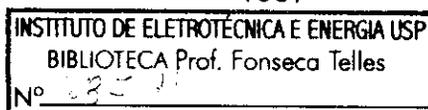


SILAS VIEIRA

ESTUDO DE CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS TÉRMICOS DE  
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE  
EXERGIA E DE TERMOECONOMIA

Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em Energia  
do Instituto de Eletrotécnica e Energia da  
Universidade de São Paulo como pré-requisito  
para obtenção do título de Mestre em Energia.

São Paulo  
1997



SILAS VIEIRA

ESTUDO DE CONFIGURAÇÕES DE SISTEMAS TÉRMICOS DE  
GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DA ANÁLISE DE  
EXERGIA E DE TERMOECONOMIA

Dissertação apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia do Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo como pré-requisito para obtenção do título de Mestre em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador:  
Prof. Dr. Sílvio de Oliveira Junior

São Paulo  
1997

*A ligação entre o abstrato e o absoluto só depende do movimento do ir e, se possível, chegar. Eu cheguei.*

*Lourdes Massae e Amanda Hatsumi  
amo vocês*

## AGRADECIMENTOS

Meu mais sincero e especial agradecimento, em igual grau de intensidade, respeito, admiração e carinho:

- ao Prof. Dr. Silvio, orientador no mais amplo sentido da palavra, mas antes amigo de inabalável tranquilidade, segurança e o responsável pela viabilização desse trabalho;
- ao Jean, amigo que sempre está por perto, e o meu “co-orientador informal”... com a bênção do Silvio;
- ao Luiz Marcello, o primeiro a me sugerir e incentivar a fazer a pós-graduação.

Agradeço a CESP, nas pessoas do Prof. Dr. Dorel e do Eng. Sergio Ennes, que apoiaram minha iniciativa, possibilitando a realização desse trabalho.

Aos colegas da CESP, especialmente ao Cláudio Paiva, meu companheiro de trajeto, pelos papos e troca de idéias, á Cleide, pelos dados que me faltavam. Á Rosinha, Márcia, Lucinha, João Carlos, todos da Biblioteca, pela eficiência e atenção que sempre me dispensaram. *Graças a todos.*

Sérgio Vieira, responsável pela revisão desse texto, e Cristina, pelo apoio e sugestões no texto final. *Evoé.*

Agradecimento especial também ao Prof. Dr. Fagá, do IEE, pela força, compreensão, apoio e pelo crédito a mim.

Mas, antes e acima de tudo, se não fosse pela paciência, compreensão e apoio das duas mulheres da minha vida, a quem dedico este trabalho, o meu sonho teria sido apenas um sonho só.

## SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS .....	iii
LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS .....	v
LISTA DE SÍMBOLOS .....	vi
RESUMO	
“ABSTRACT”	
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1. Apresentação e Motivação .....	1
1.2. Objetivos e Metodologia .....	5
1.3. Estrutura e Produto Esperado .....	7
<b>2. SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO .....</b>	<b>11</b>
2.1. O Setor Elétrico .....	11
2.1.1. Planejamento da Expansão do Sistema de Geração Elétrica .....	11
2.1.1.1. Estudo de Longo Prazo .....	15
2.1.1.2. Estudo de Médio Prazo .....	16
2.1.1.3. Estudo de Curto Prazo .....	17
2.1.2. O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste .....	19
2.1.2.1. Caracterização do Cenário Atual .....	19
2.1.2.2. Perspectivas de Cenário Futuro .....	23
2.1.3. A Inserção de Usinas Termoelétricas no Parque Gerador .....	25
2.1.3.1. Complementação Térmica .....	25
2.1.3.2. Operação de Sistemas Hidrotérmicos .....	27
2.2. O Setor de Petróleo .....	28
2.2.1. Refino do Petróleo .....	28
2.2.2. Estrutura do Parque de Refino do Petróleo .....	30
2.2.3. O Cenário Atual .....	35
2.2.4. O Parque de Refino no Estado de São Paulo .....	36
2.2.5. Preço e Perspectiva Internacional do Petróleo .....	37
<b>3. COMBUSTÍVEIS POTENCIAIS PARA UTILIZAÇÃO NA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA... 39</b>	<b>39</b>
3.1. Combustíveis e Perspectiva de Oferta para Geração Elétrica .....	41
3.1.1. Óleo Combustível .....	41
3.1.2. Resíduos Ultraviscosos .....	46
3.1.3. Gás Natural .....	50
3.1.4. Carvão Mineral .....	52
<b>4. TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO ELÉTRICA .....</b>	<b>57</b>
4.1. Ciclo de Rankine .....	57
4.2. Ciclo de Brayton .....	61
4.3. Ciclo Combinado .....	65
4.4. Ciclo Diesel .....	66

<b>5. ASPECTOS AMBIENTAIS</b> .....	<b>68</b>
5.1. Introdução .....	68
5.2. Conceituação e Breve Histórico.....	70
5.3. Legislação Ambiental Vigente.....	75
5.3.1. Síntese da Legislação.....	75
5.3.2. Padrões de Emissão e Qualidade do Ar.....	78
<b>6. ANÁLISE DA EXERGIA</b> .....	<b>83</b>
6.1. Considerações Gerais.....	83
6.2. Conceito de Exergia.....	86
6.3. Cálculo de Exergia e Exergia Destruída.....	89
<b>7. ANÁLISE TERMoeCONômICA</b> .....	<b>94</b>
7.1. Conceituação.....	94
7.2. Avaliação Termoeconômica.....	95
<b>8. ANÁLISE EXERGÉTICA E TERMoeCONômICA DE CONFIGURAÇÕES DE USINAS TERMOELÉTRICAS</b> .....	<b>98</b>
8.1. Considerações Gerais.....	98
8.2. Configurações de Geração em Ciclo Brayton.....	102
8.2.1. Descrição da Unidade de Potência.....	102
8.2.2. Roteiro de Cálculo.....	107
8.2.3. Módulo Gerador de 85 MW com Gás Natural.....	112
8.2.4. Módulo Gerador de 168 MW com Gás Natural.....	114
8.3. Configurações de Geração em Ciclo Combinado.....	117
8.3.1. Descrição da Unidade de Potência.....	117
8.3.2. Roteiro de Cálculo.....	123
8.3.3. Módulo Gerador de 442 MW com Gás Natural.....	126
8.4. Configurações de Geração em Ciclo Rankine.....	128
8.4.1. Descrição da Unidade de Potência.....	128
8.4.2. Roteiro de Cálculo.....	135
8.4.3. Módulo Gerador de 400 MW com Carvão da Colômbia.....	138
8.4.4. Módulo Gerador com 500 MW com Carvão de Candiota.....	141
8.4.5. Módulo Gerador com 400 MW com Óleo Ultraviscoso.....	144
8.5. Configurações de Geração em Ciclo Diesel.....	147
8.5.1. Descrição da Unidade de Potência.....	147
8.5.2. Roteiro de Cálculo.....	156
8.5.3. Módulo de Geração de 13 MW com Óleo Diesel.....	158
8.6. Análise Comparativa Entre os Módulos.....	159
<b>9. CONCLUSÕES</b> .....	<b>167</b>
<b>10. ANEXOS</b> .....	<b>174</b>
<b>11. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>188</b>
<b>APÊNDICES</b> .....	<b>191</b>

## LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA SUL / SUDESTE / CENTRO OESTE (1996).....	20
TABELA 2 - ACRÉSCIMOS DE POTÊNCIA NO SISTEMA SUL / SUDESTE / CENTRO OESTE (1996).....	21
TABELA 3 - GERAÇÃO BRUTA E CONSUMO DE ELETRICIDADE NAS REGIÕES SUL, SUDESTE E CENTRO OESTE (1996).....	22
TABELA 4 - ACRÉSCIMOS DE ENERGIA PREVISTOS PARA O SISTEMA SUL/ SUDESTE/CENTRO OESTE.....	23
TABELA 5 - PERFIL DE CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (EM %).....	32
TABELA 6 - CAPACIDADES INSTALADAS NAS REFINARIAS PAULISTAS.....	36
TABELA 7 - PREÇOS ESTIMATIVOS FUTUROS DO PETRÓLEO (US\$/BARRIL).....	38
TABELA 8 - MISTURA DE ÓLEOS LEVES EM ÓLEOS RESIDUAIS.....	42
TABELA 9 - PREVISÃO DE OFERTA E DEMANDA DE ÓLEO COMBUSTÍVEL.....	43
TABELA 10 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DOS ÓLEOS COMBUSTÍVEIS TIPO A (ALTO TEOR DE ENXOFRE).....	45
TABELA 11 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DOS ÓLEOS COMBUSTÍVEIS TIPO B (BAIXO TEOR DE ENXOFRE).....	46
TABELA 12 - ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA DO RESVAC E RASF.....	48
TABELA 13 - PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DO RESVAC.....	49
TABELA 14 - CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO GÁS NATURAL DE SANTA CRUZ (BOLÍVIA).....	51
TABELA 15 - PROPRIEDADES DOS CARVÕES MINERAIS EXTRAÍDOS NO RIO GRANDE DO SUL.....	55
TABELA 16 - CARACTERÍSTICA DO CARVÃO MINERAL DA COLÓMBIA.....	56
TABELA 17 - PADRÕES DE QUALIDADE DO AR.....	80
TABELA 18 - PADRÕES DE EMISSÃO DE EFLUENTES PARA FONTES DE COMBUSTÃO ESTACIONÁRIAS.....	81
TABELA 19 - PADRÕES DE EMISSÃO PARA FONTES ESTACIONÁRIAS - ESTUDO COMPARATIVO ENTRE LEGISLAÇÕES.....	82
TABELA 20 - RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES DE GERAÇÃO ANALISADAS.....	99
TABELA 21 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 85 MW.....	112
TABELA 22 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 85 MW.....	113
TABELA 23 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 85 MW.....	113
TABELA 24 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE E DO VAPOR DO MÓDULO 85 MW.....	114
TABELA 25 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 168 MW.....	115
TABELA 26 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 168 MW.....	115
TABELA 27 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 168 MW.....	116
TABELA 28 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE E DO VAPOR DO MÓDULO 168 MW.....	116

TABELA 29 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 442 MW.....	126
TABELA 30 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 442 MW.....	127
TABELA 31 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 442 MW.....	127
TABELA 32 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA.....	139
TABELA 33 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA.....	140
TABELA 34 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA.....	140
TABELA 35 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA.....	141
TABELA 36 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA.....	141
TABELA 37 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA.....	142
TABELA 38 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA.....	143
TABELA 39 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA.....	143
TABELA 40 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO.....	144
TABELA 41 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO.....	145
TABELA 42 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO.....	146
TABELA 43 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO.....	146
TABELA 44 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO DIESEL 13 MW.....	158
TABELA 45 - FLUXOS DE EXERGIA E DONDIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DO MÓDULO DIESEL 13 MW.....	158
TABELA 46 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE DO MÓDULO DIESEL 13 MW.....	159
TABELA 47 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE MÁXIMO).....	162
TABELA 48 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE = 0,50).....	163
TABELA 49 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE = 0,25).....	164

## LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS

FIGURA 1 - METODOLOGIA DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO.....	18
GRÁFICO 1 - RISCOS DE DÉFICITS ESPERADOS PARA A REGIÃO SUL E SUDESTE.....	24
FIGURA 2 - RACIONALIZAÇÃO DE ESPECIFICAÇÕES DE COMBUSTÍVEIS.....	34
FIGURA 3 - PROCESSO DE LICENCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS.....	78
FIGURA 4 - VOLUME DE CONTROLE.....	90
FIGURA 5 - ESQUEMA DE UMA TURBINA A GÁS (CICLO BRAYTON).....	103
FIGURA 6 - FLUXO ESQUEMÁTICO DO CICLO BRAYTON SIMPLES.....	110
FIGURA 7 - ESQUEMA BÁSICO DE UM PROCESSO EM CICLO COMBINADO.....	119
FIGURA 8 - ESQUEMA BÁSICO DE UMA UNIDADE EM CICLO RANKINE.....	130

## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>C</b>	: custo (\$ ou \$/s)
<b>c</b>	: custo específico (\$/kJ)
<b>CC</b>	: custo de capital (\$)
<b>C<sub>p</sub></b>	: calor específico
<b>ex, Ex</b>	: exergia específica (kJ/kg), fluxo de exergia (kW)
<b>FRC</b>	: fator de recuperação de capital
<b>h, H</b>	: entalpia específica (kJ/kg), fluxo de entalpia (kW)
<b>m</b>	: vazão mássica (kg/s)
<b>p</b>	: pressão (bar)
<b>PCI</b>	: poder calorífico inferior (kJ/kg)
<b>Q</b>	: taxa de transferência de calor (kW)
<b>R</b>	: constante dos gases (kJ/kol K)
<b>S%</b>	: percentagem de enxofre contida no combustível
<b>s, S</b>	: entropia específica (kJ/kg K), fluxo de entropia (kW/K)
<b>T</b>	: temperatura (K)
<b>V</b>	: volume (m <sup>3</sup> )
<b>W</b>	: potência (kW)
<b>x</b>	: fração molar
<b>η</b>	: rendimento
<b>σ</b>	: taxa de produção de entropia (kW/K)
<b>Δ</b>	: variação
<b>φ</b>	: relação entre exergia e poder calorífico inferior
<b>ΔH</b>	: variação de entalpia entre reagentes e produtos da combustão (kJ/kg)
<b>ρ<sub>m</sub></b>	: relação entre as vazões mássicas de gás consumida e produzida pela usina
<b>μ<sub>o,i</sub></b>	: potencial químico da substância <i>i</i> no estado morto (J/mol)
<b>ΔS</b>	: variação de entropia entre produtos e reagentes da combustão (kJ/kgK)

## SUBSCRITO

<b>0</b>	: referência ao meio
<b>ag</b>	: água
<b>ar</b>	: ar de combustão
<b>bomb</b>	: bomba
<b>cald</b>	: caldeira
<b>cam</b>	: câmara de combustão
<b>ch</b>	: química
<b>comb</b>	: combustível

<b>comp</b>	: compressor
<b>dest</b>	: destruída
<b>e</b>	: entrada
<b>el</b>	: referente a energia elétrica
<b>equip</b>	: equipamento
<b>esteq</b>	: condição de balanço estequiométrico
<b>ex</b>	: exergia
<b>ge</b>	: gases de escape na saída da turbina a gás
<b>ger</b>	: gerada, gerador
<b>gn</b>	: gás natural
<b>í</b>	: correspondente a um módulo ou insumo
<b>ise</b>	: isentrópica
<b>mec</b>	: mecânico
<b>mist</b>	: referência a mistura dos gases de combustão
<b>p</b>	: produto
<b>ph</b>	: física
<b>r</b>	: real
<b>rec</b>	: recuperador de calor
<b>s</b>	: saída
<b>sep</b>	: separador, separação
<b>te</b>	: transferida ao eixo
<b>tot</b>	: total
<b>turb</b>	: turbina
<b>v</b>	: referência genérica ao vapor
<b>va</b>	: vapor de alta pressão
<b>vb</b>	: vapor de baixa pressão

### *SOBRESCRITO*

<b>—</b>	: molar
<b>s</b>	: sistema
<b>*</b>	: estado de referência restrito

## RESUMO

O planejamento energético é uma área interdisciplinar porque suas componentes são de ordem tecnológica, econômico-financeira, social, ambiental e política. No setor elétrico, o objetivo principal do planejamento é a determinação da melhor seqüência de obras de usinas geradoras e das redes de transmissão e distribuição, priorizando a minimização dos custos de investimentos e de operação, mantendo a qualidade e a confiabilidade do sistema.

Nesta dissertação é abordada de forma descritiva, as peculiaridades do setor energético brasileiro, com enfoque especial ao setor paulista, as questões ambientais e suas interfaces com o setor elétrico.

O objetivo maior é agrupar um número significativo de informações sobre vários módulos de potência para a geração simultânea de eletricidade e de efeito de aquecimento/refrigeração (calor), que visam subsidiar, sob o enfoque do planejamento, o desenvolvimento de projetos.

Será usado para tanto, a análise baseada na Segunda Lei da Termodinâmica, nos conceitos da exergia e da termoeconomia, como parâmetro de comparação entre as configurações apresentadas.

A escolha das configurações foi baseada no binômio tecnologia - combustível, considerando para tal, os ciclos termodinâmicos de Brayton, Rankine e Diesel, e a combinação dos dois primeiros. Para cada tecnologia foi analisado o melhor combustível a ser utilizado.

O resultado, aqui apresentado, é a análise de sete módulos de geração de eletricidade e calor, conhecidos como cogeração, onde os dados compilados para cada um deles, contempla os parâmetros de operação e de custos, os fluxos exergéticos e a valorização desses fluxos.

## **“ABSTRACT”**

Energy planning is an interdisciplinary area because its components are technological, economic-financial, social, environmental and of politic order. In the electric sector, the main objective of the planning is the determination of the best works sequence of generating power plants and transmission and distribution network, prioritizing the minimization of the investments and operation costs, maintaining the quality and the reliability of the system.

In this dissertation is still approached, in a descriptive way, the peculiarities of the Brazilian energy sector, with special focus in São Paulo sector, the environmental subjects and its interfaces with the electric sector.

The main subject is to join a significant number of information on several power modules for the simultaneous generation of electric energy and heating/refrigeration effects (heat), that seek to subsidize, under the focus of the planning, the development of projects.

The Second Law of Thermodynamics analysis, and the concepts of the exergy and thermoeconomic, will be used as comparison parameter among the presented configurations.

The choice of the configurations was based on the binomial technology - fuel, considering for such, the thermodynamic cycles of Brayton, Rankine and Diesel, and the combination of the first two of them. For each technology the best fuel was analyzed.

The result, here presented, is the analysis of seven modules of electricity and heat generation, known as cogeneration, where the data compiled for each one of them, includes the operational parameters and costs, the exergetic flowrates and costs.

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1. Apresentação e Motivação

Desde o início do atual século, a generalização do uso de energia elétrica revolucionou os padrões de conforto e bem estar, influenciando diretamente nas formas de comportamento e relacionamento da sociedade. O homem moderno, devido ao seu enorme envolvimento com os benefícios proporcionados pela eletricidade, se torna prisioneiro deste insumo, indistintamente de seu nível social e da sua localização espacial.

A produção da energia elétrica é resultante da transformação de outros tipos de energia primária, sendo por isso considerada como energia secundária. Com efeito, cerca de 65 % das fontes de energia primária convencionais, englobando hidráulica, óleos combustíveis, carvão e biomassa, são convertidas em energia elétrica.

A eletricidade é uma das mais convenientes e versáteis formas de energia, sendo que entre suas características intrínsecas está a limpeza total no ponto de uso, permitindo fácil e preciso controle de praticamente qualquer quantidade de energia a ser transferida.

Embora apresente grande versatilidade de uso, a eletricidade é de difícil estocagem, sendo impossível seu acúmulo em grandes quantidades e sua utilização prolongada em unidades móveis, o que determina que os modos de produção acompanhem instantaneamente a demanda.

As formas mais comuns para produção de energia elétrica em grande escala podem ser

divididas em dois grandes grupos: as usinas hidráulicas, que produzem energia elétrica a partir de quedas d'água, e as usinas térmicas, que utilizam principalmente a queima de combustíveis fósseis na produção de eletricidade.

A escolha entre estes diferentes tipos de usinas geradoras está ligada à existência de fontes primárias de energia, que podem ser renováveis ou não-renováveis. A escolha da utilização entre as variadas fontes de energia transformável é diretamente influenciada pelas condições econômicas, ecológicas e tecnológicas do local onde se pretende implantar o empreendimento. A localização das usinas para geração de eletricidade é função da disponibilidade dos recursos primários, sendo as usinas hidroelétricas, entretanto, definidas a partir da existência de queda d'água e de aflúncias favoráveis num determinado curso d'água. Diferentemente, as usinas termoelétricas permitem maior grau de liberdade na escolha da sua localização, sempre respeitando, no entanto, a proximidade do mercado consumidor ou da fonte de combustível.

Para que o sistema de energia elétrica mantenha o alto padrão de qualidade de atendimento e de serviço, é necessário que investimentos sejam feitos, quer seja em usinas geradoras, como em linhas de transmissão, e também no sistema de distribuição, visando sempre o melhor serviço para o consumidor final, e que os critérios de expansão destes sistemas sejam bem definidos e planejados com prazos e antecedências condizentes com o crescimento da demanda de energia. A condição fundamental que deve ser buscada é que os custos de investimentos e de operação devem ser minimizados. Com base nas premissas aqui discutidas, cabe ao planejamento da expansão e operação do sistema elétrico fornecer as diretrizes para que essa solução de compromisso seja atingida.

A energia elétrica, que é um produto de capital intensivo e de maturação lenta, exige

que os investimentos dos recursos financeiros sejam efetuados alguns anos antes do seu retorno efetivo, ou seja, da receita proveniente da venda de energia elétrica.

A contrapartida ao alto custo está na longa vida útil econômica dos empreendimentos de geração, sendo considerado cerca de 50 anos para usinas hidroelétricas e 20 anos para usinas termoelétricas, permitindo a recuperação do capital empregado por um amplo período de tempo.

No Brasil, o Sistema Elétrico, que apresenta uma característica bastante peculiar porque, dada a abundância dos recursos hídricos existentes é predominantemente hidroelétrico, está dividido basicamente em dois grandes blocos, que formam os Sistemas Interligados. Os Sistemas Interligados existentes são: o do Norte/Nordeste e o do Sul/Sudeste/Centro Oeste, neste último onde se localiza o Estado de São Paulo. Em ambos Sistemas, naturalmente, a predominância da geração é hidroelétrica.

Mundialmente, entretanto, a preferência pela termoeletricidade além de estar associada a fatores geográficos e climáticos, também está associada a sua adaptabilidade ao planejamento da expansão num contexto de elevado grau de incertezas. Nesta modalidade de planejamento, como se verá adiante, procura-se priorizar projetos de médio porte, baixo investimento inicial e com prazos de maturação mais reduzidos, diretrizes essas com as quais as usinas termoelétricas identificam-se perfeitamente.

No horizonte temporal abrangido pelo atual programa de planejamento do Setor Elétrico, o aproveitamento das reservas hidráulicas ainda é apresentada como sendo a melhor alternativa para a expansão da oferta de energia elétrica.

No entanto, o parque gerador de energia elétrica no Estado de São Paulo, que já se encontra quase completamente utilizado, vem apresentando limitações no seu potencial hidráulico remanescente economicamente competitivo, sendo que a médio/longo prazos

não mais existem ofertas significativas.

A reestruturação de cunho institucional pelo qual o Setor Elétrico paulista vem passando no presente momento, e que nos anos subseqüentes certamente continuarão a ocorrer, terão como conseqüência mudanças importantes que deverão trazer reflexos tanto na economia como nos hábitos de consumo, podendo provocar alterações no padrão de crescimento da demanda elétrica. Dessa forma, e baseando-se em projeções de crescimento vegetativo, com os quais o setor elétrico trabalha, até o final da década estima-se um crescimento da demanda de eletricidade numa taxa ao redor de 4% ao ano, somente para o Estado de São Paulo. Dentro dessa ótica, e considerando a dependência externa do Estado em relação à energia elétrica, que tende a ser crescente com o tempo, todas as ofertas térmicas economicamente viáveis podem e devem ser consideradas, uma vez que as opções hidráulicas a preços competitivos estão vinculadas sobretudo a limitações geográficas, quer pela distância ao centro consumidor, quer pelas restrições físicas e ambientais.

O tema escolhido para a presente dissertação é o estudo de configurações de módulos de geração de eletricidade e de calor, processo conhecido como cogeração, contemplando as análises de exergia e de termoeconomia, na qual analisa-se, sob o ponto de vista da Segunda Lei da Termodinâmica, o desempenho desses sistemas, com a quantificação dos custos específicos dos fluxos termodinâmicos ao longo do processo. Embora a análise da inserção de usinas termoelétricas no parque gerador brasileiro e paulista esteja sendo amplamente discutida, ainda assim, a abordagem proposta pela presente dissertação é feita sob um enfoque ainda não tanto explorado, qual seja, a análise exergética e termoeconômica.

Baseado em análises preliminares propostas pela ELETROBRÁS,<sup>[12]</sup> as ofertas

termoelétricas a serem consideradas para o curto-médio prazos deverão ser advindas do binômio tecnologia-combustível definidos a seguir:

- a) Usinas em Ciclo de Rankine consumindo óleo combustível;
- b) Usinas em Ciclo de Brayton consumindo gás natural;
- c) Usinas em Ciclo Diesel consumindo óleo combustível ou óleo diesel;
- d) Cogerações consumindo gás natural, biomassa e óleo combustível;
- e) Usinas em ciclo combinado (Brayton/Rankine) consumindo carvão mineral.

As alternativas dos combustíveis acima citados apresentam para os próximos anos, limites de ofertas relativamente reduzidos de vários deles em relação ao mercado, muito embora, no conjunto acumulem potenciais de geração significativos. À exceção da possibilidade de importação de carvão mineral de melhor qualidade que o nacional e da possibilidade da importação do gás natural da Argentina, além da Bolívia, todas as demais modalidades de geração aqui colocadas encontrarão limitações em suas ofertas.

## **1.2. Objetivos e Metodologia**

O tema desta dissertação pode ser dividido em duas partes distintas, porém complementares. Escolheu-se tal formatação a fim de que houvesse uma separação, em termos estruturais, de uma parte predominantemente descritiva de outra basicamente técnica, onde se efetua a análise exérgica e termoeconômica.

A primeira parte é dedicada à apresentação e descrição dos setores elétrico e de petróleo existente no Brasil com enfoque especial no parque existente no estado de São Paulo, seguido da identificação e descrição de informações a respeito de combustíveis

selecionados e de tecnologias consagradas, além da aplicação de metodologia para definição do melhor local para a implantação do empreendimento. Os aspectos ambientais que possuem interface com o setor elétrico, principalmente os que dizem respeito a usinas termoeletricas, também serão descritos.

A segunda parte será dedicada à análise termoeconômica iniciando com a descrição conceitual de exergia e da termoeconomia, seguido da análise propriamente dita dos sistemas de potência utilizando como insumo, os processos descritos na primeira parte.

A metodologia a ser adotada será a coleta e classificação das informações para o conjunto tecnologia-combustível escolhido, que possibilitem a cogeração de energia elétrica e de calor para o processo a baixos custos e menores impactos ambientais com alto rendimento.

Será conduzida então uma análise para estas configurações que compreenderá a aplicação do método de balanço exergetico e termoeconômico, levando em consideração todos os elementos que o envolve, desde custos de instalação e de combustível até os possíveis impactos ambientais desfavoráveis.

Uma unidade térmica para cogeração de eletricidade e de vapor, independentemente da tecnologia e do combustível utilizados, é um conjunto de processos de conversão de energia, e como tal, podem ter seu desempenho analisado, possibilitando identificar melhorias a serem efetuadas no processo.

Da revisão bibliográfica efetuada, destacando-se reconhecidamente autores como TSATSARONIS <sup>[39]</sup>, KOTAS <sup>[20]</sup>, SZARGUT <sup>[37]</sup> e MORAN <sup>[24]</sup>, observa-se que as análises são conduzidas para sistemas específicos, contemplando uma configuração, muitas vezes hipotética.

Na presente dissertação é objetivo do autor sistematizar os dados obtidos da análise

para diversas configurações consagradas para geração de energia, porém quantificando e valorizando também o subproduto resultante da queima do combustível utilizado na configuração em análise, quer sejam os gases de combustão nas turbinas a gás, ou o vapor para processo no caso de turbinas a vapor.

### **1.3. Estrutura e Produto Esperado**

Será objetivo principal deste trabalho, realizar uma análise utilizando a base conceitual da Segunda Lei da Termodinâmica como forma de quantificação da eficiência da unidade de potência e base para a realização de análise econômica, para as diversas tecnologias de geração termoelétrica a serem analisadas. Esta geração se fará a partir da combinação entre combustível e tecnologia.

O Capítulo 2 trata da descrição do atual Setor Energético Brasileiro, caracterizando inicialmente o Setor Elétrico, seguido do Setor de Petróleo. No Setor Elétrico inicia-se com a apresentação das caracterizações do Sistema existente, a metodologia de planejamento atualmente praticada, com enfoque voltado para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, e, especificamente, para o estado de São Paulo, alvo principal da análise a ser realizada, apresentando as configurações de geração e de consumo praticados, além das previsões futuras de suprimento. Ainda será exposta uma discussão sobre a inserção de usinas Termoelétricas operando em regime de complementação. Da mesma forma, para o Setor de Petróleo, será traçado um perfil dos parques de refino brasileiro e paulista, sua estrutura e capacidade de produção e de demanda. É traçado um perfil do cenário atual e a perspectiva de cenário futuro.

Os combustíveis que apresentam melhores características para utilização na geração

termoelétrica serão apresentados no Capítulo 3. Foram escolhidos para esta análise os seguintes combustíveis: óleo combustível leve, óleo combustível ultraviscoso, gás natural e carvão mineral, que apresentam maior possibilidade de ofertas, aliada a tecnologias de geração já consagradas. No levantamento e sistematização de informações técnico-econômicas sobre os combustíveis, o estudo caracterizará cenários possíveis de oferta de combustíveis de origem interna e externa para geração termoelétrica no Estado de São Paulo. Os dados considerados serão as propriedades e características físico-químicas, condições de transporte, disponibilidade e garantia de suprimento dos energéticos. As emissões de efluentes poluidores, quando houver, também serão discorridos, além das possibilidades mitigadoras.

O Capítulo 4, de forma semelhante ao capítulo anterior, abordará as tecnologias consagradas para a geração de energia elétrica, partindo-se de uma descrição sucinta dos principais ciclos termodinâmicos, explicitando seus componentes e equipamentos. Com base nas pesquisas bibliográficas serão examinadas as diversas tecnologias de geração de energia elétrica a partir dos combustíveis avaliados no presente estudo. As análises serão direcionadas aos processos que reúnem condições de produção de energia a custos mais baixos, com maiores eficiências e melhor preservação ambiental.

Dos processos tecnológicos em uso comercial e em desenvolvimento no campo da geração termoelétrica foram considerados para este estudo:

- a) Tecnologia Convencional - Ciclo Térmico de Rankine;
- b) Turbinas a Gás - Ciclo Térmico de Brayton;
- c) Ciclos Combinados;
- d) Ciclo Diesel.

Para cada uma destas tecnologias será efetuada uma descrição básica dos processos

envolvidos, seu estado-da-arte e uma avaliação dos custos de investimento, operação e manutenção. Para cada sistema selecionado, serão centralizadas todas as informações e dados pertinentes, buscando-se a ordenação do emprego dos meios de geração e dos combustíveis.

Os Aspectos Ambientais estão abordados no Capítulo 6, sob o enfoque do planejamento do setor elétrico, onde é efetuado inicialmente um histórico sumarizado a respeito do tema. A legislação ambiental federal e estadual em vigor está demonstrada e comentada, ainda que de forma sucinta, com ênfase e especificamente para as leis que tenha interface com a geração de energia elétrica, mais especificamente nos assuntos pertinentes a implantação e operação de usinas termoeletricas.

Este capítulo fecha a primeira parte da dissertação, segundo aquela estrutura proposta no item 1.2.

A análise da exergia, tema do Capítulo 6, é iniciada com algumas considerações gerais sobre a termodinâmica e seguida da conceituação da exergia e da formulação para a realização dos seus cálculos.

O Capítulo 7, de forma similar ao capítulo anterior, inicia-se com a conceituação da termoeconomia, demonstrando, na seqüência, a metodologia utilizada para os cálculos na avaliação termoeconômica.

É efetuado no Capítulo 8, a partir da escolha da configuração dos módulos de potência. Esta escolha dar-se-á a partir dos capítulos referentes a tecnologias e de combustíveis, com a aplicação do roteiro de cálculos para a definição dos valores de exergia e da análise termoeconômica. Os módulos de geração foram divididos a partir da tecnologia, sendo inicialmente efetuada uma descrição dos processos.

No Capítulo 9 são apresentadas as considerações finais, onde os resultados obtidos da

análise de exergia e de termoeconomia, apresentados no capítulo anterior são analisados e discutidos. As conclusões, item seguinte, complementa as considerações finais e encerra a parte textual desta dissertação.

Ainda fazem parte dessa dissertação, o Capítulo 10 onde os Anexos que contém informações consideradas indispensáveis estão agrupados, o Capítulo 11 onde a Bibliografia consultada está relacionada e o capítulo denominado de Apêndice, que agrega as informações consideradas elucidativas para o corpo.

O produto final esperado desta dissertação é a determinação de várias configurações de usinas termoelétricas, a partir do binômio tecnologia-combustível, para as quais serão executadas as análises de exergia e de termoeconomia, obtendo-se então, dado a abrangência das tecnologias escolhidas, a sistematização dos dados quantificados e valorizados para cada equipamento que compõe a configuração analisada.

## 2. SETOR ENERGÉTICO BRASILEIRO

### 2.1. O Setor Elétrico

#### 2.1.1. *Planejamento da Expansão do Sistema de Geração Elétrica*<sup>1</sup>

O planejamento do setor elétrico tem como objetivo principal a determinação da melhor seqüência para construção de novas usinas geradoras, hidráulicas e térmicas, e de linhas de transmissão e distribuição, que tendam a minimizar os custos de investimentos e operação.

Juntamente com esta base fortemente técnica, outros aspectos de relevância como os financeiros, os políticos, de meio ambiente, etc., serão também acrescentados para fornecer subsídios para uma tomada de decisão com maior precisão.

Os modelos de planejamento utilizados até então, se apresentavam satisfatórios, porém, com os choques do petróleo na década de 70, percebeu-se a necessidade da elaboração de estudos macroeconômicos e energéticos com base em análise e extrapolação tendencial do passado. No fim da década de 80, devido aos grandes desvios entre valores previstos e realizados para as variáveis de decisão, principalmente as previsões de mercado, levando a situações ora de super oferta, ora de déficit, sendo que ambas criaram dificuldades financeiras e questionamento da validade do processo, induziram à novas metodologias de planejamento, incorporando então as incertezas, resultando

---

<sup>1</sup> Na elaboração dessa seção a referência principal foi o Relatório Geral do Plano 2015, da ELETROBRÁS <sup>[12]</sup>.

numa estratégia de ação, e não mais apenas num plano, onde se define o próximo passo periodicamente, sempre contemplando critérios de minimização do máximo arrependimento em substituição a de mínimo custo.

As incertezas são as características de variáveis importantes que não estão sob controle do planejador, permitindo apenas estimativas probabilísticas subjetivas ou estabelecimento de limites para seus possíveis valores.

Pode-se classificar as incertezas em dois grandes grupos, sendo um de caráter endógeno, relativo a fenômenos estocásticos, como a estocasticidade das vazões dos rios e a taxa de falhas de equipamentos elétricos, fator de capacidade mínimo obrigatório, cronograma de construção e custos de operação e manutenção, entre outros, e outro grupo de caráter exógeno, associado a fenômenos que não aparentam ter qualquer regularidade estatística, como taxa de crescimento do consumo da energia que está relacionada ao crescimento econômico do país, o custo e disponibilidade dos combustíveis que estão sujeitos até mesmo a choques de oferta em nível mundial. O planejador terá, então, a função de buscar a alternativa de empreendimento para a expansão da geração que proporcione mínimo risco.

A busca pelo mínimo risco pode ser assim exemplificada: considerando os modelos determinísticos, onde a demanda futura já é conhecida, a tendência será considerar a construção de usinas hidroelétricas de grande porte, entretanto, não levam em consideração o prazo de construção (uma incerteza) que são pouco flexíveis e não se adaptam tão facilmente a mudanças que venham a ocorrer futuramente. Assim, é possível que usinas de maior custo, mas de menores prazos de construção, sejam preferíveis e mais adequadas se consideradas as incertezas na demanda [PROMON,<sup>33</sup>]

Entende-se o risco como sendo a medida da chance de que a decisão tomada não seja a

satisfatória, em função do grau de incerteza que os dados de entrada desta alternativa contém. O risco geralmente pode ser medido pelo grau de arrependimento, definido como sendo a diferença, em valores monetários, entre as consequências da decisão tomada e a decisão que seria a ideal para o futuro, se este futuro fosse conhecido [RAMOS,<sup>34</sup>]. O grau de arrependimento pode ser exemplificado pelo custo social da demanda não atendida porque a taxa de crescimento da demanda de carga foi subestimada quando da época da decisão. Em última análise, o grau de arrependimento é o “preço” pago por não se conhecer o futuro [PROMON,<sup>33</sup>].

O mercado de energia elétrica é determinado principalmente pelo nível de atividade econômica, pela política de preços ao consumidor final dos energéticos em geral, pelas políticas explícitas de racionalização do uso da energia e, no horizonte de curto prazo, por uma variável de estoque interpretado pelo nível de consumo já demandado pela economia, atrelada a uma série de fatores tais como a estrutura produtiva, o grau de urbanização, estoque e características técnicas de equipamentos e eletrodomésticos.

Pelas características particulares e peculiares dos sistemas elétricos brasileiro, que são de grande porte, estocásticos, não separáveis no tempo e envolvendo intercâmbios expressivos de energia entre as diversas regiões do País, o planejamento do Setor Elétrico brasileiro é realizado sempre visando estudos com horizontes de longo prazo.

Os critérios de planejamento, tanto da expansão quanto da operação dos sistemas de geração, envolvem aspectos econômicos e de qualidade de suprimento de energia ao consumidor

A diretriz básica de planejamento, como anteriormente dito, está em atender aos requisitos de mercado de energia dentro de critérios que assegurem uma qualidade de serviço satisfatória a custo mínimo. Por qualidade satisfatória entende-se, no nível da

geração, em garantia de atendimento aos requisitos de mercado de energia, tanto em base como em ponta [FORTUNATO,<sup>18</sup>]. O custo mínimo implica num programa de obras de geração que sejam os mais econômicos, computados os custos de investimento, operação e manutenção, gastos com combustível e racionamento (déficit), mas que, simultaneamente, atenda aos critérios de garantia em vigor.

Para cumprir estas premissas básicas, o planejamento do Setor Elétrico deve efetuar uma análise sistemática e ordenada de informações objetivando uma tomada de decisão. Este processo de atividade tem como meta responder as seguintes questões básicas [ELETROBRÁS,<sup>12</sup>]:

- a) quando haverá a necessidade de expansão?
- b) como e onde deverá ocorrer essa expansão?
- c) de quanto deverá ser essa expansão?

Das questões formuladas acima, a primeira - "quando" - é a fundamental, pois é o cenário de demanda que irá impor as ações necessárias de expansão da oferta, pois, para aumentar efetivamente a capacidade geradora, a decisão deve ser tomada com pelo menos 15 anos de antecedência.

Escolher prioritariamente os recursos energéticos e tecnologias mais econômicas é o objetivo da segunda questão - "como e onde" - visando garantir a expansão da oferta ao custo mínimo. A localização destes recursos e das demandas são consequências evidentes, viabilizando a inserção sócio-econômica e da transmissão da energia.

A resposta para a terceira pergunta - "de quanto" - estará na definição dos critérios de qualidade e de garantia de atendimento ao consumidor final.

O planejamento da expansão do Setor Elétrico exige metodologias de planejamento da demanda e da oferta, sendo que na oferta se incluem metodologias específicas para a

expansão da geração, da transmissão e da distribuição de energia elétrica.

A tomada de decisão, para o planejamento da expansão do sistema de geração, é dividido em estudos de longo, médio e curto prazos, em função dos horizontes e decisões envolvidos.

#### 2.1.1.1. Estudo de Longo Prazo

O estudo de longo prazo, que abrange um horizonte suficientemente extenso, entre 20 e 30 anos, visa identificar as principais linhas de desenvolvimento do sistema e fixar, em função da composição esperada do parque gerador, dos principais troncos de transmissão e das necessidades de desenvolvimento de processos tecnológicos-industriais, as metas para o programa de expansão de médio prazo.

As previsões de mercado de eletricidade são derivadas, no longo prazo, das hipóteses assumidas para a interação economia/mercado, a evolução da tarifa das classes de consumo e os preços dos energéticos competitivos com a eletricidade para determinados fins.

Para o estudo de longo prazo, exige-se o conhecimento básico das informações a respeito de cenários de projeção de demanda de energia elétrica, os recursos energéticos e tecnológicos para a geração e seus custos, a capacidade industrial, além da configuração do sistema elétrico já definida.

Os resultados obtidos serão, entre outros, a configuração do parque gerador e o programa de expansão por fonte de geração, e, em termos regionais, a política industrial e tecnológica e custos marginais referenciais de longo prazo.

### 2.1.1.2. Estudo de Médio Prazo

O estudo de médio prazo, que contempla um horizonte de 15 anos à frente, estabelece o programa de obras de geração do sistema elétrico. Nesta fase já é fixada a data de entrada de operação dos diversos projetos, visando atender aos requisitos do mercado de energia previsto para cada região.

Os fatores principais para o estudo de Médio Prazo levam em conta a condição de economicidade das diversas alternativas de expansão do sistema e seu ajuste ao mercado previsto. É também nesta fase que a integração entre os estudos de geração e de transmissão se fazem necessários, definindo a oportunidade de reforços ou expansão, especialmente nos troncos das interligações inter-regionais.

A realização dos estudos de geração no horizonte de médio prazo, requer o conhecimento prévio do cenário de demanda e a composição do parque gerador de energia elétrica por região e por fonte de geração e o programa mínimo de expansão das fontes de geração, além da configuração geral da transmissão acompanhando o mesmo horizonte da geração e a característica e custos dos projetos de geração e de transmissão.

Obtém-se como resultado desse estudo, as alternativas de expansão da geração como cronograma das usinas, as condições de atendimento dos sistemas, riscos de déficit de energia e de potência, gerações esperadas hidroelétricas e termoelétricas, demanda prevista de serviços e equipamentos para a indústria, a localização de usinas termoelétricas e o programa de estudos de viabilidade de projetos de geração.

Este último item fornecerá a ordenação dos projetos de geração segundo índices crescentes de custos/benefícios e alocação no tempo na seqüência econômica, obtida

através do nível de risco de déficit de energia estabelecido em cada ano do horizonte estabelecido.

### 2.1.1.3. Estudo de Curto Prazo

Para o horizonte de estudo de curto prazo é exigido o conhecimento prévio, entre outras, de informações sobre a previsão dos requisitos e levantamento das cargas de porte significativos, as alternativas da expansão e da transmissão, os orçamentos detalhados dos projetos de expansão, as estimativas de recursos financeiros disponíveis e o cronograma das obras em andamento.

O resultado desse estudo será o Programa Decenal de Geração, formulado a partir do exame das condições de atendimento do sistema, risco de déficit de energia e potência provenientes do estudo de Médio Prazo, através de modelos matemáticos de simulação dinâmica da operação do sistema hidrotérmico, a programação financeira do Setor e alocação de recursos por projeto de geração, além de recomendações para estudos de Projeto Básico.

A condição de economicidade é considerada na operação do parque gerador. O ajuste do atendimento do sistema, em suas diversas regiões elétricas, é feito segundo critérios de garantia de energia e demanda máxima previstos.

Os estudos de Curto Prazo também resultarão nos programas decenais de geração para cada região e dos Sistemas Interligados, permitindo calcular os custos marginais de produção. São esses programas decenais que servirão de base para a formulação dos contratos de suprimentos entre empresas, com horizonte de 6 anos a frente, e visam estabelecer mecanismos para garantir o suprimento de energia às empresas

compradoras e a remuneração dos investimentos das empresas supridoras.

A metodologia de planejamento da expansão da geração com as principais etapas, informações e resultados estão reunidos na Figura 1, apresentada a seguir.

ETAPA	HORIZONTE/ DISCRETIZAÇÃO	INFORMAÇÕES SOBRE O SISTEMA	RESULTADOS
Longo Prazo	30 anos, com discretização quinzenal  Periodicidade a cada 5 anos	Previsões a Longo Prazo . econômicas . tecnológicas . energéticas Potencial Energético Total • usinas em operação • usinas em construção • usinas em projeto básico • usinas em nível de viabilidade • recursos inventariados • recursos estimados	Linhas mestras do desenvolvimento do sistema • capacidade instalada de cada tipo de fonte geradora • grandes troncos de transmissão Custos Marginais de Referência Política Industrial e Tecnológica Programa de Inventário de Recursos Energéticos
Médio Prazo	15 anos, com discretização mensal  Periodicidade a cada 2 anos	Previsões a Médio Prazo • econômicas • energéticas Potencial Energético Inventariado • usinas em operação • usinas em construção • usinas em projeto básico • usinas em nível de inventário • recursos inventariados	Determinação do Programa de Expansão de Referência • projetos de geração e sua programação • projetos de transmissão e sua programação • programa de estudos de viabilidade de projetos de geração
Curto Prazo	10 anos, com discretização mensal  Periodicidade Anual	Previsões a Curto Prazo • financeiras • energéticas (mercado) Potencial Energético no Nível de Viabilidade • usinas em operação • usinas em construção • usinas em projeto básico • usinas em nível de viabilidade	Ajustamento do Programa de Expansão de Referência • Programa Decenal de Geração • Programa Decenal de Transmissão Programação Financeira do Setor Elétrico Programação de Estudos de Projeto Básico

Fonte: FORTUNATO [18]

**FIGURA 1 - METODOLOGIA DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DE GERAÇÃO**

## **2.1.2. O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste**

### **2.1.2.1. Caracterização do Cenário Atual**

As condições de produção de energia elétrica no Brasil apresentam-se de maneira peculiar, em função da intensa participação de precipitações pluviométricas na formação de estoques de energia natural (reservatórios), da abundância dos recursos hídricos existentes e do tratamento aleatório da sua disponibilidade.

É apresentado no Anexo A, o resumo do sistema de geração elétrica existente no Brasil, e o Anexo B mostra o resumo do parque gerador termoelétrico nacional das usinas com potência acima de 10 MW<sup>2</sup>, separadas por tipo de combustível utilizado.

O atendimento do mercado de energia elétrica nas regiões Sul, Sudeste e Centro Oeste do País, que compõem o Sistema Elétrico Interligado, é também suprido, predominantemente, por usinas hidroelétricas.

Atualmente a capacidade instalada de geração no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste é de 41.002 MW, sendo que as usinas hidroelétricas participam com 92,23%, e as usinas termoelétricas participam com 7,52%. Os restantes 0,25% se referem aos Auto-Produtores. Por Auto-Produtores entende-se aqueles que produzem energia elétrica especificamente para uso próprio, não comercializando mesmo que haja excedente. Inclui-se na capacidade hidráulica do Sistema Interligado as unidades da Usina Hidroelétrica de Itaipú, que operam em frequência de 60 Hz e que pertencem ao Brasil.

A região Sudeste, com capacidade instalada de 25.851 MW representa 63,05 % do

---

<sup>2</sup> 1 MW = 1 MegaWatts = 10<sup>6</sup> Watts - Unidade de Potência Elétrica.

Sistema Interligado. O Estado de São Paulo responde por 49,56 % (12.813 MW) da geração da região Sudeste, ou por 31,25 % da capacidade de geração do Sistema Interligado.

A Tabela 1 abaixo apresenta as capacidades instaladas de geração no Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, divididos por tipo de usina, observados durante o ano de 1996.

**TABELA 1 - CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO NO SISTEMA SUL / SUDESTE / CENTRO OESTE (1996)**

REGIÃO	TIPO DE USINA (em MW)					
	HIDRÁULICA	CARVÃO	ÓLEO	NUCLEAR	TOTAL	%
<b>SUDESTE</b>	23.922		1.272	657	25.851	63,05
- São Paulo	12.306		507			
<b>SUL</b>	6.849	1.037	90		7.976	19,45
<b>CENTRO OESTE</b>	745		25		770	1,88
<b>ITAIPÚ</b>	6.300				6.300	15,36
<b>AUTO-PRODUTORES</b>	105				105	0,26
<b>TOTAL</b>	37.921	1.037	1.387	657	41.002	
<b>% <sup>(1)</sup></b>	92,47	2,54	3,39	1,60		

Nota: (1) excluindo os Auto-Produtores

Fonte: ELETROBRÁS - SIESE [11]

Os acréscimos ocorridos na capacidade de geração do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste durante o ano de 1996 são apresentados na Tabela 2 a seguir.

A Usina Hidroelétrica de Itaipú, durante o período de estiagem na região Sudeste, viabilizou um aumento de 18 MW por máquina no ano de 1996.

O Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, integrando a capacidade de geração da Usina Hidroelétrica de Itaipú, durante o ano de 1996, apresentou um total de geração

bruta de 205.843 MWh contra um consumo total de 205.648 MWh.

**TABELA 2 - ACRÉSCIMOS DE POTÊNCIA NO SISTEMA SUL / SUDESTE / CENTRO OESTE (1996)**

REGIÃO	EMPRESA	USINA	UNIDADE GERADORA	CAPACIDADE (MW)
<b>SUDESTE</b>				696,3
- São Paulo	CESP	Ilha Solteira	repotenciação	214
	CESP	Jupiá	repotenciação	140
	CESP	Rosana	04	80
	CESP	Três Irmãos	03	161,5
	CESP	Taquaruçú	03	100,8
<b>CENTRO OESTE</b>				
- Mato Grosso	CEMAT	Pequena Diesel		2,49

Fonte: ELETROBRÁS - SIESE [11]

As regiões Sudeste e Centro Oeste são importadoras de energia elétrica, gerando, respectivamente, 77 % e 26,7 %, de suas necessidades de consumo.

A Tabela 3 a seguir, apresenta a geração bruta e o consumo praticados durante o ano de 1996 no Sistema Interligado sendo que a participação das usinas hidroelétricas foi de 95,62 % da geração bruta.

Para o Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, sob o ponto de vista estratégico, considerando o horizonte temporal do Plano Decenal de Geração 1997/2006, o potencial hidráulico é a fonte energética que apresenta as melhores perspectivas de aproveitamento a médio e longo prazos. Dos acréscimos de oferta de energia elétrica previstos no Plano Decenal de Geração 1997/2006, a hidroeletricidade é predominante na expansão, participando com 71,04 %. A participação da termoeletricidade está prevista em 28,96 % no acréscimo de oferta. As pequenas centrais hidroelétricas, com potência inferior a 10 MW, participarão com apenas 0,23 % do montante destinado à

expansão hidroelétrica.

**TABELA 3 - GERAÇÃO BRUTA E CONSUMO DE ELETRICIDADE NAS REGIÕES SUL, SUDESTE E CENTRO OESTE (1996)**

	GERAÇÃO BRUTA (MWh)			CONSUMO (MWh)
	HIDRÁULICA	TÉRMICA	TOTAL	TOTAL
<b>SUDESTE</b>	113.535	4.626	118.161	153.397
. Minas Gerais	47.531	189	47.720	34.519
. Espírito Santo	892		892	34.519
. Rio de Janeiro	6.984	3.545	10.529	28.570
. São Paulo	58.128	892	59.020	84.807
<b>SUL</b>	39.428	4.136	43.564	39.391
. Paraná	34.327	27	34.354	13.915
. Santa Catarina	430	2.507	2.937	9.713
. Rio Grande do Sul	4.671	1.602	6.273	15.763
<b>CENTRO OESTE</b>	3.171	257	3.428	12.860
. Mato Grosso do Sul	361	38	399	2.487
. Mato Grosso	196	219	415	2.141
. Goiás	2.539		2.539	5.262
. Distrito Federal	75		75	2.970
<b>ITAIPÚ <sup>(1)</sup></b>	40.690		40.690	
<b>TOTAL</b>	196.824	9.019	205.843	205.648

Nota: (1) Considerado apenas a geração bruta das máquinas do lado brasileiro.

Fonte: ELETROBRÁS - SIESE [11]

O planejamento para a expansão da oferta de energia elétrica é balizado pelo Plano Decenal de Expansão, editado pela Eletrobrás e elaborado consensualmente pelas empresas do Setor. Consta deste Plano Decenal de Expansão, que os acréscimos substanciais inclui obras intensivas em capital e com problemas políticos, como a Interligação Internacional Argentina/Brasil, a Interligação entre as regiões Norte e Sul, a inclusão da Usina Nuclear Angra II, a consolidação do gasoduto Bolívia/Brasil, entre outras.

A Tabela 4 apresenta os totais de acréscimos previstos, discriminados por tipo de usina, para o período entre 1997 e 2006. A relação nominal de todos os empreendimentos previstos para entrada em operação nesse período, está apresentada no Anexo C.

**TABELA 4 - ACRÉSCIMOS DE ENERGIA PREVISTOS PARA O SISTEMA SUL/ SUDESTE/CENTRO OESTE**

ANO	USINAS HIDROELÉTRICAS		USINAS TERMOELÉTRICAS	TOTAL
	ACIMA DE 10 MW	ABAIXO DE 10 MW		
1997	621,6	9,6	110,0	741,2
1998	3.336,9	14,3	566,0	3.917,2
1999	2.912,2	9,0	3.424,0	6.345,2
2000	2.288,5	1,1	550,0	2.894,6
2001	1.459,6			1.459,6
2002	2.706,4		350,0	3.056,4
2003	2.201,5		1.250,0	3.451,5
2004	2.492,7		350,0	2.842,7
2005	1.234,0		1.309,0	2.543,0
2006	104			104,0
<b>TOTAL</b>	<b>19.357,4</b>	<b>44,0</b>	<b>7.909,0</b>	<b>27.310,4</b>

Fonte: CESP [6]

#### 2.1.2.2. Perspectivas de Cenário Futuro

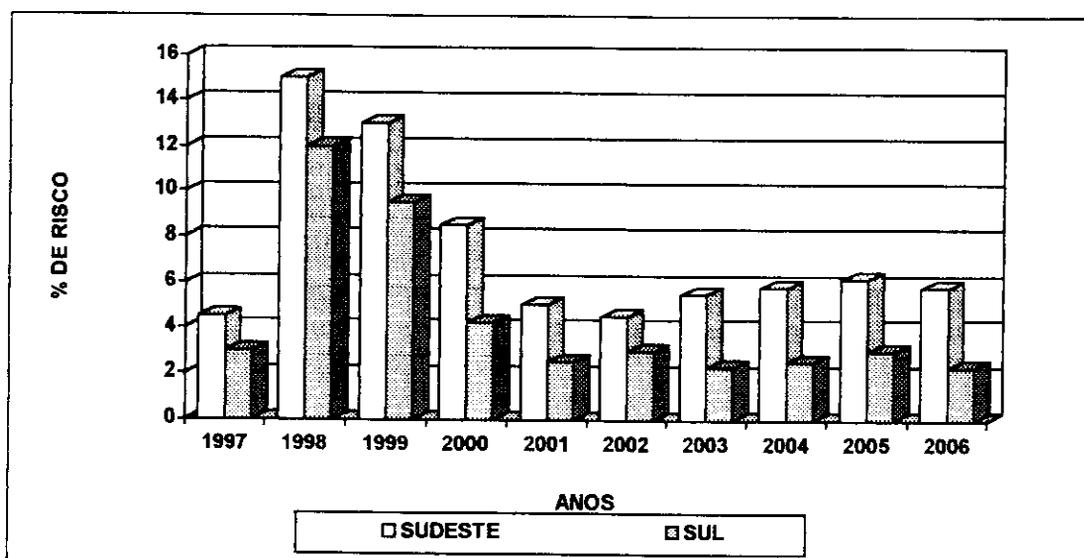
As indisponibilidades de recursos financeiros para a expansão da oferta no Setor Elétrico, há pelo menos duas décadas, provoca frequentemente reprogramações, redução do ritmo e até paralisação das construções de usinas e/ou unidades geradoras.

Como agravante ao quadro delineado, nos últimos três anos houve uma evolução do mercado de energia elétrica substancialmente superior ao previsto. Com efeito, as

análises de mercado apontavam para 1994 e 1995 uma previsão de crescimento de 3,5 % para cada ano. O constatado, porém, foi de 7 e 8 %, respectivamente. Como consequência imediata, o excedente disponível que havia em 1993, de cerca de 1.500 MWano, foi praticamente eliminado.

Com as profundas mudanças de cunho institucional pelo qual o Setor está passando, e a perspectiva de retomada de crescimento econômico, somadas aos quadros anteriormente expostos, tem-se um cenário bastante preocupante de degradação nas condições de atendimento no períodos entre 1998 e 2000, verificando-se uma provável necessidade de racionamento ainda em 1997. O Gráfico 1 abaixo mostra as expectativas de riscos de déficits esperados para a Região Sul e Sudeste para o período dos próximos dez anos.

O risco de déficit é definido como a probabilidade da ocorrência de eventos desfavoráveis nas seqüências hidrológicas, o que provocará a impossibilidade do atendimento de energia do mercado.



**GRÁFICO 1 - RISCOS DE DÉFICITS ESPERADOS PARA AS REGIÕES SUL E SUDESTE**

A solução do problema econômico-financeiro, objetivo maior da atual reestruturação, não está avistada a curto prazo porque, sem as definições claras e objetivas das regras setoriais que serão vigentes, o efeito normalmente tende a ser o inverso do esperado, ou seja, os novos atores terão uma posição de precaução, reduzindo, mesmo que temporariamente, os investimentos nas obras de expansão.

É com este complexo quadro de indefinições que os novos agentes enfrentarão, por um lado, as usinas hidroelétricas em construção, que podem acrescentar maiores blocos de energia em menor espaço de tempo e estão em compasso de espera e por outro lado, a introdução de usinas termelétricas que apresentam curto prazo de maturação para a sua implantação, utilizando o gás natural importado da Bolívia, não estará disponível plenamente neste período de três anos.

### ***2.1.3. A Inserção de Usinas Termoelétricas no Parque Gerador***

#### **2.1.3.1. Complementação Térmica**

Em um parque elétrico caracterizado pela predominância hidráulica, como são os Sistemas Brasileiro e o Interligado Sul/Sudeste/Centro Oeste, entende-se a operação do parque de usinas termoelétricas como o modo que tende a obter a máxima eficiência de todas as usinas que compõem o sistema gerador.

Posto que a energia elétrica não pode ser armazenada na sua forma final, o que impõe seu consumo no instante em que é produzida, e visto que se trata de energia secundária, o armazenamento ocorre na sua forma primária, seja como combustível nas usinas termoelétricas, seja como água nos reservatórios nas usinas hidroelétricas.

Pressupondo um sistema elétrico baseado puramente em usinas hidroelétricas a fio d'água, isto é, usinas que não apresentam nenhuma capacidade de regulação ou de armazenamento da vazão afluyente, a energia firme<sup>3</sup> corresponderá àquela energia natural afluyente no pior período seco de uma longa série histórica. Acrescentando reservatórios a este sistema, significa que a vazão dos meses de maior afluência, serão armazenados para utilização nos meses mais secos, aumentando a disponibilidade de água e acrescentando mais energia firme ao sistema se comparado com o sistema sem reservatórios, quando a água dos meses de vazões elevadas seriam simplesmente vertidas.

As usinas termoelétricas exercem um efeito comparativo ao do reservatório, por acrescentarem energia firme ao sistema, porque neste tipo de usina a operação é praticamente contínua, exceto pelas paradas predeterminadas para manutenção.

Porém, quando as usinas termoelétricas estão integradas a sistemas hidrotérmicos com predominância hidráulica, a existência da energia secundária dos reservatórios, ou seja, aquela água reservada dos períodos hidrológicos favoráveis, permite que haja considerável economia de combustível.

Conceitua-se a energia secundária como sendo a energia hidráulica que possibilita a economia do combustível nas térmicas, uma vez que a afluência natural é superior à sua energia firme. Assim, as usinas termoelétricas são desligadas ou operam no mínimo técnico permissível, sem, no entanto, diminuir a garantia de energia firme solicitada pela demanda do sistema.

Fica claro, então, que a presença de usinas termoelétricas em sistemas hidrotérmicos é similar a dos reservatórios, ou seja, as térmicas também “firmam” a energia secundária

---

<sup>3</sup> Energia firme: energia efetivamente garantida pela usina.

das hidráulicas, proporcionando uma operação global bem mais eficiente para o sistema.

### 2.1.3.2. Operação de Sistemas Hidrotérmicos

As vazões naturais futuras que afluirão ao sistema não podem ser previstas com exatidão, senão como estimativas probabilísticas calcadas no passado, o que torna a tomada de decisão do acionamento das usinas termoeletricas bastante complexa pois, quando se inicia um período seco, é impossível saber sua duração, a qual condiciona a possibilidade dos reservatórios deplecionados se recuperarem sem a necessidade da intervenção das usinas térmicas.

Em outras palavras, no início de um período seco, onde a vazão afluyente está abaixo da necessária para garantir a energia firme, se as térmicas forem acionadas imediatamente e as vazões afluentes voltarem ao nível normal após pouco espaço de tempo, a geração térmica provocará o vertimento da água que está “sobrando”. A decisão, analisada posteriormente, pode ser interpretada como precipitada e incorreta. Se, por outro lado, as usinas termoeletricas não forem despachadas e o período seco se prolongar por prazo suficientemente longo, provocando deplecionamento elevado dos reservatórios, o acionamento das térmicas pode ser até insuficiente para evitar um déficit de energia. Novamente, se analisada posteriormente esta decisão será interpretada como tardia e incorreta.

A operação ótima de um sistema hidrotérmico é determinar metas de geração para cada usina, a cada estágio, que atendam à demanda e minimizem o valor esperado do custo operativo ao longo do horizonte de planejamento.

O gerenciamento dos recursos hidroelétricos é um problema dinâmico, cuja solução ótima é um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. A este problema dinâmico se agrega o problema da irregularidade das vazões afluentes aos reservatórios, que variam sazonal e regionalmente.

Ocorre, no entanto, que os objetivos de economia operativa e confiabilidade de atendimento são antagônicas. Pela política operativa, a opção mais econômica é utilizar ao máximo a energia hidroelétrica disponível, o que minimiza os custos de combustível. No entanto, esta política é a menos confiável, pois resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de atendimento obtém-se conservando os reservatórios o mais cheio possível. Isto significa utilizar mais a geração termoelétrica e, portanto, aumentar os custos operativos

## **2.2. O Setor de Petróleo**

### **2.2.1. Refino do Petróleo**

Da forma como é encontrado na natureza, o petróleo tem pouca ou quase nenhuma aplicação comercial. É preciso efetuar uma destilação para que produtos derivados sejam obtidos através de processos de refinação e tratamento, entre eles, a gasolina, o óleo diesel, o gás de cozinha, solventes e parafinas, óleos combustíveis, querosenes para aviação e iluminação e óleos lubrificantes. Em outras palavras, refinação é separar o petróleo bruto em diversas frações tornando-as produtos comercializáveis [PETROBRÁS,<sup>31</sup>].

Há uma grande variação de tipos de petróleo, diretamente dependente da formação

geológica do terreno de onde é extraído, tais como leves ou pesados, claros, marrons, amarelos, verdes e pretos. Podem ser, ainda, ácidos ou doces, conforme o maior ou menor teor de enxofre.

A quantidade de cada produto derivado está sujeita diretamente às características do petróleo utilizado como matéria prima e também das características da refinaria onde será processado esse petróleo. Assim, antes de entrar no processo de refino, é necessário avaliar em laboratório as qualidades e propriedades físico-químicas do petróleo em questão para se ter conhecimento antecipado de quais produtos serão produzidos em maior quantidade que outros [FONSECA, <sup>17</sup>] [COELHO, <sup>10</sup>].

O petróleo bruto passa inicialmente pela Unidade de Destilação Atmosférica, onde será aquecido, passando por tubos em serpentina dentro de um forno. Quando atinge temperaturas determinadas, o petróleo passa para a torre de fracionamento, onde será separado em diversos grupos de hidrocarbonetos, com as frações leves em forma de vapor sendo separadas das frações pesadas que continuam em forma líquida.

As frações leves, ao se elevarem pela torre, condensam-se nos diversos pratos correspondentes à temperatura de condensação, sendo obtidos, então, a gasolina, o querosene, o óleo diesel, que ainda estarão sujeitos a novo processamento e tratamento.

As frações mais pesadas, que por apresentarem ponto de ebulição mais elevados não foram fracionadas nesta fase, são retirados pelo fundo da torre na forma de asfalto de petróleo cru reduzido, conhecido como Resíduo da Destilação Atmosférica. Esse resíduo será a carga da Torre de Destilação a Vácuo onde sofrerá nova destilação, produzindo gasóleos leves (óleo diesel) e gasóleos pesados (óleo combustível) além de novo resíduo.

As frações mais leves deixam a coluna sob forma de vapor pela parte superior da

coluna. Os líquidos são retirados e, dependendo da fração que está sendo requerida, retornam para a coluna. O que restará será o Resíduo de Vácuo, que é a fração que fornecerá a carga para a Unidade de Craqueamento, ou que poderá ser usado “*in natura*” ou diluído para transformar-se em óleo combustível.

O Craqueamento, a terceira etapa do refino, poderá ser Térmico ou Catalítico. O princípio é o mesmo em ambos os processos e baseia-se na quebra de moléculas longas de hidrocarbonetos de alto peso molecular em outras de cadeia menor, aumentando o volume de derivados leves, principalmente a gasolina. A diferença entre ambos processos é que o Térmico necessita de elevadas temperaturas e pressões para romper as moléculas mais pesadas, enquanto que o processo catalítico exige apenas a presença de um catalisador. Catalisador é uma substância que fornece a condição para a realização de uma reação química sem entrar como componente no produto final.

### **2.2.2. Estrutura do Parque de Refino do Petróleo <sup>4</sup>**

A estrutura de consumo dos derivados de petróleo sofreu contínua evolução ao longo dos anos, desde a criação da Petrobrás, em 1953, praticamente refletindo o crescimento industrial do País, uma vez que o esquema de refino implantado é sempre uma resposta às necessidades do mercado consumidor. De 1954 até nos dias atuais, é possível identificar quatro períodos distintos e característicos, com sua respectiva aplicação também no esquema de refino.

O primeiro período, que compreende de 1954 a 1965, foi caracterizado pela prioridade de atendimento da demanda do óleo combustível para a indústria brasileira em

---

<sup>4</sup> Na elaboração dessa seção foi usado como referência principal o estudo de FONSECA,<sup>17</sup>.

crescimento. Esse período é conhecido, por isso, como a “Era dos Pesados”. O esquema de refino característico deste período foi composto de Destilação Atmosférica combinado com Craqueamento Térmico. O atendimento do mercado de derivados leves era feito pela compra de petróleo recondicionado com nafta.

A “Era dos Leves”, o segundo período, aconteceu entre 1966 e 1975 e teve como característica o crescimento da demanda dos leves, sendo que a gasolina passou a ter a prioridade do atendimento. O FCC<sup>5</sup> foi o esquema de refino utilizado neste período.

Segue-se então a “Era de Transição”, o período seguinte, que abrangeu apenas quatro anos, entre 1976 e 1979, e se caracterizou principalmente pela indefinição, onde a demanda dos leves diminuiu e a demanda dos médios e pesados aumentou, atingindo um equilíbrio entre os três derivados. No tocante ao esquema de refino, ficou conhecido como “Era das Adaptações dos Processos” quando a flexibilização dos processos foi usado em toda sua extensão.

O quarto período, chamado de “Era dos Médios”, iniciado em 1980, caracterizou-se pela redução da demanda dos leves e pesados e pelo aumento da demanda dos médios, particularmente o óleo Diesel, que se tornou o derivado majoritário. O esquema de refino desde período é a utilização de Unidades de Fundo de Barril e de Tratamento Final, como o Coqueamento Retardado, Desasfaltação a Propano e processos de Hidrogenação Catalítica.

Em termos de refino, o parque atingiu a auto-suficiência com a instalação de sua maior capacidade em 1970, a “Era dos Leves”, com a maximização da produção dos derivados leves, principalmente a gasolina. Para se preservar a auto-suficiência é necessário sempre se manter o perfil de produção o mais próximo possível da demanda.

---

<sup>5</sup> FCC - “Fluid Catalytic Cracking”, ou, Craqueamento Catalítico Fluido.

As crises internacionais do petróleo em 1973 e 1979, forçou o parque de refino brasileiro a usar petróleo pesado, portanto mais barato, necessitando racionalizar a demanda de óleo combustível e de gasolina, produtos predominantes que ditavam o esquema de refino. Foi nessa fase que houve grande estímulo ao Próalcool <sup>6</sup>.

As consequências desta racionalização se refletiram na sensível queda nas demandas de óleo combustível e de gasolina, como já era esperado, porém houve inusitado aumento na demanda de óleo diesel. A Tabela 5 ilustra o explicado acima, mostrando a estrutura de consumo de derivados antes e depois das ações para contornar a crise.

O excedente de gasolina provocado pela queda da demanda, forçou sua exportação compulsória. Para minimizar os problemas de atendimento da demanda em mutação constante, a Petrobrás foi forçada a adotar providências tais como:

- a) aumento dos investimentos para pesquisa e produção de petróleo e gás;
- b) programas de conservação de energia com o racionamento de óleo diesel e óleo combustível, através do controle de quotas, e de gasolina, através do aumento real de preço;
- c) oferta de alternativas para o petróleo, principalmente o carvão, gás e álcool.

**TABELA 5 - PERFIL DE CONSUMO DE DERIVADOS DE PETRÓLEO (EM %)**

PRODUTO	ANTES DA CRISE (1973)	APÓS A CRISE (1983)
GASOLINA	26,3	17,6
ÓLEO DIESEL	21,9	32,4
ÓLEOS COMBUSTÍVEIS	28,6	22,2
GLP	5,4	8,1
QUEROSENE	4,6	6,1
NAFTA PETROQUÍMICA	3,3	9,3
OUTROS	9,9	4,3

Fonte: GARCIA [19]

<sup>6</sup> Próalcool - Programa do Álcool Combustível.

O distanciamento entre a estrutura de produção e de demanda foi inevitável com a substituição de alternativos energéticos para os derivados de petróleo. O álcool substituiu a gasolina nos veículos de passeio e a energia elétrica pôde substituir o óleo combustível na produção de vapor, através da eletrotermia. Entretanto, o óleo diesel e o GLP<sup>7</sup> não tiveram substitutos.

Modificações operacionais no parque de refino foram necessárias para evitar que este distanciamento aumentasse. Entre as modificações destaca-se:

- a) construção de novas unidades de refino de Fundo de Barril como a Destilação a Vácuo e Craqueamento Catalítico, além do Coqueamento Retardado e a Desasfaltação a Propano;
- b) minimização de Resíduo de Vácuo, resultando em pequeno aumento do óleo diesel e grande aumento do gasóleo pesado, sendo este último carga do Craqueamento Catalítico;
- c) craqueamento de gasóleo pesado em unidades de Craqueamento Catalítico Fluido, antes destinados a óleo combustível, transformando-o em mais óleo diesel, gasolina e GLP, havendo necessidade de modificações operacionais e mecânicas;
- d) queima de resíduos sem diluição, criando a classe dos óleos combustíveis ultraviscosos.

A utilização de óleos ultraviscosos tem ainda a vantagem do deslocamento do óleo diesel, antes utilizado na diluição para acerto de viscosidade, para o atendimento da demanda.

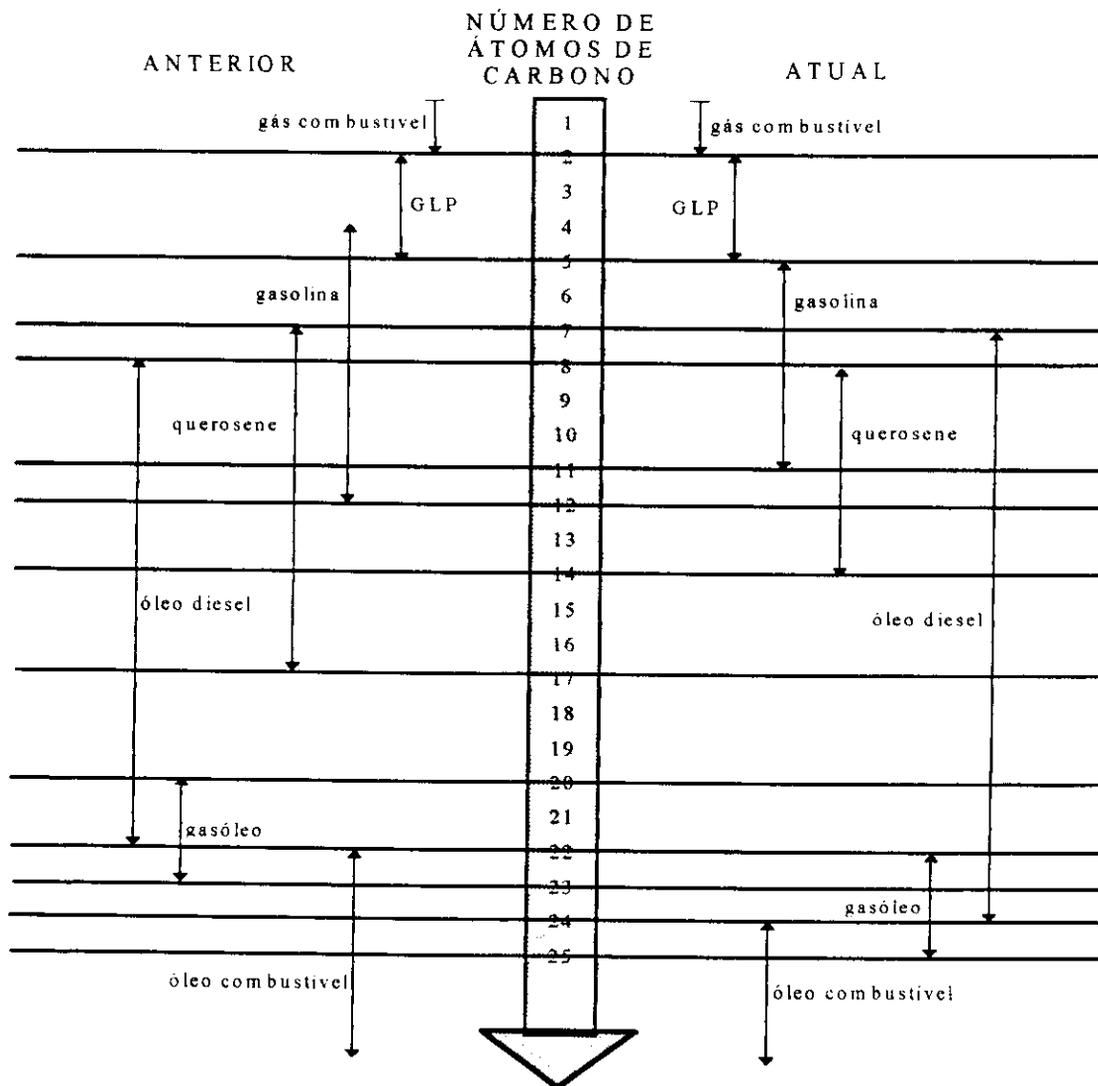
Outra solução encontrada para suprir a deficiência de atendimento da demanda foi a

---

<sup>7</sup> GLP - Gás Liquefeito de Petróleo

alteração da especificação dos derivados claros de petróleo. As especificações nacionais, que eram baseadas em especificações internacionais foram revisadas pelo Conselho Nacional de Petróleo e adequadas a evolução tecnológica nacional.

A alteração, com a mudança de fronteiras entre derivados adjacentes, conforme ilustrado na Figura 2, aumentou a produção de óleo diesel com a adição de frações leves e pesadas, mantendo o equilíbrio final do produto.



Fonte: COELHO [10]

**FIGURA 2 - RACIONALIZAÇÃO DE ESPECIFICAÇÕES DE COMBUSTÍVEIS**

### **2.2.3. O Cenário Atual**

Atualmente, a reserva consolidada de petróleo em território brasileiro (reservas exploráveis, não definidas e não econômicas) apresenta uma soma total de 11,6 bilhões de barris, sendo que 10,5 bilhões de barris de óleo encontram-se em campos “offshore”. Com efeito, em lâmina de água entre 0 a 400 metros estão 17,3 % das reservas, entre lâmina de 401 a 1000 metros, 40 %, e, a maior parte das reservas, 42,6 %, se encontram em lâmina de água superior a 1001 metros. A produção de petróleo é de aproximadamente 720 mil b/d<sup>8</sup>, conforme dados de dezembro de 1993, que representa cerca de 55% das necessidades internas. O consumo per capita brasileiro é da ordem de 3,4 barris por habitante por ano. Nestas condições, a relação reserva e consumo brasileira está na faixa de 20 a 30 anos.

Nos últimos 40 anos, segundo a Petrobrás, foram investidos cerca de US\$ 80 bilhões, sendo que apenas US\$ 10 bilhões foram supridos por atividades fora da Petrobrás. Somente em exploração de petróleo, a Petrobrás investe anualmente cerca de US\$ 1 bilhão.

Os custos por barril descoberto vêm caindo significativamente nos últimos anos. Em 1983 o custo era de US\$ 14,31/barril, tendo sido registrado em 1993 o valor de US\$ 3,35/barril. O custo do petróleo nacional, incorporando todas as parcelas (custo de produção, amortização, royalties, etc.) também vem diminuindo, sendo observado valores de US\$ 16,74/barril em 1989 e de US\$ 14,32/barril em 1992.

No tocante especificamente ao gás natural, em 1996, as reservas provadas foram de 157,7 bilhões de metros cúbicos. A reserva total explorável (provada, provável e

---

<sup>8</sup> b/d - barris de petróleo por dia

possível) soma 257,8 milhões de metros cúbicos segundo dados de 1996. A produção gira em torno de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia com um consumo de 7 milhões de m<sup>3</sup>/dia. O gasoduto Bolívia-Brasil, em estudo, deverá apresentar uma disponibilidade de 8 milhões de m<sup>3</sup>/dia no primeiro ano e 16 milhões de m<sup>3</sup>/dia no sétimo ano de operação, sendo previsto para o mercado de São Paulo um aporte da metade destes valores.

A disponibilidade atual de recursos para investimentos da Petrobrás variam entre US\$ 2 a US\$ 4 bilhões anuais. O valor final aplicado depende, entre outros fatores, da remuneração obtida nos preços dos derivados de petróleo e abertura do setor.

#### 2.2.4. O Parque de Refino no Estado de São Paulo

O parque de transformação de petróleo do Estado é composto por 4 refinarias, sendo a REPLAN - Refinaria de Paulínia e a REVAP - Refinaria Henrique Lages de grande porte, a RPBC - Refinaria Presidente Bernardes de médio porte, e a RECAP - Refinaria de Capuava de pequeno porte. Na Tabela 6 são apresentadas as capacidades instaladas nas respectivas refinarias e valores típicos de processamento. O Estado possui uma capacidade de refino de 740.000 b/d, tendo em 1990 praticado um fator de uso de 70%.

**TABELA 6 - CAPACIDADES INSTALADAS NAS REFINARIAS PAULISTAS**

REFINARIA	LOCAL	CAPACIDADE INSTALADA			PETRÓLEO PROCESSADO		
		Nominal (10 <sup>3</sup> b/d)	Destilação Atmosférica (m <sup>3</sup> /d)	Destilação à Vácuo (m <sup>3</sup> /d)	Nacional (m <sup>3</sup> /d)	Importado (m <sup>3</sup> /d)	Total (m <sup>3</sup> /d)
REPLAN	Paulínia	301,92	48.000	24.000	12.510	20.575	33.085
REVAP	São José dos Campos	226,44	36.000	22.000	25.959	4.279	30.238
RECAP	Capuava	37,34	5.600	1.590	3.641	-----	3.641
RPBC	Cubatão	166,68	28.000	9.100	15.167	559	15.726
<b>TOTAL</b>		<b>732,38</b>	<b>117.600</b>	<b>56.690</b>	<b>57.277</b>	<b>25.413</b>	<b>82.690</b>

Fonte: NEGRÍ [26]

O rendimento aproximado da Destilação Atmosférica, em termos de petróleo cru, para carga de saída de fundo que alimenta a Torre de Destilação à Vácuo, é de 2:1. Esta relação também é observada entre a carga de entrada e a produção de Resíduo de Vácuo na Torre de Vácuo.

A maior parte do petróleo processado é nacional, respondendo por 69 % do total. A REPLAN, ao contrário, vem concentrando o processamento de petróleo importado de baixa qualidade e alto teor de enxofre, representando 62 % do total do petróleo processado.

### **2.2.5. Preço e Perspectiva Internacional do Petróleo**

O preço internacional do petróleo é uma das principais variáveis que condicionam os cenários energéticos no Brasil. É pensamento corrente que a descoberta de novas reservas, a melhor gestão da demanda, o avanço tecnológico da produção e do consumo, ainda manterão em níveis relativamente baixos o poder de barganha dos grandes produtores, apesar de se manter o mesmo cenário atual, ou seja, poucos países são responsáveis pela maior parte das reservas.

Aliado a isso, há também o fator predominante de que o custo de exploração está muito inferior às demais alternativas energéticas, o que dá margem para que se possa haver longa variação nos preços do petróleo.

O cenário que hoje se apresenta é dos países pertencentes à OPEP<sup>9</sup> com uma capacidade ociosa de produção, principalmente a Arábia Saudita, que funciona como pulmão regulador da demanda.

---

<sup>9</sup> OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo

A maioria dos especialistas do setor prevêem um aumento no consumo mundial na próxima década entre 0,5 % e 1,5 %, sendo que nos países em desenvolvimento será da ordem de 2 %.

Os preços, apesar da larga faixa de variação possível, limitada superiormente pela competitividade de outras alternativas energéticas e inferiormente pelos custos e produção e eventuais taxações impostas (custos ambientais, por exemplo), deverão estar numa faixa entre US\$ 15 a 40/barril, tomando-se os custos de produção “offshore” fora da OPEP como limite inferior.

Naturalmente que os preços e sua estabilização estão sujeitos às formas de administração da demanda efetuada pela OPEP, através da produção, que tem oscilado entre a diminuição para retomada da participação no mercado e o respeito aos limites das quotas de produção que visam a manutenção de preços altos.

O cenário básico de referência, incluindo os diversos fatores políticos que compõem um quadro de incerteza no comportamento de preços internacionais do petróleo, sem esquecer do peso das importações dele para a balança comercial do país, está mostrado na Tabela 7 abaixo, definindo uma opção cautelosa com preços mais próximos aos valores superiores da faixa.

**TABELA 7 - PREÇOS ESTIMATIVOS FUTUROS DO PETRÓLEO (US\$/BARRIL)**

	1995	2000	2010	2015
<b>LIMITE INFERIOR</b>	18	17	23	25
<b>CENÁRIO DE REFERÊNCIA</b>	22	28	35	40
<b>LIMITE SUPERIOR</b>	25	32	40	45

Fonte: ELETROBRÁS [12]

### **3. COMBUSTÍVEIS POTENCIAIS PARA UTILIZAÇÃO NA GERAÇÃO TERMOELÉTRICA**

A predominância da geração hidroelétrica no parque gerador brasileiro e conseqüentemente paulista, se devem a um conjunto de fatores que tornaram este tipo de geração bem mais atrativo que a termoeletricidade. O modelo adotado teve desenvolvimento num somatório de condições especiais, elencados a seguir:

- a) haviam grandes potenciais hidráulicos inventariados e ainda próximos aos centros de consumo;
- b) havia abundância de recursos de capital disponíveis para o Brasil, que compatibilizou com o caráter capital intensivo da hidroeletricidade;
- c) com os choques do petróleo da década 70, os preços elevaram-se repentinamente, impondo a redução do consumo interno deste produto no Brasil.

Atualmente, entretanto, o cenário modificou-se significativamente, alterando o quadro anterior, uma vez que:

- a) o preço do petróleo se manteve estável;
- b) há possibilidade da inserção do gás natural importado da Bolívia, em grande volume;
- c) não há mais, no Estado, nenhum potencial hidroelétrico de vulto, restando apenas potenciais de pequeno e médio portes;
- d) a escassez aguda de recursos financeiros no setor não viabiliza projetos de longa maturação e complexa resolução da questão ambiental, como é o caso das hidroelétricas.

Diante do exposto, a geração termoelétrica utilizando óleos combustíveis convencionais ou ultraviscosos, gás natural, carvão, biomassa, deverá ter participação expressiva na geração futura de energia elétrica [CESP,<sup>7</sup>]. Essas usinas apresentam certas características que favorecem sua implantação, porque a tecnologia para queima dos combustíveis acima citados já é bem conhecida e disponível comercialmente no mundo, além dos prazos de maturação serem bastante mais reduzidos para empreendimentos termoelétricos.

Qualquer que seja o combustível que se queira utilizar, o que interessa é a energia calórica que ele pode fornecer. Se o combustível se constituísse num hidrocarboneto puro ( $C_nH_m$ ), os produtos liberados após a combustão seriam apenas o gás carbônico ( $CO_2$ ) e vapor de água ( $H_2O$ ), além, evidentemente, do calor liberado. Na prática, porém, os combustíveis incorporam contaminantes que podem afetar sua economia ou as circunstâncias de uso.

Hoje, com as restrições ambientais impostas por uma conscientização global da preservação do meio-ambiente, ambas as usinas demonstram, em diferentes graus, que não é possível gerar energia elétrica em grande escala sem implicar numa contrapartida ambiental, qualquer que seja o modo de geração. A discussão tende a se voltar para qual modo de geração é menos poluidor. Em outras palavras, o represamento de águas numa barragem para uma usina hidroelétrica, por exemplo, produzirá impactos irreversíveis, uma vez que além de afetar fisicamente as populações localizadas na área de interferência direta da barragem, que deverão ser deslocadas, vai inundar terras que poderiam ser produtivas. Os danos provocados por uma usina termoelétrica queimando combustível fóssil, por sua vez, estão concentrados nas emissões de efluentes aéreos e líquidos, que no entanto podem ser mitigados com a adoção de equipamentos de tecnologia avançada amplamente aplicada, para o controle quase pleno dos poluentes.

### **3.1. Combustíveis e Perspectiva de Oferta para Geração Elétrica**

#### **3.1.1. Óleo Combustível**

A produção de Óleo Combustível é oferecida pela Petrobrás no total de 18 produtos, sendo subdivididos por viscosidade, identificados por números de 1 a 9, e por teor de enxofre identificando com a letra A o petróleo com alto teor de enxofre com a letra B o petróleo com baixo teor de enxofre.

A Petrobrás tem analisado a viabilidade de reduzir este leque de oferta para apenas 4 tipos de óleos combustíveis limitados em função da viscosidade, porém, com a provável criação de uma faixa intermediária entre os teores de enxofre existentes. Atualmente, os óleos classificados como tipo B, ou baixo teor de enxofre, devem apresentar concentração igual ou inferior a 1% de enxofre em peso, e os óleos do tipo A, os que possuem alto teor de enxofre, estão limitados a concentração máxima de 5,5%. Historicamente, porém, as médias obtidas nos óleos comercializados apresentam teores de enxofre de 3,5% para esta última categoria.

Os nove tipo de óleos, conforme sua viscosidade, são resultado de misturas de frações leves, principalmente o óleo diesel e querosene em óleo residual da torre de destilação à vácuo, que é a base dos óleos combustíveis, obedecendo a Tabela 8 seguinte.

O óleo combustível no setor industrial responde por 19,7 % do consumo energético, sendo a eletricidade ainda o principal energético, com uma demanda de 23,7 %. O uso setorial do óleo combustível é subdividido em 12,1 % para o setor energético, 62,7 % para o setor industrial, 9 % para o setor de transformação, incluindo a geração de eletricidade, 13,8 % para o setor de transporte e, o restante 2,4 % distribuídos para

outros setores. O consumo de óleo combustível na região Sudeste está estabilizado num patamar entre 5 e 6 milhões de toneladas anuais, observado no período de 90 a 93. Em São Paulo, a produção e o consumo são da ordem de 5,3 e 4,3 milhões de toneladas anuais, respectivamente [NEGRI,<sup>26</sup>].

**TABELA 8 - MISTURA DE ÓLEOS LEVES EM ÓLEOS RESIDUAIS**

<b>TIPO DE ÓLEO</b>	<b>MÉDIA (%)</b>	<b>MÍNIMA (%)</b>	<b>MÁXIMA (%)</b>
<b>1</b>	34	25	45
<b>2</b>	32	24	43
<b>3</b>	27	19	35
<b>4</b>	20	14	26
<b>5</b>	15	11	20
<b>6</b>	11	8	15
<b>7</b>	7	5	9
<b>8</b>	3	2	4

Fonte: GARCIA [19]

A demanda de óleo combustível é função de três aspectos. O primeiro é a questão ambiental, cujas restrições devem se intensificar nos próximos anos. O segundo é a conjuntura econômica, onde é previsto um crescimento moderado. Por último, é a competitividade com outros energéticos, sendo previstos esforços pela preservação e crescimento do mercado. O óleo combustível é encontrado com custos na faixa de US\$ 13,50 a US\$ 6,02/Gcal, para os óleos 1A e 9A, respectivamente.

Atualmente, cerca de 15% da produção de óleo combustível é direcionada para exportação. A Petrobrás estima para a corrente década os valores de oferta e demanda de Óleo Combustível sintetizados na Tabela 9, a seguir.

**TABELA 9 - PREVISÃO DE OFERTA E DEMANDA DE ÓLEO COMBUSTÍVEL**

<b>ANO</b>	<b>1997</b>	<b>1998</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>
<b>10<sup>3</sup> m<sup>3</sup></b>				
<b>PRODUÇÃO</b>	15.274	15.006	15.055	15.536
<b>MERCADO</b>	12.360	12.017	11.482	11.805
<b>EXPORTAÇÃO</b>	2.914	2.989	3.573	3.731

Fonte: ELETROBRÁS [12]

A oferta, prevista acima, já está atrelada à entrada do Gás Natural no mercado de energéticos do Estado de São Paulo. O gás proveniente da Bolívia tenderá a provocar impactos no consumo dos derivados de petróleo, principalmente do óleo combustível no setor industrial.

Este deslocamento poderá ser reduzido dada as novas aplicações destes derivados, mesmo porque, de imediato, a Petrobrás retiraria o óleo diesel usado como diluente, ofertando, então, mais resíduo ultraviscoso e principalmente óleo diesel para o mercado consumidor.

Considerando a oportunidade de geração de eletricidade através de motores de combustão interna de grande porte, pode-se analisar esta modalidade também utilizando óleo combustível marítimo para atender a demanda de pico de ponta, ou para atender populações ou locais não atendidos pela rede de distribuição, quer por estarem isoladas, como em ilhas, quer por estarem afastadas suficientemente da rede.

O óleo combustível tem papel relevante na termoeletricidade no Brasil, dividindo as estatísticas com o carvão. Seu papel é no entanto decrescente, concentrado em unidades de cogeração em refinarias e unidades industriais.

Sendo o parque de refino e as importações lideradas por frações médias e leves, pode haver períodos de "sobra relativa" de óleo combustível tornando interessante seu uso

para termoeletricidade, por exemplo em instalações próximas às refinarias. Com uma maior penetração do gás natural na matriz energética, pode haver um deslocamento do óleo combustível, acentuando-se este ponto.

A fim de determinar uma provável capacidade de geração com este combustível, levando em conta uma possível estratégia operacional de remanejamento de combustíveis, pode-se estimar um montante de cerca de 800 MW, considerando tanto módulos de geração convencional como motores de combustão interna [CESP,<sup>7</sup>].

A Tabela 10 a seguir, apresenta uma análise típica das características referentes a alguns óleos combustíveis com alto teor de enxofre.

Na Tabela 11, estão apresentadas as características dos óleos combustíveis com baixo teor de enxofre, para as mesmas classificações de viscosidades dos óleos mostrados na tabela acima.

**TABELA 10 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DOS ÓLEOS COMBUSTÍVEIS TIPO A  
 (ALTO TEOR DE ENXOFRE)**

PROPRIEDADES	UNIDADE	1A	2A	3A	6A	7A
Densidade (1)	20/4 °C	1,0346	1,0426	1,0443	1,020	1,0640
Grau API		6	5	4	-	2
Água e Sedimentos (2)	% vol.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Carbono	% massa	88,96	88,98	88,81	-	88,91
Cinzas + Umidade	% massa	0,18	0,20	0,17	-	0,16
Enxofre (1)	% massa	2,00	2,10	2,30	0,90	2,50
Hidrogênio	% massa	9,04	8,92	8,89	-	8,59
Teor de Níquel (3)	ppm	50	50	55	-	50
Teor de Sódio (3)	ppm	20	15	20	-	10
Teor de Vanádio (3)	ppm	170	140	200	-	170
Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	40.659	40.537	40.512	-	40.211
Poder Calorífico Superior	kJ/kg	42.567	42.421	42.392	41.567	42.027
Ponto de Fluidez (1)	°C	6	10	21	-	80
Ponto de Fulgor (1)	°C	92	89	104	183	238
Relação Carbono / Hidrogênio		9,8	10,0	10,0	-	10,3
Emissão de Dióxido de Enxofre(1)	10 <sup>-4</sup> kg/MJ	9,40	9,90	10,85	-	11,90
Temperatura de Armazenamento	°C	60	65	75	110	125
Temperatura de Nebulização	°C	135	153	170	218	234
Temperatura de Queima	°C	120	135	150	-	200
Viscosidade a 50 °C	SSF	600	900	2400	80000	300000
Viscosidade Cinemática, 60°C,	cSt	620	960	2300	-	-
Viscosidade de Armazenamento	cSt	618,42	699,37	737,32	679,50	784,70
Viscosidade de Queima	cSt	37,43	34,61	31,52	30,45	40,22

Notas: (1) valores típicos  
 (2) valores máximos  
 (3) valores dependentes do petróleo processado.  
 Fonte: PROMON [33]

**TABELA 11 - CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DOS ÓLEOS COMBUSTÍVEIS TIPO B  
 (BAIXO TEOR DE ENXOFRE)**

PROPRIEDADES	UNIDADE	1B	2B	3B	6B	7B
Densidade (1)	20/4 °C	0,9895	0,959	0,9962	0,9969	1,0370
Grau API		12	-	11	11	5
Água e Sedimentos (2)	% vol.	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Carbono	% massa	88,89	-	88,99	89,00	90,10
Cinzas + Umidade	% massa	0,10	0,10	0,10	0,12	0,14
Enxofre (1)	% massa	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
Hidrogênio	% massa	10,21	-	10,11	10,10	9,00
Teor de Níquel (3)	ppm	38	-	32	32	37
Teor de Sódio (3)	ppm	40	-	51	31	40
Teor de Vanádio (3)	ppm	34	-	44	43	50
Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	41211	-	41115	41107	40621
Poder Calorífico Superior	kJ/kg	43367	43476	43250	43237	42521
Ponto de Fluidez (1)	°C	8	3	-	-	-
Ponto de Fulgor (1)	°C	74	74	-	-	> 100
Relação Carbono / Hidrogênio		8,7	-	8,8	8,8	10,0
Emissão de Dióxido de Enxofre (1)	10 <sup>-4</sup> kg/MJ	4,15	-	4,16	4,16	4,23
Temperatura de Armazenamento	°C	60	65	75	110	125
Temperatura de Nebulização	°C	135	153	170	218	234
Temperatura de Queima	°C	120	135	150	190	200
Viscosidade a 50 °C	SSF	600	900	2400	80000	300000
Viscosidade Cinemática, 60°C,	cSt	620	960	2300	-	-
Viscosidade de Armazenamento	cSt	618,42	699,37	737,32	679,50	784,70
Viscosidade de Queima	cSt	37,43	34,61	31,52	30,45	40,22

Notas: (1) valores típicos  
 (2) valores máximos  
 (3) valores dependentes do petróleo processado.  
 Fonte: PROMON [33]

### 3.1.2. Resíduos Ultraviscosos

Este derivado, produzido devido a uma peculiaridade no esquema de refino, teve início no final da década de 70, época ainda sob efeito da crise mundial do petróleo. A

necessidade de aumentar a oferta de derivados mais nobres, principalmente o óleo diesel e o querosene, sem aumentar a importação de petróleo nem investir significativamente no parque de refino com a implantação de unidades de hidrotratamento, por exemplo, fez com que surgisse o Programa Fundo de Barril.

O Programa consistiu no fornecimento do óleo combustível nº 8, descarga residual da coluna de destilação à vácuo, conhecido por isso, como Resíduo de Vácuo, ou apenas RESVAC, e do óleo combustível nº 9, produto da torre de desasfaltação a propano do Resíduo de Vácuo e conhecido como Resíduo Asfáltico, ou simplesmente RASF, sem diluição com o óleo diesel, usado para correção da viscosidade dos óleos combustíveis, remanejando este diluente para atendimento do mercado consumidor.

Este tipo de óleo combustível sem diluição poderá vir a ser competitivo e atrativo para um programa térmico de geração de eletricidade uma vez que já existem a disposição tecnologias comprovadas para queima destes combustíveis “*in natura*”, podendo ser citados, além da própria Petrobrás, a Rhodia e a Petroquímica União, que consomem o RESVAC. Quanto ao RASF, somente a Petrobrás o consome em algumas refinarias.

Algumas características, entretanto, devem ser observadas com o devido cuidado, porque os óleos ultraviscosos são uma mistura em diferentes proporções de hidrocarbonetos parafínicos, aromáticos, naftênicos e óleos, o que provoca algumas particularidades durante a queima.

Esses combustíveis apresentam-se em 3 frações: a oleosa ou maltenos, a resínica e a naftênica, sendo esta última a mais pesada seguida da resínica e maltênica. A combustão pobre pode criar alto teor de carbono não queimado nas cinzas, aumentando, por consequência, a emissão de material particulado.

Os asfaltenos por não serem voláteis, e por isso de difícil queima, carecem de maior

nível de excesso de oxigênio durante a queima.

O RESVAC e o RASF, segundo análise de laboratório apresentaram as características físico-químicas descritas na Tabela 12 abaixo.

**TABELA 12 - ANÁLISE FÍSICO-QUÍMICA DO RESVAC E RASF**

PROPRIEDADES	UNIDADES	RESVAC	RASF
<b>Composição Elementar</b>	% peso		
<b>Carbono</b>		84,4	85
<b>Hidrogênio</b>		11	9
<b>Enxofre</b>		3,5	5
<b>Oxigênio</b>		0,7	0,5
<b>Nitrogênio</b>		0,4	0,5
<b>Poder Calorífico Inferior</b>	kJ/kg	40.181	39.378
<b>Poder Calorífico Superior</b>	kJ/kg	41.990	41.151
<b>Teor de Cinzas</b>	% peso	0,10	0,30
<b>Resíduo de Carbono CONRADSON</b>	% peso	15,0	25,0
<b>Teor de Umidade</b>	%	0,05	traços
<b>Teor de Asfaltenos</b>	% peso	8,0	15
<b>Teor de Metais</b>	ppm		
<b>Chumbo</b>			5
<b>Estanho</b>		2	5
<b>Vanádio</b>		100	300
<b>Ferro</b>		20	30
<b>Níquel</b>		20	50
<b>Cobre</b>		10	20
<b>Ponto de Fluidez</b>	°C	90,0	120,0
<b>Ponto de Fulgor</b>	°C	300,0	200,0
<b>Ponto de Combustão</b>	°C	350,0	300,0
<b>Temperatura Máxima de Película</b>	°C	360,0	360,0
<b>Coefficiente de Expansão Volumétrica</b>	1°C	0,00036	0,00036

Fonte: PETROBRÁS (SUPRO)

As estimativas de produção e finalidade de uso dos óleos combustíveis ultraviscosos distribuídos por Refinarias estão apresentadas na Tabela 13 a seguir.

**TABELA 13 - PRODUÇÃO E UTILIZAÇÃO DO RESVAC**

(m3/dia)	REFINARIA		
	REPLAN	REVAP	RBPC
<b>Produção</b>	7.000	6.300	5.000
<b>Utilização em</b>			
<b>Óleo Combustível</b>	5.500		500
<b>Asfaltos</b>	1.100	300	
<b>Consumo Próprio</b>	400		
<b>RASF</b>		6.000	
<b>Coque</b>			4.500

Fonte: CESP [7]

Estas ofertas são as praticadas atualmente no parque de refino paulista. A ampliação desta oferta, necessariamente deverá passar por uma mudança no planejamento das Refinarias, ou então por uma troca de derivados entre as diversas bases da Petrobrás, o que forçaria a mudança de toda a estrutura do parque de refino, algo bem pouco provável de ocorrer.

Em princípio, as Refinarias REPLAN e REVAP teriam possibilidade de fornecimento do óleo ultraviscoso assegurando combustível para uma unidade de 350 MW cada uma. A Refinaria RPBC devido sua localização, em Cubatão, não poderia fornecer o Coque verde de petróleo para queima em usina termoelétrica, dado a complexa questão ambiental local.

Não deve ser esquecido que a Petrobrás tem planos para instalar uma unidade de coqueificação retardada na REPLAN e a duplicação da unidade de desasfaltação para produção de RASF na REVAP, ambos com o intuito de aumentar a produção dos derivados leves do petróleo como a gasolina e o óleo diesel, principalmente.

Novamente vale lembrar que a oferta para utilização deste combustível na geração termoelétrica estará intrinsecamente vinculada à entrada do Gás Natural no mercado

industrial, promovendo o deslocamento deste produto. Em contrapartida, a Petrobrás promoveria a retirada da fração leve diluente, principalmente o óleo diesel, da mistura, aumentando, conseqüentemente, a oferta tanto de óleo ultraviscoso como o de óleo diesel, havendo, então, o remanejamento da demanda.

### **3.1.3. Gás Natural**

Entre todas as alternativas de combustível, certamente o gás natural é o mais nobre, dada suas vantagens de aplicação tanto no setor industrial como residencial e de transporte.

Existe relativo consenso quanto às qualidades do uso de gás natural como combustível industrial ou na geração termoelétrica, podendo substituir os derivados de petróleo hoje utilizados, de forma mais limpa, sem a emissão de poluentes inerentes a estes, como a fuligem e óxidos de enxofre.

O gás natural oferece uma gama diversificada de tecnologias e processos de alto desempenho graças ao grande progresso e inovações em equipamentos, para atender aos três setores de mercado (industrial, residencial e comercial).

A Tabela 14, na página seguinte, mostra as características do gás natural seco, análise de referência para faturamento no Brasil.

O dimensionamento do mercado factível no Estado, mostra existir uma demanda reprimida que não poderá ser atendida pelo fornecimento da Petrobrás através das Bacias de Campos e de Santos. A possível entrada do gás natural de origem boliviana, conforme tratativas ainda em curso, poderá atender a este mercado por um período estimado de 20 anos. Ainda dentro da oferta, é viável o suprimento também com gás

natural argentino, podendo, então, imaginar o aumento para uma participação significativa deste energético na matriz brasileira.

**TABELA 14 - CARACTERÍSTICAS FÍSICO-QUÍMICAS DO GÁS NATURAL DE SANTA CRUZ (BOLÍVIA)**

COMPOSIÇÃO BÁSICA	UNIDADE	VALORES
<b>Metano</b>	% molar	86,80
<b>Etano</b>		7,52
<b>Propano</b>		3,39
<b>Butano</b>		1,11
<b>Pentano</b>		0,28
<b>Hexano</b>		0,08
<b>Heptano</b>		0,04
<b>Nitrogênio</b>		0,53
<b>Dióxido de Carbono</b>		0,25
<b>Poder Calorífico Inferior</b>	kJ/kg	52.150
<b>Poder Calorífico Superior</b>	kJ/kg	57.964
<b>Densidade</b>		0,72
<b>Peso Molecular</b>		18,895

Fonte: PROMON [33]

Para a viabilização do gasoduto Bolívia-Brasil é necessário, entretanto, que haja o consumo constante de grande quantidade deste energético pelo menos num horizonte de 10 anos. Esse consumidor, que atuaria no equilíbrio do sistema, poderá ser o setor elétrico através de Usinas Termoelétricas a Gás Natural.

Levando em consideração os estudos efetuados de oferta e de mercado, pode-se considerar adequado e expressivo um parque de Usinas Termoelétricas a gás natural com uma capacidade instalada total de 1.650 MW.

O desenvolvimento tecnológico das últimas décadas em turbinas a gás, tanto para emprego em cogeração como em ciclo combinado, além da maior disponibilidade do

energético, graças a descobertas de grandes reservatórios, dão embasamento para que o setor elétrico garanta o suprimento deste gás via gasoduto. A entrada de turbinas a gás aeroderivativas no mercado de geração elétrica, induziram a quedas sensíveis nos custos de implantação e de geração, tornando esta modalidade bastante competitiva e atraente, mesmo considerando o sistema operando em ciclo aberto.

Estas usinas termoeletricas a gás natural poderão ser instaladas bem próximas dos centros de carga consumidores, ao longo do trajeto do gasoduto, entre os Estados do Mato Grosso do Sul e São Paulo. No Estado de São Paulo, o projeto do traçado do gasoduto estimula que principalmente as regiões de Campinas e Sorocaba tenham potencial de consumo, além da região da Grande São Paulo. Deve-se ter suficientemente claro, que a demanda para a geração termoeletrica com este combustível tende a decrescer à medida que as demandas dos setores industrial e residencial se firmem através de condições estáveis de suprimento e preços competitivos.

#### **3.1.4. Carvão Mineral <sup>10</sup>**

A participação do carvão mineral na geração de energia elétrica mundial é da ordem de 30%, configurando, portanto, como um dos mais importantes energéticos existentes. No Brasil, sua participação se limita a aproximadamente 2,5% do total da potência instalada. Paradoxalmente, o carvão mineral constitui 62% das reservas de combustíveis fósseis brasileira.

O paradoxo pode ser explicado, por um lado, pela extensiva potencialidade hidráulica

---

<sup>10</sup> Este Item foi elaborado com base no relatório do Sindicato Nacional da Indústria de Extração de Carvão [36].

existente no setor elétrico, pela regionalização natural das reservas carboníferas na região Sul do país, e até pela interligação da malha elétrica entre os sistemas do Sul e do Sudeste.

No Estado do Rio Grande do Sul, os recursos identificados equivalem a 88,84% do total nacional, e podem ser agrupados em quatro grandes blocos, definidos geograficamente: Candiota, Irui, Baixo Jacuí e Litoral Norte. No Estado de Santa Catarina, os jazimentos carboníferos encontram-se principalmente nas camadas Barro Branco e Bonito, e representam 10,8% dos recursos nacionais. No Estado do Paraná, com 0,33% dos recursos nacionais, destaca-se a jazida de Cambuí.

O carvão mineral, dentro do Programa de Competitividade Industrial, foi desregulamentado através da Portaria MINFRA nº 801, de 17/9/90. Dentre as medidas instituídas, destaca-se a livre negociação de preços entre produtor e consumidor com o término da administração de preços pelo DNC/MINFRA e DAP/MEFP, a livre importação de carvão sem consulta prévia aos organismos controladores, sendo fixado a alíquota de 0 (zero)% para o carvão metalúrgico e de 15% para o carvão vapor.

Com relação ao carvão metalúrgico nacional, não houve entendimento entre produtores e representantes de siderúrgicas com relação ao preço, ocorrendo, por consequência, a retirada deste produto do processo produtivo, bem como todo seu processo de beneficiamento, sendo as siderúrgicas abastecidas com produto importado.

O carvão energético apresenta duas utilizações básicas:

- a) uso industrial como alternativo ao óleo combustível na geração de calor;
- b) uso na geração de eletricidade em Usinas termoelétricas.

O carvão energético industrial, em 1988, deixou de ter seu preço administrado via custo, passando a ter seu preço máximo fixado em relação ao óleo combustível,

correspondendo a 80% do valor energético equivalente contido neste derivado. Assim, a desregulamentação ocorrida no setor em setembro de 1990 em nada modificou este segmento do mercado, uma vez que o carvão é entendido como combustível alternativo, com o seu consumo sendo verificado apenas quando há vantagens econômicas.

Com relação ao carvão energético para a geração de energia elétrica, o setor de carvão iniciou negociações após setembro de 1990 para ajustar os preços para os produtos fornecidos. As negociações, concluídas em junho de 1991, aprovaram os preços básicos para cada tipo de carvão. O valor da tarifa equalizada de eletricidade praticada pelo setor elétrico contempla, dentro da sua formação, uma parcela para atender ao pagamento dos combustíveis fósseis, conhecida como CCC<sup>11</sup>.

A qualidade do carvão, que possui alto teor de cinzas, podendo atingir médias de até a 54 % em peso, como é o caso do produto da mina de Charqueadas, no Rio Grande do Sul, apesar de baixos teores de enxofre, com cerca de 0,8 %, pode conduzir a discussões mais amplas porque tal produto se identifica perfeitamente a tecnologia de leito fluidizado, principalmente se for considerada unidades de geração de porte médio.

Os impactos ambientais inerentes a este tipo de combustível, que poderão sofrer futuramente maiores restrições legais, serão também minimizados se além da lavagem para melhoria da qualidade, já efetuada atualmente em Santa Catarina, a usina geradora estiver a uma distância de, no máximo, 250 km da mina, distância considerada economicamente justificável.

Além do carvão nacional, a boa qualidade dos carvões colombiano, australiano e sul-africano deve ser considerada para fins de avaliação econômica. Esta opção estará, naturalmente, ligada às condições de mercado internacional.

---

<sup>11</sup> CCC - Conta de Consumo de Combustível

As características mais importantes dos carvões produzidos no Estado do Rio Grande do Sul, mais especificamente na região onde está localizada a mina do Leão e na região de Bagé, onde está localizada a mina de Candiota, maior jazida brasileira, estão compiladas na Tabela 15, a seguir:

**TABELA 15 - PROPRIEDADES DOS CARVÕES MINERAIS EXTRAÍDOS NO RIO GRANDE DO SUL**

CARACTERÍSTICAS	UNIDADE	MINA DO LEÃO	CHARQUEADAS	CANDIOTA
Análise Aproximada:	% peso			
Carbono Fixo		35	26	28
Matéria Volátil		26	20	22
Cinzas		39	54	50
Umidade		9 - 18	7 - 12	7 - 18
Enxofre		2	0,8	2,8
Poder Calorífico Superior	kJ/kg	18.418	12.977	13.395
Composição das Cinzas:	% peso			
SiO <sub>2</sub>		52,4	63,1	70
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		23,7	23	20
TiO <sub>2</sub>		1,2	1,2	0,9
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		14,1	2,9	4,9
CaO		2,4	3,1	0,8
MgO		0,8	0,6	0,5
K <sub>2</sub> O		0,7	1,5	1,4
SO <sub>3</sub>		2,0	-	0,2
MnO <sub>2</sub>		6,4	4,1	0,1

Fontes: PROMON [33]; Companhia Riograndense de Mineração

Há possibilidades concretas de importação de carvão mineral proveniente da Colômbia, de melhor qualidade que o carvão brasileiro. As reservas estimadas da maior mina colombiana, a mina de *El Cerrejón*, são de 3 bilhões de toneladas até uma profundidade de escavação de 300 metros. A política comercial da CARBOCOL<sup>12</sup> está fundamentada em contratos de longo prazo, com um período mínimo de três anos, onde são garantidos os parâmetros de qualidade, volumes e entregas. O preço do carvão é estabelecido

<sup>12</sup> CARBOCOL - Carbones de Colômbia S.A.

mediante negociação anual, em função das condições de mercado.

As características físico-químicas do carvão mineral produzido na Colômbia está apresentado na Tabela 16 a seguir.

**TABELA 16 - CARACTERÍSTICA DO CARVÃO MINERAL DA COLÔMBIA**

CARACTERÍSTICAS	UNIDADE	VALORES
Análise Aproximada		
Teor de Enxofre	% peso	0,86
Umidade Total		11,50
Cinzas		10,60
Material Volátil		32,30
Carbono Fixo		45,80
Poder Calorífico Médio (1)	kJ/kg	26277
Análise Final		
Umidade	% peso	11,50
Carbono		63,30
Hidrogênio		4,50
Nitrogênio		1,30
Cloro		0,04
Enxofre		0,86
Cinzas		10,60
Oxigênio		8,10
Composição das Cinzas:		
	% peso	
SiO <sub>2</sub>		61,55
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		8,90
TiO <sub>2</sub>		0,91
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>		8,60
CaO		2,70
MgO		1,60
K <sub>2</sub> O		1,90
Na <sub>2</sub> O		0,45
SO <sub>3</sub>		2,60
Mn <sub>3</sub> O <sub>4</sub>		0,06
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>		0,18
Indeterminado		0,55

Nota: (1) Valor usado em projeto de usinas.

Fonte: PROMON [33]

## 4. TECNOLOGIAS PARA GERAÇÃO ELÉTRICA

Neste item será efetuada, uma descrição das principais tecnologias para geração termoelétrica em uso comercial e em desenvolvimento. A geração da energia elétrica se dá a partir da queima de um combustível gerando calor, segundo diferentes princípios, porém, as principais tecnologias baseiam-se no Ciclo de Brayton e Ciclo de Rankine, a combinação de ambos (ciclo combinado) e do Ciclo Diesel.

### 4.1. Ciclo de Rankine

Processo mais amplamente difundido mundialmente, sendo utilizado desde o final do Século XIX, correspondendo à geração de vapor numa caldeira a partir de combustíveis em estado sólido, líquido ou gasoso que conseqüentemente movimentará uma turbina a vapor e produzirá eletricidade.

Este ciclo foi proposto por W. J. Rankine, físico e engenheiro escocês e por R. Clausius, físico alemão, quase que simultaneamente, por volta de 1850.

Os processos que fazem parte deste ciclo, descritos em BASKÁKOV, <sup>[2]</sup> e em VAN WYLEN <sup>[40]</sup> são os seguintes :

- O vapor úmido é condensado a pressão constante (processo isobárico) no condensador;
- Após a condensação, a água é bombeada através de processo adiabático reversível, na bomba;

- Troca de calor através de processo isobárico até o início da evaporação, na caldeira;
- Ainda na caldeira, ocorre a mudança de fase da água através de processo isotérmico até completa vaporização;
- Expansão adiabática reversível do vapor, na turbina, realizando trabalho.

O rendimento térmico deste ciclo depende das temperaturas médias em que o vapor é fornecido e rejeitado conforme VAN WYLEN <sup>[40]</sup>. O rendimento do ciclo, então, aumentará desde que haja aumento da temperatura na qual o vapor é fornecido ou que haja diminuição na temperatura do vapor rejeitado.

Para aumentar a eficiência deste ciclo, elevando a temperatura de fornecimento do vapor, recorre-se ao superaquecimento deste vapor através de um trocador de calor adicional na caldeira, denominado superaquecedor, por onde o vapor saturado passa, sofrendo um aquecimento adicional, atingindo-se temperaturas superiores às anteriormente obtidas. Há por isso, um razoável ganho de eficiência com esta alteração do ciclo, além de uma melhora nas condições de trabalho da turbina a vapor. A expansão do vapor na turbina se dá quase toda na condição “vapor seco”, o que favorece suas condições de escoamento através da turbina. A quase totalidade das Usinas Termoelétricas trabalham com vapor superaquecido.

Por vapor saturado entende-se o vapor que se encontra em equilíbrio térmico e dinâmico com o líquido do qual é formado. O vapor seco é definido como sendo o vapor saturado onde não existem partículas em suspensão na fase líquida, ou seja, o vapor se encontra à temperatura de saturação. Quando o vapor se encontra numa temperatura acima da temperatura de saturação é denominado de vapor supersaturado.

O aumento da temperatura do vapor e seu conseqüente aumento de pressão, tem limitações por questões metalúrgicas, principalmente nas caldeiras, onde o aumento das

temperaturas internas nos tubos provoca um sobreaquecimento das superfícies expostas às altas temperaturas e radiação dos produtos da combustão [MAIN, <sup>21</sup>].

Contrariamente ao aumento da temperatura de entrada do vapor (fonte quente), outro fator para aumento da eficiência, conforme citado anteriormente, seria a diminuição da temperatura de rejeição do vapor (fonte fria). Entretanto, este fator está intimamente relacionado às condições climáticas do local.

O vácuo no condensador, embora possa ser maximizado pelo dimensionamento do conjunto condensador - fonte de água de resfriamento, depende diretamente da temperatura da água usada para a refrigeração [MAIN, <sup>21</sup>], que está intrinsecamente ligada às condições de climas locais.

A redução da pressão de saída causa um aumento do teor de umidade do vapor que deixa a turbina. O regime de escoamento do vapor na turbina a vapor é, notadamente influenciada pelo vapor úmido que por ela circula sendo que, quanto maior for o teor de umidade, menor será o rendimento, tanto interno da turbina como do ciclo todo. E não somente isso, mas também a erosão das paletas da turbina pode ser um problema grave não sendo recomendado, mesmo para turbinas modernas, o título de vapor menor que 86 %, visto em VAN WYLEN <sup>[40]</sup>. Por título, entende-se a parte mássica de vapor saturado que há em relação a massa total do mesmo.

O primeiro procedimento visto para melhorar a eficiência do ciclo foi o superaquecimento do vapor de entrada, que além de encontrar limitações nos materiais das caldeiras e das próprias turbinas, fica limitado também, em função das curvas de expansão, à pressão de admissão do vapor.

Para contornar estes problemas, realiza-se o reaquecimento do vapor. No reaquecimento, o vapor, após expansão parcial na turbina, é desviado para o

reaquecedor onde a temperatura se eleva e retorna à turbina superaquecido, onde é expandido até a condensação, diminuindo o teor de umidade nos últimos estágios da turbina.

Outra forma de aumento do rendimento do ciclo é o aquecimento regenerativo progressivo e gradual da água de alimentação pelo condensado da caldeira, feito através de trocadores de calor de superfície ou de contato, a cada um dos quais é enviado vapor extraído de pontos intermediários da turbina, chamados de extrações.

Quanto maior for o número de extrações da turbina, maior será o rendimento do ciclo, limitados, naturalmente, por fatores econômicos que restringem normalmente a 8 extrações. Em casos excepcionais pode haver até 10 extrações, quando se requer altos parâmetros do vapor e altos fatores de capacidade associados a combustíveis de custo elevado [MAIN,<sup>21</sup>].

O rendimento térmico do Ciclo de Rankine, ideal, não é obtido na prática [VAN WYLEN,<sup>40</sup>]. A instalação real desvia-se do ciclo ideal por perdas de pressão nas tubulações de vapor devido aos efeitos de atritos e a transferência de calor ao meio envolvente, por perdas durante a expansão na turbina através de atrito do vapor com as superfícies sólidas e durante a compressão do vapor no condensador.

A turbina a vapor, cuja primeira unidade surgiu em 1882, através da criação do engenheiro sueco Gustav De Laval, é de concepção muito simples. Estruturalmente, esta turbina é composta de um bloco de alta pressão fundido e de um bloco de baixa pressão mecanosoldado, ligados por uma flange vertical. O rotor é constituído de duas partes acopladas rigidamente. O conjunto é oco, o que permite ter uma baixa inércia térmica e reduzir assim o tempo de partida [MEP,<sup>22</sup>].

Geralmente é constituída por dois sistemas de pás, um fixo, ligado à carcaça, e outro

móvel, ligado ao rotor. O vapor sofre expansões sucessivas a cada estágio, aumentando seu volume específico. Em razão disso, o comprimento das pás aumenta a cada estágio da turbina.

Segundo o modo de operação, as turbinas a vapor são classificadas em turbinas de ação e reação. Segundo o modo de alimentação, pode ser parcial ou total, ou axiais e radiais. Pode ser classificado conforme o número de estágios, em um ou vários. Segundo a pressão do vapor, pode ser classificado em turbinas de condensação, contrapressão, extração, escape e de duas pressões.

O vapor para alimentação da turbina é fornecida pelo gerador de vapor, termo utilizado para caracterizar o conjunto caldeira-fornalha, além de equipamentos acessórios, que tem a função de converter a água do estado líquido para o estado de vapor saturado ou superaquecido, através da queima eficiente de um combustível, na fornalha.

A caldeira, onde ocorre a transformação da água do estado líquido para o estado vapor, pode ser do tipo Circulação Natural, Circulação Forçada ou de Passo Único, dependendo do circuito de água em consideração. Há, em geral, na parte superior da fornalha, um tubulão de vapor, onde ocorre a separação entre o vapor e a água.

## **4.2. Ciclo de Brayton**

O ciclo-padrão de ar Brayton é o ciclo ideal para a turbina a gás simples. Os processos envolvidos neste ciclo são os seguintes:

- Entrada de ar no compressor nas condições atmosféricas de temperatura e pressão ( $T_1$  e  $P_1$ ) e compressão adiabática reversível (isoentrópica) até atingir pressão  $P_2$  e

temperatura  $T_2$ ;

- Deslocamento do ar até a câmara de combustão, onde o combustível é injetado e queimado a pressão constante, aumentando a temperatura dos gases para  $T_3$ ;
- Expansão adiabática reversível dos gases na turbina até a pressão atmosférica, produzindo trabalho;
- Resfriamento dos gases pela atmosfera e suprimento de ar frio na entrada do compressor.

Conforme visto na descrição acima, o primeiro processo é a compressão do fluido de trabalho. Se a expansão deste fluido comprimido ocorrer diretamente numa turbina e supondo que não ocorram perdas, a potência desenvolvida pela turbina será tão somente igual a consumida no compressor. Mas, se for adicionada energia para aumentar a temperatura do fluido antes da expansão, haverá um aumento significativo na potência desenvolvida pela turbina quando da expansão deste fluido quente, que produzirá excedente de potência em relação aquela necessária inicialmente para acionar o compressor [MAIN,<sup>21</sup>].

Este processo é de combustão a pressão constante e com expansão adiabática reversível, cujo rendimento térmico do ciclo ideal só dependerá do fluido de trabalho. Quanto menor o número de moles do fluido, maior será o rendimento do ciclo e da taxa de compressão.

Evidentemente, os processos do ciclo ideal não ocorrem nos processos do ciclo real devido a desvios causados por irreversibilidades ou perdas, que podem ser divididas em internas e externas. Entretanto, apresentam muitos pontos em comum, o que torna possível a análise de ciclos reais através do estudo de ciclos ideais.

As perdas internas estão intimamente ligadas com mudanças de estado do fluido de

trabalho. A principal está relacionada nos processos de compressão e expansão que não serão isentrópicos (adiabáticos reversíveis) como propõe o ciclo ideal. Uma pequena perda de pressão no processo de queima é outro desvio a ser considerado, já que o ciclo ideal pressupõe isobárico.

O ciclo de turbinas a gás pode ser caracterizado por dois parâmetros significativos: a relação de pressão e a temperatura de queima. A relação de pressão do ciclo é a pressão de descarga dividida pela pressão de entrada, que nas turbinas modernas apresentam, tipicamente, relação de pressão de 4:1. Quando o objetivo for alcançar eficiências mais altas em operação em ciclo simples, tais como em unidades empregando turbinas aeroderivadas, são necessárias taxas de compressão mais elevadas, na faixa entre 18:1 e 30:1.

A temperatura de queima é a temperatura mais alta existente no ciclo, atingindo valores em torno de 1200 °C ou mais, estando limitadas por restrições metalúrgicas.

Um dos inconvenientes deste tipo de equipamento é a exigência de combustíveis nobres, que podem ser gasosos, como o gás natural ou gás de refinaria, ou líquidos, como o óleo diesel, querosene, ou outros óleos leves.

Turbinas a gás tem este nome porque operam com o fluido de trabalho permanecendo na fase gasosa em todo o ciclo. Também são conhecidas como turbinas de combustão, por receberem a energia necessária ao seu acionamento através de uma combustão interna. São constituídas basicamente por um compressor de ar, um combustor e uma turbina propriamente dita, que produz a potência necessária ao acionamento do compressor e ainda a potência útil, aproveitada em um gerador elétrico ou diretamente para acionamento mecânico.

O compressor é um equipamento volumétrico, isto é, uma vez definidos seus

parâmetros geométricos e a rotação, operará com uma vazão volumétrica de ar praticamente independente de outros fatores. Conseqüentemente, a massa de ar admitida, que por sua vez determina a potência da turbina, é diretamente influenciada pela densidade do ar em sua entrada. Por isso, as propriedades do ambiente que determinam a densidade do ar - altitude ou pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa - influem decisivamente na potência e eficiência da turbina.

Também a turbina propriamente dita é um equipamento volumétrico, sendo sua potência determinada basicamente pela vazão em volume dos gases em sua entrada. Assim, para uma mesma quantidade de ar fornecida pelo compressor, quanto maior for a temperatura e o número de moles dos produtos, maior será a potência produzida.

As turbinas se dividem em dois tipos básicos: as turbinas aeroderivativas, baseadas na tecnologia adotada para propulsão de aeronaves, que são compactas e de peso reduzido, e as turbinas industriais <sup>13</sup>, de construção mais robusta e por isso apresenta maior resistência a ambientes agressivos.

Ambas apresentam elevada confiabilidade, fácil adaptabilidade a locais isolados e tempo bastante reduzido de manutenção. Os rendimentos médios em condições ISO <sup>14</sup> das aeroderivativas estão na faixa de 34% e a potência por unidade ainda limitada a cerca de 35 MW. As turbinas industriais apresentam rendimentos médios na faixa entre 30 e 32%, e cada unidade pode atingir potências de até 200 MW.

---

<sup>13</sup> também chamadas de "heavy duty", ou, serviço pesado.

<sup>14</sup> ISO - International Standard Organization, órgão normativo que estabelece a condição de temperatura de 15 °C, pressão atmosférica de 1,013 bar e umidade relativa do ar de 60 %.

### 4.3. Ciclo Combinado

O ciclo combinado é uma combinação dos ciclos da turbina a gás (ciclo de Brayton) com o ciclo da turbina a vapor (ciclo de Rankine). A entalpia ainda disponível nos gases de exaustão da turbina a gás, é aproveitado para gerar vapor sob pressão na caldeira de recuperação de calor, vapor esse que irá se expandir numa turbina a vapor, produzindo mais energia útil. Pode-se concluir facilmente, que a geração de vapor pela caldeira de recuperação para expansão na turbina a vapor está intrinsecamente ligada a vazão e temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás.

Nesta modalidade de operação, o Ciclo de Rankine opera justamente com as perdas do Ciclo de Brayton, resultando em grande aumento de eficiência da unidade. A junção de ambos os ciclos resulta numa alta eficiência de utilização do combustível porque utiliza a vantagem da alta temperatura de exaustão dos gases na turbina a gás para suprir o ciclo, e a baixa temperatura de rejeição de vapor, característico das turbinas a vapor [MAIN,<sup>21</sup>]. Conseqüentemente, parte das irreversibilidades de ambos os ciclos, que advém justamente das temperaturas de rejeição de calor, são eliminadas no ciclo combinado.

As caldeiras de recuperação usadas nos ciclos combinados podem ser de dois tipos: sem pós-combustão, onde a geração de vapor só depende da vazão de gases recebida da turbina a gás, e com queima suplementar, onde um combustível é queimado na caldeira de recuperação, aumentando, assim, a participação na geração da turbina a vapor. Em ambos os casos, essas caldeiras de recuperação são de concepção bem mais simples que as caldeiras convencionais, principalmente a caldeira sem pós-combustão.

#### 4.4. Ciclo Diesel

O ciclo-padrão de ar Diesel é aplicado ao motor de combustão interna alternativo de ignição por compressão. Os processos que envolvem este ciclo ideal pode ser descritos assim:

- O ar é comprimido isentrópicamente pelo êmbolo;
- É fornecido calor à pressão constante (isobárica) com volume e temperatura constantes;
- A expansão subsequente do ar é isentrópica;
- Rejeita-se calor a volume constante, ou seja, com o êmbolo imobilizado.

Esses motores estão associados a elevados índices de rendimento, porque empregam altas relações de compressão.

Centrais de geração de energia elétrica utilizando motores de combustão interna (motores Diesel), tem sido frequentemente utilizadas para suprir sistemas onde a demanda não justifique a instalação de uma usina termoelétrica a vapor. Estas últimas se justificam quando a faixa de potência está na ordem de 200 MW, sendo possível então, obter um valor de investimento por kW competitivo, com eficiência térmica aceitável.

Motores Diesel, em termos de custo e eficiência, dominam a faixa de Centrais Elétricas até potências de 150 MW, sendo esta potência praticamente consenso entre os fabricantes como sendo o limite superior. Versões de motores de 4 ou 2 tempos, com capacidade unitária de até 45 MW, podem operar satisfatoriamente com óleos pesados de baixa qualidade [NEGRI,<sup>28</sup>].

Algumas vantagens econômicas e operacionais de centrais elétricas a Diesel estão listadas a seguir:

- Eficiência térmica elevada ao longo da curva de carga, sendo encontrados usualmente valores acima de 50% em motores de curso elevado;
- Elevada confiabilidade e disponibilidade, acima de 95%;
- Procedimentos de manutenção e operação simples;
- Facilidade de modularização e de adaptação climática, em particular onde o suprimento de água é reduzido.

Uma Central Elétrica a motores Diesel é composta pelas unidades de motores e geradores principais, sala de controle e sistemas auxiliares, que incluem tanques e bombas do armazenamento e alimentação do combustível, sistema de resfriamento de água e óleo lubrificante, suprimento de ar de combustão e exaustão dos gases da combustão.

## 5. ASPECTOS AMBIENTAIS

### 5.1. Introdução

A conscientização ambientalista e a preocupação ecológica, temas tão atuais, não são movimentos de informação popular recente, muito menos modismo científico, embora a importância deste tema tenha sido crescente, principalmente nas últimas três décadas. A preocupação com chuva ácida, na Inglaterra, remonta ao Século XIX. A necessidade de estudos de impacto ambiental na construção de grandes canais marítimos [TOMMASI,<sup>38</sup>] já era alertado em 1870, por E. Goadoy em artigo na revista “Nature”.

Na Inglaterra, a Revolução Industrial, entre 1745 e 1800, impôs sensível aumento nos impactos ambientais provocados pela insalubridade no ambiente de trabalho e pela poluição causada por resíduos sólidos, líquidos e aéreos sobre os ecossistemas e sobre a paisagem.

A disseminação mundial da atividade industrial e os enormes saltos de produtividade ocorridos principalmente no atual século, multiplicaram o potencial poluidor, atingindo níveis capazes de ameaçar a própria vida em algumas localidades. Em Londres, Inglaterra, durante cinco dias consecutivos de dezembro de 1952, foram registradas a morte de mais de 4.000 pessoas e outras milhares de pessoas foram internadas, vítimas de intoxicação pelo “smog”. Em Tóquio, no Japão, cerca de 8.000 pessoas foram intoxicadas em julho de 1970, devido a altíssimos níveis de poluição no ar [BARROS,<sup>1</sup>].

Estes fatos, entre tantos outros que podem ser citados, evidenciam que a poluição

ambiental é um produto do próprio desenvolvimento, tendo sido historicamente demonstrado que a sociedade só passou a se preocupar com as conseqüências ecológicas após esse desenvolvimento ter atingido níveis bastante elevados. Daí se conclui que a poluição ambiental não é causa, é efeito.

O homem, sendo então o agente da poluição ambiental, vive um paradoxo na medida em que ele, assim como todos os seres vivos, precisa de três elementos vitais para se manter vivo: o ar, a água e o alimento.

A evolução da consciência ambientalista provocou reflexos diretos na regulamentação das atividades produtivas e no desenvolvimento tecnológico de equipamentos de prevenção e abatimento de poluentes.

As possibilidades mitigadoras tem avançado paralelamente ao desenvolvimento das pesquisas tecnológicas, fazendo com que a questão ambiental deixe de ser um mero item de elevação de custos, pela obrigatoriedade da instalação de equipamentos protetivos, ou pela redução da atividade industrial.

A produção de energia elétrica por uma usina termoelétrica, assim como em qualquer processo industrial, é invariavelmente acompanhada pela geração de subprodutos, denominados de efluentes, que variam em quantidade e características em função do combustível queimado e do tipo, capacidade, regime operacional e eficiência térmica da usina.

Os efluentes da usina, se lançados diretamente ao meio ambiente circundante, poderão provocar impactos quase sempre degradantes à sua qualidade. Dessa forma, o conhecimento prévio dos efluentes se faz necessário no balizamento das avaliações sobre os seus impactos ambientais e os mecanismos de mitigação a serem adotados.

Não se reconstitui uma situação ambiental. O paralelo mais ilustrativo para esta

afirmativa tem embasamento na Segunda Lei da Termodinâmica, segundo a qual a entropia do Universo, ou seja, a medida de “desordem” de sistemas termodinâmicos, tende a aumentar.

## 5.2. Conceituação e Breve Histórico

A utilização da terminologia referente a assuntos ambientais tem, não raras vezes, se confundido de órgão para órgão e até entre pessoas, evidenciando a necessidade de uma padronização de conceitos.

A definição de meio ambiente para Grinover [TOMMASI,<sup>38</sup>] é um jogo de interações complexas entre o meio suporte (elementos abióticos), os elementos vivos (elementos bióticos) e as práticas sociais produtivas do homem.

Para Sachs, citado em TOMMASI [<sup>38</sup>], meio ambiente inclui o natural, as tecnoestruturas criadas pelo homem (ambiente artificial) e o ambiente social (ou cultural). Portanto meio ambiente inclui os domínios ecológico, social, econômico e público.

A definição de impacto, sob uma visão funcionalista, é qualquer fator ou perturbação que tende a alterar o estado de equilíbrio instável em que se encontra um sistema. Sob o enfoque estruturalista, impactos são fatores, ou condições de um sistema, que levam a mudanças estruturais do mesmo.

Portanto, o impacto ambiental é uma alteração física ou funcional dos componentes ambientais, situação essa que pode ser qualificada, e muitas vezes quantificada, podendo ser favorável ou desfavorável ao ecossistema ou à sociedade humana.

Das diversas correntes filosóficas atuais, identificam-se três posturas fundamentais que abrangem todas elas e que direcionam suas formas de atuação frente as dificuldades pelo qual nossa civilização tem passado. São elas o exponencialismo, o compatibilismo e o ecologismo, expostas sucintamente a seguir.

O exponencialismo, que mantendo uma visão otimista do Século XIX, aposta na inesgotabilidade dos recursos naturais e na capacidade ilimitada dos ecossistemas de absorção dos excessos e principalmente dos rejeitos. Apesar da tentativa de incorporar um discurso pseudo-ecológico, é a atitude predominante atual, independente do tipo de economia ou regime de governo, principalmente nos países do Terceiro Mundo, onde os padrões de produção e de consumo são os do Primeiro Mundo. Alguns desses países ainda defendem a idéia, hoje anacrônica, de que antes é necessário combater a poluição da pobreza e, para eliminá-la, a poluição ambiental não só é inevitável como desejável. A atualidade mostra ser impossível o retorno às condições originais de um ecossistema afetado.

O compatibilismo pressupõe a conciliação entre os estilos de desenvolvimento convencional com a proteção de ecossistemas, visando sempre alcançar o equilíbrio permanente entre os dois objetivos: crescimento econômico e defesa do meio ambiente. Embora constitua um avanço em relação ao exponencialismo, tem limites claros, já que a compatibilização entre ambos objetivos se torna impossível porque, quando inconciliáveis, sempre se romperá em favor da economia.

O ecologismo, partindo de um paradigma filosófico e científico organicista, propõe um outro estilo de desenvolvimento, possível de realização plena apenas numa “nova sociedade” organizada a partir e em conjunto com as realidades da ecosfera, chamado de Desenvolvimento Sustentado. Com uma história recente, o ecologismo já ultrapassou

a incômoda situação inicial de um conjunto teórico incompleto de saber o que não quer mas não saber o que quer. Em outras palavras, era contra a atuação exponencialista, porém, não propunha alternativas.

Diante de um sistema de desenvolvimento exponencialista e predatório, o ecologismo optou por uma postura compatibilista, e na Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente de 1972, em Estocolmo, pleiteava a adoção do Estudo de Impacto Ambiental - EIA, e do Relatório de Impacto do Meio Ambiente - RIMA, recebendo o apoio da sociedade civil e de pessoas dentro dos governos, sensíveis às idéias e ideais ecológicos, o que já representava algum avanço.

A consciência ambientalista, assim como toda “nova idéia inovadora” que pretende mudar o mundo (algo semelhante à “seita da reengenharia” hoje), que em certo período chegou a gerar uma linha teórica que propunha a interrupção do crescimento industrial em escala global, como a tese defendida pelo Clube de Roma em seu plano “Crescimento Zero”, na década de 70, tende a se voltar cada vez mais para a compatibilização do desenvolvimento econômico com o equilíbrio ecológico, ou seja, uma linha mais compatibilista de raciocínio.

Analisando hoje as previsões apocalípticas do Clube de Roma, fica fácil entender que seus partidários se prenderam numa falsa alternativa: crescimento ou qualidade ambiental, sem perceberem que se tratavam de problemas muito diferentes.

No Brasil, após a década de 80, conhecida como “década perdida”, o modelo do Clube de Roma se mostra indesejável por instalar uma estagnação recessiva nos atuais anos 90. A experiência pela qual o país atravessa, mostra claramente, que a estagnação não leva à retomada do crescimento econômico nem à distribuição de rendas mais justa, e tampouco resolve a degradação ambiental.

Os recursos naturais existem para serem usados de forma inteligente. A sabedoria consiste em usá-los, ao invés de depredá-los, e nos limites impostos pela natureza, que estabelece condições de recuperação para sua reutilização, respeitado certos limites.

No Brasil, a necessidade de um estudo ambiental específico (o embrião do EIA) só foi introduzido, mesmo que de forma tímida, em 1980, através da Lei Federal 6.803 que dispõe sobre as diretrizes para o zoneamento industrial, apresentada através de emenda pela Sociedade Brasileira de Direito do Meio Ambiente.

Em 1981, a Lei 6.938, instituindo a Política Nacional do Meio Ambiente, explicita a obrigatoriedade do EIA/RIMA, deixando os critérios fundamentais para sua elaboração a serem definidos pelo CONAMA<sup>15</sup>, órgão federal brasileiro que cuida da legislação ambiental.

Em 1986 a Resolução CONAMA nº 01 estabelece as definições, responsabilidades, critérios básicos fundamentais e as diretrizes gerais para uso e implementação da Avaliação de Impacto Ambiental, listando dezessete atividades que dependem da aprovação do EIA/RIMA para serem licenciadas.

Outras Resoluções do CONAMA, ao longo do tempo, vem aprimorando a legislação sobre o assunto, tratando de temas específicos, tais como as Resoluções nºs 006/86, 011/86, 005/87, 006/87, entre outras.

Os impactos negativos ambientais podem ser causados por todos os meios e formas. A exploração de combustíveis fósseis, como o petróleo e o carvão, podem causar a contaminação do solo, das águas subterrâneas, rios, mares, como também do ar, através de sua queima. A construção de uma barragem de grande porte para uma usina hidroelétrica pode provocar gravíssimos impactos sobre grandes áreas agricultáveis e

---

<sup>15</sup> CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente.

conseqüentemente sobre a população existente, além da devastação da cobertura vegetal, alteração do relevo e assoreamento de rios ou lagos.

A vinculação da geração de energia elétrica com o meio ambiente é bastante estreita, provocando impacto justamente porque direta ou indiretamente utiliza recursos naturais. Afinal, a eletricidade só é obtida através da transformação de outro tipo de energia, sendo, portanto, considerada como energia secundária. Assim sendo, numa usina termoelétrica, a energia química do combustível é transformada em energia térmica através da combustão e vai se transformar em energia mecânica quando girar a turbina e o eixo do gerador, produzindo finalmente a energia elétrica. Da mesma forma, numa usina hidroelétrica a energia potencial da água represada será transformada em energia mecânica no eixo da turbina, finalizando com a produção da energia elétrica no gerador.

Mesmo as ditas “energias limpas”, das quais a solar e a eólica são exemplos comumente citados, necessitam de equipamentos que as convertam na forma de energia utilizável pela sociedade ou as adequem a usos finais específicos. Esses equipamentos são fabricados em indústrias que extraem as matérias-primas da natureza, e em processos nem sempre totalmente limpos ou isentos de impactos ambiental.

Naturalmente, a necessidade de adequação às leis regulamentares fez com que houvesse um desenvolvimento tecnológico que possibilita que outras alternativas sejam seguidas. Podem ser citadas, entre outras, a substituição de matérias-primas poluentes por outras que reduzem o grau de geração de rejeitos sólidos, líquidos e atmosféricos na atividade de produção, o controle mais adequado de processos industriais com uso de instrumentação apropriada e o reaproveitamento ou tratamento de resíduos do processo, possibilitando seu uso para outros fins, diminuindo o dano ambiental.

Portanto, já que os efeitos negativos causados por qualquer empreendimento para produção de energia elétrica em uma região, tanto ao meio ambiente físico e biótico como ao sócio-econômico, podem ser quantificados mas jamais poderão ser restaurados, é uma atitude justa repor esse montante na forma mais adequada e definida pelos membros das comunidades afetadas, que necessariamente, deverão levar em conta os efeitos positivos do empreendimento.

### **5.3. Legislação Ambiental Vigente**

#### **5.3.1. Síntese da Legislação**

A legislação ambiental [CETESB,<sup>8</sup> <sup>9</sup>] objetiva assegurar a todos o direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, por se tratar de bem comum necessário para a qualidade de vida.

Em se tratando de um assunto dinâmico, a legislação está em constante evolução e atualização, mesmo porque, dentro daquelas premissas compatibilistas, a meta é sempre o desenvolvimento econômico e social mantendo o meio ambiente equilibrado.

A Lei Federal 6.803, de 02.07.80, dispondo sobre as diretrizes básicas para o zoneamento industrial nas áreas críticas de poluição, foi a primeira a citar, em seu artigo 10, parágrafo 3, a necessidade de algum estudo especial de alternativas e de avaliações de impacto para a aprovação de zonas industriais, desde que comprovassem a confiabilidade da solução adotada para tratamento de rejeitos. Ironicamente, no seu artigo 2, ao definir a destinação dessas zonas, reconhece que os ditos métodos de controle e de tratamento não são confiáveis, porque restringe essas zonas para

estabelecimentos industriais, cujos resíduos possam causar perigo à saúde, ao bem estar e a segurança da população mesmo depois de tratados adequadamente.

A Política Nacional do Meio Ambiente, instituída através da Lei 6.938, de 31.08.81, que dispõe sobre suas finalidades e mecanismos de formulação e aplicação, criava a estrutura administrativa para o gerenciamento das ações de utilização dos recursos naturais e de proteção da qualidade ambiental.

A Resolução CONAMA nº 01, de 23.01.86, instituiu a necessidade dos relatórios EIA/RIMA como instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente para obtenção do licenciamento ambiental. Determina também, que a elaboração do EIA/RIMA seja feita por equipe independente direta ou indiretamente do proponente do projeto (art. 7). Ora, seria inocência pressupor que a contratação de uma empresa de consultoria não vincule essa equipe à ideologia do proponente, cujo objetivo maior é a aprovação do empreendimento, acabando com a independência que cita a Lei. Num dos maiores avanços, em termos de legislação, esta Resolução exige que se contemple todas as alternativas, tanto tecnológicas como de localização, e até mesmo a hipótese da não realização da obra (art. 5, item I)

A Resolução CONAMA nº 06, de 12.09.87, dirigida ao setor elétrico, regulamenta os documentos necessários para o licenciamento ambiental de qualquer obra para geração tanto hidráulica como térmica, e de distribuição de eletricidade. Os licenciamentos prévio, de instalação e de operação, a serem obtidos junto aos órgãos estaduais competentes, comprovam a exeqüibilidade às etapas de viabilidade, projeto básico e operação.

O licenciamento ambiental dos empreendimentos envolve a obtenção de três licenças: a Licença Prévia, para dar início à etapa de projeto básico; a Licença de Instalação, como

pré-requisito do início das obras; e, por fim, a Licença de Operação, para dar início à operação comercial, no caso de usinas termoelétricas e hidroelétricas.

No caso de usinas com potência igual ou superior a 10 MW, é exigida a elaboração do Estudo de Impacto Ambiental - EIA e do Relatório de Impacto Ambiental - RIMA. Por recomendação da legislação, os entendimentos da concessionária com o órgão licenciador devem iniciar-se com o requerimento da Licença Prévia no princípio da etapa de viabilidade. Está prevista, também, embora não seja mandatária, a realização de audiência pública ao final da etapa de viabilidade, com o objetivo de informar e complementar a análise do projeto visando a concessão ou não da Licença Prévia.

O processo de licenciamento ambiental, regulamentado pelas Resoluções 001/86 e 006/87, do CONAMA, se apoia na legislação sobre o assunto, tanto específica (Código de Águas, Código de Pesca, Lei de Proteção à Fauna, etc.), quanto genérica (Leis 6.938/81, 7.804/89, 8.028/90 e Decreto 99.274/90).

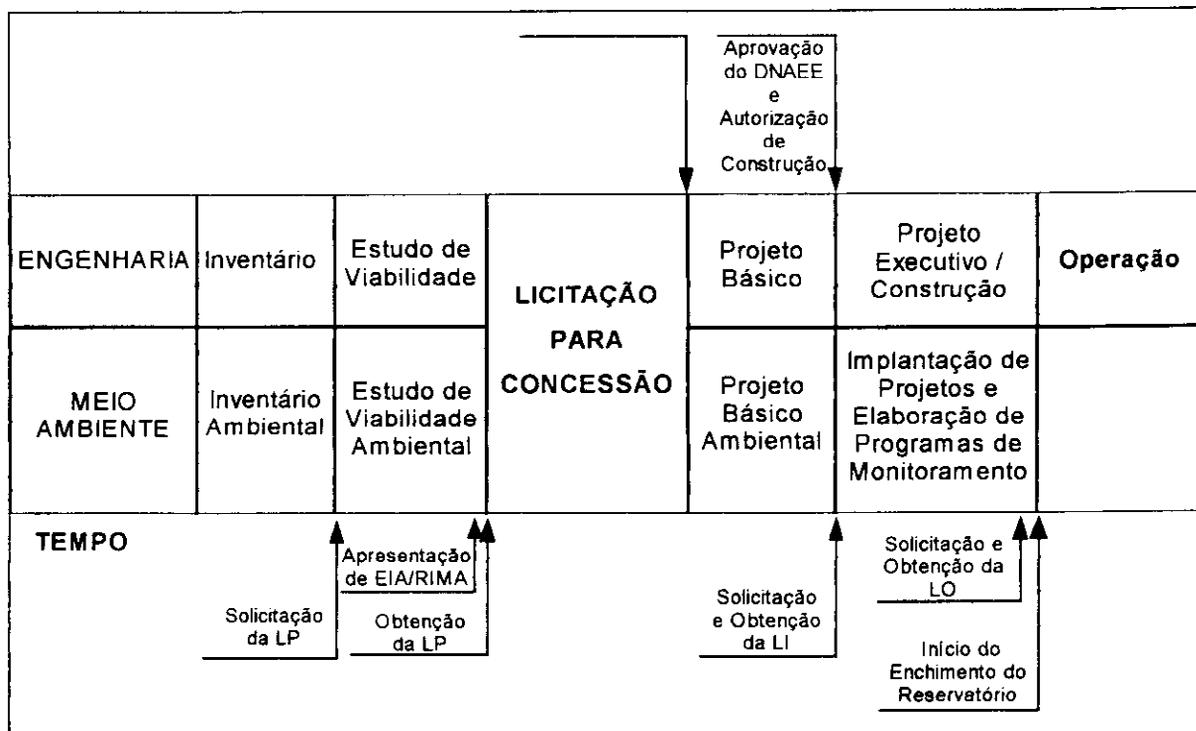
A Norma DNAEE nº 11 estabelece os procedimentos e os requisitos necessários à análise do Estudo de Viabilidade e dos Projetos para implantação de usinas termoelétricas para aprovação junto ao DNAEE.

De forma integrada, o CONAMA e o DNAEE regulamentam as exigências para as diversas fases do processo de licenciamento, conforme demonstrado na Figura 3 abaixo:

Merece destaque na legislação do estado de São Paulo, a **Resolução SMA nº 42, de 29/12/94**, que estabelece a criação do Relatório Ambiental Preliminar (RAP), o Plano de Trabalho e o Termo de Referência, instrumentos que antecedem a elaboração do EIA/RIMA.

A Secretaria do Meio Ambiente analisará o RAP, realizado a partir de um roteiro fornecido por ela, podendo com base nele, indeferir o pedido de licença por

impedimentos legais ou técnicos, ou exigir ou dispensar a apresentação do EIA.



**FIGURA 3 - PROCESSO DE LICENCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS**

Na exigência de EIA/RIMA, o proponente do projeto deve apresentar o Plano de Trabalho para sua elaboração, baseado sempre no RAP e nas restrições impostas pela Secretaria do Meio Ambiente. Da análise do Plano de Trabalho será definido o Termo de Referência, que é um roteiro básico do que deve conter o EIA, fixando prazos para sua realização.

### 5.3.2. Padrões de Emissão e Qualidade do Ar

O grau de comprometimento ambiental de uma dada fonte de poluição é avaliado através de normas técnicas, chamadas de padrões ambientais. Estes padrões,

normalmente formulados na legislação ambiental, variam de país para país e até mesmo entre cidades, mas são invariavelmente estabelecidos em função de considerações quanto à saúde da população e do equilíbrio do ecossistema.

A determinação dos níveis de concentração de poluentes e tempo de exposição que provocam danos aos seres vivos é muito difícil, e muitas vezes dependem de características específicas de plantas e animais expostos. Via de regra, as plantas são mais suscetíveis aos poluentes que os animais, particularmente o homem. Os limites máximos permissíveis para as emissões são determinados pelo CONAMA, sendo que os órgãos ambientalistas estaduais e municipais tem poderes para restringir estes valores.

Os padrões ambientais para a preservação atmosférica são classificados em Padrões de Qualidade do Ar e Padrões de Emissão. A aplicabilidade destes padrões, entretanto, está restrito a novas instalações de fontes emissoras, sendo que as fontes já existentes não precisam, em princípio, obedecer a esta lei <sup>16</sup>.

Os Padrões de Qualidade do Ar brasileiros [CETESB,<sup>9</sup>], mostrados na Tabela 17, que estabelece os limites legais para níveis de poluentes em função de um determinado período de tempo de medição, dados em  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ , diz respeito à concentração atmosférica dos principais poluentes aéreos e está subdividido em Padrões Primários e Secundários. Padrões Primários de Qualidade do Ar se referem às concentrações de poluentes que poderão afetar a saúde da população se forem ultrapassadas. Padrões Secundários de Qualidade de Ar são as concentrações de poluentes abaixo das quais se prevê o mínimo efeito adverso sobre o bem-estar da população e do meio ambiente em geral.

---

<sup>16</sup> Em São Paulo, a CETESB tem fiscalizado todas as indústrias, não apenas as novas, fazendo com que estas também obedeçam a legislação.

TABELA 17 - PADRÕES DE QUALIDADE DO AR

POLUENTE	TEMPO DE AMOSTRAGEM	PADRÃO ( $\mu\text{g}/\text{m}^3$ )		MÉTODO DE MEDIÇÃO
		PRIMÁRIO	SECUNDÁRIO	
PARTÍCULAS TOTAIS EM SUSPENSÃO	24 horas (1)	240	150	Amostrador de Grandes Volumes
	MGA (2)	80	60	
DIÓXIDO DE ENXOFRE	24 horas (1)	365	100	Pararonasilina
	MAA (3)	80	40	
MONÓXIDO DE CARBONO	1 hora (1)	40.000	40.000	Infravermelho Não Dispersivo
	8 horas (1)	10.000	10.000	
OZÔNIO	1 hora (1)	160	160	Quimioluminescência
PARTÍCULAS INALÁVEIS	24 horas (1)	150	150	Separação Inercial/ Filtração
	MAA (3)	50	50	
FUMAÇA	24 horas (1)	150	100	Refletância
	MAA (3)	60	40	
DIÓXIDO DE NITROGÊNIO	1 hora (1)	320	190	Quimioluminescência
	MAA (3)	100	100	

(1) Não deve ser excedido mais que uma vez ao ano

(2) MGA - Média Geométrica Anual

(3) MAA - Média Aritmética Anual

Fonte: CETESB [9] - Resolução CONAMA nº 03 de 28.7.90

Os Padrões de Emissão vigentes, que determinam a máxima quantidade permissível de poluentes que pode ser emitida por uma fonte estacionária de combustão, e geralmente dimensionada em  $\text{g}/10^6$  kcal, são estabelecidos através da Resolução CONAMA nº 08, e se limitou à definição dos padrões de emissão de material particulado e dióxido de enxofre decorrentes da queima de óleo combustível e carvão mineral, conforme demonstrado a seguir na Tabela 18. Os limites máximos de emissão de outros combustíveis foram deixados a critério dos órgãos ambientais estaduais.

**TABELA 18 - PADRÕES DE EMISSÃO DE EFLUENTES PARA FONTES DE COMBUSTÃO ESTACIONÁRIAS**

CLASSIFICAÇÃO DAS ÁREAS (1)		CLASSE I		CLASSES II / III			
COMBUSTÍVEL		Óleo/Carvão		Óleo		Carvão	
POTÊNCIA NOMINAL	MW	< 70	> 70	< 70	> 70	< 70	> 70
DIÓXIDO DE ENXOFRE (2)	g/10 <sup>6</sup> kcal	2.000	NÃO É PERMITIDO	5.000	2.000	5.000	2000
PARTÍCULAS TOTAIS (2)	g/10 <sup>6</sup> kcal	120	A INSTALAÇÃO	350	120	1.500	800
DENSIDADE COLORIMÉTRICA	%	20	DE NOVAS			20	(3)
OUTRAS RESTRIÇÕES		3.000 t/ano (4)	FONTES				

(1) Áreas Classe I: Preservação, Lazer, Turismo,

- "Atmosfericamente preservadas": proibida a instalação de novas fontes.

- "Atmosfericamente conservadas": valem as restrições da Tabela.

Áreas Classe II.: Nível de deterioração da qualidade do ar limitada pelo padrão secundário de qualidade.

Áreas Classe III: Níveis de deterioração da qualidade do ar limitado pelo padrão primário de qualidade.

(2) g/10<sup>6</sup> kcal: referido a potência fornecida à unidade, base Poder Calorífico Superior.

(3) Método Ringelmann nº 01.

(4) Limite de consumo de óleo combustível por fonte fixa.

Fonte: CETESB [9] - Resolução CONAMA nº 008 de 06.12.90

A legislação ambiental, em vigor no país, costuma ser qualificada como muito restritiva quando analisada à luz das condições ambientais.

Quanto a esta questão, é importante salientar dois pontos:

- a) não há homogeneidade nas condições ambientais do país. Particularmente no Estado de São Paulo, existem regiões fortemente industrializadas e que passaram por severos processos de agressão ambiental, equiparáveis às regiões industriais mais problemáticas, em termos ambientais, de países desenvolvidos.
- b) os padrões ambientais admitidos pela legislação brasileira ainda são mais "flexíveis" que os padrões vigentes em países como Holanda, Suíça, Estados Unidos e Comunidade Comum Européia.

Na Tabela 19 foram colocados os padrões de emissão brasileiro comparativamente aos

padrões de emissão praticados na Europa e nos Estados Unidos da América. Os valores apresentados entre colchetes são os constantes nas respectivas legislações, sendo os demais valores decorrentes da conversão de unidades. Os padrões são aplicáveis às novas fontes, estando em vigor no Brasil desde 06.12.90, nos Estados Unidos da América desde 17.08.71, exceto para material particulado em vigor desde 18.09.78, e na União Européia em vigor a partir de 01.07.87.

**TABELA 19 - PADRÕES DE EMISSÃO PARA FONTES ESTACIONÁRIAS - ESTUDO COMPARATIVO ENTRE LEGISLAÇÕES**

SUBSTÂNCIAS E PAÍSES	UNIDADES				POTÊNCIA NOMINAL MW
	g/10 <sup>6</sup> kcal (2)	ng/J (2)	mg/Nm <sup>3</sup> 3% O <sub>2</sub> (3)	mg/Nm <sup>3</sup> 1% O <sub>2</sub> (4)	
<b>MATERIAL PARTICULADO</b>					
BRASIL	[120]	29	107	118	> 70
	[350]	84	312	343	< 70
ESTADOS UNIDOS	54	[13]	48	53	> 73
	180	[43]	160	176	< 73
UNIÃO EUROPÉIA	56	13	[50]	55	> 50
<b>ÓXIDO DE ENXOFRE (como SO<sub>2</sub>)</b>					
BRASIL	[2000]	478	1702	1960	> 70
	[5000]	1194	4455	4901	< 70
ESTADOS UNIDOS	1424	[340]	1269	1396	> 73
UNIÃO EUROPÉIA	449	107	[400]	440	P > 500
	449 - 1908	107 - 456	[440 - 1700]	440 - 1870	300 < P < 500
	1908	456	[1700]	1870	50 < P < 300
<b>ÓXIDOS DE NITROGÊNIO (como NO<sub>2</sub>)</b>					
BRASIL	—	—	—	—	—
ESTADOS UNIDOS	544	[130]	405	533	> 73
UNIÃO EUROPÉIA	505	121	[450]	495	> 50

Nota: Os valores entre [ ] referem-se aos valores constantes na legislação vigente no país.

(1) Na conversão de unidades foi adotado: PCS comb = 9800 kcal/kg, volume total de gases secos iguais a 10 e 11 Nm<sup>3</sup>/kg comb., para 1% e 3% de Oxigênio nos gases, respectivamente

(2) g/10<sup>6</sup> kcal e ng/J: referidos a potência fornecida à unidade, base PCS

(3) mg/Nm<sup>3</sup>: 0°C, 760 mmHg, gás seco com 3% de O<sub>2</sub> em volume.

(4) mg/Nm<sup>3</sup>: 0°C, 760 mmHg, gás seco com 1% de O<sub>2</sub> em volume.

Fonte: VERGNHANINI [41]

## 6. ANÁLISE DA EXERGIA

### 6.1. Considerações Gerais

A Termodinâmica estuda as leis que determinam a conversão de um fluxo de energia em diferentes processos físico-químicos. É o estudo da matéria sob o enfoque de seu comportamento elétrico, mecânico, térmico, químico e dos métodos pelos quais se pode manipular ou explorar esta matéria para dela retirar algum benefício. A estrutura teórica da termodinâmica tem fundamento nas leis naturais derivadas das observações, conforme NEGRI <sup>[27]</sup>.

Conceitualmente, um sistema termodinâmico é definido como uma quantidade fixa e identificável de matéria. A superfície que envolve o sistema é conhecida como fronteira, podendo ser móvel ou fixa, contínua ou descontínua, adiabática ou dietérmica.

O volume de controle é o volume específico que interessa para a análise ou estudo, e a superfície que envolve o volume de controle é chamado de superfície de controle e tem características permeáveis.

O estado é a condição do sistema num determinado instante, sendo caracterizado por uma coleção de quantidades observáveis macroscopicamente, chamadas de propriedades. As propriedades podem ser intensivas, independentes da massa (pressão, temperatura, volume específico), ou extensivas, dependentes da matéria (massa, volume). Além disso, as propriedades podem ser interdependentes entre si, como por exemplo, massa-volume ou temperatura-pressão na zona de saturação, ou totalmente

independentes, quando a variação de uma não afeta em nada a outra. As propriedades descrevem um estado e tem significado para todo o sistema.

O trabalho é usualmente definido como uma força  $F$  agindo através de um deslocamento  $x$  na mesma direção. Por definição, um sistema realiza trabalho apenas se o único efeito sobre o meio (vizinhança) puder ser o levantamento de um peso. O trabalho realizado por um sistema é considerado positivo e o trabalho realizado sobre um sistema é considerado negativo.

O calor é definido como sendo a forma de energia transferida através da fronteira de um sistema numa dada temperatura a um outro sistema (ou meio) numa temperatura inferior, em virtude da diferença de temperatura entre ambos sistemas. O calor, como o trabalho, são fenômenos transitórios que atravessam a fronteira. O calor transferido para um sistema é considerado positivo, e se for proveniente de um sistema é considerado negativo.

A Primeira Lei da Termodinâmica estabelece que durante qualquer ciclo percorrido por um sistema, a transformação entre as energias térmica e mecânica nesse sistema deve ser realizado em quantidades estritamente equivalentes, ou seja, a quantidade de calor que é cedido será igual à quantidade de trabalho realizado nesse ciclo [BASKÁKOV,<sup>2</sup>], sendo essa troca entre calor e trabalho realizado em sentidos opostos.

Muito embora a Primeira Lei, conhecida também como Lei da Conservação da Energia, estabeleça a igualdade entre as integrais cíclicas de calor e de trabalho, não determina nem restringe a direção dos fluxos de calor e de trabalho [VAN WYLEN,<sup>40</sup>].

A direção é definida através do enunciado da Segunda Lei da Termodinâmica, que determina que os processos ocorrem num dado sentido, não podendo ocorrer o oposto. É evidente que um ciclo ocorrerá somente se ambas Primeira e Segunda Leis forem

satisfeitas.

O exemplo clássico que comprova a validade da Segunda Lei é a constatação óbvia de que um carro gasta combustível para poder subir uma serra, no entanto, ao descer essa mesma serra, não se recuperará o combustível anteriormente gasto, muito embora esteja fazendo o sentido inverso.

Assim como a acima descrita, inúmeras outras experiências presentes no cotidiano ilustram a Segunda Lei que, curiosamente, foi formulada antes da Primeira Lei, uma vez que Sadi Carnot em 1824 estabelecia as bases da Segunda Lei, definindo as limitações de conversão de calor em trabalho, demonstrando que essas limitações dependem da temperatura em que esse calor é usado, e o enunciado da Primeira Lei ocorreu em 1840, quando James Joule provava com experimentos em laboratório a conservação da energia.

Todas as máquinas térmicas, sem exceção, para realizarem um ciclo devem ter a fonte quente, de onde se retira o calor, o fluido de trabalho, que efetua o processo cíclico, e a fonte fria, que recebe o calor.

As usinas termoelétricas, independentemente da tecnologia e combustível usados, são máquinas térmicas e utilizam como fonte quente os produtos da reação química que ocorre durante a queima do combustível. Como fonte fria é utilizado o meio ambiente, e o fluido de trabalho empregado são os gases ou os vapores [BASKÁKOV,<sup>2</sup>].

Calor e trabalho são duas formas de energia transitórias. A razão entre o trabalho produzido e a quantidade de calor fornecido pela fonte quente numa máquina térmica durante o ciclo é chamada de rendimento térmico ou rendimento termodinâmico, e é dada pela equação:

$$\eta = \frac{q_1 - q_2}{q_1}$$

Uma vez que o ciclo somente ocorre se houver diferença de temperatura entre dois corpos, então o calor  $q$  pode ser substituído por temperatura  $T$  na fórmula anterior, para o ciclo ideal de Carnot, sendo reescrita:

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

O rendimento térmico determina o grau de aperfeiçoamento de um ciclo realizado por uma máquina térmica, demonstrando quão próximo este está do ciclo ideal, ou ciclo de Carnot, que por sua vez depende somente das temperaturas absolutas das fontes quente e fria.

Em ciclos reais, o rendimento pode ser aumentado quanto maior for a temperatura fornecida pela fonte quente ou quanto menor for a temperatura da fonte fria. Os fatores de composição estrutural dos materiais de construção dos equipamentos é a limitação da máxima temperatura, e a temperatura mínima está limitada à temperatura do meio ambiente circundante.

## 6.2. Conceito de Exergia

A Termodinâmica clássica e seus conceitos de energia, transferência de energia através do calor e de trabalho, balanços energéticos e entrópicos, cálculos de entropia, além das fórmulas matemáticas para cálculos de propriedades termodinâmicas em equilíbrio, fornecem ferramentas possíveis para se efetuar análises de eficiência e rendimento em processos e sistemas térmicos, como é o caso de uma usina termoelétrica.

O desempenho de uma usina termoelétrica moderna pode ser melhorado de diversas formas, por exemplo, com o monitoramento através de tecnologias avançadas,

manutenções preventivas e diagnósticos de falhas, entre outras. O desempenho, entretanto, é diretamente dependente de uma série de parâmetros operacionais, muitos deles referentes aos do processo de queima do combustível.

A análise de rendimento térmico apenas sob enfoque da Primeira Lei da Termodinâmica não é abrangente e pode levar a conclusões que permitem interpretações errôneas, já que se pode obter, em determinados equipamentos como a caldeira, por exemplo, eficiências da ordem de 90%. Ocorre, no entanto, que a análise baseada na Primeira Lei considera apenas as perdas externas da caldeira, como as perdas na exaustão, as perdas referentes a hidrocarbonetos não queimados, ao monóxido de carbono produzido e ao calor de radiação. Isto pode ser assim enumerado:

- a) A Primeira Lei não identifica nenhuma perda num reator químico adiabático, como por exemplo, um gaseificador;
- b) Pela Primeira Lei não é possível observar que uma parte da entalpia de um fluxo ou da taxa de transferência de calor é termodinamicamente impossível de ser aproveitada;
- c) A Primeira Lei não detecta nenhuma degradação de energia num trocador de calor adiabático, e
- d) A análise pela Primeira Lei identifica o condensador de uma usina termoelétrica como sendo o componente responsável pela baixa eficiência global do processo. O método de análise fundamentada na Segunda Lei pode mostrar que a caldeira é o principal responsável pelas baixas eficiências de um ciclo de potência.

As perdas internas causadas pelas irreversibilidades do processo de combustão, transferência de calor e queda de pressão podem ser calculadas através da Segunda Lei, que, então, complementa e acrescenta o sentido (direção) dos fluxos de calor e trabalho.

Para este propósito, o conceito de exergia é extremamente útil. Define-se a exergia como o máximo trabalho útil possível de um fluxo de energia sob condições impostas pelo meio ambiente circundante. A exergia de um fluxo de energia, segundo TSATSARONIS <sup>[39]</sup>, depende do estado do fluxo que está sendo considerado e do estado do meio ambiente presente.

Ou ainda, a exergia é a quantidade de trabalho obtida de uma massa trazida até um estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns do meio ambiente, através de processos reversíveis, envolvendo interações apenas com o meio ambiente [SZARGUT, <sup>37</sup>].

Para evitar dúvidas com o método de análise baseado no balanço energético, é oportuno definir a diferença entre energia e exergia. A energia é conservada em qualquer sistema ou processo. A energia entra no processo com o combustível, eletricidade, fluxo de matéria-prima, etc., e pode ser calculada através da obtenção de produtos e subprodutos. A energia não pode ser destruída, ao contrário da exergia que pode ser destruída ou perdida [MORAN, <sup>24</sup>].

A definição de exergia, portanto, incorpora tanto os conceitos da Primeira Lei como os da Segunda Lei da Termodinâmica, apesar que, em sistemas reais, a exergia nunca é conservada.

A análise de um processo ou sistema através do emprego simultâneo da primeira e da Segunda Leis está, então, baseada no conceito da exergia, ou eficiência, ou energia útil ou ainda disponibilidade, todos sinônimos do que é comumente chamado de energia. É, portanto, a exergia e não a energia que é possível valorizar e é por esta "mercadoria" pelo qual normalmente se paga com o nome de energia [MORAN, <sup>24</sup>].

O ciclo de Carnot, como se sabe, é o ciclo onde poderá haver o máximo rendimento

térmico porque depende somente da diferença entre as temperaturas da fonte fria e da fonte quente.

As análises térmica e de exergia permitem avaliar os rendimentos dos processos que ocorrem num processo ou sistema térmico a partir de diferentes enfoques. O rendimento térmico, assim como vinculado a este o método de balanço térmico, permitem acompanhar os fluxos de calor e calcular qual a quantidade de calor se transforma em trabalho e quanto deste calor foi subutilizado (não utilizado). O potencial deste calor não utilizado, ou seja, sua capacidade de realizar mais algum trabalho, não é examinado pelo método de balanço térmico.

O método exergético, no entanto, permite analisar o aspecto qualitativo do processo em que o calor se transforma em trabalho, descobrir as causas e calcular as perdas de capacidade de trabalho do calor ou vapor e, por isso, propor métodos para correção ou eliminação dessas perdas, o que vai permitir aumentar o rendimento exergético e a eficiência de trabalho do processo.

Muito embora o setor de geração termoelétrica tenha recebido especial atenção na aplicação das técnicas de análise baseada na Segunda Lei, é importante utilizar tanto o método de análise de exergia como o de balanço térmico, conforme já proposto anteriormente por TSATSARONIS<sup>[39]</sup>.

### **6.3. Cálculo de Exergia e Exergia Destruída<sup>17</sup>**

Considerando-se o volume de controle mostrado na Figura 4, pode-se escrever os balanços de energia e entropia, para condições de regime permanente, desprezando-se

---

<sup>17</sup> A elaboração desse item está baseada principalmente em PERAL CESPEDES<sup>[32]</sup>.

os termos de energias cinética e potencial:

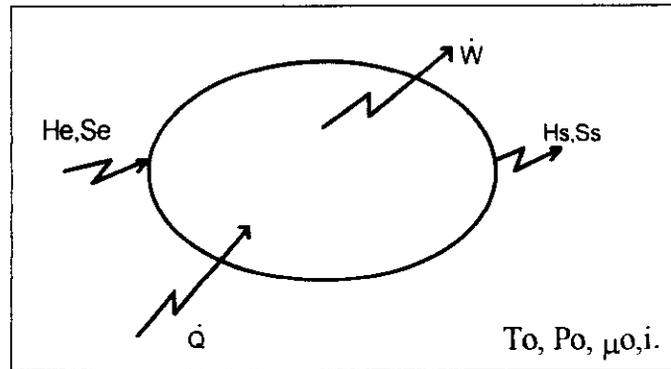


FIGURA 4 - VOLUME DE CONTROLE

Balço de Entalpia:

$$Q - W = H_s - H_e \quad (1)$$

Balço de Entropia:

$$\frac{Q}{T} + \sigma = S_s - S_e \quad (2)$$

Multiplicando-se a Equação 2 por  $(-T_o)$  e somando-a à Equação 1 tem-se:

$$H_s - H_e - T_o(S_s - S_e) = Q\left(1 - \frac{T_o}{T}\right) - W - T_o\sigma \quad (3)$$

A Equação 3 é o balanço de exergia válido para o volume de controle considerado. Ele é formado pelos seguintes termos:

**(variação de exergia entre os fluxos de entrada e saída) = (exergia associada ao calor trocado) + (exergia pura = trabalho realizado) - (exergia destruída)**

A variação de exergia entre os fluxos de entrada e saída do volume de controle, caracteriza o máximo trabalho que poderia ser obtido entre os estados de entrada e saída, ou seja, o trabalho reversível. Esta capacidade de realizar trabalho é igual à

somatória composta pelas seguintes parcelas:

- trabalho que seria obtido de um motor térmico reversível operando entre os níveis de temperatura  $T$  e  $T_0$ , consumindo  $Q$  e rejeitando calor para o meio ambiente a  $T_0$  (este trabalho é a exergia associada ao calor trocado);
- trabalho efetivamente realizado (exergia pura);
- trabalho disponível destruído devido à existência de processos irreversíveis (exergia destruída =  $T_0\sigma$ ).

A Equação 3, o balanço de exergia, pode ser considerada como a lei da degradação da energia, uma vez que permite a quantificação da redução da capacidade de realização de trabalho, devido à ocorrência de processos irreversíveis durante o desenvolvimento de processos de conversão de energia.

Constata-se assim que a capacidade de realização de trabalho (exergia) não se conserva, sendo sempre reduzida toda vez que houver algum processo irreversível (expansão não resistida, perda de carga, mistura, troca de calor com  $\Delta T$  finito, reação química) ocorrendo no volume de controle analisado.

A exergia molar ( $\bar{e}x$ ) de uma corrente é dada por:

$$\bar{e}x = \bar{e}x_{ph} + \bar{e}x_{ch} \quad (4)$$

onde o primeiro termo do lado direito da Equação 4 corresponde à exergia física,  $\bar{e}x_{ph}$ , ou, o trabalho que pode ser obtido quando o estado final de equilíbrio com o meio, chamado de estado de referência restrito, é caracterizado apenas com os requisitos de equilíbrio térmico e mecânico com o meio, e o segundo termo à exergia química,  $\bar{e}x_{ch}$ , definido como o trabalho que pode ser realizado quando a corrente evolui do estado de referência restrito até o estado onde há equilíbrio mecânico, térmico e químico com o

meio, chamado de estado morto, ou seja:

$$\bar{e}x_{ph} = \bar{h} - \bar{h}^* - T_0(\bar{s} - \bar{s}^*) \quad (5)$$

$$\bar{e}x_{ch} = \bar{h} - T_0 s^* - \sum \mu_{0,i} x_i \quad (6)$$

Para um sistema, a exergia total é dada por:

$$Ex^s = E - T_0 S + p_0 V - \sum \mu_{0,i} N_i \quad (7)$$

Para o cálculo da exergia física do fluxo de um gás perfeito, a Equação é:

$$ex_{ph} = c_p \left( T_1 - T_0 - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right) + R T_0 \ln \frac{p_1}{p_0} \quad (8)$$

Pode-se concluir que a exergia, ou seja, o trabalho máximo que pode ser obtido de um fluido de trabalho, como regra, não é igual à variação da entalpia disponível ( $h_1 - h_0$ ). Em alguns casos, a exergia é maior que a variação da entalpia disponível porque o fluido de trabalho retira calor do meio ambiente. Em outros casos (quando  $s_0 < s_1$ ) e exergia será menor que  $h_1 - h_0$ .

A exergia depende tanto dos parâmetros do fluido de trabalho  $h_1, s_1$  como dos parâmetros do meio ambiente  $p_0, T_0$ , que determinam os valores dos parâmetros do fluido de trabalho  $h_0, s_0$ .

A exergia associada com a transferência de trabalho num dado sistema deverá ser igual ao trabalho transferido a/por este sistema:

$$E_w = W$$

A exergia associada com a transferência de calor é dada por:

$$E_Q = Q \left( 1 - \frac{T_0}{T} \right) \quad (9)$$

A exergia é composta por quatro parâmetros:

$$E_T = E_K + E_P + E_{PH} + E_{CH} \quad (10)$$

onde:  $E_T$  = exergia total

$E_K$  = exergia cinética

$E_P$  = exergia potencial

$E_{PH}$  = exergia física

$E_{CH}$  = exergia química

As exergias cinética e potencial são iguais às energias cinética e potencial. A exergia física é a soma da exergia mecânica e exergia térmica, correspondendo, portanto, à máxima quantidade de trabalho obtida do sistema até que haja equilíbrio térmico e mecânico com o meio caracterizado por  $p_0$  e  $T_0$ . Este estado é chamado de Estado de Referência Restrito. A exergia química está associada ao máximo trabalho necessário para que ocorra o equilíbrio químico completo entre as substâncias liberadas pelo processo com as substâncias que se encontram no meio ambiente. Este trabalho pode ser obtido através de um processo reversível que leva o sistema do estado de referência restrito, até o estado de referência onde o equilíbrio é completo. Este estado é chamado de Estado Morto <sup>18</sup>.

Através da análise exérgica de uma unidade de potência, é possível caracterizar como a exergia disponível combustível é utilizada e destruída durante os processos de conversão de energia. A exergia disponível é devida à queima de um combustível, empregado como insumo energético. O cálculo do rendimento exérgico, é feito através da definição geral de rendimento:

$$\eta_{ex} = \frac{\text{efeito útil}}{\text{insumo consumido}} \quad (11)$$

---

<sup>18</sup> Prof. Dr. Silvio de Oliveira Junior, Notas de Aula, PMC 860, EPUSP, 3º Sem./94

## 7. ANÁLISE TERMOECONÔMICA

### 7.1. Conceituação

A expressão "termoeconomia" foi criada inicialmente, segundo informa TSATSARONIS <sup>[39]</sup>, para indicar uma adequada combinação da análise exergetica e econômica. A característica principal desta análise estava na distribuição dos custos para o conteúdo exergetico, e não o energético, de um fluxo de energia. Entretanto, a expressão "análise termoeconômica" também foi utilizada para dar nome à análise termodinâmica através da Primeira Lei e a uma análise econômica, realizada separadamente da análise termodinâmica, sem considerar a exergia e os custos exergeticos. Naturalmente, uma análise etimológica levará à conclusão de que o primeiro radical - "termo" - constituinte da palavra termoeconomia, está implícita na sua origem a derivação da palavra grega que exprime "calor". Assim, termoeconomia pode ser entendida literalmente como a combinação da análise de calor e de economia, levando a acrescentar, ainda que implicitamente, a análise e o custo exergeticos.

Para maior precisão conceitual, em 1983, TSATSARONIS <sup>[39]</sup> criou a expressão "exergoeconomia" a fim de caracterizar a combinação da análise de exergia e da análise econômica usando o custo exergetico. Por isso, o termo exergoeconomia é uma parte significativa da termoeconomia, muito embora o próprio autor da expressão admita que ambas expressões sejam utilizadas comumente como sinônimos.

Os principais objetivos de uma análise termoeconômica são:

- a) identificar o ponto, magnitude e fonte das reais perdas termodinâmicas num sistema de energia (exergia destruída e exergia perdida);
- b) calcular o custo associado com a perda e a destruição de exergia;
- c) avaliar o custo de produção de cada produto dentro de um sistema de energia com produção de múltiplos produtos;
- d) facilitar a viabilização e estudos de otimização durante a fase de projeto de um sistema energético, bem como o estudo de melhoria de sistemas já existentes;
- e) comparar alternativas tecnológicas.

O conhecimento desses custos facilita a análise do sistema como um todo por mostrar como determinado equipamento ou um conjunto de equipamentos do sistema está tendo maior custo financeiro em relação a sua eficiência.

Atualmente, os valores da análise de exergia e de termoeconomia, para valorização de sistemas de energia, estão reconhecidos e cada vez mais sendo utilizados. É importante frisar que a realização deste tipo de análise não substitui mas complementa uma análise energética ou uma análise econômica convencional.

## **7.2. Avaliação Termoeconômica**

Numa análise econômica convencional, o balanço de custos dos produtos expressa a associação dos custos dos insumos e dos equipamentos necessários para sua obtenção. Neste tipo de análise econômica é normalmente avaliado o sistema geral, assim:

$$C_p = C_i + CC \quad (12)$$

Na equação acima, o custo do capital (CC) é fixo, porque independe da quantidade de

produto fabricado e da eficiência do sistema.

O custo médio unitário do produto ( $C_i$ ) será dado por:

$$C_i = \frac{C_p}{N_i} \quad (13)$$

A análise econômica com base na exergia vai além da análise convencional ao levar em conta, também o rendimento exergético dos componentes do sistema.

Exergia é um conceito termodinâmico e não um conceito econômico, e como tal deve ser encarada. Mas a exergia pode, no entanto, ser aplicada para melhor entendimento de uma análise termoeconômica, porque a eficiência exergética é um índice genérico de perfeição de um processo e pode servir como critério geral na avaliação da capacidade de uma instalação termoelétrica, mesmo porque só pode ser comercializado a parte “utilizável” da energia, como bem expõe TSATSARONIS <sup>[39]</sup>.

Numa usina termoelétrica onde há apenas um produto, a energia elétrica, uma análise termoeconômica considerará os rendimentos exergéticos tanto da caldeira ( $h_{ex\ cald}$ ) como da turbina ( $h_{ex\ turb}$ ), além dos valores de custo do vapor de alta pressão ( $c_{va}$ ) e do vapor de baixa pressão ( $c_{vb}$ ). As Equações a seguir, mostram o balanço de custos, sendo válidas, entretanto, apenas quando não se considera o valor da água de reposição, dos gases de escape e ar de combustão.

Para a caldeira, o balanço de custos será:

$$c_{va} = \frac{c_{comb}}{\eta_{ex\ cald}} + \frac{CC_{cald}}{Ex_{va}} \quad (14)$$

sendo o rendimento h dado por:

$$\eta_{ex\ cald} = \frac{Ex_{va}}{Ex_{comb}}$$

e para a turbina:

$$c_{ex} \eta_{ex_{turb}} + \left[ \frac{Ex_{vb}}{Ex_{va}} \right] (c_{vb} - c_{ex}) = c_{va} + \frac{CC_{turb}}{Ex_{va}} \quad (15)$$

sendo o rendimento h dado por:

$$\eta_{ex_{turb}} = \frac{W_c + Ex_{vb}}{Ex_{va}}$$

Os custos envolvidos dos equipamentos, ou seja, os custos de amortização e de operação e manutenção, além dos custos exergéticos unitários do combustível e os fluxos de exergia são todos conhecidos.

A aplicação da análise termoeconômica, com base nos conceitos da exergia, pode ser realizada em um grande número de situações e condições que permitem a otimização do processo em análise, bem como a análise individualizada das diversas partes que compõem esse processo.

É possível a aplicação da exergia como base para o cálculo do custo ecológico e do impacto ambiental, principalmente de reservas fósseis não renováveis. De fato, como a exergia é calculada em relação ao estado de equilíbrio de qualquer fluxo de energia com o meio ambiente, é fácil concluir que qualquer fluxo que possua temperatura acima da ambiental, ainda conterà alguma exergia passível de utilização. A quantificação dessa “exergia restante” não só é possível como se torna importante vetor para a utilização mais racional das reservas energéticas fósseis não renováveis.

## **8. ANÁLISE EXERGÉTICA E TERMOECONÔMICA DE CONFIGURAÇÕES DE USINAS TERMOELÉTRICAS**

### **8.1. Considerações Gerais**

A pouca tradição no desenvolvimento e na implantação de empreendimentos termoeletricos no Brasil traz, como dificuldade inerente, a obtenção de dados e de custos de investimentos devido à diversidade de configuração, origem, formatação e base técnico-econômica existentes. A exceção é encontrada no sul do país, que com um parque gerador a carvão nacional de 1.040 MW instalados, já possui capacitação e um conjunto de informações técnico-econômicas disponível de alto nível. As diversidades tendem a ser maiores quando se observa que uma mesma tecnologia pode apresentar diferentes modularizações e configurações de equipamentos.

Com efeito, uma configuração de geração elétrica com potência de 700 MW em Ciclo Rankine, por exemplo, pode ser encontrado em um único módulo, ou em dois módulos de 350 MW. Da mesma forma, em configurações de geração em Ciclo Combinado (Brayton/Rankine) são possíveis várias combinações de turbinas a gás e a vapor, caldeira de recuperação com ou sem queima adicional, gerador elétrico acoplado ou não sobre o mesmo eixo, etc., que também terão sua influência no custo de investimento inicial da usina.

Se, como afirmado acima, há dificuldades para obtenção de dados referentes a unidades de potência termoeletricas, a dificuldade é ainda maior quando os dados desejados são referentes a unidades de cogeração de energia elétrica e de calor. Neste capítulo serão desenvolvidas as análises de exergia e termoeconomia propriamente ditas, para as

configurações de tecnologias e módulos que serão considerados nesta avaliação e apresentados na Tabela 20. A escolha das configurações foi realizada a partir de módulos usuais e padronizados, contemplando também, nos custos, o aproveitamento dos gases e vapores, na utilização de processos de cogeração.

**TABELA 20 - RESUMO DAS CONFIGURAÇÕES DE GERAÇÃO ANALISADAS**

MÓDULO	POTÊNCIA (MW)	TECNOLOGIA DE GERAÇÃO	COMBUSTÍVEL UTILIZADO
1	85	Ciclo Brayton Simples	Gás Natural
2	168	Ciclo Brayton Simples	Gás Natural
3	442	Ciclo Combinado Brayton/Rankine	Gás Natural
4	400	Ciclo Rankine	Carvão da Colômbia
5	500	Ciclo Rankine	Carvão de Candiota
6	400	Ciclo Rankine	Óleo Combustível Ultraviscoso
7	13	Ciclo Diesel	Óleo Combustível Leve

A apresentação das análises aqui desenvolvidas seguirá a seguinte estrutura: cada configuração será iniciada com uma descrição do ciclo termodinâmico ao qual está ligada o módulo de geração em questão, seguindo o roteiro de cálculo utilizado para os balanços de exergia e termoeconomia, finalizando com a apresentação dos cálculos e análise do módulo de geração, divididos por potência e combustível utilizados.

Cada módulo será analisado em três condições de operação, a saber: com o fator de capacidade máximo, com operação em meia carga (50 %) da potência nominal, e operando com apenas 25 % da carga de nominal. Visto que as curvas de rendimento, tanto das configurações com turbina a gás como as com turbina a vapor, não serem lineares, optou-se pela utilização dos dados demonstrados em EPRI<sup>[15]</sup>.

Da mesma forma, os cálculos econômicos dos fluxos termodinâmicos que percorrem

estes ciclos serão efetuados para as três condições acima citadas, sempre com enfoque para o aproveitamento do vapor ou dos gases de escape para a cogeração.

As simplificações adotadas para o desenvolvimento dos cálculos estão explicitadas em cada configuração quando da apresentação do roteiro de cálculo a ser desenvolvido.

Os preços considerados para os combustíveis líquidos derivados do petróleo, ou seja, o óleo combustível leve tipo 1B e o óleo combustível ultraviscoso tipo 9A, foram os constantes na Portaria nº. 145, de 03.07.97, estabelecidos pelo Ministério de Estado da Fazenda.

Com referência ao carvão de Candiota, o preço utilizado é o estabelecido pela ELETROBRÁS, para esse combustível. Para o carvão da Colômbia, o preço foi o que consta no relatório da PROMON <sup>[33]</sup>.

O preço considerado para o gás natural e utilizado nos cálculos, foi um valor de referência extra-oficial. Isso se deve ao fato de que o preço oficial ainda está em fase de negociação entre a COMGÁS e a PETROBRÁS.

Para a realização dos cálculos, foi utilizado o programa computacional “EES - Engineering Equation Solver”, licenciado ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, e cujas planilhas com as equações e os resultados obtidos para cada configuração, se encontram no Anexo E.

Muito embora todos os cálculos tenham sido executados a partir de suas potências nominais, vale ressaltar que todas as turbinas oferecidas comercialmente tem seus parâmetros operacionais determinados para uma condição padronizada na Norma ISO, hoje aceita universalmente.

A correção do desempenho da turbina a gás para a temperatura ambiente do local de operação é a mais importante, e normalmente os fabricantes tem ábacos ou gráficos

próprios para sua determinação. Entretanto, para efeito de planejamento, pode-se usar as seguintes considerações aproximadas para todas as turbinas :

- a) Há uma diminuição de 1 % da eficiência (ou um aumento de 1 % do “heat rate”) para cada 4,5 °C de aumento de temperatura acima do padrão da norma ISO 15 °C;
- b) Há uma queda de 1 % da potência fornecida para cada 1,4 °C de aumento de temperatura acima do padrão da norma ISO 15 °C.
- c) Há uma queda de 1 % da potência para cada 80 m de altitude acima do nível do mar. Acarreta uma redução da potência mas não afeta a eficiência.
- d) A umidade do ar tem um pequeno efeito no desempenho das turbinas e em situações onde as condições ambientes não se afastam drasticamente das condições da norma ISO pode ser desprezada.

Além das alterações do desempenho das turbinas em relação aos parâmetros nominais devidas às condições ambientais, outras reduções de desempenho devem ser previstas para os sistemas de produção, devido a necessidade de instalação de acessórios, geralmente não considerados para a determinação das condições nominais. Os principais são :

- a) Filtro de ar, silenciador e chaminé. Valores típicos de perdas de pressão são de 7,5 mbar de H<sub>2</sub>O na entrada e na saída, com um efeito global de reduzir a potência e eficiência em 2 %;
- b) Gerador elétrico, que pode representar uma redução de cerca de 2 % da potência e eficiência. É preciso notar que alguns fabricantes apresentam seus produtos com a potência nominal “nos terminais do gerador”, e, nestes casos, as perdas do gerador já estão computadas na potência nominal;
- c) Sistemas auxiliares, tais como bomba de lubrificação, acionamento do controle de

geometria variável (“inlet guide vanes”), que pode representar uma redução de cerca de 0,6 % da potência e eficiência.

## **8.2. Configurações de Geração em Ciclo Brayton**

### **8.2.1. Descrição da Unidade de Potência**

Turbinas a gás de ciclo simples são baseadas no ciclo termodinâmico a gás, conhecido como Ciclo Brayton, já descrito no item 4.2., onde o fluido de trabalho sofre uma compressão adiabática, um aquecimento isobárico, uma expansão adiabática e um resfriamento isobárico, retornando à condição inicial.

Os ciclos reais apresentam muitos pontos de semelhança com o ciclo teórico, o que torna as análises a partir deste último bastante úteis na previsão de resultados para o primeiro. Os sistemas reais diferem do teórico por não serem fechados, ou seja, recebem o ar atmosférico na entrada do compressor, o aquecimento isobárico é substituído pela combustão interna entre o combustível e o ar, e, na saída da turbina os produtos de combustão, são lançados de volta à atmosfera, além de terem perdas de pressão devidas ao escoamento e de terem o compressor e a turbina propriamente dita não ideais. A Figura 5 abaixo demonstra o esquema básico de turbina a gás operando em ciclo simples.

O ar comprimido ao deixar o compressor é introduzido nos combustores, que podem ter fluxo axial e estar dispostos circunferencialmente em torno do eixo, no corpo da turbina, ou ser em número de uma ou duas câmaras de combustão com fluxo radial. A possibilidade de usar combustores maiores permite um projeto da câmara mais tolerante

com relação ao combustível empregado.

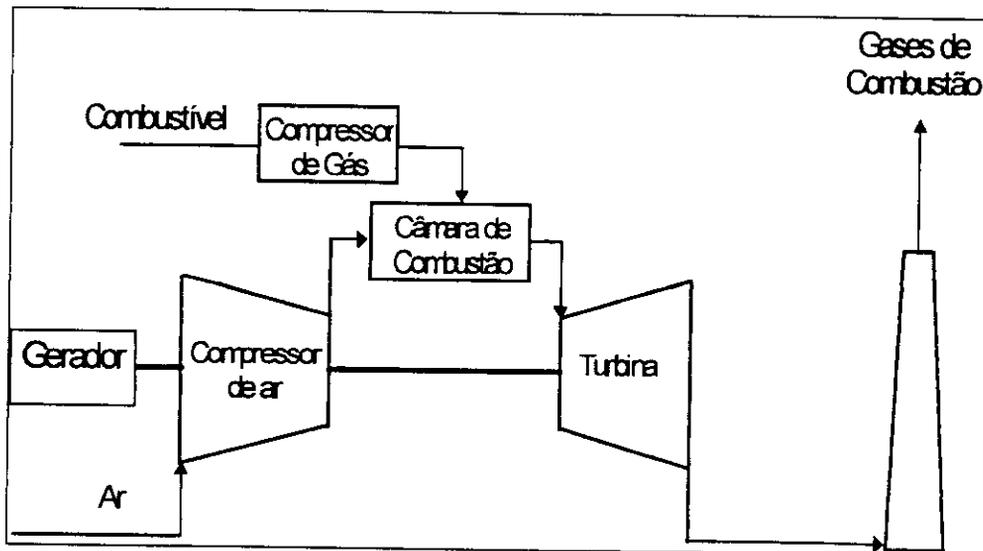


FIGURA 5 - ESQUEMA DE UMA TURBINA A GÁS (CICLO BRAYTON)

Para atingir a temperatura máxima admissível na turbina propriamente dita a combustão deve ser feita com grandes excessos de ar, o que permite sua realização praticamente completa e produzindo uma corrente de gases ainda rica em oxigênio. Assim, considerando-se que o teor de enxofre presente no gás natural é muito baixo, o problema de controle de emissões nas turbinas a gás queimando gás natural se resume ao controle da formação de óxidos de nitrogênio<sup>19</sup>, possível pela utilização de sistemas de combustão com baixa formação de óxidos de nitrogênio<sup>20</sup> sem a necessidade de qualquer adição.

A combustão se realiza a uma pressão que é próxima à razão de pressão multiplicada pela pressão atmosférica menos as perdas, que se situa entre 12 a 20 bar, dependendo

<sup>19</sup> Óxidos de nitrogênio (ou NOx) é o nome genérico dado a reação que ocorre com o nitrogênio durante o processo de combustão, é formado principalmente por NO<sub>2</sub>, NO e N<sub>2</sub>O. O mecanismo de formação dos Óxidos de Nitrogênio, é descrito no Apêndice D.

<sup>20</sup> Sistema conhecido como "Dry Low NOx", ou simplesmente, DLN

do modelo de turbina. Quando o gás natural é distribuído a pressões superiores a esta, basta uma válvula redutora de pressão para admiti-lo no combustor. Entretanto, no caso em que a rede de distribuição de gás não garanta uma pressão superior à saída do compressor de ar, deve-se prever, junto com a aquisição da turbina, também um compressor de gás e ser descontada sua potência na avaliação da potência líquida produzida pela turbina.

O gás natural tem características que o tornam o combustível ideal sob o ponto de vista da queima, pois apresenta baixa formação de fuligem, baixos teores de cinzas e de enxofre e grande volume de produtos de combustão, o que resulta, respectivamente, em menor manutenção, menores problemas ambientais e maior potência. Pela ausência de nitrogênio atômico nas moléculas do combustível, a liberação de óxidos de nitrogênio se resume àquele formado durante a combustão, o que na tecnologia de turbinas a gás é facilmente controlável.

O gás natural tem uma maior proporção de hidrogênio relativamente a todos os outros combustíveis comerciais, o que provoca uma maior proporção de vapor d'água nos produtos de combustão. A consequência deste fato é um maior volume de gases e maior calor específico destes para a mesma quantidade de ar fornecida pelo compressor, o que por sua vez acarreta maior potência final da turbina (cerca de 2 a 3 %) e temperaturas de exaustão ligeiramente maiores. A influência do Poder Calorífico Inferior do gás no rendimento da turbina a gás se deve a maior ou menor quantidade de gás necessária à obtenção da temperatura programada de entrada da turbina propriamente dita, e consequentemente, da maior ou menor vazão mássica nesta. Depende essencialmente da composição do gás.

Os produtos da combustão vão diretamente para a turbina, escoando em alta velocidade

por bocais e passagens de pequenas dimensões, não podendo, portanto, conter partículas que se depositariam nos bocais e palhetas, arruinando o desempenho e forçando a manutenções freqüentes. Desta forma, a ausência de poeira no ar, cinzas no combustível e formação de fuligem no combustor são fatores de durabilidade e de alongamento dos intervalos entre manutenções. Neste aspecto também o gás natural apresenta vantagens requerendo paradas para manutenção mais espaçadas.

A temperatura de entrada dos gases na turbina propriamente dita é o fator que individualmente mais influencia a eficiência e a potência por unidade de peso da turbina, razão pela qual o principal esforço de desenvolvimento das turbinas, tanto as industriais quanto aeroderivativas, tem se concentrado no aumento dessa temperatura. Atualmente, as turbinas mais avançadas recebem os produtos de combustão em temperaturas da ordem de 1.300 °C. Nesta temperatura, nenhum metal tem resistência mecânica ou resiste apreciavelmente à corrosão. Assim, os desenvolvimentos tecnológicos que permitiram atingir tais temperaturas, foram no campo do revestimento das partes em contato com os gases quentes por materiais resistentes à corrosão e à temperatura, e do resfriamento de suas partes estruturais. O resfriamento das palhetas e dos bocais é feito com ar extraído do compressor, sendo que para as primeiras o ar é conduzido por canais feitos no interior do eixo da turbina.

Há uma velocidade periférica ideal de rotação das palhetas das turbinas, definida em função da resistência de seu material e das forças centrífugas que sobre ela atuam, e que é praticamente a mesma para todas turbinas. As de maior potência tem maior diâmetro e são capazes de operar em rotações menores, sendo possível projetá-las para 3.000 ou 3.600 RPM<sup>21</sup>, o que lhes permitem serem acopladas diretamente ao gerador. Já as

---

<sup>21</sup> RPM -Rotações Por Minuto

turbinas menores precisam operar em rotações maiores para atingir a velocidade periférica ideal e para serem acopladas ao gerador necessitam de um redutor de velocidades.

A degradação do desempenho das turbinas pelo seu uso é provocada por uma série de fatores, sendo o principal a perda do polimento das superfícies em contato com o escoamento do ar e gases quentes. A deterioração causada pela deposição de poeira do ar nas pás e bocais do compressor pode ser recuperada entre 98 e 100 % pela lavagem periódica da turbina, cuja frequência será determinada pelas condições do ar ambiente e do sistema de filtragem. Outras causas de degradação do desempenho, não recuperadas na lavagem da turbina, envolvem danos permanentes das partes sensíveis, e são recuperadas com a substituição das partes danificadas nas grandes manutenções. Afora a influência dos fatores ambientais e os relacionados com o combustível, o intervalo de tempo entre paradas para manutenção é determinado pelo número de horas de funcionamento e o número de partidas da turbina, que tipicamente ocorrem em períodos de 24.000 horas de operação ou 1.200 partidas (o que ocorrer primeiro), para a inspeção das partes quentes - "hot gas path" - e de 48.000 horas ou 2.400 partidas (o que ocorrer primeiro), para as grandes manutenções. Estes valores podem ser severamente reduzidos em virtude de condições específicas de operação, como por exemplo, a utilização de combustível líquido (sendo que a viscosidade e contaminantes sólidos tem efeito crescente na redução do período entre manutenções), operação acima da potência nominal, injeção de vapor ou água no combustor, número de paradas de emergência ("trips"), partidas rápidas e de emergência. As chamadas partes quentes são o conjunto de componentes em contato com gases a alta temperatura e compreendem os combustores, peça de transição (parte que conduz os gases quentes até à turbina), bocais e palhetas da turbina propriamente dita. Suas inspeções constituem-se na verificação,

limpeza e eventual reparo dos componentes. Nas grandes manutenções se realiza a inspeção, limpeza e eventuais reparos ou trocas de peças em todos os componentes da turbina, incluindo eixos, mancais, bocais e palhetas do compressor, todo o caminho quente, gerador e demais sistemas auxiliares. A operação da turbina com gás natural normalmente leva a uma menor deterioração do desempenho por esse combustível conter menos resíduos sólidos e produzir uma combustão mais limpa que os combustíveis líquidos.

### **8.2.2. Roteiro de Cálculo**

Para cada módulo de geração utilizando turbina a gás em ciclo simples operando com gás natural, será iniciado com a apresentação da configuração básica, onde serão identificados os pontos (ou seções) que limitam o volume de controle considerado para a análise exergética e de custos envolvidos.

Como simplificações adotadas para o desenvolvimento dos cálculos aqui apresentados, não foram consideradas as quedas de pressão e as perdas de calor ao longo do processo, e o combustível utilizado, o gás natural, foi considerado como sendo composto apenas por metano.

Com relação aos custos de investimento, segundo informações do representante de fabricante de turbinas<sup>22</sup>, o custo de uma unidade motriz pode ser dividida percentualmente da seguinte forma:

Compressor	40 %
Turbina	40 %

---

<sup>22</sup> Informação obtida junto a Mecânica Pesada S.A, representante da GEC-Alsthom.

Gerador	10 %
Câmara de Combustão	9 %
Compressor de Gás	1 %

Estão incluídos nessa distribuição percentual acima apresentada, todos os demais custos referentes a uma usina termoelétrica, como o custo de operação e manutenção, engenharia, montagem e construção.

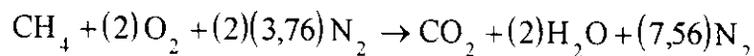
Os cálculos iniciam com a definição dos parâmetros termodinâmicos do processo. Assim, a vazão mássica do gás natural será definida a partir da seguinte Equação:

$$\dot{m}_{GN} = \frac{(\text{heat rate})(\text{potência})}{(\text{PCI})(3600)} \quad (16)$$

O cálculo da vazão mássica do ar para a combustão, será a diferença entre o fluxo de massa dos gases de combustão e a vazão mássica do gás natural, calculado acima:

$$\dot{m}_{AR} = \text{fluxo de massa} - \dot{m}_{GN} \quad (17)$$

A vazão mássica do ar de combustão estequiométrico, ou o “ar teórico” para a queima completa do combustível, considerado neste caso, constituído apenas de metano, e o ar em base molar, constituído de oxigênio e nitrogênio, é calculado a partir da seguinte reação:



tomando-se o primeiro termo da reação acima, apenas os reagentes, o balanço estequiométrico em base molar será:

Reagentes	CH <sub>4</sub>	+ 2O <sub>2</sub>	+ 7,56 N <sub>2</sub>
Peso Molecular	16	64	210,56

sendo a relação entre o ar de combustão e o gás metano dada por:

$$\frac{210,56 + 64}{16} = 17,16$$

$$\dot{m}_{AR_{esteq}} = (\dot{m}_{GN}) 17,16 \quad (18)$$

Então, o cálculo do excesso de ar na combustão será calculado assim:

$$\frac{\text{fluxo de massa} - \dot{m}_{GN}}{\dot{m}_{AR_{esteq}}} = \% \text{ de excesso de ar} \quad (19)$$

A definição das temperaturas de saída dos compressores, considerando ambos os compressores, do combustível e de ar, operando em processo isentrópico, será:

$$T_f = T_i \left( \frac{p_f}{p_i} \right)^{\frac{k-1}{k}}$$

sendo a temperatura real, considerando a eficiência do compressor, dada por:

$$\eta_{comp} = \frac{T_f - T_i}{T_{f_r} - T_i} \quad (20)$$

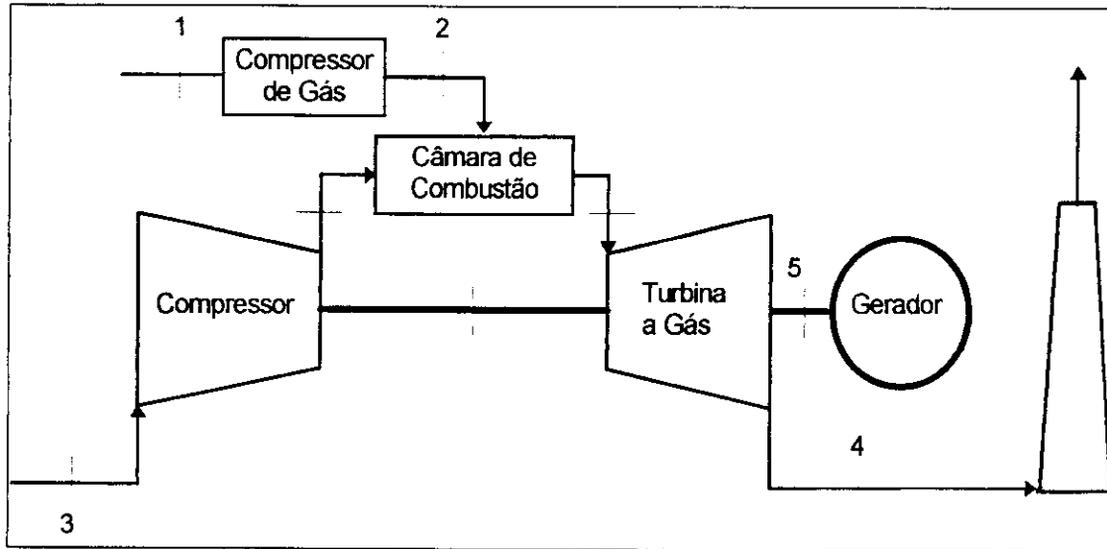
Os cálculos de exergia para o balanço exergetico, em cada ponto (seção) do processo, definido no esquema mostrado na Figura 6 a seguir, seguirá a estas definições:

a) No ponto 1, entrada do combustível no compressor de gás, a exergia considerada será somente a exergia química do combustível, que é dado pelo produto do Poder Calorífico Inferior multiplicado pelo fator  $\phi$ , obtido de KOTAS [20, Tabela C-1], que representa a relação entre exergia e Poder Calorífico Inferior.

$$ex_{ch_{GN}} = m\phi PCI \quad (21)$$

b) No ponto 2, saída do gás natural do compressor de gás, deve ser acrescida a exergia física do fluxo de gás através do compressor. Esta exergia deve ser calculada em relação a temperatura ambiente ( $T_0$ ), utilizando a Equação:

$$ex_2 - ex_1 = Cp(T_2 - T_1) - T_0 \left( Cp \cdot \ln \left( \frac{T_2}{T_1} \right) - R \cdot \ln \left( \frac{p_2}{p_1} \right) \right) \quad (22)$$



**FIGURA 6 - FLUXO ESQUEMÁTICO DO CICLO BRAYTON SIMPLES**

- c) O ar na entrada do compressor, no ponto 3, tem sua exergia considerada zero (0), uma vez que se encontra em equilíbrio com o meio ambiente circundante.
- d) Na saída da turbina, ponto 4, a exergia será calculada a partir do balanço estequiométrico da queima do gás natural, considerando o excesso de ar no processo de combustão. Para tanto, a exergia física será calculada utilizando a Equação 8, considerando para o cálculo, o  $R_{mist}$  e também o  $Cp_{médio}$ , que leva em consideração a temperatura dos gases na saída da turbina.

Para a definição dos Custos de Capital investidos nos equipamentos, foi utilizado o Fator de Recuperação de Capital (FRC) considerando uma taxa de juros de 12 % ao ano e vida útil de 20 anos. O investimento considerado será o investimento total sem os Juros Durante a Construção (JDC) e será dado por:

$$CC = \left( \frac{FRC}{horas} \right) \text{US\$}_{equip} = \left( \frac{\text{US\$}}{s} \right) \quad (23)$$

O Custo Unitário da Exergia ( $c_{ex}$ ) que entra no sistema, fornecido pelo combustível é calculado a partir da seguinte Equação:

$$c_{ex} = \frac{\text{US\$}_{\text{comb}}}{\varphi \text{ PCI}} \quad (24)$$

Com todos os dados até agora definidos, faz-se os cálculos econômicos para a definição dos custos específicos dos fluxos exergeticos. Estes cálculos foram conduzidos com base na seguinte Equação Geral do balanço de custo:

$$\sum Ex_s c_{ex} = \sum Ex_e c_{ex} + CC_{\text{equip}} \quad (25)$$

Serão utilizados nesses cálculos, três condições para valorização do custo específico do fluxo de exergia, sendo que os números subscritos nas equações a seguir se referem aos pontos mostrados na Figura 6, a saber:

- Método da Igualdade: considera-se que o custo dos gases de escape, no ponto 4, terá o mesmo valor que a energia elétrica produzida no gerador, ponto 5.

$$C_{\text{igualdade}} = \frac{Ex_2 c_{ex} + CC_{\text{tot}}}{Ex_4 + W_5} \quad (26)$$

- Método da Extração: o custo dos gases de escape, ponto 4, terão o mesmo valor do combustível fornecido ao módulo no ponto 2:

$$C_{\text{extração}} = c_{ex} \left( \frac{Ex_2 - Ex_4}{W_5} \right) + \frac{CC_{\text{tot}}}{W_5} \quad (27)$$

- Método da Eletricidade: apenas a eletricidade é valorizada, sendo os gases de escape considerados como subproduto sem valor comercial.

$$C_{\text{eletr}} = \frac{Ex_2 c_{ex} + CC_{\text{tot}}}{W_5} \quad (28)$$

### 8.2.3. Módulo Gerador de 85 MW com Gás Natural

Os cálculos para este módulo de geração, composto por uma turbina a gás operando em ciclo simples, foram realizados a partir dos dados apresentados na Tabela 21 a seguir.

De posse dos dados acima e aplicando as Equações descritas anteriormente no item 8.2.2., obteve-se os parâmetros termodinâmicos do processo. O cálculo do Custo Unitário da Exergia ( $c_{ex}$ ) com base no Poder Calorífico Inferior, apresentou o valor de US\$ 10,40/MWh (US\$  $2,89 * 10^{-6}$ /kJ).

**TABELA 21 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 85 MW**

CUSTOS DE INVESTIMENTOS		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	26.691,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	263,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	5.140,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	1.636,79
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	970,94
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>34.701,73</b>
Custo Especifico da Eletricidade	US\$/kWh	408,26
DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS		
• Fator de Recuperação de Capital (FRC)		0,1339
• Fluxo de Massa de Combustível	kg/s	4.9
• Fluxo de Massa do Ar de Combustão	kg/s	293.6
• Fluxo de Massa dos Gases de Combustão	kg/s	298.5
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	50050
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,1505
• Relação de Pressão		12,6
• Temperatura dos Gases na Saída da Turbina	K	783
• Temperatura Ambiente	K	298
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: Black & Veatch [4]

Do mesmo modo, para a obtenção dos custos de capital dos equipamentos levando em

conta aquela distribuição percentual informada anteriormente, obteve-se os resultados mostrados na Tabela 22 a seguir.

**TABELA 22 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 85 MW**

EQUIPAMENTO	CUSTO DE CAPITAL
	(US\$ * 10 <sup>3</sup> )
Compressor de Ar	13.880,69
Turbina	13.880,69
Gerador	3.470,00
Câmara de Combustão	3.123,16
Compressor de Gás	347,02

Os cálculos de fluxos de exergia efetuados à partir dos dados obtidos, estão mostrados na Tabela 23, sendo calculados as exergias de entrada, fornecida pelo combustível, e a exergia dos gases de escape na saída da turbina.

**TABELA 23 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 85 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	CONSUMO ENERGÉTICO (kJ/kWh)	FLUXO DE MASSA DOS GASES (kg/s)	EXERGIA DO COMBUSTÍVEL (kW)	EXERGIA DOS GASES DE ESCAPE (kW)
91	10.991	288,1	248.452,89	76.789,27
50	15.178	218,6	188.516,78	58.264,83
25	21.591	155,5	134.084,39	41.441,43

Os resultados encontrados na aplicação das equações para o cálculo dos custos de geração estão mostrados na Tabela 24, onde estão agrupados os valores nas três condições de disponibilidade da unidade de potência em relação às condições assumidas para a valorização ou não dos gases de escape que saem da turbina, que pode ou não ser utilizado para a cogeração, por exemplo, uma vez que a temperatura de saída

desses gases ainda é suficientemente alta.

**TABELA 24 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE E DO VAPOR DO MÓDULO 85 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	MÉTODO DE IGUALDADE (1) (US\$/MWh)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2) (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3) (US\$/MWh)
7972	20,56	30,64	40,97
4380	30,00	56,86	71,13
2190	56,11	145,22	165,52

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

#### **8.2.4. Módulo Gerador de 168 MW com Gás Natural**

De forma idêntica ao módulo anterior, os cálculos efetuados para este módulo de geração, também composto por uma turbina a gás operando em ciclo simples e utilizando como combustível o gás natural, foram realizados a partir dos dados apresentados na Tabela 25 a seguir.

Com os dados apresentados na Tabela 25 e aplicando as Equações descritas anteriormente no item 8.2.2., obteve-se os parâmetros termodinâmicos do processo, e o cálculo do Custo Unitário da Exergia ( $c_{ex}$ ) com base no Poder Calorífico Inferior, é idêntico ao apresentado anteriormente para o módulo de geração de 85 MW, visto que o combustível é o mesmo.

**TABELA 25 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 168 MW**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	46.753,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	464,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	7.065,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	2.768,38
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	1.642,68
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>58.693,06</b>
Custo Específico da Eletricidade	US\$/kWh	349,36
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Fator de Recuperação de Capital (FRC)		0,1339
• Fluxo de Massa de Combustível	kg/s	8,8
• Fluxo de Massa do Ar de Combustão	kg/s	422,8
• Fluxo de Massa dos Gases de Combustão	kg/s	431,6
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	50050
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,1505
• Relação de Pressão		15,2
• Temperatura dos Gases na Saída da Turbina	K	860
• Temperatura Ambiente	K	298
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: Black & Veatch [4]

A obtenção dos custos econômicos dos equipamentos considerados, levando em conta aquela distribuição percentual informada anteriormente, obteve-se os resultados mostrados na Tabela 26 a seguir.

**TABELA 26 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 168 MW**

<b>EQUIPAMENTO</b>	<b>CUSTO DE CAPITAL</b> <b>(US\$ * 10<sup>3</sup>)</b>
Compressor de Ar	23.477,22
Turbina	23.477,22
Gerador	5.869,31
Câmara de Combustão	5.282,38
Compressor de Gás	586,93

Os cálculos de fluxos de exergia efetuados à partir dos dados obtidos, estão mostrados na Tabela 27, tendo sido quantificado as exergias de entrada, fornecida pelo combustível, e a exergia dos gases de escape na saída da turbina.

**TABELA 27 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 168 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	CONSUMO ENERGÉTICO (kJ/kWh)	FLUXO DE MASSA DOS GASES (kg/s)	EXERGIA DO COMBUSTÍVEL (kW)	EXERGIA DOS GASES DE ESCAPE (kW)
91	9.915	412,6	443.571,33	125.871,12
50	14.383	328,9	353.548,37	100.325,53
25	19.837	226,8	243.806,55	69.184,37

De forma idêntica realizada na análise do módulo anterior, na Tabela 28 estão compilados os resultados referentes a aplicação das equações para o cálculo dos custos específicos dos fluxos termodinâmicos nas três condições de disponibilidade da unidade de potência em relação às condições assumidas para a valorização ou não dos gases de escape que saem da turbina.

**TABELA 28 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE E DO VAPOR DO MÓDULO 168 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO	MÉTODO DE IGUALDADE (1)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3)
7972	20,10	28,08	36,65
4380	29,70	52,74	65,17
2190	55,10	128,72	145,86

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

### **8.3. Configurações de Geração em Ciclo Combinado**

#### **8.3.1. Descrição da Unidade de Potência**

A utilização conjunta dos Ciclos Brayton e Rankine para geração de energia elétrica recebe o nome de ciclo combinado, isto é, usando-se turbinas a gás e turbinas a vapor combinadamente. Nele o combustível é queimado em uma ou mais turbinas a gás, gerando energia elétrica de maneira inteiramente igual às turbinas de ciclo simples. Os gases resultantes da combustão, que deixam a turbina a gás são aproveitados em uma caldeira de recuperação para gerar vapor que vai acionar a turbina a vapor. Como o vapor é obtido sem a queima de combustível, a potência acrescentada pela turbina a vapor não tem um correspondente consumo de combustível, o que faz do ciclo combinado o meio prático mais eficiente para se gerar energia elétrica termicamente.

O aproveitamento econômico do calor residual na caldeira de recuperação só é possível porque a temperatura dos gases de escape que deixam as turbinas a gás modernas é elevada, conseqüência da temperatura também elevada com que os gases de combustão circulam na turbina a gás.

Devido à alta eficiência na utilização do combustível, e também ao maior investimento envolvido nas instalações de ciclo combinado, as unidades tendem a ser de grandes potências instaladas, com sua utilização sempre destinada à geração de base, embora seja bastante comum um programa de construção que instala turbinas a gás de ciclo simples em uma primeira etapa, para geração de ponta, e posteriormente, acompanhando um aumento de demanda, a instalação da caldeira de recuperação, turbina a vapor e demais componentes do Ciclo Rankine, e transformação do regime de

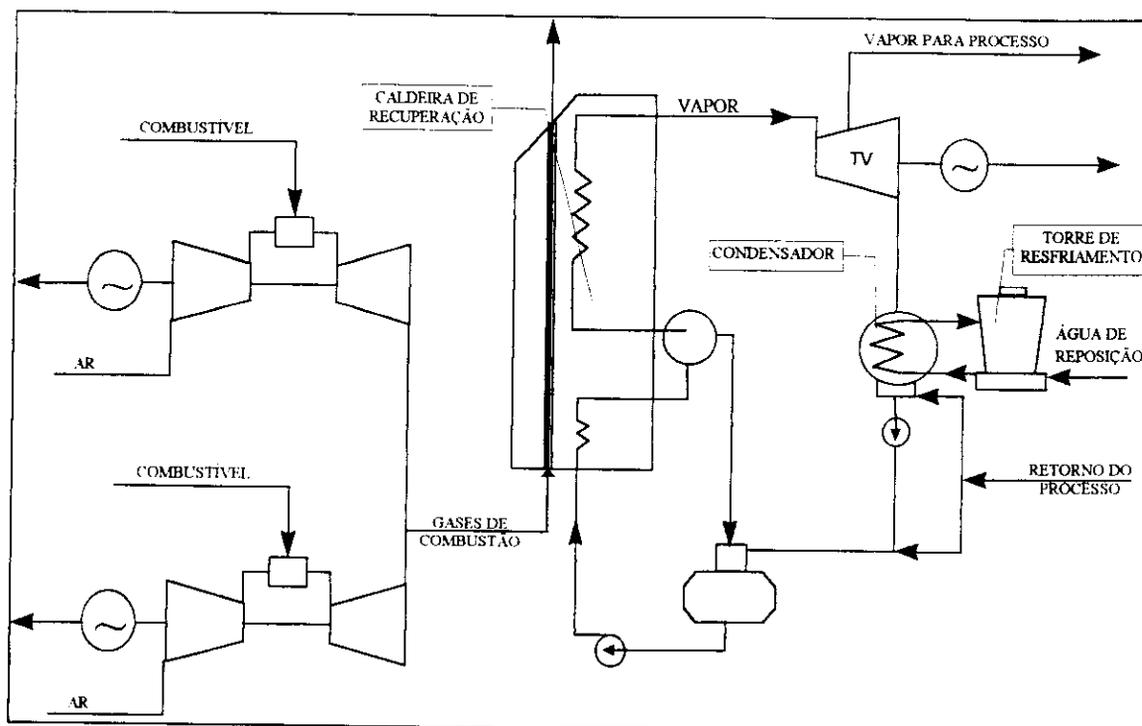
geração para a base. Este modo de implantação tem a vantagem financeira de reduzir o tempo entre a realização das despesas de construção e o seu início de operação e geração de receita, em cada fase.

Turbinas a gás, como descritas no item 8.2.1., são baseadas no ciclo termodinâmico de Brayton e operam com o fluido de trabalho permanecendo na fase gasosa em todo o ciclo. Assim, ar atmosférico é comprimido na entrada da turbina a gás, e os produtos de combustão, na saída da turbina, são lançados na caldeira de recuperação, gerando vapor que é aproveitado em uma turbina a vapor e daí vai para o condensador, de onde é bombeado de volta para a caldeira, completando o Ciclo Rankine. Devido à baixa diferença de temperaturas entre o vapor e os gases de combustão, as caldeiras de recuperação mais eficientes trabalham com mais de um nível de pressão de vapor. A Figura 7 mostra um esquema de um ciclo combinado.

O ciclo de vapor do ciclo combinado é bastante semelhante ao das usinas termoelétricas a vapor convencionais, ficando a maior diferença na caldeira, que no ciclo combinado trabalha com produtos de combustão com baixas temperaturas, e conseqüentemente necessita de superfícies de troca de calor maiores. O mecanismo de transferência térmica é predominantemente convectivo, com baixos coeficientes de troca de calor. Há o uso extensivo de tubos aletados e não se usa extrações da turbina para o pré-aquecimento regenerativo da água de alimentação, devido a maior disponibilidade de energia à baixa temperatura. A pressão do vapor não é tão alta quanto nos ciclos convencionais devido à limitação de diferença de temperaturas entre os produtos de combustão e o vapor formado.

A eficiência do ciclo combinado está diretamente relacionada ao desenvolvimento da turbina a gás. Tanto sua própria eficiência de geração quanto a temperatura de seus

gases de escape definem a eficiência global do ciclo.



**FIGURA 7 - ESQUEMA BÁSICO DE UM PROCESSO EM CICLO COMBINADO**

O compressor é um equipamento volumétrico, assim como a turbina propriamente dita, sendo a potência determinada basicamente pela vazão em volume dos gases em sua entrada. Assim, para uma mesma quantidade de ar fornecida pelo compressor, quanto maior for a temperatura e o número de moles dos produtos, maior será a potência produzida na turbina.

As turbinas a gás são equipamentos padronizados, disponíveis comercialmente em modelos de linha dos fornecedores, sendo as adaptações a uma particular especificação de combustível utilizado pelo comprador somente possível dentro de certos limites. As turbinas a vapor também são oferecidas comercialmente em modelos padronizados.

Dessa forma, para se chegar a uma usina termoeétrica com determinada potência, deverá ser selecionado um número de turbinas e a relação entre o número de turbinas a gás para cada turbina a vapor do modelo escolhido, dentro de um estudo de otimização econômica, que irá determinar o menor custo da energia gerada em função principalmente dos custos do combustível e de capital.

Grandes usinas termoeétricas de ciclo combinado, queimando gás natural, têm sido instaladas ou projetadas nos últimos anos em todo o mundo, como por exemplo a Independence Station, em Scriba, New York, com potência de 1.020 MW ISO ou a de Hsinta em Taiwan, que, quando completa, terá 2.200 MW e será a maior usina de ciclo combinado do mundo gerando em 60 Hz.

Todas as turbinas a gás e também os sistemas de ciclo combinado oferecidas comercialmente tem seus parâmetros operacionais determinados para uma condição padronizada na norma ISO, hoje aceita universalmente. Normalmente os fabricantes apresentam a potência e eficiência baseadas na operação do ciclo usando como combustível o gás natural, sem filtro de ar na entrada, sem redutor de velocidade e sem silenciador. Para se obter os parâmetros operacionais no local e nas condições de uso deve-se efetuar as correções, que para efeito de planejamento, podem ser aproximadas como demonstrado no item 8.1.

As caldeiras de recuperação empregadas nos ciclos combinados diferem bastante das caldeiras convencionais em razão da baixa temperatura dos gases que deixam a turbina a gás. Em alguns sistemas, há um aumento da produção de vapor pela queima suplementar de combustível na caldeira, aproveitando-se do fato de que os produtos de combustão que deixam a turbina a gás têm um teor de oxigênio da ordem de 15 %. Para as temperaturas e pressões de vapor usadas atualmente, a água fornecida à caldeira deve

ser de boa qualidade, sendo por isso comumente utilizada a água desmineralizada. A baixa diferença de temperaturas entre os gases e o vapor leva as caldeiras mais eficientes a trabalhar com mais de um nível de pressão do vapor. Os sistemas de maior pressão do vapor trabalham com reaquecimento do mesmo. A definição de todas estas alternativas é feita através da análise econômica de cada particular situação.

O vapor que deixa a turbina no Ciclo Rankine deve ser transformado em líquido em um condensador, o que requer dos ciclos combinados a transferência de calor para o ambiente. Dadas as restrições ambientais, raros são os locais onde é possível a utilização de água de rio ou de lago como fonte fria do ciclo, razão pela qual uma torre de resfriamento é comumente empregada, seja ela seca ou úmida. Além destes equipamentos, os ciclos combinados necessitam de uma série de bombas de água, para alimentação da caldeira, circulação da água de refrigeração e um sistema de tratamento de água.

Atualmente, a geração termoelétrica em ciclo combinado é uma tecnologia estabelecida, com dezenas de fornecedores em todo o mundo oferecendo sistemas com vários anos de experiência e com alto grau de padronização.

Em princípio, qualquer turbina a gás pode ser usada em um ciclo combinado. Entretanto, devido ao investimento envolvido, a utilização predominante no regime de base e a economia de escala típica desse empreendimento, raramente se justifica, economicamente, a construção de usinas de ciclo combinado de pequeno porte. Por esta razão, a maioria dos fabricantes oferecem sistemas de ciclo combinado baseados em suas turbinas de maior tamanho. No mundo existem várias usinas com potência superior a 1.000 MW, como por exemplo a TEPCO-ACC no Japão, com oito turbinas a gás, cada uma com uma turbina a vapor no mesmo eixo, para um total de 2.800 MW, ou a

de EGAT na Tailândia com 14 turbinas a gás e 7 a vapor em eixos próprios para um total de 2.718 MW. Curiosamente, os Estados Unidos, que deram o grande impulso à geração elétrica em ciclo combinado, hoje tem a maioria dos novos projetos com porte em torno de algumas centenas de MW. Isto se deve ao grande crescimento que houve e ainda ocorre naquele país, dos produtores independentes <sup>23</sup>, que têm projetos menores e em maior número, e obrigam as companhias de eletricidade a instalar uma grande capacidade de ponta, basicamente com turbinas a gás de ciclo simples, uma vez que os produtores independentes raramente suprem a ponta.

O gás natural é um combustível praticamente isento de cinzas, e, normalmente, com baixos teores de enxofre, uma vez que a remoção do H<sub>2</sub>S <sup>24</sup> é parte do processamento usual do gás antes de sua comercialização.

A combustão na turbina a gás é sempre feita com grandes excessos de ar, de modo que a formação de fuligem ou de CO <sup>25</sup> não deve ocorrer em quantidade significativa para uma turbina em condições adequadas de funcionamento.

Os óxidos de nitrogênio formados na combustão, são os únicos produtos potencialmente poluidores que devem ser considerados na avaliação ambiental das turbinas a gás queimando gás natural. Todos os fabricantes de turbinas oferecem sistemas de controle da produção do NO<sub>x</sub>. Os sistemas úmidos foram os primeiros a serem desenvolvidos e reduzem a formação do NO<sub>x</sub>, introduzindo na câmara de combustão, água no estado líquido ou vapor d'água. A água ou o vapor usado devem ser de alta qualidade sendo recomendável o uso de água desmineralizada, isto é, devem apresentar teores muito baixos de sólidos dissolvidos para não danificar as palhetas e bocais da turbina. Os

---

<sup>23</sup> "Non-Utility Generators" ou, NUG, são produtores independentes de energia.

<sup>24</sup> H<sub>2</sub>S - Sulfeto de Hidrogênio

<sup>25</sup> CO - Monóxido de Carbono

sistemas a seco - “DLN” - controlam a formação do  $\text{NO}_x$  por um projeto de combustor que reduz a temperatura na qual se processa a combustão, sem necessidade de adição de água ou outro produto.

Devido à maior eficiência térmica inerente ao ciclo combinado, a emissão de  $\text{CO}_2$ <sup>26</sup> é menor com relação à energia elétrica gerada.

Os efluentes líquidos são provenientes do sistema de tratamento de água, regeneração do sistema de desmineralização e purga da água da torre de resfriamento, além dos efluentes normais de qualquer edificação, tais como esgoto sanitário e águas pluviais. Os primeiros devem ser neutralizados e após isso podem ser lançados na rede de esgotos municipal ou em um corpo d’água próximo. Nesse tipo de configuração não se prevê a geração de efluentes sólidos.

### **8.3.2. Roteiro de Cálculo**

A configuração desse módulo de geração é composta de duas turbinas a gás e de uma turbina a vapor. Para se atingir a potência desejada, foram escolhidas duas turbinas com potência de 168 MW cada, cujas características operacionais e de custos foram apresentadas anteriormente no item 8.2.4., restando então, 106 MW a serem fornecidos pelo ciclo a vapor.

Como nas demais configurações, como forma de simplificação, as quedas de pressão e as perdas de calor ao longo do processo não foram considerados.

Os custos de investimentos de uma unidade operando em ciclo combinado, conforme

---

<sup>26</sup>  $\text{CO}_2$  - Dióxido de Carbono

informou a Mitsubishi <sup>27</sup>, podem ser divididos percentualmente da seguinte forma:

Turbina a Gás	60 %
Caldeira de Recuperação	25 %
Turbina a Vapor	10 %
Gerador	5 %

A distribuição dos custos conforme acima apresentada, já contempla o investimento de todo o custo de instalação, tais como, os custos de engenharia, montagem e construção, operação e manutenção, etc.. O cálculo para a definição do Custo de Capital foi realizado considerando o FRC de 0,1339, que corresponde a uma taxa de juros de 12 % ao ano por um período de 20 anos.

Os demais custos obtidos através dos balanços termoeconômicos para o ciclo combinado serão:

- Balanço para o Ciclo a Gás:

$$Ex_{comb} c_{ex} + CC_{turb} = W_1 C_{el1} + Ex_{ge} C_{ge} \quad (29)$$

- Balanço para o Ciclo a Vapor:

$$Ex_{ge} c_{ge} + CC_{Rankine} = W_2 C_{el2} \quad (30)$$

No Ciclo a Gás, aplicando o método da igualdade, onde o custo específico dos gases de escape tem o mesmo valor do custo da eletricidade gerada:

$$C_{el1} = C_{ge} = \frac{Ex_{e} c_{ex} + CC_{turb}}{W_1 + Ex_s} \quad (31)$$

<sup>27</sup> Informação obtida junto a Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. do Brasil.

e no ciclo a vapor:

$$C_{el2} = \frac{C_{el1}}{\eta_{ex(rankine)}} + \frac{CC_{Rankine}}{W_2} \quad (32)$$

onde a eficiência exergética ( $\eta_{ex}$ ) é dada pela seguinte expressão:

$$\eta_{ex} = \frac{B_{ge}}{W_2}$$

A aplicação do método da extração, ou seja, os gases de escape terão o mesmo valor que o combustível utilizado, no ciclo a gás será:

$$C_{extr1} = \frac{c_{ex} (Ex_e - Ex_{ge})}{W_1} + \frac{CC_{turb}}{W_1} \quad (33)$$

e no ciclo a vapor:

$$C_{extr2} = \frac{c_{ex}}{\eta_{ex(Rankine)}} + \frac{CC_{Rankine}}{W_2} \quad (34)$$

Se, entretanto, os gases de escape não forem utilizados significando que seu valor será nulo, sendo valorizado apenas a energia elétrica, o custo específico será dado por:

$$C_{el} = \frac{Ex_e c_{ex} + CC_{tot}}{W_1 + W_2} \quad (35)$$

Ressalte-se que nesse caso onde não haverá cogeração, a geração de energia elétrica será superior ao sistema com cogeração, uma vez que a totalidade do vapor gerado será utilizado na turbina a vapor, permitindo melhor aproveitamento com a diminuição da pressão do vapor na saída da turbina.

### 8.3.3. Módulo Gerador de 442 MW com Gás Natural

**TABELA 29 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 442 MW**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	150.970,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	1.490,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	31.250,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	13.116,89
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	5.574,57
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>202.401,46</b>
Costo Especifico da Eletricidade	US\$/kWh	457,92
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Fator de Recuperação de Capital - FRC		0,1339
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20
<b>CICLO TURBINA A GÁS</b>		
• Potência (2 turbinas)	MW	336
• Fluxo de Massa dos Gases de Combustão	kg/s	863,2
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	50.050
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,1505
• Relação de Pressão		15.2
• Temperatura Ambiente	K	298
<b>CICLO TURBINA A VAPOR</b>		
• Potência (1 turbina)	MW	106
• Pressão do Vapor na Saída da Caldeira	bar	80
• Pressão do Vapor na Saída da Turbina	bar	4
• Temperatura do Vapor de Baixa Pressão	K	520

Fonte: Black & Veatch [4]

Os principais parâmetros operacionais da configuração de geração em ciclo combinado estão sintetizadas na Tabela 29, acima mostradas.

O Custo Unitário da Exergia ( $c_{ex}$ ) com base no Poder Calorífico Inferior do gás metano, considerado como único componente do gas natural apresentou o valor de US\$

10,40/MWh (US\$ 2,89 \* 10<sup>6</sup>/kJ).

O cálculo dos fluxos de exergia tanto do ciclo a gas como o do ciclo a vapor estão apresentados na Tabela 30 abaixo.

**TABELA 30 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL E CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO DO MÓDULO 442 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	FLUXO DE MASSA DOS GASES (kg/s)	CICLO A GÁS FLUXO DE EXERGIA (kW)		CICLO A VAPOR FLUXO DE EXERGIA (kW)	
		COMBUSTÍVEL	GASES DE ESCAPE	VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO
90	816,19	877.393,80	248.975,80	211.914,60	105.747,10
50	657,77	707.096,70	200.651,10	170.783,20	85.222,20
25	453,60	487.613,10	138.368,70	117.771,90	58.769,10

Os valores de custo específico apresentados na Tabela 31 a seguir, são os valores médios obtidos entre os ciclos a gás e a vapor, para geração de energia elétrica nesse sistema.

**TABELA 31 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 442 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	MÉTODO DE IGUALDADE (1)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3)
90	23,56	34,06	28,96
50	38,63	61,59	49,43
25	81,39	150,28	111,05

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

## 8.4. Configurações de Geração em Ciclo Rankine

### 8.4.1. Descrição da Unidade de Potência

Carvão pulverizado é a principal e mais bem estabelecida tecnologia para a geração termoelétrica a partir do carvão, adotada comercialmente desde a década de 30. Por essa razão, é a tecnologia mais confiável e a que conta com o maior número de fornecedores de equipamentos e de opções de projeto.

No passado, usinas a carvão pulverizado eram extremamente poluentes. Por força de regulamentações rigorosas, passaram a contar com equipamentos eficientes para o tratamento dos gases de combustão, visando a redução das emissões de dióxido de enxofre, óxidos de nitrogênio e material particulado. Todavia, a disposição final das cinzas e do calcário utilizado na dessulfurização de gases ainda é problemática por requerer extensas áreas de aterro.

No Sul do Brasil existem diversas usinas a carvão pulverizado operando já há algum tempo. Sob a responsabilidade da Eletrosul <sup>28</sup> existem os pólos de Jorge Lacerda, em Santa Catarina, e de Jacuí, no Rio Grande do Sul. Sob a responsabilidade da CEEE <sup>29</sup> existe o projeto Candiota, no Rio Grande do Sul. Essa experiência, sem dúvida, facilitará a avaliação detalhada dessa tecnologia e a implantação de novas unidades no Brasil. De um modo geral, as jazidas nacionais apresentam carvões de baixa qualidade, com altos teores de cinza e de enxofre, mas algumas jazidas no Rio Grande do Sul apresentam carvões de qualidade superior.

---

<sup>28</sup> Eletrosul - Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., empresa de eletricidade subsidiária da Eletrobrás.

<sup>29</sup> CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica, situada no Rio Grande do Sul.

A tecnologia de combustão de carvão pulverizado se encontra em estágio maduro, ou seja, com um número significativo de unidades em operação comercial há muitos anos. Geralmente são usinas que operam em regime de base, devido ao baixo custo do combustível e ao alto custo de investimento em comparação com outras formas de geração termoelétrica. Mesmo diante de novas tecnologias para geração termoelétrica a partir do carvão, a combustão de carvão pulverizado é muito competitiva, principalmente em usinas de grande porte e operando com carvões de boa qualidade, assegurando baixos custos de instalação e operação, além de emissões compatíveis com as legislações ambientais.

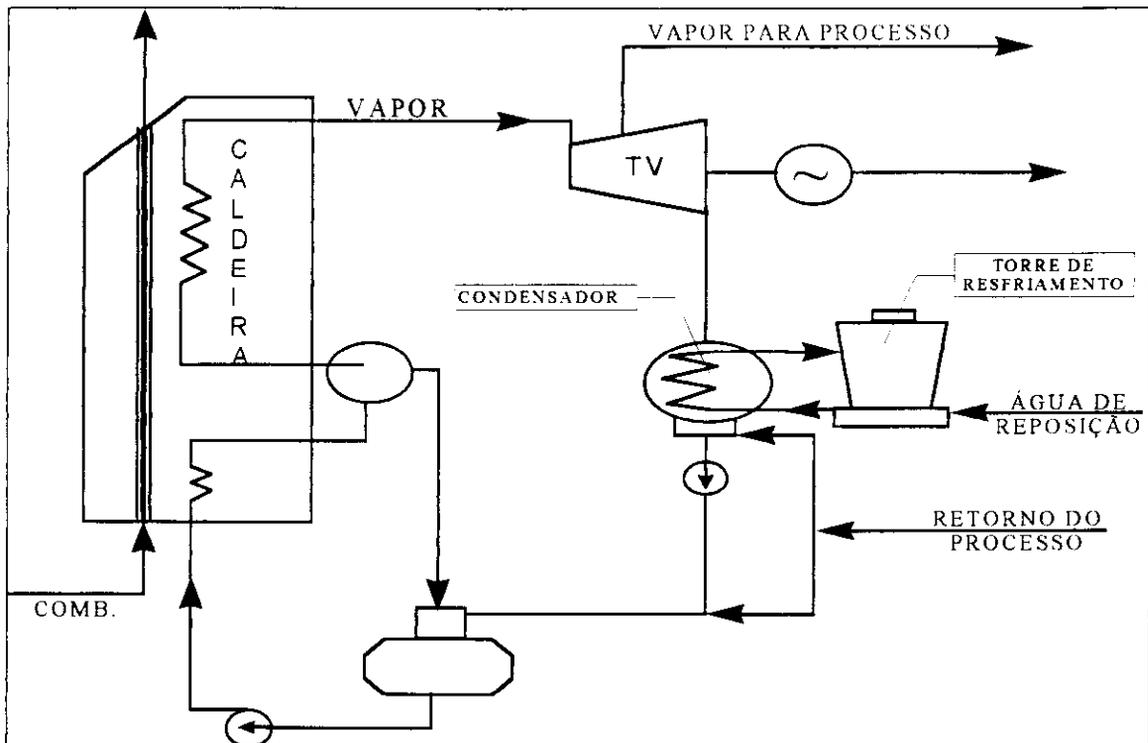
Visto ser a forma de geração termoelétrica mais tradicional, a combustão de carvão pulverizado conta com maiores opções de configuração em operação comercial. O grande número de fornecedores de equipamentos assegura o seu aperfeiçoamento contínuo, principalmente no que diz respeito ao controle de emissões.

A maioria dos equipamentos está disponível comercialmente em concepções e capacidades padronizadas. Algumas modificações podem ser feitas mas os fabricantes devem utilizar projetos e componentes já existentes. A concepção de uma unidade deve levar em conta essa padronização para evitar os riscos e os custos de equipamentos especiais.

As usinas a carvão pulverizado seguem o Ciclo Rankine, onde o vapor superaquecido gerado na caldeira e que move o turbogerador, é condensado cedendo calor à água de resfriamento e retorna à caldeira. Os gases resultantes da queima do carvão preaquecem a água de alimentação e o ar de combustão, e seguem para os sistemas de remoção de particulados e de dessulfurização, antes de serem liberados pela chaminé.

Na Figura 8 é apresentado o esquema básico de uma unidade de base a carvão

pulverizado.



**FIGURA 8 - ESQUEMA BÁSICO DE UMA UNIDADE EM CICLO RANKINE**

O sistema de manuseio e estocagem de combustível, não mostrado na Figura, recebe, armazena e prepara o combustível a ser queimado. O carvão recebido da mina é inicialmente estocado em pátio aberto em quantidade correspondente a um certo tempo de operação da planta, em geral de 5 a 60 dias. Esse tempo depende da frequência e da confiabilidade do fornecimento de carvão e também do ciclo de serviço, pico ou base, e da disponibilidade requerida da usina.

Em seguida, o carvão é armazenado em silos próximos à caldeira, em quantidade suficiente para garantir a operação por um período, em geral de 1 a 15 dias, que depende da confiabilidade do sistema de transporte e da disponibilidade requerida da usina. Usinas que operam em base devem apresentar alta disponibilidade e, por isso,

utilizam maiores volumes de estocagem, tanto nos pátios como nos silos.

O carvão proveniente dos silos é moído e depois pulverizado numa corrente de ar de combustão preaquecido para secagem e transporte por meio de dutos. Nos queimadores, a mistura ar-carvão é combinada com uma segunda corrente de ar de combustão preaquecido e injetada na fornalha. O sistema opera de maneira contínua, ajustando a quantidade de combustível à demanda de vapor.

Para o porte requerido em usinas termoelétricas, a caldeira é sempre do tipo aquatubular, podendo ser subcrítica (pressão abaixo de 221 bar) ou supercrítica. Nas caldeiras supercríticas, a água passa uma só vez por tubos em torno da fornalha, onde se transforma em vapor saturado seco, que depois é superaquecido.

Nas caldeiras subcríticas, mais comuns, a água recircula em torno da fornalha, vaporizando-se parcialmente a cada passagem. A recirculação é geralmente natural, provocada pela diferença de densidade entre as fases líquida e vapor. A recirculação forçada por bomba, acionada por motor elétrico ou turbina a vapor, permite tubos de diâmetros menores e uma melhor distribuição da vazão de água pelos tubos. Ela é pouco utilizada mas é necessária em caldeiras com pressões próximas à crítica pois, nesse caso, a diferença de densidade entre as fases é insuficiente para promover a recirculação. O vapor saturado é separado da água em um tubulão e segue para a zona de superaquecimento.

O sistema de tratamento da água de alimentação das caldeiras evita a corrosão dos tubos de vaporização através da injeção de produtos químicos, como hidrazina e morfolina. A formação de depósitos no interior dos tubos é evitada por purgas contínuas ou eventuais, dependendo de cada projeto.

O ciclo térmico pode apresentar diversas configurações, com múltiplos estágios de

preaquecimento da água de alimentação da caldeira, diversos níveis de reaquecimento intermediário do vapor entre as turbinas e diversos modelos de turbina. De acordo com as características de cada projeto, busca-se um compromisso entre os custos de capital e de combustível.

Usinas que operam para atender a demanda de pico de energia, possuem poucos preaquecedores de água de alimentação e não utilizam reaquecimento de vapor entre as turbinas, a fim de acelerar o procedimento de partida e, principalmente, reduzir os custos de investimento, mesmo elevando o consumo de combustível. Também são adotados arranjos mais simples, menor grau de redundância dos equipamentos e componentes menos confiáveis de forma a reduzir os custos de investimento, embora elevando os custos de manutenção. Ao contrário das usinas de base, a manutenção de algum equipamento de uma usina de pico geralmente requer a sua parada. A capacidade de estocagem de combustível é pequena (cerca de 5 dias). Usinas projetadas para um ciclo de serviço intermediário entre pico e base geralmente possuem uma configuração pouco eficiente, como as de pico ou ligeiramente superior, mas devem apresentar uma confiabilidade mais elevada, como as de base.

Dependendo da disponibilidade de água no local de instalação, o resfriamento do condensador pode utilizar um corpo d'água natural, torres úmidas ou resfriamento a ar. Nesta ordem, os sistemas são cada vez mais caros e menos eficientes, mas exigem menor quantidade de água.

Cerca de 80% das cinzas são carregadas da fornalha pelos gases de combustão (material particulado, cinzas leves ou volantes). O sistema de remoção de particulados pode ser, basicamente, de dois tipos: precipitadores eletrostáticos ou filtros de mangas. Os precipitadores são câmaras de grandes dimensões onde a velocidade dos gases de

combustão é reduzida e as partículas em suspensão recebem uma carga elétrica para serem atraídas por eletrodos. Recentemente, esse sistema tem sido superado pelos filtros de mangas, nos quais os gases são forçados a passar através de um tecido que retém as partículas em suspensão. As cinzas volantes podem ser recicladas para aplicação em diversos processos industriais, principalmente na produção de cimento.

As cinzas restantes são recolhidas do fundo da fornalha, por via seca ou úmida, dependendo das propriedades físicas das cinzas do carvão utilizado. No caso de cinzas com elevado ponto de fusão (acima de 1.400 °C) a retirada por via seca é mais indicada pois as cinzas tendem a se aglomerar e formar partículas de grandes dimensões que caem no fundo da fornalha em estado sólido. No caso de cinzas com baixo ponto de fusão, as partículas tendem a se derreter e escorrer para o fundo frio da fornalha onde poderiam se incrustar. São adotadas, então, fornalhas de fundo úmido, nas quais as cinzas derretidas caem em uma corrente de água para serem retiradas.

O processo de dessulfurização dominante em termoelétricas é o cal-calcário por via úmida. Nesse processo, os gases de combustão passam por uma coluna de lavagem onde entram em contato com uma solução de água e calcário. Forma-se assim uma lama de sulfito e sulfato de cálcio que, após secagem e reciclagem da água, pode ser descartada em aterros ou em pilhas. Alternativamente, a lama formada pode ser oxidada e concentrada para a obtenção de gesso.

O processo cal-calcário por via seca também é utilizado, principalmente para carvões com baixo teor de enxofre, por promover menor retenção do dióxido de enxofre dos gases. Nesse processo, o enxofre dos gases é absorvido por partículas de hidróxido de cálcio pulverizado que são recolhidas, junto com as cinzas volantes, no sistema de remoção de particulados.

Recentemente, novos conceitos vêm sendo adotados comercialmente para alguns componentes, tanto em plantas novas quanto em plantas em operação, de forma a atender às normas mais recentes de emissões de poluentes.

Novos queimadores tem sido largamente utilizados para tentar reduzir a formação de óxidos de nitrogênio. Também novos desenhos de fornalha são adotados visando a redução da temperatura de combustão e do excesso de ar.

Quanto à retenção do dióxido de enxofre presente nos gases de combustão, começam a ser utilizados processos regenerativos, mais complexos que os dessulfurizadores tradicionais, mas que geram uma quantidade menor de rejeitos sólidos.

Ainda para reduzir as emissões, começa-se a adotar a queima simultânea de carvão com outros combustíveis menos poluentes como biomassa e gás natural. Nesses casos, o custo mais elevado desses combustíveis deve ser compensado pela economia em equipamentos para o abatimento de poluentes.

Para a retenção de particulados, está em demonstração um novo tipo de filtro de mangas, com a captura de particulados no lado externo das mangas e limpeza com jatos pulsantes de ar. O objetivo é acelerar o processo de limpeza, que assim pode ser mais freqüente, permitindo o uso de mangas menores. Esse sistema ainda não foi demonstrado em usinas de grande porte.

Para a retenção de  $\text{SO}_2$ , estão em demonstração sistemas com desempenho similar aos atualmente utilizados (acima de 95% de retenção) porém a custos inferiores. Basicamente, trata-se de aprimorar o tradicional processo de dessulfurização calcáreo por via úmida.

### 8.4.2. Roteiro de Cálculo

Serão apresentados neste item, três configurações de unidades de potência em Ciclo Rankine, para as quais serão desenvolvidos os cálculos de exergia e de termoeconomia.

As configurações adotadas são:

- a) unidade de 400 MW queimando carvão importado, de origem colombiana;
- b) unidade de 500 MW queimando carvão nacional, da mina de Candiota;
- c) unidade de 400 MW queimando óleo combustível ultra viscoso.

O desenvolvimento dos cálculos seguirão a mesma seqüência apresentada em KOTAS [20, pag. 226] e foi utilizado para a sua execução, o programa computacional “EES - Engineering Equation Solver” cujas as planilhas estão apresentadas no Anexo E. Assim, a partir dos parâmetros operacionais e de custos para cada configuração, o roteiro de cálculos segue esta estrutura:

Primeiramente calcula-se potência total fornecida no eixo de entrada do gerador, dado por:

$$W_{\text{tot}} = \frac{W}{\eta_{\text{mec}} \eta_{\text{ger}}} \quad (36)$$

Com este valor é calculado, então, a vazão mássica do vapor circulante, dado em kg/s:

$$m_v = \frac{W_{\text{tot}}}{(h_1 - h_2)} \quad (37)$$

sendo que  $h_1$  e  $h_2$  são calculados a partir dos dados de entrada do vapor do vapor em alta pressão e dos dados de saída deste vapor em baixa pressão. Estes dados estão apresentados nas Tabelas que sumarizam as características e dados operacionais para

cada módulo de geração.

A partir do balanço de energia da caldeira, é obtido o consumo de combustível dessa configuração, dado em kg/s:

$$m_{\text{comb}} \text{ PCI } \eta_{\text{cald}} = m_v (h_1 - h_3) \quad (38)$$

O fluxo de exergia que entra no sistema será dado com base na vazão mássica do combustível:

$$Ex_e = m_{\text{comb}} Ex_{\text{comb}} \quad (39)$$

sendo que o segundo termo do lado esquerdo da equação acima, que corresponde à exergia do combustível, será dado por:

$$Ex_{\text{comb}} = \text{PCI } \varphi \quad (36)$$

A seqüência dos cálculos é a determinação da exergia do fluxo de vapor, tanto na fase de alta pressão como na baixa pressão, que é a variação de exergia entre os fluxos de entrada e saída, remetendo o cálculo para a equação 5.

$$Ex_v = \left[ (h_1 - h_0) - T_0 (s_1 - s_0) \right] m_v$$

O Custo Unitário da Exergia fornecida pelo combustível ( $c_{ex}$ ), é obtido através da equação 23, anteriormente vista. Todos os valores de investimentos para os módulos aqui utilizados tiveram como fonte principal o documento produzido pelo EPRI <sup>[15]</sup>, com exceção do módulo de 500 MW queimando carvão da mina de Candiota, onde os dados foram obtidos junto a Eletrosul <sup>30</sup>.

A base adotada para a distribuição dos custos nos equipamentos que compõem as unidades de potência em estudo, foram extraídas de informações obtidas junto a

<sup>30</sup> Eletrosul, Eng. Mirdel Wolowski, Comunicação Pessoal, Junho/97

Eletrosul, sendo o valor global alocado nas seguintes parcelas percentuais:

Caldeira 55 %

Turbina 32 %

Gerador 13 %

Os custos referentes a montagens civil e estrutural, demais equipamentos mecânicos, de controle e de instrumentação, foram distribuídos observando a mesma ponderação entre os equipamentos acima citados.

Assim, utilizando o FRC considerando uma taxa de juros de 12 % ao ano e vida útil do empreendimento de 20 anos, o cálculo do Custo de Capital em cada equipamento será dado pela Equação 22.

Da mesma forma, o cálculo do custo econômico para cada equipamento segue a equação geral do balanço de custos, apresentado na Equação 24, e, para cada equipamento, a distribuição será:

- Caldeira:

$$C_{\text{caid}} = \frac{Ex_e C_{\text{ex}} + CC_{\text{caid}}}{Ex_{\text{va}}} \quad (40)$$

Ressalte-se que no custo da caldeira estão incluídos também os valores dos demais equipamentos, tais como, desaerador, condensador e torre de resfriamento.

- Turbina a Vapor:

Há dois métodos para a quantificação do custo específico do fluxo de vapor nesse equipamento. Um, chamado de Método de Extração, onde o vapor de baixa pressão terá o mesmo valor que o vapor de alta pressão. Para esta condição, o custo de investimento

da turbina ( $C_{\text{turb}}$ ) é dado pela seguinte equação:

$$C_{\text{turb}} = \frac{Ex_{\text{va}} C_{\text{cald}} + CC_{\text{turb}}}{(W_{\text{tot}} + Ex_{\text{vb}})} \quad (41)$$

Outro método é o chamado de Método de Igualdade, onde se considera que ambos produtos, eletricidade e vapor em baixa pressão, terão o mesmo valor econômico.

Assim, na turbina, a equação será:

$$C_{\text{turb}} = \frac{(Ex_{\text{va}} - Ex_{\text{vb}}) C_{\text{cald}} + CC_{\text{turb}}}{W_{\text{tot}}} \quad (42)$$

Há, ainda, o terceiro método onde o custo específico do vapor é desconsiderado e todo o custo recai apenas sobre a eletricidade gerada. Para esta condição:

$$C_{\text{elet}} = \frac{Ex_{\text{c}} C_{\text{ex}} + C_{\text{tot}}}{W} \quad (43)$$

• Gerador:

$$C_{\text{ger}} = \frac{C_{\text{turb}} W_{\text{tot}} + CC_{\text{ger}}}{W} \quad (44)$$

Nesse sistema sem cogeração, a potência elétrica gerada será superior a potência elétrica gerada no sistema com cogeração, uma vez que todo o vapor será utilizado na turbina para um único objetivo. Nessa configuração, a pressão do vapor na saída da turbina será menor.

#### **8.4.3. Módulo Gerador de 400 MW com Carvão da Colômbia**

A Tabela 32 apresenta as principais características para o módulo gerador aqui analisado. Os valores referentes aos custos de investimento foram retirados do EPRI <sup>[15]</sup>.

Dada as ótimas qualidades do carvão colombiano, que apresenta o valor de 0,86 % de teor de enxofre, e do médio teor de cinzas, da ordem de 10 %, conforme dados constantes na Tabela 16, não há a necessidade de equipamentos de dessulfurização, se restringindo o controle de efluentes aéreos a filtros para as cinzas.

**TABELA 32 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	281.533,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	1.120,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	101.166,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	39.149,54
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	11.661,33
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>434.629,87</b>
Custo Específico da Eletricidade	US\$/kWh	1.086,57
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Eficiência da Caldeira	%	85
• Eficiência do Gerador	%	98
• Eficiência da Turbina	%	75
• Fator de Recuperação de Capital - FRC		0,1339
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	26.277
• Pressão de Vapor na Entrada da Turbina	bar	165
• Pressão de Vapor na Saída da Turbina	bar	4
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,046
• Temperatura Ambiente	K	298
• Temperatura de Entrada de Vapor na Turbina	K	811
• Temperatura de Saída de Vapor na Turbina	K	493
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: Black & Veatch [4]

O Custo Unitário da Exergia, fornecido pelo combustível utilizado, obtido através da Equação 23, é de US\$ 5,91/MWh. Aplicando sobre os dados de custo de investimento a

taxa de juros, ou fator de recuperação de capital, e efetuando a distribuição percentual do custo total mostrada no item anterior, obtém-se o custo de capital de cada equipamento aqui quantificado, conforme mostra a Tabela 33 abaixo:

**TABELA 33 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA**

EQUIPAMENTO	CUSTO DE CAPITAL
	(US\$ * 10 <sup>3</sup> )
Caldeira	239.046,43
Turbina	139.081,56
Gerador	56.501,88

Estão apresentados na Tabela 34 abaixo, os cálculos dos fluxos de exergia para o fator de disponibilidade do módulo operando em duas condições: com cogeração e sem cogeração. Na condição com cogeração há o aproveitamento do vapor de baixa pressão na saída da turbina para uso no processo. Na condição sem cogeração, todo vapor de alta pressão é utilizado na geração de eletricidade, apresentando pressão menor na saída da turbina a vapor, mas mantendo a mesma potência de geração de eletricidade, se comparado com a condição anterior. O vapor de alta pressão mantém as mesmas condições para ambos sistemas.

**TABELA 34 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO %	POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA kW	SISTEMA COM COGERAÇÃO		SISTEMA SEM COGERAÇÃO	
		FLUXOS DE EXERGIA		FLUXOS DE EXERGIA	
		VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO	VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO
		kW	kW	kW	kW
90	360.000	1.221.395,4	559.585,3	604.791,7	5.268,9
50	200.000	622.997,4	310.880,7	335.995,4	2.927,1
25	100.000	311.498,7	155.440,4	167.997,7	1.463,5

A partir da aplicação das equações mostradas no item 8.4.2., anteriormente descrito, é obtida a Tabela 35, mostrando os custos específicos de geração conforme definido nas equações mostradas no item anterior.

**TABELA 35 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 400 MW - CARVÃO DA COLÔMBIA**

DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (%)	MÉTODO DE IGUALDADE (1) (US\$/MWh)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2) (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3) (US\$/MWh)
90	27,84	37,13	44,42
50	35,27	48,28	59,18
25	51,98	73,37	92,40

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

#### **8.4.4. Módulo Gerador com 500 MW com Carvão de Candiota**

De forma idêntica ao realizado no item 8.4.3., para a análise do módulo anterior, neste módulo também será efetuada a mesma seqüência de cálculos, sendo por isso utilizada a mesma estrutura das tabelas mostradas naquela análise.

Embora a análise físico-química do carvão de Candiota apresente valores bastante altos no que se refere a cinzas, atingindo 50 %, e de teor de enxofre presente 2,8 %, as unidades da Eletrosul, que forneceu os valores de custos de investimentos, não contam com equipamentos de controle de poluição de efluentes. Devido a dificuldade de obtenção de valores confiáveis para esses equipamentos, optou-se por considerar esse módulo sem esses equipamentos.

**TABELA 36 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	464.450,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	35.000,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	105.000,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	56.000,00
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	39.550,00
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>700.000,00</b>
Custo Especifico da Eletricidade	US\$/kWh	1.400,00
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Eficiência da Caldeira	%	85
• Eficiência do Gerador	%	98
• Eficiência da Turbina	%	75
• Fator de Capacidade	%	84
• Fator de Recuperação de Capital - FRC		0,1339
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	13.814
• Pressão de Vapor na Entrada da Turbina	bar	165
• Pressão de Vapor na Saída da Turbina	bar	4
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,012
• Temperatura Ambiente	K	298
• Temperatura de Entrada de Vapor na Turbina	K	811
• Temperatura de Saída de Vapor na Turbina	K	493
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica - Informe Técnico - Out/95.

Utilizando esse combustível, o custo unitário de exergia dado pela equação 23, é de US\$ 2,95/MWh. Aplicando sobre os dados de custo de investimento a taxa de juros, ou fator de recuperação de capital, e efetuando a distribuição percentual do custo total mostrada no item anterior, obtém-se o custo de capital de cada equipamento aqui quantificado, conforme mostra a Tabela 37 abaixo:

**TABELA 37 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA**

EQUIPAMENTO	CUSTO DE CAPITAL
	(US\$ * 10 <sup>3</sup> )
Caldeira	385.000,00
Turbina	224.000,00
Gerador	91.000,00

Na Tabela 38 a seguir, estão tabulados os valores dos fluxos de exergia considerando as condições de operação desse módulo operando com cogeração e sem cogeração.

**TABELA 38 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 500 MW - CARVÃO DE CANDIOTA**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO %	POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA kW	SISTEMA COM COGERAÇÃO		SISTEMA SEM COGERAÇÃO	
		FLUXOS DE EXERGIA		FLUXOS DE EXERGIA	
		VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO	VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO
		kW	kW	kW	kW
90	450.000	1.401.744,3	699.481,7	755.989,7	6.585,9
50	250.000	778.746,8	388.600,9	419.994,2	3.658,9
25	125.000	389.373,4	194.300,5	209.997,1	1.829,4

A partir da aplicação das equações mostradas no item 8.4.2., anteriormente descrito, é obtida a Tabela 39 mostrando os custos específicos de geração da energia elétrica através dos três métodos de valorização.

**TABELA 39 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 500 MW -  
 CARVÃO DE CANDIOTA**

DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (%)	MÉTODO DE IGUALDADE (1) (US\$/MWh)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2) (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3) (US\$/MWh)
90	21,17	29,47	36,66
50	30,74	43,84	55,68
25	52,26	76,17	98,48

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

#### **8.4.5. Módulo Gerador com 400 MW com Óleo Ultraviscoso**

Neste item, de forma idêntica aos outros dois anteriores, a estrutura de cálculos e tabelas seguem a mesma configuração apresentada. Inicialmente, na Tabela 40 é apresentada as características e os dados de custos mais significativos do módulo analisado.

Nos custos de investimento desse módulo já estão incluídos também os equipamentos de controle dos gases de combustão, principalmente o dessulfurizador de gases, uma vez que o combustível aqui utilizado, o óleo combustível ultraviscoso tipo 9A, apresenta um alto teor de enxofre na sua composição, como visto na Tabela 12. Na referida tabela o combustível aqui citado está com a denominação de RESVAC.

**TABELA 40 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO  
 COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
• Equipamentos e Materiais	US\$ * 10 <sup>3</sup>	226.653,00
• Peças de Reposição	US\$ * 10 <sup>3</sup>	912,00
• Construção e Montagem	US\$ * 10 <sup>3</sup>	93.020,00
• Engenharia e Comissionamento	US\$ * 10 <sup>3</sup>	32.699,67
• Demais Custos	US\$ * 10 <sup>3</sup>	9.731,67
<b>CUSTO TOTAL</b>	<b>US\$ * 10<sup>3</sup></b>	<b>363.016,34</b>
Custo Específico da Eletricidade	US\$/kWh	907,54
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Eficiência da Caldeira	%	0,85
• Eficiência do Gerador	%	0,98
• Eficiência da Turbina	%	0,75
• Fator de Capacidade	%	0,84
• Fator de Recuperação de Capital - FRC		0,1339
• Poder Calorífico Inferior	kJ/kg	40.181
• Pressão de Vapor na Entrada da Turbina	bar	220
• Pressão de Vapor na Saída da Turbina	bar	4
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,065
• Temperatura Ambiente	K	298
• Temperatura de Entrada de Vapor na Turbina	K	811
• Temperatura de Saída de Vapor na Turbina	K	473
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: Black & Veatch [4]

O custo unitário de exergia, calculado com base no poder calorífico inferior do óleo combustível ultraviscoso é de US\$ 5,45/MWh. Os demais custos de investimentos, obtidos através da aplicação do fator de recuperação de capital sobre o valor de investimento dos equipamentos estão mostrados na Tabela 41.

**TABELA 41 - CUSTOS DE CAPITAL DOS EQUIPAMENTOS DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO**

EQUIPAMENTO	CUSTO DE CAPITAL
	(US\$ * 10 <sup>3</sup> )
Caldeira	385.000,00
Turbina	224.000,00
Gerador	91.000,00

De forma idêntica aos módulos anteriormente analisados, a Tabela 42 a seguir, demonstra os fluxos de exergia considerando o módulo operando com e sem cogeração, para fatores de disponibilidade variáveis.

**TABELA 42 - FLUXOS DE EXERGIA TOTAL DO MÓDULO 400 MW - ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO %	POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA kW	SISTEMA COM COGERAÇÃO		SISTEMA SEM COGERAÇÃO	
		FLUXOS DE EXERGIA		FLUXOS DE EXERGIA	
		VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO	VAPOR DE ALTA PRESSÃO	VAPOR DE BAIXA PRESSÃO
		kW	kW	kW	kW
90	360.000	1.165.279,6	570.925,3	601.003,0	5.253,3
50	200.000	647.377,5	317.180,7	333.890,6	2.918,5
25	100.000	323.688,8	158.590,4	166.945,3	1.459,2

A Tabela 43 a seguir, mostra os valores obtidos para os custos específicos do fluxo termodinâmico, contemplando as três metodologias anteriormente explicadas.

**TABELA 43 - CUSTO ESPECÍFICO DA ELETRICIDADE DO MÓDULO 400 MW -  
 ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO**

DISPONIBILIDADE DA UNIDADE (%)	MÉTODO DE IGUALDADE (1) (US\$/MWh)	MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2) (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (3) (US\$/MWh)
90	25,01	34,03	38,86
50	31,17	43,02	51,19
25	45,02	64,56	78,93

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.  
 2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.  
 3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

## 8.5. Configurações de Geração em Ciclo Diesel

### 8.5.1. Descrição da Unidade de Potência

A transformação da energia química dos combustíveis em energia mecânica é realizada com grande eficiência pelos motores de combustão interna de movimento alternativo (MCIA), que fazem uso de pistões e de sistemas biela / manivela para transformar energia de pressão de gases em energia mecânica.

Especialmente os motores que funcionam segundo o ciclo Diesel, permitem obter eficiências térmicas elevadas, que ultrapassam os 50 %, nos motores a dois tempos de grande tamanho, sem a inclusão, para a determinação desse rendimento, do aproveitamento de energias térmicas normalmente rejeitadas para o ambiente.

Todos motores Diesel de projeto atual são providos de turbo - alimentação. Uma turbina a gás, movida por meio dos gases de escapamento, aciona um compressor que supre a necessidade de ar do motor em pressão acima da pressão ambiental. O

turbinamento reduz a relação peso / potência e melhora a eficiência dos Motores Diesel, cuja versão de aspiração natural deixou de ser fabricada, por não ter condições de competir. Por outro lado, o turbinamento resulta em comportamento transitório pouco satisfatório em consequência de variação necessária, nas mudanças de regime, da rotação de turbina, bem como da pressão e do conteúdo de massa dos gases nas tubulações de admissão e de escapamento. O tempo necessário para efetivar essas mudanças cresce com o tamanho do motor.

Nas unidades de geração elétrica convencionais, o comportamento transitório dos motores Diesel não causa dificuldades, bastando que se limite a maior carga, ligada de maneira instantânea, a aproximadamente 30 % da potência total.

O motor Diesel turbinado sofre a influência das condições ambientais, tornando necessária uma redução de sua potência em função da altitude crescente, para evitar excessivas temperaturas de escapamento e níveis de fumaça demasiados. O turbocompressor reduz um pouco esse comportamento, podendo mesmo permitir uma compensação do efeito de altitude, se for adequadamente adaptado para uma aplicação específica. Essa adaptação, no entanto, requer um desenvolvimento experimental e de projeto, que nem sempre se justifica.

Desde o início da crise do petróleo, em 1973, quando os rendimentos dos motores Diesel ainda ficavam próximos aos 40 %, a indústria de motores pesados começou um intensivo programa de desenvolvimento, implementando tecnologias já conhecidas, cuja viabilização econômica não era possível com os preços de petróleo e de seus derivados de antes da crise.

Foi aumentada a pressão máxima de combustão, através de reforços na estrutura dos motores, que passaram a suportar pressões da ordem de 180 bar, substancialmente

maiores do que as pressões de 120 a 130 bar, usuais antes da crise. Viabilizou-se, em decorrência, o uso de maiores taxas de compressão, como também maiores pressões de turbinamento.

Um motor de grandes dimensões apresenta menores perdas, tanto térmicas como também mecânicas, causadas principalmente por atrito viscoso. As perdas térmicas, qualquer que seja o tamanho do motor, predominam quando a velocidade angular do motor é baixa. Nas rotações elevadas, no entanto, predominam as perdas mecânicas, ficando reduzida a incidência das perdas térmicas.

A massa dos motores varia, quando seu projeto é semelhante, com o cubo de sua dimensão característica, como por exemplo, o diâmetro do pistão, enquanto que a potência dos motores é proporcional à área dos pistões. A relação peso / potência, conseqüentemente, aumenta com as dimensões do motor, atingindo aproximadamente 40 kg/kW nos grandes motores de 2 tempos, e 1 kg/kW nos motores de carros de passeio. A relação não é linear, pois existem grandes diferenças entre os projetos desses dois motores. O custo por kW também aumenta com o tamanho do motor, mas sofre muitas influências adicionais, tais como escala de produção, complexidade e atualização de projeto etc.

Nas instalações estacionárias que consomem óleo pesado, é usual o aproveitamento de uma parte da energia de escapamento, a fim de produzir o vapor necessário para aquecer os tanques e as tubulações de óleo pesado.

O motor Diesel permite várias formas de aproveitamento energético, que vão desde a cogeração de eletricidade e vapor, quando existe demanda para esse, até a formação de ciclos mistos motor Diesel / Ciclo Rankine ou motor Diesel / turbina a gás.

A temperatura de escapamento, da ordem de 350 ° C após a turbina, permite a geração

de vapor superaquecido. Além disso, o excesso de ar, que fica próximo de 100 %, permite a queima de combustível adicional na caldeira de aproveitamento dos gases de escapamento. O aquecimento da água para a caldeira pode ser feito por meio de troca de calor com os circuitos do motor de temperatura mais baixa.

Dos tanques de armazenamento, o óleo Diesel é bombeado, através do filtro e do indicador de fluxo, para o tanque, onde se armazena a quantidade consumida pelo motor em aproximadamente um dia. Este tanque deve ter o fundo inclinado e deve ser provido de válvula manual ou, preferencialmente, automática, para a drenagem de água de condensação

A bomba mantém a pressão de alimentação necessária ao sistema de mistura de combustível, existente junto a cada motor para seu abastecimento individual, circulando o óleo Diesel através do filtro, com tela de aço inoxidável (CrNiMo 1810) com passagem de 0,02 mm ou menos. Um retorno contínuo para o tanque mantém o sistema livre de bolhas de ar ou de vapor.

Usinas Termoelétricas com motores Diesel para consumo de óleo pesado, vem sendo empregadas há muito tempo, tanto para geração de base como para co-geração de eletricidade e vapor.

O elevado rendimento térmico do motor Diesel, sua confiabilidade satisfatória, além do baixo custo de seu combustível, tem sido os fatores decisivos para a viabilização dessas usinas.

A base para o desenvolvimento dos motores Diesel para consumo de óleo pesado é sua aplicação marítima, na qual o emprego de motores Diesel eliminou as máquinas térmicas concorrentes. Suas versões de dois tempos, de baixa rotação, que participam com 80 % do mercado marítimo, tem a grande vantagem de poder acionar diretamente

a hélice, sem necessidade de redutor de velocidade.

Motores de lançamento recente, via de regra, incluem aperfeiçoamentos, cuja incorporação em modelos mais antigos nem sempre é praticável sem uma revisão mais completa de projeto. Um dos aperfeiçoamentos é a estrutura mais reforçada, capaz de resistir a pressões de combustão maiores.

A composição típica do gás de escapamento de um motor Diesel, operando em plena carga e consumindo óleo combustível com 3 % de enxofre, é a seguinte:-

Nitrogênio	N <sub>2</sub>	75,0 %
Oxigênio	O <sub>2</sub>	12,3 %
Gases inertes	Ar	0,9 %
Dióxido de carbono	CO <sub>2</sub>	5,6 %
Vapor d'água	H <sub>2</sub> O	6,0 %
Dióxido de enxofre	SO <sub>2</sub>	12 g/kWh
Dióxido de nitrogênio	NO <sub>2</sub>	16 g/kWh
Monóxido de carbono	CO	0,6 g/kWh
Hidrocarbonetos	HC	0,4 g/kWh
Fuligem		0,05 g/kWh
Particulados		1,6 g/kWh

A redução de poluentes, emitidos com os gases de escapamento do motor, pode ser obtida por meio de medidas que reduzam a emissão primária do próprio motor, ou por meio de tratamento dos gases de escapamento.

Analisando a lista acima, verifica-se que os primeiros três e o quinto itens não são poluentes. O CO<sub>2</sub> é um poluente inevitável quando se realiza a combustão de combustíveis fósseis. Sua eliminação é tecnicamente possível, mas seria difícil,

atualmente, encontrar um uso para a grande quantidade de CO<sub>2</sub> envolvida.

A forma prática, na época atual, para se obter uma redução das emissões de CO<sub>2</sub> é o aumento da eficiência dos motores térmicos. A melhor eficiência consegue-se hoje com motores Diesel, especialmente se forem de grande tamanho, mas a solução mais econômica ou mesmo a solução que permite a maior redução de outros poluentes, raramente se obtém mediante a escolha do motor de maior eficiência.

Uma outra maneira de se reduzir o poluente CO<sub>2</sub> é por meio de consumo de combustíveis, que contenham menor proporção de carbono, como por exemplo, o metano do gás natural. Entre as várias formas possíveis de consumir esse combustível, deve-se procurar encontrar a melhor solução de compromisso entre economia e controle de emissões.

O SO<sub>2</sub>, é consequência do teor de enxofre do combustível, ao qual é diretamente proporcional. É também influenciado pela eficiência da instalação e pelo poder calorífico do combustível, através da expressão:

$$SO_2 = \frac{72 S\% 10^5}{\eta PCI} = \left( \frac{g}{kWh} \right)$$

ou

$$SO_2 = \frac{20 S\% 10^2}{\eta PCI} = \left( \frac{kg}{MJ} \right)$$

A eficiência  $\eta$  é obtida pelo quociente entre a energia elétrica produzida e a energia do combustível, computado com base no seu Poder Calorífico Inferior. Com base na resolução do CONAMA nº 8, de 6/12/90, a emissão de enxofre deve ficar inferior a 5000 g/Gcal, para instalações menores do que 70 MW, e inferior a 2000 g/Gcal, nas

instalações maiores. Esses limites correspondem, respectivamente, a 4,30 g/kWh e 1,72 g/kWh. Aplicando-se a expressão acima para o limite maior de poluição por enxofre, e para um Poder Calorífico Inferior de 40.498,6 kJ/kg, correspondente a 97 % de óleo combustível 1A e 3 % de óleo Diesel, conclui-se que o máximo teor de enxofre, que o combustível poderá conter, é de 1,47 %, se a eficiência da instalação for de 45 %.

Como o limite permitido para o teor de enxofre desse óleo é de 5 %, será necessário fazer um tratamento nos gases de escapamento, a fim de reduzir seu teor de enxofre.

O principal poluente dos motores Diesel é o dióxido de nitrogênio. Não existe ainda um limite oficial para esse poluente no Brasil, mas nos países desenvolvidos, é o  $\text{NO}_x$  que causa maiores dificuldades para o atendimento dos limites estabelecidos em lei. Eficiências elevadas se obtêm por meio de altas temperaturas, resultando na queima do nitrogênio do ar. Existe ainda o nitrogênio sempre existente no óleo pesado, que, embora presente em pequenas quantidades, da ordem de alguns décimos de %, chega a causar até um quarto do total de  $\text{NO}_x$  presente.

Há várias maneiras para se obter redução de  $\text{NO}_x$  por medidas tomadas em relação ao motor. A mais simples é a redução da pressão de combustão, (e conseqüentemente também sua temperatura), através de atraso na injeção de combustível. Paga-se um preço alto em perda de eficiência, que vai até 7,5 % de aumento de consumo para um atraso de 6 graus, através do qual se consegue obter uma redução de 25 % na emissão de  $\text{NO}_x$ . O comportamento varia bastante em função de cada tipo de motor. Temperaturas excessivas de gás de escapamento limitam esse recurso.

Outra maneira de se combater a emissão de  $\text{NO}_x$  na fonte, é usar emulsão de água com combustível, o que permite obter uma redução de 10 % até 20 %, dependendo do tipo de motor, sem nenhum efeito importante sobre o consumo de combustível.

A pulverização de água no ar de admissão é outra forma utilizada com sucesso para reduzir a emissão de NO<sub>x</sub>. É necessário, nesse caso, tomar medidas, a fim de evitar problemas de corrosão.

A recirculação de gás de escapamento é a medida que permite obter as maiores reduções de NO<sub>x</sub>, mas seus efeitos prejudiciais sobre a vida do motor, em função da elevada contaminação dos gases de escapamento com impurezas provenientes do combustível, impediu até agora sua utilização.

As pesquisas nesse campo continuam, e já se conseguiram até 70 % em reduções de NO<sub>x</sub>, pelo uso combinado de recirculação e emulsão. Uma das desvantagens da recirculação é ainda o aumento de particulados.

O tratamento de NO<sub>x</sub> nos gases de escapamento, após o motor, envolve o emprego de catalisadores seletivos <sup>31</sup>, que promovem a reação de NH<sub>3</sub> com NO<sub>x</sub>. Essa reação se dá de forma espontânea na temperatura de 850 °C, mas necessita de catalisadores nas temperaturas disponíveis. É importante manter a temperatura próxima de 300 °C, uma vez que temperaturas excessivas causam a oxidação do NH<sub>3</sub>, dando origem a mais NO<sub>x</sub>, além da formação de sulfatos, resultantes da oxidação de SO<sub>2</sub> para SO<sub>3</sub>. A oxidação de HC para CO também ocorre. Nas temperaturas inferiores a 260 °C forma-se NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub>, uma substância pegajosa e corrosiva. É fundamental uma distribuição uniforme do NH<sub>3</sub>, para possibilitar as reações necessárias e evitar a sobra de NH<sub>3</sub>. Usa-se uréia no lugar de amônia afim de evitar os efeitos tóxicos do NH<sub>3</sub>. No emprego em motores estacionários, o uso do SCR é menos complicado, e já existem mais de 25.000 horas de experiência prática, com bons resultados.

Outra medida que está sendo desenvolvida para reduzir a emissão de NO<sub>x</sub> é a injeção de

---

<sup>31</sup> conhecidos como SCR, ou, "Selective Catalytic Reduction"

NH<sub>3</sub> no cilindro do motor ao final da combustão. Até agora, a quantidade de NH<sub>3</sub> necessária é até 3 vezes maior do que no SCR, e a redução de NO<sub>x</sub> não passa de 50%.

Os particulados consistem de partículas formadas por resíduos do combustível, cinzas, aditivos metálicos do óleo lubrificante, enxofre, água, fuligem etc. Causam depósitos em turbinas, nas caldeiras de recuperação de calor, nos catalisadores etc. Sua emissão depende principalmente, ou mesmo exclusivamente, do teor de enxofre do combustível. Conseqüentemente, o pós-tratamento, por meio de precipitadores eletrostáticos, é a única maneira para se reduzir a emissão de particulados aos limites legais.

Os poluentes CO e HC não causam problemas nas instalações com motores Diesel. Sua emissão é de baixa intensidade.

O limite para particulados, que de acordo com a resolução CONAMA n° 8, de 06/12/90, é de 350 g/Gcal, o que corresponde a 0,301 g/kWh, certamente faz necessário o uso de tratamentos após o motor. A emissão de particulados em motores grandes, em plena carga, é em média, e com pouca variação, de 1,6 g/kWh.

É possível reduzir particulados quando se combina o motor Diesel com a caldeira de um Ciclo Rankine. A combustão na caldeira elimina os componentes voláteis e combustíveis dos particulados. Permanece a parte constituída por cinzas, metais e outras impurezas não afetadas pela combustão.

Para atender aos atuais limites legais vigentes no Brasil é essencial, no caso dos particulados, o emprego de precipitadores eletrostáticos. Para a redução dos óxidos de enxofre existe a opção entre o combustível de baixo teor de enxofre, adequada para reduzida utilização anual, ou o tratamento do gás de escapamento com cal hidratada, método que compensa na geração com carga base.

### 8.5.2. Roteiro de Cálculo

Para este módulo de geração, os parâmetros e dados operacionais foram extraídos de um diagrama obtido junto a SULZER DIESEL, fabricante de motores estacionários<sup>32</sup>, sendo que a potência do motor é a somatória das potências obtidas em cada cilindro. O motor apresentado nesse módulo possui dezoito cilindros em Vê, cada cilindro com potência de 720 kW, perfazendo assim um total de 12.960 kW de potência. O combustível considerado aqui será o óleo combustível 1A, cujas características foram mostradas no item 3.1.1.

O Custo Unitário da Exergia ( $c_{ex}$ ), baseado no Poder Calorífico Inferior do combustível, é calculado a partir do preço do combustível dividido pela exergia de entrada, que é o Poder Calorífico Inferior multiplicado pelo fator  $\phi$ .

A exergia dos gases de escape foram calculados através da equação:

$$Ex = C_p \left( T_1 - T_0 - T_0 \ln \frac{T_1}{T_0} \right) + RT_0 \ln \frac{p_1}{p_0}$$

Como explicado no item anterior, dado a temperatura de saída dos gases de escape, é possível através de caldeira de recuperação, produzir vapor superaquecido para processos industriais.

O custo de investimento considerado nesse módulo foi a obtido em PROMON<sup>[33]</sup> através do custo específico de geração. Os cálculos se tornam simplificados para essa configuração porque o volume de controle considerado nos cálculos, é o motor como um todo.

Os cálculos dos custos específicos dos fluxos de exergia e de potência são dados, como

<sup>32</sup> O "Technical Data" da SULZER está apresentada no Anexo F.

nos demais casos anteriormente mostrados, comparativamente, por três metodologias. Na primeira metodologia, a de igualdade, atribui-se para os gases de escape do motor o mesmo valor do combustível utilizado:

$$C_{\text{comb}} = C_{\text{ge}} = \frac{(Ex_e c_{\text{ex}}) + CC_{\text{tot}}}{W + Ex_{\text{ge}}} \quad (44)$$

Pelo método de extração, é atribuído aos gases de escape o mesmo valor da eletricidade gerada:

$$C_{\text{ge}} = C_{\text{el}} = c_{\text{ex}} \left( \frac{Ex_e - Ex_{\text{ge}}}{W} \right) + \frac{CC_{\text{tot}}}{W} \quad (45)$$

Se aos gases de escape não forem atribuídos custos, ou seja, considera-se que serão liberados para a atmosfera sem utilizá-los, então:

$$C_{\text{el}} = \frac{(Ex_e c_{\text{ex}}) + CC_{\text{tot}}}{W} \quad (46)$$

### 8.5.3. Módulo de Geração de 13 MW com Óleo Diesel

As principais características dessa configuração estão mostrados na Tabela 44 a seguir:

**TABELA 44 - CARACTERÍSTICAS E DADOS DO MÓDULO DIESEL 13 MW**

<b>CUSTOS DE INVESTIMENTOS</b>		
CUSTO TOTAL	US\$ * 10 <sup>3</sup>	9.243,00
Custo Especifico da Eletricidade	US\$/kWh	713,19
<b>DADOS OPERACIONAIS E TÉCNICOS</b>		
• Fator de Recuperação de Capital - FRC		0,1339
• Número de Cilindros	unidades	18
• Potência por Cilindro	kW	720
• Fluxo de Massa dos Gases de Combustão	kg/kWh	7,25
• Poder Calorifico Inferior	kJ/kg	41211
• Preço do Combustível	US\$/kg	0,1549
• Temperatura de Saída dos Gases de Exaustão	K	623
• Temperatura Ambiente	K	298
• Vida Útil do Empreendimento	anos	20

Fonte: Black & Veatch [4]

Os fluxos de exergia dessa configuração estão tabulados na Tabela 45 abaixo considerando as condições de fator de disponibilidade variáveis.

**TABELA 45 - FLUXOS DE EXERGIA E CONDIÇÕES DE DISPONIBILIDADE DO MÓDULO DIESEL 13 MW**

DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)	POTÊNCIA ELÉTRICA GERADA (kW)	FLUXOS DE EXERGIA (kW)	
		COMBUSTÍVEL (kW)	GASES DE ESCAPE (kW)
90	11.664	23.282	3.340
50	6.480	7.186	1.031
25	3.240	1.786	258

Os custos específicos obtidos com a aplicação das Equações apresentadas no item anterior, foram obtidos os seguintes valores, sintetizados na Tabela 46 abaixo:

**TABELA 46 - CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE DO MÓDULO DIESEL 13 MW**

<b>DISPONIBILIDADE DO MÓDULO (%)</b>	<b>MÉTODO DE IGUALDADE (1) (US\$/MWh)</b>	<b>MÉTODO DE EXTRAÇÃO (2) (US\$/MWh)</b>	<b>MÉTODO DA ELETRICIDADE (3) (US\$/MWh)</b>
90	30,17	35,25	38,90
50	49,82	55,71	57,74
25	168,12	180,48	181,49

Notas: 1 - Gases de Escape tem o mesmo valor da Eletricidade gerada.

2 - Gases de Escape tem o mesmo valor do Combustível.

3 - Gases de Escape não tem valor (= 0), valorizando apenas a eletricidade

## 8.6. Análise Comparativa Entre os Módulos

Foram analisadas nessa dissertação algumas configurações consagradas de módulos para geração combinada de energia elétrica e de calor, sendo considerado também o mesmo módulo gerando apenas eletricidade.

As Tabelas a seguir apresentadas, compilam as informações referentes às várias configurações analisadas, permitindo melhor observação e sensibilidade dos resultados obtidos através da aplicação dos conceitos de exergia e de termoeconomia.

O critério escolhido para o parâmetro de comparação foi o agrupamento dos módulos obedecendo ao fator de disponibilidade de operação. O fator de disponibilidade deve ser entendido como a simulação desses módulos operando num regime de complementação termoelétrica num sistema hidrotérmico.

Assim, o despacho de carga desses módulos para o sistema, ou seja, a condição de operação que esses módulos devem seguir, respeitado o critério de menor custo, sem o vertimento de água dos reservatórios serão distribuídos em três tipos de regime distintos e possíveis, explicados de forma sucinta a seguir.

A disponibilidade máxima pressupõe essa unidade operando em regime de base, ou seja, com o máximo aproveitamento da energia que esse módulo pode fornecer, respeitando apenas as paradas programadas para manutenção. O fator de disponibilidade médio, ou de 50 %, indica um regime operacional num período de afluência hidrológica deficitária, ou ainda, no atendimento de crescimentos de demandas súbitas, mas por períodos determinados. A operação com fator de disponibilidade de 25 %, pode ser entendido como sendo o regime de operação para atendimento do horário de ponta do sistema elétrico. Esse período, também conhecido como horário de pico, é caracterizado pela maior demanda de energia por um curto período de tempo, de cerca de 4 horas, compreendido entre 17h00 e 21h00, fruto do repentino requisito de grande quantidade de eletricidade basicamente pelo setor residencial.

Como explicado anteriormente, em todas as configurações analisadas, os cálculos foram efetuados considerando a operação desses módulos com o aproveitamento do vapor na saída da turbina para utilização num processo, caracterizando assim uma unidade de cogeração.

Para esses mesmos módulos, também foram considerados a não utilização do vapor para o processo, sendo entretanto a potência elétrica gerada igual ao módulo com cogeração. Nessa condição, há uma mudança operacional no sistema, devendo ser a pressão de saída menor que no sistema de cogeração. O fluxo de massa do vapor e o

consumo de combustível, nos Ciclos Rankine e Combinado, também serão menores.

Cabe aqui ressaltar que a cogeração é prática difundida em vários setores industriais, no entanto, nem sempre se busca uma otimização no uso dos combustíveis empregados, o que provoca perdas desnecessárias e indesejáveis nessas unidades industriais devido a ocorrência de eventuais desequilíbrios entre os requisitos de potência térmica e elétrica (ou mecânica)

**TABELA 47 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE MÁXIMO)**

TECNOLOGIA DE GERAÇÃO	POTÊNCIA (MW)	COMBUSTÍVEL UTILIZADO			CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE			
		TIPO	CUSTO COMERCIAL (US\$/kg)	EXERGIA QUÍMICA (kJ/kg)	CUSTO EXERGÉTICO (US\$/MWh)	MÉTODO DA IGUALDADE (US\$/MWh)	MÉTODO DA EXTRAÇÃO (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (US\$/MWh)
Ciclo Brayton Simples	85	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	20,56	30,64	40,97
Ciclo Brayton Simples	168	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	20,10	28,08	36,65
Ciclo Combinado	442	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	23,56	34,06	28,96
Ciclo Rankine	400	Carvão da Colômbia	0,046	28.011	5,90	27,84	37,13	44,42
Ciclo Rankine	500	Carvão de Candiota	0,012	14.643	2,95	21,17	29,47	36,66
Ciclo Rankine	400	Óleo Combustível Ultraviscoso	0,065	42.976	5,45	25,01	34,03	38,86
Ciclo Diesel	13	Óleo Combustível Leve	0,1549	43.749	12,74	30,24	35,25	38,90

**TABELA 48 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE = 0,50)**

TECNOLOGIA DE GERAÇÃO	POTÊNCIA (MW)	COMBUSTÍVEL UTILIZADO			CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE			
		TIPO	CUSTO COMERCIAL (US\$/kg)	EXERGIA QUÍMICA (kJ/kg)	CUSTO EXERGÉTICO (US\$/MWh)	MÉTODO DA IGUALDADE (US\$/MWh)	MÉTODO DA EXTRAÇÃO (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (US\$/MWh)
Ciclo Brayton Simples	85	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	30,00	56,86	71,13
Ciclo Brayton Simples	168	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	29,70	52,74	65,17
Ciclo Combinado	442	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	38,63	61,59	49,43
Ciclo Rankine	400	Carvão da Colômbia	0,046	28.011	5,90	35,27	48,28	59,18
Ciclo Rankine	500	Carvão de Candiota	0,012	14.643	2,95	30,74	43,84	55,68
Ciclo Rankine	400	Óleo Combustível Ultraviscoso	0,065	42.976	5,45	31,17	43,42	51,19
Ciclo Diesel	13	Óleo Combustível Leve	0,1549	43.749	12,74	49,82	55,71	57,74

**TABELA 49 - TABELA COMPARATIVA DE CUSTOS DE ELETRICIDADE - (FATOR DE DISPONIBILIDADE = 0,25)**

TECNOLOGIA DE GERAÇÃO	POTÊNCIA (MW)	COMBUSTÍVEL UTILIZADO			CUSTOS ESPECÍFICOS DA ELETRICIDADE			
		TIPO	CUSTO COMERCIAL (US\$/kg)	EXERGIA QUÍMICA (kJ/kg)	CUSTO EXERGÉTICO (US\$/MWh)	MÉTODO DA IGUALDADE (US\$/MWh)	MÉTODO DA EXTRAÇÃO (US\$/MWh)	MÉTODO DA ELETRICIDADE (US\$/MWh)
Ciclo Brayton Simples	85	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	56,11	145,22	165,52
Ciclo Brayton Simples	168	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	55,10	128,72	145,86
Ciclo Combinado	442	Gás Natural	0,1505	52.052	10,40	81,39	150,28	111,05
Ciclo Rankine	400	Carvão da Colômbia	0,046	28.011	5,90	51,98	73,37	92,40
Ciclo Rankine	500	Carvão de Candiota	0,012	14.643	2,95	52,26	76,17	98,48
Ciclo Rankine	400	Óleo Combustível Ultraviscoso	0,065	42.976	5,45	45,02	64,56	78,93
Ciclo Diesel	13	Óleo Combustível Leve	0,1549	43.749	12,74	168,12	180,48	181,49

A prática da cogeração está mais difundida no setor sucro-alcooleiro, embora a utilização do bagaço de cana não seja efetuada da forma mais adequada. Tal setor detém o maior potencial de cogeração do Estado de São Paulo. A maior disseminação da cogeração ainda não foi conseguida por problemas principalmente de ordem financeira, porque a tarifa a ser paga pela concessionária compradora da energia elétrica excedente, por força legal, não pode ultrapassar o Custo Marginal da Expansão da Geração de Longo Prazo praticado pelo setor elétrico, situado em US\$ 40,00/MWh<sup>33</sup>, atualmente.

O Custo Marginal da Expansão é tecnicamente definido como sendo o custo necessário para acrescentar mais 1 MW no sistema. Ocorre, entretanto, que a atualização do valor desse custo não é realizado há pelo menos três anos, fruto da ausência de dados confiáveis no que diz respeito aos custos de investimento para a implantação de projetos de geração elétrica.

Na Tabela 47, que apresenta os valores na condição de fator de disponibilidade máximo, os custos específicos dos sistemas de cogeração apresentam valores abaixo do Custo Marginal de Expansão, em ambos métodos de partição de custos. A observação dos custos de geração apenas da eletricidade ainda demonstra que os valores permanecem abaixo dos US\$ 40,00/MWh, exceto no Ciclo Rankine com carvão importado da Colômbia.

Os custos mostrados na Tabela 47, se comparados com as tarifas convencionais atualmente praticadas para os grandes consumidores de energia elétrica, observa-se então, que os obtidos através da análise termoeconômica se mostram competitivos.

---

<sup>33</sup> Segundo informações do Eng. Roberto Castro, da Divisão de Planejamento da Geração, da CESP, este valor é em função dos cálculos que a Eletrobrás pressupõe que balizarão os investimentos em Usinas Termoelétricas a Gás Natural.

Com efeito, a tarifa convencional cobrada dos consumidores A2, que são supridos com a energia elétrica entre 88 e 138 kV, é atualmente de R\$ 31,76/MWh. Os consumidores da faixa A3, que recebem a energia elétrica em 69 kV, a tarifa é de R\$ 34,24. Na subfaixa A3a, que compreende o fornecimento entre 30 a 44 kV, a tarifa praticada é de R\$ 69,10 e na faixa A4, energia elétrica suprida entre 2,3 a 25 kV, a tarifa é R\$ 71,64.

Com o fator de disponibilidade de 50 %, apresentados na Tabela 48, os valores obtidos através da partição de custos pelo método da igualdade, se mantém abaixo dos valores das tarifas convencionais acima descritas. Vale lembrar que no método da igualdade onde o custo específico do vapor é considerado igual ao custo específico da eletricidade. A exceção é dada pelo Ciclo Diesel.

A Tabela 49, que mostra os custos específicos para a condição de operação com fator de disponibilidade de 25 %, apresenta significativo aumento nos valores do Ciclo Brayton operando em ciclo simples, que utiliza gás natural, principalmente no método da extração, dado o custo comercial desse combustível.

As três Tabelas apresentadas, demonstram que através da aplicação da termoeconomia, a análise comparativa entre as opções tecnológicas de módulos térmicos de potência são mais representativas uma vez que a comparação é efetuada sobre a máxima capacidade de realizar trabalho dos combustíveis utilizados.

O método de partição pela igualdade, onde o vapor e a energia elétrica cogera tem o mesmo valor, é de interesse para a indústria onde o processo exige grandes quantidades de vapor, e que a energia elétrica não tem excedente. Inversamente, o método da extração, quando o custeio é dado pela equiparação entre os valores do combustível e do vapor, é mais apropriado para aquelas indústrias onde há excedente de energia elétrica.

## 9. CONCLUSÕES

A reestruturação institucional pela qual atualmente passa o setor energético brasileiro, tem como linha mestra o problema do financiamento tanto do setor elétrico como o do setor petrolífero. Ocorre, entretanto, que ambos setores possuem especificidades completamente diferentes, sendo então necessário que haja encaminhamento diferenciado na adoção de políticas e estratégias.

Desde que, para o atual governo, a privatização das empresas estatais de energia elétrica e de petróleo vem sendo apontada como única solução para o crônico problema de financiamento, principalmente o de longo prazo, é saudável mencionar que a questão fundamental, o recurso financeiro, também se interliga com outras questões também relevantes, tais como, a reforma dos modos de gestão da empresa pública, o papel do governo na regulação setorial, o modo de organização e o grau de integração das indústrias energéticas, bem como a participação do capital privado.

Por isso, o argumento oficial carece de melhor qualificação, uma vez que a participação do capital privado é, sem dúvida, necessário mas não é lícito o governo superestimar a capacidade de alavancagem desses recursos, mesmo porque a entrada desse capital exige e impõe arranjos institucionais e mecanismos de regulação totalmente diferentes dos daqueles em vigor nos dias atuais. Neste aspecto, é clara e evidente a falta de orientação governamental, que cria enorme diferença entre o princípio básico da reestruturação e suas perspectivas reais de operacionalidade.

Numa rápida observação do perfil do setor elétrico, é possível identificar que a estrutura de financiamento passou a ser modificada a partir do segundo choque do petróleo,

quando o país implementou uma política energética baseada predominantemente na eletricidade para substituir os derivados do petróleo por fontes renováveis de energia. Entretanto, um dos principais instrumentos do governo foi a política de preços, forçando o setor elétrico a sofrer uma compressão de tarifas.

Junto à dificuldade de captação de recursos internacionais, provocados pela crise do petróleo, e a difícil situação para o autofinanciamento, somou-se a não confirmação das previsões de acréscimos da demanda, resultado da recessão dos anos 80. Com efeito, os critérios de planejamento do setor utilizados na época, privilegiava o estabelecimento de um cronograma de obras a desenvolver, onde a preocupação com o financiamento parecia secundário.

Dada as características peculiares do setor elétrico brasileiro, essencialmente hidráulico, a escolha de projetos para ampliação da oferta era baseada em obras de grande porte, na esperança de gerar economia de escala. O que de fato ocorreu foi o início de diversas obras de grande porte e sua paralisação devido a falta de recursos, o que caracteriza a “armadilha da economia de escala”, ou seja, obras de grande porte paralisadas implicam em custos financeiros elevados, devido ao aumento dos juros durante a construção.

Para o setor de petróleo, não é verdadeira a afirmativa de crise de financiamento, mesmo porque a especificidade da cadeia produtiva, na exploração, produção, refino e distribuição, necessita de grande capacidade de autofinanciamento, dada a aleatoriedade e incerteza presentes na exploração de petróleo, que não atrai, com tanta facilidade, o capital externo.

O impacto na balança comercial causado no Brasil pela alta dos preços do óleo cru em 1973, reordenou a política nacional de petróleo, com o aumento do esforço exploratório

e que resultou na descoberta de reservas importantes, principalmente na bacia geológica de Campos, no estado do Rio de Janeiro. A queda do preço internacional de petróleo em 1986, proporcionou grande alívio na estrutura de custos, reduzindo significativamente a importação do petróleo, pela Petrobrás. Os avanços tecnológicos na exploração do petróleo em plataformas marítimas permitiram uma substancial redução de custos de produção.

Do que se vê dos programas oficiais, referentes ao setor energético, é que a atual reestruturação setorial permitindo a entrada de atores privados, vai automaticamente proporcionar como conseqüências principais, o equacionamento do problema do déficit fiscal, sob o ponto de vista macroeconômico, a automática restauração do fluxo financeiro e o desenvolvimento de programas de investimento, no âmbito setorial, além de tornar mais eficientes as empresas energéticas.

É uma visão que peca pelo determinismo de suas proposições, embora atraente, porque ignora a dinâmica da estrutura produtiva no nível mundial, particularmente a sua dimensão tecnológica.

É de se esperar que a alavancagem de recursos financeiros através da simples privatização das empresas, frustrate em matéria de montantes a serem arrecadados, as expectativas do atual governo, porque o processo de reestruturação impõe uma separação da problemática dos investimentos futuros, na medida em que, num breve levantamento, as questões que se moldam são:

quais mercados deve-se privilegiar;

quais etapas da cadeia produtiva deve-se priorizar;

quais os verdadeiros riscos econômicos e financeiros que devem ser realmente considerados.

Há outras formas de alavancagem de recursos financeiros que não a simples privatização. Entre as diversas modalidades de captação desses recursos financeiros, pode-se, rapidamente, enumerar a cooperação vertical, onde uma empresa principal assume a coordenação de um projeto, efetuando associações com outras empresas interessadas, através de acordos que podem ser de terceirização, franquias ou concessões.

Outro tipo é a cooperação horizontal, onde duas ou mais empresas desenvolvem um projeto comum. A formação de uma “joint-venture” é a mais comum forma de associação neste caso.

Exemplo comum que pode ainda ser citado, é o BOT, sigla de “Build Operate Transfer”, ou numa tradução livre, “Construção Operação Transferência”, onde uma empresa assume a construção e opera o empreendimento até que tenha tido o retorno financeiro do capital empregado, transferindo para o solicitante, o projeto, após este período.

Há também o “Project Financing”, ou traduzindo literalmente “Financiamento de Projeto”, onde uma instituição financeira ou grupo de interessados, aloca recursos financeiros necessários para a construção do empreendimento, sendo que a dívida será ressarcida aos participantes através da receita futura produzida pelo empreendimento.

Note-se que nas duas últimas modalidades de cooperação acima citadas, a repartição dos riscos é fundamental. Entretanto, para os setores energéticos, particularmente o setor de energia elétrica, esse risco é mínimo, o que o torna atraente para o investidor, uma vez que, dada as condições de oferta do atual parque gerador e as projeções de crescimento de demanda, todos os acréscimos de oferta tenderá a ser rapidamente absorvidos pelo mercado consumidor.

Face a ampliação da faixa de participação do gás natural na matriz energética brasileira, em vista da eminente entrada do gás proveniente da Bolívia e possivelmente da Argentina, é de se supor que haverá melhor distribuição de oferta dos óleos combustíveis, podendo haver deslocamento desses óleos para outros setores consumidores que até então não o utilizavam.

Sob esse aspecto, empreendimentos de geração térmica de energia elétrica supridas com gás natural, óleos combustíveis leves ou ultraviscosos, carvões nacional e importado, deverão ter participação importante no futuro parque gerador de eletricidade.

Empreendimentos termoelétricos se tornam atraentes porque são projetos que envolvem capital menos intensivo quando comparado à opção hidroelétrica, e, não envolvem as questões típicas de governo, como os reassentamentos, desapropriações, controle de cheias e operações em cascata. Outras vantagens que podem ser apontadas são: baixo tempo de maturação do projeto, facilidade de modularização de equipamentos, custos dos equipamentos preponderantemente menores em relação aos custos de obras civis.

Os atrativos acima descritos nos empreendimentos termoelétricos são fundamentais para conferir aspectos de grande facilidade de montagem de um "Project Financing", com a possibilidade real de financiamento total do projeto.

A cogeração tem despertado o interesse especial dos empresários dos mais diversos setores industriais, e não apenas dos setores tradicionalmente envolvidos, casos das indústrias sucro-alcooleira e de papel e celulose. Essa nova atenção à cogeração quer seja para atingir a auto-suficiência ou para a comercialização do excedente de eletricidade, ainda carecem de maior clareza no que diz respeito a legislação.

Nesse contexto, na necessidade do desenvolvimento de análises adequadas para comparar entre si as mais diversas alternativas térmicas de geração conjunta de energia

elétrica e de calor, a utilização da metodologia através da Segunda Lei da Termodinâmica, utilizando a análise da exergia e da termoeconomia, se mostra peculiar e apropriada. Com efeito, e do demonstrado na presente dissertação, a análise da exergia permite caracterizar efetivamente a performance das conversões energéticas que ocorrem numa unidade de geração de eletricidade e de calor, quantificando o valor dos fluxos de energia que percorrem este sistema.

Os critérios de partição aqui utilizados para a obtenção dos custos específicos, baseados no conceito da Segunda Lei da Termodinâmica, demonstram que o custo definido pela exergia e não pela energia, traz o benefício da valorização da qualidade e não da quantidade. A utilização do método da exergia para a quantificação de uma unidade térmica de potência torna possível a identificação da magnitude e as reais causas de perdas termodinâmicas de forma pontual através de cada equipamento.

O cálculo dos custos do fluxo de exergia através da aplicação dos princípios da termoeconomia permite que se identifique os custos envolvidos em cada equipamento analisado, o que possibilita, de forma clara, a identificação e a comparação entre todos componentes, e seus efeitos no custo final do produto.

Essa identificação permite que se tenha, de forma objetiva, a identificação do componente de maior custo e, portanto, possível de otimização.

Em função dos trabalhos desenvolvidos nessa dissertação, e até como a seqüência natural desta, outros projetos são idealizados, como o estudo de figuras de mérito para a hierarquização das configurações de usinas térmicas de potência, e, a ampliação do espectro de configurações e de módulos de geração, com a introdução de novas tecnologias, como o ciclo STIG em turbinas a gás, onde parte do vapor produzido pelos gases de exaustão através da caldeira, serão injetados nos queimadores da turbina.

A análise profunda da quantificação e valorização dos impactos ecológicos na tentativa de obter um custo ambiental, com a aplicação dos conceitos de exergia e de termoeconomia em equipamentos de abatimento de poluentes, também é projeto de estudo futuro.

## **10. ANEXOS**

ANEXO A - RESUMO DO SISTEMA GERADOR EXISTENTE - BRASIL

ANEXO B - RESUMO DO PARQUE TERMOELÉTRICO NACIONAL

ANEXO C - POTENCIAL HIDRÁULICO REMANESCENTE - RESERVAS ESTIMADAS  
NO ESTADO DE SÃO PAULO

ANEXO D - PREVISÃO DE OPERAÇÃO DAS USINAS EM CONSTRUÇÃO NO SISTEMA  
INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE

ANEXO E - PLANILHAS DOS CÁLCULOS DE CUSTO DE GERAÇÃO UTILIZANDO O  
PROGRAMA COMPUTACIONAL "EES"

ANEXO F - DIAGRAMA DE DADOS DE MOTORES ESTACIONÁRIOS (TECHNICAL  
DATA - SULZER DIESEL)

**ANEXO A - RESUMO DO SISTEMA GERADOR EXISTENTE - BRASIL**

CAPACIDADE INSTALADA	SISTEMA S/SE/CO		SISTEMA N/NE		SISTEMAS ISOLADOS (b)	TOTAL	
	UNID.	MW	UNID.	MW	MW	UNID. (c)	MW
Usina Hidroelétrica (a)	208	37.597	17	12.879	536	225	51.012
Usina Termoelétrica	23	3.082	3	409	1.185	26	4.676
Autoprodutores	4	105				4	105
	<b>235</b>	<b>40.784</b>	<b>20</b>	<b>13.288</b>	<b>1.721</b>	<b>255</b>	<b>55.793</b>

(a) Capacidade Hidroelétrica Nacional : S/SE/CO = 74%; N/NE = 25%

(b) Cerca de 300 localidades, a maioria localizada na Região Norte

(c) Não computados Usinas do Sistema Isolado

Fonte: CESP [5]

**ANEXO B - RESUMO DO PARQUE TERMOELÉTRICO NACIONAL  
 (USINAS ACIMA DE 10 MW)**

COMBUSTÍVEL	NÚMERO DE USINAS	CAPACIDADE INSTALADA (MW)	PARTICIPAÇÃO (%)
Carvão	6	1.037	26,3
Óleo Combustível	11	1.833	46,4
Óleo Diesel	10	421	10,7
Nuclear	1	657	16,6
	<b>28</b>	<b>3.948</b>	

Fonte: CESP [5]

**ANEXO C - PREVISÃO DE OPERAÇÃO DAS USINAS EM CONSTRUÇÃO NO  
 SISTEMA INTERLIGADO SUL/SUDESTE/CENTRO-OESTE**

USINA	EMPRESA/ESTADO	POTÊNCIA (MW)	UNIDADES	MW ANUAL
<b>Ano 1997</b>				<b>706,2</b>
PCH Braço Norte II	Eletran	9,6	4	
UHE Corumbá I	Fumas	375	3	
UHE Guilman/Amorim - APE	Belgo/Samarco	70	1 e 2	
UHE Miranda	Cemig	130	1	
UHE Muniz Freire	Samarco	16,6	1 e 2	
UHE Sá Carvalho	Acesita	30	1	
UTE Corumbá I - 1 (Gás Natural)	Eletrosul	75	1	
<b>Ano 1998</b>				<b>3.917,2</b>
Interligação Norte/Sul		1.000		
PCH Primavera	Cemat	6	3 a 7	
UHE Canoas I	Cesp/CBA	27,5	1	
UHE Costa Rica	Enersul	16	3	
UHE Guilman/Amorim - APE	Belgo/Samarco	70	3 e 4	
UHE Igarapava	Cemig/Consórcio	42	1	
UHE Miranda	Cemig	260	2 e 3	
UHE Muniz Freire	Samarco	8,3	3	
UHE Porto Primavera	Cesp	302,4	1 a 3	
UHE Serra da Mesa	Fumas/CEN	1.275	3	
UHE Sobragi	CPM	20	1	
UHE Três Irmãos	Cesp	324	4 e 5	
UTE Cuiabá I - 1 (Gás Natural)	Eletronorte	110	1	
UTE Uruguaiana I	RS	456	1	
<b>Ano 1999</b>				<b>6.345,6</b>
Interligação Argentina	ELN/Fumas	1000		
UHE Baurito	Global	9	2	
UHE Canoas I	Cesp/CBA	55	3	
UHE Canoas II	Cesp/CBA	72		
UHE Glicério	Cerj	10	2	
UHE Guaporé - APE	Santa Elina	20	1	
UHE Igarapava	Cemig/Consórcio	168	2 a 5	
UHE Monte Claro	RS	65	1 e 2	
UHE Pai Joaquim - ampliação	Cemig	23	1	
UHE Palmeiras - ampliação	Celesc	7	1	
UHE Passo do Meio	RS	30	2	
UHE Ponte de Pedra 2	Elma	403,2	5	
UHE Porto Primavera	Cesp	403,2	4 a 7	
UHE Salto Caxias	Copel	930	1 a 3	
UHE Santa Branca	Light	50		
UHE Sobragi	CPM	40	2 e 3	
UHE Tombos	Cerj	15	2	
UTE Campo Grande I (GN)	MS	300	1	
UTE Campos	RJ	300	1	
UTE Corumbá I-2 (GN)	Eletrosul	75	1	
UTE Cuiabá I-2 (GN)	Eletronorte	340	1	
UTE Gás Bolívia I	RJ/SP	450	1	
UTE Gás Bolívia II	RJ/SP	450	1	
UTE Seival I-1	Copelmi	200	1	
UTN Angra I (Nuclear)	Fumas	1309	1	

**ANEXO C (continuação)**

USINA	EMPRESA/ESTADO	POTÊNCIA (MW)	UNIDADES	MW ANUAL
<b>Ano 2000</b>				<b>2.849,6</b>
PCH Juba IV	MT	7,1	2	
PCH Jubinha III	MT	4	2	
UHE Cachoeira Emboque	CFLCL	18	2	
UHE Carrapato	SP	17	2	
UHE Cubatão - Sul	Celesc/Inepar	45	2	
UHE Dona Francisca	CEEE	62,5	1	
UHE Funil - Grande	Cemig/Consórcio	180	3	
UHE Itá	Eletrosul/AAI	870	1 a 3	
UHE Juba III	MT	19,2	2	
UHE Jubinha I	MT	10,4	2	
UHE Jubinha II	MT	15,6	2	
UHE Lajes	Light	15	1	
UHE Manso	Eletronorte	52,5	1	
UHE Manso	Eletronorte	52,5	1	
UHE Monte Claro	RS	65	3 e 4	
UHE Pilar - APE	Fiat/Alcan	75	1	
UHE Porto Estrela	MG	28	1	
UHE Porto Primavera	CESP	403,2	8 a 11	
UHE Rosai	E3/RJ	55	2	
UHE Salto - ampliação	Celesc	8,1	1	
UHE Salto Caxias	Copel	310	4	
UHE Salto das Nuvens - APE	Cim. P. Itau	20	2	
UHE São José	SP	17	2	
UTE Jacuí	Eletrosul	350	1	
UTE Seival I-2	Copelmi	200	1	
<b>Ano 2001</b>				<b>1.459,6</b>
UHE Bonfante	MG	19	3	
UHE Campinho	ES	45	3	
UHE Cana Brava	GO	225	2	
UHE Dona Francisca	CEEE	62,5	1	
UHE Itá	Eletrosul/AAI	580	4 e 5	
UHE Lajes	Light	45	2 a 4	
UHE Manso	Eletronorte	157,5	2 a 4	
UHE Monte Serrat	MG	16,6	2	
UHE Picada	MG	100	2	
UHE Pilar - APE	Fiat/Alcan	75	1	
UHE Piraju	SP	35	1	
UHE Porto Estrela	MG	84	2 a 4	
UHE Portobello - APE	Ref. Catarin.	15	1	
<b>Ano 2002</b>				<b>3.056,4</b>
Interfiação Norte-Sul		1500		
UHE Anhanguera	SP	20,1	3	
UHE Barra do Brauna	MG	48	3	
UHE Bom Retiro	RS	15	3	
UHE Cana Brava	GO	225	2 a 4	
UHE Franca Amarel	RJ	33	2	
UHE Monjolinho	SP	21,6	1	
UHE Monte Serrat	MG	8,3	1	
UHE Palmeiras	SP	15	3	
UHE Piraju	SP	35	1	
UHE Ponte de Pedra	MS/MT	113,4	2	
UHE Porto Primavera	Cesp	403,2	12 a 15	
UHE Queimado	MG	111	3	
UHE Retiro	SP	15	3	
UHE Salto Pilaõ	SC	110	1	
UHE São Domingos	SP	13,9	3	
UHE São Sebastião	SP	18,9	3	
UTE Candiota III - 1	RS	350	1	

**ANEXO C (continuação)**

USINA	EMPRESA/ESTADO	POTÊNCIA (MW)	UNIDADES	MW ANUAL
<b>Ano 2003</b>				<b>3.451,5</b>
UHE Aimores	Cemig	132	1	
UHE Bau	MG	74	2	
UHE Bocaina	MG	150	2	
UHE Bom Retiro	RS	10	2	
UHE Campos Novos	SC	220	1	
UHE Irape	MG	420	3	
UHE Machadinho	Eletrosul/GEA	693,4	2	
UHE Ourinhos	SP	33	3	
UHE Ponte de Pedra	MS/MT	56,7	1	
UHE Porto Primavera	Cesp	302,4	16 a 18	
UHE Salto Pilão	SC	110	1	
UTE Carvão PIE - 1	RS	350	1	
UTE Gás Bolívia III	RJ/SP	450	1	
UTE Gás Bolívia IV	RJ/SP	450	1	
<b>Ano 2004</b>				<b>2.811,7</b>
UHE Aimorés	Cemig	264	2	
UHE Anta	RJ/MG	8	1	
UHE Campos Novos	SC	660	3	
UHE Capim Branco I	MG	306	3	
UHE Capivari	SC	25	1	
UHE Cebolão	PR	156	2	
UHE Funil - Ribeira	SP	150	3	
UHE Garabi ( 50% )	Brasil/Argentina	375	1 a 3	
UHE Machadinho	Eletrosul/GEA	346,7	1	
UHE Ourinhos	SP	11	1	
UHE Sapucaia	RJ/MG	100	1	
UHE Simplicio	RJ/MG	60	1	
UTE Carvão PIE - 2	RS	350	1	
<b>Ano 2005</b>				<b>2.574</b>
UHE Capim Branco II	MG	210	3	
UHE Garabi ( 50% )	Brasil/Argentina	375	4 a 6	
UHE Itiquira - APE	Triunfo	94	2	
UHE Itiquira I - APE	Triunfo	62	2	
UHE Jataizinho	PR	52	1	
UHE Sapucaia	RJ/MG	200	2	
UHE Simplicio	RJ/MG	120	2	
UHE Tijuco Alto - APE	CBA	144	2	
UTN Angra III (Nuclear)	Fumas	1309	1	
<b>Ano 2006</b>				<b>104</b>
UHE Jataizinho	PR	104	2	

Fonte: CESP [6]

**ANEXO D - POTENCIAL HIDRÁULICO REMANESCENTE - RESERVAS  
 ESTIMADAS NO ESTADO DE SÃO PAULO**

BACIA/Rio	POTÊNCIA ESTIMADA (MW)		OBSERVAÇÕES
	NA BACIA	NO RIO	
PARAITINGA	18,0		Afluente do rio Paraíba do Sul
PARAIBUNA	22,0		Afluente do rio Paraíba do Sul
JAGUARI	5,0		Afluente do rio Paraíba do Sul
PARAÍBA DO SUL	272,0		Foz no Oceano
UNA	5,0		Afluente do rio Paraíba do Sul
SAPUCAÍ PAULISTA	10,0		Afluente do rio Grande
PARDO	6,0		Afluente do rio Grande
Fatura		4,0	
Canoas		2,0	
MOGI-GUAÇU	161,0		Afluente do rio Pardo
Eleutério		2,0	
Peixe Quatro		5,0	
Jaguari Mirim		40,0	
Mogi-Guaçu		114,0	
TURVO	10,0		Afluente do rio Grande
Cachoeirinha		5,0	
Onças		5,0	
SÃO JOSÉ DOS DOURADOS	16,0		Afluente do rio Paraná
TIETÊ	74,5		Afluente do rio Paraná
Jundiaí		5,0	
Capivari		25,0	
Sorocaba		20,0	
das Conchas		2,0	
do Peixe		2,0	
dos Porcos		8,0	
Batalha		10,0	
Barra Mansa		1,0	
Dourado		1,0	
Bonito		0,5	
PIRACICABA	108,0		Afluente do Tietê
Jaguari		47,0	
Atibaia		29,0	
Piracicaba		32,0	
AGUAPEÍ	126,0		Afluente do rio Paraná
Aguapeí		108,0	
Tibiricá		18,0	
PEIXE	52,0		Afluente do rio Paraná

BACIA/Rio	POTÊNCIA ESTIMADA (MW)		OBSERVAÇÕES
	NA BACIA	NO RIO	
<b>PARANAPANEMA</b>	134,0		Afluente do rio Paraná
Paranapanema		13,0	
Itapetininga		1,0	
Apiáí-Mirim		10,0	
Apiáí-Guaçu		10,0	
Taquari		15,0	
Pardo		80,0	
Santo Inácio		1,0	
Novo		1,0	
Capivara		3,0	
<b>ITARARÉ</b>	5,5		Afluente do rio Para napanema
<b>CAMBURU</b>	23,0		Foz no Oceano
Camburu		19,0	
Verde		4,0	
<b>CUBATÃO 1</b>	6,0		Foz no Oceano
<b>RIBEIRA DO IGUAPE</b>	87,0		Foz no Oceano
Pardo		2,0	
Açungui		15,0	
São Lourenço		10,0	
São Lourencinho		60,0	
<b>TOTAL NO ESTADO</b>		<b>1.141,0</b>	

Fonte: Eletrobrás [13]

## **ANEXO E - PLANILHAS DOS CÁLCULOS DE CUSTO DE GERAÇÃO UTILIZANDO O PROGRAMA COMPUTACIONAL "EES"**

### **ANEXO E.1. CÁLCULOS DO MÓDULO TURBINA A GÁS 85 MW**

*{TURBINA A GÁS CICLO SIMPLES 85MW}**{DADOS}*

$W=85000 \cdot fd$  *{kW - potencia}*  
 $"CE=10991"$  *{kJ/kWh - heat rate}*  
 $PCI=50050$   
 $CompEf=0.86$  *{% - eficiencia compressor}*  
 $TurbEf=0.87$  *{% - eficiencia turbina}*  
 $GeraEf=0.98$  *{% - eficiencia gerador}*  
 $RP=12.6$  *{relacao de pressao}*  
 $Ta=298$  *{K - temperatura ambiente}*  
 $kg=1.3$  *{gas - relacao Cp/Cv}*  
 $ka=1.4$  *{ar - relacao Cp/Cv}*  
 $f=1.04$  *{relacao PCI/exergia}*  
 $Ccomb=0.1505$  *{\$/kg - custo combustivel}*  
 $ar\%=2.5$  *{% de excesso de ar na combustao}*

*{vazoes massicas}*

$gn=(CE \cdot W)/(PCI \cdot 3600)$  *{massa de gas}*  
 $ar=(gn \cdot 17.16)$  *{massa esteq ar na combustao}*  
 $art=ar \cdot ar\%+ar$  *{massa total ar na combustao}*  
 $FM=gn+art$  *{kg/s fluxo de massa}*

*{temperaturas (K)}*

$T2=Ta \cdot RP^{((kg-1)/kg)}$  *{temp adiabatica compressor gas}*  
 $T2r=((T2-Ta)/CompEf)+Ta$  *{temp real compressor gas}*  
  
 $T4=Ta \cdot RP^{((ka-1)/ka)}$  *{temp adiabatica compressor ar}*  
 $T4r=((T4-Ta)/CompEf)+Ta$  *{temp real compressor ar}*  
  
 $T6r=783$  *{temp real saida turbina}*

*{EXERGIAS - kJ/s}*

*{gas natural}*  
 $Tm=(T2r+Ta)/2$   
 $Cpg=SPECHEAT(CH4, T=Tm)$   
 $Bgq=gn \cdot PCI$  *{quimica gas natural entrada compressor}*  
 $Bgf=(Cpg \cdot (T2r-Ta)-Ta \cdot (Cpg \cdot LN(T2r/Ta)-0.51835 \cdot LN(RP))) \cdot gn$  *{fisica gas saida compressor}*  
 $Bgn=Bgq+Bgf$

*{gases de combustao}*

*{dados "tg85\_cp.ees"}*  
 $Rgc=0.290$  *{R mistura}*  
 $B1=2969.70$  *{exergia quimica mistura "Exch\_xi"}*  
 $B2=-0.917$  *{exergia quimica mistura "xi(LN)xi"}*  
 $Mpe=28.642$  *{peso medio mistura}*

*{gases escape}*

$Cpge=1.091$  *{Cp medio gases saida turbina}*  
 $Bfge=(Cpge \cdot T6r-Ta-(Ta \cdot Cpge \cdot LN(T6r/Ta))) \cdot FM$   
 $Bqge=((B1+8.3144 \cdot Ta \cdot B2)/Mpe) \cdot FM$   
 $Bge=Bqge+Bfge$

*{custos}*

$\text{frc} = 0.1339$  *{12% a.a./ 20 anos}*  
 $\text{h} = 8760 \cdot \text{fd}$  *{horas/ano}*  
 $\text{CCinv} = 34701.73 \cdot 10^3$  *{custo total investimento - \\$}*  
 $\text{CCute} = \text{CCinv} \cdot \text{frc} / (\text{h} \cdot 3600)$  *{usina - \\$/s}*  
 $\text{Cex} = \text{Ccomb} / (\text{PCI} \cdot \text{f})$  *{custo unitario exergia}*

*{custos especificos}*

$\text{Celetr} = ((\text{Bgn} \cdot \text{Cex} + \text{CCute}) / \text{W}) \cdot \text{K}$  *{custo da eletricidade}*  
 $\text{Celge} = ((\text{Bgn} \cdot \text{Cex} + \text{CCute}) / (\text{Bge} + \text{W})) \cdot \text{K}$  *{eletricidade=gases escape}*  
 $\text{Cgegc} = (\text{Cex} \cdot ((\text{Bgn} - \text{Bge}) / \text{W}) + (\text{CCute} / \text{W})) \cdot \text{K}$  *{gases combustao=escape}*

$\text{K} = 3.6 \cdot 10^6$

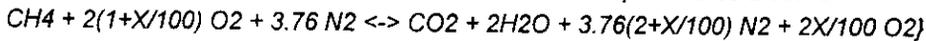
Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

ar = 43.70	ar% = 2.50 [%]	art = 152.94 [kg/s]
B1 = 2969.70 [kJ/s]	B2 = -0.917 [kJ/s]	Bfge = 37654.21 [kJ/s]
Bge = 41441.43 [kJ/s]	Bgf = 1539.54 [kJ/s]	Bgn = 134084.29 [kJ/s]
Bgq = 132544.75 [kJ/s]	Bqge = 3787.22	CCinv = 34701730.00
Ccomb = 0.1505	CCute = 0.58937	CE = 21591 [kJ/kWh]
Celetr = 165.52	Celge = 56.11	Cex = 0.00000289 [\$/kJ]
Cgegc = 145.22	CompEf = 0.86 [%]	Cpg = 2.6551
Cpge = 1.0910	f = 1.04	fd = 0.25
FM = 155.5 [kg/s]	frc = 0.1339	GeraEf = 0.98 [%]
gn = 2.55 [kg/s]	h = 2190	K = 3600000
ka = 1.40	kg = 1.30	Mpe = 28.642
PCI = 50050 [kJ/kg]	Rgc = 0.2900	RP = 12.6
T2 = 534.7 [K]	T2r = 573.3 [K]	T4 = 615 [K]
T4r = 666.2 [K]	T6r = 783.000	Ta = 298.0 [K]
Tm = 435.643	TurbEf = 0.87 [%]	W = 21250 [kW]

	<b>fd</b>	<b>CE</b> [kJ/kWh]	<b>art</b> [kg/s]	<b>gn</b> [kg/s]	<b>FM</b> [kg/s]	<b>W</b> [kW]	<b>Bgn</b> [kJ/s]	<b>Bge</b> [kJ/s]
Run 1	1.00	10363	293.62	4.89	298.5	85000	257424.94	79562.32
Run 2	0.91	10991	283.38	4.72	288.1	77350	248452.71	76789.27
Run 3	0.50	15178	215.02	3.58	218.6	42500	188516.64	58264.83
Run 4	0.25	21591	152.94	2.55	155.5	21250	134084.29	41441.43

	<b>Cex</b> [\$/kJ]	<b>CCute</b>	<b>Celetr</b>	<b>Celg</b>	<b>Cgeg</b>
Run 1	0.00000289	0.14734	37.76	19.51	28.02
Run 2	0.00000289	0.16191	40.97	20.56	30.64
Run 3	0.00000289	0.29468	71.13	30.00	56.86
Run 4	0.00000289	0.58937	165.52	56.11	145.22

{Combustao Adiabatica do Metano a 262 C com Ar Estequiometrico a 337 C



$$X=250$$

$$\text{HR}=\text{enthalpy}(\text{CH}_4, T=573)+2*(1+X/100)*\text{ENTHALPY}(\text{O}_2, T=666)+3.76*(2+X/100)*\text{ENTHALPY}(\text{N}_2, T=666)$$

$$\text{HP}=\text{HR}$$

$$\text{HP}=\text{ENTHALPY}(\text{CO}_2, T=T)+2*\text{ENTHALPY}(\text{H}_2\text{O}, T=T)+3.76*(2+X/100)*\text{ENTHALPY}(\text{N}_2, T=T)+2*X/100*\text{ENTHALPY}(\text{O}_2, T=T)$$

$$T1=(T+298)/2$$

$$\text{CPcc}=\text{SPECHEAT}(\text{CO}_2, T=T1)+2*\text{SPECHEAT}(\text{H}_2\text{O}, T=T1)+3.76*(2+X/100)*\text{SPECHEAT}(\text{N}_2, T=T1)+2*X/100*\text{SPECHEAT}(\text{O}_2, T=T1)$$

$$\text{Ptot}=(1*44)+(2*18)+(3.76*(2+X/100)*28)+(2*X/100*32)$$

$$\text{CPgcc}=\text{CPcc}/\text{Ptot}$$

$$T2=(783+298)/2$$

$$\text{CPge}=\text{SPECHEAT}(\text{CO}_2, T=T2)+2*\text{SPECHEAT}(\text{H}_2\text{O}, T=T2)+3.76*(2+X/100)*\text{SPECHEAT}(\text{N}_2, T=T2)+2*X/100*\text{SPECHEAT}(\text{O}_2, T=T2)$$

$$\text{CPgge}=\text{CPge}/\text{Ptot}$$

$$T\text{mol}=(1)+(2)+(3.76*(2+X/100))+(2*X/100)$$

$$P\text{med}=(44*\text{CO}_2)+(\text{H}_2\text{O}*18)+(\text{N}_2*28)+(\text{O}_2*32)$$

$$\text{CO}_2=1/T\text{mol}; \text{H}_2\text{O}=2/T\text{mol}; \text{N}_2=(3.76*(2+X/100))/T\text{mol}; \text{O}_2=(2*X/100)/T\text{mol}$$

$$R\text{mist}=8.31434/P\text{med}$$

$$Bq\text{mist}=(\text{CO}_2*20140)+(\text{H}_2\text{O}*11170)+(\text{N}_2*690)+(\text{O}_2*3970)$$

$$Bf\text{mist}=(\text{CO}_2*\ln(\text{CO}_2))+(\text{H}_2\text{O}*\ln(\text{H}_2\text{O}))+(\text{N}_2*\ln(\text{N}_2))+(\text{O}_2*\ln(\text{O}_2))$$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kgmol]/[degrees]

$$Bf\text{mist} = -0.917$$

$$Bq\text{mist} = 2969.695$$

$$\text{CO}_2 = 0.040$$

$$\text{CPcc} = 854.920$$

$$\text{CPgcc} = 1.198$$

$$\text{CPge} = 778.652$$

$$\text{CPgge} = 1.091$$

$$\text{H}_2\text{O} = 0.080$$

$$\text{HP} = 201113 \text{ [kJ/kmole]}$$

$$\text{HR} = 201113 \text{ [kJ/kmole]}$$

$$\text{N}_2 = 0.679$$

$$\text{O}_2 = 0.201$$

$$P\text{med} = 28.642$$

$$P\text{tot} = 713.760$$

$$R\text{mist} = 0.290$$

$$T = 1572.6 \text{ [K]}$$

$$T1 = 935.293$$

$$T2 = 540.500$$

$$T\text{mol} = 24.920$$

$$X = 250 \text{ [%]}$$

## ANEXO E.2. CÁLCULOS DO MÓDULO TURBINA A GÁS 168 MW

{TURBINA A GÁS CICLLO SIMPLES 168 MW}

{DADOS}

W=168000\*fd {kW - potencia}  
 "CE=9915" {kJ/kWh - heat rate}  
 PCI=50050  
 CompEf=0.86 {% - eficiencia compressor}  
 TurbEf=0.87 {% - eficiencia turbina}  
 GeraEf=0.98 {% - eficiencia gerador}  
 RP=15.2 {relacao de pressao}  
 Ta=298 {K - temperatura ambiente}  
 kg=1.3 {gas - relacao Cp/Cv}  
 ka=1.4 {ar - relacao Cp/Cv}  
 f=1.04 {relacao PCI/exergia}  
 Ccomb=0.1505 {\$/kg - custo combustivel}  
 ar%=1.8 {% de excesso de ar na combustao}

{vazoes massicas}

gn=(CE\*W)/(PCI\*3600) {massa de gas}  
 ar=(gn\*17.16) {massa esteq ar na combustao}  
 art=ar\*ar%+ar {massa total ar na combustao}  
 FM=gn+art {kg/s fluxo de massa}

{temperaturas (K)}

T2=Ta\*RP^((kg-1)/kg) {temp adiabatica compr gas}  
 T2r=((T2-Ta)/CompEf)+Ta {temp real compr gas}

T4=Ta\*RP^((ka-1)/ka) {temp adiabatica compr ar}  
 T4r=((T4-Ta)/CompEf)+Ta {temp real compr ar}

T6r=860 {temp dada saida turbina}

{EXERGIAS - kJ/s}

{gas natural}

Tm=(T2r+Ta)/2  
 Cpg=SPECHEAT(CH4,T=Tm)  
 Bgq=gn\*f\*PCI {quimica do gas entrada compressor}  
 Bgf=(Cpg\*(T2r-Ta)-Ta\*(Cpg\*LN(T2r/Ta)-0.51835\*LN(RP)))\*gn {fisica do gas saida compressor}  
 Bgn=Bgq+Bgf

{gases de combustao}

{dados de "tg168\_cp.ees"}

Rgc=0.292 {R mistura}  
 Cpgc=1.229 {Cp medio gases saida camara}  
 B1=3189.9 {exergia quimica mistura gases combustao}  
 B2=-0.933 {exergia fisica mistura gases combustao}  
 Mpe=28.498 {peso medio mistura}

{gases escape}

Cpge=1.114 {Cp medio gases saida turbina}  
 Bfge=(Cpge\*(T6r-Ta)-Ta\*(Cpge\*LN(T6r/Ta)))\*FM

$$Bqge = ((B1 + 8.3144 * Ta * B2) / Mpe) * FM$$

$$Bge = Bqge + Bfge$$

*{custos}*

$$frc = 0.1339 \quad \{12\% \text{ a.a.} / 20 \text{ anos}\}$$

$$h = 8760 * fd \quad \{\text{horas/ano}\}$$

$$CCinv = 58693.06 * 10^3 \quad \{\text{custo total investimento} - \$\}$$

$$CCute = CCinv * frc / (h * 3600) \quad \{\text{usina} - \$/s\}$$

$$Cex = Ccomb / (PCI * f) \quad \{\text{custo unitario exergia}\}$$

*{custos especificos}*

$$Celetr = ((Bgn * Cex + CCute) / W) * K \quad \{\text{custo da eletricidade}\}$$

$$Celge = ((Bgn * Cex + CCute) / (Bge + W)) * K \quad \{\text{eletricidade=gases escape}\}$$

$$Cgegc = (Cex * ((Bgn - Bge) / W) + (CCute / W)) * K \quad \{\text{gases combustao=escape}\}$$

$$K = 3.6 * 10^6$$

## Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

ar = 79.35 [kg/s]	ar% = 1.80 [%]	art = 222.17 [kg/s]
B1 = 3189.90 [kJ/s]	B2 = -0.933 [kJ/s]	Bfge = 62195.19 [kJ/s]
Bge = 69184.37 [kJ/s]	Bgf = 3117.39 [kJ/s]	Bgn = 243806.33 [kJ/s]
Bgq = 240688.93 [kJ/s]	Bqge = 6989.18	CCinv = 58693060.00
Ccomb = 0.1505	CCute = 0.99683	CE = 19837 [kJ/kWh]
Celetr = 145.86 [\$/MWh]	Celge = 55.10 [\$/MWh]	Cex = 0.00000289 [\$/kJ]
Cgegc = 128.72 [\$/MWh]	CompEf = 0.86 [%]	Cpg = 2.7045
Cpgc = 1.2290	Cpge = 1.1140	f = 1.04
fd = 0.25	FM = 226.8 [kg/s]	frc = 0.1339
GeraEf = 0.98 [%]	gn = 4.62 [kg/s]	h = 2190
K = 3600000.000	ka = 1.40	kg = 1.30
Mpe = 28.498	PCI = 50050 [kJ/kg]	Rgc = 0.2920
RP = 15.2	T2 = 558.4 [K]	T2r = 600.8 [K]
T4 = 648 [K]	T4r = 705.516 [K]	T6r = 860.000 [K]
Ta = 298.0 [K]	Tm = 449.398 [K]	TurbEf = 0.87 [%]
W = 42000 [kW]		

	<b>fd</b>	<b>CE</b> [kJ/kWh]	<b>gn</b> [kg/s]	<b>art</b> [kg/s]	<b>FM</b> [kg/s]	<b>W</b> [kW]	<b>Bgn</b> [kJ/s]	<b>Bge</b> [kJ/s]
Run 1	1.00	9438	8.80	422.82	431.6	168000	463990.34	131665.49
Run 2	0.91	9915	8.41	404.21	412.6	152880	443570.93	125871.12
Run 3	0.50	14383	6.71	322.18	328.9	84000	353548.06	100325.53
Run 4	0.25	19837	4.62	222.17	226.8	42000	243806.33	69184.37

	<b>Cex</b> [\$/kJ]	<b>CCute</b>	<b>Celetr</b> [\$/MWh]	<b>Celge</b> [\$/MWh]	<b>Cgegc</b> [\$/MWh]
Run 1	0.00000289	0.24921	34.09	19.11	25.93
Run 2	0.00000289	0.27385	36.65	20.10	28.08
Run 3	0.00000289	0.49841	65.17	29.70	52.74
Run 4	0.00000289	0.99683	145.86	55.10	128.72

{Combustao Adiabatica do Metano a 262 C com Ar Estequiometrico a 337 C

$CH_4 + 2(1+X/100) O_2 + 3.76 N_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O + 3.76(2+X/100) N_2 + 2X/100 O_2$

X=180

HR=enthalpy(CH4,T=573)+ 2\*(1+X/100)\*ENTHALPY(O2,T=666)+3.76\*(2+X/100)\*ENTHALPY(N2,T=666)

HP=HR

HP=ENTHALPY(CO2,T=T)+2\*ENTHALPY(H2O,T=T)+3.76\*(2+X/100)\*ENTHALPY(N2,T=T)+2\*X/100\*ENTHALPY(O2,T=T)

T1=(T+298)/2

CPcc=SPECHEAT(CO2,T=T1)+2\*SPECHEAT(H2O,T=T1)+3.76\*(2+X/100)\*SPECHEAT(N2,T=T1)+2\*X/100\*SPECHEAT(O2,T=T1)

Ptot=(1\*44)+(2\*18)+(3.76\*(2+X/100)\*28)+(2\*X/100\*32)

CPgcc=CPcc/Ptot

T2=(860.4+298)/2

CPge=SPECHEAT(CO2,T=T2)+2\*SPECHEAT(H2O,T=T2)+3.76\*(2+X/100)\*SPECHEAT(N2,T=T2)+2\*X/100\*SPECHEAT(O2,T=T2)

CPgge=CPge/Ptot

Tmol=(1)+(2)+(3.76\*(2+X/100))+(2\*X/100)

Pmed=(44\*CO2)+(H2O\*18)+(N2\*28)+(O2\*32)

CO2=1/Tmol; H2O=2/Tmol; N2=(3.76\*(2+X/100))/Tmol; O2=(2\*X/100)/Tmol

Rmist=8.31434/Pmed

Bqmist=(CO2\*20140)+(H2O\*11170)+(N2\*690)+(O2\*3970)

Bfmist=(CO2\*ln(CO2))+(H2O\*LN(H2O))+(N2\*LN(N2))+(O2\*LN(O2))

Unit Settings: [K]/[bar]/[kgmol]/[degrees]

Bfmist = -0.933

Bqmist = 3189.904

CO2 = 0.048

CPcc = 731.824

CPgcc = 1.229

CPge = 662.957

CPgge = 1.114

H2O = 0.096

HP = 156468 [kJ/kmole]

HR = 156468 [kJ/kmole]

N2 = 0.684

O2 = 0.172

Pmed = 28.498

Ptot = 595.264

Rmist = 0.292

T = 1728.9 [K]

T1 = 1013.466

T2 = 579.200

Tmol = 20.888

X = 180 [%]

### ANEXO E.3. CÁLCULOS DO MÓDULO CICLO COMBINADO

{CICLO COMBINADO 2 TURBINA A GAS + 1 TURBINA A VAPOR}

{DADOS TURBINA A GAS}

Wtg=336000\*fd {kW - potencia}  
 "CE=9915" {kJ/kWh - heat rate}  
 PCI=50050  
 CompEf=0.86 {% - eficiencia compressor}  
 TurbEf=0.87 {% - eficiencia turbina}  
 GeraEf=0.98 {% - eficiencia gerador}  
 RP=15.2 {relacao de pressao}  
 Ta=298 {K - temperatura ambiente}  
 kg=1.3 {gas - relacao Cp/Cv}  
 ka=1.4 {ar - relacao Cp/Cv}  
 f=1.04 {relacao PCI/exergia}  
 Ccomb=0.1505 {\$/kg - custo combustivel}  
 ar%=1.8 {% de excesso de ar na combustao}

{vazoes massicas}

gn=(CE\*Wtg)/(PCI\*3600) {massa de gas}  
 ar=(gn\*17.16) {massa esteq ar na combustao}  
 art=ar\*ar%+ar {massa total ar na combustao}  
 FM=gn+art {kg/s fluxo de massa}

{temperaturas (K)}

T2=Ta\*RP^((kg-1)/kg) {temp adiabatica compr gas}  
 T2r=((T2-Ta)/CompEf)+Ta {temp real compr gas}

T4=Ta\*RP^((ka-1)/ka) {temp adiabatica compr ar}  
 T4r=((T4-Ta)/CompEf)+Ta {temp real compr ar}

T6r=860 {temp dada saida turbina}

Tch=423

{exergias - kJ/s}

{gas natural}

Tm=(T2r+Ta)/2  
 Cpg=SPECHEAT(CH4,T=Tm)  
 Bgq=gn\*f\*PCI {quimica gas natural p. 1}  
 Bgf=(Cpg\*(T2r-Ta)-Ta\*(Cpg\*LN(T2r/Ta)-0.51835\*LN(RP)))\*gn {fisica gas p. 2}  
 Bgn=Bgq+Bgf

{gases de combustao}

{dados de "tg168\_cp.ees"}

B1=3189.9 {exergia quimica - Ech,xi}  
 B2=-0.933 {exergia quimica - xi.LN.xi}  
 Mpe=28.498 {peso medio mistura}

{gases escape}

Cpge=1.114 {Cp medio gases saida turbina}  
 Bfge=(Cpge\*(T6r-Ta)-Ta\*(Cpge\*LN(T6r/Ta)))\*FM  
 Bqge=((B1+8.3144\*Ta\*B2)/Mpe)\*FM  
 Bge=Bqge+Bfge

*{custos}*

$\text{fr} = 0.1339$  *{12% a.a./ 20 anos}*  
 $\text{hr} = 8760 * \text{fd}$  *{horas/ano}*  
 $\text{Cex} = \text{Ccomb} / (\text{PCI} * \text{f})$  *{custo unitario exergia}*

*{PARAMETROS DO CICLO VAPOR}*

$\text{Wtv} = 106000 * \text{fd}$  *{potencia kW}*  
 $\text{P7} = 165$  *{pressao vapor alta bar}*  
 $\text{T7} = 811$  *{temperatura vapor alta K}*  
 $\text{P8} = 4$  *{pressao vapor baixa bar}*  
 $\text{T8} = 493$  *{temperatura vapor baixa K}*  
 $\text{P0} = 1$   
 $\text{CaldEf} = 0.70$  *{eficiencia caldeira}*  
 $\text{MechEf} = 0.98$  *{eficiencia mecanica}*  
 $\text{EletEf} = 0.98$  *{eficiencia gerador}*  
 $\text{h0} = \text{enthalpy}(\text{Steam}, \text{T} = \text{Ta}, \text{P} = \text{P0})$   
 $\text{h7} = \text{ENTHALPY}(\text{Steam}, \text{T} = \text{T7}, \text{P} = \text{P7})$   
 $\text{h8} = \text{ENTHALPY}(\text{Steam}, \text{T} = \text{T8}, \text{P} = \text{P8})$   
 $\text{h9} = \text{ENTHALPY}(\text{Steam}, \text{x} = 0, \text{P} = \text{P8})$   
 $\text{s0} = \text{ENTROPY}(\text{Steam}, \text{T} = \text{Ta}, \text{P} = \text{P0})$   
 $\text{s7} = \text{ENTROPY}(\text{Steam}, \text{T} = \text{T7}, \text{P} = \text{P7})$   
 $\text{s8} = \text{ENTROPY}(\text{Steam}, \text{T} = \text{T8}, \text{P} = \text{P8})$   
 $\text{s9} = \text{ENTROPY}(\text{Steam}, \text{x} = 0, \text{P} = \text{P8})$

*{Dados Custos Investimento}*

$\text{CTG} = (\text{Cinv} * 0.6 * \text{fr}) / (\text{hr} * 3600)$   
 $\text{CTV} = (\text{Cinv} * 0.4 * \text{fr}) / (\text{hr} * 3600)$   
 $\text{Cinv} = 202401460$

$\text{KM} = 3.6 * 10^6$  *{conversao de \\$/kJ para \\$/MWh}*

*{SISTEMA COM COGERACAO}*

$\text{Nex} = 1 / (\text{Bge} / \text{Wtv})$   
 $\text{W\_tot} = \text{Wtg} + \text{Wtv}$   
 $\text{Qin} = \text{FM} * \text{Cpge} * (\text{T6r} - \text{Tch})$   
 $\text{mf} = \text{Qin} / (\text{h7} - \text{h9})$  *{kg/s mass flow}*  
 $\text{Wvap} = \text{mf} * (\text{h7} - \text{h8}) * ((\text{MechEf} * \text{EletEf}) * \text{TurbEf})$  *{potencia eixo gerador}*  
 $\text{comb} = (\text{mf} * (\text{h7} - \text{h9})) / (\text{PCI} * \text{CaldEf})$  *{kg/s consumo comb}*  
 $\text{Bva} = ((\text{h7} - \text{h0}) - \text{Ta} * (\text{s7} - \text{s0})) * \text{mf}$  *{kJ/s exergia vapor alta}*  
 $\text{Bvb} = ((\text{h8} - \text{h0}) - \text{Ta} * (\text{s8} - \text{s0})) * \text{mf}$  *{kJ/s exergia vapor baixa}*  
 $\text{Bag} = ((\text{h9} - \text{h0}) - \text{Ta} * (\text{s9} - \text{s0})) * \text{mf}$  *{exergia agua retorno}*  
 $\text{Cagi} = \text{Cig2}$  *{\\$ agua retorno = \\$ vapor baixa}*  
 $\text{Cagx} = \text{Cxt2}$

*{custos especificos}**{metodo igualdade}*

$\text{Cig1} = (\text{Bgn} * \text{Cex} + \text{CTG}) / (\text{Wtg} + \text{Bge})$   
 $\text{Cig2} = (\text{Bge} * \text{Cig1} + \text{Bag} * \text{Cagi} + \text{CTV}) / (\text{Wtv} + \text{Bvb})$   
 $\text{Cig\_med} = ((\text{Wtg} * \text{Cig1} + \text{Wtv} * \text{Cig2}) / \text{W\_tot}) * \text{KM}$

*{metodo extracao}*

$Cxt1 = Cex * ((Bgn - Bge) / Wtg) + CTG / Wtg$   
 $Cxt2 = (Cex * (Bva - Bvb) + CTV + Bag * Cagx) / Wvap$   
 $Cxt\_med = ((Wtg * Cxt1 + Wtv * Cxt2) / W\_tot) * KM$

*{SISTEMA SEM COGERACAO}*

*{metodo eletricidade}*

$P8e = PRESSURE(Steam, T = T8e, x = 0)$

$T8e = 343$

$h8e = ENTHALPY(Steam, s = s7, P = P8e)$

$h9e = ENTHALPY(Steam, x = 0, P = P8e)$

$s8e = entropy(Steam, x = 0, P = P8e)$

$mf\_e = Qin / (h7 - h9e)$

$W\_el = (mf\_e * (h7 - h8e)) * ((MechEf * EletEf) * TurbEf)$

$Bvbe = ((h9e - h0) - Ta * (s8e - s0)) * mf\_e$

$Cel = ((Bgn * Cex + (CTG + CTV)) / (W\_el + Wtg)) * KM$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

ar = 158.7 [kg/s]	ar% = 1.8 [%]	art = 444.3 [kg/s]
B1 = 3189.9	B2 = -0.933	Bag = 6304.061
Bfge = 124390.4	Bge = 138368.7	Bgf = 6234.8
Bgn = 487612.7	Bgq = 481377.9	Bqge = 13978.4
Bva = 117771.9	Bvb = 58769.1	Bvbe = 922.895
Cagi = 0.00004478	Cagx = 0.00005813	CaldEf = 0.70
Ccomb = 0.1505	CE = 19837 [kJ/kWh]	Cel = 111.05 [\$/MWh]
Cex = 0.00000289 [\$/kJ]	Cig1 = 0.00001562 [\$/kJ]	Cig2 = 0.00004478 [\$/kJ]
Cig <sub>med</sub> = 81.39 [\$/MWh]	Cinv = 202401460 [\$]	comb = 6.30
CompEf = 0.86 [%]	Cpg = 2.70	Cpge = 1.114
CTG = 2.063	CTV = 1.375	Cxt1 = 0.00003658 [\$/kJ]
Cxt2 = 0.00005813 [\$/kJ]	Cxt <sub>med</sub> = 150.28 [\$/MWh]	EletEf = 0.98
f = 1.04	fd = 0	FM = 453.60 [kg/s]
fr = 0.1339	GeraEf = 0.98	gn = 9.2 [kg/s]
h0 = 104.181	h7 = 3400.55	h8 = 2902.07
h8e = 2168.19	h9 = 604.48	h9e = 292.12
hr = 2190	ka = 1.4	kg = 1.3
KM = 3600000	MechEf = 0.98	mf = 78.97 [kg/s]
mf <sub>g</sub> = 71.04	Mpe = 28.50	Nex = 0.192 [%]
P0 = 1 [bar]	P7 = 165 [bar]	P8 = 4 [bar]
P8e = 0.309 [bar]	PCl = 50050 [kJ/kg]	Qin = 220819.10
RP = 15.2	s0 = 0.365	s7 = 6.422
s8 = 7.257	s8e = 0.952	s9 = 1.776
T2 = 558 [K]	T2r = 601 [K]	T4 = 648 [K]
T4r = 706 [K]	T6r = 860 [K]	T7 = 811 [K]
T8 = 493 [K]	T8e = 343 [K]	Ta = 298 [K]
Tch = 423 [K]	Tm = 449.4 [K]	TurbEf = 0.87 [%]
Wtg = 84000 [kW]	Wtv = 26500 [kW]	Wvap = 32893 [kW]
W <sub>el</sub> = 73148 [kW]	W <sub>tot</sub> = 110500 [kW]	

	<b>f</b>	<b>CE</b> [kJ/kWh]	<b>FM</b> [kg/s]	<b>Bgn</b>	<b>Bge</b>	<b>Bva</b>	<b>Bvb</b>	<b>W<sub>tot</sub></b> [kW]
Run 1	1	9415	861.14	925719.2	262689.2	223586.7	111571.5	442000
Run 2	1	9915	816.19	877393.1	248975.8	211914.6	105747.1	397800
Run 3	1	14383	657.77	707096.1	200651.1	170783.2	85222.2	221000
Run 4	0	19837	453.60	487612.7	138368.7	117771.9	58769.1	110500

	<b>Cig1</b> [\$/kJ]	<b>Cig2</b> [\$/kJ]	<b>Cig<sub>med</sub></b> [\$/MWh]	<b>Cxt1</b> [\$/kJ]	<b>Cxt2</b> [\$/kJ]	<b>Cxt<sub>med</sub></b> [\$/MWh]	<b>Cel</b> [\$/MWh]
Run 1	0.00000533	0.00000848	21.92	0.00000724	0.00001323	31.23	26.81
Run 2	0.00000564	0.00000941	23.56	0.00000790	0.00001440	34.06	28.96
Run 3	0.00000834	0.00001830	38.63	0.00001485	0.00002425	61.59	49.43
Run 4	0.00001562	0.00004478	81.39	0.00003658	0.00005813	150.28	111.05

## ANEXO E.4. CÁLCULOS DO MÓDULO RANKINE COM CARVÃO COLOMBIANO

*{CICLO RANKINE COM CARVAO DA COLOMBIA}**{Parametros de Operacao}*

$W=400000*fd$       *{kW - potencia da unidade}*  
 $P1=165$       *{bar - pressao vapor alta}*  
 $T1=811$       *{K - temperatura vapor alta}*  
 $P2=4$       *{bar - pressao vapor baixa}*  
 $Ta=298$       *{K - temperatura ambiente}*  
 $P0=1$       *{bar - pressao ambiente}*  
 $T2=493$       *{K - temperatura vapor baixa}*  
 $TurbEf=0.75$       *{eficiencia turbina}*  
 $CaldEf=0.85$       *{eficiencia caldeira}*  
 $MechEf=0.98$       *{eficiencia mecanica}*  
 $EletEf=0.98$       *{eficiencia gerador}*  
 $PCI=26277$       *{kJ/kg}*  
 $Ccomb=0.046$       *{\$/kg - preco combustivel}*  
 $Bcomb=28011$       *{kJ/kg - exergia combustivel}*  
 $h0=enthalpy(Steam,T=Ta,P=P0)$   
 $h1=ENTHALPY(Steam,T=T1,P=P1)$   
 $h2=ENTHALPY(Steam,T=T2,P=P2)$   
 $h3=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P2)$   
 $s0=entropy(Steam,T=Ta,P=P0)$   
 $s1=ENTROPY(Steam,T=T1,P=P1)$   
 $s2=ENTROPY(Steam,T=T2,P=P2)$   
 $s3=ENTROPY(Steam,x=0,P=P2)$   
 $Fconv=3.6*10^6$       *{conversao de \$/kJ para \$/MWh}*

*{Dados Custos de Investimento}*

$CCald=Cinv*0.55$   
 $CTurb=Cinv*0.32$   
 $CGer=Cinv*0.13$   
 $Cinv=434629.87*10^3$   
 $frc=0.1339$   
 $hr=8760$

*{SISTEMA COM COGERACAO}*

$Wtot=W/(MechEf*EletEf)$       *{potencia eixo do gerador}*  
 $mf=Wtot/(h1-h2)$       *{kg/s mass flow}*  
 $comb=mf*(h1-h3)/(PCI*CaldEf)$       *{kg/s consumo comb}*  
 $Bin=comb*Bcomb$       *{kJ/s exergia entrada}*  
 $Bva=((h1-h0)-Ta*(s1-s0))*mf$       *{kJ/s exergia vapor alta}*  
 $Bvb=((h2-h0)-Ta*(s2-s0))*mf$       *{kJ/s exergia vapor baixa}*  
 $Cex=Ccomb/Bcomb$       *{custo unitario exergia \$/kJ}*

*{Caldeira}*

$IB=frc/(hr*3600)*CCald$   
 $Cva=(Bin*Cex+IB+Bag*Cag)/Bva$

$Bag=((h3-h0)-Ta*(s3-s0))*mf$       *{exergia agua retorno}*  
 $Cag=Cvb$       *{\\$ agua retorno=\$ vapor baixa}*

*{Turbina}*

$IT=frc/(hr*3600)*CTurb$

$$Cvb=(Bva*Cva+IT)/(Wtot+Bvb)$$

*{Gerador - metodo da igualdade}*

$$IG=frc/(hr*3600)*CGer$$

$$Cel_{igual}=((Cvb*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

*{Gerador - metodo extracao}*

$$CTe=((Bva-Bvb)*Cva+IT)/Wtot$$

$$Cel_{extr}=((CTe*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

*{SISTEMA SEM COGERACAO}*

$$W=We1$$

$$We1=mf_e*(h1-h2e)*((MechEf*EletEf)*TurbEf)$$

$$comb_{el}=mf_e*(h1-h3e)/(PCI*CaldEf) \quad \{kg/s - consumo comb. so eletrica\}$$

$$h2e=enthalpy(Steam,s=s1,P=P3e)$$

$$h3e=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$s3e=entropy(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$T3e=343$$

*{K - saida turbina}*

$$P3e=PRESSURE(Steam,T=T3e,x=0)$$

$$Bin_{el}=comb_{el}*Bcomb$$

*{kJ/s - exergia entrada}*

$$Bvae=((h1-h0)-Ta*(s1-s0))*mf_e$$

*{kJ/s - exergia vapor alta}*

$$Bvbe=((h3e-h0)-Ta*(s3e-s0))*mf_e$$

*{kJ/s - exergia vapor baixa}*

*{Global}*

$$Ctot=frc/(hr*3600)*Cinv$$

$$Cel=((Bin_{el}*Cex+Ctot)/We1)*Fconv$$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

Bag = 16673.82 [kJ/s]	Bcomb = 28011.00 [kJ/s]	Bin = 732462.25 [kJ/s]
Bin <sub>el</sub> = 439163.527	Bva = 311498.72 [kJ/s]	Bvae = 167997.70 [kJ/s]
Bvb = 155440.38 [kJ/s]	Bvbe = 1463.55 [kJ/s]	Cag = 0.00001156 [\$/kJ]
CaldEf = 0.85 [%]	CCald = 239046428.50 [\$]	Ccomb = 0.046 [\$/t]
Cel = 92.40 [\$/MWh]	Cel <sub>extr</sub> = 73.37 [\$/MWh]	Cel <sub>igual</sub> = 51.98 [\$/MWh]
Cex = 0.00000164 [\$/kJ]	CGer = 56501883.10 [\$]	Cinv = 434629870.00 [\$]
comb = 26.15 [kg/s]	comb <sub>el</sub> = 15.678	CTe = 0.00001727 [\$/t]
Ctot = 1.85 [\$/]	CTurb = 139081558.40 [\$/]	Cva = 0.00000774 [\$/kJ]
Cvb = 0.00001156 [\$/kJ]	EletEf = 0.98 [%]	Fconv = 3600000.00
fd = 0.25	frc = 0.1339	h0 = 104.18 [kJ/kg]
h1 = 3400.55 [kJ/kg]	h2 = 2902.07 [kJ/kg]	h2e = 2168.19 [kJ/kg]
h3 = 604.48 [kJ/kg]	h3e = 292.12 [kJ/kg]	hr = 8760 [kJ/kg]
IB = 1.01 [\$/]	IG = 0.24 [\$/]	IT = 0.59 [\$/]
MechEf = 0.98 [%]	mf = 208.88 [kg/s]	mf <sub>e</sub> = 112.655
P0 = 1.0 [bar]	P1 = 165 [bar]	P2 = 4 [bar]
P3e = 0.309 [bar]	PCI = 26277 [kJ/kg]	s0 = 0.3649 [kJ/kg.K]
s1 = 6.4223 [kJ/kg.K]	s2 = 7.2566 [kJ/kg.K]	s3 = 1.7759 [kJ/kg.K]
s3e = 0.9520 [kJ/kg.K]	T1 = 811 [K]	T2 = 493 [K]
T3e = 343 [K]	Ta = 298 [K]	TurbEf = 0.75 [%]
W = 100000 [kW]	Wel = 100000 [kW]	Wtot = 104123 [kW]

	<b>fd</b>	<b>Bva</b> [kJ/s]	<b>Bvb</b> [kJ/s]	<b>Bvae</b> [kJ/s]	<b>Bvbe</b> [kJ/s]	<b>Cel<sub>extr</sub></b> [\$/MWh]	<b>Cel<sub>igual</sub></b> [\$/MWh]
Run 1	1.00	1245994.90	621761.50	671990.81	5854.21	35.73	26.92
Run 2	0.90	1121395.41	559585.35	604791.72	5268.79	37.13	27.84
Run 3	0.50	622997.45	310880.75	335995.40	2927.10	48.28	35.27
Run 4	0.25	311498.72	155440.38	167997.70	1463.55	73.37	51.98

	<b>Cva</b> [\$/kJ]	<b>Cvb</b> [\$/kJ]	<b>Wel</b> [kW]	<b>Wtot</b> [kW]	<b>Cel</b> [\$/MWh]
Run 1	0.00000503	0.00000660	400000	416493	42.57
Run 2	0.00000513	0.00000679	360000	374844	44.42
Run 3	0.00000593	0.00000826	200000	208247	59.18
Run 4	0.00000774	0.00001156	100000	104123	92.40

## ANEXO E.5. CÁLCULOS DO MÓDULO RANKINE COM CARVÃO DE CANDIOTA

*{CICLO RANKINE COM CARVAO CANDIOTA}**{Parametros de Operacao}*W=500000\*fd *{kW}*P1=165 *{bar}*T1=811 *{K}*P2=4 *{bar}*

P0=1

Ta=298 *{K}*T2=493 *{K}*

TurbEf=0.75

CaldEf=0.85

MechEf=0.98

EletEf=0.98

PCI=13814 *{kJ/g}*Ccomb=0.012 *{\$/t}*Bcomb=14643 *{kJ/kg}*

h0=enthalpy(Steam,T=Ta,P=P0)

h1=ENTHALPY(Steam,T=T1,P=P1)

h2=ENTHALPY(Steam,T=T2,P=P2)

h3=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P2)

s0=entropy(Steam,T=Ta,P=P0)

s1=ENTROPY(Steam,T=T1,P=P1)

s2=ENTROPY(Steam,T=T2,P=P2)

s3=ENTROPY(Steam,x=0,P=P2)

*{Dados de Custos de Investimento}*

CCald=Cinv\*0.55

CTurb=Cinv\*0.32

CGer=Cinv\*0.13

Cinv=700000000

frc=0.1339

hr=8760

*{SISTEMA COM COGERACAO}*

Wtot=W/(MechEf\*EletEf)

mf=Wtot/(h1-h2) *{kg/s - mass flow}*comb=mf\*(h1-h3)/(PCI\*CaldEf) *{kg/s - consumo comb}*Bin=comb\*Bcomb *{kJ/s}*

Bva=((h1-h0)-Ta\*(s1-s0))\*mf

Bvb=((h2-h0)-Ta\*(s2-s0))\*mf

Cex=Ccomb/Bcomb *{\$/kJ}*Fconv=3.6\*10<sup>6</sup> *{conversao de kJ/s para MWh}**{Caldeira}*

IB=frc/(hr\*3600)\*CCald

Cva=(Bin\*Cex+IB+Bag\*Cag)/Bva

Bag=((h3-h0)-Ta\*(s3-s0))\*mf

Cag=Cvb

*{Turbina}*

IT=frc/(hr\*3600)\*CTurb

$$Cvb=(Bva*Cva+IT)/(Wtot+Bvb)$$

*{Gerador - metodo da igualdade}*

$$IG=frc/(hr*3600)*CGer$$

$$Cel_{igual}=(Cvb*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

*{Gerador - metodo extracao}*

$$CTe=((Bva-Bvb)*Cva+IT)/Wtot$$

$$Cel_{extr}=(CTe*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

*{SISTEMA SEM COGERACAO}*

$$W=Wel$$

$$Wel=mf_e*(h1-h2e)*((MechEf*EletEf)*TurbEf)$$

$$comb_{el}=mf_e*(h1-h3e)/(PCI*CaldeEf)$$

$$h2e=enthalpy(Steam,s=s1,P=P3e)$$

$$h3e=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$s3e=entropy(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$T3e=343$$

$$P3e=pressure(Steam,T=T3e,x=0)$$

$$Bin_{el}=comb_{el}*Bcomb$$

$$Bvae=((h1-h0)-Ta*(s1-s0))*mf_e$$

$$Bvbe=((h3e-h0)-Ta*(s3e-s0))*mf_e$$

*{Global}*

$$Ctot=frc/(hr*3600)*Cinv$$

$$Cel=((Bin_{el}*Cex+Ctot)/Wel)*Fconv$$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

Bag = 20842.28	Bcomb = 14643.00	Bin = 910443.59
Bin <sub>ef</sub> = 545876.069	Bva = 389373.41	Bvae = 209997.13
Bvb = 194300.47	Bvbe = 1829.44	Cag = 0.00001097
CaldEf = 0.85	CCald = 385000000.00	Ccomb = 0.012
Cel = 98.48 [\$/MWh]	Cel <sub>extr</sub> = 76.17 [\$/MWh]	Cel <sub>igual</sub> = 52.26 [\$/MWh]
Cex = 0.00000082	CGer = 91000000.00	Cinv = 700000000.00
comb = 62.18	comb <sub>el</sub> = 37.279	CTe = 0.00
Ctot = 2.972	CTurb = 224000000.00	Cva = 0.00000670
Cvb = 0.00001097	EletEf = 0.98	Fconv = 3600000
fd = 0.25	frc = 0.1339	h0 = 104.18
h1 = 3400.55	h2 = 2902.07	h2e = 2168.19
h3 = 604.48	h3e = 292.12	hr = 8760
IB = 1.6347	IG = 0.3864	IT = 0.9511
MechEf = 0.98	mf = 261.10	mf <sub>e</sub> = 140.819
P0 = 1	P1 = 165	P2 = 4
P3e = 0.309	PCl = 13814	s0 = 0.365
s1 = 6.422	s2 = 7.257	s3 = 1.776
s3e = 0.952	T1 = 811	T2 = 493
T3e = 343	Ta = 298	TurbEf = 0.75
W = 125000	Wel = 125000	Wtot = 130154

	<b>fd</b>	<b>Bva</b>	<b>Bvb</b>	<b>Bvae</b>	<b>Bvbe</b>	<b>Cel<sub>extr</sub></b> [\$/MWh]	<b>Cel<sub>iguel</sub></b> [\$/MWh]
Run 1	1.00	1557493.62	777201.88	839988.51	7317.76	27.67	19.97
Run 2	0.90	1401744.26	699481.69	755989.66	6585.98	29.47	21.17
Run 3	0.50	778746.81	388600.94	419994.25	3658.88	43.84	30.74
Run 4	0.25	389373.41	194300.47	209997.13	1829.44	76.17	52.26

	<b>Cva</b>	<b>Cvb</b>	<b>Wtot</b>	<b>Wel</b>	<b>Cel</b> [\$/MWh]
Run 1	0.00000321	0.00000459	520616	500000	34.28
Run 2	0.00000334	0.00000482	468555	450000	36.66
Run 3	0.00000437	0.00000672	260308	250000	55.68
Run 4	0.00000670	0.00001097	130154	125000	98.48

## ANEXO E.6. CÁLCULOS DO MÓDULO RANKINE COM ÓLEO COMBUSTÍVEL ULTRAVISCOSO

*{CICLO RANKINE COM OLEO ULTRAVISCOSO}**{Parametros de Operacao}*

$W=400000*fd$       *{potencia kW}*  
 $P1=220$       *{pressao vapor alta bar}*  
 $T1=811$       *{temperatura vapor alta K}*  
 $P0=1$   
 $P2=4$       *{pressao vapor baixa bar}*  
 $Ta=298$       *{temperatura ambiente oC}*  
 $T2=473$       *{temperatura vapor baixa oC}*  
 $TurbEf=0.75$       *{eficiencia turbina}*  
 $CaldEf=0.85$       *{eficiencia caldeira}*  
 $MechEf=0.98$       *{eficiencia mecanica}*  
 $EletEf=0.98$       *{eficiencia gerador}*  
 $PCI=40181$       *{kJ/g}*  
 $Ccomb=0.065$       *{preco combustivel \$/kg}*  
 $Bcomb=42976$       *{exergia combustivel kJ/kg}*  
 $h0=enthalpy(Steam,T=Ta,P=P0)$   
 $h1=ENTHALPY(Steam,T=T1,P=P1)$   
 $h2=ENTHALPY(Steam,T=T2,P=P2)$   
 $h3=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P2)$   
 $s0=entropy(Steam,T=Ta,P=P0)$   
 $s1=ENTROPY(Steam,T=T1,P=P1)$   
 $s2=ENTROPY(Steam,T=T2,P=P2)$   
 $s3=ENTROPY(Steam,x=0,P=P2)$

*{Dados Custos Investimento}*

$CCald=Cinv*0.55$   
 $CTurb=Cinv*0.32$   
 $CGer=Cinv*0.13$   
 $Cinv=363016340$       *{custo total com fgd}*  
 $frc=0.1339$   
 $hr=8760$   
 $Fconv=3.6*10^6$       *{conversao de \$/kJ para \$/kWh}*

*{SISTEMA COM CEGERACAO}*

$Wtot=W/(MechEf*EletEf)$       *{potencia eixo gerador}*  
 $mf=Wtot/(h1-h2)$       *{kg/s mass flow}*  
 $comb=mf*(h1-h3)/(PCI*CaldEf)$       *{kg/s consumo comb}*  
 $Bin=comb*Bcomb$       *{kJ/s exergia entrada}*  
 $Bva=((h1-h0)-Ta*(s1-s0))*mf$       *{kJ/s exergia vapor alta}*  
 $Bvb=((h2-h0)-Ta*(s2-s0))*mf$       *{kJ/s exergia vapor baixa}*  
 $Cex=Ccomb/Bcomb$       *{custo unitario exergia \$/kJ}*

*{Caldeira}*

$IB=frc/(hr*3600)*CCald$   
 $Cva=(Bin*Cex+IB+Bag*Cag)/Bva$

$Bag=((h3-h0)-Ta*(s3-s0))*mf$   
 $Cag=Cvb$

*{Turbina}*

$IT=frc/(hr*3600)*CTurb$

$$Cvb=(Bva*Cva+IT)/(Wtot+Bvb)$$

{Gerador - metodo da igualdade}

$$IG=frc/(hr*3600)*CGer$$

$$Cel_{igual}=((Cvb*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

{Gerador - metodo extracao}

$$CTe=((Bva-Bvb)*Cva+IT)/Wtot$$

$$Cel_{extr}=(CTe*Wtot+IG)/W)*Fconv$$

{SISTEMA SEM COGERACAO}

$$W=We1$$

$$We1=mf_e*(h1-h2e)*((MechEf*EletEf)*TurbEf)$$

$$comb_{el}=mf_e*(h1-h3e)/(PCI*CaldEf)$$

$$h2e=enthalpy(Steam,s=s1,P=P3e)$$

$$h3e=ENTHALPY(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$s3e=entropy(Steam,x=0,P=P3e)$$

$$T3e=343$$

$$P3e=pressure(Steam,T=T3e,x=0)$$

$$Bin_{el}=comb_{el}*Bcomb$$

$$Bvae=((h1-h0)-Ta*(s1-s0))*mf_e$$

$$Bvbe=((h3e-h0)-Ta*(s3e-s0))*mf_e$$

{Global}

$$Ctot=frc/(hr*3600)*Cinv$$

$$Cel=((Bin_{el}*Cex+Ctot)/We1)*Fconv$$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

Bag = 17384.30	Bcomb = 42976.00	Bin = 749233.99
Bin <sub>el</sub> = 430573.108	Bva = 323688.78	Bvae = 166945.29
Bvb = 158590.37	Bvbe = 1459.25	Cag = 0.00001009
CaldEf = 0.85	CCald = 199658987.00	Ccomb = 0.06500
Cel = 78.93 [\$/MWh]	Cel <sub>extr</sub> = 64.56 [\$/MWh]	Cel <sub>igual</sub> = 45.02 [\$/MWh]
Cex = 0.00000151	CGer = 47192124.20	Cinv = 363016340.00
comb = 17.43	comb <sub>el</sub> = 10.019	CTe = 0.00001530
Ctot = 1.54	CTurb = 116165228.80	Cva = 0.00000666
Cvb = 0.00001009	EletEf = 0.98	Fconv = 3600000
fd = 0.25	frc = 0.1339	h0 = 104.18
h1 = 3338.52	h2 = 2860.42	h2e = 2102.54
h3 = 604.48	h3e = 292.12	hr = 8760
IB = 0.85	IG = 0.20	IT = 0.49
MechEf = 0.98	mf = 217.78	mf <sub>e</sub> = 112.324
P0 = 1	P1 = 220	P2 = 4
P3e = 0.309	PCI = 40181	s0 = 0.365
s1 = 6.2309	s2 = 7.1704	s3 = 1.7759
s3e = 0.9520	T1 = 811	T2 = 473
T3e = 343	Ta = 298	TurbEf = 0.75
W = 100000	Wei = 100000	Wtot = 104123

	<b>fd</b>	<b>Bva</b>	<b>Bvb</b>	<b>Bvae</b>	<b>Bvbe</b>	<b>Cel<sub>extr</sub></b> [\$/MWh]	<b>Cel<sub>igual</sub></b> [\$/MWh]
Run 1	1.00	1294755.10	634361.46	667781.16	5837.00	32.85	24.24
Run 2	0.90	1165279.59	570925.31	601003.05	5253.30	34.03	25.01
Run 3	0.50	647377.55	317180.73	333890.58	2918.50	43.42	31.17
Run 4	0.25	323688.78	158590.37	166945.29	1459.25	64.56	45.02

	<b>Cva</b>	<b>Cvb</b>	<b>W</b>	<b>Wel</b>	<b>Cel</b> [\$/MWh]
Run 1	0.00000448	0.00000599	400000	400000	37.32
Run 2	0.00000456	0.00000614	360000	360000	38.86
Run 3	0.00000521	0.00000735	200000	200000	51.19
Run 4	0.00000666	0.00001009	100000	100000	78.93

## ANEXO E.7. CÁLCULOS DO MÓDULO CICLO DIESEL

*{CICLO DIESEL MOTOR 18 CILINDROS - 12960 kW}**{Dados}*

cil=18 *{numero cilindros}*  
 kwcil=720\*fd *{kW/cilindro}*  
 gf=7.25\*fd *{gas flow kg/kWh}*  
 Cons=0.1825\*fd *{consumo de combustivel kg/kWh}*  
 PCI=41211 *{oleo combustivel 1B}*  
 Excomb=43749 *{exergia combustivel - fator = 1.0616}*  
 T1=623 *{temperatura saida K}*  
 Ta=298  
 CComb=0.1549 *{custo combustivel \$/kg}*  
 Fconv=3.6\*10^6 *{fator de conversão de \$/kJ para \$/MWh}*  
 Wunid=cil\*kwcil *{Potencia motor}*  
 Cex=CComb/Excomb *{custo unitario exergia}*  
 GFlow=gf\*Wunid/3600 *{fluxo gas}*  
 Coc=Cons\*Wunid/3600 *{consumo oleo}*

*{GASES DE COMBUSTAO - CICLO DIESEL}**{dCO2 + eH2O + fO2 + gN2 + hSO2}*

d=1.766; e=2.777; f=18.069; g=77.38; h=0.006 *{moles}*  
 Pd=44; Pe=18; Pf=32; Pg=28; Ph=64 *{peso molecular}*

Tmol=d+e+f+g+h *{total moles}*  
 Pmed=Pd\*d+Pe\*e+Pf\*f+Pg\*g+Ph\*h *{peso total}*  
 d%=d/Tmol; e%=e/Tmol; f%=f/Tmol; g%=g/Tmol; h%=h/Tmol  
 Mpe=Pd\*d%+Pe\*e%+Pf\*f%+Pg\*g%+Ph\*h% *{peso medio}*

d%p=(Pd\*d%)/Mpe; e%p=(Pe\*e%)/Mpe; f%p=(Pf\*f%)/Mpe  
 g%p=(Pg\*g%)/Mpe; h%p=(Ph\*h%)/Mpe

Cpd1=SPECHEAT(CO2,T=T1); Cpe1=SPECHEAT(H2O,T=T1)  
 Cpf1=SPECHEAT(O2,T=T1); Cpg1=SPECHEAT(N2,T=T1)  
 Cph1=SPECHEAT(SO2,T=T1)  
 Cpm1=Cpd1\*d%p+Cpe1\*e%p+Cpf1\*f%p+Cpg1\*g%p+Cph1\*h%p

Bd=20140; Be=11710; Bf=3970; Bg=690; Bh=303500  
 B1=Bd\*d%+Be\*e%+Bf\*f%+Bg\*g%+Bh\*h%  
 B2=d%\*LN(d%)+e%\*LN(e%)+f%\*LN(f%)+g%\*LN(g%)+h%\*LN(h%)  
 Rmist=8.3144/Mpe  
 Bch=((B1+Rmist\*Ta\*B2)/Mpe)\*GFlow

*{exergia oleo combustivel}*

Bent=Excomb\*Coc

*{exergia gases escape}*

Bgex=(Cpm1\*(T1-Ta)-tA\*(Cpm1\*LN(T1/Ta)))\*GFlow

*{exergia total gases}*

Btot=Bch+Bgex

*{eficiencias}*

N\_ex=(Btot+Wunid)/Bent

$$N_{en} = (GFlow * C_{pmed1} * (T1 - 298)) / (Coc * PCI)$$

{Custos}

$$hr = 8760 * fd$$

$$I_{inv} = 9243000$$

$$frc = 0.1339$$

$$I_{cap} = I_{inv} * frc / (hr * 3600)$$

$$C_{el} = ((Bent * cex + I_{cap}) / Wunid) * Fconv$$

$$C_{ig} = ((Bent * cex + I_{cap}) / (Wunid + Btot)) * Fconv$$

$$C_{xt} = (Cex * ((Bent - Btot) / Wunid) + (I_{cap} / Wunid)) * Fconv$$

Unit Settings: [K]/[bar]/[kg]/[degrees]

B1 = 1950.37	B2 = -10.40	Bch = 59.82 [kJ/s]
Bd = 20140	Be = 11710	Bent = 1796 [kJ/s]
Bf = 3970	Bg = 690	Bgex = 186.24 [kJ/s]
Bh = 303500	Btot = 246.059	CComb = 0.1549 [\$/kg]
Cex = 0.00000354 [\$/kJ]	cil = 18	Coc = 0.041 [kg/s]
Cons = 0.0456 [kg/kWh]	Cpd1 = 1.087	Cpe1 = 2.031
Cpf1 = 1.011	Cpg1 = 1.083	Cph1 = 0.750
Cpmed1 = 1.085	C <sub>el</sub> = 181.49 [\$/MWh]	C <sub>ig</sub> = 168.68 [\$/MWh]
C <sub>xt</sub> = 180.52 [\$/MWh]	d = 1.766	d% = 0.018
d%p = 0.027	e = 2.777	e% = 0.028
e%p = 0.017	Excomb = 43749 [kJ/kg]	f = 18.069
f% = 0.181	f%p = 0.201	Fconv = 3.600E+06
fd = 0.250	frc = 0.134	g = 77.380
g% = 0.774	g%p = 0.754	gf = 1.81 [kg/kWh]
GFlow = 1.6 [kg/s]	h = 0.006	h% = 0.00006
h%p = 0.000134	hr = 2190.000	I <sub>cap</sub> = 0.157
I <sub>inv</sub> = 9243000.000	kwcil = 180 [kW/cil]	Mpe = 28.73
N <sub>en</sub> = 0.340	N <sub>ex</sub> = 1.941	PCI = 41211 [kJ/kg]
Pd = 44.0	Pe = 18.0	Pf = 32.0
Pg = 28.0	Ph = 64.0	Pmed = 2872.92
Rmist = 0.289	T1 = 623 [K]	Ta = 298 [K]
Tmol = 99.998	Wunid = 3240 [kW]	

	fd	Wuni [kW]	C <sub>el</sub> [\$/MWh]	C <sub>ig</sub> [\$/MWh]	C <sub>xt</sub> [\$/MWh]
Run 1	1.000	12960	39.17	30.04	35.30
Run 2	0.900	11664	38.90	30.55	35.42
Run 3	0.500	6480	57.74	50.13	55.80
Run 4	0.250	3240	181.49	168.68	180.52

GENERAL ENGINE DATA

Engine Performance Data at ISO Conditions

Exhaust gas temperature, exhaust gas flow and fuel consumption

ANEXO F

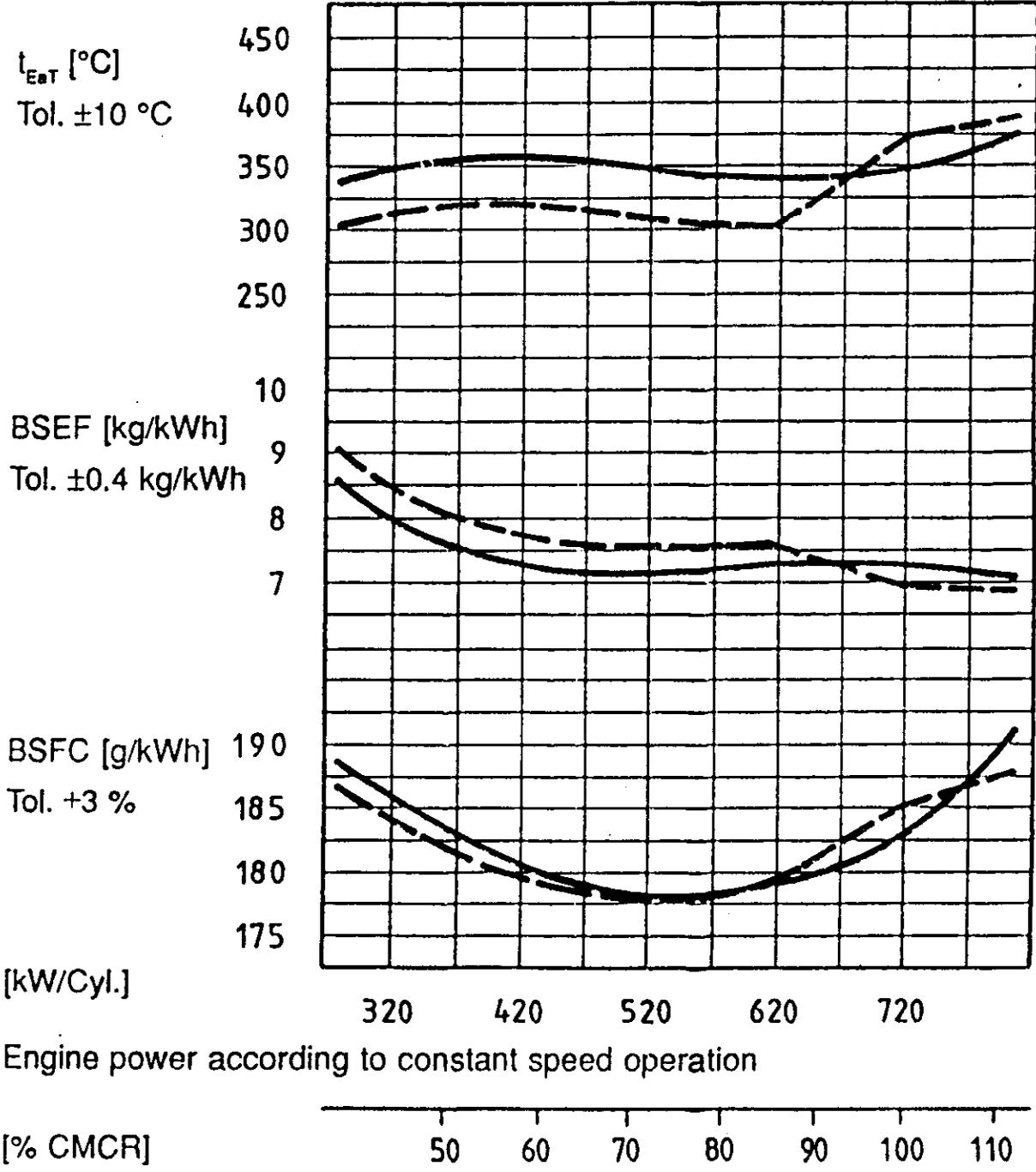
Issue 1990

CMCR: 720 kW/cyl. at 514 rev/min

———— without exh. gas waste gate

- - - - with exh. gas waste gate

Waste gate opened  
partially full



Engine power according to constant speed operation

[% CMCR]

## 11. BIBLIOGRAFIA

- [1] BARROS, F.H.F.. **Qualidade do Ambiente e Seus Reflexos Econômicos e Sociais.** In: **Encontro Nacional Sobre a Proteção e Melhoria do Meio Ambiente,** Brasília:SEMA, 1975.
- [2] BASKÁKOV, A.P.. **Termotecnica,** Moscou:Mir, 1985 (edição espanhola).
- [3] BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M.. **Thermal Design & Optimization.** New York:John Wiley, 1996.
- [4] BLACK & VEATCH. **BHP New Ventures Southeast Brazil Project - Capital and Operating Cost Data for Power Generation Options: Final Report.** São Paulo: Black & Veatch, BHP, 1994.
- [5] CESP. **Boletim do Setor Elétrico Paulista e Brasileiro,** São Paulo:CESP, Out. 1997.
- [6] CESP. **Contrato de Suprimento de Energia ao Estado de São Paulo - Informe Executivo.** São Paulo: CESP, Jan. 1997.
- [7] CESP., **Programa de Obras de Geração.** São Paulo:CESP, Set. 1994.
- [8] CETESB. **Legislação Estadual: Controle de Poluição Ambiental (Atualizada até Setembro de 1995).** São Paulo:CETESB, 1995. (Série Documentos).
- [9] CETESB. **Legislação Federal: Controle da Poluição Ambiental.** [atualizado até Outubro, 1994), São Paulo:CETESB, 1994 (Série Documentos).
- [10] COELHO, A.G. **A Adequação da Estrutura de Refino no Brasil.** In: **Congresso Brasileiro de Petróleo, 2,** IBP, Rio de Janeiro, Out. 1982.
- [11] ELETROBRÁS. **Boletim Semestral - Síntese 1996.** Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica, SIESE:Brasília, 1997.
- [12] ELETROBRÁS. **Plano Nacional de Energia Elétrica 1993/2015 - Plano 2015.** Relatório Geral, Rio de Janeiro:ELETROBRÁS, Out. 1992.
- [13] ELETROBRÁS. **Potencial Hidrelétrico Brasileiro Estimado.** Rio de Janeiro:ELETROBRÁS, Departamento de Estudos Energéticos, Divisão de Recursos Hídricos, Fev. 1997.
- [14] ENERCONSULT. **Centrais Termelétricas a Resíduo de Refinarias de Petróleo - Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica.** São Paulo:CESP/ ENERCONSULT, (Vol. I - Texto), Jul. 1988.
- [15] EPRI. **TAG Technical Assessment Guide - Electricity Supply - 1993.** Palo Alto:EPRI, vol. 1. Rev. 7. Jun. 1993.
- [16] FERNANDES FILHO, J.; LATRÔNICO FILHO, J.A.; WACHELKE, L.F. **Geração Termelétrica: Fundamentos para Aplicação.** Florianópolis:ELETROSUL, 1992.
- [17] FONSECA, M.G.; GONÇALVES, W. **Experiência da Petrobrás na Adequação do Seu Esquema e Refino à Estrutura do Mercado Consumidor.** In: **Congresso Brasileiro de Petróleo, 4,** Rio de Janeiro:IBP, Out. 1990.

- [18] FORTUNATO, L.A.M.; ARARIPE NETO, T.A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; PEREIRA, M.V.F. **Introdução ao Planejamento da Expansão e Operação de Sistemas de Produção de Energia Elétrica**. UDUFF: Niterói, 1990.
- [19] GARCIA, R., BERNARDES, H.J. **Manual de Utilização de Óleos Combustíveis Ultraviscosos**. Belo Horizonte: PETROBRÁS, 2a. ed. 1992.
- [20] KOTAS, T.J.. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**, London: Butterworths, 1985.
- [21] MAIN Engenharia. **Estudos de Viabilidade Técnico-Econômica da UTE Piratininga - Unidades 5 e 6**. São Paulo: Eletropaulo/MAIN Engenharia, Dez. 1992.
- [22] MEP. **Unidade Compacta Turbotermoelétrica a Gás**. Mecânica Pesada/Alstom, prospecto informativo, São Paulo, s.d.
- [23] MONTEIRO, J.R.A.P.R. A Associação Brasileira de Engenharia Sanitária - ABES e o Problema da Poluição Ambiental no Brasil. In: **Encontro Nacional sobre a Proteção e Melhoria do Meio Ambiente**, Brasília: SEMA, 1975.
- [24] MORAN, M.J.; SCIUBBA, E. Exergy Analysis; Principles and Practice, **Journal of Engin. Gas Turb. and Power**, V. 116, April, 1994.
- [25] MYCOCK, J.C.; McKENNA, J.D.; THEODORE, L.. **Handbook of Air Pollution Control Engineering and Technology**, Florida: CRC Press, 1995.
- [26] NEGRI, J.C. **Panorama do Planejamento para os Setores de Energia Elétrica e Petróleo**. São Paulo: CESP, 1995 (Série Divulgação e Informação).
- [27] NEGRI, J.C.. **Termodinâmica Clássica - Revisão**. CESP: São Paulo, Out, 1993. (Série Produção Intelectual).
- [28] NEGRI, J.C.; AZEVEDO FILHO, L.M.M. **Geração a Partir de Motores de Combustão Interna**. São Paulo: CESP, 1992 (Relatório Técnico).
- [29] NEGRI, J.C.; VIEIRA, S. **Complementação Térmica no Sistema Interligado Brasileiro**. São Paulo: CESP, 1994 (Série Pesquisa e Desenvolvimento).
- [30] PAULA, C.P. **Análise de Fontes de Geração de Energia Termoelétrica**. CESP, São Paulo: CESP, Set. 1993 (Relatório Técnico).
- [31] PETROBRÁS, **O Petróleo e a Petrobrás**. Rio de Janeiro: SERPUB, 1976.
- [32] PERAL CEPEDAS, J.F.; OLIVEIRA JUNIOR, S.. Cogeração no Setor Terciário: Análise Exérgica e Termoeconômica. In: **Workshop Potencialidades das Tecnologias de Cogeração em São Paulo, Brasil**, São Paulo, Jun/1995.
- [33] PROMON/PSR. **Elaboração de Estudos Visando Formulação de um Plano Diretor de Usinas Termoelétricas no Estado de São Paulo**. São Paulo: PROMON, Nov. 95. (Relatório Geral).
- [34] RAMOS, D.S.; MOROZOWSKI FILHO, M. Incerteza e Flexibilidade no Planejamento da Transmissão - Conceitos e Metodologias. In: **ERLAC /CIGRÉ, 4**, Foz do Iguaçu, Ago. 1991.
- [35] SÃO PAULO (ESTADO). **Balanco Energético Estadual 1996: Ano Base 1995**. Secretaria de Estado de Energia, São Paulo: CESP, 1996.
- [36] SINDICATO NACIONAL DA INDÚSTRIA DA EXTRAÇÃO DE CARVÃO.

**Situação Atual e Caminhos para o Desenvolvimento da Mineração de Carvão no País.** Porto Alegre:SNIEC, Nov. 1991.

- [37] SZARGUT,J.;MORRIS,D.R.;STEWART,F.R.. **Exergy Analysis of Thermal, Chemical and Metallurgical Processes**, New York:Hemisphere, 1988.
- [38] TOMMASI,L.R.. **Estudo de Impacto Ambiental**. São Paulo:CETESB, 1993.
- [39] TSATSARONIS,G.. **Thermoeconomic Analysis and Optimization of Energy Systems**, *Prog. Energy Combust. Sci.*, V.19, pp.227-257, Pergamon Press, Great Britain, 1993.
- [40] VAN WYLEN,G.J.;SONNTAG,R.E..**Fundamentos da Termodinâmica Clássica**, São Paulo:Edgard Blücher, 1993 (3ª ed).
- [41] VERGNHANINI,R.. **Formação e Emissão de Poluentes em Processos de Combustão e Gaseificação**. IN: **Curso de Combustão**, Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo, São Paulo: IPT, Mar/Jun. 1993.
- [42] VIEIRA,S; NEGRI,J.C.. **Formação de Base de Dados e Avaliação Técnico-Econômica de Sistemas de Controle Ambiental para Usinas Termoelétricas**, São Paulo:CESP, Abr. 1997, (Relatório. CESP/EPEG/004/97).

## APÊNDICES

APÊNDICE A - PARQUE GERADOR DA CESP (SITUAÇÃO ATÉ DEZEMBRO/96)

APÊNDICE B - LEGISLAÇÃO AMBIENTAL COMPLEMENTAR

APÊNDICE C - O ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) E O RELATÓRIO DE IMPACTO  
AMBIENTAL (RIMA)

APÊNDICE D - CARACTERIZAÇÃO DOS EFLUENTES AÉREOS, LÍQUIDOS E SÓLIDOS

---

**APÊNDICE A - PARQUE GERADOR DA CESP (SITUAÇÃO ATÉ DEZEMBRO/96)**

BACIA	USINA	GRUPOS GERADORES	POTÊNCIA (MW)		FATOR DE CAPACIDADE
			INSTALADA	ENERGIA FIRME	
PARANÁ/GRANDE	Água Vermelha	6	1.380	652	0,472
	Ilha Solteira	20	3.230	1.390	0,430
	Jupia	14	1.411,2	882	0,625
	<b>Subtotal</b>		<b>6.021,2</b>	<b>2.924</b>	<b>0,486</b>
PARANAPANEMA	Jurumirim	2	97,75	53	0,542
	Chavantes	4	414	190	0,459
	Salto Grande	4	70,38	58	0,824
	Capivara	4	640	355	0,555
	Taquaruçú	4	403,2	221	0,548
	Rosana	4	320	190	0,594
	<b>Subtotal</b>		<b>1.945,33</b>	<b>1067</b>	<b>0,548</b>
TIETÊ	Barra Bonita	4	140,76	32	0,227
	Bariri	3	143,1	45	0,314
	Ibitinga	3	131,49	54	0,411
	Promissão	3	264	78	0,295
	Nova Avanhandava	3	302,4	107	0,354
	Três Irmãos	3	484	268	0,554
	<b>Subtotal</b>		<b>1.465,75</b>	<b>584</b>	<b>0,398</b>
PARDO	Caconde	2	80,4	29	0,361
	Euclides da Cunha	4	108,8	43	0,395
	Limoeiro	2	32,2	12	0,372
	<b>Subtotal</b>		<b>221,4</b>	<b>84</b>	<b>0,379</b>
PARAÍBA	Jaguari	2	27,6	13	0,471
	Paraibuna	2	86	44	0,512
	<b>Subtotal</b>		<b>113,6</b>	<b>57</b>	<b>0,502</b>
Pequenas Centrais Hidroelétricas		5	9	8	0,888
<b>TOTAL</b>			<b>9.776,28</b>	<b>4.724</b>	<b>0,483</b>

---

 Fonte: CESP [5]

---

## APÊNDICE B - LEGISLAÇÕES AMBIENTAIS COMPLEMENTARES

### B.1. LEGISLAÇÃO FEDERAL

No início dos anos 90, por iniciativa da Secretaria Especial do Meio Ambiente, foi iniciada uma revisão de toda a legislação ambiental, a nível nacional, em função de falhas jurídicas e técnicas constatadas. Infelizmente, porém, a revisão foi abandonada, sendo criadas poucas leis específicas para tentar suprir estas falhas.

Além das leis e decretos citados no item 5.3 dessa dissertação, e que servem de base para a normatização do processo de liberação ambiental, existem outras leis, portarias e resoluções do CONAMA, versando sobre o assunto e de interesse para o setor elétrico. São elas:

- a) **Decreto nº 88.351, de 01.06.83:** regulamenta a Lei 6938; define as atribuições de cada órgão componente do SISNAMA - Sistema Nacional do Meio Ambiente;
- b) **Lei nº 7.347, de 24.07.85:** disciplina a ação pública de responsabilidade por danos causados ao meio ambiente, ao consumidor, a bens e direitos de valor artístico, estético, histórico e turístico;
- c) **Portaria MME nº 1.832, de 17.11.78:** estabelece a obrigatoriedade de apresentação de sistemas de tratamento de efluentes para concessão de autorização para uso de águas públicas;
- d) **Portaria SEMA nº 02, de 09.02.79:** estabelece normas para pedidos de concessão ou autorização para derivar águas públicas;
- e) **Portaria MINTER nº 92, de 19.06.80:** dispõe sobre a emissão de sons e ruídos em decorrência de quaisquer atividades industriais, comerciais, sociais ou recreativas; estipula os limites de nível sonoro de:
  - 10 decibéis acima do ruído de fundo, no ambiente exterior ao recinto onde o som tem origem;
  - independente do ruído de fundo, 70 decibéis durante o dia, no ambiente exterior ao local de origem do som e 60 decibéis à noite.
- f) **Portaria MINTER nº 124, de 20.08.80:** baixa normas no tocante à prevenção da poluição hídrica;
- g) **Portaria MINTER nº 157, de 26.10.82:** estabelece normas ao lançamento de efluentes líquidos contendo substâncias não-degradáveis de alto grau de toxicidade, decorrentes de quaisquer atividades industriais;
- h) **Resolução CONAMA nº 20, de 18.06.86:** classifica as águas doces, salobras e salinas do Território Nacional, em nove classes, segundo seus usos preponderantes, e estabelece os Padrões de Emissão para efluentes líquidos;
- i) **Resolução CONAMA nº 005, de 15.06.89:** institui o Programa Nacional de Qualidade do Ar - PRONAR, que limita, em nível nacional, as emissões por tipologia de fontes e poluentes prioritários, reservado o uso dos padrões de

qualidade do ar como ação complementar de controle.

## B.2. LEGISLAÇÃO ESTADUAL

As Constituições Estaduais, que devem se basear nas diretrizes constitucionais da União e abordar as peculiaridades inerentes a cada Estado federado, foram elaboradas a partir da promulgação da Lei Maior nacional. Dentro do mesmo espírito, cada uma delas dedicou parte de seu texto à matéria, seguindo as novas tendências do Direito brasileiro.

Na Constituição do Estado de São Paulo, o Capítulo IV é dedicado ao meio ambiente, aos recursos naturais hídricos e minerais e ao saneamento.

A legislação estadual apresenta as seguintes regulamentações sobre o assunto:

- a) **Lei nº 977 e Decreto nº 8.468:** ambos de 1976, regulam as ações de controle ambiental, padrões, licenças para novas indústrias, bem como para aquelas já estabelecidas e as sanções para ações corretivas. Em seus anexos apresenta a metodologia de análise para a determinação dos padrões de qualidade do ar. Este regulamento mantém os padrões federais de qualidade do ar e acrescenta os seguintes requisitos:
  - Escala de Ringelmann nº 1 para o limite de emissão para fumaça preta emitida por fontes estacionárias;
  - a melhor tecnologia disponível será adotada quando não houver regulamentação para padrões de emissão;
  - normas para localização, operação e sistemas de controle para fontes estacionárias;
  - normas específicas para incineração;
  - estabelecimento de um plano de emergência para episódios agudos de poluição de ar.
- b) **Lei nº. 1.563, de 28.03.78:** proíbe a instalação nas estâncias hidrominerais, climáticas e balneárias, de indústrias que provoquem poluição ambiental.
- c) **Lei nº 5.597, de 06.02.87:** estabelece normas e diretrizes para o zoneamento industrial no Estado de São Paulo.
- d) **Decreto Lei nº 10.755, de 22.11.77:** que dispõe sobre o enquadramento dos corpos de água receptores na classificação prevista no **Decreto nº 8.468** de 08.09.76.
- e) **Resolução SMA nº 1, de 02.01.90:** dispõe sobre a apresentação do EIA/RIMA de obra ou atividade, pública ou privada, que se encontre em andamento, ou ainda não iniciada, mesmo que licenciada, autorizada ou aprovada por quaisquer órgãos ou entidade pública.
- f) **Resolução SMA nº 19, de 09.10.91:** procedimentos para análise de EIA/RIMA, no âmbito da Secretaria do Meio Ambiente.

É necessário ressaltar que, com relação a legislação referente à água, há diferenças entre os conjuntos de padrões estadual e federal. Enquanto não for alterada a legislação

estadual é preciso conciliá-la com a legislação federal. Assim sendo, a CETESB admite que "o controle da poluição das águas deve obedecer, em princípio, os dispositivos da Resolução CONAMA nº. 20/86 aplicando-se porém, as normas e padrões do Regulamento Estadual, sempre que inexistente na forma federal ou mais restritivos do que os nela estabelecidos".

Uma grande dificuldade encontrada na manipulação dos índices de referência e das taxas de emissão é a conversão de unidades. Estes fatores são de suma importância para que avaliações de medidas em diferentes bases sejam trazidas para uma mesma referência comparativa.

A primeira dificuldade no estabelecimento de fatores de conversão está na falta de homogeneidade dos componentes. Em geral  $\text{NO}_x$  é uma mistura de óxidos de nitrogênio, sendo usualmente para efeito de medida e conversão a sua representação como  $\text{NO}_2$ . Esta simplificação facilita o trabalho de conversão e os erros nas bases volumétricas são de pequena monta. Contudo, nas bases mássicas, este erro não é insignificante, visto que na manipulação estão envolvidas as massas moleculares de cada combustível.

Esta mesma questão se aplica a outros compostos, tais como  $\text{SO}_x$  e hidrocarbonetos não queimado ( $\text{C}_n\text{H}_m$ ), os quais são similarmente representados por  $\text{SO}_2$  e  $\text{CH}_4$ , respectivamente.

As unidades comumente utilizadas são *ppm* ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ); *ppmvol* ( $\text{ml}/\text{Nm}^3$  ou  $10^{-6} \text{Nm}^3/\text{Nm}^3$ );  $\text{g}/\text{kWh}$  e  $\text{g}/10^6 \text{kcal}$ .

Além das massas moleculares, nos dois últimos fatores de conversão estão envolvidos dados relativos ao combustível, equipamento utilizado e regime de operação.

Nesse sentido, só é possível a síntese de fatores orientativos e vinculados a uma determinada referência. As fórmulas simplificadas de conversão são dadas a seguir:

a) de *ppm* ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ) para *ppmvol* ( $10^{-6} \text{Nm}^3/\text{Nm}^3$ )

$$ppmvol = \frac{ppm}{r_1}$$

onde:

Componente	$r_1$
$\text{NO}_2$	2,05
$\text{SO}_2$	2,86
$\text{CH}_4$	0,71
$\text{CO}_2$	1,96
$\text{CO}$	1,25

sendo que  $r_1$  coincide com a massa específica do componente nas condições padronizadas ( $0^\circ\text{C}$ , 1013 mbar), isto é, *massa molecular*/22,4 ( $\text{m}^3/\text{mol}$ ).

b) de ppm ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ) para  $\text{g}/\text{kWh}$

$$\text{g}/\text{kWh} = 10^{-3} * r_2 * r_3 * \text{ppm}$$

onde:

COMBUSTÍVEL	$r_2$	$r_3$	$r_4$
	$\left( \frac{\text{Nm}^3 \text{ gás seco}}{\text{kg comb ú mido}} \right)$	( $\text{kg}/\text{kWh}$ )	( $\text{kcal}/\text{kg}$ )
Gás Natural - Bolívia (ciclo Brayton simples)	11,55	0,198	12.803
Gás Natural - Bolívia (ciclo Brayton combinado)	11,55	0,129	12.803
Óleo Diesel - Querosene (ciclo Brayton simples)	10,50	0,231	10.983
Óleo Diesel (motores Diesel)	10,40	0,203	10.862
Carvão - Colômbia (ciclo Rankine)	5,71	0,403	6.277
Óleo Combustível (ciclo Rankine)	10,0	0,247	10.253

sendo:

$r_2$  : relação gases de exaustão por unidade de massa ou volume de combustível para as condições estequiométricas ( $\text{m}^3$  gás/unid).

$r_3$  : consumo específico de combustível no equipamento (unidade/ $\text{kWh}$ ).

c) ppm ( $\text{mg}/\text{Nm}^3$ ) para ( $\text{g}/10^6 \text{ kcal}$ )

$$\text{g}/10^6 \text{ kcal} = 10^3 * r_2 * 1/r_4 * \text{ppm}$$

sendo:

$r_4$  : Poder calorífico superior do combustível ( $\text{kcal}/\text{unidade}$ )

Outra referência normalmente utilizada é o teor de oxigênio contido nos gases de exaustão, sendo usualmente aplicados padrões de 1% e 3% de oxigênio.

A conversão para uma medida numa certa base de oxigênio, qualquer que seja a unidade aplicada, é dada por:

$$x_{(corr)} = x_{(med)} * \frac{20,95 - O_{2(ref)}}{20,95 - O_{2(med)}}$$

onde:

$x_{(corr)}$  = valor corrigido para  $O_{2(med)}$

$x_{(med)}$  = valor disponível para  $O_{2(ref)}$

$O_{2(med)}$  = teor de Oxigênio nos gases (% volume)

$O_{2(ref)}$  = teor de Oxigênio nos gases

Vale ressaltar que tanto para as medidas e conversões é utilizado como referência o gás de exaustão na base seca.

---

## APÊNDICE C - O ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) E O RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL (RIMA)

### C.1. DEFINIÇÕES E CONCEITOS

É oportuno iniciar este item definindo o que é exatamente um EIA e um RIMA, suas peculiaridades e diferenças. O Estudo de Impacto Ambiental - EIA é, por definição, um estudo para identificar, prever e descrever em termos apropriados os prós e contras (benefícios e danos) que um projeto poderá causar ao meio ambiente. Já o Relatório de Impacto Ambiental - RIMA deve conter as conclusões do EIA e, para que seja útil, o RIMA deve ter todas as informações técnicas comunicadas em termos compreensíveis para a comunidade.

Uma vez que o RIMA é a compilação das informações do EIA, neste item será discorrido sobre a elaboração deste último.

O EIA é um procedimento para embasar a tomada de decisão levando em conta os possíveis efeitos dos empreendimentos propostos sobre a qualidade e a produtividade dos recursos naturais. É também um instrumento de coleta e organização de dados que os planejadores necessitam para fazer com que os projetos sejam válidos e ambientalmente fundamentados.

Um equívoco cometido pela maioria dos proponentes dos projetos e de planejadores, é a expectativa de que a finalidade do EIA é para obter a aprovação do projeto. Pensar nestes termos é, no mínimo, subestimar violentamente a importância de um EIA.

Antes e acima de tudo, o EIA não deve jamais ser um trabalho acadêmico, mas essencialmente objetivo e pragmático. A contribuição dele está na maior informação imparcial sobre o projeto em questão, permitindo que se possa realizar uma análise mais correta, sem influências de emotividade de qualquer das partes envolvidas.

Um EIA pode e sempre costuma gerar grandes polêmicas e animosidades. Para tanto é fundamental que o EIA apresente um estudo sobre as relações entre os impactos ecológicos, estéticos e econômicos induzidos pelo projeto, tanto os benéficos como também os danosos.

As características básicas de um EIA é se tratar de um estudo multidisciplinar, porque cobre áreas bastante diversificadas do social e do técnico e de curta a média duração, podendo variar entre 12 e 18 meses para sua realização, conforme a United Nation Economic Commission for Europe (UNECE). Na Austrália, o prazo deste estudo está entre 6 e 17 meses. No Brasil, tem-se conhecimento de EIA realizado em quatro meses, baseado totalmente em dados secundários. Segundo informações internacionais, o custo de um EIA varia entre 0,5% a 2% do valor do projeto.

Analisando legislações vigentes em outros países, especialmente o "Environmental Impact Statement", publicado no "Federal Register" (o Diário Oficial americano) em 1973, é observada grande semelhança entre esta e as Resoluções CONAMA que regulamentam o assunto com poucas e pequenas modificações conceituais que nem sempre levam em conta a realidade e as condições brasileiras.

Entre as providências iniciais para a realização de um EIA estão:

- a) o conhecimento do projeto, suas características e alternativas de controle das

emissões.

- b) identificação, previsão, caracterização e quantificação dos impactos benéficos e danosos.
- c) identificação das unidades atenuadoras para os impactos danosos.

## **C.2. ÁREA DE INFLUÊNCIA**

A determinação da área de influência do projeto, com o estabelecimento dos limites geográficos, tecnológicos, sociais e econômicos, é uma tarefa das mais difíceis.

Para validar a afirmativa acima, tomando como exemplo um empreendimento industrial, o lançamento do efluente líquido, ao considerar o ecossistema, em particular o aquático, deve ser considerado apenas um trecho a jusante do lançamento do efluente, o rio todo ou a bacia hidrográfica? E se considerar a bacia, porque não considerar também o seu estuário e o mar adjacente? Idêntico raciocínio serve para qualquer sistema envolvido no projeto em estudo.

Em se tratando de uma usina termoeletrica, simplisticamente falando, ela ocupará uma área determinada, receberá a matéria-prima através de uma rodovia, haverá uma área onde lançará seus efluentes sólidos, haverá um rio onde será lançado os efluentes líquidos. Para este caso, a delimitação das áreas e sub-áreas de influência são relativamente mais facilmente identificáveis.

De grande importância, então, é o conhecimento das interações tanto entre elas como as áreas vizinhas. O limite físico de qualquer estudo de impacto ambiental deve ser suficientemente abrangente de modo a comportar os reflexos diretos e indiretos do projeto, especialmente quanto a efeitos biológicos, sociais e econômicos.

Há, porém, autores citados em VIEIRA <sup>[42]</sup> que consideram um erro transplantar o limite físico para o ecológico, porque este último mantém longas e complexas anastomoses com todos os seus vizinhos, que os tornam impossíveis de serem analisados, ou antes, de serem conhecidos.

Como definição, a área de influência é aquela que direta ou indiretamente será afetada pela implantação do empreendimento e cujos componentes ambientais poderão afetar sua operação.

Durante o desenvolvimento dos estudos, é comum que a área de influência seja modificada. Assim, em princípio, a área de influência para o estudo sócio-econômico abrangerá os municípios abrangidos pela área estipulada para os estudos físico-bióticos, que por sua vez tem sua área correspondente á adotada para o estudo de dispersão total dos poluentes aéreos.

## **C.3. DIFICULDADES MAIS COMUNS NA ELABORAÇÃO DO EIA/RIMA**

Dado que o EIA/RIMA foi introduzido apenas em 1986, é possível considerá-lo ainda embrionário, e, em razão disso, ainda apresenta alguns problemas e deficiências na sua realização.

Muitos desses estudos têm sido superficiais na sua apresentação e isto tem ocorrido em

todos os países que adotaram o EIA/RIMA. Entre os motivos que podem ser considerados para esse "fracasso", pode-se apontar os erros de conclusões, dados científicos incompletos ou não confiáveis e má apresentação dos resultados. No Brasil acrescenta-se a falta de séries históricas para alguns dados.

Mais grave ainda é que muitos projetos de empreendimentos são desenvolvidos em ambientes já impactados, o que agrava a correção das avaliações de impactos sobre os mesmos.

Há ainda os erros de generalização de critérios de conclusão ("toking") conforme citado em TOMMASI <sup>[38]</sup>, ou seja, relatórios que minimizam os efeitos observados mas que detalham minuciosamente assuntos não tão relevantes para o efetivo conhecimento do projeto.

Muito embora a preservação de patentes e de direitos sobre processos industriais sejam reconhecidos legalmente, em momento algum o proponente pode sonegar ou minimizar as informações sobre as fontes poluidoras de seu projeto. Como diz sabiamente TOMMASI <sup>[38]</sup>, "não pode haver segredo num EIA".

Não será incluído aqui a dificuldade da quantificação do custo ambiental, uma vez que ainda não existe metodologia aceita para imputar valor econômico em comparação ao valor social, cultural e ambiental para um ecossistema.

O acesso a relatórios e outros tipos de informações existentes em empresas estatais, de consultoria e de engenharia é sempre difícil e há nestes locais grande quantidade e qualidade de informações que não são facilmente acessíveis. No meio acadêmico, as dissertações e teses constituem uma ótima fonte, porém, nem sempre esses trabalhos foram publicados, e nos catálogos de teses muitas vezes não há boa divulgação do conteúdo.

#### **C.4. ROTEIRO DE APRESENTAÇÃO DO EIA**

Na literatura técnica há uma grande variedade de métodos de avaliação de impactos ambientais, sendo que alguns privilegiam aspectos quantitativos, outros os aspectos qualitativos. Todos eles possuem suas virtudes e deficiências. Há consenso, entretanto, que o conhecimento das várias técnicas é útil, uma vez que amplia os conhecimentos sobre o mesmo assunto enfocado sob diversos ângulos, porque o uso de apenas uma delas não conseguirá refletir e expressar a realidade com múltiplas implicações, como a que envolve a análise ambiental.

É apresentado, a seguir, o conteúdo que deve ser abordado no EIA e no RIMA em formato de índice, utilizando a metodologia descrita no Manual de Orientação da Secretaria do Meio Ambiente, sintetizados em VIEIRA <sup>[42]</sup>.

##### **• Estudo de Impacto Ambiental - EIA**

1. Informações Gerais
2. Caracterização do Empreendimento
3. Área de Influência
4. Diagnóstico Ambiental da Área de Influência

- 
- 4.1. Qualidade Ambiental
  - 4.2. Fatores Ambientais
    - 4.2.1. Meio Físico
    - 4.2.2. Meio Biológico
    - 4.2.3. Meio Antrópico
  5. Análise dos Impactos Ambientais
  6. Proposição de Medidas Mitigadoras
  7. Programa de Acompanhamento e Monitoramento dos Impactos Ambientais
  8. Detalhamento dos Fatores Ambientais (este item pode ser apresentado na forma de Anexo, detalhando os aspectos dos fatores ambientais, que poderão ser considerados para a elaboração do diagnóstico ambiental, de área de influência do empreendimento)

• **Relatório de Impacto Ambiental - RIMA**

Por ser conclusão do EIA, em linguagem acessível ao público, ilustrada por mapas, quadros, gráficos e tabelas que se permitam entender claramente, o conteúdo do RIMA é transcrito aqui, o que tanto a Secretaria do Meio Ambiente como a Resolução CONAMA solicitam que nele deve constar:

1. Objetivos e justificativas do projeto, sua relação e compatibilidade com as políticas setoriais, planos e programas governamentais;
2. Descrição do projeto e suas alternativas tecnológicas e locacionais, especificando, para cada uma delas, nas fases de construção e operação: área de influência, matérias-primas, mão-de-obra, fontes de energia, processos e técnicas operacionais, efluentes, emissões e resíduos, perdas de energia, empregos diretos e indiretos a serem gerados, relação custo/benefício dos ônus e benefícios sociais/ambientais;
3. Síntese do diagnóstico ambiental da área de influência do projeto;
4. Descrição dos impactos ambientais, considerando o projeto, as suas alternativas, os horizontes de tempo de incidência dos impactos e indicando os métodos, técnicas e critérios adotados para sua identificação, quantificação e interpretação;
5. Caracterização da qualidade ambiental futura da área de influência, comparando as diferentes situações de adoção do projeto e de suas alternativas, bem como a hipótese de sua não realização;
6. Descrição do efeito esperado das medidas mitigadoras previstas em relação aos impactos negativos, mencionando aqueles que não puderem ser evitados e o grau de alteração esperado;
7. Programa de acompanhamento e monitoramento dos impactos;
8. Recomendações quanto à alternativa mais favorável (conclusões e comentários de ordem geral).

Deverá constar ainda o nome e o número do registro na entidade de classe competente de cada um dos profissionais integrantes da equipe técnica que o elaborou.

## APÊNDICE D - CARACTERIZAÇÃO DOS EFLUENTES AÉREOS, LÍQUIDOS E SÓLIDOS

No projeto de uma usina termoeétrica, devem ser previstos equipamentos protetivos e medidas devem ser tomadas para que os impactos ambientais não sejam apreciáveis na qualidade de vida da região de influência. Os efluentes encontrados numa usina podem ser de três espécies: aéreos, líquidos e sólidos. A seguir será descrito ainda que de forma sucinta, a caracterização de cada um desses tipos de efluentes.

### D.1. EFLUENTES AÉREOS

A emissão de efluentes aéreos está diretamente relacionada com os constituintes existentes no combustível, consistindo basicamente dos produtos da combustão, além de alguns constituintes químicos presentes no ar comburente, conforme mostrado na Tabela D.1.

**TABELA D.1 - EFLUENTES GASOSOS EMITIDOS PELA COMBUSTÃO**

ELEMENTO	GASES DE COMBUSTÃO
C	CO, CO <sub>2</sub> , C <sub>n</sub> H <sub>m</sub> , Coque, Fuligem
H	H <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> O
N	N <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> (NO + NO <sub>2</sub> )
S	SO <sub>x</sub> , (SO <sub>2</sub> + SO <sub>3</sub> + H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ), Cinzas
O	O <sub>2</sub>
Cinzas	Cinzas

Os poluentes aéreos são divididos em duas categorias: poluentes aéreos primários, são os elementos constituintes que não participam de nenhuma reação na atmosfera, sendo poluentes por si só; e poluentes aéreos secundários, são elementos que participam de uma série de reações com a atmosfera, resultando em outros produtos poluentes.

Ainda que se utilize de tecnologia avançada para a redução dos poluentes, pequena quantidade ainda será lançada para a atmosfera, mesmo porque, ainda não há tecnologia que ofereça abatimento de 100% do poluente. Para que haja uma boa dispersão dos poluentes, faz-se um estudo através de modelos de simulações matemáticas que consideram em seus cálculos, dados como a concentração dos elementos na fonte poluidora para um dado ponto, na direção do vento predominante. Modelos matemáticos são utilizados para dimensionar a altura da chaminé para que as emissões atendam à legislação vigente.

É realizado sucintamente a seguir, a caracterização dos principais efluentes aéreos encontrados, bem como os métodos de abatimento comumente utilizado.

### **D.1.1. Dióxido de Enxofre**

O mecanismo de formação do  $\text{SO}_2$  (dióxido de enxofre) se dá na câmara de combustão, onde o Enxofre contido no combustível, em contato com o Oxigênio do ar comburente é transformado quase que completamente (+ de 95%) em  $\text{SO}_2$ . Pequena parcela de  $\text{SO}_2$  é ainda oxidada a  $\text{SO}_3$ , que poderá reagir com a água formando o ácido sulfúrico ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ).

Na atmosfera, o  $\text{SO}_2$  em concentrações de até algumas centenas de ppm (partes por milhão), é praticamente inócuo a vegetais e animais, no entanto, por ser poluente secundário, os compostos resultantes ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ , por exemplo) são extremamente nocivos.

É, sem dúvida, o maior impacto ambiental causado por uma usina termoeletrica queimando combustível fóssil, exceto o Gás Natural que contém apenas traços de enxofre.

Com as opções tecnológicas existentes é possível intervir para minimizar o problema da poluição do  $\text{SO}_2$ , aplicando, na maioria dos casos, métodos técnicos já conhecidos e consagrados. Estes métodos apresentam diversas opções tecnológicas que podem ser utilizadas em qualquer etapa do processo, ou seja, tecnologias aplicáveis antes da combustão, durante a combustão e após a combustão, e modificações de operação, incluindo a redução de carga, paradas estratégicas, despachos ambientais e o “controle meteorológico”.

#### **a) Controle Antes da Combustão**

As tecnologias ou métodos aplicáveis na pré-combustão consistem basicamente no tratamento, transformação e substituição do combustível e mistura seletiva entre combustíveis visando a utilização de combustíveis “limpos”.

Utilizar combustíveis com teores baixos de enxofre é, sem dúvida, opção mais atrativa para a diminuição dos poluentes, porém, os custos destes combustíveis devem ser analisados criteriosamente, podendo até inviabilizar certos projetos.

Da mesma forma, o tratamento deste combustível, antes da queima, para remoção do enxofre, apresenta tecnologias e métodos com custos que ainda não são economicamente viáveis.

#### **b) Controle Durante a Combustão**

O controle de emissão do  $\text{SO}_2$  durante a combustão, se resume basicamente em duas tecnologias já consagradas e aplicadas industrialmente: a injeção de material sorvente na fornalha e a combustão em leito fluidizado circulante.

A injeção de material sorvente se destaca pela sua simplicidade. Um reagente seco e pulverizado, à base de cálcio, é introduzido na câmara de combustão onde se mistura com os gases de combustão. O material sorvente se decompõe devido a alta temperatura, formando cal e reagindo com o  $\text{SO}_2$  e gerando o sulfato de cálcio. As partículas de gesso serão removidas posteriormente num precipitador eletrostático ou num filtro de mangas. A eficiência de remoção está entre 50% e 70%, sendo possível atingir até 90%.

O processo de combustão em leito fluidizado é, em última análise, a aplicação do método acima descrito. O combustível (sólido, líquido ou gasoso) é queimado num leito turbulento de partículas inertes e calcário, mantidas em suspensão por uma corrente de ar ascendente. Dado o alto grau de aproximação entre combustível e calcário, a absorção do  $\text{SO}_2$  se dá imediatamente após sua formação, promovendo uma eficiência acima dos 90%. Esta tecnologia é considerada como uma das mais promissoras para a queima de combustíveis fósseis de qualquer qualidade, de forma ecologicamente satisfatória.

### c) Controle Após a Combustão

É a tecnologia mais difundida, existindo pelo menos 200 processos patenteados, dos quais cerca de 35 processos já tem comprovação comercial em escala industrial.

A maioria das tecnologias dos processos de dessulfurização de gases de combustão, ou “Flue Gas Dessulfurization”, ou apenas FGD, baseiam-se no fenômeno da absorção, onde o  $\text{SO}_2$  é carreado pelos gases de combustão para uma solução alcalina, onde é absorvido. Algumas tecnologias, porém, utilizam o fenômeno da adsorção, ou seja, a adesão de películas extremamente finas de uma substância na superfície de outra.

Todos os sistemas de FGD são classificados em processos regenerativos e não regenerativos (ou de descarte) e por via úmida ou via seca.

Processos regenerativos geram efluentes que após reprocessados, tem valor comercial, como enxofre elementar, ácido sulfúrico, gesso, sulfato de amônia, entre outros. Processos não regenerativos produzem resíduos que não tem valor comercial, podendo ser descartados.

Nos processos por via úmida, os gases de combustão entram em contato com a solução alcalina dentro de um lavador ou torre de absorção. As reações químicas envolvidas no processo via seca são idênticas ao processo anterior, diferindo apenas no grau de saturação que o efluente gasoso atinge.

### D.1.2. Óxidos de Nitrogênio

As fontes naturais produzem 25 vezes mais óxidos de nitrogênio ( $\text{NO}_x$ ) que fontes estacionárias artificiais, em todo o mundo. Entretanto, a concentração deste composto na atmosfera urbana é pelo menos 100 vezes maior que na atmosfera rural.

Presentes na atmosfera, se encontram basicamente o  $\text{N}_2\text{O}$ ,  $\text{NO}$ ,  $\text{NO}_2$ . Este primeiro é um componente atmosférico regular em concentrações em torno de 0,5 ppm, apresenta baixa toxicidade e é bastante estável. Os outros dois compostos são formados durante o processo de combustão, principalmente devido a reações químicas entre o oxigênio atômico e o nitrogênio.

O óxido nítrico ( $\text{NO}$ ) pode ser formado a partir de três condições:

- a) nas altas temperaturas encontradas em chamas, quando o  $\text{N}_2$  reage com o Oxigênio. Este é o  $\text{NO}$  térmico;
- b) quando o combustível apresenta compostos contendo Nitrogênio, liberados a temperaturas relativamente baixas. Este é o  $\text{NO}$  combustível;

(CO) nos gases de combustão. O dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) é resultante da combustão completa.

A quantidade de CO formada é normalmente desprezível em sistemas de combustão bem operados. Isto significa que a eficiência de combustão deve ser otimizada pelo controle de ar total utilizado na queima do combustível. Se os níveis de excesso de ar forem muito baixos, a combustão será incompleta e o combustível não queimado passará pelo sistema. Se, por outro lado, os níveis de excesso de ar forem muito altos, os gases que estiverem saindo pela chaminé, ainda estarão bastante quentes.

## D.2. EFLUENTES LÍQUIDOS

Para o atendimento das diversas necessidades e qualidades de água para seu funcionamento, as usinas termoeletricas são dotadas de Estação de Tratamento de Água e de Esgoto (ETA/E). O dimensionamento de uma ETA/E está relacionada à potência da usina, tipo de combustível e da qualidade da água do corpo receptor.

Os efluentes provenientes desta unidade são, em geral, do sistema de pré-tratamento que gera um lodo composto basicamente por sulfato de alumínio, hidróxido de cálcio, floculantes e as impurezas contidas na própria água.

Do funcionamento propriamente dito da usina, os efluentes líquidos podem ser não agressivos, como a descarga de fundo de caldeira (purga), limpezas externas de instalações e equipamentos, descarga da torre de resfriamento, ou agressivos, que envolvem a limpeza química de caldeiras novas antes da entrada em operação, principalmente pelo volume de reagentes envolvido. Como efluente agressivo pode ser citado também o risco de vazamento de óleo combustível, quando pertinente.

Ainda como efluente líquido, o esgoto sanitário, composto de 99,9% de água e 0,1% de sólidos, enquadra-se nesta classificação.

O tratamento destes efluentes, via de regra, não constituem processos muito elaborados, havendo comercialmente tecnologias consagradas e instalações modulares para este fim.

## D.3. EFLUENTES SÓLIDOS

A geração deste tipo de efluente tem seu maior impacto durante a construção, dada a grande produção de rejeitos e de estocagem de materiais, tratando, portanto, de impacto temporário.

Durante a operação da usina, a geração de resíduos sólidos estará ligada ao tipo de combustível utilizado. Com efeito, se o combustível for o gás natural, pouco ou nenhum resíduo sólido será gerado. Por outro lado, se a queima for de óleo ultraviscoso ou carvão mineral, deve ser considerado a geração de cinzas e do gesso oriundos do sistema de tratamento de gases de combustão.

O gesso, conforme dito anteriormente, poderá ter valor comercial ou não. Caso haja interesse comercial, o impacto ambiental não será tão violento. Inversamente, se o gesso não apresentar qualidade comercial, haverá a necessidade de providenciar uma área para disposição deste gesso.