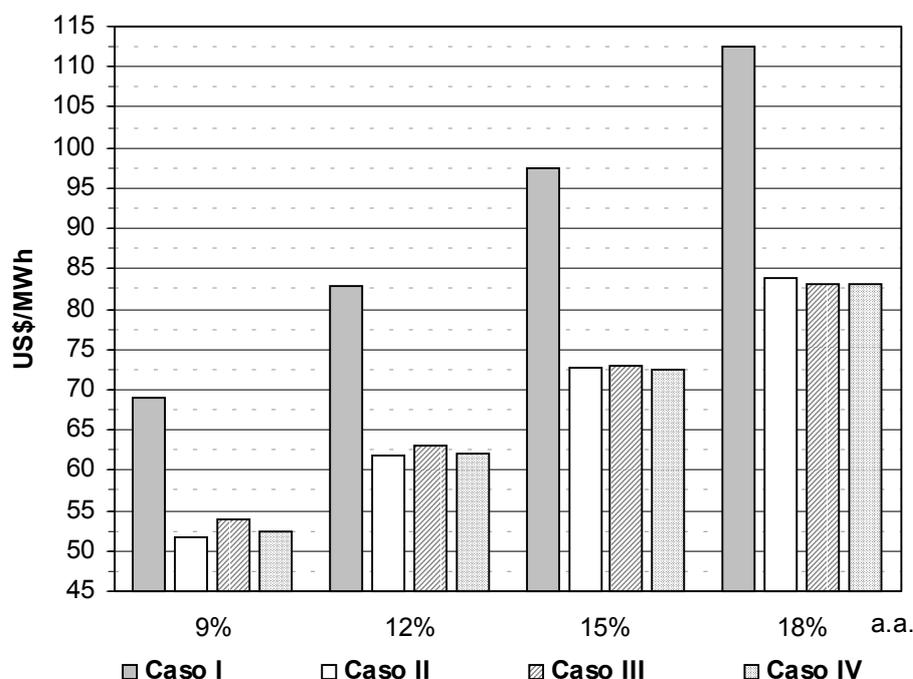


Figura 27 – Custo da Energia Elétrica em Função da Taxa de Desconto Anual

O volume de gás natural no Caso III não foi limitado, sendo considerado o fornecimento do volume necessário para garantir o fator de carga proposto para a instalação. Este volume é superior ao utilizado no Caso IV, assim como a potência instalada.

Podemos verificar que os Casos II, III e IV apresentam uma taxa interna de retorno muito próxima, assim como o Custo da Energia que, como podemos ver na Figura 27, varia significativamente com a taxa de desconto aplicada na modelagem.

#### 1.34. ANÁLISE DOS RESULTADOS DA MODELAGEM

Ao analisarmos os resultados principais da modelagem verificamos que a condição operacional descrita pelo Caso I não possui viabilidade econômica e não figura como opção. As condições operacionais dos Casos II, III e IV apresentam taxa interna de retorno praticamente iguais, o que conduz a tomada de decisão ao critério operacional.

Com esse princípio o melhor modelo operacional converge ao Caso IV que apresenta as melhores condições de estabilidade, confiabilidade e disponibilidade do ciclo. A utilização do gás natural como combustível complementar a gaseificação,

controle de poder calorífico do gás combustível de alimentação da turbina e instrumento de flexibilidade operacional confere ao sistema diversas vantagens operacionais e comerciais.

A elevação e o controle do poder calorífico do gás combustível resultantes da gaseificação mediante a mistura com gás natural permitem a utilização de turbinas a gás de desenvolvimento tecnológico superior com maior rendimento térmico. Nessas condições de disponibilidade e confiabilidade do ciclo a energia elétrica gerada encontra uma maior aceitação no mercado, tendo seu valor apreciado e conferindo-lhe maior valor agregado.

A maior eficiência possível com turbinas a gás de alta tecnologia e a melhor condição de negociação do preço da energia elétrica vendida convergem para elevar a economicidade do projeto.

## Conclusão

Em primeiro lugar, encontramos o setor elétrico já adequadamente regulamentado, com uma estrutura de operação definida e os órgãos reguladores e operadores da nova estrutura estabelecidos. Este aspecto é de grande relevância pois durante muitas décadas a geração de energia elétrica não constituía um serviço que pudesse ser prestado na forma de negócio privado entre partes interessadas, tendo a atividade ficado sob a responsabilidade do estado por um longo período.

Nesta nova etapa encontramos a regulamentação dos valores máximos das tarifas de geração de energia elétrica que podem ser repassados aos consumidores cativos. Este valor, que depende do insumo energético utilizado, oferece um nível de remuneração suficiente para o projeto de geração de energia elétrica com ciclo combinado em cogeração e gaseificação de biomassa, mas está bastante acima dos valores praticados.

No setor sucroalcooleiro as perspectivas de disponibilidade adicional de biomassa além do bagaço de cana são promissoras e os estudos de quantificação de volume e custo já estão em andamento.

No que tange as turbomáquinas, em especial a turbina a gás, os aspectos técnicos estão solucionados e a utilização dos gases de baixo poder calorífico resultantes da gaseificação da biomassa é exequível. O aspecto mais significativo que merecerá sempre maior atenção é a qualidade do gás em termos de impurezas físicas ou químicas, e este ponto é mais relacionado ao desenvolvimento dos gaseificadores. É justamente no processo de gaseificação da biomassa e no gaseificador em si que se concentram a maioria das questões ainda em estudo.

As pressões ambientais e a alternativa de utilização da biomassa como combustível para a geração de energia elétrica produziram um grande esforço mundial para o desenvolvimento comercial desta tecnologia e muitos projetos e unidades de teste estão sendo realizados, criando uma massa crítica de desenvolvimento tecnológico que poderá em pouco tempo sanar as principais incertezas.

Os investimentos podem ser reduzidos com os esforços atualmente realizados para promover o uso da biomassa como fonte de geração de energia elétrica. A margem de redução do investimento inicial relacionado ao gaseificador e seus sistemas auxiliares é considerável, como podemos ver ao compararmos o custo específico de instalação considerado, da ordem de US\$ 1.300,00/kW<sub>e</sub> ao custo dos ciclos combinados atualmente disponíveis, da ordem de US\$ 750,00/kW<sub>e</sub>, para a mesma faixa de potência.

Entretanto, um aspecto será sempre atinente a esta tecnologia: seu custo de instalação e de operação deverá se manter superior aos sistemas tradicionais com combustíveis fósseis, de tal forma que sua viabilidade estará fundamentalmente atrelada a capacidade de se internalizar os benefícios ambientais por ela proporcionados.

Os custos da energia calculados para as diferentes condições operacionais são bastante superiores aos praticados no Brasil, mesmo se comparados aos valores

atuais de expansão com as fontes tradicionais. Ainda que sejam inferiores ao valor máximo legalmente permitido para a fonte energética, estes valores dificilmente se realizarão no âmbito privado das relações de compra e venda de energia do mercado.

Os resultados da modelagem demonstram que as modalidades operacionais descritas pelos Caso II, III e IV apresentam viabilidade econômica com uma tarifa de energia elétrica de US\$ 72,15/MWh e uma Taxa Interna de Retorno em torno dos 14,8 %.

Com a taxa de desconto de 12 % a.a. o Custo da Energia gira em torno dos 62 a 63 US\$/MWh. A redução da taxa de desconto do projeto do valor de referência de 12 % a.a. para 9 % a.a. reduz o Custo da Energia para aproximadamente US\$ 53,00/MWh.

É importante ressaltar que a modelagem contempla fatores realistas da operação, entre os principais o fator de carga, porém, não foi possível aplicar fatores de disponibilidade aos gaseificadores e aos ciclos para que refletissem economicamente os benefícios técnico-operacionais da utilização do gás natural no processo de gaseificação e na alimentação da turbina a gás no Caso IV devido à ausência de estudos e dados a esse respeito. Também não foi incluído no cálculo nenhuma modalidade de revisão tarifária ao longo da vida útil, nem as vantagens ambientais do projeto foram contabilizadas. Estas últimas poderiam reduzir consideravelmente o custo da energia elétrica gerada.

A disponibilidade de recursos internacionais, como os resultantes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, podem colocar esta alternativa de geração de energia elétrica em condição de competitividade com as fontes tradicionais atuais. Por outro lado, os impostos federais e as contribuições ao setor elétrico cobradas dos geradores de energia elétrica incluem uma série de alíquotas que poderiam ser eliminadas, entre elas a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, de 9 % e a Contribuição à Reserva Global de Reversão, de 2,5 a 3 %, entre outros impostos federais que poderiam ser reduzidos a título de incentivo.

Ainda que outras fontes alternativas venham a concorrer por estes recursos, a biomassa tem a seu favor a escala de geração possível em uma única planta, enquanto a energia elétrica fotovoltaica se aplica a potências bem menores e a eólica e as pequenas centrais hidroelétricas a médias potências. Em particular, a cultura da cana-de-açúcar para este fim tem ainda em seu favor a produção de combustível líquido renovável, constituindo uma opção de central energética, não apenas elétrica.

Portanto, a viabilidade econômica desta tecnologia com os níveis de investimento e custos operacionais estimados para o seu amadurecimento dependerá fundamentalmente da internalização dos benefícios ambientais e da utilização de mecanismos de incentivo, sejam nacionais ou internacionais.

## Referências Bibliográficas

- ABREU, P. F. S. P., STEPHAN, C., 1982, *Análise de Investimentos*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Campus.
- ABREU, P. L., MARTINEZ, J. A., 1999, *Gás Natural: O Combustível do Novo Milênio*. 1 ed. Porto Alegre, Plural Comunicação.
- ALENCAR, P., 2000, “Tarifas de Gás - Definições à Vista”, *Revista Brasil Energia*, n. 235 (Jun.), pp. 32 – 33.
- ANDRADE, C. S., 2000, Índices para Atualização dos Valores Normativos, Superintendência de Regulação da Geração, ANEEL, Brasília, DF.
- ARONGAUS, S., 1994, *Curso de Cogeração*, Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP, Rio de Janeiro.
- ARONGAUS, S., 1996, *Curso de Cogeração Térmica*, Departamento de Engenharia Mecânica – UFRJ, Rio de Janeiro.
- AZOLA, E. P., ANDRADE, J. F. M., RIBEIRO, R. H. C., *et al.*, 1999, *Identificação do Potenciais Econômicos e de Mercado de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro*. In: Relatório para Inclusão no Plano Decenal de Expansão da ELETROBRÁS - ECV – 788/98, ELETRONUCLEAR, Rio de Janeiro.
- BAIN, R. L., OVEREND, R. P., CRAIG, K. R., 1996, “Biomass-Fired Power Generation”. In: *Biomass Usage for Utility and Industrial Power*, Engineering Foundation, Snowbird, UT, May.
- BAIN, R., CRAIG, K., COMER, K., 1997, *Renewable Energy Technology Characterizations*. In: Biomass EPRI Topical Report No. TR-109496, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., EPRI, Palo Alto, California, Dec.
- BENVENUTI, E., STECCO, S. S., 1989, “Small Cogeneration in Industry: Requirements and Solutions with an Efficient Gas Turbine”. In: *Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition*, Toronto, Canada, Junho.
- BUARQUE, C., 1984, *Avaliação Econômica de Projeto*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Campus.
- CAMARGO, C. A., USHIMA, A. H., RIBEIRO, A. M. M., *et al.*, 1990, *Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Alcool – Manual de Recomendações*. 1 ed. IPT – Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, Brasil.
- CAMPOS, R. M., 1990, “O Potencial e a Viabilidade Econômica da Geração de Excedentes de Energia a partir do Bagaço de Cana-de-açúcar”, *Revista Brasileira de Energia*, v. 01, n. 03, pp. 68 – 78.

- CAMURÇA, C. R. M., 2000, Tributos e Contribuições Incidentes nas Transações Praticadas nas Empresas do Setor Elétrico, Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira, ANEEL, Brasília, DF.
- CARPENTIERI, A. E., LARSON, E. D., WOODS, J., 1993, “Future Biomass-Based Electricity Supply in Northeast Brazil”, *Biomass and Bioenergy*, v. 4, n. 3, pp. 149-173.
- CARVALHO, J. F., 1997, “Descaminhos da Política Energética”, *Revista Brasileira de Energia*, v. 6, n. 1 (1º semestre), p. 65 – 87.
- CHARDOT, P., MOINET, A., 1995, *Guide Pratique du Brûleur Gaz*. 1 ed. Saint-Rémy-Les-Chevreuse, Sedit.
- COMBINED Cycle Budgetary Pricing – Turnkey Pricing Analysis and Turnkey Combined Cycle Prices, 1998, Private Power Executive Handbook '98, USA.
- CONSONNI, S., LARSON, E. D., 1996, “Biomass-Gasifier / Aero-derivative Gas Turbine Combined Cycles: Part A – Technologies and Performance Modeling”, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.118, (Jul.), pp. 507-515.
- CONSONNI, S., LARSON, E. D., 1996, “Biomass-Gasifier / Aero-derivative Gas Turbine Combined Cycles: Part B – Performance Calculations and Economic Assessment”, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.118, (Jul.), pp. 516-525.
- COPERSUCAR 02, 1998, *Impactos Ambientais do Uso em Larga Escala de Sistemas BIG-GT na Indústria da Cana-de-açúcar; Processamento da Palha de Cana-de-açúcar; Resumo dos Testes de Enfardamento; Variedades de Cana com Alta Biomassa*. In: Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31, Piracicaba, São Paulo, Brasil.
- COPERSUCAR 03, 1998, *Economia de Vapor em Usinas de Açúcar; Qualidade da Palha; Enfardamento da Palha; Recuperação e Transporte dos Fardos*. In: Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31, Piracicaba, São Paulo, Brasil.
- COPERSUCAR 04, 1998, *Integração do Sistema BIG/GT com a Usina Típica, Secador de Bagaço/Palha, Cortadora de Cana Inteira: Aprimoramentos, Carregadora Transportadora e Carregadora Convencional*. In: Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31, Piracicaba, São Paulo, Brasil.
- COPERSUCAR 05, 1999, *Gaseificação de Bagaço e Palha de Cana-de-açúcar; Potencial de Biomassa da Cana na Forma de Resíduos da Colheita; Colheita de Cana Sem Queimar; Ensaio de Variedades de Cana com Alta Biomassa*. In: Geração de Energia por Biomassa - Bagaço da Cana-de-açúcar e Resíduos, Informativo do Centro de Tecnologia Copersucar, Projeto BRA/96/G31, Piracicaba, São Paulo, Brasil.

- CRAIG, K. R., BAIN, R. L., OVEREND, R. P., 1995, "Biomass Power Systems – Where We Are, Where We Are Going and How To Get There? The Role of Gasification". In: *EPRI Conference on New Power Generation Technology*, San Francisco, California, Oct.
- CRAIG, K. R., MANN, M. K., 1996, "Cost and Performance Analysis of Three Integrated Biomass Gasification Combined Cycle Power Systems". In: *Proceedings of the Engineering Foundation Conference*, Snowbird, Utah, May.
- CUNHA, F., 2000, *Co-Geração e Ciclos Combinados*. 1 ed. CEFET/RJ, Rio de Janeiro.
- D'ARAÚJO, R. P., HOFFMANN, C. A. A., 1997, *O Novo Contexto do Setor Elétrico Brasileiro*. 1 ed., CNI – Confederação Nacional da Indústria, Rio de Janeiro.
- D'ÁVILA, S. G., 1984, Gaseificação de Biomassa. In: *Curso de Economia e Tecnologia da Energia*, AIE/COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- DNPE/SEN/MME, 2000, *Balanco Energético Nacional 2000*, Departamento Nacional de Política Energética da Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil.
- DREIER, D. R. Jr., 1996, "Upgradable Opportunities for Steam Turbines". In: *39<sup>th</sup> GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar*, pp. 30 GER-3696D, Schenectady, NY, Aug.
- ELETROBRÁS, 1999, *Plano Decenal de Expansão 1999/2008*, GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, RJ.
- ELETROBRÁS, 2000, *Plano Decenal de Expansão 2000/2009*, GCPS - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro, RJ.
- FARRIS, M., PAISLEY, M. A., IRVING, J., OVEREND, R. P., 1998, "The Biomass Gasification Process by Battelle/Ferco: Design, Engineering, Construction, and Startup". In: *1998 Gasification Technologies Conference*, San Francisco, California, Oct.
- FIGUEIREDO, C. S., 2000, "A Conjuntura Atual do Setor Elétrico Brasileiro", *Conjuntura Econômica*, n. (dez.), pp. 58-60.
- FIGUEIREDO, P. A., OLIVEIRA, R. C., OTTONI, T. C. C., *et al.*, 1999, *Estimativa do Potencial de Cogeração no Brasil*. In: Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, ELETROBRÁS, Rio de Janeiro.
- GANAPATHY, V., 1985, "Heat-recovery Boiler Design for Cogeneration", *Oil & Gas Journal*, v. 83, n. 48 (Dec.), pp. 116-125.
- GELLER, H, TOLMASQUIM, M. T., SCHAEFFER, R., 1991, *O Uso Eficiente da Eletricidade – Uma Estratégia de Desenvolvimento para o Brasil*, American Council for an Energy Efficient Economy, Instituto Nacional de Eficiência Energética e Procel, 1 ed., Ed. Eximpre, Rio De Janeiro, Brasil.

- GEORGE, K., SCHWEIZER, T., 1997, *Renewable Energy Technology Characterizations*. In: Finance EPRI Topical Report No. TR-109496, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., EPRI, Palo Alto, California, Dec.
- GRAHAM, R. L., WALSH, M. E., 1995, "Evaluating the Economic Costs, Benefits and Tradeoffs of Dedicated Biomass Energy Systems: The Importance of Scale". In: *Second Biomass Conference of the Americas: Energy, Environment, Agriculture, and Industry*, p.p. 207-215, Portland, Oregon, Aug.
- GUSTAVSSON, L., 1997, "Energy efficiency and Competitiveness of Biomass-Based Energy Systems", *Energy*, v. 22, n. 10, pp. 959-967.
- GUTKNECHT, B. A., 1998, *Economics and Performance of Smaller Cogeneration and Heat Recovery Systems*. In: GE Industrial Power Generation Gas Turbine Technology Seminar, GE Nuovo Pignone, Schenectady, NY.
- HERDMAN, R. C., 1994, *Studies of the Environmental Costs of Electricity*. In: U.S. Congress, Office of Technology Assessment – OTA, , Washington, D.C.
- HERDMAN, R. C., FRI, R. W., KEARNEY, D, 1995, *Renewing Our Energy Future*. In: OTA-ETI-614, U.S. Congress, Office of Technology Assessment – OTA, Washington, DC.
- HERGOTT, C., 1988, *Gas Turbine Fuel*. In: AGTR – 8805, Alstom Gas Turbine, Large Turbine Generator Division, Belfort, França.
- JANUZZI, G. M., GUARNIERI, L.C., 1992, "PROÁLCOOL: Impactos Ambientais", *Revista Brasileira de Energia*, v. 2, n.2, pp. 147-162.
- JOHANSSON, T. B., KELLY, H., REDDY, A. K. N., *et al*, 1992, *Fuels and Electricity from Renewable Sources of Energy*. 1 ed. Washington, DC, Island Press.
- JUDGE, A.W., 1960, *Small Gas Turbines and Free Piston Engines*, 1 ed. Chapman & Hall Ltd., Londres.
- KINCAID, D. E., 1999, *The Role of Distributed Generation in Competitive Energy Markets*. In: GRI-99/0054, Distributed Generation Forum, GRI - Gas Research Institute, Chicago, Illinois.
- KINOSHITA, C., 1995, 'Gaseificação de Bagaço de Cana Para Cogeração de Eletricidade'. In: *Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil*, pp.88-97, São Paulo, Jun.
- KRAUSE, G. G., 1990, *Avaliação da Tecnologia de Sistemas Integrados Gaseificação - Ciclo Combinado para Geração Termelétrica no Brasil*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- LAPPONI, J. C., 199X, *Avaliação de Projetos de Investimento- Modelos em Excel*. 1 ed.

- LARSON, E. D., 1993, 'Technology for Electricity and Fuels From Biomass', *Revista Energy Environmet*, v. 18, pp. 567-630.
- LARSON, E. D., 1995, 'Cogeração de Eletricidade na Indústria Sucroalcooleira'. In: *Perspectivas do Álcool Combustível no Brasil*, pp.77-87, São Paulo, Jun.
- LARSON, E. D., CONSONNI, S., 1994, "Biomass Gasifier / Aeroderivative Gas Turbine Cycles". In: *Cogen Turbo Power '94*, draft, Portland, Oregon, Apr.
- LARSON, E. D., WILLIAMS, R. H., 1990, "Biomass-Gasifier Steam-Injected Gas Turbine Cogeneration", *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v.112, (Apr.), pp. 157-163.
- LEAL, M. R. L. V., 1994, *Gasification Technology Report*, Copersucar Technology Center, International Cane Energy Network, Arlington, USA.
- LEAL, M. R. L. V., 1999, Comunicação pessoal, Gerência de Tecnologia Industrial – COPERSUCAR, Piracicaba, SP.
- LEITE, A. D., 1997, *A Energia do Brasil*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Nova Fronteira.
- LIMA, J. F., SIQUEIRA, S. H. G., 1996, *Considerações Sobre o Setor Sucroalcooleiro: Questões Específicas*. In: BNDES Setorial n.º 03, BNDES, Rio de Janeiro, Brasil.
- LIMAYE, D.R., 1987, *Industrial Cogeneration Applications*, 1 ed. Fairmont Press, USA.
- LORA, E. S., HAPP, J. F., CORTEZ, L. A. B., 1997, 'Caracterização e Disponibilidade da Biomassa'. In: Universidade do Amazonas, AM, *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*, 1 ed., capítulo I, Manaus, Amazonas, Brasil.
- MACCHI, E., 1991, *Power Generation Including Cogeneration*, Energetic Department – Politecnico di Milano, Milão, Itália.
- MACEDO, I. C., 1997, *Emissão de Gases de Efeito Estufa e a Produção / Utilização de Etanol da Cana-de-açúcar no Brasil*, Relatório Interno CTC-05/97, Centro de Tecnologia Copersucar, Piracicaba, SP.
- MAGALHÃES, J. P. A., KUPERMAN, N., MACHADO, R. C., 1991, : "O PROÁLCOOL e a Criação de Empregos". In: *PROÁLCOOL Uma Avaliação Global*, 1 ed, capítulo 3, Rio de Janeiro, Brasil, Assesores Técnicos LTDA.
- MANN, M. K., SPATH, P. L., 1997, *Life Cycle Assessment of a Biomass Gasification Combined-Cycle System*. In: Report TP-430-23076, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado.
- MAZZONE, V., HAYASHI, T. C., 1997, *Noções de Cogeração de Ciclo Simples e Combinado*, In: Projeto DPE/SDS/RHAE 610.370/94-4 CNPq, LEN - Laboratório de Energia, Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Bahia, Brasil.

- MEILLER, J. L., 1945, Energia e Combustíveis – Nossa Situação Nossas Perspectivas, Comissão de Energia Térmica da Interventoria Federal no Estado de São Paulo, 11º Congresso e Engenharia e Indústria, São Paulo.
- NACCARATI, R., DE LANGE, H. J., 1998, *The Use of Biomass-Derived Fuel in a Gas Turbine for the Energy Farm Project*. In: GE Industrial Power Generation Gas Turbine Technology, Nuovo Pignone & Bioelettrica S.p.A., Italy.
- NGUYEN, H. B., DEN OTTER, A., 1994, “Development of Gas Turbine Steam Injection Water Recovery (SIWR) System”, *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, v. 116, (Jan.), pp. 68-74.
- OGDEN, J. M., WILLIAMS, R. H., FULMER, M. E., *et al.*, 1990, “Cogeneration Applications of Biomass Gasifier / Gas Turbine Technologies in the Cane Sugar and Alcohol Industries”. In: *Energy and the Environment in the 21<sup>st</sup> Century*, pp. 310-346, Cambridge, Massachusetts, Mar.
- ORSINI, C. M. Q., *at all*, 1981, *Impactos Ambientais de Exploração de Energia..* Instituto de Física-USP, São Paulo, Brasil.
- OVEREND, R. P., 1996, *Production of Electricity from Biomass Crops - US Perspective*. In: Report DE-AC36-83CH10093, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., Sep.
- OVEREND, R. P., BAIN, R. L., 1996, *Technical Support of the U.S. DOE Power Program in the Development of Biomass to Electricity Technologies*. In: DE-AC36-83CH10093, US Department of Energy, Washington, D.C.
- PAIXÃO, M., 1997, *Os Vinte Anos do PROÁLCOOL: As Controvérsias de um Programa Energético de Biomassa*. In: Série “Brasil: Sustentabilidade e Democracia”, FASE, São Paulo, Brasil.
- PATEL, V. C., 1998, *Fuel Flexibility of Nuovo Pignone Gas Turbines – Operating with Alternate Petroleum Fuels*. In: GE Industrial Power Generation Gas Turbine Technology, GE Nuovo Pignone, Schenectady, NY.
- PIMENTEL, G. S., 1993, *Consideração da Viabilidade Sócio-Ambiental no Processo de Decisão do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.
- POLIMEROS, G., 1981, *Energy Cogeneration Handbook*, 1 ed. Industrial Press, New York, USA.
- POULALLION, P. L., 1986, *Manual do Gás Natural*. 1 ed. CNI – Confederação Nacional das Indústrias / COASE – Conselho para Assuntos de Energia, Rio de Janeiro, Brasil.
- POULALLION, P. L., CORRÊA, V. N., 2000, “A Política Energética do Gás Natural e Eletricidade - Paradoxos ou Absurdos, Fórum de Energia, IEE – Instituto de Eletrotécnica e Energia, USP, São Paulo.

- PUCCINI, A. L., HESS, G., MARQUES, J. L. M., PAES, L. C. M. R., 1992, *Engenharia Econômica*, 21 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora Bertrand Brasil.
- PUPPIN, O., 2000, Vice-Presidente Executivo ENRON, Palestra “Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro” - Situação em Maio/2000, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, Subcomissão: Mercado e Comercialização Segmento: Térmicas Emergenciais;
- REVIEW of Combined Heat and Power Technologies*, 1999, In: Report n. 98-R020974, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, USDOE, ONSITE SYCOM, California, USA.
- RIBEIRO, S. K., 1997, “Análise do Potencial Energético e Ambiental dos Produto da Cana-de-Açúcar: Álcool e Bagaço de Cana”. In: O Uso da Biomassa no Brasil Potenciais para uma Política de Desenvolvimento Regional, n. 3, Rio de Janeiro, Set.
- ROSA, L. P., TOLMASQUIM, M. T., PIRES, J. C. L., 1998, *A Reforma do Setor Elétrico no Brasil e no Mundo – Uma Visão Crítica*, 1 ed., Rio de Janeiro, RJ, Editora RELUME DUMARÁ, COPPE, UFRJ.
- SANCHEZ, C. G., LORA, E. S., GÓMEZ, E. O., 1997, ‘Gaseificação’. In: Universidade do Amazonas, AM, Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa, 1 ed., capítulo VII, Manaus, Amazonas, Brasil.
- SANTOS, S. P., 2000, Comunicação pessoal com Engenheiro de Equipamentos da GASPETRO – PETROBRAS.
- SCARLIN, B., 1996, “Advanced Steam Turbine Technology for Improved Operating Efficiency”, *ABB Review*, n. 8, pp. 15-24.
- SCHILKE, P. W., 1996, “Advanced Gas Turbine Materials and Coatings”. In: 39<sup>th</sup> *GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar*, pp. 7 GER-3569F, Schenectady, NY, Aug.
- SCOTT, P. J., 1991, *Review of Small Steam Turbines (0,25 – 10 MWe)*. In: GIR005 – General Report N.º 5., Energy Efficiency Best Practice Programme, Energy Efficiency Enquiries Bureau – ETSU, Oxfordshire.
- SEGELER, C. G., RINGLER, M. D., KAFKA, E. M., *et al.*, 1965, “Fuels, Combustion and Heat Transfer”. In: The Industrial Press, *Gas Engineers Handbook – Fuel Gas Engineering Practices*. 1 ed., section 2, American Gas Association, New York, USA.
- SEN/MME, 1998, A Assinatura do Acordo de Mercado e a Constituição do Operador Nacional do Sistema Elétrico no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico, Secretaria de Energia, Ministério de Minas e Energia, Brasília, Brasil.
- SHEPHERD, D.G., 1956, *Principles of Turbomachinery*, 1 ed. Macmillan Publishing, New York, USA.

- SIFAESP – Sindicato da Indústria da Fabricação do Alcool no Estado de São Paulo, SIAESP – Sindicato da Indústria do Açúcar Estado de São Paulo, 1997, *História de um Combustível Sustentável*, São Paulo, Brasil.
- SINÍCIO, M. F., BAJAY, S. V., 1992, “Otimização do Uso de Energéticos nas Usina Sucroalcooleiras”, *Revista Brasileira de Energia*, v. 02, n. 02, pp. 73 - 110
- STAHL, K., NEERGAARD, M., NIEMINEN, J., 1999, “Progress Report: Varnamo Biomass Gasification Plant”. In: *1999 Gasification Technologies Conference*, San Francisco, California, Oct.
- TOLMASQUIM, M. T., SUGIYAMA, A., SZKLO, A. S., SOARES, J. B., CORRÊA, V. N., 1999, *Avaliação dos Potenciais Técnico e Econômico e Identificação das Principais Barreiras à Implantação da Cogeração no Brasil em Setores Selecionados*, In: Relatório Final, Convênio PROCEL/ELETOBRÁS – PPE/COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil.
- TURNURE, J. T., WINNETT, S., SHACKLETON, R., HOHENISTEIN, W., 1995, *Biomass Electricity: Long-Run Economics Prospects and Climate Policy Implications*. Report CP-200-8098 (DE95009230), National Renewable Energy Laboratory, Portland, OR.
- VAN WYLEN, G. J., SONNTAG, R. E., 1976, “Alguns Ciclos Motores e de Refrigeração”. In: Edgard Blücher, *Fundamentos da Termodinâmica Clássica*, 2 ed., capítulo 9, São Paulo, SP, Editora Edgard Blücher.
- VAN WYLEN, G. J., SONNTAG, R. E., 1976, “Segunda Lei da Termodinâmica”. In: Edgard Blücher, *Fundamentos da Termodinâmica Clássica*, 2 ed., capítulo 6, São Paulo, SP, Editora Edgard Blücher.
- WALTER, A. C. S., 1997, “Geração de Energia Elétrica a partir de Biomassa no Brasil: Experiências e Perspectivas”. In: *O Uso da Biomassa no Brasil Potenciais para uma Política de Desenvolvimento Regional*, n. 6, Rio de Janeiro, Set.
- WALTER, A. C. S., 1997, “O Setor Sucroalcooleiro e a Produção de Eletricidade a partir de Subprodutos da Cana”. In: *O Uso da Biomassa no Brasil Potenciais para uma Política de Desenvolvimento Regional*, n. 7, Rio de Janeiro, Set.
- WALTER, A. C. S., NOGUEIRA, L. A. H., 1997, ‘Produção de Eletricidade a partir da Biomassa’. In: Universidade do Amazonas, AM, *Tecnologias de Conversão Energética da Biomassa*, 1 ed., capítulo XI, Manaus, Amazonas, Brasil.

## Apêndice A – A Base Conceitual da Geração Termoelétrica

Os principais ciclos termodinâmicos teóricos que originaram as máquinas térmicas atualmente conhecidas são o Ciclo de Carnot, o Ciclo Rankine, o Ciclo Brayton, o Ciclo Otto e o Ciclo Diesel. Todos eles, com exceção do Ciclo Rankine, foram concebidos tendo como fluido de trabalho o ar, por isso chamados ciclos padrão de ar.

O Ciclo de Carnot é o paradigma dos ciclos termodinâmicos e sua execução prática não é possível devido as características construtivas dos equipamentos possíveis.

Estes ciclos termodinâmicos teóricos são analisados através das variações de temperatura e pressão de um fluido de trabalho, principalmente o vapor d'água e o ar, e os fluxos energéticos de calor e trabalho. Com base nesses resultados teóricos os ciclos reais foram desenvolvidos para os fluidos de trabalho reais através do empirismo e da experimentação de inúmeras variações construtivas que se orientaram pelas relações de temperatura e pressão calculadas para o fluido em cada etapa dos ciclos de forma a obter os maiores rendimentos e potências.

Aqui faremos uma apresentação do Ciclo de Carnot, do Ciclo Rankine e do Ciclo Brayton, referências da tecnologia em estudo.

### A.1. O CICLO DE CARNOT

O Ciclo Padrão de Ar de Carnot é o paradigma dos ciclos termodinâmicos de produção de energia mecânica por apresentar a maior eficiência teórica dentre todos operando com os mesmos limites de temperatura e pressão do fluido de trabalho.

Independentemente do fluido de trabalho o Ciclo de Carnot tem sempre os mesmos quatro processos termodinâmicos básicos, abaixo listados e apresentados na Figura 28 e Figura 29.

As indicações  $Q_H$  e  $Q_L$  significam, respectivamente, a transferência de calor do reservatório de alta temperatura para o fluido de trabalho e do fluido de trabalho para o reservatório de baixa temperatura.

- 1 – 2 : Processo isotérmico<sup>1</sup> reversível<sup>2</sup> de transferência de calor (expansão);
- 2 – 3 : Processo adiabático<sup>3</sup> reversível (expansão);
- 3 – 4 : Processo isotérmico reversível de transferência de calor (compressão);
- 4 – 1 : Processo adiabático reversível (compressão);

---

<sup>1</sup> Processo sem variação de temperatura

<sup>2</sup> Processo termodinâmico isoentrópico (ideal, sem perdas de energia)

<sup>3</sup> Processo sem transferência de calor

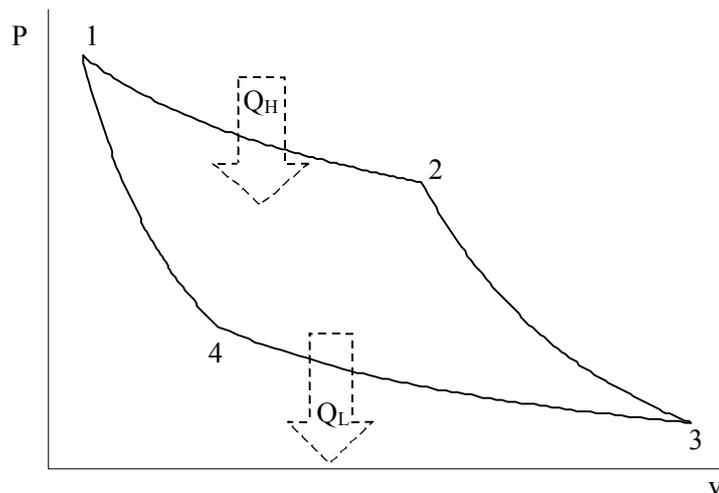


Figura 28 – Diagrama Pressão - Volume do Ciclo de Carnot

O trabalho líquido do ciclo é representado pela área 1-2-3-4 do diagrama T-s e o rendimento térmico da máquina térmica é:

$$\eta_t = \frac{W_{\text{Líquido}}}{Q_H}$$

O rendimento do Ciclo de Carnot depende somente das temperaturas nas quais o calor é fornecido e rejeitado, dado pela relação:

$$\eta_t = 1 - \frac{T_L}{T_H} = 1 - \frac{T_4}{T_1}$$

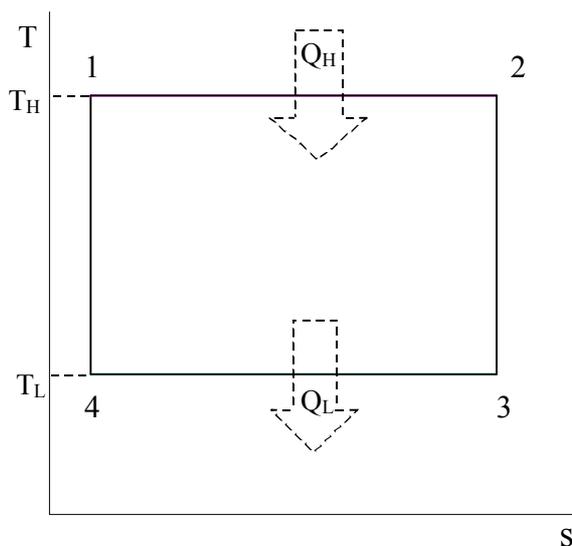


Figura 29 – Diagrama Temperatura – Entropia do Ciclo de Carnot

Assim, a eficiência máxima é alcançada com uma maior temperatura de fornecimento e uma menor temperatura de rejeição de calor.

## A.2. O CICLO RANKINE

O Ciclo Rankine é o ciclo ideal para uma unidade motora simples a vapor e compreende os processos termodinâmicos básicos abaixo listados e apresentados no diagrama T-s, Figura 30.

- 1 – 2 : Processo de bombeamento adiabático reversível;
- 2 – 3 : Processo de troca de calor a pressão constante, na caldeira;
- 3 – 4 : Processo de expansão adiabática reversível (turbina ou pistão);
- 4 – 1 : Processo de troca de calor a pressão constante, no condensador;

As indicações  $Q_H$  e  $Q_L$  significam, respectivamente, a transferência de calor do reservatório de alta temperatura para o fluido de trabalho e do fluido de trabalho para o reservatório de baixa temperatura.

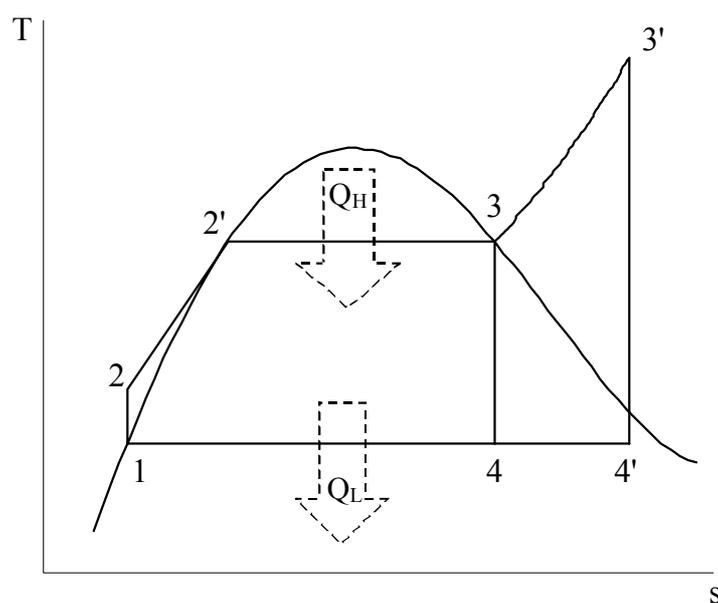


Figura 30 – Diagrama Temperatura – Entropia do Ciclo Rankine

O Ciclo de Rankine inclui também a possibilidade de superaquecimento do vapor, como o ciclo 1-2-3'-4'.

Na análise do ciclo considera-se o rendimento como dependente da temperatura média na qual o calor é fornecido e da temperatura média na qual ele é rejeitado. O rendimento do ciclo de Carnot pode ser expresso por:

$$\eta_t = \frac{W_{\text{Líquido}}}{Q_H}$$

onde  $W_{\text{Líquido}}$  é o trabalho mecânico produzido no eixo e  $Q_H$  é a energia fornecida pelo combustível.

O rendimento do ciclo Rankine é significativamente afetado pelas alterações na pressão e temperatura de operação e qualquer medida que eleve a temperatura média na qual o calor é fornecido, como superaquecimento do vapor, o aquecimento regenerativo (entre 2 e 2'), ou reduza a temperatura média na qual ele é rejeitado, como a condensação do vapor em pressão negativa ou vácuo, eleva o rendimento do ciclo.

Esta redução de pressão na condensação produz um efeitos prático indesejável que é a redução do título<sup>1</sup> do vapor na saída da turbina, que provoca queda de rendimento e erosão nas palhetas da turbina.

Outra medida que eleva a temperatura média de fornecimento do calor é o aumento da pressão máxima do ciclo. Entretanto, esta alteração contribui também para a redução do título do vapor na saída da turbina.

A alternativa tecnológica que permite aproveitar os benefícios destas medidas é o reaquecimento do vapor, cujo efeito direto sobre a temperatura média de fornecimento não é significativo, mas elimina o risco de comprometimento das palhetas da turbina com umidade.

Em um ciclo real a vapor com turbina o processo 1 – 2 é o bombeamento da água, chamada neste ponto de condensado, da pressão de condensação até a pressão de geração de vapor na caldeira. Em 2 – 2', a água passa por aquecimento, que pode ser realizado no interior da caldeira ou em aquecedores externos, no ciclo regenerativo, atingindo a temperatura de vaporização na pressão de trabalho da caldeira. Em 2' - 3 a água passa do estado de líquido saturado a vapor saturado, recebendo calor do combustível no interior da caldeira. Em 3 – 4, o vapor se expande na turbina realizando o trabalho útil e em 4 – 1, o vapor rejeita calor no condensador retornando ao estado líquido para novamente ser bombeado.

Entre os fatores que afastam o ciclo real do ciclo ideal estão: as perdas de carga e de transferência de calor nas tubulações de transporte do vapor e da caldeira, perdas na turbina associadas ao escoamento do fluido de trabalho e a transferência de calor, as perdas na bomba decorrentes principalmente das irreversibilidades associadas ao escoamento do fluido e perdas no condensador, como a redução de temperatura do condensado abaixo da sua temperatura de saturação.

---

<sup>1</sup> Título do vapor é a razão entre massa de vapor e a massa total, líquido mais vapor, quando uma substância está no estado de saturação

### A.3. O CICLO BRAYTON

O Ciclo Padrão de Ar Brayton é o ciclo ideal para uma turbina a gás simples. A turbina a gás simples pode ser de ciclo aberto ou fechado, utilizando um processo de combustão interna ou processos de troca de calor, respectivamente.

Os diagramas P-v e T-s apresentados na Figura 31 e Figura 32, respectivamente, apresentam processos termodinâmicos básicos do ciclo Brayton, abaixo listados:

- 1 – 2 : Processo de compressão isentrópico;
- 2 – 3 : Processo isobárico<sup>1</sup> de troca de calor;
- 3 – 4 : Processo de expansão isentrópica;
- 4 – 1 : Processo isobárico de troca de calor;

As indicações  $Q_H$  e  $Q_L$  significam, respectivamente, a transferência de calor do reservatório de alta temperatura para o fluido de trabalho e do fluido de trabalho para o reservatório de baixa temperatura.

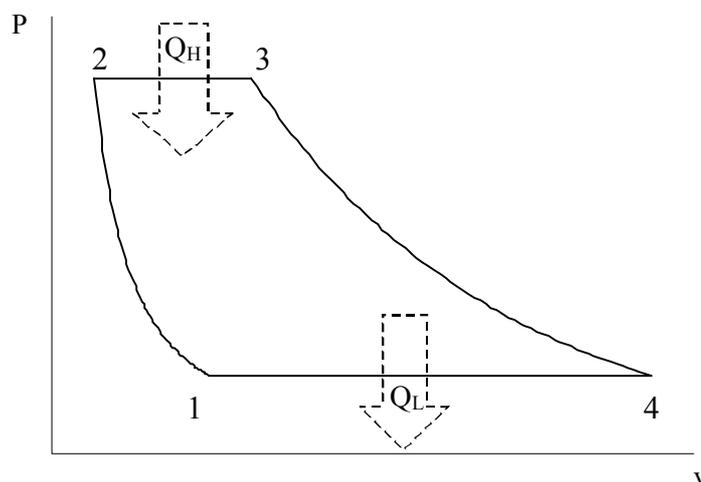


Figura 31 – Diagrama Pressão - Volume do Ciclo Brayton

O rendimento do ciclo Brayton é determinado pela expressão:

$$\eta_t = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{T_1(T_4/T_1 - 1)}{T_2(T_3/T_2 - 1)} \quad \text{ou} \quad \eta_t = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{1}{(P_2/P_1)^{(k-1)/k}}$$

Portanto, o rendimento é função da relação de pressão isentrópica e aumenta com quando ela aumenta. O aumento da temperatura na qual o calor é fornecido também eleva o rendimento do ciclo, mas seu limite é determinado por considerações metalúrgicas nas turbinas reais.

<sup>1</sup> Pressão constante

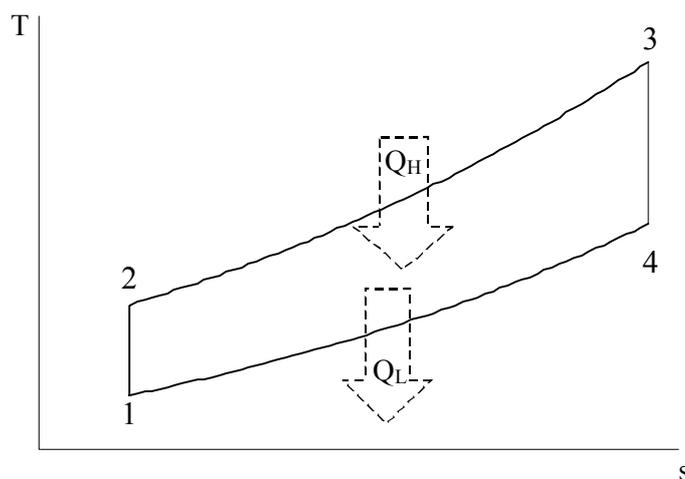


Figura 32 – Diagrama Temperatura – Entropia do Ciclo Brayton

Na turbina real de ciclo aberto o processo 1 – 2 se realiza no compressor, o 2 – 3 na câmara de combustão, o 3 – 4 na turbina e o 4 – 1 na própria atmosfera, com a exaustão dos gases quentes e a admissão de ar.

A turbina a gás real difere do ciclo ideal principalmente devido as irreversibilidades no compressor e na turbina e devido a perda de carga nas passagens do fluido e na câmara de combustão ou no trocador de calor, no ciclo aberto e no ciclo fechado, respectivamente.

Outra característica importante do ciclo Brayton é a grande quantidade de trabalho necessário no compressor, comparado com o trabalho produzido na turbina. O compressor pode necessitar de 40 a 80 % (VAN WYLEN, SONNTAG, 1976) da potência desenvolvida na turbina. Se a eficiência do compressor for inferior a aproximadamente 60 %, todo o trabalho produzido na turbina se destinará a acionar o compressor e o rendimento global será nulo. Isto se deve ao fato de estarmos comprimindo ou pressurizando um gás que tem um volume específico muito alto e portanto exige grande quantidade de trabalho<sup>1</sup>.

Alguns mecanismos podem ser utilizados para elevar o rendimento da turbina a gás em ciclo simples, como a introdução de um recuperador de calor que transfere energia dos gases de exaustão para o ar de combustão após o compressor e antes da câmara de combustão, chamado regenerador, a separação do processo de compressão em vários estágios para resfriamento intermediário do ar e redução do seu volume específico ou a expansão em vários estágios com reaquecimento. A limitação de seu uso está no encarecimento do equipamento.

---

<sup>1</sup>  $W_{\text{Compressão}} = - \int_{P_1}^{P_2} v dP$

Apêndice B – Preços de Turbinas a Gás em Configuração *Básica (Basic Package)*Tabela 37 – Preços de Turbinas a Gás em Configuração Básica (*Basic Package*)Fonte: Nye Thermodynamics (1999) – <http://www.gasturbines.com>

Fabricante	Modelo	Potência (MW) <sup>1</sup>	Heat Rate (kJ/kWh) <sup>1</sup>	Eficiência (%) <sup>1</sup>	Preço (10 <sup>6</sup> US\$) <sup>2</sup>	Custo Específico (US\$/kW <sub>e</sub> ) <sup>3</sup>
ABB	GT35	16,4	10.600	34,0%	8,0	489
ABB	GT10	21,8	10.405	34,6%	9,5	435
ABB	GT10	24,6	9.965	36,1%	10,1	410
ABB	GT8	48,5	10.750	33,5%	15,6	321
ABB	GT8C	52,6	9.980	36,1%	16,0	304
ABB	GT11N	81,6	10.700	33,6%	20,5	251
ABB	GT11N	83,9	10.370	34,7%	20,5	244
ABB	GT13D2	100,5	10.600	34,0%	22,5	223
ABB	GT13E	148,0	9.855	36,5%	31,0	209
ABB	GT13E2	164,3	9.560	37,7%	36,0	219
ALLISON	501KB5	3,7	12.317	29,2%	1,8	483
ALLISON	501KH	3,7	12.363	29,1%	2,1	561
ALLISON	570KA	4,6	12.225	29,4%	2,6	563
ALLISON	571KA	5,6	10.650	33,8%	2,8	500
DRESSER	DC990	4,2	11.820	30,5%	2,0	476
GE	5271RA	20,3	12.800	28,1%	5,7	281
GE	5371PA	26,8	11.730	30,7%	7,5	280
GE	M5382C	28,3	11.667	30,9%	7,7	271
GE	6541B	39,3	10.560	34,1%	10,5	267
GE	6101FA	71,8	9.740	37,0%	18,5	257
GE	7111EA	84,9	10.212	35,3%	19,3	227
GE	7171EF	126,2	9.990	36,0%	28,8	228
GE	7191F	151,3	9.625	37,4%	30,4	200
GE	7221FA	161,7	9.243	38,9%	34,0	210
GE	9161E	119,4	10.105	35,6%	23,8	199
GE	9171E	125,9	9.890	36,4%	24,5	194
GE	9231EC	173,7	9.435	38,2%	32,2	185

Tabela 37 – Preços de Turbinas a Gás em Configuração Básica (*Basic Package*)Fonte: Nye Thermodynamics (1999) – <http://www.gasturbines.com>

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Potência (MW)<sup>1</sup></b>	<b>Heat Rate (kJ/kWh)<sup>1</sup></b>	<b>Eficiência (%)<sup>1</sup></b>	<b>Preço (10<sup>6</sup> US\$)<sup>2</sup></b>	<b>Custo Específico (US\$/kW<sub>e</sub>)<sup>3</sup></b>
GE	9281F	217,9	9.625	37,4%	39,9	183
GE	9301F	214,0	9.700	37,1%	42,0	196
GE	9311FA	228,2	9.360	38,5%	45,0	197
GE	LM500	3,9	11.430	31,5%	1,9	489
GE	LM1600	13,4	9.560	37,7%	6,9	513
GE	LM2500	22,2	9.404	38,3%	9,5	427
GE	LM2500PH	19,7	9.630	37,4%	10,3	522
GE	LM5000PD	33,4	9.390	38,3%	13,6	407
GE	LM5-ST80	46,3	8.170	44,1%	14,7	317
GE	LM5-ST120	51,5	7.885	45,7%	15,3	297
GE	LM5000PC	33,7	9.350	38,5%	13,8	409
GE	LM6000PA	41,0	8.720	41,3%	12,1	294
GE	LM6 50HZ	40,4	8.850	40,7%	12,6	311
KWU	V64.3	60,7	9.705	37,1%	18,5	305
KWU	V84.2	103,2	10.220	35,2%	23,5	227
KWU	V84.2	106,2	10.120	35,6%	23,3	219
KWU	V84.3	139,0	9.560	37,7%	33,0	237
KWU	V84.3	152,7	9.450	38,1%	34,5	225
KWU	V94.2	148,8	10.210	35,3%	30,2	202
KWU	V94.2	154,0	10.065	35,8%	30,2	196
KWU	V94.3	200,4	9.550	37,7%	41,0	204
KWU	V94.3	219,0	9.450	38,1%	45,0	205
MITSUBISHI	MF111A	12,8	11.175	32,2%	5,8	451
MITSUBISHI	MF111B	14,8	10.895	33,0%	6,2	417
MITSUI	SB60	12,7	11.460	31,4%	5,9	466
NUOVO PIGNONE	PGT10	10,0	10.500	34,3%	5,2	521
RR	SPEY SK15	11,6	10.510	34,3%	5,7	490
RR	AVON	14,6	11.885	30,3%	4,8	328

Tabela 37 – Preços de Turbinas a Gás em Configuração Básica (*Basic Package*)Fonte: Nye Thermodynamics (1999) – <http://www.gasturbines.com>

Fabricante	Modelo	Potência (MW) <sup>1</sup>	Heat Rate (kJ/kWh) <sup>1</sup>	Eficiência (%) <sup>1</sup>	Preço (10 <sup>6</sup> US\$) <sup>2</sup>	Custo Específico (US\$/kW <sub>e</sub> ) <sup>3</sup>
RR	RB211	25,3	9.550	37,7%	11,1	439
RR	RB211	27,2	9.575	37,6%	11,5	422
RUSTON	TB5000	3,8	13.450	26,8%	1,7	443
RUSTON	TORNADO	6,2	11.340	31,7%	2,9	466
RUSTON	TYPHOON	3,9	11.360	31,7%	2,0	506
RUSTON	TYPHOON	4,6	11.350	31,7%	2,1	461
SOLAR	CENTAUR	3,9	12.250	29,4%	1,7	438
SOLAR	TAURUS	4,4	12.250	29,4%	1,9	434
SOLAR	MARS	8,8	10.975	32,8%	4,3	486
SOLAR	MARS	10,0	10.550	34,1%	4,6	460
TP&M	FT4C-3F	29,8	10.875	33,1%	5,7	191
TP&M	FT8	25,6	8.875	40,6%	11,0	429
WESTINGHOUSE	251 B10A	42,3	10.600	34,0%	11,0	260
WESTINGHOUSE	251 B12	47,7	10.420	34,5%	13,0	272
WESTINGHOUSE	251 B12A	49,2	10.440	34,5%	14,0	284
WESTINGHOUSE	501 D5	106,8	10.100	35,6%	22,1	206
WESTINGHOUSE	501 D5	109,4	10.010	36,0%	23,0	210
WESTINGHOUSE	501 D5	121,3	9.890	36,4%	25,0	206
WESTINGHOUSE	501F	163,5	9.470	38,0%	34,5	210
WESTINGHOUSE	701D5	133,8	9.960	36,1%	26,5	198
WESTINGHOUSE	701DA	138,5	10.040	35,9%	27,5	198
WESTINGHOUSE	701F	235,7	9.280	38,8%	47,0	199

1 - A performance dos sistemas é medida nas condições ISO, ou seja, a 15 °C de temperatura ambiente, 60 % de umidade relativa e ao nível do mar (pressão atmosférica de 101,3 kPa), potência nominal, combustível gás natural, sem injeção de fluido para controle de NO<sub>x</sub> ou elevação de potência, com base no Poder Calorífico Inferior (PCI);

2 – Valores em 1998 US Dólar;

3 - Faixa de preço médio de planta básica de ciclo simples de turbina a gás (*Basic Package*), combustível gás natural, composta por turbina a gás com gerador elétrico, enclausuramento, dutos de alimentação de ar e de exaustão de gases, silenciadores e sistema de controle padrão.

Apêndice C – Preços de Plantas de Geração Termoelétrica em Ciclo Combinado  
(Turnkey)

Tabela 38 – Preços de Plantas de Geração Termoelétrica em Ciclo Combinado  
(Turnkey)

Fonte: *Averaged Budget Prices for Turnkey Combined Cycle Plants, Combined Cycle Budgetary Pricing (1998) – Private Power Executive Handbook '98*

Modelo	Potência (MW) <sup>1</sup>	Heat Rate (kJ/kWh) <sup>1</sup>	Eficiência Útil (%) <sup>1</sup>	N.º Turbinas a Gás	N.º Turbinas a Vapor <sup>2</sup>	Preço (10 <sup>6</sup> US\$) <sup>3</sup>	Custo Específico (US\$/kW <sub>e</sub> ) <sup>4</sup>
SB60C	17,7	8.683	41,5	1xSB60C	1x5.4 2P	13,8	778
CC1-1600	17,9	7.517	47,9	1xLM1600	1x4.8 2P	14,9	830
KA35-1	22,8	8.314	43,3	1xGT35	1x6.2 2P	19,1	840
THM1204	27,8	8.572	42	2x1304D	1x9.0 2P	22,2	799
CC-201	28,3	8.092	44,5	2xPGT10	1x10 2P	24,1	852
IPS30	28,7	8.177	44	2xMARS 100S	1x7.3 2P	25	845
CC1-2500	30,9	717	49,8	1xLM2500	1x8.4 2P	23	744
FT8	32,3	7.306	49,3	1xFT8	1x8.4 2P	25,8	799
KA10-1	35,5	7.132	50,5	1xGT10	1x12 2P	27,9	785
1x1 RB211	37,4	7.116	50,6	1xRB211	1x12 2P	30,3	810
CC1-2500+	38,4	6.932	51,9	1xLM2500+	1x12 2P	27	703
CC105P	38,5	8.630	41,7	1xFR.5PA	1x13 2P	24	623
IPS40	43,1	8.156	44,1	3xMARS 100	1x11 2P	32,8	762
CC1-5000	44,5	7.486	48,1	1xLM5000PC	1x11 2P	35,9	806
CC1-6000	55	6.858	51,5	1xLM6000PA	1x13 2P	35,5	645
IPS50	57,4	8.145	44,2	4xMARS 100S	1x15 2P	44,2	770
S106B	59,8	7.391	48,7	1xFR.6B	1x23 2P	37	619
1x1 TRENT	64,4	6.967	51,7	1xTRENT	1x16 2P	52	808
FT8 TWIN	67	7.174	50,2	2xFT8	1x18 2P	41	612
KA10-2	71,3	7.101	50,7	2xGT10	1x24 2P	48,5	680
1x1251B11/12	74,8	7.312	49,2	1x252B11/12	1x26 2P	51	681
2x1 RB211	75,7	7.032	51,2	2xRB211	1x24 2P	61	806
KA8C-1	77,7	7.006	51,4	1xGT8C	1x25 2P	54	695
CC205P	77,8	8.557	42,1	2xFR.5PA	1x27 2P	47,9	615
COBRA 1.64.3	90,4	6.979	51,6	1xV64.3	1x32 2P	58,5	647
GUD-1S.64.3A	101	6.705	53,7	1xV64.3A	1x31 3P	74,7	740
S-106FA	107	6.773	53,2	1xFR.6FA	1x40 3P	79,6	741
CC2-6000	111	6.752	53,3	2xLM6000PA	1x27 2P	73	658
S-206B	121	7.312	49,3	2xFR.6B	1x46 2P	65	534
2x1 TRENT	127	6.937	51,9	2xTRENT	1x32 2P	89	700

Tabela 38 – Preços de Plantas de Geração Termoelétrica em Ciclo Combinado (Turnkey)

Fonte: *Averaged Budget Prices for Turnkey Combined Cycle Plants, Combined Cycle Budgetary Pricing (1998) – Private Power Executive Handbook '98*

Modelo	Potência (MW) <sup>1</sup>	Heat Rate (kJ/kWh) <sup>1</sup>	Eficiência Útil (%) <sup>1</sup>	N.º Turbinas a Gás	N.º Turbinas a Vapor <sup>2</sup>	Preço (10 <sup>6</sup> US\$) <sup>3</sup>	Custo Específico (US\$/kW) <sup>4</sup>
S-107EA	130	7.174	50,2	1xFR. 7EA	1x48 3P	58,6	450
KA13D-1	147	7.301	48,6	1xGT13D	1x53 1P	74,9	510
2x1 251B11/12	149	7.312	49,2	2x251B11/12	1x52 2P	78,5	524
GUD 1.84.2	163	6.995	51,5	1xV84.2	1x60 2P	74,7	458
KA11N2-1	171	6.963	51,7	1xGT11N2	1x56 2P	77,9	455
1x1 501D5A	179	6.932	51,9	1x501D5A	1x60 2P	76,5	427
GUD 1.94.2	238	6.911	52,1	1xV94.2	1x88 2P	101,5	426
S-107FA	259	6.425	56	1xFR. 7FA	1x95 3P	112,9	436
GUD 1S84.3A	260	6.209	57	1xV84.3A	1x84 3P	113,9	438
S-207EA	263	7.122	50,6	2xFR. 7EA	1x101 3P	105,8	401
KA24-1	267	6.267	57,4	1xGT24	1x97 2P	114,8	430
1x1 501F	268	6.309	56,9	1x501F	1x97 3P	111	414
GUD 1S.94.2A	285	6.431	56	1xV94.2A	1x95 3P	112,3	394
S-109FA	376	6.394	56,3	1xFR. 9FA	1x139 3P	137,7	366
GUD 1S.94.3A	380	6.209	58	1xV94.3A	1x120 3P	142,9	376
KA26-1	396	6.151	58,5	1xGT26	1x133 3P	150,5	380
KA11N2-3	517	6.911	52,1	3xGT11N2	1x172 2P	178,4	345
S-507EA	620	7.174	50,2	5xFR. 7EA	3x68 3P	207,7	335
GUD 3.94.2	719	6.847	52,6	3xV94.2	1x270 2P	244,7	340
KA13E2-3	727	6.731	53,5	3xGT13E2	1x250 2P	244,4	336
S-209FA	757	6.351	56,7	2xFR. 9FA	1x283 3P	240,8	318
GUD 2.94.3A	760	6.207	58	2xV94.3A	1x260 3P	258,4	340

1 - A performance dos sistemas é medida nas condições ISO, ou seja, a 15 °C de temperatura ambiente, 60 % de umidade relativa e ao nível do mar (pressão atmosférica de 101,3 kPa), potência nominal, combustível gás natural, sem injeção de fluido para controle de NO<sub>x</sub> ou elevação de potência, com base no Poder Calorífico Inferior (PCI);

2 - 2P e 3P, para turbinas a vapor com 02 (dois) e 03 (três) estágios de pressão, respectivamente;

3 - Faixa de preço médio de planta básica a gás natural, composta por turbina a gás com gerador elétrico, caldeira recuperadora de calor multiestágio de pressão, sem queima suplementar e sem *by pass* de exaustão/escapamento, turbina a

vapor de condensação multiestágio de pressão com gerador elétrico, transformador de saída de alta tensão, condensador, sistema de controle padrão, sistema de partida e auxiliares.

#### 4 - Valores em 1997 US Dólar;

Especificação básica dos equipamentos e componentes dos custos das plantas listadas:

- i. Turbina a Gás – conjunto enclausurado em sistema padrão, sistema de combustível e sistema de controle, geralmente com combustores com baixa emissão de NO<sub>x</sub>, filtro de admissão de ar padrão, sem aquecimento ou refrigeração, sistema de ventilação do enclausurado e caixa de redução.
- ii. Turbina a Vapor – condensação, subcrítica, com 02 (dois) estágios de pressão, 03 (três) estágios de pressão nas plantas maiores e reaquecedores, exaustão axial ou radial, condensador, tratamento de água de alimentação e bombas.
- iii. Caldeiras de Recuperação de Calor – caldeira de recuperação sem queima suplementar, de montagem externa com duto de trabalho e sem *by pass* de *damper* ou de exaustão, normalmente com múltiplos níveis de pressão e alguns com reaquecedor, sem conversores catalíticos para redução de emissões de NO<sub>x</sub> ou CO.
- iv. Geradores Elétricos – normalmente resfriados a ar nas máquinas menores e a hidrogênio nas plantas maiores, com transformador elevador de tensão, cubículos de aterramento e barramento não segregado.
- v. Sistema de Controle – sistemas padrão de controle e de auxiliares, fundação básica, não incluso subestação elétrica, tubo de alimentação de gás, sem estocagem e sem pré-tratamento de combustível.
- vi. Instalação Civil e Manutenção – não incluídas edificações para instalações administrativas e almoxarifado, não incluídos estoques de peças sobressalentes e produtos consumíveis.
- vii. Serviços de Instalação – os serviços básicos de operacionalização da planta para início de operação (*turnkey*) incluídos são: engenharia, gerenciamento do projeto, suporte técnico e para partida (*start-up*), transporte mínimo, construção da planta e instalação dos equipamentos e serviços contratados de terceiros.
- viii. Custos Indiretos – os custos indiretos, chamados *soft costs*, podem elevar de forma significativa o valor total do projeto. Não foram aqui incluídos custos tais como juros durante a construção, taxas financeiras e taxas legais, licenciamento e permissão, seguros e hipotecas, remuneração de pessoal, impostos de venda, frete doméstico, custos de propriedade e *overhead* e fundo de contingência dos projetos.

- ix. Outros Custos Não Incluídos – estes preços de plantas *turnkey* atendem as necessidades de informações econômicas do projeto básico, não foram consideradas equipamentos para aplicações adicionais de cogeração ou integração aos sistemas de concessionárias, construções adicionais e peças sobressalentes e de manutenção, tais como cestas dos combustores, palhetas e pás da turbina, etc.

Dependendo do escopo do equipamento, requerimentos específicos, localização geográfica e condições de competitividade do mercado os preços apresentados podem variar consideravelmente, sendo a sensibilidade geográfica do custo do combustível um fator determinante. Os custos de construção variam significativamente em função dos custos de mão-de-obra em diferentes localidades.

Existe também um prêmio no custo inicial em função da eficiência, tanto para turbinas a gás quanto para turbinas a vapor. Por exemplo, um ciclo a vapor mais eficiente e mais complexo custará mais caro. Ciclos com caldeiras de recuperação com três níveis de pressão custam mais pois usam reaquecedores nas unidades e a turbina a vapor com várias extrações de vapor que alimentam estes reaquecedores custam mais caro, existindo aí uma relação de compromisso (*trade off*) entre as alternativas.

Tipicamente estas plantas são operadas na faixa de metade da potência nominal, com fator de carga médio e em serviço de carga básica, na faixa de elevadas eficiências dos equipamentos, resultando em períodos de retorno do investimento inferiores aos das alternativas menos eficientes, justificando o elevado custo inicial do investimento.

Em locais onde o custo do combustível é elevado verifica-se que, para um ciclo de vida de aproximadamente 20 anos de um ciclo combinado operando na base, mais de 70 % do custo total da planta (incluindo-se os custos de aquisição, instalação e operação) será devido exclusivamente ao combustível, fazendo da eficiência da planta um fator de extrema importância. Assim sendo, quando o custo do combustível é relativamente baixo, não se justificam os custos adicionais das instalações de elevada eficiência.

O custo específico (US\$/kW<sub>e</sub>) de plantas em ciclo combinado padronizadas é função do tamanho (potência instalada) das turbinas a gás e a vapor e varia proporcionalmente ao número de unidades de cada tipo que compõem a instalação e a configuração da planta e de seus componentes.

Plantas multieixos em que cada turbina a gás ou a vapor aciona um gerador individual são geralmente mais caras que plantas de eixo único. Em plantas de ciclo combinado com a turbina a gás e a turbina a vapor acionando um mesmo gerador através de um único eixo, o chamado “trem” de potência, elimina-se completamente um conjunto de gerador elétrico e seus componentes auxiliares. Similarmente, uma planta com duas turbinas a gás despejando seus gases de exaustão em uma única caldeira recuperadora de calor é mais barata que uma planta com duas caldeiras de recuperação, uma para cada turbina. Reduções nos custos dos equipamentos de uma planta quase invariavelmente resultam em reduções do custo total do projeto.

A redução nos custos das plantas não é apenas resultado das pressões de um mercado competitivo de energia elétrica. Os custos primários alcançaram diminuição significativa quando os fabricantes introduziram melhorias na tecnologia e no desempenho das turbinas a gás e a vapor. A potência de saída dos equipamentos vem crescendo em conjunto com igual ou menor preço. As novas máquinas apresentam uma densidade de potência, em kW<sub>e</sub>/kg, muito superior a de suas antecessoras de menos de uma década atrás.

Os modelos computacionais de projeto e as redes de trabalho informatizadas tornaram a concorrência da engenharia possível, reduzindo drasticamente o tempo de modelagem dos produtos, a sua complexidade e o seu custo e proporcionando uma elevação das margens de lucro com reduções significativas nos custos de operação e manutenção.

As empresas de O&M e de engenharia desenvolveram módulos e “pacotes” padronizados, pré-montados e de fácil replicação que simplificaram significativamente o projeto e a instalação de plantas de geração em ciclo combinado.

A maximização da produção das unidades em módulos padronizados nas fábricas orientadas para redução máxima de operações de montagem no campo ajudaram a trazer abaixo os custos de instalação e aceleraram a conclusão das plantas.

## Apêndice D – Turbinas a Vapor

As turbinas a vapor trabalham em ciclo Rankine e são amplamente utilizadas como meios de acionamentos para diversos tipos de equipamentos, entre os quais os geradores elétricos. Seu trabalho é obtido através da transformação da energia potencial do vapor em energia mecânica. O montante da conversão de energia depende da pressão e da temperatura do vapor na entrada do equipamento e da forma da sua expansão a uma menor pressão no seu interior.

Quando a temperatura de entrada coincidir com a temperatura de saturação a pressão do vapor, dizemos que o vapor estará saturado. Quando a temperatura estiver acima da temperatura de saturação, o vapor estará superaquecido e, a diferença entre estas temperaturas será o grau de superaquecimento. Normalmente se procura superaquecer o vapor com o propósito de se evitar a condensação durante a expansão e o conseqüente surgimento de gotículas de água, danosas para a turbina por operarem em altas rotações.

Um diagrama de Mollier, ou uma tabela de vapor, indica quanto de energia, na forma de entalpia, possui o vapor nas suas condições iniciais e, quanto pode ser convertido em energia mecânica para as suas condições finais.

Estes equipamentos estão disponíveis dentro de uma ampla faixa de potência porém, em contraste com equipamentos como os motores dos ciclos Otto e Diesel ou as turbinas a gás, não apresentam autonomia por si só, requerendo o sistema de geração de vapor e todos os aparatos que complementam o ciclo Rankine.

Os modelos mais simples e nas menores faixas de potências são turbinas de simples estágio, que se encontram mais comumente disponíveis entre 50 a 2.000 kW<sup>1</sup>. As turbinas multiestágios, de eficiências maiores, atingem potências da ordem de 1.000 MW.

Um importante parâmetro da aplicação da turbina e de todo o sistema térmico relacionado é a forma de processamento do seu exausto. Caso o processo não requeira energia térmica a sua jusante, a turbina operará em um ciclo de condensação total com a pressão de exausto abaixo da pressão atmosférica. Havendo a necessidade da energia térmica, a turbina operará em um ciclo de contra pressão e a pressão do exausto estará relacionada com as condições exigidas pelo processo. Um ciclo com extração é aquele em que há uma condensação parcial e uma extração em uma fase intermediária da expansão do vapor. A extração pode ser realizada também em um ciclo de contra pressão. Os parâmetro de balanceamento térmico, mássico e energético dos sistemas de cogeração utilizando ciclos Rankine são a pressão e na vazão mássica do exausto da turbina.

A Eficiência da Turbina é o desvio que a expansão do vapor sofre em relação a expansão de uma turbina ideal ou teórica, ou seja, é a relação entre a expansão a entropia constante da turbina ideal e a expansão não isoentrópica da turbina real. A Figura 33 mostra os desvios relativos a eficiência de 0%, 25%, 50% e 100%.

---

<sup>1</sup> *Steam Turbine Generators of Dresser-Rand Steam Turbine Division*

O trabalho real de uma turbina ou, as kilocalorias convertidas pela expansão do vapor na turbina, dividido pelo trabalho de expansão do ciclo ideal, nos dá o fator de eficiência da turbina.

Quando o exausto da turbina está a uma pressão acima da atmosférica, pode ser este usado ainda como fonte de calor para outros processos. Neste caso, para a avaliação do aproveitamento energético, usamos o conceito de Eficiência Térmica, que é a razão entre o calor total disponível e o calor aproveitado.

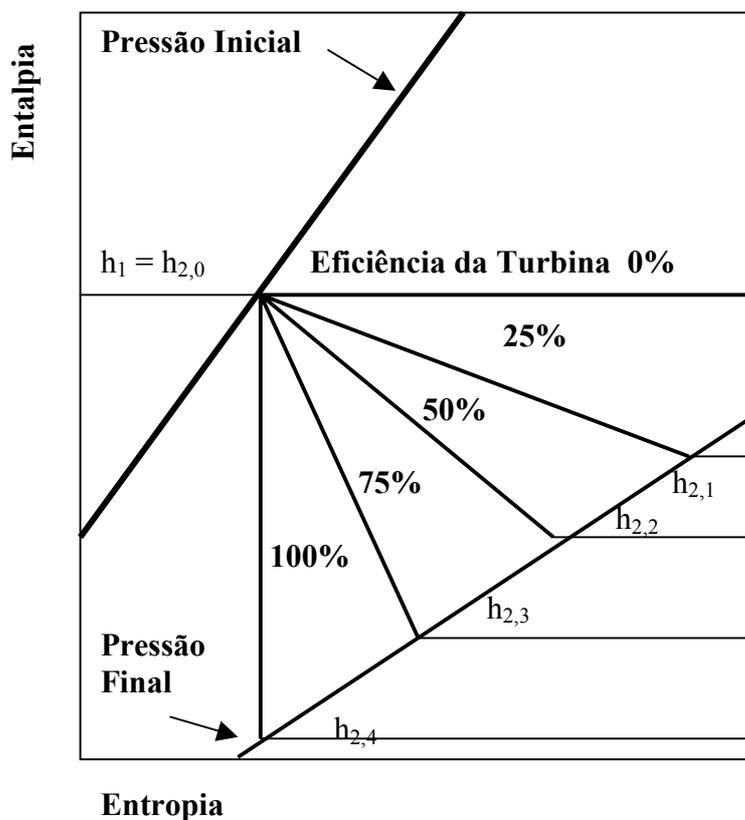
A Eficiência da Turbina serve como referência da qualidade do seu projeto porém, não nos fornece maiores dados sobre todo o aproveitamento energético possível devido a não consideração sobre a utilização do seu exausto, que é um parâmetro importante de avaliação global da energia.

A Eficiência Térmica está relacionada diretamente com o *Heat Rate*, que é a quantidade de energia requerida para a produção uma dada unidade trabalho. Se a turbina opera em um ciclo de contra pressão, com a energia do seu exausto aproveitado como fonte térmica de outros processos, o *Heat Rate* da turbina se aproxima dos 100%. Quando a turbina opera em um ciclo de condensação, total ou parcial, há que se considerar no *Heat Rate* a energia rejeitada do calor de condensação.

Um outro parâmetro freqüentemente utilizado na avaliação das turbinas é a Taxa de Vapor, que é a razão da quantidade unitária de vapor – a uma determinada condição – necessária para a realização de uma unidade de trabalho.

Uma comparação generalizada das eficiências de diversos tipos de turbinas é praticamente impossível por serem seus projetos para fins específicos. Os parâmetros de operação, pressão e temperatura de entrada do vapor e pressão do exausto produzem influencias na eficiência. Para compará-las é necessário, portanto, a fixação destes parâmetros.

Figura 33 – Representação Esquemática do Diagrama de Mollier – Eficiência da



Turbina a Vapor no Gráfico Entalpia x Entropia

Um aumento na pressão e na temperatura de entrada do vapor aumentará a eficiência da turbina e/ou de todo o aproveitamento energético do processo. Este aumento das condições iniciais redundará no aumento da energia disponível para a conversão em energia mecânica. Tal parâmetro, comumente conhecido como a razão da Queda Entálpica, reduz a Taxa de Vapor na entrada da turbina. Uma diminuição da pressão do exausto produz também uma melhora do aproveitamento energético, porém estará mais condicionado às necessidades dos processos a jusante da turbina.

As turbinas multiestágios são equipamentos construídos especificamente para uma determinada condição de operação e para uma máxima obtenção de conversão, portanto, esta característica da sua engenharia permite atingir altas relações de eficiência. Já as turbinas estágio simples, com o intuito de barateamento de custos, seguem uma característica de padronização de fabricação que acaba comprometendo a sua razão de eficiência.

A seguir estão mostradas, na Figura 34, Figura 35 e Figura 36, respectivamente, as curvas de desempenho para turbinas de simples estágio, para turbinas multiestágios de condensação total e para turbinas de contra pressão. Estes gráficos de um fabricante específico foram determinados para condições fixas de entrada e de exausto das turbinas.

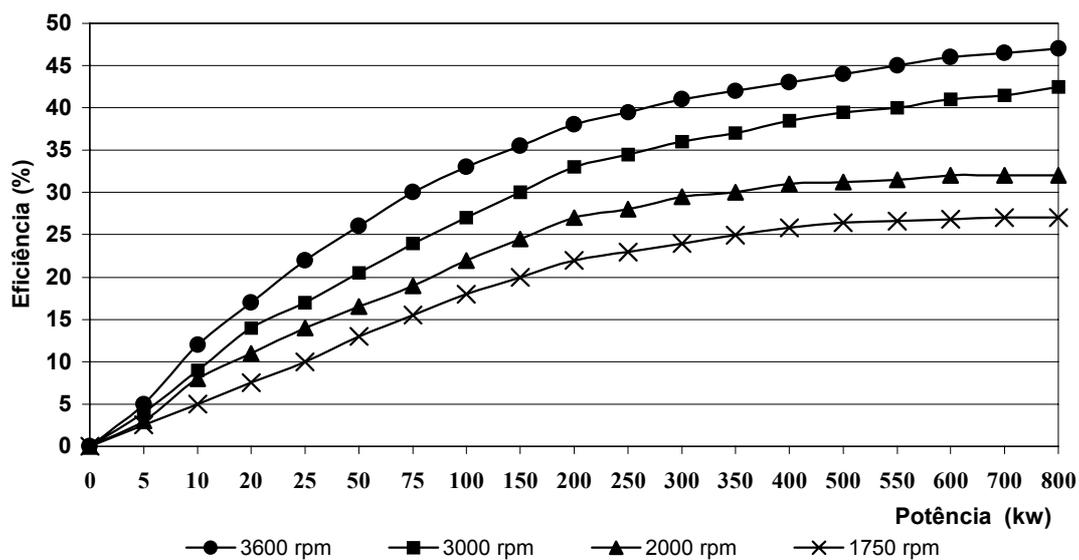


Figura 34 – Relação Potência x Eficiência de Turbinas a Vapor de Simples Estágio

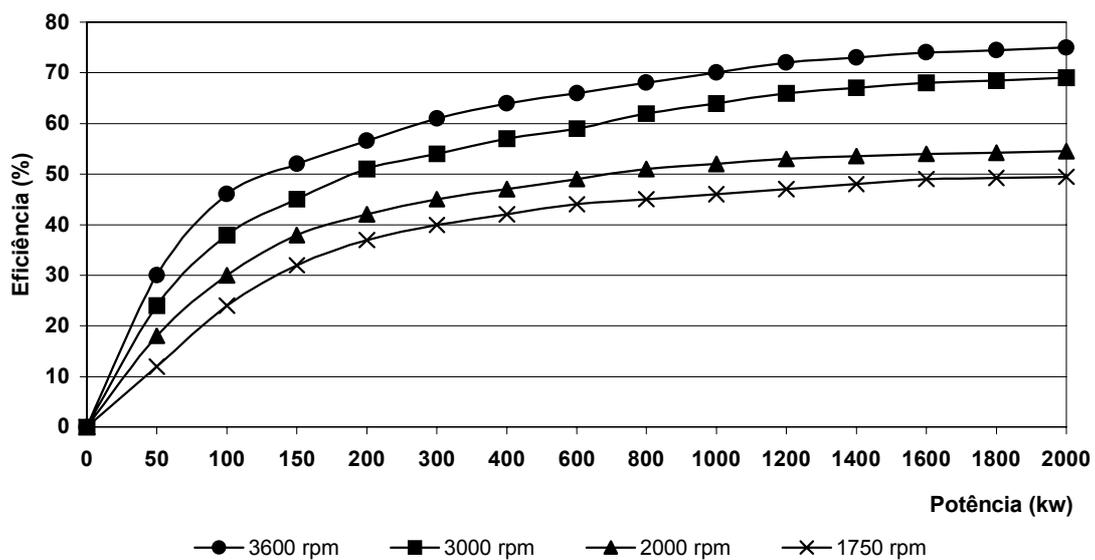


Figura 35 – Relação Potência x Eficiência de Turbinas a Vapor de Multiestágios e Condensação

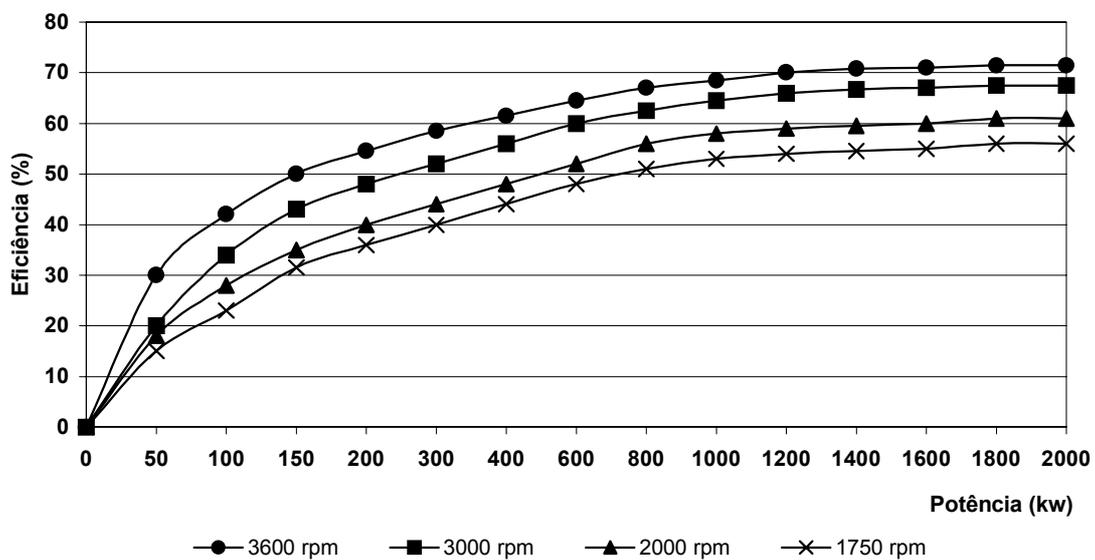


Figura 36 – Relação Potência x Eficiência de Turbinas a Vapor de Multiestágios e Contrapressão

### Apêndice E – Índices de Correção do Valor Normativo

Conforme informado por ANDRADE (2000), os índices para atualização dos valores normativos até o mês de Novembro de 2000 são os apresentados na Tabela 39.

Tabela 39 – Índices para Atualização dos Valores Normativos

MÊS	IGPM (*)		COMB		IVC	
	Índice	Variação Acumulada	Índice	Variação Acumulada	Índice	Variação Acumulada
1999						
Junho	1,12261	-	161,9160	-	1,7654	-
Julho	1,14002	1,55%	182,7016	12,84%	1,8003	1,98%
Agosto	1,15780	3,13%	220,0878	35,93%	1,8808	6,54%
Setembro	1,17459	4,63%	233,5905	44,27%	1,8981	7,52%
Outubro	1,19456	6,41%	243,6350	50,47%	1,9695	11,56%
Novembro	1,22311	8,95%	242,6438	49,86%	1,9299	9,32%
Dezembro	1,24525	10,92%	225,9294	39,53%	1,8428	4,39%
2000						
Janeiro	1,26069	12,30%	238,07235	47,03%	1,8037	2,17%
Fevereiro	1,26510	12,69%	265,8094	64,16%	1,7753	0,56%
Março	1,26700	12,86%	236,1202	45,83%	1,7420	-1,33%
Abril	1,26991	13,12%	232,9385	43,86%	1,7682	0,16%
Maiο	1,27385	13,47%	277,2559	71,23%	1,8279	3,54%
Junho	1,28468	14,44%	307,7948	90,10%	1,8083	2,43%
Julho	1,30485	16,23%	303,4274	87,40%	1,7978	1,84%
Agosto	1,33602 <sup>a</sup>	19,01%	303,4274 <sup>b</sup>	87,40%	1,823 <sup>c</sup>	3,26%
Setembro	1,35153	20,39%	329,901	103,75%	1,8392	4,18%
Outubro	1,35667	20,85%	362,0452	123,60%	1,8796	6,47%
Novembro	1,360602	21,20%	352,5045	117,71%	1,9480	10,34%

(\*) Base setembro/1997;

(a) IGP-M do mês de agosto foi publicado nos principais jornais em 30 de agosto do corrente tendo como fonte a Fundação Getúlio Vargas - FGV;

(b) Indisponível até a data do cálculo, repetido o do mês anterior;

(c) Fornecido pelo Banco Central do Brasil.

Os valores de  $K_1$ ,  $K_2$  e  $K_3$  foram arbitrados pela importância dos parâmetros no custo do projetos, sendo atribuído 0,4 a  $K_1$ , pela importância dos insumos, investimentos e comercialização em moeda doméstica, 0,4 a  $K_2$  pela influência dos investimentos e combustível em moeda estrangeira, e 0,2 a  $K_3$  pela participação do gás natural como combustível.

Esse valor de referência será atualizado quando do reajuste tarifário do concessionário de distribuição através de uma fórmula que contempla três índices: a inflação interna, os preços internacionais de combustíveis e a variação cambial, segundo a fórmula:

$$VN_i = VN_{0i} \times \left[ K1_i \times \frac{IGPM1_i}{IGPM_{0i}} + K2_i \times \frac{COMB1_i}{COMB_{0i}} + K3_i \times \frac{IVC1_i}{IVC_{0i}} \right]$$

Onde:

$VN_i$  - Valor Normativo atualizado para o mês do último reajuste do contrato de compra de energia anterior a DRA ou DRP.

$VN_{0i}$  - Valor Normativo vigente no mês de registro do contrato de compra de energia referido ao mês de publicação desta resolução.

$K1_i$  – fator de ponderação do índice IGP-M.

$K2_i$  – fator de ponderação do índice de combustíveis.

$K3_i$  – fator de ponderação do índice de variação cambial.

$IGPM1_i$  – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV , no mês anterior a data de atualização do VN.

$IGPM_{0i}$  – valor do índice geral de preços ao mercado, estabelecido pela Fundação Getúlio Vargas - FGV , no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

$COMB1_i$  – valor do índice do combustível, no mês anterior a data de atualização do VN.

$COMB_{0i}$  – valor do índice do combustível, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

$IVC1_i$  – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior a data de atualização do VN.

$IVC_{0i}$  – média da cotação de venda do dólar norte-americano, divulgada pelo Banco Central do Brasil, no mês anterior à data de entrada em vigor desta Resolução.

$$K_1 + K_2 + K_3 = 1;$$

$$K_2 + K_3 < 0,7;$$

Os Valores Normativos em vigor estão referenciados ao mês de Junho de 1999, ou seja:

Tabela 40 – Índices do Valor Normativo Inicial

IGPM <sub>0</sub>	COMB <sub>0</sub>	IVC <sub>0</sub>
1,12261	R\$ 161,916	R\$ 1,7654/US\$

Fonte: ANEEL

Quanto ao Valor Normativo, pode-se ressaltar:

- i. O valor normativo – VN definido para um dado projeto é mantido por todo o prazo do contrato com atualização (reajustes) anuais e revisões excepcionais;
- ii. Para cada novo projeto de geração, o valor normativo – VN é atualizado para o mês de assinatura do contrato. Assim, um contrato de Usina Termelétrica a Gás Natural em Julho/99 tem VN = R\$ 57,20/MWh (US\$ 32,40/MWh) e esse mesmo projeto tendo fechado contrato em setembro/99 teria VN = R\$ 69,41/MWh (US\$ 36,57/MWh), para uma configuração de  $K_1 = 0,3$ ,  $K_2 = 0,4$  e  $K_3 = 0,3$ ;
- iii. O reajuste dos valores normativos considera a variação do preço do gás natural, variação cambial (equipamento importado ou financiamento) e a inflação interna (IGPM);
- iv. Os valores normativos incluem as parcelas de custo de transmissão e alocação de perdas, de responsabilidade do gerador, uma vez que os mesmos são referidos ao ponto de referência do submercado onde se situa o concessionário de distribuição;
- v. Para efeito de comparação com o VN, os geradores deverão realizar seus cálculos considerando todos os custos incorridos até o ponto comum de referência do submercado comprador, inclusive impostos e encargos. Com relação aos impostos não foi considerado na definição dos valores normativos, a incidência de ICMS, tendo em vista que para o suprimento de energia elétrica este imposto é diferido;
- vi. A predominância de geração hidráulica no Brasil implica em grandes variações nos preços da energia de curto prazo, expondo as distribuidoras, que forem obrigadas a recorrer ao mercado de curto prazo, a dispêndios excessivos que só serão considerados nos cálculos do custo da compra de energia a um preço de longo prazo ( $VNC=VN$ ), na data de seu reajuste anual de tarifas. A exposição das distribuidoras a esses riscos será eliminada com o estabelecimento de contratos de longo prazo e por conseguinte acontecerá um estímulo à expansão da oferta de energia, garantindo o atendimento ao consumidor final.

### Apêndice F – A Definição Legal do Cogrador

A resolução ANEEL n.º 21, de 20 de janeiro de 2000 estabelece os requisitos necessários à qualificação de centrais cogedoras de energia para fins de participação das políticas de incentivo, podendo estes operarem como produtores independentes ou autoprodutores.

São passíveis da qualificação pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada a serviço público ou a produção independente e pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

As centrais de cogeração, para fins de enquadramento na modalidade de “cogeração qualificada” deverão satisfazer aos seguintes requisitos:

- i. Estar regularizadas perante a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, atendendo ao disposto na Resolução ANEEL n.º 112, de 18 de maio de 1999 e legislação específica;
- ii. Atender aos requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações, abaixo:

$$E_t = 0,15 E_c$$

$$\frac{E_e + E_t/X}{E_c} = F_c$$

Onde:

$E_c$  é a energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, calculada em MWh, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados;

$E_e$  é a energia eletromecânica, resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

$E_t$  é a energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses, em MWh;

$F_c$  Fator de cogeração;

$X$  Fator de ponderação;

Os valores de  $X$  e  $F_c$  referidos nas fórmulas acima serão aplicados em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e do combustível principal, conforme a Tabela 41.

Tabela 41 – Fatores de Cogeração e Ponderação para Qualificação de Cogrador

Potência Instalada	Combustível Principal			
	Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão		Demais Fontes	
	X	Fc	X	Fc
Inferior ou igual a 5 MW	2	0,47	2,5	0,32

Superior a 5 MW e inferior ou igual a 20 MW	1,86	0,51	2,14	0,37
Superior a 20 MW	1,74	0,54	1,88	0,42

Fonte: ANEEL

Para fins de determinação dos valores de X e Fc, contidos na tabela de que trata o parágrafo anterior, nos casos de queima alternada ou mesclada de diferentes combustíveis, entende-se por combustível principal oriundo de “Demais Fontes”, quando a energia disponibilizada por derivados de petróleo, gás natural ou carvão mineral não exceder a vinte e cinco por cento da energia disponibilizada por todos os combustíveis consumidos, calculada com base no poder calorífico inferior desses combustíveis.

### Apêndice G – Taxas e Impostos sobre a Geração de Energia Elétrica

Conforme trabalho de consolidação de CAMURÇA (2000), as taxas, impostos e contribuições incidentes sobre a atividade de geração e comercialização de energia elétrica são as apresentadas na Tabela 42.

Tabela 42 - Tributos e Contribuições Incidentes nas Transações Praticadas nas Empresas do Setor Elétrico

Tributo ou Contribuição	Natureza Jurídica	Competência Tributária	Transferências Constitucionais	Alíquota	Incidência / Base de Cálculo
PIS/PASEP	Contribuição	Federal		0,65%	Receita
COFINS	Contribuição	Federal		3%	Receita
Imposto de Renda	Imposto	Federal	União para os Estados (21,50% FPE) (3% - FCO, FNE e FNO)	15%, mais 10% Adicional de Imposto de Renda	Lucro - O Adicional de Imposto de Renda (10%) é devido sobre parcela do lucro que exceder a R\$ 240.000,00 no ano
CSLL	Contribuição	Federal		9%	Lucro
ICMS	Imposto	Estadual	Estados para os Municípios (25%)	Até 35%	Incide sobre o valor da comercialização de serviços (energia, telefonia, gás etc.)
				Até 20%	Incide sobre as transações relativas as vendas de mercadorias
ISS	Imposto	Municipal		Regra geral 5% Há variações	Base de cálculo: Preço do serviço Contribuinte: Prestador do serviço
IPI	Imposto	Federal	União para os estados - (21,50% - FPE) (10% proporcional à exportação de produtos industrializados - FPEX) 3% - FCO, FNE e FNO)	Variável	Este Imposto está incluso no valor das notas fiscais relativas a aquisição de produtos industrializados
CPMF	Contribuição	Federal		0,35%	Movimentação Financeira
IOF	Imposto	Federal	União para os Estados 30% União para os Municípios 70% Relativo a operações IOF - Ouro	6% ao ano	Incide sobre as Operações Financeiras
Previdência Social Patronal Acidente de Trabalho	Contribuição	Federal		21% a 23%	Incide sobre a folha de pagamento
Terceiros SESI SENAI SEBRAE	Contribuição	Específica para as Entidades		1,5% 1,0% 0,8%	Incide sobre a folha de pagamento
Salário Educação	Contribuição	Federal		2,5%	Incide sobre a folha de pagamento

Tabela 42 - Tributos e Contribuições Incidentes nas Transações Praticadas nas Empresas do Setor Elétrico

FGTS	Contribuição	Federal		8%	Incide sobre a folha de pagamento
Compensação Financeira	Contribuição	Setor Elétrico	2% Minst. Cienc. Tecnolog. 45% Estados 3,6% ANEEL 4,4% Minist. Meio Amb.	6%	Produção de Energia Hidráulica
Taxa de Fiscalização	Contribuição	Setor Elétrico	ANEEL e Convênios	0,5% sobre Benefício Econômico	Benefício Econômico é igual a Receita Líquida deduzida a Compra de Energia. Não configura como despesa pois este valor é deduzido da RGR .
Reserva Global de Reversão – RGR	Contribuição	Setor Elétrico	2% ANEEL 98% para Investimentos no Setor Elétrico	2,5% ou 3%	2,5 do Ativo Reversível limitado a 3% da Receita. A Taxa de Fiscalização é deduzida do valor apurado da RGR.
Utilização de Bem Público – UBP	Contribuição	Setor Elétrico		2,5%	Receita
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	Contribuição	Setor Elétrico		É devida por todos os concessionários que tenham consumidores finais, proporcional a cada mercado.	Equivalência Hidráulica Consumo Setorial - Finalidade: Constituir reserva financeira para cobertura do custo de consumo de combustíveis.

## Apêndice H – Aspectos da Instalação de Gasodutos de Distribuição

Como apresentado por ALENCAR (2000), os gasodutos tem como parâmetros de referência dos investimentos necessários a distância e o diâmetro. Considerações como densidade urbana ou barreiras a transpor são de caráter capital na construção destes. Como referência para cálculos adotamos os valores da Tabela 43.

Tabela 43 – Custo de Investimento e de Operação e Manutenção de Gasodutos

Capacidade (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /dia)	Diâmetro (pol.)	Extensão (km)	Valor de Reposição (10 <sup>6</sup> US\$)	Custo de Reposição (US\$/pol.m)	Valor Atual (10 <sup>6</sup> US\$)	Custo Atual (US\$/pol.m)	Custo O&M (10 <sup>6</sup> US\$)
659	8	46	6,62	18,00	6,49	17,64	0,2
1.000	8	38	5,47	18,00	3,9	12,83	0,16
1.000	8	62	8,93	18,00	6,74	13,59	0,27
Média				18,00	14,68		
700	10	20	3,33	16,67	1,26	6,30	0,1
800	12	212	38,85	15,27	38,85	15,27	1,17
860	12	422	77,33	15,27	61,01	12,05	2,32
1.000	12	37	6,78	15,27	4,63	10,43	0,2
1.530	12	37	6,78	15,27	6,24	14,05	0,2
1.550	12	1,5	0,27	15,20	0,25	13,89	0,01
Média				15,49			
1.000	14	32	6,05	15,50	3,1	6,92	0,18
1.103	14	230	13,5	13,50	21,65	6,72	1,3
4.215	14	5,5	1,04	13,50	0,82	10,65	0,03
Média				14,17			
1.952	16	357	71,4	12,50	69,13	12,10	2,14
4.250	16	183	36,6	12,50	25,66	8,76	1,1
1.800	18	32	6,91	12,00	6,27	10,89	0,21
4.215	18	95,2	20,56	12,00	16,22	9,47	0,62
4.215	22	325	84,37	11,80	70,53	9,86	2,53
Média				12,16			
Média Geral				14,72			
Desvio				2,15			

Conceito de distância média equivalente; 20 anos de vida útil; O&M 3% do valor do gasoduto.

Em nosso estudo a distância é desconhecida e portanto, adotamos como valor de referência o limite da área de abrangência esperada para o gasoduto Brasil Bolívia, 50 km a partir de seu traçado.

O diâmetro do gasoduto é função do volume que se pretende transportar e seu fluxo, bem como das pressões e temperaturas a montante e a jusante e das características do gás. POULALLION (1986) apresenta a fórmula da PAN HANDLE CO. para cálculo de diâmetro de gasodutos:

$$D = \left\{ Q \left( \frac{0,85}{E} \right) (22100 \cdot G)^{0,51} \cdot L^{0,51} \cdot \frac{1}{\left[ \frac{(T_0 + 273,15)}{Z_N (T_M + 273,15)} (P_M^2 - P_J^2) \right]^{0,51}} \right\}^{\left( \frac{1}{2,53} \right)}$$

Onde:

- D é o diâmetro em mm;
- E é o Coeficiente de Rendimento, adotado 1,0 para tubo com revestimento interno;
- G é a Densidade Média do Gás Natural, adotada 0,60 do gás natural com 95 % de metano;
- Q é a Vazão do Gás Natural, em m<sup>3</sup>/h;
- L é o Comprimento do ramal, em km;
- T<sub>b</sub> é a Temperatura Inicial do gás, adotada 15 °C;
- T<sub>m</sub> é a Temperatura Média, adotada 20 °C;
- Z<sub>m</sub> é o Fator de Compressibilidade Médio do gás natural, 0,95;
- P<sub>m</sub> é a Pressão a Montante, em bar, adotado 65 bar como média operacional do gasoduto Brasil Bolívia, origem do ramal (SANTOS, 2000);
- P<sub>b</sub> é a Pressão a Jusante, em bar, adotado 25 bar para eventual alimentação direta da turbina a gás;

Para as duas condições operacionais em que consideramos a utilização do gás natural calculamos os parâmetros da Tabela 44 para o gasoduto.

Tabela 44 – Parâmetros para o Gasoduto nas Condições Operacionais Estudadas

Condição Operacional	L (Comprimento em km)	Q (Vazão do Gás Natural, 1.000 m <sup>3</sup> /dia)	D (Diâmetro em polegadas)	Custo Específico (US\$/ (m . pol.))	Custo Total (1.000 US\$)
Caso III	50	305,52	5,00	18,00	4.500
Caso IV	50	114,66	3,00	18,00	2.700

## Índice do Texto

<b>1. INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<hr/>	
<b>2. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>16</b>
<b>2.1. AS CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>17</b>
<b>2.2. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>20</b>
2.2.1. ASPECTOS INSTITUCIONAIS	20
<b>2.3. AS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO NOVO CONTEXTO</b>	<b>25</b>
2.3.1. O VALOR NORMATIVO	26
<b>2.4. O PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMELÉTRICAS</b>	<b>27</b>
<hr/>	
<b>3. DESTILARIAS DE ETANOL NO BRASIL E A BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>29</b>
<b>3.1. PROCESSO DE PRODUÇÃO DO ETANOL</b>	<b>30</b>
<b>3.2. ATENDIMENTO ENERGÉTICO DAS DESTILARIAS DE ETANOL</b>	<b>33</b>
<b>3.3. ÍNDICES DE PRODUÇÃO E CONSUMOS ENERGÉTICOS ESPECÍFICOS</b>	<b>34</b>
<b>3.4. MEDIDAS DE CONSERVAÇÃO DE ENERGIA NA INDÚSTRIA SUCROALCOOLEIRA</b>	<b>38</b>
3.4.1. INVESTIMENTOS EM CONSERVAÇÃO DE ENERGIA	39
<b>3.5. DISPONIBILIDADE DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>41</b>
<b>3.6. A POTENCIALIDADE ENERGÉTICA DOS RESÍDUOS DE BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>45</b>
3.6.1. O BAGAÇO DE CANA-DE-AÇÚCAR	46
3.6.2. A BIOMASSA PALHA E PONTAS	46
<hr/>	
<b>4. O DESENVOLVIMENTO DAS TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA COM TURBOMÁQUINAS E A COGERAÇÃO</b>	<b>48</b>
<b>4.1. CICLOS TERMELÉTRICOS COM TURBINAS A VAPOR – TECNOLOGIA MADURA</b>	<b>49</b>
<b>4.2. CICLOS TERMOELÉTRICOS COM TURBINAS A GÁS – DESPONTAR DA TECNOLOGIA</b>	<b>51</b>
4.2.1. O DESENVOLVIMENTO TECNOLÓGICO DAS TURBINAS A GÁS	54
4.2.2. TURBINAS INDUSTRIAIS E AERODERIVATIVAS	55
4.2.3. TURBINAS A GÁS EM CICLOS SOFISTICADOS	57
4.2.3.1. Resfriamento Intermediário	57
4.2.3.2. Regeneração	57
4.2.3.3. Reaquecimento	58
4.2.3.4. Injeção de Vapor	58
4.2.4. A NATUREZA DOS COMBUSTÍVEIS E SUA INFLUÊNCIA SOBRES AS TURBINAS A GÁS	59
4.2.4.1. O Poder Calorífico dos Combustíveis Gasosos	61
4.2.4.2. A Seleção Econômica do Combustível	61
4.2.5. FATORES QUE INFLUENCIAM A EFICIÊNCIA E DISPONIBILIDADE DAS MAQUINAS MOTRIZES	62
<b>4.3. ADAPTABILIDADE DOS MODELOS COMERCIAIS DE TURBINAS A GÁS A COMBUSTÍVEIS DE BAIXO PODER CALORÍFICO</b>	<b>62</b>
4.3.1. ESTABILIDADE DA COMBUSTÃO	64

	171	
4.3.2.	INJEÇÃO DE COMBUSTÍVEL E AS PERDAS DE CARGA	64
4.3.3.	LIMITES DE ESCOAMENTO MÁSSICO DA TURBINA	64
<b>4.4.</b>	<b>A COGERAÇÃO E A RACIONALIDADE ENERGÉTICA</b>	<b>65</b>
4.4.1.	O CONCEITO DE COGERAÇÃO	66
4.4.1.1.	A Seqüência de Aproveitamento da Energia – Os Ciclos <i>Topping e Bottoming</i>	68
4.4.2.	BREVE HISTÓRICO DA COGERAÇÃO	68
4.4.3.	OS CUSTOS EM SISTEMAS DE COGERAÇÃO TRADICIONAIS	70
<b>4.5.</b>	<b>O CICLO COMBINADO</b>	<b>73</b>
4.5.1.	OS CUSTOS DOS CICLOS COMBINADOS TRADICIONAIS	75
4.5.2.	COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO	77
<b>5.</b>	<b>A GASEIFICAÇÃO DE COMBUSTÍVEIS</b>	<b>79</b>
<b>5.1.</b>	<b>O PROCESSO DE GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA</b>	<b>79</b>
<b>5.2.</b>	<b>PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL, O GASEIFICADOR E SEUS AUXILIARES</b>	<b>81</b>
5.2.1.	EQUIPAMENTOS DE GASEIFICAÇÃO	82
5.2.2.	GASEIFICADORES PRESSURIZADOS OU ATMOSFÉRICOS	84
5.2.3.	SISTEMAS DE LIMPEZA DE GASES	84
<b>5.3.</b>	<b>OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS DA GASEIFICAÇÃO</b>	<b>86</b>
<b>5.4.</b>	<b>PROPRIEDADES DA BIOMASSA PARA GASEIFICAÇÃO</b>	<b>87</b>
<b>6.</b>	<b>A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM BIOMASSA</b>	<b>88</b>
<b>6.1.</b>	<b>A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA NO BRASIL E SEU POTENCIAL</b>	<b>88</b>
<b>6.2.</b>	<b>TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DA BIOMASSA</b>	<b>92</b>
<b>6.3.</b>	<b>CICLO TRADICIONAL DE CONTRAPRESSÃO</b>	<b>94</b>
6.3.1.	AS MODIFICAÇÕES DOS SISTEMAS TRADICIONAIS	95
<b>6.4.</b>	<b><i>CONDENSING EXTRACTION STEAM TURBINE – CEST</i></b>	<b>96</b>
<b>6.5.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE – BIG/GT</i></b>	<b>97</b>
<b>6.6.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION STEAM INJECTED GAS TURBINE – BIG/STIG ou BIG/ISTIG</i></b>	<b>98</b>
<b>6.7.</b>	<b><i>BIOMASS INTEGRATED GASIFICATION GAS TURBINE COMBINED CYCLE – BIG/GTCC</i></b>	<b>100</b>
6.7.1.	CUSTOS DE INSTALAÇÃO	103
6.7.2.	CUSTOS OPERACIONAIS	103
6.7.3.	EFICIÊNCIA GLOBAL	104
6.7.4.	INTEGRAÇÃO ENTRE O SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE COMBUSTÍVEL E OS SISTEMAS BIG/GTCC	106
<b>6.8.</b>	<b>IMPACTOS AMBIENTAIS DO USO EM LARGA ESCALA DE SISTEMAS BIG/GTCC NA INDÚSTRIA DA CANA-DE-AÇÚCAR</b>	<b>106</b>
6.8.1.	O BALANÇO DE ENERGIA E A EMISSÃO LÍQUIDA DE CO <sub>2</sub>	107
6.8.2.	METANO E OUTROS GASES DE EFEITO ESTUFA	108
6.8.3.	EMISSÃO DE PARTICULADOS	109
6.8.4.	ASPECTOS DIVERSOS DE IMPACTO AMBIENTAL	109
<b>7.</b>	<b>AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA COGERAÇÃO EM CICLO COMBINADO COM GASEIFICAÇÃO DE BIOMASSA NO SETOR SUCROALCOOLEIRO</b>	<b>111</b>
<b>7.1.</b>	<b>PRINCIPAIS INDICADORES DA ANÁLISE ECONÔMICA</b>	<b>112</b>

	172
7.1.1. VALOR DE PRESENTE LÍQUIDO (VPL)	112
7.1.2. TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	112
7.1.3. TEMPO DE RETORNO DO INVESTIMENTO ( <i>PAYBACK</i> )	112
7.1.4. CUSTO DA ENERGIA (COE)	112
<b>7.2. A ECONOMICIDADE DE PROJETOS TERMELÉTRICOS</b>	<b>113</b>
<b>7.3. CONSIDERAÇÕES SOBRE AS TARIFAS, OS CUSTOS E SUAS VARIAÇÕES</b>	<b>114</b>
<b>7.4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE</b>	<b>114</b>
<b>7.5. MODELO DE AVALIAÇÃO ECONÔMICA</b>	<b>114</b>
7.5.1. AS CONDIÇÕES OPERACIONAIS ANALISADAS	116
7.5.2. PREMISSAS DA MODELAGEM	117
<b>7.6. RESULTADOS DA MODELAGEM</b>	<b>118</b>
7.6.1. OPERAÇÃO APENAS NA SAFRA COM CONSUMO DE TODA A BIOMASSA NO PERÍODO – CASO I	118
7.6.2. OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO APENAS BIOMASSA DISTRIBUÍDA UNIFORMEMENTE AO LONGO DO ANO – CASO II	121
7.6.3. OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO TODA A BIOMASSA NO PERÍODO DA SAFRA E GÁS NATURAL NA ENTRESSAFRA – CASO III	123
7.6.4. OPERAÇÃO NA SAFRA E ENTRESSAFRA CONSUMINDO BIOMASSA E GÁS NATURAL UNIFORMEMENTE DISTRIBUÍDOS AO LONGO DO ANO – CASO IV	126
<b>7.7. ANÁLISE DOS RESULTADOS DA MODELAGEM</b>	<b>129</b>
<b>8. CONCLUSÃO</b>	<b>131</b>
<hr/>	
<b>9. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b>	<b>133</b>
<hr/>	
APÊNDICE A – A BASE CONCEITUAL DA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA	141
APÊNDICE B – PREÇOS DE TURBINAS A GÁS EM CONFIGURAÇÃO <i>BÁSICA (BASIC PACKAGE)</i>	147
APÊNDICE C – PREÇOS DE PLANTAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA EM CICLO COMBINADO ( <i>TURNKEY</i> )	151
APÊNDICE D – TURBINAS A VAPOR	156
APÊNDICE E – ÍNDICES DE CORREÇÃO DO VALOR NORMATIVO	161
APÊNDICE F – A DEFINIÇÃO LEGAL DO COGERADOR	164
APÊNDICE G – TAXAS E IMPOSTOS SOBRE A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	166
APÊNDICE H – ASPECTOS DA INSTALAÇÃO DE GASODUTOS DE DISTRIBUIÇÃO	168

## Índice de Figuras

FIGURA 1 – NOVA ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	21
FIGURA 2 – MODELO DESVERTICALIZADO E COMPETITIVO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
FIGURA 3 – ESQUEMA GLOBAL DE PRODUÇÃO PARA USINA ANEXA, DESTILARIA AUTÔNOMA OU USINA DE AÇÚCAR	31
FIGURA 4 – ESQUEMA GERAL DA PRODUÇÃO DE ETANOL A PARTIR DA CANA-DE-AÇÚCAR	32
FIGURA 5 – ESQUEMA DO CICLO A VAPOR COMUMENTE EMPREGADO E USINAS E DESTILARIAS	34
FIGURA 6 – DISTRIBUIÇÃO DO CONSUMO DE INSUMOS ENERGÉTICOS	36
FIGURA 7 – RELAÇÃO ENTRE A COMPOSIÇÃO ELEMENTAR E IMEDIATA DE UM COMBUSTÍVEL	45
FIGURA 8 – EVOLUÇÃO DA EFICIÊNCIA GLOBAL DOS CICLOS TERMOELÉTRICOS A VAPOR COM BASE NO PODER CALORÍFICO INFERIOR	50
FIGURA 9 – HISTÓRICO DO CUSTO UNITÁRIO DE INVESTIMENTO DE CENTRAIS TERMOELÉTRICAS A VAPOR BASEADAS EM FONTES COMBUSTÍVEIS FÓSSEIS	51
FIGURA 10 – CUSTO ESPECÍFICO DE TURBINAS A GÁS ( <i>BASIC PACKAGE</i> ) PARA FAIXA DE POTÊNCIA DE 1 A 250 MW <sub>E</sub>	52
FIGURA 11 – EFICIÊNCIA DE TURBINAS A GÁS ( <i>BASIC PACKAGE</i> ) PARA FAIXA DE POTÊNCIA DE 1 A 250 MW <sub>E</sub>	53
FIGURA 12 – EFICIÊNCIA TERMODINÂMICA DO CICLO BRAYTON DE ACORDO COM A TEMPERATURA DE ENTRADA DOS GASES (TEG) E COM A TAXA DE COMPRESSÃO (rp) COM BASE NO PCI DO COMBUSTÍVEL	54
FIGURA 13 – EVOLUÇÃO DA TEMPERATURA DE ENTRADA DOS GASES, DO LIMITE DE RESISTÊNCIA DOS MATERIAIS E DOS SISTEMAS DE REFRIGERAÇÃO DAS PALHETAS	55
FIGURA 14 – COMPARAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENTRE AS TURBINAS AERODERIVATIVAS E <i>HEAVY DUTY</i>	56
FIGURA 15 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CICLO COMBINADO	74
FIGURA 16 – CUSTO ESPECÍFICO DE CICLO COMBINADO PARA A FAIXA DE POTÊNCIA DE 10 A 700 MW <sub>E</sub>	75
FIGURA 17 – EFICIÊNCIA DO CICLO COMBINADO PARA A FAIXA DE POTÊNCIA DE 10 A 700 MW <sub>E</sub>	76
FIGURA 18 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DO CICLO COMBINADO EM COGERAÇÃO	77
FIGURA 19 – GERAÇÃO TOTAL DE ELETRICIDADE E PARTICIPAÇÃO DA BIOMASSA	90
FIGURA 20 – ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS PARA GERAÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DA BIOMASSA	93
FIGURA 21 – INVESTIMENTO ESTIMADO EM DIVERSOS ESTUDOS PARA SISTEMAS BIG/GTCC	103
FIGURA 22 – EFICIÊNCIA GLOBAL DOS CICLOS BIG/GTCC – COGERAÇÃO E GERAÇÃO ELÉTRICA	105
FIGURA 23 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO I	121
FIGURA 24 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO II	123
FIGURA 25 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO III	125
FIGURA 26 – ANÁLISE DE SENSIBILIDADE DA TIR – CASO IV	128
FIGURA 27 – CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA EM FUNÇÃO DA TAXA DE DESCONTO ANUAL	129
FIGURA 28 – DIAGRAMA PRESSÃO - VOLUME DO CICLO DE CARNOT	142
FIGURA 29 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO DE CARNOT	143
FIGURA 30 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO RANKINE	143
FIGURA 31 – DIAGRAMA PRESSÃO - VOLUME DO CICLO BRAYTON	145
FIGURA 32 – DIAGRAMA TEMPERATURA – ENTROPIA DO CICLO BRAYTON	146
FIGURA 33 – REPRESENTAÇÃO ESQUEMÁTICA DO DIAGRAMA DE MOLLIER – EFICIÊNCIA DA TURBINA A VAPOR NO GRÁFICO ENTALPIA X ENTROPIA	158
FIGURA 34 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE SIMPLES ESTÁGIO	159
FIGURA 35 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE MULTIESTÁGIOS E CONDENSAÇÃO	160
FIGURA 36 – RELAÇÃO POTÊNCIA X EFICIÊNCIA DE TURBINAS A VAPOR DE MULTIESTÁGIOS E CONTRAPRESSÃO	160

## Índice de Tabelas

TABELA 1 – CAPACIDADE DE GERAÇÃO ELÉTRICA INSTALADA POR FONTE E SISTEMA – MW <sub>E</sub>	18
TABELA 2 – VALOR NORMATIVO – REFERÊNCIA JULHO/99	26
TABELA 3 – CARACTERÍSTICAS ENERGÉTICAS DAS DESTILARIAS TÍPICAS	36
TABELA 4 – CONSUMO ESPECÍFICO DE VAPOR NA PRODUÇÃO DE ETANOL	37
TABELA 5 – CONSUMO ESPECÍFICO DE INSUMO ENERGÉTICO POR MÓDULO DE PRODUÇÃO	37
TABELA 6 – INVESTIMENTOS NA REDUÇÃO DO CONSUMO DE VAPOR EM “USINA TÍPICA”	40
TABELA 7 – DISPONIBILIDADE DE RESÍDUOS DE CANA-DE-AÇÚCAR	42
TABELA 8 – CARACTERÍSTICAS DA CANA-DE-AÇÚCAR POR REGIÃO	43
TABELA 9 – COMPOSIÇÃO IMEDIATA, ELEMENTAR E PODER CALORÍFICO DO BAGAÇO DE CANA	46

TABELA 10 – MÉDIAS DE COMPOSIÇÃO IMEDIATA E PODER CALORÍFICO SUPERIOR DA BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR	47
TABELA 11 – COMPOSIÇÃO DO COMBUSTÍVEL DE TESTE PROJETO TEF	63
TABELA 12 – LIMITES DE EFICIÊNCIA DAS MÁQUINAS TÉRMICAS	66
TABELA 13 – CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA SISTEMAS BÁSICOS DE COGERAÇÃO	70
TABELA 14 – PARÂMETROS DE REFERÊNCIA PARA SISTEMAS BÁSICOS DE COGERAÇÃO	72
TABELA 15 – REAÇÕES POR ZONAS DOS GASEIFICADORES	80
TABELA 16 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DOS CICLOS TRADICIONAIS DE CONTRAPRESSÃO	94
TABELA 17 – INVESTIMENTOS E POTENCIAL DE EXCEDENTES NOS CICLOS TRADICIONAIS DE CONTRAPRESSÃO	96
TABELA 18 – INVESTIMENTOS E POTENCIAL DE EXCEDENTES NOS CICLOS CEST	97
TABELA 19 – INVESTIMENTOS E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CICLOS BIG/GT	98
TABELA 20 – INVESTIMENTOS E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS CICLOS BIG/STIG E BIG/ISTIG	99
TABELA 21 – ESTUDOS DE VIABILIDADE PARA DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS INTEGRADOS DA BIOMASSA	100
TABELA 22 – CARACTERÍSTICAS DOS CICLOS BIG/GTCC	101
TABELA 23 – CUSTOS DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DO SISTEMA BIG/GTCC DE REFERÊNCIA	104
TABELA 24 – DIFERENÇAS NA EMISSÃO DE CO <sub>2</sub> (FUTURA - HOJE) CONSIDERANDO USO PARCIAL DE PALHA E MAIORES EFICIÊNCIAS DE CONVERSÃO	107
TABELA 25 – REDUÇÃO NA EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA (CH <sub>4</sub> , CO, NO <sub>x</sub> ) PROPORCIONADA PELA COLHEITA PARCIAL DE CANA SEM QUEIMAR	108
TABELA 26 – REDUÇÕES NAS EMISSÕES DE PARTICULADOS (KG <sub>PARTICULADO</sub> /TON <sub>CANA</sub> )	109
TABELA 27 – DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS DO EXERCÍCIO	115
TABELA 28 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO I	120
TABELA 29 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO I	120
TABELA 30 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO II	122
TABELA 31 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO II	122
TABELA 32 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO III	124
TABELA 33 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO III	125
TABELA 34 – RESULTADOS DO PROJETO DE REFERÊNCIA – CASO IV	126
TABELA 35 – DETALHAMENTO DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CASO IV	127
TABELA 36 – RESULTADOS PRINCIPAIS DA MODELAGEM	128
TABELA 37 – PREÇOS DE TURBINAS A GÁS EM CONFIGURAÇÃO BÁSICA ( <i>BASIC PACKAGE</i> )	147
TABELA 38 – PREÇOS DE PLANTAS DE GERAÇÃO TERMOELÉTRICA EM CICLO COMBINADO ( <i>TURNKEY</i> )	151
TABELA 39 – ÍNDICES PARA ATUALIZAÇÃO DOS VALORES NORMATIVOS	161
TABELA 40 – ÍNDICES DO VALOR NORMATIVO INICIAL	163
TABELA 41 – FATORES DE COGERAÇÃO E PONDERAÇÃO PARA QUALIFICAÇÃO DE COGERADOR	164
TABELA 42 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES INCIDENTES NAS TRANSAÇÕES PRATICADAS NAS EMPRESAS DO SETOR ELÉTRICO	166
TABELA 43 – CUSTO DE INVESTIMENTO E DE OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE GASODUTOS	168
TABELA 44 – PARÂMETROS PARA O GASODUTO NAS CONDIÇÕES OPERACIONAIS ESTUDADAS	169