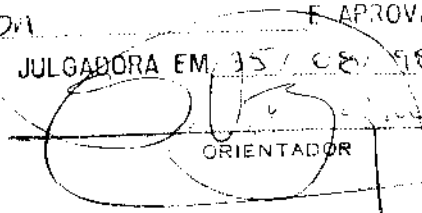


ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR ROBERTO ALVES DE
ALMEIDA E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 35/08/98

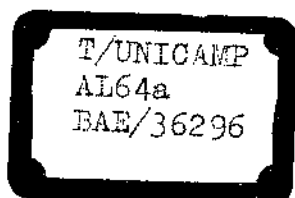

ORIENTADOR

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA**

APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO AO DIMENSIONA- MENTO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO INDUSTRIAL NO BRASIL: O CASO DE UMA REFINARIA DE PETRÓLEO

Autor: **Roberto Alves de Almeida**
Orientadores: **Sérgio Valdir Bajay**
Afonso H. M. Santos

25/98



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA

APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO AO DIMENSIONA- MENTO DE SISTEMAS DE COGERAÇÃO INDUSTRIAL NO BRASIL: O CASO DE UMA REFINARIA DE PETRÓLEO

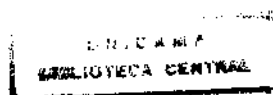
Autor: **Roberto Alves de Almeida** → *autor*
Orientadores: **Sérgio Valdir Bajay**
Afonso Henriques Moreira Santos

Curso: Planejamento de Sistemas Energéticos

Tese de doutorado apresentada à Comissão de Pós graduação da Faculdade de Engenharia Mecânica como requisito para obtenção de título de Doutor em Planejamento de Sistemas Energéticos.

↳ D

Campinas, 1998 → *ano*
S.P. - Brasil



9902346

UNIDADE	BAE/FEM
N.º CHAMADA:	
V	Ex.
T	36 296
PROD.	229/99
C	☐ D ☒
PREÇO	R\$ 11,00
DATA	26/01/99
N.º CPD	040022924

Almeida, Roberto Alves de

Aplicação de algoritmo genético
o ao dimensionamento de sistemas
de cogeração industrial no
T/UNICAMP/AL64a

(36296/99)

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA - BAE - UNICAMP

AL64a

Almeida, Roberto Alves de

Aplicação do algoritmo genético ao dimensionamento
de sistemas de cogeração industrial no Brasil: o caso de
uma refinaria de petróleo. / Roberto Alves de Almeida.--
Campinas, SP: [s.n.], 1998.

Orientadores: Sérgio Valdir Bajay, Afonso Henriques
Moreira Santos.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual de
Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica.

1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Algoritmos
genéticos. 3. Petróleo - Refinaria. I. Bajay, Sérgio
Valdir. II. Santos, Afonso Henriques Moreira. III.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de
Engenharia Mecânica. IV. Título.

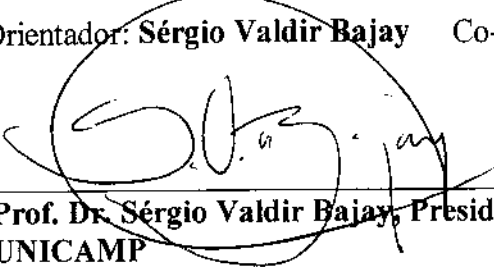
UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA

TESE DE DOUTORADO

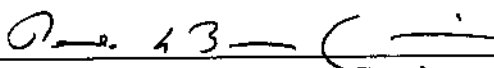
**APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO
AO DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE
COGERAÇÃO INDUSTRIAL NO BRASIL - O
CASO DE UMA REFINARIA DE PETRÓLEO**

Autor : **Roberto Alves de Almeida**

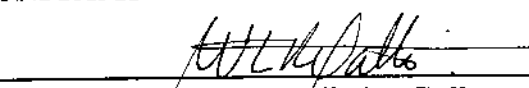
Orientador: **Sérgio Valdir Bajay** Co-orientador: **Afonso H. M. Santos**



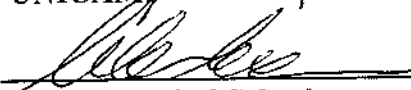
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente
UNICAMP



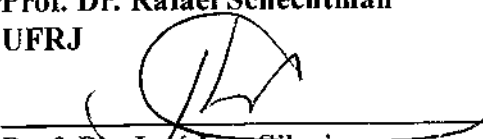
Prof. Dr. Paulo de Barros Corrêa
UNICAMP



Prof. Dr. Waldir Luiz Ribeiro Gallo
UNICAMP



Prof. Dr. Rafael Schechtman
UFRJ



Prof. Dr. José Luiz Silveira
UNESP

Campinas, 18 de junho de 1998

Dedicatória

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, porque nos momentos de dúvida era Ele quem me iluminava mostrando-me o caminho a seguir. À minha esposa, Elenice e aos meus filhos Isabela e Guilherme, que batalharam comigo e, portanto, são merecedores dos louros da vitória. Ao meu pai, Juca, que lutou com todas as suas forças preparando seus filhos para que alcançassem êxito em suas carreiras.

Agradecimentos

À Sérgio Valdir Bajay pela confiança que em mim depositou, pela amizade e orientação.

À Afonso Henriques Moreira Santos, não somente pela orientação, mas, sobretudo, pela amizade e pelas oportunidades profissionais que me proporcionou.

Aos amigos Tiago, Augusto e Valéria do LHPCH/EFEI pela generosidade com que me acolheram no laboratório, colocando-o a minha inteira disposição para desenvolver este trabalho.

À Marcelo Sgarbosa pelo apoio incondicional oferecido, bem como aos demais profissionais da REPLAN.

Aos colegas e funcionários do Departamento de Energia da FEM/UNICAMP pela solidariedade e companheirismo.

A CAPES pela Bolsa de estudo que me concedeu e possibilitou o desenvolvimento deste trabalho.

“Confie no Senhor de todo o seu coração, nunca pense que a sua própria capacidade é suficiente para resolver os problemas. Em tudo que for fazer, lembre-se de colocar Deus em primeiro lugar. Ele guiará os seus passos e você andar­á pelo caminho do sucesso.

Não fique cheio de si pensando que a sua própria sabedoria é a razão do seu sucesso. A verdadeira sabedoria é amar e obedecer ao Senhor, fugindo do mau. Se você fizer isso terá sempre saúde e vigor para enfrentar a vida.

O homem que encontra a sabedoria e descobre a verdade é um homem feliz! A sabedoria produz muito mais benefícios do que o ouro ou a prata mais finos. Ela vale mais do que pedras preciosas. Não existe nada neste mundo que valha tanto quanto ela. Veja o que ela oferece ao homem! Uma vida longa e tranquila, riquezas e honras. Prazer e paz por onde quer que o homem vá. A sabedoria é como uma árvore, cujos frutos dão vida a quem come. Feliz a pessoa que sempre come esses frutos.” (Bíblia Sagrada - Provérbios 2: 5 a 17)

Sumário

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Perspectivas de uma rápida expansão dos sistemas de cogeração Industrial no Brasil	1
1.2 Objetivo da Tese	1
1.3 Estrutura da Tese	2

Capítulo 2- A Indústria de Petróleo No Brasil

2.1 Introdução	5
2.2 Um Breve Histórico da Evolução da Industrialização de Petróleo no Brasil	5
2.3 O Petróleo no Brasil	7
2.3.1 A produção nacional de petróleo	7
2.3.2 O consumo de derivados de petróleo	8
2.3.3 Os Preços do petróleo e de seus derivados	11
2.4 O parque Brasileiro de Refino de Petróleo	12
2.5 As Perspectiva do Setor de Petróleo no Brasil	15
2.6 A reestruturação do setor Petrolífero Brasileiro	16
2.7 Aspectos Energéticos da Indústria Petrolífera	18
2.8 O Potencialidade de Geração de Energia Elétrica do Setor Petrolífero Nacional	21

Capítulo 3 - A Autoprodução e a Produção de Energia Elétrica no Brasil

3.1 Introdução	25
3.2 A Reestruturação do Setor Elétrico	25
3.2.1 O caso do Brasil	25
3.2.2 O caso da Inglaterra e dos Estados Unidos	29
3.3 O Autoprodutor de Energia Elétrica no Brasil	30
3.4 As Perspectivas para a Autoprodução de Energia Elétrica	31
3.5 O Autoprodutor e o Produtor Independente de Energia Elétrica no Contexto Legal	33
3.6 O Agente Regulador	37
3.7 A Tarifa de Energia Elétrica no Brasil	40
3.8 Os Contratos de venda de Excedentes de Energia Elétrica no Brasil	44
3.8.1 Contrato com tarifa plana	46
3.8.2 Contrato com tarifa horosazonal	46
3.8.3 Contrato que remunera a energia excedente de autoprodutores com base em custos de investimentos e custos operacionais de uma usina padrão da empresa concessionária	47
3.8.4 Modelos de Contrato utilizados pela CPFL	47

Capítulo 4 – A Cogeração Industrial

4.1 Introdução	51
4.2 As Tecnologias de Cogeração Mais Difundidas no Brasil	53
4.3 Os principais Equipamentos Utilizados em Cogeração	57
4.3.1 Turbina a gás	57
4.3.2 Caldeira de recuperação	59
4.3.3 Caldeiras Convencionais	62
4.3.4 Turbina a Vapor	62
4.4 Custo dos Principais Equipamentos de Sistemas de Cogeração	64
4.5 Combustíveis Adequados à Cogeração	68
4.6 O Potencial da Cogeração no Brasil	71
4.7 Financiamento à Cogeração: Os Casos da Espanha e do Brasil	73
4.8 Conclusões	74

Capítulo 5 - Modelos de Otimização de Centrais de Cogeração

5.1 Introdução	75
5.2 Parâmetros Técnicos Empregados na Seleção de Tecnologias de Cogeração	75
5.2.1 Parâmetros referentes ao sistema de cogeração	77
5.2.2 Parâmetros referentes ao processo industrial	79
5.3 Alguns Modelos de Planejamento de Sistemas de Cogeração	82
5.4 Algumas considerações sobre o algoritmo genético	86
5.5 Modelo de dimensionamento de sistemas de Cogeração	88
5.6 Modelo de simulação operacional de sistema de cogeração	98
5.7 Análise do algoritmo genético	100
5.7.1 Função de avaliação negativa	100
5.7.2 Minimização com o algoritmo genético	101
5.7.3 Garantia da consistência dos métodos	104
5.7.4 Convergência dos métodos	105

Capítulo 6 Aplicação do Modelo de Planejamento de sistemas de Cogeração: O Caso de uma Refinaria Brasileira de Petróleo

6.1 Introdução	109
6.2 A refinaria do Planalto	109
6.2.1 O atual sistema de cogeração	110
6.2.2 A Ampliação prevista da REPLAN	110
6.2.3 A Demanda Energética da REPLAN	115
6.3 Determinação da Configuração do sistema de Cogeração da REPLAN	119
6.3.1 Arranjo geral de sistemas de cogeração de refinarias de petróleo	119
6.3.2 Resultado da aplicação do modelo de dimensionamento	125
6.3.3 Resultado do Método de Simulação Operacional	126
6.4 Escalonamento Temporal da Implantação da Melhor Configuração	128
6.5 Considerações finais	131

Capítulo 7 - Análise Exergoeconômica

7.1 Introdução	133
7.2 Modelagem Exergética	134
7.2.1 Exergia	135
7.2.2 Método exergético	137
7.3 Modelagem Termoeconômica	143
Capítulo 8 - Aplicação da Modelagem Exergoeconômica	
8.1 Introdução	146
8.2 Modelagem Exergética	146
8.3 Modelagem Termoeconômica	151
Capítulo 9 - Conclusões e Recomendações para Próximos Trabalhos	
9.1 Conclusões	154
9.2 Recomendações	155
Referências Bibliográficas	157
Anexo A	164
Anexo B	167
Anexo C	173

Resumo

Almeida, Roberto Alves, “ *Estrutura institucional, alternativas tecnológicas e modelagem do dimensionamento de sistemas de cogeração industrial no Brasil. O caso das refinarias de petróleo*”, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1998. 160 p. Tese (Doutorado)

Este trabalho tem como principal objetivo discutir o novo cenário que se desenrola para o setor de petróleo e a evolução legal do autoprodutor de energia elétrica, sobretudo do cogrador industrial. Objetiva-se, também, desenvolver um modelo de planejamento de sistemas de cogeração industrial combinando o algoritmo genético com a programação dinâmica. Este modelo é composto por um método de pré-dimensionamento e um método de simulação operacional. Estes dois métodos utilizam o algoritmo genético como ferramenta de otimização. O escalonamento temporal da implantação do sistema de cogeração é determinado com o auxílio da programação dinâmica, para um horizonte de planejamento pré-estabelecido. O modelo proposto prevê, ainda, o emprego de uma análise termoeconômica para se calcular o custo dos produtos da planta de cogeração, parâmetro importante na análise de alternativas de investimento. Desenvolve-se no trabalho, um estudo de caso, apresentando a aplicação do modelo proposto em um sistema de cogeração de uma refinaria brasileira de petróleo. O modelo proposto e os resultados obtidos no estudo de caso são criticamente analisados ao final do trabalho, propondo-se estudos posteriores para o seu desdobramento.

Palavras Chaves

Cogeração

- Algoritmo Genético
- Refinaria de petróleo

Abstract

Almeida, Roberto Alves; Institutional structure, technological alternatives and industrial cogeneration system modelling in Brazil. A petroleum industry case study, Campinas,: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1997. 180 p. (Ph.D. Thesis)

This thesis discusses the current scenario of the petroleum industry, as well as, the electric energy self-producer in terms of its legal evolution, particularly of the industrial cogenerator. This work also develops a industrial cogeneration planning system model by combining genetic algorithm and dynamic programming. Such a planning model has a pre-dimensioning method and an operational simulation method. These two methods use genetic algorithm as an optimisation tool. The temporary steps of the cogeneration system implementation is determined through dynamic programming for a pre-defined planning horizon. Yet, the proposed model utilises the thermoeconomic analysis to calculate the costs of the plant cogeneration products, important factor in the alternative investment analysis.

The application of the model is demonstrated by means a case study in a cogeneration system of a Brazilian petroleum plant. The proposed model and the outputs of the case study are critically analysed at the end of the thesis, which supplies a number of future related studies.

Relação de Figuras

Capítulo 2

2.1 Evolução da produção e do consumo de petróleo no Brasil	8
2.2 Alteração da estrutura de refino da PETROBRÁS entre 1986 e 1991	8
2.3 Evolução da produção de derivados de petróleo	9
2.4 Consumo per capita de petróleo no Brasil	10
2.5 Consumo per capita de petróleo em alguns países do mundo	10
2.6 Evolução dos preços dos combustíveis mais consumidos no Brasil	12
2.7 Capacidade instalada em Janeiro/95 das refinarias brasileiras de petróleo	13
2.8 Evolução da capacidade brasileira de refino	15
2.9 Fator de capacidade médio das refinarias nacionais	15
2.10 Perfil de refino de petróleo no Brasil	19
2.11 Principais processos de refino de petróleo	20
2.12 Evolução da relação entre a produção da gás de refinaria e o volume de gás processado na REPLAN de janeiro/95 a abril/96	22
2.13 Evolução de alguns índices relativos aos óleos combustíveis	23

Capítulo 3

3.1 Participação do autoprodutor na produção nacional de energia elétrica	31
3.2 Evolução da produção de energia elétrica pela autoprodução	32

Capítulo 4

4.1 Cogeração em ciclo topping com turbina a vapor	54
4.2 Cogeração em ciclo topping com turbina a gás	55
4.3 Cogeração em ciclo topping com ciclo combinado	55
4.4 Balanço de energia típico de uma turbina a gás	58
4.5 Caldeira de recuperação – <i>Pinch Point</i>	60
4.6 Capacidade de geração de vapor de uma caldeira de recuperação, sem pós-queima, acoplada a uma turbina a gás ABB GT10	61
4.7 Curva de rendimento versus carga de uma caldeira convencional da REPLAN	62
4.8 Consumo de vapor, como função da taxa de extração de um turbo-gerador de 7,5 MW da REPLAN	63
4.9 Consumo de vapor em função da potência de uma turbina de extração-condensação	64
4.10 Método de Bohem para determinação do preço de equipamentos de centrais de cogeração	65
4.11 Custos atualizados de investimento em turbinas a gás	67
4.12 Evolução do consumo de combustíveis na autoprodução de energia elétrica no Brasil	69
4.13 Evolução da autoprodução de energia elétrica por fontes de combustível, no Brasil	70

Capítulo 5

5.1 Ciclos térmicos mais utilizados na cogeração industrial brasileira	76
5.2 Interligação do sistema de cogeração com o processo industrial	77
5.3 Faixas de variação do índice de produção combinada segundo o tipo de ciclo da planta de cogeração	78
5.4 Faixas de aplicabilidade dos ciclos termodinâmicos de cogeração	79
5.5 Evolução do IDC de uma refinaria brasileira de petróleo	80
5.6 Perfis das demandas térmicas e elétrica de uma refinaria brasileira de petróleo	81
5.7 Paralelo entre a genética natural e o algoritmo genético	87
5.8 Sistema de cogeração genérico	89
5.9 Correspondência entre o número sorteado e a probabilidade de ocorrência	95
5.10 Aplicação do operador cruzamento	95

5.11	Exemplificação da aplicação do operador mutação	96
5.12	Curva de convergência – maiores valores	97
5.13	Curva de convergência – menores valores	97
5.14	Curva de minimização dos custos pela inversão da função de avaliação	102
5.15	Curva de maximização de custos com o algoritmo genético	103
5.16	Curva de minimização dos custos através da maximização do benefício	103
5.17	Esquema representativo para cálculo do menor custo	104
5.18	Curva de minimização de custos sem imposição de restrições	104
5.19	Resultado final das configurações factíveis	105
5.20	Influência do número de variáveis na convergência	106
5.21	Influência do tamanho da população na convergência	107
5.22	Influência do número de gerações na convergência	108

Capítulo 6

6.1	Configuração atual do sistema de cogeração da REPLAN	111
6.2	Geração própria e importação de energia elétrica pela REPLAN em 1995	116
6.3	Composição da produção de vapor de alta pressão em 1995	117
6.4	Evolução do índice de demanda combinada em 1995	118
6.5	Evolução do índice de produção combinada da REPLAN em 1995	118
6.6	Configuração inicial de um sistema de cogeração	120
6.7	Configuração selecionada pelo método de pré-dimensionamento	126
6.8	Evolução do custo global pelo método de pré-dimensionamento	126
6.9	Evolução do custo operacional da planta de cogeração	128
6.10	Diagrama nodular da programação dinâmica	130

Capítulo 7

7.1	Modelo exergético simplificado	135
7.2	Sistema de fluxo restrito	137
7.3	Sistema térmico hipotético	138
7.4	Matriz incidência	139

7.5 Alocação de custos	144
------------------------	-----

Capítulo 8

8.1 Sistema de cogeração discretizado	147
8.2 Matriz incidência	149
8.3 Representação matricial das equações auxiliares dos custos exergéticos	150
8.4 Representação matricial das equações auxiliares dos custos exergoeconômicos	152

Lista de Tabelas

Capítulo 2

2.1 Capacidade mundial de refino de petróleo	12
2.2 Os países que mais refinam no mundo	13
2.3 Perspectivas de oferta e demanda de derivados de petróleo	16
2.4 Consumo de energia nas refinarias de petróleo brasileiras	20

Capítulo 3

3.1 Estudos de viabilidade ou projeto básico aprovado no DNAEE de jan/95 a jun/97	33
3.2 Classificação dos consumidores de energia elétrica segundo a tensão de fornecimento	40
3.3 Valores da tarifa azul praticadas pela CESP	42
3.4 Valores da tarifa verde praticadas pela CESP	42
3.5 Tarifa de ultrapassagem praticada pela CESP	43
3.6 Alíquota de ICMS por Estado da Região Sudeste	43
3.7 Tarifa ETST	44
3.8 Preços de excedentes elétricos no modelo horosazonal	47

Capítulo 4

4.1 Características das principais tecnologias de cogeração	56
4.2 Relação massa vapor/gases para a caldeira de recuperação	60
4.3	66

4.4 Relação dos custos agregados ao investimento	68
--	----

Capítulo 5

5.1 Exemplo do cálculo do valor da variável independente	89
5.2 Composição do <i>string</i>	90
5.3 Ilustração do cálculo da probabilidade de ocorrência	94
5.4 Inversão da função de avaliação	102

Capítulo 6

6.1 Características da produção atual e futura da REPLAN	112
6.2 Benefício oriundo da adoção de ciclo combinado na ampliação do sistema termoeletrico da REPLAN	115
6.3 Os melhores regimes operacionais	128
6.4 Demanda energética dos planos de expansão	129
6.5 Estágios e estados com as respectivas alternativas e regimes operacionais	129
6.6 Discretização dos custos das alternativas de implantação	131

Capítulo 8

8.1 Exergia dos fluxos do sistema de cogeração	148
8.2 Parâmetros de avaliação dos equipamentos da planta de cogeração	148
8.3 Custo exergetico	151
8.4 Custo de investimento	152
8.5 Resultado da modelagem termoeconômica	153

Nomenclatura

Letras Latinas

A	Matriz incidência
a	fator de ajuste
A_F	Matriz incidência dos insumos
A_P	Matriz incidência dos produtos
A'	Matriz custo
B	Vetor exergia
B	Exergia (MJ)
b	fator de ajuste
B*	Vetor custo exergético
B*	Custo exergético (MJ)
C_{comb}	Despesa de combustível da planta de cogeração (R\$/mês)
C_{dc}	Custo da demanda contratada (R\$/mês)
C_{du}	Custo da potência de ultrapassagem (R\$/MW)
C_{eletr}	Despesa ou receita com energia elétrica (R\$/mês)
C_{ered}	Custo da energia elétrica consumida da rede (R\$/mês)
CI	Custo mensal de investimento de um equipamento (R\$/mês)
C_{ind}	Consumo de eletricidade da planta industrial (MWh)
C_{inv}	Custo de investimento da planta de cogeração (R\$/mês)
C_{max}	Valor máximo da função de avaliação (R\$/mês)
C_{min}	Custo mínimo (R\$/mês)
cp	Calor específico a pressão constante (kJ/kg °C)
Cr	Custo de referência

Cuc	custo unitário de cada tipo de combustível
Cui	Custo unitário de cada equipamento
D	maior valor correspondente a demanda contratada ou a demanda máxima de suprimento registrada no período
Dc	Demanda contratada (MW)
Ec	Energia elétrica cogerada (MWh)
Ecog	Eletricidade autoproduzida (MWh)
EC _p	Energia contratada ponderada
Ep	Energia elétrica consumida pelo processo
ES	Energia mensal registrada
ES _F	Energia mensal faturável
E _{tg}	Energia elétrica produzida pela turbina a gás (MWh)
E _{tv}	Energia elétrica produzida pela turbina a vapor (MWh)
F	Vetor insumo
FA	Função de avaliação
FA _{max}	Maior valor da função de avaliação de uma determinada população (R\$/mês)
FA _{arq}	Valor da função de avaliação a ser armazenado
FCS	Sistema de fluxo restrito
FRC	Fator de recuperação de capital
FS	Faturamento mensal de suprimento
h	número de horas do período de faturamento
H	Entalpia (kJ/kg)
h _t	Horas mensais de operação
I	Irreversibilidade
I	Vetor irreversibilidade
IDC	Índice de demanda combinada
IPC	Índice de produção combinada
k	Número de dígitos do <i>substring</i>
K*	Vetor custo exergético unitário
k*	Custo exergético unitário
LAP	Linha de vapor de alta pressão
LI	Limite inferior da faixa operacional
LS	Limite superior da faixa operacional
m	fator de escala

mc	Fluxo de combustível (t/h)
mv	Fluxo de vapor (t/h)
NA	Números aleatórios
neq	Quantidade de cada tipo de equipamento
NS	Número sorteado
P	Vetor produto
PCI	poder calorífico inferior (kJ/kg)
PO	Probabilidade de ocorrência
Qc	Energia térmica cogerada (MJ)
Qp	energia térmica consumida pelo processo (MJ)
Q ₀	Calor do ambiente de referência (MJ)
r	Fator exergetico
S	Entropia (kJ/kg °C)
Tcompr	Tarifa de compra de energia elétrica (R\$/MWh)
Tdc	Tarifa de demanda contratada (R\$/MW)
TE	Tarifa de energia adquirida (R\$/MWh)
TER	Tarifa de energia elétrica registrada (R\$/mês)
Tenerg	Tarifa de comercialização de energia elétrica (R\$/mês)
T ₀	Temperatura de referência (°C)
Tpenal	Tarifa de penalização (R\$/mês)
Tultr	Tarifa de ultrapassagem (R\$/MW)
TV	Turbina a vapor
Tvend	Tarifa de venda de eletricidade (R\$/MWh)
VFA	Valor da função de avaliação (R\$/mês)
VS	Valor sorteado para o substring
VV	Valor da variável independente
x	Constante
Y	Capacidade nominal
Y	Vetor custo de exergia
Yr	Capacidade de referência
Z	Vetor investimento
Z	Vetor Custo monetário
W*	Vetor com as constantes das equações auxiliares relativas ao custo exergetico

W_{cog}	Potência cogerada (MW)
W_{contr}	Demanda contratada (MW)
W_{ind}	Demanda da planta industrial (MW)
W_{max}	Trabalho máximo (MJ)
W_{tg}	potência das turbinas a gás (MW)
W_{tv}	Potência das turbinas a vapor (MW)
W_z	Vetor com as constantes das equações auxiliares relativas ao custo exergoeconômico

Letras Gregas

α	Matriz dos coeficientes das equações auxiliares
Φ	Taxa de extração da turbina de extração condensação
Δ	Menor subdivisão da faixa operacional
ΔB	Salto exergético (MJ)
Δh	Salto entálpico (kJ/kg)
Δt	diferença de temperatura
ε	Eficiência
γ	Irreversibilidade relativa
η	Rendimento
Π	Vetor custo exergoeconômico
π	Custo exergoeconômico
σ	Ineficiência

Subscrito

D	Matriz diagonal
F	Insumo
i	i-ésimo
j	j-ésimo
P	Produto
T	Total

- Desenvolver um modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração industrial com o emprego do algoritmo genético e aplicá-lo para o caso da Refinaria do Planalto - REPLAN.
- Mediante a aplicação da programação dinâmica, efetuar o escalonamento temporal da implantação do sistema de cogeração, cuja configuração foi selecionada no modelo de dimensionamento.
- Com o emprego da termoeconomia, determinar o custo dos produtos do sistema de cogeração selecionado no modelo de dimensionamento.

1.3. Estrutura da Tese

No capítulo 2 é apresentada uma síntese do setor petrolífero brasileiro, onde descreve-se a sua evolução e avalia-se o processo de reestruturação do setor, baseando-se na opinião de alguns pesquisadores contrários à este processo e nos argumentos que o Governo Federal apresentou à sociedade.

O atual quadro e as perspectivas da autoprodução de energia elétrica no Brasil são descritas no capítulo 3, destacando-se a importância da cogeração industrial como fonte complementar de energia para o sistema elétrico nacional. Discute-se, neste capítulo, a tendência de quebra da hegemonia das grandes companhias de eletricidade e a evolução da legislação concernente ao autoprodutor no país.

No capítulo 4 apresenta-se a cogeração industrial, enfocando aspectos tecnológicos, parâmetros técnicos-econômicos mais utilizados no dimensionamento de sistemas de cogeração e os combustíveis mais adequados para a cogeração.

O desenvolvimento do modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração é apresentado na capítulo 5. Este modelo é composto por dois módulos:

- O módulo de seleção de equipamentos parte de uma configuração genérica, na qual são consideradas as tecnologias e os combustíveis mais adequados à cogeração no setor de refino de petróleo. Este método fornece um conjunto de configurações de sistemas de cogeração. Deste conjunto são selecionadas as configurações que apresentam os menores custos globais.

- O módulo de simulação operacional determina o fator de capacidade dos equipamentos que compõem a melhor configuração fornecida pelo módulo de seleção de equipamentos.

O módulo de simulação fornece um conjunto de regimes operacionais. O parâmetro utilizado para selecionar o melhor regime operacional do sistema de cogeração é o seu custo de operação. Caso a melhor solução contenha algum equipamento que apresente um fator de capacidade inferior ao praticado pelo setor em questão, o porte do equipamento é redefinido e aplica-se, novamente, o módulo de seleção de equipamentos e, sequencialmente, o módulo de simulação operacional.

No capítulo 6, o modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração é aplicado para o caso da REPLAN, considerando-se, inclusive, as demandas estimadas de vapor e energia elétrica do seu plano de expansão. Com base na demanda projetada de vapor e eletricidade da REPLAN, estabelece-se, também, o escalonamento temporal da implantação deste sistema de cogeração, utilizando-se a programação dinâmica.

Apresenta-se, no capítulo 7, alguns parâmetros de desempenho de sistemas de cogeração e um método matricial de alocação de custos, ambos alicerçados na Segunda Lei da Termodinâmica, mais conhecido como método termoeconômico ou exergoeconômico.

O método termoeconômico, que consiste no custeio dos fluxos exergeticos, é aplicado ao sistema de cogeração selecionado pelo modelo de dimensionamento para determinar o custo dos seus produtos, ou seja, do vapor e da energia elétrica, que são utilizados no processo industrial, ou vendidos para a concessionária local, no caso da energia elétrica excedente.

No capítulo 8 procede-se à determinação dos parâmetros de desempenho e à aplicação do método termoeconômico ao sistema de cogeração selecionado pelo modelo de dimensionamento.

Os parâmetros de desempenho são muito úteis para a avaliação dos equipamentos durante sua vida útil e devem, portanto, ser periodicamente levantados.

O conhecimento dos reais custos do vapor e da energia elétrica produzidos pela planta de cogeração é muito importante para o investidor, que tem a opção de atender a demanda de

vapor ou de energia elétrica da sua indústria via outras alternativas. Estes custos são, portanto, parâmetros de decisão de investimento. O conhecimento destes custos também serve para dimensionar a repercussão destes energéticos na cadeia produtiva da empresa, bem como determinar a real remuneração do setor de utilidades.

No capítulo 9 analisa-se o processo de reestruturação dos setores de petróleo e de energia elétrica e apresenta-se as contribuições do modelo de dimensionamento desenvolvido neste trabalho e os resultados obtidos com a sua aplicação. São feitas, também, propostas de futuros desdobramentos deste trabalho.

Capítulo 2

A Indústria do Petróleo no Brasil

2.1 Introdução

Apresenta-se sucintamente, neste capítulo, alguns aspectos relevantes do setor petrolífero nacional, como a produção, o consumo, os preços do petróleo e de seus derivados e a sua potencialidade para produção de energia elétrica. Aborda-se, também, a questão da quebra do monopólio estatal sobre o petróleo, segundo a visão de diferentes observadores.

2.2 Um breve histórico da evolução da industrialização de petróleo no Brasil

...a descoberta do petróleo foi possível graças a uma briga de vizinhos. Em Lobato, um pai-de-santo por nome Jacinto queixava-se todos os dias de que seu vizinho Antônio da Fonte jogava durante a noite grande quantidade de querosene na sua cacimba ao fundo da casa, a fim de prejudicá-lo e à sua família. Jacinto chegou mesmo a ameaçar de morte seu vizinho Antônio. Daí o gosto de querosene na água de que se queixava o pai-de-santo. Ao tomar conhecimento do fato fui ao local e constatei tratar-se, realmente, de petróleo... (Marinho Jr., 1989).

Esta é a versão folclórica de Oscar Cordeiro, presidente da Bolsa de Mercadorias da Bahia, um dos descobridores, em setembro de 1933, do primeiro poço produtivo do país, em Lobato, na Bahia, e defensor ardoroso da existência de petróleo no recôncavo baiano.

O surgimento da indústria de petróleo no Brasil deveu-se à política de substituição de importações, em razão da necessidade de reduzir a dependência externa de produtos industrializados, dentre os quais destacavam-se os derivados de petróleo. Até operar a primeira destilaria, em 1932, o Brasil importava todos os derivados de petróleo que necessitava de países como os Estados Unidos e a Argentina.

Relatórios técnicos desfavoráveis sobre a existência de petróleo em território brasileiro desencorajavam as companhias estrangeiras a investirem aqui e, apesar de otimistas, os empreendedores nacionais não conseguiam investir na velocidade que o país requeria. Este panorama levou o Governo Federal a entrar no setor, possuindo, hoje, através da PETROBRÁS, dez refinarias e uma fábrica de asfalto. Investidores privados completam o parque de refino com duas refinarias. Este parque coloca o Brasil em décimo lugar no mundo em volume de petróleo processado.

Foi com a criação da PETROBRÁS, em 1953, que o país claramente se decidiu pela auto-suficiência na produção de derivados de petróleo, tanto que, de 1950 a 1969, foram construídas oito das dez unidades que hoje compõem o parque de refino da empresa.

A primeira fase do refino de petróleo no Brasil, ocorrida no período de 1954 a 1965, foi chamada de “era dos pesados”. O setor se empenhava em instalar uma capacidade de destilação suficiente para atender o crescente mercado, que era preponderantemente de óleo combustível. O esquema de refino era composto basicamente pela destilação atmosférica combinada com craqueamento térmico, semelhante à prática européia na época.

Na segunda fase, compreendida entre 1966 e 1975, chamada de “era dos leves”, a estrutura de refino procurava atender a demanda, produzindo 32,7 por cento de derivados leves e 33,5 por cento de derivados pesados, para demandas de 34,1 por cento e 32,3 por cento, respectivamente. Esta foi a era do craqueamento catalítico, já que era importante instalar unidades de transformação do óleo combustível para a produção de gasolina, cuja demanda era crescente. Nesta fase foram implantadas unidades de destilação a vácuo e de craqueamento catalítico fluído (FCC), que, combinadas, conseguiram produzir mais gasolina, a partir da destilação do resíduo atmosférico, anteriormente destinado à produção de óleo combustível.

O terceiro e último período iniciou-se em meados da década de 70, sendo chamado “era dos médios”, ou “era dos processos flexíveis”, dos quais o “hidrocraqueamento” é um bom exemplo. O esquema de refino, nesta fase, busca dispor de processos flexíveis de transformação de óleo combustível em produtos leves e médios, uma vez que a estrutura de demanda futura, e mesmo a atual, se caracteriza por uma distribuição mais equilibrada entre estes derivados.

2.3 O petróleo no Brasil

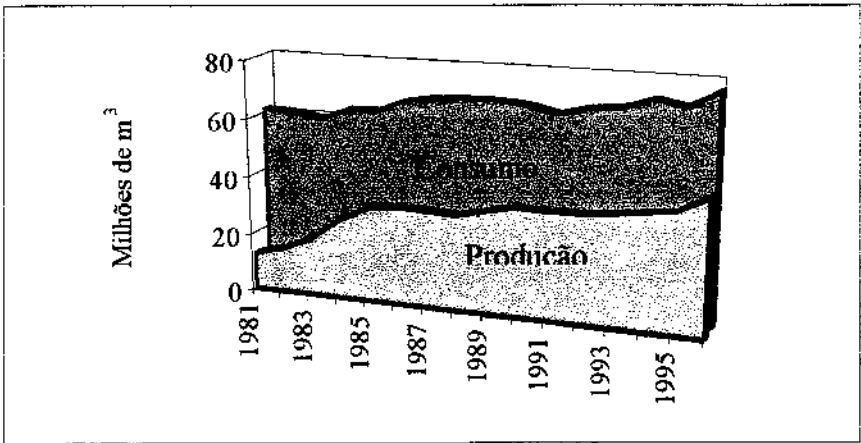
2.3.1 A produção nacional de petróleo

No período de 1970 a 1979 a produção nacional de petróleo se manteve praticamente constante, enquanto o consumo anual deste energético cresceu, em média, 8 por cento. Este quadro se reverteu na primeira metade da década de 80 com a entrada em operação dos poços da bacia de Campos, conforme ilustrado na figura 2.1. A produção, naquele período, cresceu, em média, 20 por cento ao ano, contra um consumo praticamente constante, inclusive com ligeira redução. Após 1985 a produção e o consumo brasileiro de petróleo voltaram a se estabilizar. Em 28 de julho de 1984 foi atingida a meta de produção de 500 mil barris de petróleo por dia (BPD), graças ao fluxo constante de 70 por cento dos investimentos da PETROBRÁS canalizados para a exploração e produção, a partir de 1982.

Em dezembro de 1995 a produção foi de 800 mil BPD, dos quais 500 mil foram produzidos no Estado do Rio de Janeiro, sendo que, destes, 50 por cento foram provenientes de poços marítimos situados a mais de 300 metros de profundidade. O potencial de produção *off shore* no Brasil é 10,3 bilhões de barris de óleo equivalente (BOE), sendo 37 por cento entre 400 e 1000 metros e 22 por cento acima de 2000 metros. As projeções da PETROBRÁS para o ano 2000 indicam que 60 por cento do óleo e do gás natural associado produzidos provirão de águas profundas e extra-profundas.

Em 1988 foi lançado pela PETROBRÁS o Plano de Ação do Setor de Petróleo - PASP, que previa a produção de 1 milhão BPD e 75 milhões m³ de gás natural em 1993, chegando o país à auto-suficiência ao final de 1997, assumido-se a hipótese de crescimento da demanda de 3 por cento ao ano. Estas metas, entretanto, não foram atingidas, já que a

produção de petróleo tem crescido lentamente e a importação continua a responder por, aproximadamente, 45 por cento das necessidades internas deste produto.

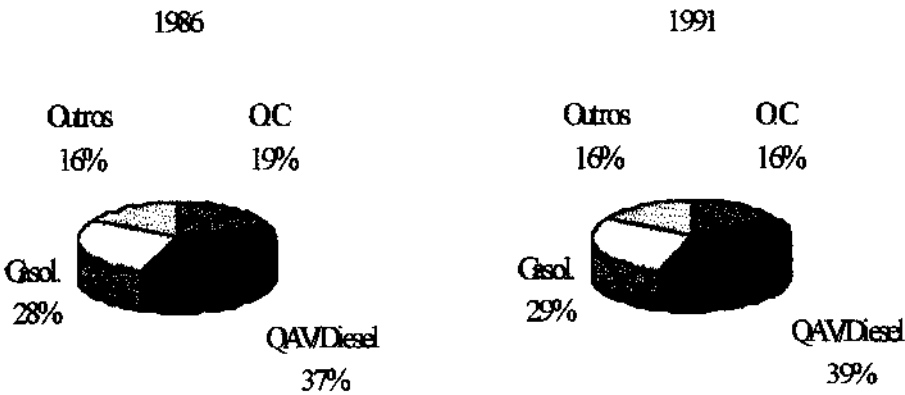


Fonte: MME (1997)

Figura 2.1 Evolução da produção e do consumo de petróleo no Brasil

2.3.2 O consumo de derivados de petróleo

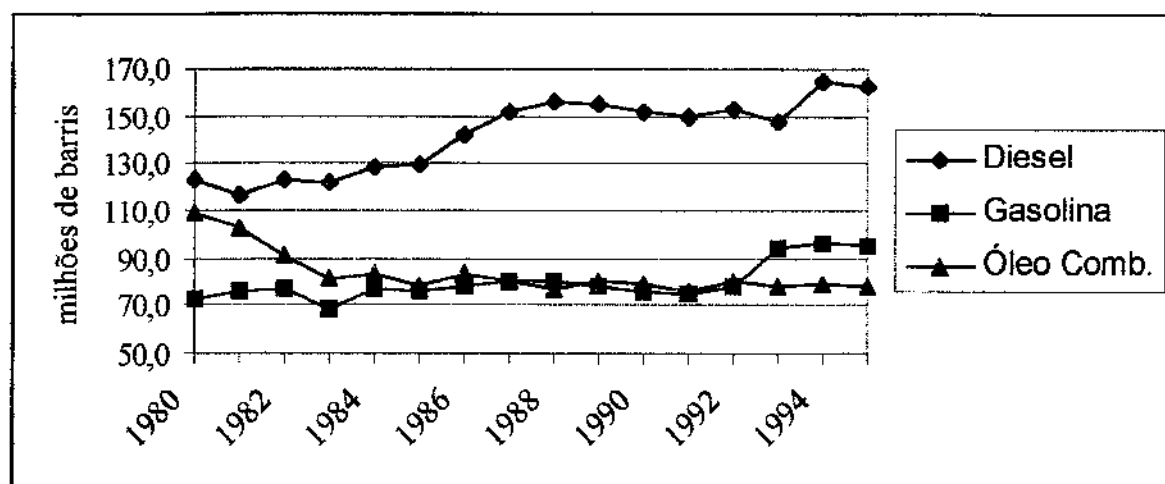
O óleo Diesel é o principal produto das refinarias brasileiras, destinado, principalmente, ao abastecimento da frota nacional de transporte. Os demais derivados surgem como consequência da extração do óleo Diesel, ou por processamento característico de petróleos específicos, de forma a suprir a demanda, como é o caso típico da querosene de aviação - QAV, ou ainda, como forma de otimizar as refinarias. Na Figura 2.2 pode-se verificar que a estrutura de refino é alterada de acordo com o mercado.



Fonte: SIEE/OLADE

Figura 2.2 Alteração da estrutura de refino da PETROBRÁS entre 1986 e 1991

A partir de 1979 ocorreu uma mudança no perfil de refino no país, com a conversão de parte da produção do óleo combustível em óleo Diesel. Esta conversão deve-se a uma mudança de estratégia da PETROBRÁS, de valorização do barril de petróleo. Com a introdução das unidades chamadas “fundo de barril” buscou-se converter subprodutos, como os óleos combustíveis, em derivados de maior valor comercial, como pode ser verificado na figura 2.3.

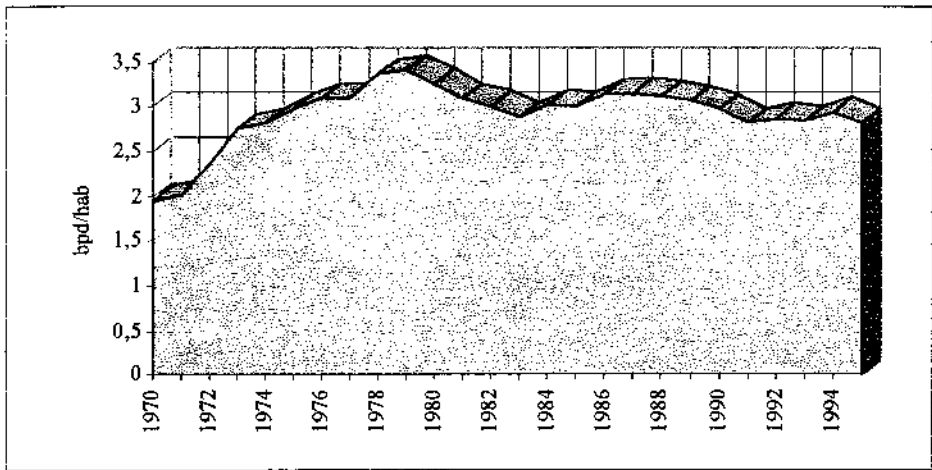


Fonte (MME, 1996)

Figura 2.3- Evolução da produção de derivados de petróleo

Um relatório estratégico da PETROBRÁS (1987) recomenda uma estratégia centrada na lucratividade em dólares do refino, ao invés do pleno atendimento do mercado interno. A adoção desta estratégia implicou na adequação de refinarias selecionadas para incorporação de unidades de craqueamento catalítico, de coqueamento e de desasfaltação, tornando o parque de refino brasileiro competitivo nos mercados africano e americano. Esta alternativa possibilitou diminuir a dependência externa de 100.000 a 150.000 BPD, pois, com estas tecnologias, o óleo combustível é transformado em derivados mais leves. O investimento específico desta mudança situou-se em torno de US\$ 5.000/bbl.

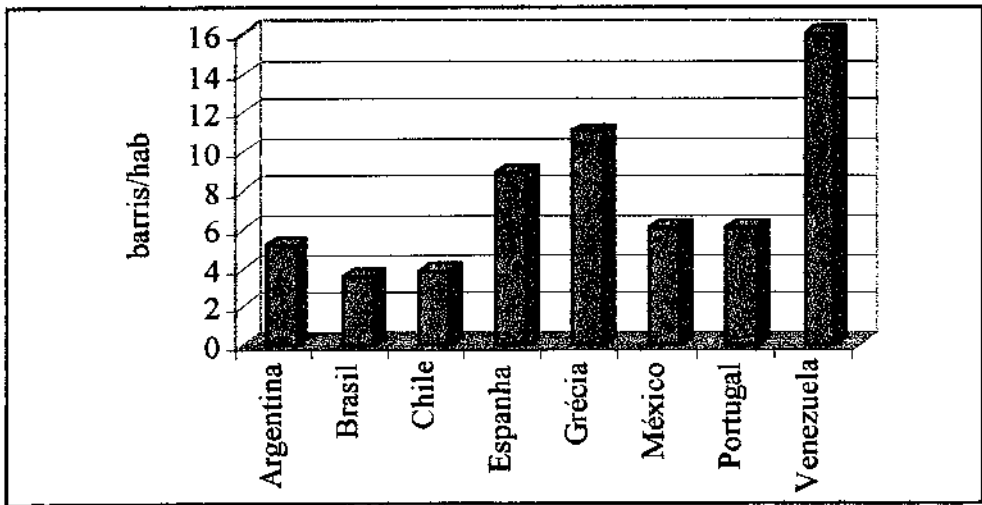
Até o ano de 1979 o consumo per capita de petróleo no Brasil cresceu a uma taxa média de 5,7 por cento ao ano. A partir desse ano ocorreu uma elevação substancial do consumo de álcool carburante e foi adotada uma política de contenção da demanda de derivados de petróleo. Essas medidas proporcionaram uma queda média anual de 1 por cento ao ano no consumo per capita de petróleo. Estas duas fases estão ilustradas na figura 2.4.



Fonte: (MME,1996)

Figura 2.4 Consumo per capita de petróleo no Brasil

O consumo per capita brasileiro de petróleo não chegava, em 1993, a 3 barris por ano, inferior ao verificado no Chile e na Argentina e muito menor que o da Venezuela. Isto pode ser explicado pela participação deste produto na matriz energética. No Brasil, o petróleo respondeu, em 1993, por aproximadamente 33 por cento do consumo total de energéticos, índice muito menor que o de outros países, nos quais a geração elétrica é basicamente de origem térmica, a partir de derivados de petróleo, e que não dispõem de tantos recursos hídricos como o Brasil.



Fonte: Abranches, 1992 in Franke (1993)

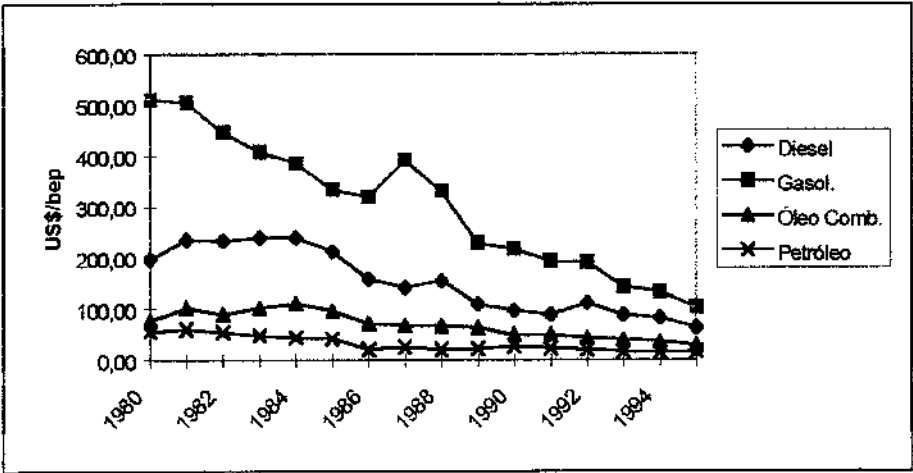
Figura 2.5 Consumo per capita de petróleo em alguns países do mundo

2.3.3 Os preços do petróleo e de seus derivados

Na realidade, os preços dos derivados de petróleo no mercado interno não têm, necessariamente, uma relação com os seus preços internacionais, nem com os seus custos. O Governo Federal, como sócio majoritário da PETROBRÁS e responsável pela política monetária nacional, através do antigo Departamento Nacional de Combustíveis – DNC, atual Agência Nacional de Petróleo - ANP, estabelece os preços dos derivados de petróleo de acordo com o que os técnicos da área econômica consideram adequado para manter a inflação em níveis aceitáveis. Tal afirmação é compartilhada por Alves et alii (1993) e Correia et alii (1993). Este procedimento tem levado os críticos a considerar que o problema não está na estrutura de preços, por mais desajustada que esteja, mas na atitude do governo. Esta manipulação política e econômica do governo, também é um dos fatores de descapitalização da PETROBRÁS, limitando investimentos na exploração. Ressalte-se que o sucesso da descoberta dos campos gigantes da bacia de Campos se deu em um momento de intensa capitalização da empresa.

Algumas medidas sensatas, embora ocasionais, foram tomadas, como o aumento do preço da gasolina em decorrência do segundo choque do petróleo em 1979, não acompanhado pelos preços dos óleos combustível e Diesel, em razão de ambos serem altamente infracionários. Duas foram as razões desse aumento do preço da gasolina: inibir o consumo de gasolina e utilizar este incremento para subsidiar o preço do óleo Diesel. O preço do óleo combustível somente não se elevou graças a uma redução do seu consumo, em razão de uma política de substituição por energia elétrica, lançada pelo governo logo após o choque. A não elevação do preço do óleo Diesel foi o aumento de produção através da ampliação da sua faixa de destilação, pela adição de gasolina e por uma maior recuperação do óleo Diesel contido no óleo combustível. Na década de 80, vários foram os planos econômicos adotados, com aumentos iniciais dos preços dos derivados de petróleo e a sua posterior manutenção, por algum tempo. O que se tem verificado com o Plano Real, e que não consta na figura 2.6, é o controle dos preços dos derivados de petróleo, principalmente da gasolina, em razão de se ter verificado que o seu aumento tem sido utilizado como argumento para elevação de preços em toda a cadeia produtiva nacional.

Atualmente a elevação do preço dos combustíveis fósseis deveu-se a uma necessidade do Governo Federal de manter as reservas cambiais do país, via aumento de impostos, que foram seriamente abaladas pela recente crise do mercado financeiro mundial.



Fonte: MME (1996)

Figura 2.6 Evolução dos preços¹ dos combustíveis mais consumidos no Brasil

2.4 O parque brasileiro de refino de petróleo

O mundo atualmente conta com 708 refinarias de petróleo, distribuídas nos cinco continentes, com uma capacidade global de refino de 74.167.018 BPD, conforme indicado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Capacidade mundial de refino de petróleo

Região	Nº de Refinarias	Capacidade (BPD)
Ásia/Pacífico	137	14.417.766
Europa Ocidental	115	14.210.848
Europa Oriental & C.I.S.	88	12.851.664
Oriente Médio	42	5.278.040
África	45	2.826.356
América do Norte	205	18.750.435
América do Sul e Caribe	76	5.831.909
Total	708	74.167.018

Fonte: Abranches, 1992

¹em dólares de 1993

Os Estados Unidos são o maior consumidor de petróleo e possui 24 por cento das refinarias de todo o mundo, respondendo por 20,6 por cento do petróleo refinado no planeta. O Brasil possuía, no início de 1995, o 13º parque de refino em capacidade instalada, incluindo as duas refinarias privadas (tabela 2.2).

Tabela 2.2 Os países que mais refinam no mundo

Países	Capacidade (BPD)	Refinarias
U.S.A	15.318.635	173
C.I.S.	9.974.786	47
Japão	4.846.650	41
China	2.867.000	34
Alemanha	2.316.860	21
Itália	2.259.818	17
Canadá	1.907.800	25
Inglaterra	1.869.240	15
França	1.768.430	14
Arábia Saudita	1.661.200	8
México	1.524.000	7
Espanha	1.283.000	10
Brasil	1.252.860	13

Fonte: Abranches, 1992

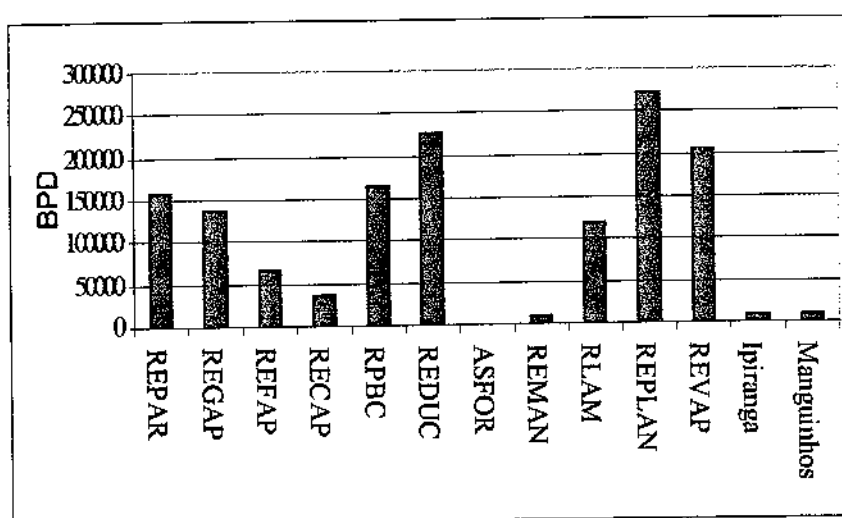
O parque de refino da PETROBRÁS é composto por 10 refinarias e uma fábrica de asfalto. A iniciativa privada possui duas refinarias, uma localizada no Rio Grande do Sul (Ipiranga) e a outra no Rio de Janeiro (Manguinhos). As respectivas capacidades estão indicadas na figura 2.7.

As refinarias da PETROBRÁS podem ser divididas em duas categorias:

- Tipo I - Refinarias com esquemas de produção complexos, incluindo um grande número de unidades *dowstream*, como a REDUC, RLAM e RPBC;
- Tipo II - Refinarias com esquemas de produção simples, contando com uma ou duas unidades de destilação atmosférica e 1 a 3 unidades de fundo de barril (UFB), como REPLAN, REVAP, REPAR, REFAP, REGAP, RECAP, REMAN e ASFOR.

De uma maneira geral, as refinarias do tipo I requerem cuidados na eliminação de unidades obsoletas; na adoção de programas de conservação de energia e na alocação especial de petróleo visando o uso de todas as unidades de processamento. As refinarias do tipo II, normalmente, requerem tipos de petróleo adequados ao atendimento do mercado, ou seja,

possuem esquemas de refino rígidos e apresentam um elevado rendimento de óleo combustível (exceto a REPAR, que tem 3 UFB's em série).



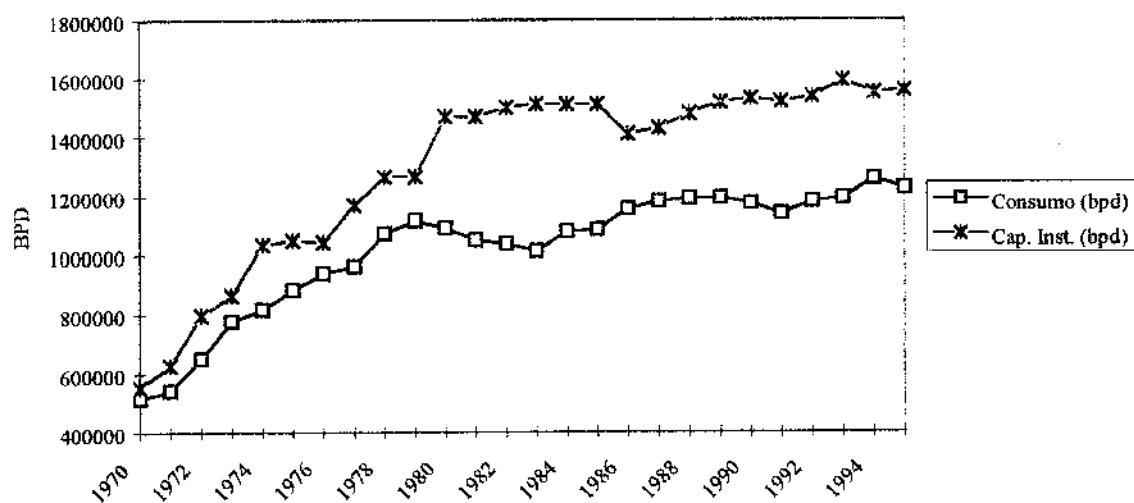
Fonte: DEPIN/PETROBRÁS

Figura 2.7 Capacidade instalada em janeiro/95 nas refinarias brasileiras de petróleo

As grandes vantagens do parque de refino brasileiro estão associadas basicamente com:

- O grande número de UFBs existentes, que permite a sua utilização maciça, diminuindo a produção de óleo combustível;
- A atual folga de capacidade nominal instalada, que possibilita a otimização do parque de refino através da segregação de petróleo e produtos;
- Quase 60 por cento da produção nacional é de petróleo de baixo teor de enxofre (BTE), o que reduz a necessidade de unidades de tratamento; e
- Uma boa infra-estrutura de transporte, comercialização e exportação, que tem permitido, ainda, acompanhar os grandes desvios de demanda.

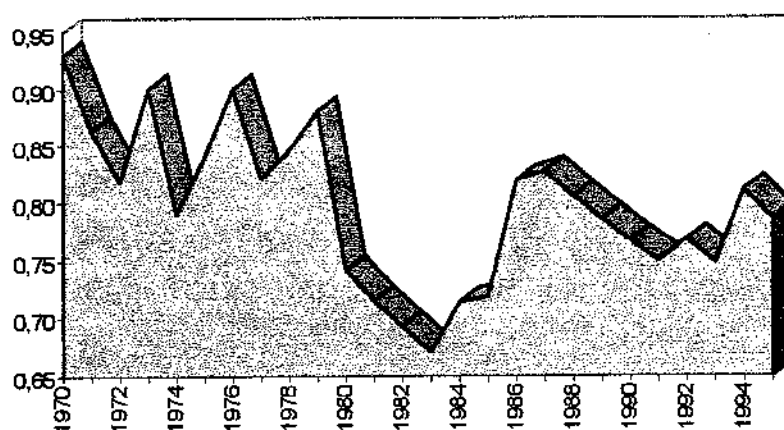
A capacidade nacional de refino cresceu de acordo com o mercado, conforme indicado na figura 2.8, apesar da última refinaria ter sido instalada no país no início da década de 80. Os aumentos de capacidade do parque de refino nestes últimos anos, portanto, foram devido às ampliações e às modernizações introduzidas.



Fonte: (MME, 1996)

Figura 2.8 Evolução da capacidade brasileira de refino

Em 1983 as refinarias da PETROBRÁS trabalharam com uma capacidade instalada média inferior a 70 por cento, tendo operado com taxas superiores a 90 por cento em anos anteriores, conforme indicado na figura 2.9. Atualmente este valor situa-se próximo a 80.



Fonte: (MME, 1996)

Figura 2.9 Fator de capacidade médio das refinarias nacionais

2.5 As perspectivas do setor

Em 1997 a PETROBRÁS atingiu uma produção de petróleo de 1 milhão de barris por dia, para uma demanda em torno de 1,5 milhão de BPD. Nos últimos 10 anos a taxa de

crescimento da produção foi mais que o dobro da taxa de crescimento de consumo. Esta é uma tendência que deve se manter nos próximos 5 anos, caso os projetos em curso sejam implementados.

Em 2003 a produção prevista é de 1,5 milhões BPD, predominantemente da bacia de Campos, que contém um petróleo de alta viscosidade e baixo teor de enxofre.

Na tabela 2.3 são apresentados os balanços de derivados de petróleo, previstos segundo dois cenários de crescimento. Estão planejadas duas refinarias, com capacidade de processamento de 190 mil BPD cada, a serem implantadas na Região Nordeste em 1999 e em 2002/2003, em locais ainda não definidos.

Tabela 2.3 Perspectivas de oferta e demanda de derivados de petróleo

Cenário	1000 BPD	1994	1995	1999	2004
1	Oferta	1.358	1.361	1.766	1.936
	Demanda	1.300	1.353	1.488	1.767
2	Oferta	1.358	1.361	1.766	2.004
	Demanda	1.300	1.379	1.644	2.075

Fonte: Negri, 1995

2.6 A reestruturação institucional do setor petrolífero brasileiro

Através da Emenda Constitucional nº 09 de novembro de 1995 permitiu-se que atividades econômicas vinculadas ao monopólio da União na área petrolífera, em todas as suas etapas, sejam exercidas por empresas estatais e privadas.

Embora a PETROBRÁS mantenha suas atividades diretamente relacionadas com o petróleo, ela perdeu muito de seu campo de atuação. Dentro do programa de privatizações do Governo Federal, coube à PETROBRÁS desfazer-se de suas participações em empresas petroquímicas. Pelo fato de apresentarem equilíbrio financeiro e boas margens de lucros estas empresas foram rapidamente privatizadas (Villela, 1996). A PETROBRÁS, no entanto, continuou sendo obrigada pelo Governo Federal, via antigo DNC, a oferecer insumos de produção, como a nafta, a preços inferiores ao do mercado internacional, subvencionando, desta forma, as empresas privatizadas.

A abertura do setor de petróleo ao capital privado requereu a criação de um órgão regulador para supervisionar e controlar as atividades das empresas do setor no país. Este órgão foi instituído pela Lei 9.478 de 06 de agosto de 1997, que, entre outras disposições, cria a Agência Nacional de Petróleo - ANP, com a função de promover a regulação, a contratação e a fiscalização das atividades econômicas da indústria de petróleo.

Quanto a Lei 9.478, Guimarães et alii (1996) criticam o fato de seus membros serem indicados pelo Ministério de Minas e Energia, o que pode dar margem a ingerências político-partidárias e a pressões decorrentes de interesses privados. Eles também criticam, veementemente, o fato de não estar prevista a cooperação entre a PETROBRÁS, onde atualmente se encontra a competência para assuntos de petróleo, e a nova agência reguladora.

A referida lei mantém o monopólio da União sobre o petróleo e demais hidrocarbonetos fluidos, quanto às suas reservas, processamento e transporte por via marítima ou por conduto. Em seu capítulo V, abre a exploração, o desenvolvimento a produção de petróleo e de gás natural à iniciativa privada, mediante contrato de concessão com licitação. À PETROBRÁS é assegurado o direito sobre as áreas de produção e de desenvolvimento e sobre aquelas que estejam inseridas em seu programa de exploração. Em seu capítulo VI fica estabelecida a autorização à iniciativa privada para construir e operar refinarias de petróleo e de processamento de gás natural. Esta lei também estabelece que a PETROBRÁS irá exercer suas atividades em caráter de livre competição com as demais empresas do setor. Com vistas a dar maior flexibilidade à PETROBRÁS, a citada lei estabelece que ela poderá efetuar aquisição de bens e serviços por procedimento licitatório simplificado.

Acredita-se que os campos de petróleo devem ser explorados pela empresa que os descobrir, mas a posse das reservas deve ser da União. À empresa cabe o direito de processamento e comercialização do petróleo encontrado, cabendo à agência reguladora determinar o nível e o tempo de extração, para se evitar uma extração predatória e para cumprir um plano nacional de abastecimento e refino. Também acredita-se que a PETROBRÁS deve ser tratada em igualdade de condições às demais empresas, respeitando-se o seu direito sobre as suas reservas provadas e em exploração. Dentro de uma perspectiva de mercado competitivo, o preço dos derivados de petróleo deve ser determinado pela lei da oferta e procura, reduzindo-se a ingerência governamental, que deve ocorrer somente nos casos de risco para a economia e para a segurança nacional.

A atividade de refino deve ser liberada à iniciativa privada cabendo a estas empresas todo o risco do empreendimento, ou, então, a agência reguladora pode licitar uma determinada capacidade, especificando o local e as unidades tecnológicas, como forma de garantir o suprimento da região na qual a refinaria estará inserida, bem como garantir a melhor eficiência do processo de refino.

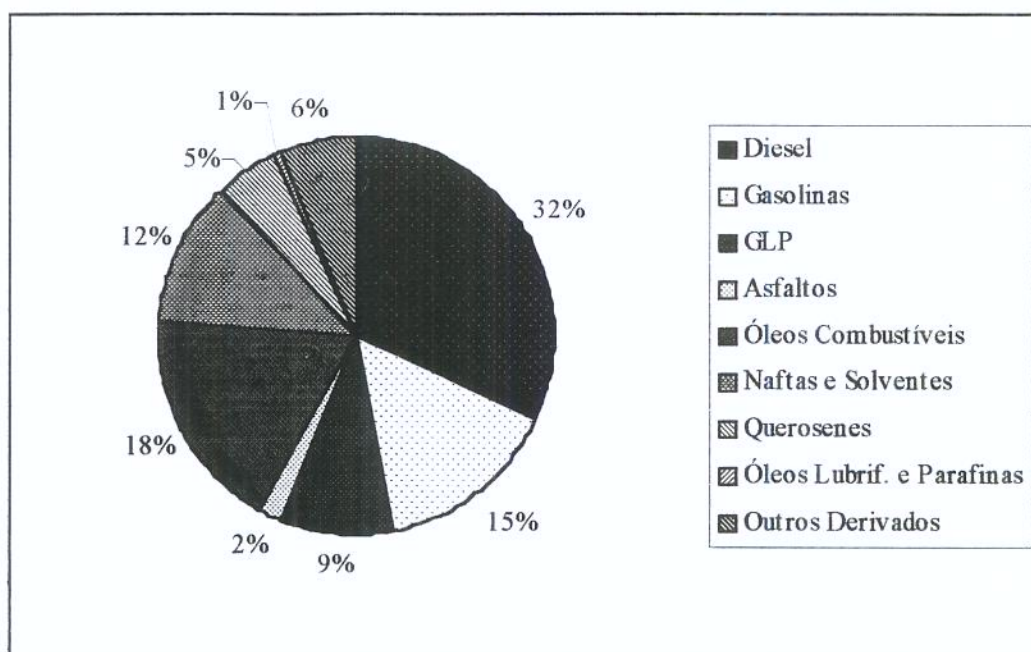
A capacidade ociosa da atual estrutura de transporte da PETROBRÁS pode ser alugada para as empresas interessadas, sendo remunerada com base nos custos unitários de transporte de cada oleoduto.

Obviamente quando se fala em abertura do setor petrolífero, colocando-se a PETROBRÁS em pé de igualdade com as demais empresas que irão compor este setor, deve-se, também, fornecer à PETROBRÁS mecanismos que lhe permitam agir na mesma velocidade das empresas privadas, principalmente no que refere à Lei 8.666, mais conhecida como Lei das Licitações. Portanto, é o que se espera deste procedimento licitatório simplificado, a ser definido em decreto pelo Presidente da República.

O fim do subsídio da nafta petroquímica depende exclusivamente do fim do monopólio de importação de petróleo e de seus derivados pela PETROBRÁS. Com isto, o mercado interno de nafta fica atrelado ao mercado internacional, ou seja, o preço deste insumo passa a ser definido pela lei da oferta e procura.

2.7 Aspectos energéticos da indústria petrolífera

O consumo de energia no refino de petróleo depende de alguns fatores, como o tipo de petróleo, a tecnologia de refino e o perfil de refino (fig. 2.10). O perfil de refino de cada país é estabelecido de acordo com as exigências do mercado interno, podendo as quantidades variar dentro de certos limites. No Brasil se privilegia a obtenção de óleo Diesel, em razão da frota de transporte de carga ser essencialmente movida com este combustível. Com petróleos mais leves é maior a produção de gasolina, gás e nafta, enquanto que os petróleos mais pesados proporcionam maiores volumes de óleo combustível e asfalto, requerendo maior quantidade de energia térmica.



Fonte:MME (1996)

Figura 2.10 Atual perfil de refino de petróleo no Brasil

A atividade de refino se caracteriza pelo grande consumo de vapor em relação ao de energia elétrica. Esta última é usada principalmente para acionamento mecânico, enquanto que o vapor tem aplicação no processo, para acionamento mecânico e, também, para geração de energia elétrica em sistemas de cogeração. Os valores apresentados na Tabela 2.4 demonstram este fato. A relação entre potência e calor era de 0,016 no ano de 1980, ou seja, consumia-se 62,5 vezes mais energia térmica, na forma de vapor, do que energia elétrica. Em 1977 esta relação era de 0,013, demonstrando que houve um processo de conservação de energia térmica. Em termos globais, para o ano de 1982, o aumento relativo da demanda de gases residuais e coque deveu-se a uma maior conversão de frações pesadas em leves. Este conjunto de combustíveis é queimado para geração de vapor (43 por cento), consumido em fornos de processo (44 por cento) e utilizado como fonte de calor para os processos da refinaria (12 por cento).

O petróleo, para que tenha seu potencial energético bem aproveitado, deve ser refinado em derivados com faixas de ebulição características, através do processo de destilação. Neste processo, o conjugado temperatura e pressão a que o petróleo é submetido

determina a vaporização dos compostos leves, intermediários e pesados, além da formação de resíduos extra pesados, constituídos por compostos de elevado peso molecular.

Tabela 2.4 - Consumo de energia nas refinarias de petróleo brasileiras

	1977	1980	
	%	%	tEP
Óleo combustível	63,4	56,5	1.575.585
Gases residuais e coque de craqueamento	35,3	41,9	1.168.488
Energia elétrica gerada	1,3	1,6	43.216
Total	100,0	100,0	2.787.289

Fonte: Petro & Química Abril 1982

A figura 2.11 apresenta os principais processos de refino de petróleo e os respectivos produtos.

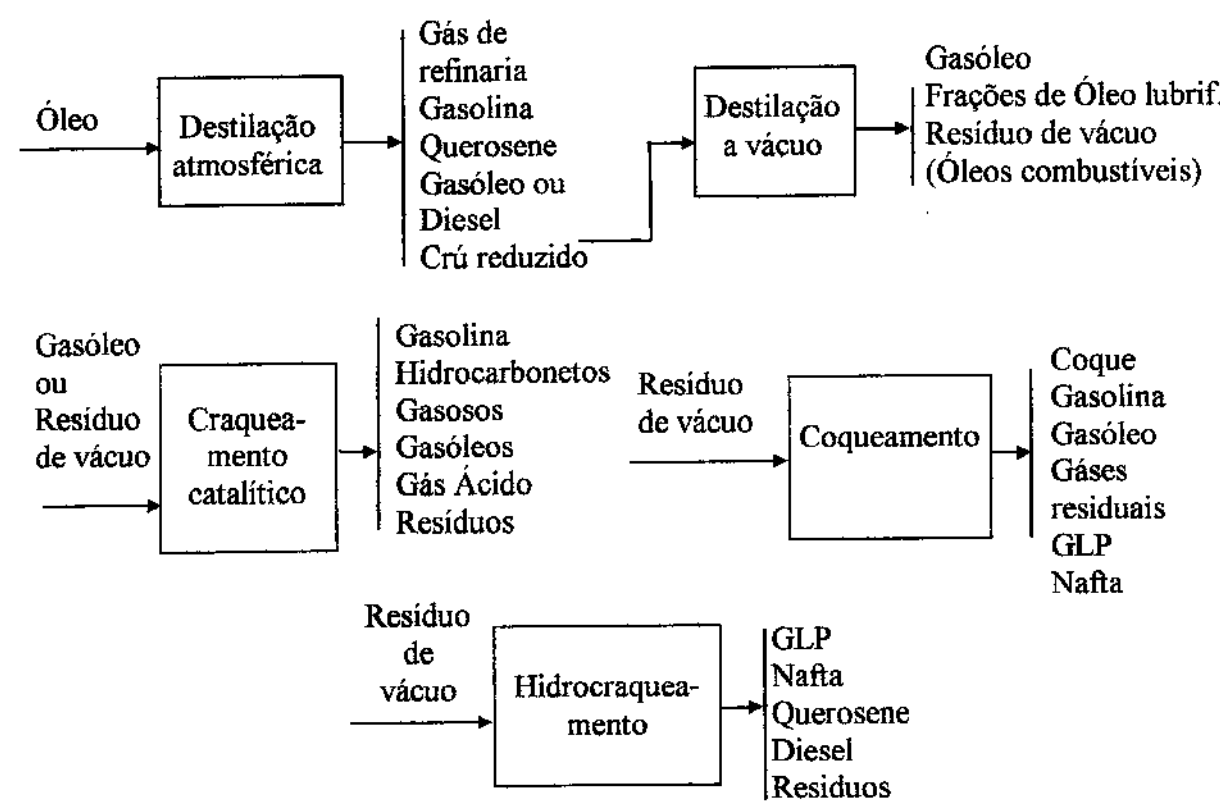


Figura 2.11 Principais processos de refino de petróleo

A grande oferta de óleo combustível no mercado internacional, aliada a previsão de uma disponibilidade de 3,7 milhões de toneladas de óleo combustível para exportação no ano

2000, tem direcionado investimentos para projetos de valorização do barril de petróleo, ou seja, para as unidades tipo fundo de barril. A escolha tem recaído nos processos de desasfaltação e, em particular, no coqueamento retardado (UCR), que responde por 88 por cento dos processos de coqueamento no mundo.

A crescente preocupação com o meio ambiente, aliada aos crescentes estoques de resíduos betuminosos existentes no mundo, torna imperativo a adoção de soluções eficientes. Segundo a Environmental Protection Agency – EPA, do governo americano, a solução mais eficiente e barata é a combustão ou gaseificação destes energéticos, o que tem levado as refinarias americanas a utilizarem a tecnologia de leito fluidizado. A PETROBRÁS, através da Superintendência da Industrialização do Xisto – SIX, efetuou testes em uma planta piloto de combustão em leito fluidizado circulante, com o xisto. Conforme relatos de Vieira (1993) e Negri et alii (1995), esta tecnologia pode ser utilizada com sucesso na combustão ou gaseificação de combustíveis com baixo poder calorífico, como o xisto, o carvão e resíduos oleosos líquidos e pastosos, possibilitando, assim, o aproveitamento para fins energéticos destes produtos, considerados, até recentemente, indesejáveis.

2.8 A potencialidade de geração elétrica do setor petrolífero nacional

O setor de petróleo está em fase de reestruturação no Brasil, com a abertura do mercado. A PETROBRÁS está sendo colocada em pé de igualdade com as empresas privadas com as quais irá concorrer. Esta mudança requer melhorias de sua produtividade. Por se tratar de um ramo de atividade energointensivo e produtor de combustíveis adequados à geração de energia elétrica e considerando-se que o preço do óleo combustível deve continuar em queda, a PETROBRÁS e demais as empresas que irão compor este setor devem elevar suas receitas através da autoprodução de energia elétrica e venda de excedentes.

Para a geração em larga escala de energia elétrica pelo segmento de refino de petróleo se vislumbra, no momento, principalmente a utilização do gás natural², pelo fato da PETROBRÁS ser, no momento, a principal empresa responsável pela produção e transporte deste energético. Entretanto, acredita-se que, em decorrência da introdução do gás natural da

² Um consórcio está sendo criado para gerar 400 MW a partir do gás natural boliviano, somente nas proximidades da REPLAN. Outras quatro termoelétricas estão previstas.

Bolívia na matriz energética nacional, os óleos combustíveis passem a ter seus preços ainda mais reduzidos, tornando-o ainda mais atrativos para a geração de energia elétrica..

De acordo com o Departamento Industrial da Petrobrás – DEPIN, a Refinaria do Planalto representa, em termos gerais, a média das refinarias da PETROBRÁS. Esta refinaria tem uma capacidade de produzir 31 t/h de gás de refinaria. A figura 2.12 apresenta o comportamento da relação entre a produção de gás de refinaria e o volume de petróleo processado na REPLAN.

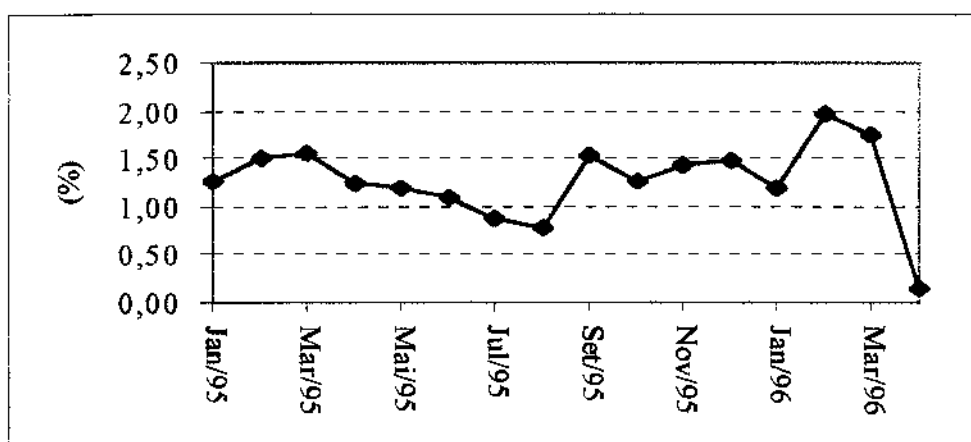
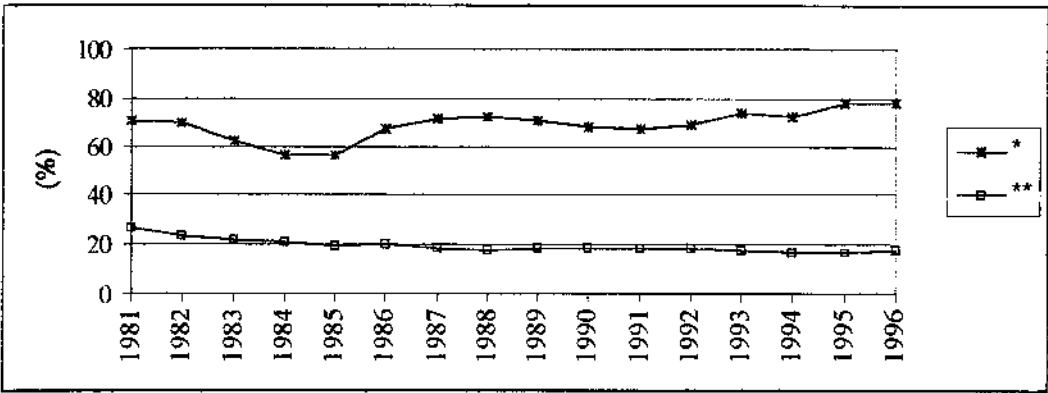


Figura 2.12 Evolução da relação entre a produção gás de refinaria e o volume de petróleo processado na REPLAN, de janeiro/95 a Abril/96

Observa-se que alguns meses apresentaram comportamento atípico, em decorrência de greves, manutenção, alteração do estoque de gasóleo e outras aleatoriedades ocorridas no período considerado. Com exceção desses meses, a média dessa relação situou-se em 1,42%.

O histórico da relação entre a produção de óleos combustíveis e o volume de petróleo processado e a relação entre o consumo deste energético por alguns setores energointensivos³ e a sua produção no Brasil, estão ilustradas na figura 2.13.



* Relação entre o consumo de setores energointensivos e a produção de óleos combustíveis
** Relação entre a produção de óleos combustíveis e o volume de petróleo processado

Figura 2.13 Evolução de alguns índices relativos aos óleos combustíveis

Observa-se que a relação entre o consumo e a produção de óleos combustíveis no país não apresenta uma tendência bem definida no período verificado, em razão do seu consumo ser sensível a fatores, como, por exemplo, desenvolvimento tecnológico, política econômica, combustíveis concorrentes, etc. Este comportamento não é observado na relação entre a produção de óleos combustíveis e o volume de petróleo processado no período. A redução verificada deve-se, sobretudo, à adoção de tecnologias do tipo fundo de barril.

Considerando-se que 70 por cento dos óleos combustíveis (PCI=9.358 kcal/kg) e todo o gás de refinaria (PCI=10.500 kcal/kg)⁴ produzidos no país sejam destinados à geração de energia elétrica em termoeletricas com um rendimento médio de 30 por cento⁵, o volume de petróleo processado em 1996, cerca de 66,8 milhões de toneladas (MME, 1997), forneceria aproximadamente 31.395 GWh, gerando cerca de 10,8 por cento da energia elétrica produzida naquele ano.

Um incremento substancial de produção excedentária de energia elétrica pelo segmento de refino, através de derivados de petróleo, ainda está indefinido. Certo é que este segmento industrial tem uma elevada capacidade de geração de energia elétrica, devendo

³ Setores: energético, transformação, industrial exceto outros e não identificados (vide definições no Balanço Energético nacional)
⁴Valores adotados pela REPLAN

contribuir para amenizar a crise energética nacional. Entretanto, sabe-se que sua decisão estará alicerçada na rentabilidade deste tipo de investimento.

⁵ De acordo com o Balanço Energético Nacional (1997), o rendimento médio da termoeletricas que utilizam óleos combustíveis é de aproximadamente 29,6 por cento.

CAPÍTULO 3

A Autoprodução de Energia Elétrica no Brasil

3.1 Introdução

Neste capítulo analisa-se a atual situação do setor elétrico brasileiro, enfatizando-se a autoprodução de energia elétrica. A evolução recente do setor é descrita, referenciando-se as políticas governamentais adotadas para o reconhecimento do autoprodutor de energia elétrica como um dos agentes do setor. Apresenta-se, também, as perspectivas da autoprodução e a sua contribuição para o setor. A seguir, discute-se a questão tarifária, em razão de sua crucial importância no incentivo, ou desincentivo, à autoprodução, sobretudo para a venda de excedentes para a rede pública.

3.2 A reestruturação do setor elétrico

3.2.1 O caso do Brasil

No pós-guerra, o Estado brasileiro assumiu o papel de agente do desenvolvimento econômico, mediante a alocação de recursos financeiros para a construção da infra-estrutura nacional, criando empresas estatais, como PETROBRÁS, ELETROBRÁS, TELEBRÁS, Companhia Siderúrgica Nacional, Companhia Vale do Rio Doce, etc.

Desde o início da década de 90, o Governo brasileiro adotou uma política neo-liberal, adotada na Inglaterra na década anterior. Esta política tem como objetivo a abertura de mercado mediante a extinção de monopólios.

De acordo com Bresser (1991), o início do processo de reestruturação da economia do Brasil deu-se no Governo Collor, com o alinhamento total ao consenso de Washington⁶ e, segundo Villela (1996), o plano de modernização do país estava contido no Plano de Reestruturação Nacional, conhecido como Plano Collor. Este plano incluía uma reforma monetária, uma reorganização do sistema cambial, a liberalização das importações e um ambicioso programa de privatizações.

No Brasil, com a adoção da política neo-liberal, contemplou-se duas modalidades distintas de reestruturação de mercado de energia: (i) a privatização pura e simples, que consiste na transferência do controle acionário das empresas estatais, consideradas não essenciais para o bom desempenho das funções precípua do Estado, para a iniciativa privada, como é o caso das empresas do setor elétrico e de telecomunicações e (ii) a abertura de monopólios, possibilitando que empresas privadas concorram com empresas públicas dentro de um mesmo mercado consumidor, como é o caso do setor de petróleo, envolvendo a PETROBRÁS.

A cadeia produtiva de energia elétrica é uma das atividades mais controladas institucionalmente em quase todo o mundo, em razão da sua importância social e econômica. Segundo Walter (1995), a formação de monopólios públicos e a regulamentação da participação da iniciativa privada são decorrências desta importância. Nos países em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, este pesquisador destaca os seguintes fatores de incentivo para a abertura do setor elétrico à iniciativa privada: (i) as críticas às eficiências técnica e administrativa das empresas elétricas estatais; (ii) a limitação da capacidade de investimento do Estado; (iii) a oportunidade do Estado obter recursos com a privatização das empresas concessionárias públicas de energia elétrica para saneamento financeiro de outros

⁶ Em novembro de 1989 foi organizado em Washington uma conferência para elaborar um balanço sobre as diversas experiências de ajustamento econômico ocorridas na América Latina, sendo elaborado um consenso sobre novas proposições gerais a serem implantadas, tais como a diminuição do Estado, a liberação das importações, a abertura à capitais internacionais, etc.

setores e (iv) a oportunidade de demonstrar externamente seu comprometimento com o liberalismo econômico.

As justificativas dos Governos Federal e Estaduais para a adoção da política de desestatização da economia são: (i) a suposta incapacidade do Estado em gerir as empresas estatais, face ao uso político das mesmas; (ii) a falta de recursos financeiros públicos suficientes para os setores de infra-estrutura; (iii) a necessidade do Governo se concentrar nas atividades mais sociais, como segurança, saúde, emprego e educação, (iv) a necessidade de se reduzir o impacto dos serviços da dívida pública na economia nacional e (v) a necessidade de elevação das reservas cambiais, mediante a atração de investimentos externos.

Com o fim do monopólio da PETROBRÁS, das companhias estaduais de gás e das companhias públicas de energia elétrica, o Estado objetiva atrair investimentos para estes setores, elevando a eficiência dos mesmos, além de melhorar a qualidade dos serviços prestados à população.

Embora os argumentos do Governo pareçam convincentes, diversos pesquisadores questionam as reais causas, ou a forma de gestão deste processo de reestruturação. No início desse processo, a moeda mais utilizada foram os títulos da dívida pública, oportunamente super valorizados, conhecidos como “moedas podres”. Segundo Pistonese (1994), este processo de privatização, com a utilização de títulos da dívida pública, deve-se à pressão dos organismos internacionais para que parte da dívida pública seja resgatada e, também, para que o Estado possa equilibrar suas contas. A utilização de títulos da dívida pública Federal ou Estadual foram utilizadas na privatização das empresas siderúrgicas, petroquímicas e mineradoras, além de distribuidoras de energia elétrica, como a ESCELSA, LIGHT, CERJ e CPFL.

Os argumentos de que as empresas estatais não são eficientes, que a qualidade de seus serviços é inferior aos da iniciativa privada e que a iniciativa privada é o novo agente capaz de efetuar os investimentos necessários ao desenvolvimento do país não são aceito por pesquisadores como ROSA et alii (1995). Este pesquisador argumenta que o capital para investimento das empresas privadas terá que vir das tarifas de energia elétrica, o que, sem dúvida, implica na elevação das mesmas e que, se este aumento de tarifa fosse dado às atuais empresas públicas, elas também teriam a mesma capacidade de investimento.

Certo é que as empresas estatais não dispõem hoje de recursos para investimentos, bem como de credibilidade interna ou externa para obter financiamentos. A iniciativa privada, portanto, passa a ser a responsável pelos novos investimentos do setor de energia elétrica, petróleo e telecomunicações.

O argumento do governo de que as empresas estatais são ineficientes deve-se exclusivamente à política intervencionista do próprio governo, que permite o uso político das mesmas, desvirtuando a sua finalidade. Esta conclusão é alicerçada pelo fato que algumas empresas públicas serviram, em determinados governos, de referência de eficiência e produtividade para o restante do setor, como é o caso da Companhia Energética de Minas Gerais. Também, afirmar que a transferência destas empresas para a iniciativa privada as tornam eficientes não é uma unanimidade, conforme comprovado pela atuação da empresa Light, do Rio de Janeiro, que, em nome da lucratividade, reduziu os seus custos operacionais, comprometendo a qualidade dos seus serviços. Acredita-se, sim, que uma mudança de postura do Governo em relação à administração das empresas públicas, sobretudo no que concerne ao seu uso político, e a introdução destas empresas dentro de um mercado competitivo, aliada à modernização administrativa (contrato de gestão, por exemplo) fará com que estas empresas demonstrem sua capacitação e competitividade.

Da mesma forma, a justificativa do Governo Federal, para a privatização, que o Estado deve se concentrar nas atividades sociais é questionável, em razão da sociedade, principalmente as camadas de baixa renda, ainda não ter sido beneficiada com a melhoria destes serviços sociais; até pelo contrário, verificou-se um aumento do número de doenças transmissíveis, uma redução da qualidade da segurança pública e um aumento do nível de desemprego. Entretanto, há de se considerar que a manutenção do Plano Real frente às crises asiáticas deve-se, sobretudo, aos recursos e a credibilidade externa do Brasil, que são decorrências deste processo de reestruturação da economia. Portanto, pode-se dizer que os danos seriam muito maiores caso este processo não estivesse em andamento.

Ressalta-se que cabe ao órgão regulador fiscalizar as empresas privadas de energia elétrica, para impedir que, em nome da redução de custos e, conseqüentemente, da elevação dos lucros, ocorra uma redução da qualidade dos serviços prestados. Entretanto, pode-se afirmar que, do ponto de vista da política neo-liberal, a redução do papel do Estado na economia como proprietário viabiliza a retomada dos investimentos nos setores de infra-

estrutura e eleva a eficiência econômica dos empreendimentos pela mudança de política administrativa após a privatização.

3.2.2 O caso da Inglaterra e dos Estados Unidos

Uma privatização radical do setor elétrico ocorreu em 1988 na Inglaterra, no Governo de Margareth Thatcher, quando todo o sistema de geração e transmissão público de energia elétrica, representada pela Central Electricity Generating Board – CEGB, passou para as mãos da iniciativa privada, com exceção da cara geração nuclear britânica. Na geração foi estabelecida a competitividade, liberando, inclusive, de licença governamental qualquer central abaixo de 50 MW. A transmissão manteve-se na mão de uma única empresa nacional, a National Grid Company - NGC, para permitir um acesso não discriminatório às redes de transmissão, tanto a geradores, como empresas concessionárias distribuidoras e grandes consumidores. As redes de distribuição pertencem a doze empresas regionais, cujas áreas de concessão são monopólios naturais. Na atividade de comercialização da energia elétrica foi estabelecida a competição, bastando a obtenção de uma licença. Os comercializadores compram grandes blocos de energia diretamente das empresas concessionárias distribuidoras, pagando um “pedágio” na transmissão, e os revendem aos grandes consumidores, denominados “livres”. Até setembro de 1998 o governo britânico planeja tornar “livres” todos os consumidores, mesmo os pequenos.

Também nos Estados Unidos o setor elétrico passou por profundas mudanças, conforme relatado por Schorr (1992). Um dos marcos desta reestruturação foi o reconhecimento do produtor independente de energia elétrica como um dos novos agentes do setor elétrico, principalmente aquele que comercializa excedentes elétrico oriundos da cogeração. Isto ocorreu com a adoção do *Public Utilities Regulatory Policy Act* – PURPA, em 1978, quando foram estabelecidos os critérios para a sua qualificação e as condições de comercialização deste excedente. O PURPA também definiu uma tarifa equivalente ao custo evitado ou deslocado (*Avoided Cost*), como forma de remuneração do produtor independente.

A desregulamentação do setor elétrico na Califórnia foi impulsionada, sobretudo, pelo elevado custo da energia elétrica, quase 50 por cento mais cara que nos demais Estados americanos. Em 24 de setembro de 1996 as propostas da nova estrutura foram transformadas em lei, a *Assembly Bill* 1890, delineando um novo sistema de mercado de energia elétrica,

naquele Estado, para a transmissão, a distribuição e a geração. Os geradores podem vender eletricidade diretamente a consumidores, via contrato de vendas, suprindo, assim, grandes consumidores, companhias de distribuição e “*aggregators*”⁷, com isto e com a atuação dos órgãos reguladores estabelece-se a competitividade na geração. A transmissão permanece como monopólio, dadas as peculiaridades desta atividade. A partir de janeiro de 1998 uma percentagem crescente de consumidores passa a comercializar energia no mercado aberto (Chao, 1997)

3.3 O autoprodutor de energia elétrica no Brasil

No Brasil, até recentemente, haviam fortes resistências à participação da iniciativa privada na produção de energia elétrica, sobretudo, à venda de excedentes de eletricidade pelos cogeneradores. De acordo com Walter et alii (1993), três aspectos devem ser considerados: (i) a estrutura legal que regulamenta a participação da iniciativa privada na geração descentralizada; (ii) a estrutura tarifária e (iii) o conjunto de mecanismos de incentivos financeiros e fiscais. Atualmente, embora ainda não se tenha concluído a reestruturação do setor elétrico, avanços importantes foram dados neste sentido, tanto que investidores privados tem demonstrado grande interesse na geração de energia elétrica.

Com a crise financeira do setor elétrico nacional, analisada por Leon (1993), e a crescente tendência mundial de desestatização, adota-se, agora, a mesma política utilizada no início da eletrificação do Brasil, quando empresas de menor porte passam a representar a vanguarda do setor.

De acordo com a revista *International Private Quarterly*, da MC Graw Hill Co., o Brasil é atualmente o maior mercado potencial privado de energia elétrica do mundo, com 97.533 MW de oportunidades identificadas.

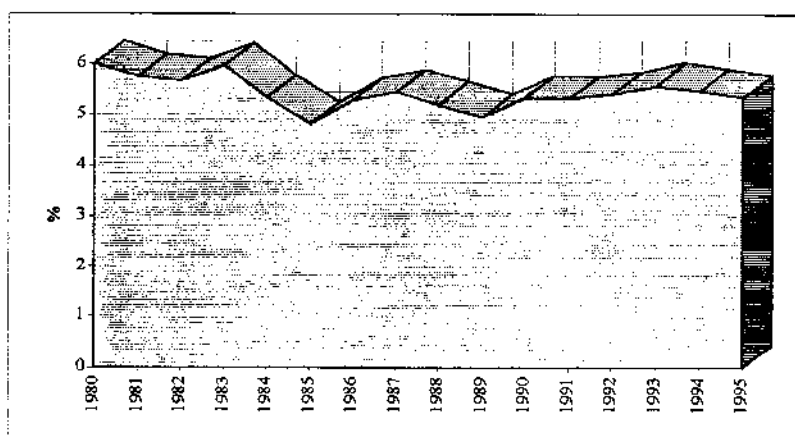
Todo este quadro levou, então, o governo brasileiro a valorizar mais o autoprodutor e a reconhecer a nova figura do produtor independente. O produtor independente de energia elétrica é aquele que destina toda sua produção para o mercado, enquanto que o autoprodutor

⁷ Empresas que tem contrato de suprimento com pequenos consumidores.

só destina parte dela ao mercado, consumido o restante, mesmo que em outras unidades da mesma empresa. Alguns pesquisadores, como Nogueira (1993), criticam o fato da legislação não fazer distinção entre autoprodutores e cogeneradores, não reconhecendo, desta forma, as vantagens decorrentes da produção combinada de energia elétrica e energia térmica. Isto é, a cogeração é uma das formas mais eficientes de geração de energia elétrica, possibilitando elevados rendimentos na utilização da fonte de energia primária.

3.4 As Perspectivas para a autoprodução de energia elétrica

No Brasil predomina a geração por empresas concessionárias, responsáveis por quase 95 por cento da produção nacional de energia elétrica, cabendo o restante aos autoprodutores, como pode ser constatado na figura 3.1.

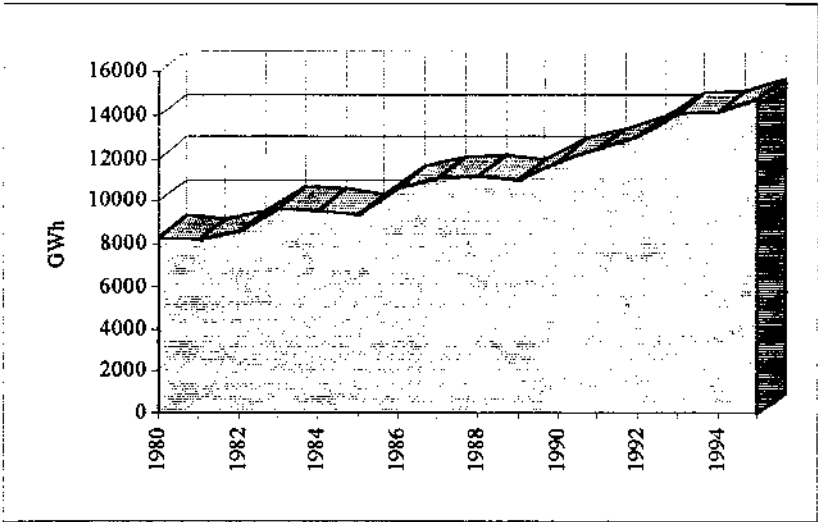


Fonte: (MME, 1996)

Figura 3.1 Participação do autoprodutor na produção nacional de energia elétrica

Isto se deve, sobretudo, aos grandes investimentos feitos nas décadas de 1960 a 1980, quando foram construídas grandes usinas hidrelétricas. Entretanto, com o esgotamento dos grandes aproveitamentos hidráulicos nas regiões de maior consumo, há uma tendência de investimentos em pequenos aproveitamentos, espaço no qual se insere o autoprodutor de energia elétrica. Neste caso, ressalta-se que o autoprodutor passa a investir na geração hidrelétrica quando se esgotam as possibilidades de implantação ou expansão de centrais de cogeração, como ocorre, por exemplo, com o setor siderúrgico, ou em decorrência de características dos processos industriais, como é o caso do setor de soda-cloro, cujo consumo de energia elétrica é muito maior que o de energia térmica.

Na figura 3.2 apresenta-se a evolução da geração de energia elétrica por autoprodutores. Embora a taxa de incremento desta geração tenha crescido 3,6 por cento ao ano, em média, a participação da autoprodução na geração total do país tem diminuído a uma taxa média de 0,7 por cento ao ano. Acredita-se, no entanto, que este quadro venha a se alterar em decorrência da reestruturação do setor elétrico, incluindo a regulamentação da atuação do produtor independente e do autoprodutor de energia elétrica. Esta mudança também traz em seu bojo a redução do poder das empresas concessionárias nas decisões do setor.



Fonte: (MME, 1996)

Figura 3.2 Evolução da produção de energia elétrica por autoprodutores

As mudanças institucionais, ora em curso no setor elétrico brasileiro estão despertando o interesse na instalação de novas unidades geradoras. Entre os estudos de viabilidade econômica e projeto básico de novas usinas aprovados pelo antigo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, atual Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, nos últimos dois anos e meio, 20,2 por cento da potência instalada total se baseia em fontes primárias não hidráulicas, conforme se pode verificar no Anexo A; mesmo na geração hidroelétrica, diversos interessados nestes empreendimentos são autoprodutores. A tabela 3.1 apresenta um quadro resumo dos projetos listados no Anexo A. Dos projetos aprovados pelo DNAEE, apenas 26 são de autoria de empresas concessionárias.

Dos 183 projetos de geração de energia elétrica com autorização do DNAEE para a realização de estudos de viabilidade ou projeto básico, somente 30 são de responsabilidade de empresas concessionárias. Os demais são de interesse de produtores independentes ou

autoprodutores, ou, ainda, de consórcios envolvendo ambos, conforme apresentado no Anexo B. Também no Plano de Expansão 1995/2006, atualizado para 1997 e elaborado pelo DNAEE, dos 128 empreendimentos considerados, com uma potência total de 39.738,4 MW, apenas 5 empreendimentos são de interesse de empresas concessionárias, o que totaliza uma capacidade superior a 39.434,4 MW para os projetos de autoprodutores e produtores independentes (Anexo C).

Tabela 3.1 Estudos de viabilidade ou projetos básicos aprovados no DNAEE, de jan/95 a jun/97

Combustível	Potência (MW)	Nº centrais
Óleo Diesel	186,9	20
Gás natural	9,8	1
Gás industrial	34,8	3
Bagaço de cana	135,8	11
Lixívia	17	1
Casca de arroz	2	1
ND ⁸	230	1
Hidráulica	2434,6	45
Total	3667,2	83

Fonte: DNAEE (1997)

3.5 O autoprodutor e o produtor independente de energia elétrica no contexto legal

Apontar o verdadeiro motivo pelo qual o governo brasileiro determinou a desestatização do setor elétrico é, no mínimo, imprudente, em razão dos diversos pontos de vistas existentes, como já foi anteriormente mencionado. Afirmar, também, que a privatização é a solução do problema de suprimento futuro de energia elétrica no país é um ato irresponsável. Os fatos são:

- Há uma necessidade urgente de elevados investimentos no setor, em decorrência da velocidade do crescimento do consumo de energia elétrica;
- As empresas concessionárias estão descapitalizadas, sem condições de obterem empréstimos internos ou externos para investimentos, em função de seu elevado nível de endividamento, e sem a perspectiva de resolverem os seus problemas financeiros com o aumento de tarifa; e

⁸ Trata-se da central termoe elétrica da Companhia Siderúrgica Nacional que tudo indica utilizará gás natural.

- A iniciativa privada tem uma elevada capacidade de investimento, o que deve ser aproveitado. Entretanto, sua participação somente se consolidará se as regras forem bastante claras e as tarifas permitirem a obtenção de lucros compensatórios.

Até o início da década de 80 não se vislumbrava a venda de energia elétrica por investidores privados, restringindo-se a concessão ou permissão para a exploração de recursos hídricos, bem como a venda de eletricidade de origem fóssil, por investidores privados. Embora o processo de reestruturação do setor contemple a venda de excedentes elétricos às empresas concessionárias, o que se verifica na prática é a falta de compromisso legal destas empresas na compra destes excedentes.

Souza (1997) afirma que *“Somente com as primeiras restrições ao investimento público, no começo dos anos 80, reconhece-se o papel coadjuvante dos autoprodutores e de forma limitada lhes concede a possibilidade de transacionar excedentes em sistemas isolados, desde que não utilizem combustível derivado de petróleo, e sempre sob a égide dos interesses das concessionárias; em situações excepcionais, poderia até mesmo ser determinado aos autoprodutores o suprimento compulsório de energia elétrica.”*

Walter et alii (1993) afirmam que: *Dado o caracter generalista e pouco incentivador, a legislação vigente não faz qualquer distinção quanto à localização, porte, qualidade de suprimento, etc., o que evidencia o nivelamento por baixo de todos os autoprodutores de energia elétrica, sendo necessário, portanto, que se regule a qualificação do produtor de energia elétrica, tal como ocorreu no Estados Unidos.* Naquele país, os contratos de compra de eletricidade de autoprodutores (*Non-Utility Generators – NUG’s*) freqüentemente não têm sido capazes de compatibilizar, de forma eficiente, o suprimento contratado com a demanda existente nas empresas concessionárias (DORRIS & MOUNT, 1994). Portanto, a forma de contratação de compra de energia elétrica de autoprodutores deve ser adequada para atender as necessidades das empresas concessionárias e dos autoprodutores, melhorando a integridade e a eficiência econômica desta transação.

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro na realidade se iniciou com a Lei 1872, de 21 de maio de 1981, que dispõe sobre a aquisição, pelas empresas concessionárias, da energia elétrica excedente gerada por autoprodutores. Porém, esta lei não estabelece em que condições isto deve ocorrer, não oferecendo nenhuma garantia ao

empreendedor e, conseqüentemente, não incentivando esta modalidade de geração de energia elétrica. Esta lei já autoriza a constituição de consórcios para a geração de energia elétrica para fins de serviço público e para uso exclusivo dos consorciados, ou ainda, para a produção independente de eletricidade.

Em 16 de dezembro de 1988, a Portaria nº 1474 do DNAEE estabeleceu as condições de participação de autoprodutores no sistema de oferta de energia elétrica, mas permaneceu a mesma política de desmotivação. Esta portaria homologou o estudo de um grupo de trabalho, instituído pelo MME, sobre a utilização de excedentes de autoprodutores.

As recomendações da portaria acima resultaram na Portaria nº 246, de 23 de dezembro de 1988, do DNAEE, que regulamenta a aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores pelas empresas concessionárias do setor elétrico. Dentre as condições de fornecimento destacam-se: (i) prioridade de compra de excedentes elétricos pela concessionária local; (ii) tempo mínimo de suprimento em 10 anos e (iii) preço máximo da energia elétrica excedente inferior ao custo marginal de longo prazo do sistema interligado.

Um passo importante no processo de abertura do setor elétrico à iniciativa privada foi dado pelo Governo do Estado de São Paulo através do protocolo de intenções firmado com o setor sucro-alcooleiro daquele Estado em 07/08/92, no qual é estabelecido um compromisso de se elevar a participação das usinas e destilarias na produção de energia elétrica e se assegurar uma remuneração da energia suprida à rede pública, correspondente ao custo marginal de expansão de produção do sistema interligado.

O Decreto-lei nº 915, de 6 de setembro de 1993, autoriza a formação de consórcios para a geração de energia elétrica para uso exclusivo de seus consorciados, podendo o excedente ser comercializado com as empresas concessionárias de energia elétrica. A empresa concessionária, inclusive, pode ser uma das empresas consorciadas. Este decreto autoriza a utilização das linhas de transmissão para transporte da energia gerada pelos consórcios, que permanecem sob controle das empresas concessionárias.

O Decreto nº 1.009, de 22 de dezembro de 1993, criou o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL, composto pelos sistemas de transmissão de propriedade das empresas controladas pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A.-

ELETROBRÁS, que integram a malha básica dos sistemas interligados das regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste. O SINTREL torna acessível às empresas concessionárias, produtores independentes e autoprodutores de energia elétrica o transporte da energia elétrica gerada fora do seu sistema de transmissão, ou área de atuação. Contudo, não define o valor da tarifa de transporte, cabendo às partes envolvidas a fixação deste valor e em caso de impasse transfere ao órgão regulador a definição da tarifa. As empresas integrantes e aquelas que no futuro aderirem ao SINTREL devem estabelecer mutuamente, tendo como base o método de valoração do uso do sistema de transmissão, os respectivos custos de utilização de suas instalações, submetendo ao DNAEE, para homologação, as tarifas de utilização do sistema de transmissão de energia elétrica, a serem praticadas, em caráter permanente ou temporário.

A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, dentre os quais destacam-se os serviços de energia elétrica.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, estabelece normas para a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. Sujeitam-se ao regime de concessão ou de permissão os serviços e obras públicas de competência da União, como as concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água. A venda de energia elétrica por produtor independente pode ser feita para: empresas concessionárias de energia elétrica; consumidores de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16, e consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial ao qual o autoprodutor também forneça vapor oriundo de processo de cogeração. Esta lei autoriza a constituição de consórcios, com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviços públicos, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente, ou para essas atividades associadas.

A Lei nº 2.003, de 10 de setembro de 1996, regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e por autoprodutor. Ela define que aproveitamentos hidráulicos para autoprodutores com potência superior a 10.000 kW dependem de concessão de uso de bem público, precedida de licitação. Usinas termoeletricas com potência superior a 5.000 kW dependem de autorização, tanto para autoprodutor como para produtor independente.

Aproveitamentos hidráulicos, para autoprodutores, entre 1.000 e 10.000 kW dependem de autorização do poder concedente. Independem de concessão ou autorização aproveitamentos hidráulicos de potência igual ou inferior a 1.000 kW e termoeletricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, devendo, no entanto, ser comunicado ao poder concedente. A Lei nº 2003 garante o acesso do autoprodutor aos sistemas de transmissão e de distribuição das concessionárias e permissionários de serviço público de energia elétrica mediante o ressarcimento do custo pertinente. Esta lei define que as usinas termoeletricas destinadas à autoprodução devem operar de forma não integrada ao sistema elétrico, podendo, no entanto, estar conectadas ao sistema de distribuição ou transmissão. A cessão ou permuta de energia e potência entre autoprodutores consorciados em um mesmo empreendimento, na barra da usina, e a compra, por concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição do excedente da energia produzida, é permitida mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente. Também dependem de autorização a permuta com o concessionário de energia elétrica, para possibilitar o atendimento do mesmo autoprodutor em outra localidade e o ressarcimento do custo de combustíveis, instituído na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, com a parcela de energia elétrica vendida ao concessionário ou permissionário de serviço público de distribuição por aqueles autoprodutores que operam usinas térmicas em sistemas isolados.

Face ao exposto, pode-se concluir que a legislação brasileira é, ainda, bastante limitada sobre a autoprodução de energia elétrica, não fazendo distinção entre a cogeração, forma mais eficiente de geração de energia elétrica, e as demais modalidades de autoprodução, bem como não qualificando os autoprodutores e não regulando as tarifas de comercialização dos excedentes de energia elétrica. Porém, este conjunto de leis e decretos recentes, ainda que incipiente, deve alavancar um regime competitivo no setor elétrico, abrindo um importante espaço à iniciativa privada e, sobretudo, à participação da cogeração na matriz energética nacional.

3.6 O agente regulador

A privatização das empresas de serviços de energia elétrica no Brasil representa uma mudança radical na política sócio-energética brasileira, uma vez que altera o conceito do uso da energia, ou seja, até agora a energia tem sido considerada como sendo um bem essencial,

portanto um direito do cidadão, a ponto de serem toleradas pelas empresas concessionárias estatais muitas irregularidades cometidas pelos consumidores de baixa renda. Com esta mudança de ideologia a energia elétrica passa a ser considerada como uma “*commodity*” (Krause, 1995), cujo fornecimento somente é feito mediante uma justa remuneração, o que, no Brasil, implica em se aumentar ainda mais o nível de exclusão das camadas menos favorecidas. Este problema social não ocorre nos países desenvolvidos que possuem o setor elétrico nas mãos da iniciativa privada, porque o problema social não é tão evidente, em razão da alta renda per capita de seus cidadãos.

De acordo com Bajay et alii (1996), o método mais usual de regulação das empresas de energia elétrica é através da tarifa. Esta forma de regulação visa permitir a remuneração dos investimentos, sem sobrecarregar o consumidor.

Todo o arcabouço de medidas e controles que irá reger o setor elétrico nacional, sobretudo as relações entre as empresas de energia elétrica e entre estas e seus consumidores, deve ser implementado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Esta agência foi criada pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que também disciplina o regime de concessões do serviço público de energia elétrica. A ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal. Esta agência, portanto, passa a ser o órgão regulador do setor elétrico nacional, em substituição ao DNAEE. O artigo 3, parágrafo VII estabelece que é atribuição da ANEEL articular-se com o órgão regulador do setor de petróleo para a fixação dos preços de transporte de combustíveis fósseis e gás natural, quando destinados à geração de energia elétrica. Também cabe à ANEEL fixar os critérios para o cálculo da tarifa de transporte de energia elétrica. Segundo o artigo 5º, cabe ao Presidente da República a nomeação dos diretores da agência, que devem ser homologados pelo Senado Federal.

Esta lei não estabelece os critérios que devem ser seguidos nesta nomeação, possibilitando que interesses políticos ou privados prevaleçam, o que pode degradar a imagem e, conseqüentemente, a autoridade desta agência. Até o momento, a Presidência da República tem sido sensata quanto aos critérios para nomeação da cúpula da ANEEL, compondo uma diretoria altamente técnica.

As atribuições precípua do órgão de regulação não se restringem apenas à questão tarifária, mas também às questões técnicas e comportamentais, possibilitando que fiscalize as empresas concessionárias e atue como agente mediador de interesses e de conflitos. Tais atribuições requerem autonomia e autoridade. Estes dois requisitos são uma preocupação de pesquisadores como Guimarães et alii (1996), que enfatizam o perigo desta agência reguladora sofrer influências externas, quer seja do Governo, onde a atuação de “lobbies” é muito marcante, ou mesmo, diretamente das empresas concessionárias. Embora esta preocupação seja pertinente, até o momento a ANEEL tem demonstrado sua autoridade, como no caso da Light, recém privatizada, em decorrência do não atendimento da população do Rio de Janeiro, bem como da CEMAM, pelo mesmo motivo, em Manaus.

Os grandes consumidores de energia elétrica, que constituem o chamado “mercado livre”, têm a liberdade para escolher seus fornecedores garantida por lei, enquanto que os pequenos consumidores formam o chamado “mercado cativo”. Este aspecto do setor elétrico, ou seja, monopólios naturais, é alvo de preocupação de pesquisadores como Rosa et alii (1995) quando analisam a ética (ou a falta dela) no setor elétrico. Bajay et alii (1996) enfatizam que uma atenção especial deve ser dada pela ANEEL para impedir que as empresas que estão se constituindo transfiram parte dos custos dos consumidores livres para os consumidores cativos, como forma de aumentar sua competitividade junto ao primeiro grupo de consumidores.

A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, em seu artigo 15, dispõe que, respeitados os contratos de fornecimento em vigor, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica para consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Estes consumidores podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtores independentes de energia elétrica. Segundo esta mesma lei, este limite inferior do mercado livre cairá para 3.000 kW nos próximos anos.

Um bom exemplo de funcionamento de agência de regulação do setor elétrico, apresentada por Bajay (1995), é o caso dos Estados Unidos, onde as agências reguladoras dispõem de autonomia e exercem suas atividades com rigor, eficiência e transparência.

Dentro do processo de privatização, ao que tudo indica, existe a preocupação de se evitar a monopolização de determinadas áreas de consumo pelas empresas distribuidoras de energia para os grandes consumidores. Para favorecer a competitividade e elevar a qualidade dos serviços de geração e de distribuição de energia elétrica algumas medidas estão sendo adotadas, como, por exemplo, a concessão por tempo determinado, o livre acesso à rede de distribuição e a caracterização de consumidores não cativos, além da regulamentação da atividade de produção independente de energia.

3.7 A tarifa de energia elétrica no Brasil

A atual estrutura tarifária brasileira reflete as características principais de um parque gerador predominantemente hidrelétrico, como sazonalidade, energia interruptível, etc., além de características mercadológicas, como períodos de maior consumo. A tarifa incide sobre dois parâmetros de consumo, sendo, por isto, chamada de tarifa binômia: a energia efetivamente consumida no período e a potência que a concessionária coloca a disposição de seus clientes (demanda contratada). A incidência desta última parcela depende das características do cliente.

Na atual estrutura tarifária os consumidores são divididos em 6 subgrupos, segundo a tensão de fornecimento, como indicado na tabela 3.2.

Tabela 3.2 Classificação dos consumidores de energia elétrica segundo a tensão de fornecimento

Subgrupos	Tensão de fornecimento (kV)
A1	> 230
A2	88 a 138
A3	69
A3a	30 a 44
A4	2,3 a 25
AS	subterrâneo

Fonte: (DNAEE, 1997)

Em alguns destes subgrupos o consumidor pode optar entre distintos tipos de tarifas, denominados “azul”, “verde” e “convencional”. Esta diferenciação objetiva estimular a

adequação do consumo às características do parque gerador e incentivar a adoção de medidas de racionalização de consumo de energia elétrica.

Exceção feita aos consumidores residenciais e comerciais de pequeno porte, a estrutura tarifária contempla os seguintes aspectos temporais de consumo:

- Sazonalidade - A atual política tarifária procura desmotivar o consumo em períodos de baixa hidraulicidade. Assim, o ano padrão é dividido em dois períodos: período seco, que vai de maio a novembro, inclusive, e período úmido.
- Horária - O dia também é dividido em dois períodos de consumo. O horário de ponta consiste de 3 horas consecutivas situadas entre 17:00 e 22:00 hs. Para os consumidores dos subgrupos A1, A2 e A3 não há horário de ponta nos feriados nacionais, sábados e domingos e para os consumidores restantes apenas nos sábados e domingos.

Geralmente os grandes e médios consumidores, dentre os quais estão os autoprodutores⁹, situam-se nos dois primeiros subgrupos. A tarifa azul destina-se, principalmente, aos consumidores de grande porte com elevado fator de carga, sendo opcional para os demais consumidores. É uma tarifa binômia horosazonal - ponta seca (PS), ponta úmida (PU), fora de ponta seca (FPS) e fora de ponta úmida (FPU). O consumo é faturado segundo essas 4 classes horosazonais e a demanda segundo os dois segmentos horários, ponta (P) e fora de ponta (FP), conforme indicado na tabela 3.3. A tarifa azul é aplicável aos consumidores atendidos por um dos sistemas interligados no país. Os consumidores dos subgrupos A4 e As devem apresentar um histórico de demandas registradas¹⁰ no últimos seis meses anteriores à contratação superior a 500 kW e a demanda contratada para horários fora de ponta deve ser superior a 500 kW. Restrições horosazonais também devem ser atendidas, como a demanda contratada para os horários fora de ponta de um período seco ou úmido não deve ser inferior àquela contratada para o horário de ponta do mesmo período e a demanda contratada para os horários de ponta e fora de ponta do período úmido não deve ser inferior a contratada para os respectivos horários do período seco.

⁹ Embora o autoprodutor comercialize excedentes de energia elétrica, muitas vezes, ele adquire energia da concessionária local.

¹⁰ Demanda efetivamente requerida da concessionária.

Tabela 3.3 Valores da tarifa azul praticados pela CESP

Tarifa Azul	Demanda (R\$/kW)		Consumo			
			Período Seco (R\$/MWh)		Período Úmido (R\$/MWh)	
Grupos	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
A1	6,95	1,45	39,57	28,00	34,61	23,79
A2	7,47	1,72	41,94	30,04	39,12	27,56
A3	10,03	2,74	47,51	32,72	42,14	28,26
A3a	11,71	3,90	76,84	36,55	71,13	32,30
A4	12,14	4,05	79,69	37,89	73,74	33,48
As	12,70	6,21	83,38	39,64	77,17	35,03

Fonte: DNAEE (1997)

A tarifa verde destina-se aos consumidores com potência instalada maior que 50 kVA e demanda inferior a 500 kW e um baixo fator de carga. Sua aplicação se restringe aos consumidores dos grupos A3a, A4 a As. A tarifação da demanda é única, enquanto que o consumo é composto das quatro parcelas horosazonais, conforme ilustrado na tabela 3.4.

Tabela 3.4 Valores da tarifa verde praticadas pela CESP em 1996

Tarifa Verde	Demanda (R\$/kW)	Consumo			
		Período Seco (R\$/MWh)		Período Úmido (R\$/MWh)	
Grupos		Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
A3a	3,90	347,76	36,55	342,06	32,30
A4	4,05	360,54	37,89	354,62	33,48
As	6,21	377,29	39,64	371,11	35,03

Fonte: DNAEE (1997)

Com a finalidade de proteger o parque gerador de elevações súbita de carga e quedas do fator de carga foram introduzidas algumas penalidades à conta de consumo e demanda.

A chamada tarifa de ultrapassagem (tabela 3.5) consiste em uma penalização proporcional à diferença entre a demanda registrada e a demanda contratada, sempre que esta diferença for positiva, admitindo-se uma tolerância de 10 por cento. Esta penalização é aplicada independentemente das características sazonais das cargas.

Em abril de 1996 iniciou-se a cobrança de uma tarifa única referente aos fluxos de energia reativa, como uma evolução da sistemática anterior de multa por ultrapassagem de limites mínimos para o fator de potência, que era aplicada ao consumidor que apresentasse um fator de potência inferior a 92 por cento (Portaria 1569 DNAEE de 23 de dezembro de 1995).

Esta medida visa compensar as empresas concessionárias de perdas de reativo no sistema nacional de transmissão e distribuição.

Tabela 3.5 Tarifas de ultrapassagem praticadas pela CESP em 1996

R\$/kW	Azul		Verde
Subgrupo	Ponta	Fora de ponta	
A1	25,77	5,40	-
A2	27,67	6,32	-
A3	37,18	10,15	-
A3a	39,41	13,13	13,13
A4	36,45	12,14	12,14
As	38,14	18,62	18,62

Fonte: DNAEE (1997)

Cada Estado brasileiro tem autonomia para definir a alíquota do ICMS que incide sobre a conta de energia elétrica e, em alguns Estados, esta alíquota depende da faixa de consumo, conforme exemplificado na tabela 3.6.

Tabela 3.6 Alíquota de ICMS por Estado da Região Sudeste

Estado	Faixa de Consumo (kWh/mês)	Alíquota (%)
São Paulo		17
Minas Gerais	0 a 50	12
	>50	18
Rio de Janeiro		17
Espírito Santo	0 a 50	12
	>50	25

Fonte: DNAEE (1997)

As empresas concessionárias oferecem aos seus grandes e médios clientes a possibilidade de compra de blocos de energia a tarifas menores em anos de hidraulicidade elevada, ou quando ocorrem excedentes de energia pela redução do consumo ou sobrecapacidade do sistema elétrico. Nesta categoria estão incluídas a Energia Garantida por Tempo Determinado - EGTD, a Energia Firme de Suprimento Temporário - EFST e a Energia Temporária para Substituição Térmica – ETST. Esta é última ilustrada na tabela 3.7.

De acordo com Souza (1997), a evolução da estrutura tarifária aponta para a adoção de mecanismos de valoração de energia elétrica ainda mais complexos, incorporando fatores como confiabilidade, qualidade, impactos ambientais, custo da água, etc.

Tabela 3.7 Tarifa de ETST

Subgrupo	Consumo (R\$/MWh),
A1 e A2	10,24
A3	11,60
A3a	12,24
A4 e As	11,97

Fonte: DNAEE (1997)

3.8 Os contratos de venda de excedentes de energia elétrica no Brasil

Um dos pontos mais polêmicos na negociação entre empresa concessionária e autoprodutor é o valor pago pela energia elétrica excedente produzida pelo autoprodutor, sendo este o principal parâmetro na decisão de investimento em sobrecapacidade para fins de produção excedentária de energia elétrica. Quando a empresa concessionária comprovar que, em função da aquisição de energia do autoprodutor, serão evitados investimentos no sistema de transmissão, o valor estimado dos custos evitados poderá ser adicionado ao custo marginal, se aprovado pela ANEEL. Em nenhuma hipótese, o preço da energia elétrica excedente poderá ser superior ao custo marginal, de longo prazo, da expansão do sistema interligado no qual está inserido o autoprodutor ou o produtor independente, considerado desde a geração até as instalações (subestações) da linha de tensão imediatamente superior à do ponto de interligação (Portaria DNAEE nº 246, de 23 de dezembro de 1988). Porém, o que se verifica atualmente, na prática, é que a remuneração está bem abaixo destes custos marginais e depende do poder de persuasão do produtor no processo de negociação. A mesma portaria do DNAEE estabelece diferentes valores para excedentes elétricos:

- Tarifa aplicável à demanda faturável no horário diário de ponta, de três horas, definido pela empresa concessionária;
- Tarifa aplicável à energia faturável, quando se tratar de suprimento firme; e
- Duas tarifas aplicáveis sobre a energia faturável, um para o período úmido, de dezembro a abril, e outra para o período seco, de maio a novembro, quando se tratar de suprimento sazonal.

Embora a legislação brasileira atual contemple o pagamento da demanda, apenas a energia entregue pelo autoprodutor à concessionária tem sido remunerada (ALMEIDA et alii, 1995). Em inúmeros países, tanto a energia entregue como a capacidade excedente tem sido remunerados, predominantemente com base no custo evitado, após a análise de aspectos,

como confiabilidade, despachabilidade, disponibilidade na ponta e se a potência gerada pode ser considerada firme ou não (WALTER et alii, 1989). Este pesquisador também recomenda que o autoprodutor (ênfatisando o cogrador) seja remunerado com créditos de transmissão e distribuição, quando houver redução dos investimentos necessários e das perdas elétricas nestes sistemas. Segundo Santos (1987), a remuneração da energia gerada por um autoprodutor deveria ser fixada de acordo com os custos marginais de energia, considerando o aspecto horosazonal. Este critério requer um sistema de medição do tipo RDTD (Registrador Digital da Tarifa Diferenciada).

As dificuldades de remunerar a capacidade disponível do autoprodutor devem-se ao modo de operação desta modalidade de geração e às suas características de confiabilidade. A portaria 046/86 do DNAEE estabelece a fórmula para cálculo e os valores admissíveis do índice de frequência equivalente de interrupção por consumidor (FEC), bem como do índice de duração equivalente de interrupção por consumidor (DEC). Nestes valores está implícita a indisponibilidade do sistema, desde a geração até o consumidor. Assim, a remuneração pela capacidade deveria considerar não só a indisponibilidade do autoprodutor, mas, também, a indisponibilidade do sistema.

O cogrador freqüentemente alega que o excedente de energia elétrica tem um custo superior à remuneração paga pela empresa concessionária. Entretanto, é sabido que este valor depende do método de alocação de custos adotado (WALTER et alii, 1991), já que são dois os produtos da cogeração: potência e calor. Dez diferentes métodos de alocação de custos são apresentados por Hu (1985) e para a escolha do método mais adequado devem ser respondidas algumas questões:

- Deve-se verificar, desde o início, se há possibilidade dos custos comuns, em uma base anual, serem divididos em parcelas referentes aos custos de capital, custos de combustíveis e custos de operação e manutenção (custos fixos, variáveis e semi-fixos, respectivamente). Se este procedimento é factível, cada parcela pode ser alocada em separado entre os produtos, de acordo com um critério especificado. Caso contrário, o custo anual é alocado sem esta partição, de acordo com um critério específico;
- Uma outra questão básica é verificar se os produtos podem ser tratados igualmente. Um critério é a alocação proporcional à energia produzida, se os produtos tiverem o mesmo grau de importância. Caso contrário, se um deles for subproduto, somente os custos

incrementais ao produto principal devem ser alocados ao subproduto. Neste último caso, recomenda-se a aplicação do método denominado “Eletricidade Descontada”.

Para os cogeneradores brasileiros com uma substancial capacidade de geração de excedente de energia elétrica e que possuam plantas eficientes, Walter et alii (1991) recomendam a utilização dos métodos que consideram os produtos com o mesmo grau de importância, destacando-se os métodos denominados “Stancescu-Badea” (HU, 1985) e “equivalência exergetica” (GAGGIOLI, 1978). Neste trabalho se utiliza um método matricial de alocação de custos (ALMEIDA, 1993) para se efetuar a análise exergoeconômica da planta de cogeração selecionada.

A seguir apresenta-se alguns modelos contratuais estudados por Souza (1997), que vêm sendo adotados por empresas concessionárias brasileiras, sobretudo pela Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL, para aquisição de excedentes de energia elétrica de autoprodutores.

3.8.1 Contrato com tarifa plana

Este foi o primeiro tipo de contrato utilizado na comercialização com os *Non-Utility Generators* -NUGs nos Estados Unidos. Nesta modalidade de contrato a energia elétrica adquirida pela empresa concessionária é remunerada com base em um valor unitário, em US\$/kWh. Este valor pode ser reajustado periodicamente, de acordo com algum índice pré-determinado. Este tipo de contrato não considera a dinâmica operacional da empresa concessionária e sua variação horária de custos. Estas características possibilitam ao autoprodutor maximizar a sua receita gerando o máximo sempre que possível, independente dos custos da empresa concessionária, que pode ter um prejuízo caso seus custos se tornem inferiores ao valor contratado. Segundo Dorris & Nount (1994), contratos com preços cujos índices de reajuste são baseados em projeções apresentam riscos ao divergir dos preços praticados no mercado durante a vigência do contrato.

3.8.2 Contrato com tarifa horosazonal

Este modelo segue a mesma estrutura de tarifa horosazonal, diferenciado-se por período anual e horário de consumo, mantendo-se a mesma relação entre os patamares de

preço da tarifa horosazonal. No exemplo apresentado na tabela 3.8, o valor base de R\$35,61/kWh aplica-se ao horário da ponta no período seco para contratos de longo prazo, com uma vigência mínima de 10 anos, com exigências de qualidade e confiabilidade. Para contratos de curto prazo, os patamares tarifários da tabela 3.8 se reduzem 2/3.

Tabela 3.8 Preços de excedentes elétricos no modelo horosazonal

Segmento	Fração do preço base	Valor de longo prazo (R\$/MWh)	Valor de curto prazo (R\$/MWh)
Ponta seca	1,00	35,61	11,87
Ponta úmida	0,88	31,34	10,44
Fora de ponta seca	0,71	25,28	8,43
Fora de ponta úmida	0,60	21,36	7,12

3.8.3 Contrato que remunera a energia excedente de autoprodutores com base em custos de investimento e custos operacionais de uma usina termelétrica padrão da empresa concessionária

De acordo com Dorris & Nount (1994), este tipo de contrato permite à empresa concessionária adquirir energia elétrica excedente com a mesma qualidade, confiabilidade e eficiência econômica da energia elétrica que produz. Entretanto, este tipo de contrato não é adequado à realidade brasileira, dada a característica predominantemente hidrelétrica da geração da maioria da concessionárias. Ela é pertinente, no entanto, para as empresas concessionárias com predominância de geração termoeletrica (Souza, 1997).

3.8.4 Modelos de contrato utilizados pela CPFL

Estes modelos de contratos foram adotados pela CPFL em seu Programa de Intercâmbio de Energia Elétrica com Autoprodutores e estão em consonância com as recomendações do Grupo Coordenador de Operação Interligada – GCOI apresentadas no relatório, de 20/08/96, intitulado “Avaliação das Condições de Atendimento Eletroenergético dos Sistemas Interligados S/SE/CO e N/NE no Período 1996/1998”.

A CPFL especifica modelos de contratos para permitir a operação interligada com autoprodutores, bem como para a compra de excedentes elétricos. Neste trabalho são

apresentados apenas os modelos que incorporam a comercialização de excedentes de energia elétrica.

a) Contratos de curto prazo

Este modelo aplica-se, principalmente, a pequenos e médios autoprodutores, que atuem em atividades sazonais e dos quais não é exigida alta qualidade e alta confiabilidade da energia produzida. A CPFL propõe a adoção de uma tarifa para contratos de curto prazo correspondente a 1/3 da tarifa média de suprimento da CESP para a CPFL e limitada a 1/3 da tarifa média de fornecimento da CPFL.

A CPFL possibilita aditamentos aos contratos de curto prazo já firmados com autoprodutores interessados em elevar a oferta de excedentes, bem como firmar novos contratos experimentais de curto prazo com autoprodutores, com vigência de três anos, que devem atender aos seguintes requisitos:

- Anualmente podem ser ajustados entre as partes, através de aditamento ao contrato, o período de fornecimento ao longo do ano, o preço e a quantidade de energia elétrica a ser suprida no ano, dependendo das condições globais e comportamento do mercado da CPFL previstas para o ano;
- todos os custos de investimento e despesas para adequação do sistema elétrico da CPFL, necessários à interligação, devem ser custeados pelo produtor e
- a Demanda de Suprimento Contratada - DSC mínima é de 1,0 MW.

b) Contratos de longo prazo

A tarifa da CPFL para aquisição de energia elétrica de autoprodutores, em contratos de longo prazo, é de R\$ 35,38/MWh, até que a tarifa média de suprimento da CESP ultrapasse esse valor. A partir de então, esta tarifa passa a ter o mesmo valor que a tarifa média de suprimento da CESP.

Ressalvando manter os contratos de longo prazo já firmados com a Usina Santa Elisa S.A e a Companhia Açucareira Vale do Rosário, a CPFL propõe que os novos contratos de longo prazo a serem estabelecidos com autoprodutores devem seguir as seguintes orientações básicas:

- Demanda de suprimento mínima de 2 MW e vigência de dez anos;
- Todos os custos de investimentos e despesas para a adequação do sistema elétrico da CPFL, necessários à interligação, serão custeados pela CPFL, com possibilidade de negociação em cada caso. Esta é uma diferença importante deste tipo de contrato em relação ao caso anterior e pode significar um fator de estímulo à adoção de contratos de maior duração e
- Em 1997 e 1998 devem ser repassados ao autoprodutor com contrato de longo prazo os custos adicionais com geração térmica, compensáveis através da Conta Consumo de Combustíveis - CCC, regulamentada pela Portaria DNAEE 218 de 05 de abril de 1993. Este repasse é uma outra modificação importante imputada ao setor elétrico brasileiro, cujas consequências ainda não estão claras.

c) Remuneração proporcional à qualidade do suprimento

Com o objetivo de remunerar a energia em função de sua qualidade, a CPFL propõe uma remuneração baseada no fator de capacidade da geração e na sua experiência de operação interligada com autoprodutores. O faturamento mensal de suprimento do autoprodutor à CPFL – FS, é calculado pela equação 3.1, onde são consideradas a tarifa de energia - TE, a tarifa de energia registrada - TER, que é publicada pela ANEEL, a energia mensal registrada - ES, a energia mensal faturável, limitada ao valor ponderado - ES_F e a energia contratada ponderada para o mês, proporcional ao número de horas do período de faturamento - EC_p .

$$FS = a \cdot ES_F \cdot TE + b \cdot (ES - EC_p) \cdot TER \quad (3.1)$$

onde a e b são fatores de ajuste, definidos conforme as seguintes relações:

$$a = \frac{ES}{0,95 \cdot D \cdot h} \quad (3.2)$$

$$b=0 \quad \text{se } \frac{ES}{EC_p} \geq 0,7 \quad (3.3)$$

ou

$$b=1 \quad \text{se } \frac{ES}{EC_p} < 0,7 \quad (3.4)$$

“D” representa o maior valor tomado entre a demanda contratada e a demanda máxima de suprimento registrada por medição no período de faturamento, com período de integralização de 6 horas e “h” refere-se ao número de horas do período de faturamento.

A primeira parcela da equação 1 representa a remuneração da energia suprida e o segundo termo representa um desconto no valor quando o suprimento for menor que 70 por cento. Tal fórmula deixa evidente o interesse da empresa concessionária em remunerar de forma diferenciada a energia dos autoprodutores segundo sua continuidade do suprimento, pois apenas os autoprodutores cujos excedentes apresentem pequena variação de potência recebem uma remuneração melhor.

CAPÍTULO 4

A Cogeração Industrial

4.1 Introdução

O termo cogeração é de origem americano e foi mais amplamente difundido a partir dos anos 80, embora já estivesse sendo utilizada desde o início do século XX. Esta prática, muito aplicada nos países desenvolvidos, é alicerçada na racionalidade do uso da energia primária, produzindo simultaneamente calor e energia mecânica. Esta última, posteriormente, pode, ou não, ser convertida em energia elétrica. Geralmente, os processos industriais utilizam calor na faixa de 150 a 200 °C, oriundo de processos de combustão cuja temperatura é superior a 1000 °C. Logo, o processo convencional de produção e utilização de calor industrial parte de uma energia de alta qualidade (altas temperaturas) para produzir uma energia de baixa qualidade. A diferença é lançada no meio ambiente através das paredes dos sistemas térmicos, pelos gases de combustão, ou através da água de resfriamento. A cogeração, ao produzir calor e trabalho úteis, reduz as perdas energéticas, elevando a produção de calor e trabalho com quase a mesma quantidade de combustível (Nogueira, 1994).

Até meados da década de setenta a cogeração perdeu importância relativa, como o resto das tecnologias de geração descentralizada, em razão da tendência de crescimento dos sistemas elétricos centralizados, ocorrido pela necessidade da melhoria dos serviços prestados, em termos de confiabilidade, da qualidade da energia obtida e da redução dos custos de atendimento. Também foi um fator relevante na centralização do sistema elétrico as

altas do preço do petróleo ocorridas nos anos 70, elevando os preços de diversos combustíveis empregados nos sistemas de cogeração e reduzindo a demanda de energia.

O princípio da produção combinada de calor e potência está implícito em três concepções distintas, que são:

- A concepção denominada “rede de calor”, ou “sistema de calor distrital”, mais utilizada em países de clima frio. Aplica-se geralmente às centrais termoelétricas, onde o calor rejeitado na operação destas centrais é recuperado e aproveitado para calefação ambiental, podendo atender, parcial ou totalmente, as necessidades térmicas da comunidade situada nas suas proximidades;
- Uma outra concepção é utilizada em instalações industriais, cuja demanda térmica é atendida plenamente pela plantas de cogeração e suas necessidades de potência, geralmente elétrica, são atendidas parcial ou totalmente, ou, ainda, pode ocorrer a produção excedentária de energia elétrica, que é comercializada com a empresa concessionária local ou grandes consumidores. Quando o sistema de cogeração tem por objetivo principal atender a totalidade das necessidades térmicas da empresa diz-se que o sistema opera sob regime de paridade térmica, ou seja, o nível de geração de energia elétrica depende da demanda térmica do processo industrial. A viabilização da cogeração industrial se verifica em indústrias energointensivas que dispõem de combustível barato, como indústrias químicas, petroquímicas, refinarias de petróleo, indústrias siderúrgicas e metalúrgicas de grande porte, indústrias de papel e celulose, indústrias de álcool e açúcar e grandes empresas de alimentos e
- A última concepção, denominada “sistema integrado de energia” ou “sistema de energia total” é usualmente aplicado no setor terciário, em shopping centers, hospitais, hotéis, universidades, etc. Este sistema pode atender a totalidade da demanda elétrica e todas as necessidades térmicas destes empreendimentos, na forma de vapor, água quente ou água gelada. As limitações desta concepção são o baixo requerimento de potência, o número reduzido de horas de funcionamento e a existência de cargas sazonais. A viabilidade destes sistemas tem sido atingida graças à padronização de sistemas compactos de cogeração (WALTER, 1995).

O porte dos sistemas de cogeração depende do mercado no qual este se insere, podendo ter potência inferior a 1 MW no setor terciário e até 120 MW em grandes plantas industriais. Já as centrais de calor distrital podem alcançar 350 MW elétricos e 460 MJ/s de

potência térmica (AIE/OCDE, 1990). Enquanto os investimentos recentes das empresas concessionárias, cuja geração é essencialmente hidrelétrica, tem se situado entre US\$ 2000 a 2500 /kWe instalado, para a cogeração, o custo unitário de investimento situa-se entre US\$ 600 e 1000/kWe.

Neste capítulo apresenta-se as tecnologias de cogeração mais difundidas no Brasil, seus custos e os parâmetros mais utilizados para dimensionamento dos sistemas de cogeração e para a determinação dos regimes operacionais.

4.2 As tecnologias de cogeração mais difundidas no Brasil

Geralmente durante o projeto de uma instalação de cogeração são levantados alguns parâmetros indicadores de tecnologias. Na prática, se verifica que, para grandes sistemas, há uma combinação de tecnologias mais adequada às demandas de energia térmica e elétrica, além das características dos combustíveis disponíveis.

As tecnologias de cogeração mais adequadas à atividade de refino são aquelas que operam segundo o ciclo *topping*, no qual o calor rejeitado pelo sistema de geração de potência é empregado para atender as necessidades térmicas do processo industrial. Este ciclo possibilita a utilização de turbinas a vapor, a gás, ou uma combinação destas. Também novas tecnologias devem ser gradativamente introduzidas, como, por exemplo, sistemas de gaseificação (Vieira, 1993) ou caldeiras de leito fluidizado, para combustíveis sólidos, como é o caso do coque de petróleo.

Plantas com turbinas a vapor, conforme ilustrado na figura 4.1, correspondem à tecnologia de cogeração mais difundida em instalações industriais brasileiras. O vapor superaquecido, geralmente a uma pressão superior a 20 kgf/cm², produzido em geradores de vapor convencionais, é expandido em turbinas a vapor para geração de potência; o vapor de escape ou de extração, geralmente a uma pressão acima de 2 kgf/cm², é empregado como fonte de calor de processo.

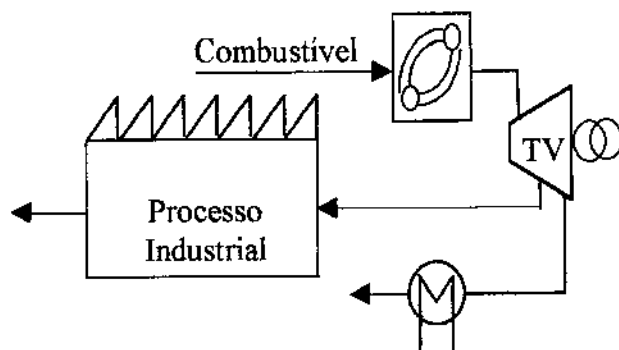


Figura 4.1 Cogeração em ciclo *topping* com turbina a vapor

A grande assimilação desta tecnologia deve-se, principalmente, à longa vida útil dos equipamentos e à possibilidade de se empregar uma grande diversidade de combustíveis, em razão da combustão ser externa. As turbinas empregadas neste ciclo podem ser de extração/condensação ou de contrapressão. Esta última possui um custo relativamente baixo, já que não requer equipamentos de rejeição de calor, como condensadores ou torres de resfriamento. Entretanto, as turbinas de extração/condensação possibilitam um melhor atendimento da demanda de energia elétrica do processo, sendo recomendadas para instalações industriais cuja demanda elétrica pode variar muito, ou para os processos industriais cujo fornecimento de eletricidade não deve ser interrompido.

As turbinas a gás de ciclo aberto, ilustradas esquematicamente na figura 4.2, são sistemas de potência que possibilitam uma boa recuperação de calor residual de alto teor exergético. Os gases de exaustão das turbinas a gás, que normalmente situam-se entre 480 e 600 °C, são aproveitados em uma caldeira de recuperação para produção de vapor superaquecido, que, por sua vez, é utilizado para atendimento das necessidades de calor de processo. Caso, em condições normais, não seja possível se atender plenamente estas necessidades, existe a possibilidade de queima suplementar de combustível na caldeira de recuperação.

Os sistemas que operam segundo um ciclo termodinâmico combinado destinam-se àqueles setores industriais intensivos em energia elétrica, que necessitam de vapor de baixa pressão, como é caso do setor de industrialização de petróleo. Esta tecnologia possibilita a conversão de aproximadamente 50 por cento da energia do combustível em energia elétrica. Um sistema de cogeração com ciclo combinado compreende:

- Turbina a gás para produção de energia mecânica;

- Aproveitamento dos gases de escape, através de caldeira de recuperação, ou caldeira convencional para produção de vapor de alta pressão;
- Turbina a vapor para produção complementar de energia mecânica e
- Aproveitamento do vapor de baixa pressão pelo processo industrial.

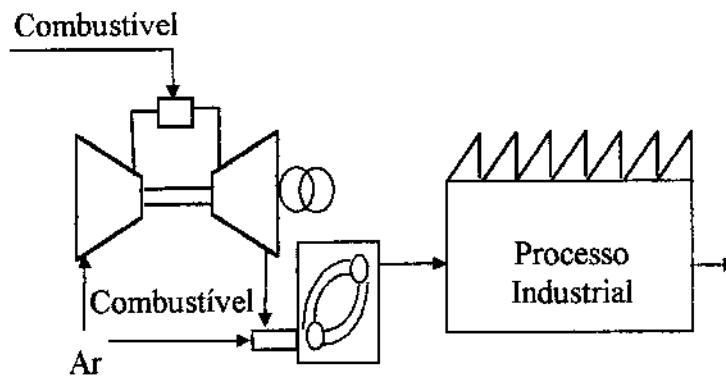


Figura 4.2 Cogeração em ciclo *topping* com turbina a gás

Nestes sistemas, as turbinas a gás de ciclo aberto são colocadas em série com caldeiras de recuperação, nas quais é gerado vapor de alta ou média pressão, que, por seu turno, é expandido em turbinas a vapor, abastecendo, então, o processo industrial, conforme ilustrado esquematicamente na figura 4.3.

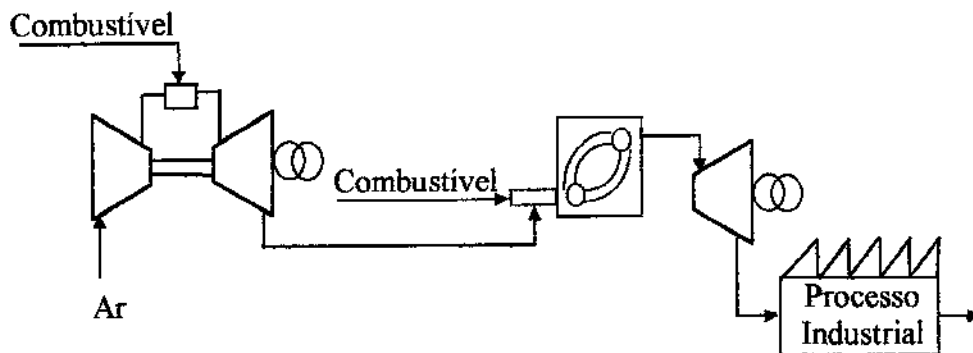


Figura 4.3 Cogeração em ciclo *topping* com ciclo combinado

Os sistemas de cogeração com ciclo combinado apresentam uma grande flexibilidade quanto à produção de eletricidade e calor, em razão dos vários arranjos possíveis. Em relação às tecnologias anteriores, o ciclo combinado permite uma maior extração de potência por unidade de calor. Esta tecnologia requer a utilização de combustíveis de melhor qualidade, como, por exemplo, gases combustíveis. A utilização de outros combustíveis está sendo possível em razão do desenvolvimento de processos de combustão em leito fluidizado e da

adaptação de câmaras de combustão externas. Quanto aos custos, Hu (1985) informa que 90 por cento do investimento corresponde as turbinas a gás e a vapor e aos geradores elétricos.

A tabela 4.1 apresenta um quadro resumo das características das tecnologias de cogeração utilizando turbinas a vapor - TV e ciclo combinado.

Tabela 4.1 Características das principais tecnologias de cogeração

Características	TV	Ciclo combinado
Taxa Térmica (BTU/kWh)	4.500-6.500	4.500-6.500
Eficiência Global (%)	65-80	65-85
Eletr./Vapor (kW/T/h)	55-132	385-700
Fração de Comb. em Eletricidade	0,14-0,28	0,34-0,40
Eletric./Energia Térmica	0,10-0,30	0,60-1,50
Custos/Capital (US\$/kW)	400-1.800	450-950
Período de Amortização (anos)	1,5-6	2-4
Capacidade (MW)	1-500	3-500
Vida útil (anos)	25-35	15-25
Tempo de Construção (anos)	1-3	2-3

Fontes: (HU, 1985; KOVACICK, 1982; BRUN, 1988)

Na segunda metade deste século surgiu a tecnologia de leito fluidizado. Inicialmente esta tecnologia foi desenvolvida para o carvão mineral; posteriormente ela foi adaptada para outros combustíveis. Ela apresenta como grande vantagem a tolerância quanto aos combustíveis, flexibilidade e a sua aceitação sob o ponto de vista ambiental¹¹, ampliando, assim, a disponibilidade de energéticos adequados à cogeração.

Maiores detalhes sobre esta tecnologia são descritos por Cunha (1995). As eficiências alcançadas pelas unidades *Circulated Fluidized Bed Combustion*, CFBC, têm sido similares àquelas obtidas por caldeiras convencionais de queima pulverizada. A utilização do coque,

¹¹A retenção do SOx é feita adicionando-se calcário à queima e a redução de Nox é obtida processando-se a combustão em baixa temperatura (850 °C) e promovendo-se a queima por estágios, o que possibilita uma combustão mais controlada e, portanto, mais eficiente. Embora a produção específica de cinzas seja maior que na queima direta, este problema pode ser contornado com a sua reciclagem industrial, como ocorre na indústria cimenteira.

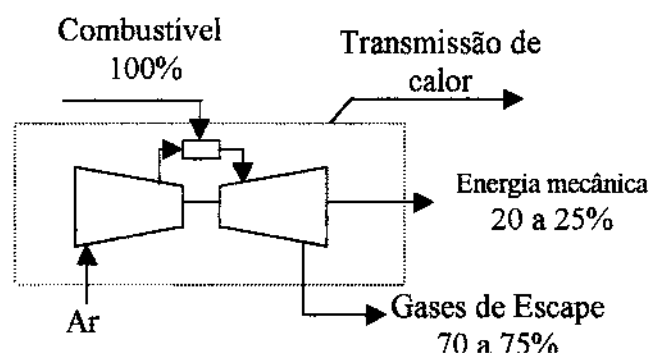
quer seja de carvão ou de petróleo, pode ser feita através de dois sistemas de combustão: a pulverização e a leito fluidizado. Nos Estados Unidos foi instalada, em 1987, a unidade de cogeração de Deepwater, em Houston, utilizando a tecnologia de arco pulverizado. Ela consome 1.370 t/d de coque de petróleo e produz vapor de média pressão, além de 150 MW de energia elétrica. A tecnologia de leito fluidizado é bem mais recente e ainda em desenvolvimento, apresentando vantagens técnicas e econômicas em relação à pulverização. O tipo mais recomendado é a caldeira com leito circulante (CFBC), onde no reator há uma circulação de carga 100 vezes maior que o volume consumido. Também nos Estados Unidos, em 1987, foram instaladas 12 unidades de CFBC para queima de coque de petróleo. Um dos projetos consome 1.800 t/d de coque e o outro projetado para lenha opera com coque e tem capacidade de 175 MW. Atualmente a capacidade máxima de uma central com CFBC é 250 MW, cuja unidade está em operação no sul da França (Negri, 1995).

4.3 Os principais equipamentos utilizados em cogeração

4.3.1 Turbina a gás

As turbinas a gás são compostas, basicamente, por compressor, câmara de combustão e a turbina propriamente dita. O ar atmosférico que é aspirado é comprimido e antes de alimentar a câmara de combustão é misturado com o combustível, ocorrendo, então, a combustão. Os gases de combustão com alta energia (pressão e temperatura) se expandem na turbina, produzindo potência útil. As turbinas mais recomendadas para aplicação em cogeração são do tipo aberto e monoeixo. Neste tipo de turbina, os gases de combustão passam pela máquina apenas uma vez e todos os componentes rotativos são montados em um único eixo.

As turbinas a gás convencionais têm um rendimento relativamente baixo, ou seja, a relação entre a energia mecânica produzida e a energia proveniente do combustível consumido geralmente é inferior a 25 por cento, conforme ilustrado esquematicamente na figura 4.4. Entretanto, com a evolução tecnológica verificada recentemente, o rendimento de turbinas a gás pode atingir valores elevados, como é o caso, por exemplo, da FT 4000 da Turbo Power, que possui um rendimento de quase 42 por cento (Gas Turbine World Handbook, 1995).



Fonte: (NOGUEIRA, 1994)

Figura 4.4 Balanço de energia típico de uma turbina a gás convencional

Os fatores que influenciam o rendimento de uma turbina a gás são:

- A relação de pressão do compressor e a temperatura dos gases na entrada da turbina. Uma turbina a gás de grande potência tem um rendimento superior ao de uma turbina menor, porém, o fluxo de gases de combustão por unidade de potência é menor e a temperatura de emissão destes gases é maior, em razão da temperatura na entrada da turbina ser mais elevada.
- Quanto maior é a temperatura do ar de alimentação da turbina, maior é o seu volume específico e, conseqüentemente, maior a energia necessária à compressão do ar de alimentação. Como o compressor é acionado pela turbina, menor será a potência líquida e, portanto, menor será o rendimento da turbina. Um incremento de 15 °C na temperatura do ar de admissão resulta em uma redução entre 7 e 10 por cento na potência de eixo. Dependendo das características construtivas de uma turbina a gás, é possível pré-aquecer o ar antes da câmara de combustão através da troca de calor com os gases de escape da turbina. Este procedimento reduz o consumo de combustível por kWh gerado, elevando o rendimento da turbina entre 5 e 7 por cento, em detrimento de um maior aproveitamento posterior dos gases de escape.
- Há uma diminuição da potência com o aumento da altitude. Como o consumo de combustível também é reduzido quase na mesma proporção, se verifica que a altitude pouco afeta o rendimento das turbinas a gás.
- As perdas de carga na admissão do ar e na saída dos gases de escape afetam o rendimento da turbina. Um aumento da perda de carga de 100 mmca reduz a potência produzida em 1 por cento.

- O regime de funcionamento de uma turbina a gás afeta o seu rendimento. Neste tipo de turbina a massa de ar é constante a qualquer carga, portanto qualquer redução na carga da turbina provoca uma redução no consumo de combustível, que, consequentemente, ocasiona uma diminuição da temperatura dos gases na entrada da turbina. Uma turbina de 3 MW e um rendimento correspondente de 25 por cento passa a ter um rendimento de 20 por cento quando opera com 50 por cento da sua potência nominal.

As turbinas a gás funcionam com uma elevada relação ar/combustível. O excesso de ar elevado, geralmente em torno de 50 vezes o consumo de combustível, é necessário para manter a temperatura dos gases de combustão dentro de determinados limites, com vistas a manter níveis aceitáveis de deformação plástica, de fadiga dos materiais e de produção de compostos químicos corrosivos.

As turbinas a gás apresentam uma boa flexibilidade operacional, respondendo rapidamente a variações de carga e também tem sua instalação facilitada por serem unidades modulares, o que em muito beneficia a expansão de sistemas térmicos, quando comparadas às turbinas a vapor.

4.3.2 Caldeira de recuperação

Os gases de escape das turbinas a gás, cuja temperatura é superior a 400 °C, podem ter sua energia térmica parcialmente aproveitada nas chamadas “caldeiras de recuperação”, para produção de água quente ou vapor. As caldeiras de recuperação tem, portanto, a função de maximizar a recuperação de calor, reduzindo ao mínimo permissível a temperatura de saída dos gases (VERTIOLA, 1997).

As caldeiras de recuperação podem ser construídas para permitir a pós-queima. Existem três modos de operação de caldeira de recuperação acopladas a turbinas a gás (GANAPATHY, 1991):

- Sem pós-queima, cuja produção de vapor depende exclusivamente da disponibilidade e da qualidade dos gases de combustão da turbina;
- Com queima auxiliar, que é utilizada para atender picos de demanda. A temperatura máxima dos gases de combustão na caldeira de recuperação é da ordem de 900 °C ; e

- Com queima suplementar, que é adotada nos casos que a demanda de vapor é superior à energia disponível nos gases. Neste caso, os gases de combustão da turbina a gás são utilizados como comburente, em razão de conterem entre 14 e 17 por cento de oxigênio em volume (base úmida) e um baixo nível de contaminantes. A temperatura dos gases de combustão na caldeira de recuperação pode atingir 1250 °C.

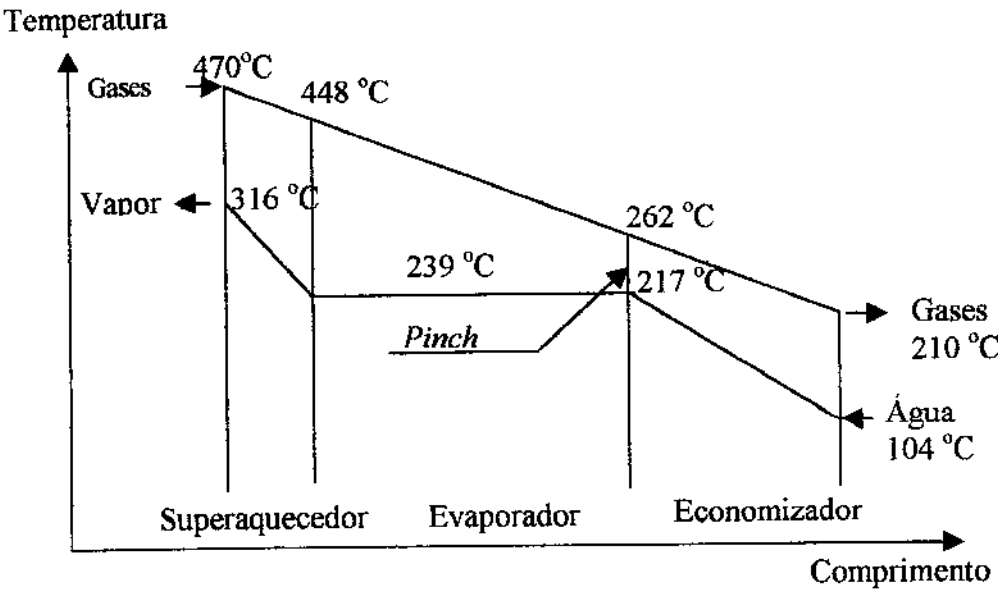
Conforme apresentado na tabela 4.2, a adoção de queima auxiliar praticamente duplica a produção de vapor, que é quadruplicada com a queima suplementar.

Tabela 4.2 Relação mássica vapor/gases para caldeira de recuperação

Tipo de sistema	Relação mássica vapor/gás
Sem queima	0,143 - 0,182
Queima auxiliar	0,182 - 0,400
Queima suplementar	0,400 - 0,833

Fonte: Ganapathy (1991)

Um fator muito utilizado no cálculo da eficiência das caldeiras de recuperação é conhecido como *pinch point*, que é a menor diferença de temperatura entre os gases quentes e a água. Geralmente, o *pinch point* ocorre na entrada do evaporador, conforme ilustrado na figura 4.5.



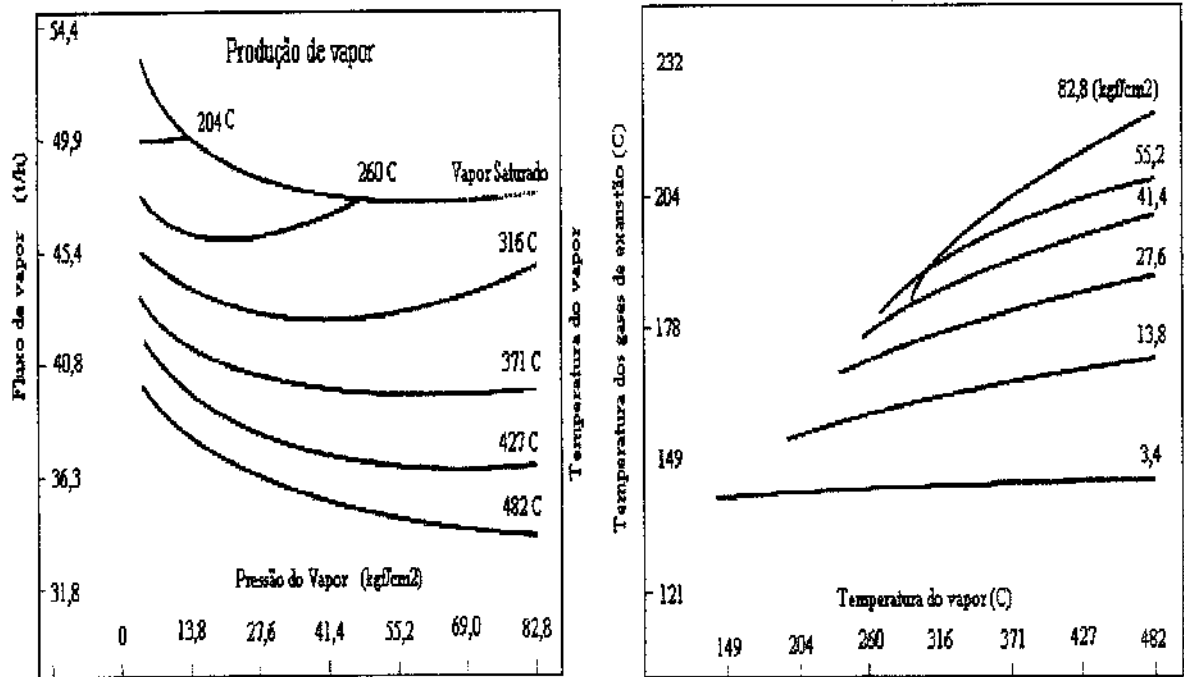
Fonte: ASME , 1991

Figura 4.5 Caldeira de recuperação - *Pinch Point*

Geralmente, quanto menor for o *pinch point* maior será o rendimento e, conseqüentemente, maior será a produção de vapor (NOGUEIRA, 1994). Maiores detalhes sobre este parâmetro são fornecidos por Ganapathy (1991).

Nas caldeiras de recuperação que não utilizam combustível suplementar, a mínima diferença de temperatura com a água ocorre quando os gases deixam o evaporador. Quando o combustível suplementar fornece mais de 30 por cento da energia, em geral a mínima diferença de temperatura com a água ocorre quando o gases deixam o economizador (Norma ASME PTC 4.4).

A redução das irreversibilidades em uma caldeira de recuperação pode ser obtida pela aproximação dos perfis de temperatura dos gases e do vapor, com a extração em diversos níveis de pressão. Estima-se que, um ciclo operando com uma caldeira de recuperação com extração em dois níveis de pressão é 4 por cento mais eficiente que outro, cuja caldeira de recuperação tenha apenas uma extração. Elevando-se de duas para três extrações diferentes, o incremento na eficiência é de 1 por cento (VERTIOLA, 1997). A figura 4.6 apresenta o comportamento de uma caldeira de recuperação, sem pós-queima, acoplada a uma turbina a gás TG10, da Asea Brown Boveri, ABB.



Fonte: Gas Turbine World Handbook (1995)

Figura 4.6 Capacidade de geração de vapor de uma caldeira de recuperação, sem pós-queima, acoplada a uma turbina a gás ABB GT10

4.3.3 Caldeiras Convencionais

As caldeiras convencionais utilizadas no setor de refino de petróleo são do tipo aquatubulares, em razão das altas pressões e temperaturas requeridas, e normalmente possuem capacidade superior a 100 t/h. Um dos tipos adotados utiliza como combustível uma composição de gás de refinaria (30 por cento em massa) e gás oriundo de unidades de craqueamento catalítico. Este último, rico em monóxido de carbono, é admitido com temperatura em torno de 600 °C.

Em caldeiras convencionais, cerca de 10 por cento da energia do combustível é perdida nos gases de exaustão que escoam pela chaminé, de 1 a 3 por cento é dissipada por radiação para o meio externo, através das paredes da caldeira e o restante é transferido ao vapor de alta pressão. As caldeiras convencionais utilizadas no segmento de refino de petróleo têm rendimento superior a 80 por cento, como ilustrado na figura 4.7¹² ; nas caldeiras de recuperação o rendimento pode chegar a 90 por cento.

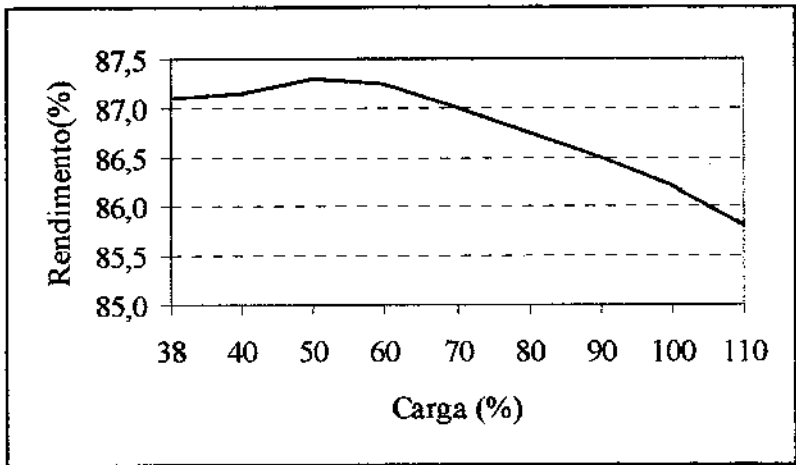


Figura 4.7 Curva de rendimento versus carga de uma caldeira convencional da REPLAN

4.3.4 Turbina a vapor

A potência obtida em uma turbina a vapor decorre da expansão do vapor de alta pressão. Ao longo do percurso do vapor na turbina pode-se efetuar diversas extrações.

¹² Ensaio de performace da caldeira a óleo de 100 t/h da Refinaria do Planalto

Quando se efetua somente extrações, denomina-se turbina de contrapressão. Este termo indica que as pressões de extração são superior à pressão atmosférica. Quando o fluxo residual das extrações sai da turbina na pressão de condensação, pressão inferior à atmosférica, dá-se o nome de turbina de extração/condensação e quando todo o fluxo sai na pressão de condensação é denominada turbina de condensação.

Os tipos mais adequados à cogeração são as turbinas de contrapressão e de extração/condensação e a taxa de extração depende das demandas de energia térmica e elétrica do processo.

O consumo de vapor de alta pressão de uma turbina de extração/condensação, para uma potência constante, é uma função linear da quantidade de vapor extraído, conforme ilustrado na figura 4.8, que foi obtida do ensaio de performace de um turbogerador de 7,5 MW, da Refinaria do Planalto. A pressão de extração é 14,5 kgf/cm².

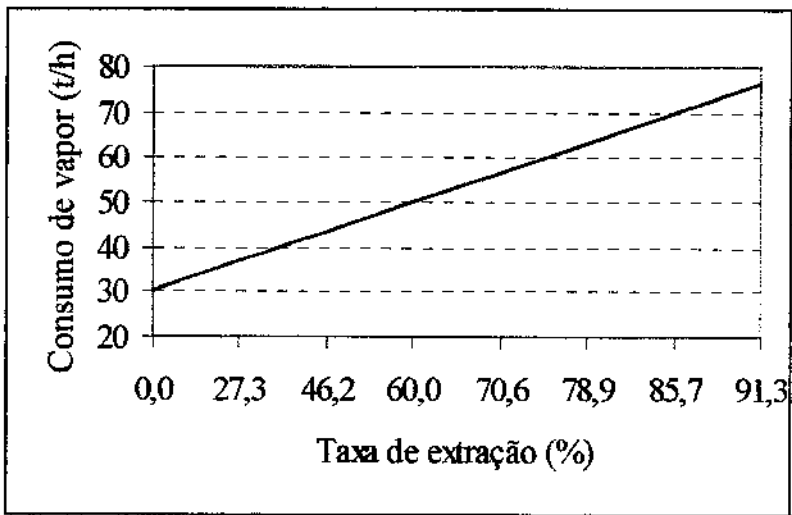


Figura 4.8 Consumo de vapor, como uma função da taxa de extração de um turbo-gerador de 7,5 MW, da REPLAN

O rendimento das turbinas a vapor (relação entre a energia mecânica fornecida no eixo e a energia térmica decorrente do salto entálpico do vapor) depende do tipo de turbina e da carga. Níveis mais elevados de pressão e temperatura do vapor de admissão produzem maiores potências mecânicas por quilo de vapor consumido. Entretanto, estes níveis de temperatura e pressão são determinados pelos limites tecnológicos da caldeira. Nas turbinas de contrapressão, de 13 a 20 por cento da energia do vapor de alta pressão é convertida em

energia mecânica, enquanto que a energia dos vapores extraídos situa-se entre 71 e 75 por cento. Genericamente, pode-se dizer que, para turbinas a vapor de pequeno porte, de algumas centenas de kW, o rendimento isentrópico é inferior a 50 por cento, chegando até 85 por cento para turbinas de algumas dezenas de MW.

A figura 4.9 apresenta as curvas obtidas em ensaio de performance do turbogerador com turbina de extração-condensação da Refinaria do Planalto, apresentada na figura 4.8.

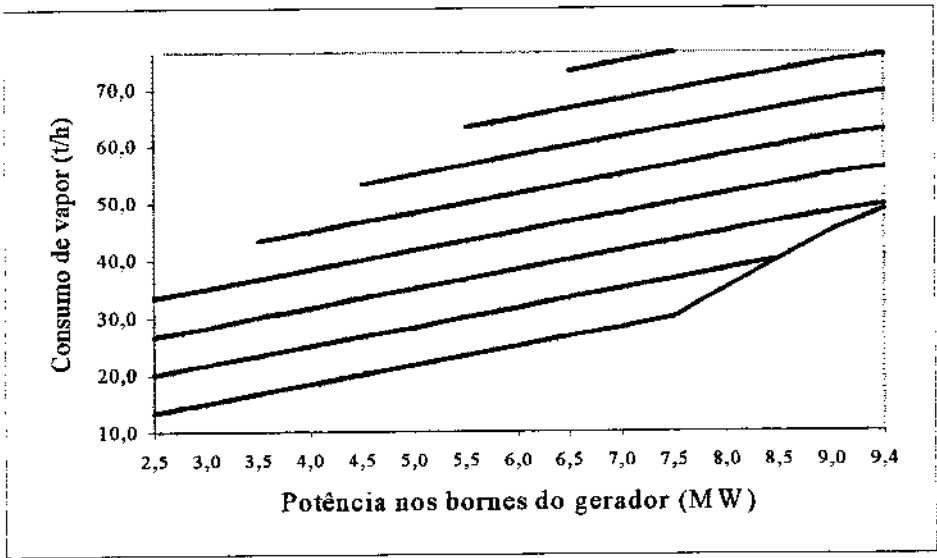


Figura 4.9 Consumo de vapor em função da potência de uma turbina a vapor de extração-condensação

Os valores indicados por Kovacik (1982) para a eficiência de conversão do combustível em energia elétrica é de 33 por cento a 36 por cento para as turbinas a vapor, 25 por cento a 28 por cento para as turbinas a gás e 42 por cento a 46 por cento para os ciclos combinados.

4.4 Custos dos principais equipamentos de sistemas de cogeração

Os custos de investimento em equipamentos de cogeração incluem preço FOB, custo de transporte, montagem, obras civis, comissionamento e demais custos associados à implantação do sistema de cogeração.

Muitos são os métodos apresentados por pesquisadores para determinação do preço destes equipamentos e que vêm sendo utilizados como valores indicativos em pesquisas no Brasil, conforme apresentado a seguir:

Boehm (1987) apresenta um método exponencial, no qual o custo do equipamento é função de um parâmetro de capacidade e de um fator de escala, conforme mostrado na figura 4.10. Este método tem sido utilizado, com as devidas atualizações, por pesquisadores como Nogueira (1994), Almeida (1993), Silveira (1991) , Balestieri (1991) e Martins (1996). Este método também é utilizado por Peters e Timmerhaus (1991) para estimativa de custo de equipamentos similares.

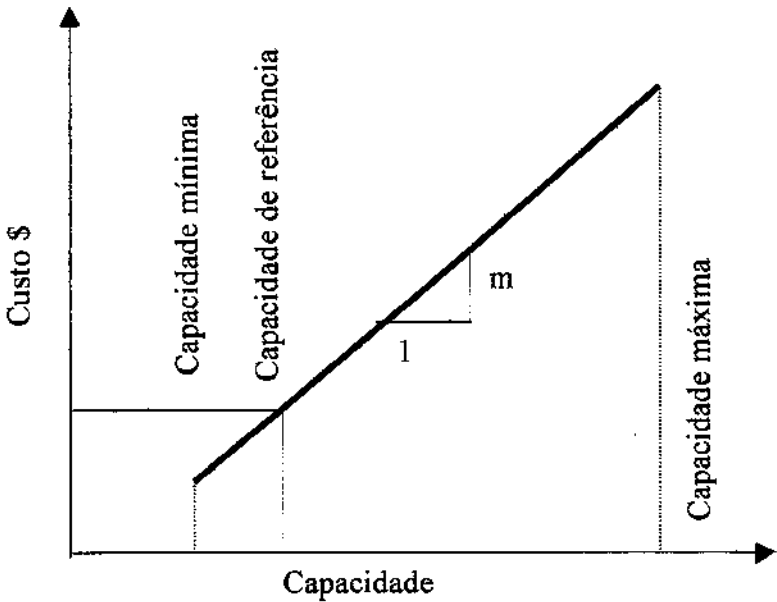


Figura 4.10 Método de Boehm para determinação do preço de equipamentos de centrais de cogeração

Para uma determinada faixa de capacidade o preço do equipamento é determinado por:

$$C=Cr (Y/Yr)^m \tag{4.1}$$

onde m é o fator de escala; Y é a capacidade do equipamento em questão e Yr e Cr são a capacidade e o custo de referência, respectivamente.

A tabela 4.3 apresenta os parâmetros da equação 5.1 utilizados para o cálculo do custo de alguns equipamentos para o mercado europeu (NOGUEIRA, 1994).

Tabela 4.3 Custos indicativos de equipamentos de sistemas de cogeração

Equipamento	Capacidade		Preço FOB de Referência (Cr) (10 ³ US\$)	Fator de Escala (m)
	Faixa	Referência Yr		
Turbinas a vapor	0,1-2,0	1,6	567,00	0,50
	2,0-60,0	18	3.650,00	0,68
Turbinas a gás com gerador	0,5-1,0	1,1	910,00	0,54
	10-40	39,0	58.000,00	1,03
Caldeiras				
Pirotubulares	0,2-10	1	20,00	0,64
Aquatubulares	14-32	20	470,00	0,57
	32-82	60	1.600,00	0,59
Recuperação	1,5-20	3	160,00	0,75
Geradores	0,1-2,0	1,6	340,00	0,66
	2,0-250	18	1.253,00	0,95

Neste trabalho, utilizou-se este método para a estimativa do custo de aquisição de caldeiras de recuperação de 33,83 t/h e 13,6 t/h de vapor. Com base no custo de R\$ 8 milhões de uma caldeira de recuperação de 100 t/h, similar à existente na Refinaria do Planalto, fornecido pela CBC Indústrias Pesadas S.A., atualizou-se os parâmetros da equação (4.1), obtendo-se a equação (4.2).

$$C = 1980465 \cdot \left(\frac{Y}{30}\right)^{1,16}$$

(4.2)

Uma outra forma muito comum de estimativa do custo de aquisição de equipamentos de cogeração é a sua linearização. Isto é válido para faixas de capacidade relativamente estreitas.

A determinação dos custos de aquisição de caldeiras a óleo combustível e a gás de refinaria, com capacidade de produção de 200 t/h e 100 t/h de vapor de alta pressão, que são utilizadas neste trabalho, também se baseou nos custos de caldeiras fornecidas pela empresa CBC Indústrias Pesadas S.A. A equação linear de custo é a (4.3), onde Y é a capacidade da caldeira, em t/h.

$$C = 33300 \cdot Y + 4440000$$

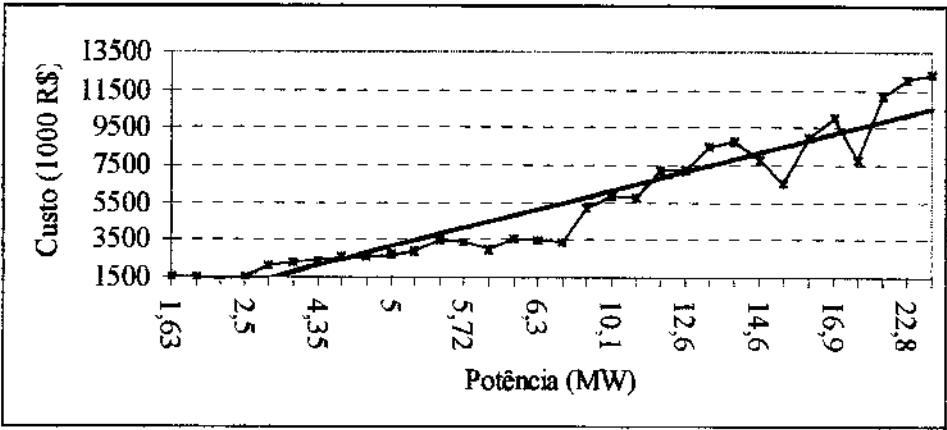
(4.3)

O custo de investimento das turbinas a gás que são consideradas neste trabalho é determinado com o auxílio da equação (4.4), obtida através da regressão linear dos custos de turbinas a gás, fornecidos pela revista Gás Turbine World Handbook (1995), corrigidas com base no preço de uma turbina a gás LM 2500 da General Electric Co., com gerador elétrico de 22,2 MW, adquirida pela Refinaria do Planalto a um custo de R\$ 12 milhões, posto na refinaria.

$$C = 504300 \cdot Y + 405000$$

(4.4)

A figura 4.11 apresenta os custos atualizados fornecidos pela revista Gás Turbine World Handbook (1995), considerando-se a variação cambial do Real frente ao Dólar verificada no período de 1995 a 1998



Fonte: Gás Turbine World Handbook (1995)

Figura 4.11 Custos atualizados de investimento em turbinas a gás¹³

Hu (1985) fornece custos específicos para turbinas a gás, salientando que, embora sejam equipamentos de investimento relativamente baixo, da ordem de US\$ 500/kW para potências até 20 MW e cerca de US\$ 300/kW para potências até 500 MW, os custos operacionais são altos, principalmente em razão dos baixos rendimentos e da necessidade de combustíveis de alta qualidade físico-química. As economias de escala em centrais com turbinas a gás não são muito significativas, devido aos baixos investimentos requeridos por

¹³ Turbogenerador

estes sistemas, em relação aos demais. Os investimentos em turbinas a vapor variam de 400 a 1.800 US\$/kW.

De acordo com Peters e Timmerhaus (1991), o custo da instrumentação e controle varia entre 6 e 30 por cento do custo do equipamento, com custo de instalação da instrumentação entre 50 e 70 por cento do seu custo de aquisição.

Neste trabalho, para determinação do custo global dos equipamentos que são considerados na configuração genérica do modelo de dimensionamento, acrescentou-se ao preço FOB os valores apresentados na tabela 4.4.

Tabela 4.4 Relação dos custos agregados ao investimento

Item	Taxa de acréscimo ao custo do equipamento (%)
Impostos, exceto para a turbina a gás	11
Manutenção	1
Instalação	10
Instrumentação, exceto para a turbina a gás	9
Demais taxas	6

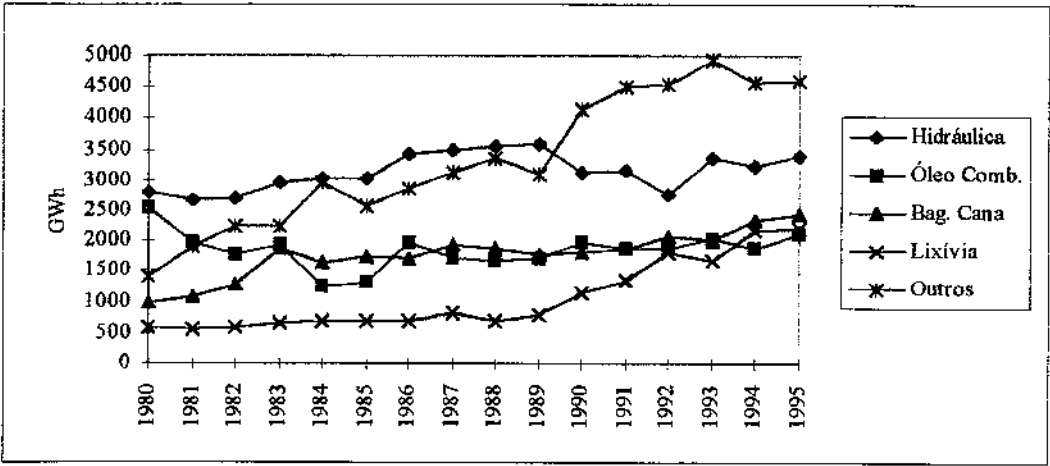
4.5 Combustíveis adequados à cogeração

No contexto brasileiro, onde a energia elétrica é predominantemente de origem hidráulica, a geração industrial de energia elétrica somente se justifica quando se dispõe de combustíveis de baixo custo. Dentre as principais fontes energéticas de baixo custo destacam-se os resíduos de biomassa, como o bagaço de cana, a madeira e a lixo, os gases residuais, os óleos combustíveis pesados e o coque de petróleo.

O gás natural e os gases combustíveis residuais são os mais adequados aos sistemas de cogeração em refinarias de petróleo que operam com turbina a gás. Já o emprego de resíduos pesados de petróleo é mais recomendado para instalações que operam segundo o ciclo Rankine. Entretanto, nesta última categoria, a necessidade de sistemas anti-poluentes pode inviabilizar a cogeração em decorrência de seus custos.

Os grandes autoprodutores de energia elétrica no Brasil pertencem a segmentos industriais energointensivos, como o de papel e celulose, o sucro-alcooleiro e o químico, pelo fato de disporem de combustíveis de baixo custo, dentre os quais destacam-se os resíduos industriais. Outros setores, como o de alumínio e siderúrgico, além de investirem na cogeração, também tem investido na geração hidrelétrica. Conforme indicado na figura 4.12, os principais combustíveis consumidos nas plantas de cogeração são o bagaço de cana, a lixívia e o óleo combustível.

O crescimento do consumo de lixívia e de bagaço de cana está diretamente relacionado com o crescimento dos segmentos industriais que os produzem, enquanto que, para os demais combustíveis indicados na figura 4.12, estas taxas dependem exclusivamente do nível de atividade das empresas que os consomem. Isto fica evidente no caso da categoria “outros combustíveis”, que agrega o gás natural e recuperações, que, por sua vez, podem ser resíduos e aproveitamentos de calor residual do processo industrial.

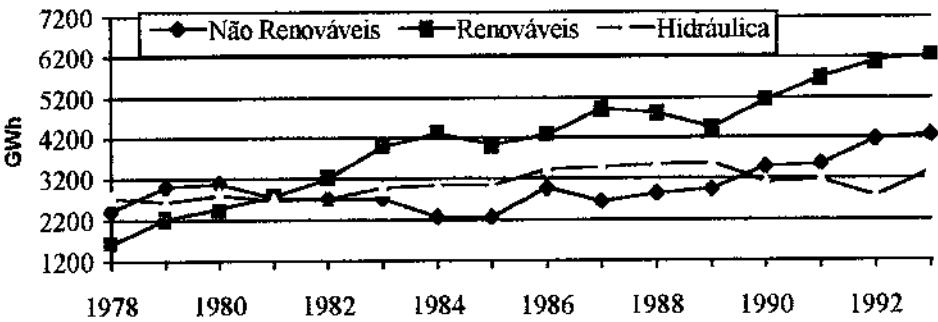


Fonte: (MME, 1996)

Figura 4.12 Evolução do consumo de combustíveis na autoprodução de energia elétrica no Brasil

Como pode ser visto na figura 4.12, estes combustíveis, denominado “outros”, apresentam um crescimento de consumo superior aos demais, podendo indicar que as empresas, na busca de aumento de lucratividade, têm investido mais intensamente na utilização de seus resíduos, o que, sem dúvida, é muito vantajoso, pois elimina os custos inerentes ao descarte destes produtos.

As fontes de energia renováveis têm sido as mais utilizadas para a geração de energia elétrica por autoprodutores no país, conforme indicado na figura 4.13, inclusive apresentando tendência de crescimento em relação às demais fontes energéticas. A energia hidráulica também apresenta tendência de crescimento, principalmente em decorrência da atual legislação que regulamenta a autoprodução e a produção independente de energia elétrica. O consumo de combustíveis oriundos de fontes não renováveis poderá se elevar pelo aumento da participação do gás natural na matriz energética nacional. Porém, este incremento sofre algumas limitações, como a disponibilidade ainda restrita deste energético e a inércia de absorção de novas tecnologias.



Fonte (MME, 1994)

Figura 4.13- Evolução da autoprodução de energia elétrica por fonte de combustível, no Brasil

Um combustível adequado aos sistemas de cogeração é o coque de petróleo. De acordo com estudos desenvolvidos na Companhia Energética de São Paulo - CESP (1994), o coque de petróleo possui características bastante similares ao carvão mineral tipo antracito, tendo como problema o baixo teor de voláteis, proporcionando baixas velocidades de combustão, além de requerer, freqüentemente, combustíveis auxiliares. O elevado teor de enxofre neste combustível requer sistema de controle de SOx, além, do que, altos teores de vanádio e níquel podem provocar depósitos e corrosão em alta e baixa temperaturas. Porém, ele oferece como vantagem a manutenção de estoques por longos períodos, baixo teores de cinzas e, sobretudo, seu conteúdo energético, que se situa entre 7200 e 8700 kcal/kg para o poder calorífico inferior.

No mercado internacional, o preço do coque situa-se entre 6 e US\$ 10/t. Contudo, devido a prática de monopólio de importação pela PETROBRÁS, existe uma demanda

reprimida deste produto, de tal ordem que o coque aqui produzido destina-se basicamente para fins não energéticos, a um preço FOB refinaria de US\$ 51/t. Caso esta prática mercantilista não seja abolida, dificilmente o coque será competitivo para fins de geração elétrica no Brasil. Por este motivo este combustível não é contemplado como fonte energética para cogeração neste trabalho.

O gás de refinaria pode ser considerado o combustível mais nobre, dentro do mix de subprodutos de uma refinaria. De acordo com os valores utilizados pela Refinaria do Planalto, o poder calorífico inferior do gás de refinaria situa-se próximo a 10.500 kcal/kg, sendo recomendado para utilização em turbinas a gás. Entretanto, pelo fato de muitas refinarias brasileiras ainda não disporem desta tecnologia, este gás é queimado em caldeiras convencionais ou vendido à empresas situadas ao seu redor. O preço praticado por algumas refinarias é R\$ 99,72/t.

Os óleos combustíveis são os derivados de petróleo tradicionalmente utilizados em sistemas de cogeração, pelo seu baixo custo e elevado poder calorífico inferior, que, de acordo com a Refinaria do Planalto, é 9.358 kcal/kg. Esta refinaria adota, em seu balanço de custos, o valor de R\$ 88,59/t para este combustível.

4.6 O potencial da cogeração no Brasil

O potencial de cogeração industrial depende de vários fatores, como disponibilidade de combustíveis de baixo custo, existência de regulação, disponibilidade de capital, existência de soluções convencionais de expansão do sistema elétrico economicamente compatíveis com a cogeração, ritmo do crescimento da demanda, etc. Apresenta-se, a seguir, algumas estimativas sobre o potencial brasileiro de cogeração. Acredita-se que a discrepância verificada nos valores deste potencial deve-se principalmente à inconsistência de alguns parâmetros metodológicos de projeção, ou a insuficiência de dados sobre os potenciais segmentos industriais cogeradores.

Indiscutível é a necessidade de se desenvolver esta fonte de geração elétrica, o que já vem ocorrendo em países europeus, como, por exemplo, a Espanha, onde a cogeração teve um impulso a partir dos anos 80. Naquele país, a potência instalada em plantas de cogeração se

elevou de 750 MW em 1980 para 1.621 MW em 1994. O setor mais importante é o de refino de petróleo, com uma parcela de 37,8 por cento do montante total (BRITO, 1993).

No relatório final sobre potencial de autoprodutores elaborado pela ELETROBRÁS, em 1989, estimou-se que o potencial brasileiro de geração de energia elétrica por cogeração industrial, utilizando produção de vapor a 60 kgf/cm² e 480 °C pelo segmento sucro-alcooleiro, era da ordem de 3.600 MW. Verifica-se, a seguir, quão conservadora foi esta estimativa.

Os levantamentos feitos no Estado de São Paulo indicam que a cogeração poderia suprir todas as necessidades adicionais de energia elétrica até o ano 2010, algo em torno de 4.000 MW. Dois terços da energia atualmente cogerada no Estado situa-se no setor sucro-alcooleiro, que até aquela data era 95 por cento auto-suficiente em energia elétrica. Foi assinado um protocolo entre o Governo do Estado de São Paulo e as empresas do setor sucro-alcooleiro para a produção de 700 MW até o fim deste século e de 3000 a 4000 MW até 2010 (ZATZ, 1993). Cerca de 600 empresas se beneficiarão com a cogeração. Em torno de 95 por cento desta cogeração prevista refere-se a sistemas que utilizam somente turbina a vapor. Porém, com a importação de gás natural, a cogeração via turbina a gás deve ter um substancial incremento.

De acordo com o documento intitulado “*Supplementary Note on Co-generation*”, elaborado pela empresa de consultoria inglesa Coopers & Lybrand, o potencial de cogeração no Brasil é 2000 MW até o final desta década, cabendo ao setor sucro-alcooleiro 750 MW. Deste potencial, aproximadamente 500 MW são excedentes de energia elétrica comercializáveis.

Para Macedo (1994), o setor sucro-alcooleiro apresenta um potencial de geração em torno de 5000 MW, assumindo-se uma elevação da pressão do sistema de vapor dos atuais 22 bar para 60 bar, além do aproveitamento de pontas e palhas da cana de açúcar e da adoção de sistemas de gaseificação com turbina a gás.

4.7 Financiamento à cogeração: os casos da Espanha e do Brasil

A grande atratividade de projetos de cogeração reside na alta rentabilidade e no curto tempo de retorno do investimento. Em contrapartida, estes projetos requerem elevados investimentos iniciais, o que geralmente leva as empresas a buscarem recursos no mercado financeiro. Apesar dos seus pontos positivos, o investimento na geração industrial de energia elétrica pode ser considerado de alto risco, em razão desta atividade fugir da área de atuação tradicional do empresário. O problema do risco e o receio dos investidores podem ser superados através de incentivos financeiros adequados.

Na Espanha o mercado dispõe de quatro formas de financiamento: o auto financiamento; a cooperação; o *project financing* e o financiamento por terceiros (BRITO, 1993):

- Na modalidade conhecida pela denominação inglesa *project financing*, a planta e os contratos de venda de seus produtos são a garantia do financiamento;
- No auto financiamento, o empresário tem que ter saúde financeira para bancar todo o investimento, cabendo a participação de terceiros apenas por questões estratégicas;
- No empreendimento desenvolvido sob cooperação, todos os cooperados tem participação igualitária, ou proporcional, e eles cobrem todas as necessidades de investimentos e
- Ao buscar financiamento por terceiros, o empresário tem a posse das instalações assegurada após transcorrido um tempo previamente acordado, durante o qual os financiadores recebem os rendimentos decorrentes do projeto.

No Brasil, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social -BNDES lançou uma linha especial de financiamento para a conservação de energia, autoprodução e cogeração de energia, destinada aos setores industrial, de infra-estrutura, agropecuário, comercial e de serviços, para a compra de máquinas e equipamentos, obras civis e instalações em geral, montagens e consultoria técnica, treinamento e diagnóstico energético, bem como outros investimentos fixos. Esta linha financia de 70 a 90 por cento do valor de máquinas e equipamentos fabricados no país, com prazo máximo de amortização de 5 anos, incluída uma carência de 3 a 12 meses e *spread* de até 4,5 por cento a.a. e *del credere* máximo do agente financeiro de 2 por cento a.a., além da Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Para os demais investimentos, cujo valor máximo é R\$ 3.000.000,00, a participação do BNDES varia de 65

por cento a 75 por cento. Nestes casos, o prazo de amortização é de 48 a 60 meses, incluída a carência máxima de 24 meses, *spread* de até 3,5 por cento a.a., *del credere* máximo do agente financeiro de 2,5 por cento a.a., além da TJLP. Para financiamentos de maior porte, a participação do BNDES varia de 65 a 75 por cento, *spread* de 3,5 por cento a.a. e *del credere* máximo do agente financeiro de 2,5 por cento a.a., além da TJLP. Quanto ao prazo de amortização, ele é determinado em função da capacidade de pagamento do empreendimento e da empresa, não ultrapassando 10 anos, incluída a carência. O término da carência se dá em até seis meses contados a partir da data prevista para o início da operação do empreendimento.

4.8 Conclusões

A cogeração não pode ser vista como uma panacéia para a questão do suprimento de energia elétrica no Brasil, mas como um potencial que deve ser aproveitado.

Apesar dos valores conflitantes do potencial de cogeração no Brasil, a ANEEL tem procurado agregar diversos agentes, como, por exemplo, o BNDES e a ELETROBRÁS, para a elaboração de mecanismos incentivadores à cogeração. Vários grupos de trabalho estão em funcionamento na busca de soluções de problemas característicos da cogeração, como, por exemplo, a questão da qualidade de suprimento, contratos de fornecimento, incentivos fiscais, financiamentos, interligação, etc.

Com a introdução de gás natural na matriz energética brasileira, surge um novo problema: criar novos mercados para os combustíveis derivados de petróleo deslocados pelo gás natural.

CAPÍTULO 5

Modelos de Otimização de Sistemas de Cogeração

5.1 Introdução

Este capítulo se inicia com uma descrição sucinta dos parâmetros mais utilizados na avaliação de tecnologias de cogeração. Apresenta-se, a seguir, uma resenha bibliográfica sobre modelos de otimização utilizados na definição da configuração. Um modelo de planejamento de plantas de cogeração industrial é então proposto, integrando uma ferramenta tradicional de otimização, a programação dinâmica, com o algoritmo genético.

5.2 Parâmetros técnicos e econômicos empregados na seleção de tecnologias de cogeração

A seguir apresenta-se um conjunto de parâmetros técnico-econômicos que são usualmente empregados para selecionar as tecnologias mais adequadas a cada situação.

O critério econômico adotado é a rentabilidade do investimento. A receita do empreendimento é uma função da valoração econômica dos produtos do sistema de cogeração, que, por seu turno, depende do método de alocação de custos adotado (WALTER et alii, 1991).

Os requisitos técnicos consistem na adequação da capacidade do sistema de cogeração às necessidades energéticas da empresa, garantindo um suprimento de energia ao longo de um tempo pré-estabelecido com um alto nível de confiabilidade e com uma elevada eficiência.

Diversos são os ciclo termodinâmicos, ou combinações destes, que podem ser utilizados em sistemas de cogeração. Entretanto, os mais utilizados nas indústrias energo-intensivas brasileiras são o ciclo Rankine e, mais recentemente, o ciclo combinado, cujos esquemas estão ilustrados na figura 5.1.

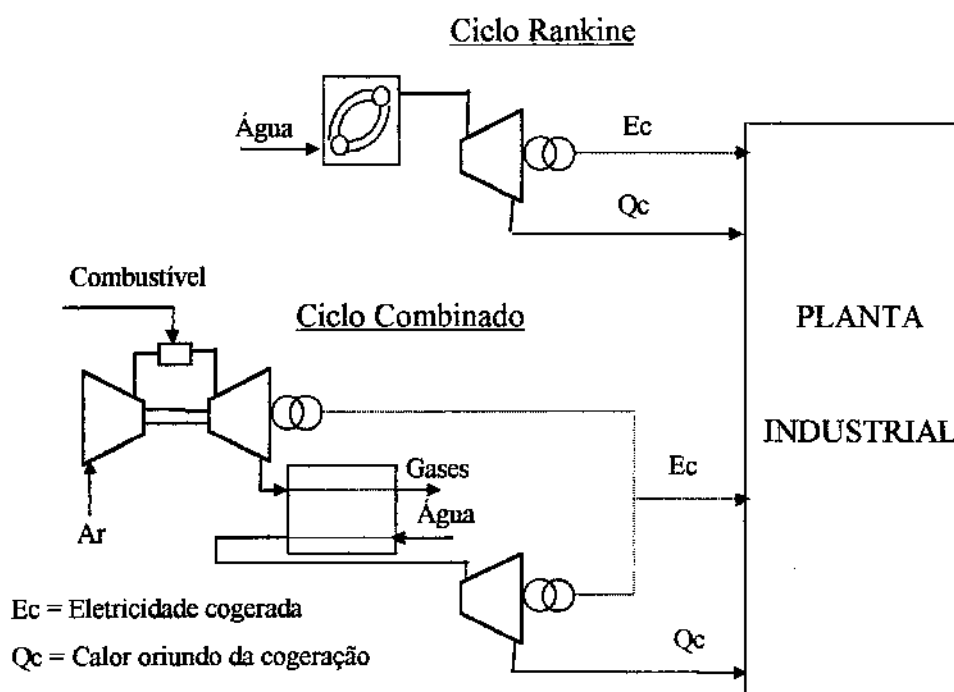


Figura 5.1 Ciclos térmicos mais utilizados na cogeração industrial brasileira

Como os sistemas de cogeração da maioria das plantas industriais brasileiras operam em regime de paridade térmica, pelo fato de não contemplarem a venda de excedentes de energia elétrica, os produtos do sistema de cogeração são, exclusivamente, os insumos energéticos do processo industrial. Obviamente, um outro insumo é a energia elétrica adquirida da rede pública. Isto implica que há uma conexão entre o sistema de cogeração e a planta industrial, que pode ser representada conforme indicado na figura 5.2.

O pré-requisito principal é que a demanda térmica seja atendida ($Q_c=Q_p$) e que, mesmo que parcialmente, a demanda elétrica do processo também o seja ($E_c>0$).

Obviamente, ao se buscar a geração de excedentes de energia elétrica ($E_c > E_p$), com vistas à sua comercialização, efetivamente aumenta-se a rentabilidade do investimento, já que o excedente elétrico passa a ser uma fonte de renda para a central de cogeração.

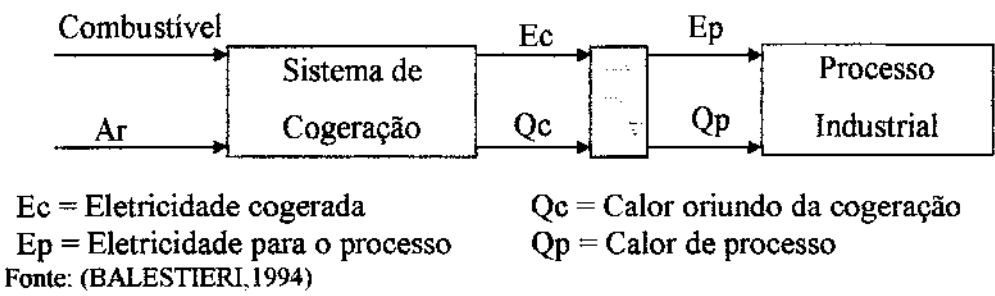


Figura 5.2 Interligação do sistema de cogeração com o processo industrial

Geralmente o sistema de cogeração não deve ser empregado para atender picos de demanda de energia elétrica, sendo mais recomendada a operação no ponto de projeto, ou próximo a este, e com tempo de operação superior a 6.000 horas por ano. O atendimento dos picos deve ser efetuado por unidades auxiliares, ou pela concessionária de energia elétrica. Uma exceção ocorre quando se dispõe de unidades modulares e flexíveis, como turbinas a gás, e há vantagem econômica de se modular a carga total com geração própria mais a energia adquirida da empresa concessionária.

5.2.1 Parâmetros referentes ao sistema de cogeração

Alguns parâmetros são freqüentemente utilizados na seleção do ciclo termodinâmico que irá compor a configuração de um sistema de cogeração. Os mais importantes são apresentados a seguir. Observa-se que os índices técnicos apresentados neste capítulo não foram empregados no modelo proposto de dimensionamento de sistemas de cogeração proposto, em razão do algoritmo genético, empregado no modelo, trabalhar diretamente com valores de produção e consumo de energia elétrica e de vapor.

a) Índice de produção combinada (IPC)

O índice de produção combinada é a relação entre a energia elétrica e o calor de processo produzidos na operação de um sistema de cogeração, conforme representado na

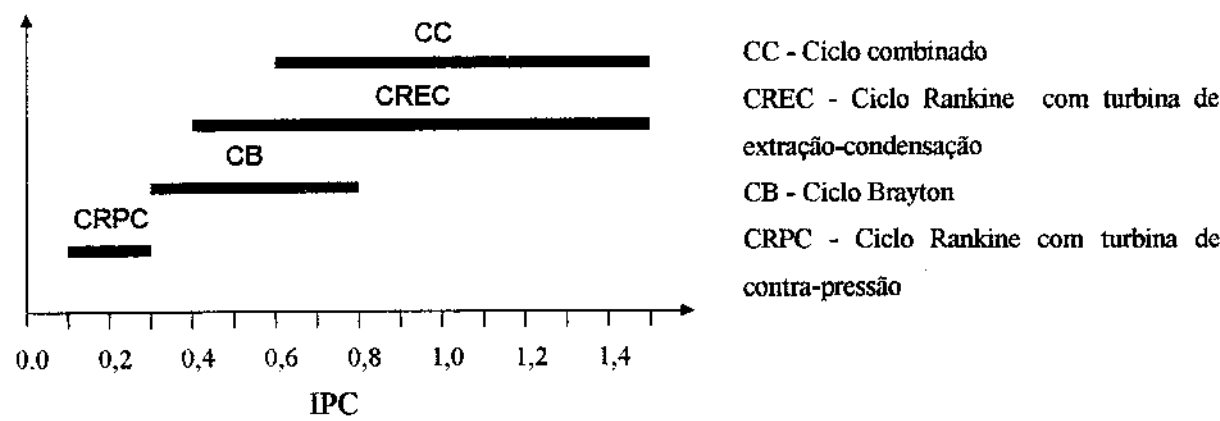
equação 5.1. Este índice, portanto, é utilizado para caracterizar as tecnologias e, consequentemente, os ciclos utilizados em sistemas de cogeração.

$$IPC = \frac{Ec}{Qc}$$

(5.1)

A relação energia elétrica/calor que caracteriza as tecnologias que operam em ciclo *topping* situa-se entre 0,10 e 0,26 quando se trabalha com turbinas a vapor, entre 0,48 e 0,77 com turbinas a gás e entre 0,60 e 1,09 para plantas que operam segundo o ciclo combinado (KOVACIK, 1982).

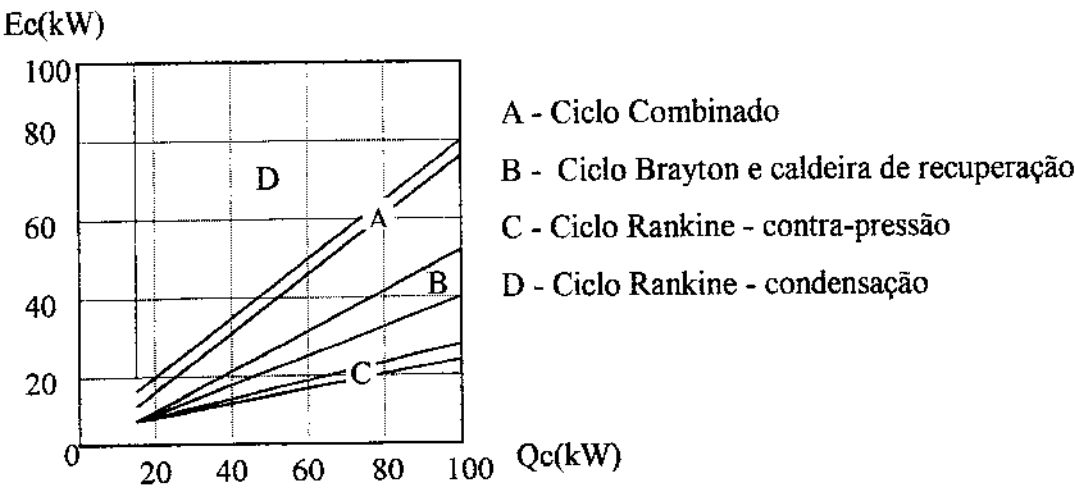
Este índice, segundo o ciclo, varia dentro de uma faixa, conforme ilustrado na figura 5.3.



Fonte: (WALTER, 1991)

Figura 5.3 Faixas de variação do índice de produção combinada, segundo o tipo de ciclo da planta de cogeração

A figura 5.4 apresenta as faixas de aplicabilidade de cada um dos ciclos, segundo a produção de potência e calor do sistema de cogeração.



Fonte: (BALESTIERI, 1994)

Figura 5.4 Faixas de aplicabilidade dos ciclos termodinâmicos de cogeração

b) Rendimento global do sistema

É um parâmetro importante para a avaliação do sistema de cogeração, principalmente na comparação entre tecnologias, pois reflete que parcela do combustível é efetivamente convertida em potência e energia térmica.

$$\eta = \frac{Q_c + E_c}{m_c \cdot PCI} \tag{5.2}$$

5.2.2 Parâmetros referentes ao processo industrial

O objetivo principal de um sistema de cogeração que opera segundo o regime de paridade térmica é o atendimento total da necessidade térmica do processo industrial e o atendimento, ao menos parcial, da sua demanda eletromecânica. Portanto, tal sistema de cogeração tem as características de seus produtos determinadas pelo processo.

a) Índice de demanda combinada (IDC)

Este índice é obtido pela divisão entre as demandas eletromecânica e térmica do processo industrial ao longo de um certo tempo. Este índice é utilizado para análise do

balanço de energia entre o sistema de cogeração e o processo industrial. Se o índice de produção combinada for igual ou superior ao índice de demanda combinada ($IPC \geq IDC$), a empresa é autosuficiente ou produz excedentes de energia elétrica.

O índice de demanda combinada é definido como:

$$IDC = \frac{Ep}{Qp}$$

(5.3)

A evolução deste índice é muito utilizada no planejamento operacional de centrais de cogeração, pois uma variação significativa de seu valor pode indicar a viabilidade de se operar um determinado tipo de equipamento, em detrimento de outro. A figura 5.5 ilustra um exemplo de variação do IDC na central de utilidades de uma refinaria de petróleo.

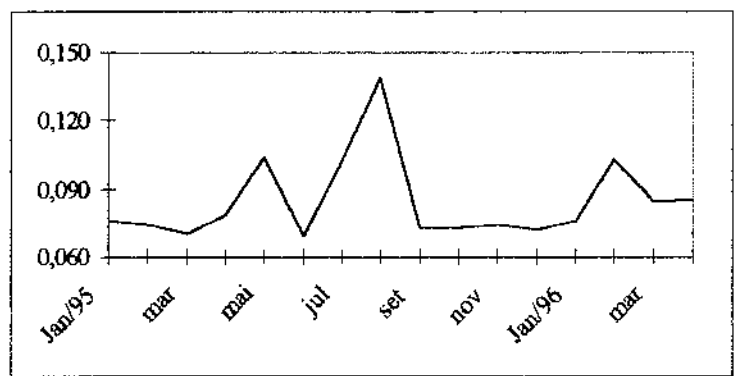


Figura 5.5 Evolução do IDC em uma refinaria brasileira de petróleo

b) Curvas de cargas elétrica e térmica

As curvas de cargas revelam como as demandas elétrica e térmica variaram com fatores externos e internos em um determinado período, possibilitando ao planejador identificar o perfil comportamental destas demandas, que é incorporado nas projeções e nos modelos de planejamento do sistema de cogeração.

A figura 5.6 ilustra tais curvas de carga, durante mais de um ano, em uma refinaria de petróleo brasileira.

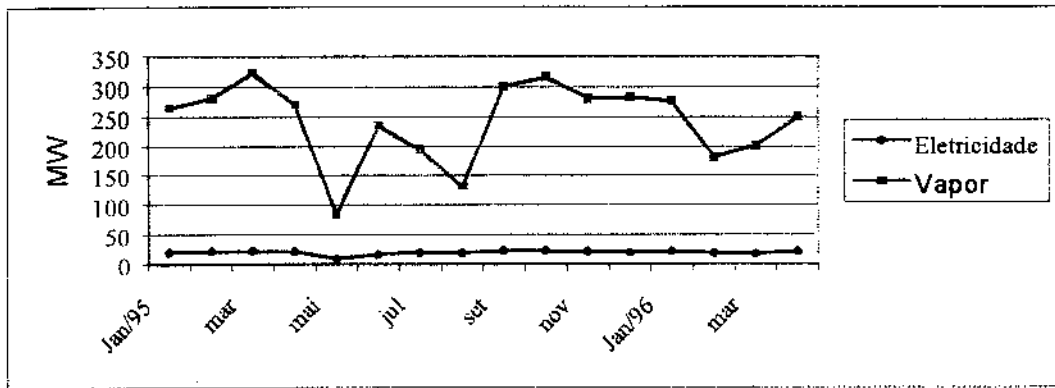


Figura 5.6 Perfis das demandas térmica e elétrica de uma refinaria brasileira de petróleo

c) Outros fatores

Logicamente, a expansão dos sistemas de cogeração é também condicionada por fatores exógenos ao processo e ao próprio sistema de cogeração, tais como:

- Disponibilidade de combustíveis de baixo custo e suas características físico-químicas.

A viabilidade dos sistemas de cogeração depende, em grande parte, da utilização de combustíveis de baixo custo específico, como, por exemplo, os resíduos industriais, e que não provoquem queda da rentabilidade do investimento em decorrência da redução da vida útil dos equipamentos.

- Fatores econômicos e financeiros

A decisão de se investir em cogeração é condicionada por duas questões básicas: a confiabilidade no fornecedor de energia elétrica e a rentabilidade do investimento. Como os grandes sistemas interligados do Brasil tem operado, nas últimas décadas, com riscos aceitáveis de déficit de energia, o grande fator decisor tem sido a rentabilidade do investimento.

A implantação de um sistema de cogeração requer investimentos que exigem uma boa saúde financeira do investidor, inclusive para poder captar recursos no mercado financeiro, por exemplo no BNDES.

- Energéticos concorrentes

É comum que alterações no processo produtivo eliminem ou minimizem a produção de resíduos industriais, obrigando a empresa a buscar outras alternativas, geralmente mais onerosas, que podem até inviabilizar a cogeração. Em contra-partida, a entrada em operação de novas unidades de produção pode gerar resíduos combustíveis passíveis de serem utilizados em plantas de cogeração. Vale ressaltar que o custo destes resíduos para o investidor não pode ser considerado nulo, pois ele depende de alguns fatores, como seu eventual valor de mercado, o custo de sua neutralização ou descarte, etc.

- **A questão ambiental**

A crescente preocupação sobre a questão ambiental e os obstáculos que atualmente tem sido colocados às empresas poluidoras, as tem obrigado a buscar novas formas ecologicamente mais eficientes para o descarte de seus resíduos industriais. A cogeração tem como vantagem a possibilidade de utilização dos resíduos combustíveis para a geração de energia útil. Entretanto, há necessidade de sistemas de controle de poluição. Por outro lado, a cogeração, pelo fato de ser uma forma eficiente de conversão de energia, reduz a demanda de fontes primárias de energia, acarretando na redução das emissões provenientes, sobretudo, de combustíveis fósseis.

5.3 Alguns modelos de dimensionamento e operação de sistemas de cogeração

Uma empresa que esteja interessada em investir em cogeração necessita, para a tomada de decisão, conhecer a configuração (tipo de ciclo, capacidade e quantidade dos equipamentos) mais adequada, bem como os respectivos regimes de operação, que maximizem os benefícios do investimento. A configuração básica do sistema de cogeração pode ser determinada a partir das características das demandas energéticas da empresa ou pelo conhecimento das configurações praticadas por outras empresas do mesmo segmento industrial. Esta segunda alternativa é pouco recomendável, em razão da rápida evolução tecnológica dos equipamentos.

O modelo de dimensionamento de plantas de cogeração industrial proposto neste trabalho associa o algoritmo genético com a programação dinâmica. O algoritmo genético fornece uma ou mais configurações “de baixo custo total” para a planta de cogeração. Melhoramentos das configurações fornecidas, caso sejam necessários, são feitos com o

auxílio do módulo de simulação operacional, que também utiliza o algoritmo genético como ferramenta de otimização. Após definida a configuração a ser adotada, efetua-se o escalonamento temporal da sua implantação, através da programação dinâmica, baseando-se nas projeções de demanda de energia térmica e elétrica existentes para a planta industrial.

A grande vantagem do modelo proposto consiste na simplicidade do modelamento e na redução do tempo computacional, em razão da pequena amostra de alternativas que deve ser simulada para se obter uma solução que satisfaça o planejador, principalmente quando se trata de sistemas muito complexos, onde o universo de alternativas é muito grande.

Há diversas formas de se determinar a configuração desejada de sistemas de cogeração. Em geral se emprega métodos de otimização tradicionais, que utilizam um número relativamente pequeno de parâmetros, dentre os quais se destacam o índice de demanda combinada, os níveis de temperatura e pressão dos ciclos termodinâmicos empregados, os tipo de combustíveis disponíveis, etc. A programação mista: linear-inteira tem sido uma das técnicas de programação mais empregadas no dimensionamento de plantas de cogeração.

Grossmann e Santibanez (1989) empregam a programação mista: linear-inteira para determinar a configuração ótima de uma central de cogeração, atendendo a demanda térmica de uma planta industrial em três níveis de pressão, a partir de uma configuração inicial composta de quatro diferentes tipos de caldeiras de alta pressão, três de média e uma de baixa pressão.

A configuração ótima de um sistema de cogeração, que atende as demandas anuais de eletricidade e calor de processo de uma planta industrial, é obtida por Horii et alii (1987), também com o auxílio da programação mista: linear-inteira. A função objetivo é a minimização dos custos globais anualizados.

Ehmke (1990) também formula um problema utiliza esta ferramenta de otimização para determinar a capacidade ótima dos equipamentos a serem empregados em uma central de cogeração. Sua função objetivo minimiza os custos de investimento, de operação e de manutenção destes equipamentos que compõem a central de cogeração.

Yokoyama et alii (1991) propõem um método para determinação da configuração de sistemas de cogeração através da minimização do custo global anualizado, tendo como parâmetros limitantes a capacidade dos equipamentos e as demandas máximas de calor e eletricidade.

Yokoyama e Ito (1997) apresentam um método paramétrico para determinação do regime operacional de plantas de cogeração com turbina a gás, que operam segundo três ciclos: ciclo simples, composto por turbina a gás e caldeira de recuperação, ciclo combinado e turbina a gás com injeção de vapor – STIG. Em todos os casos são consideradas as curvas de consumo de água quente e eletricidade.

Balestieri (1994) emprega uma abordagem multiobjetivo para determinar a configuração e operação ótimas de sistemas de cogeração. Em associação com esta técnica, ele utiliza a programação mista: linear-inteira e um algoritmo de grafos generalizados. As funções objetivo adotadas são a minimização das irreversibilidades e das emissões de poluentes (CO_2 , SO_2 , NO_x) e a maximização da confiabilidade do sistema em análise.

Dependendo do objetivo do estudo e da disponibilidade de dados, não se justifica desenvolver um modelo para determinação da configuração do sistema de cogeração, como foi o caso de Walter (1995), que, em um estudo do setor sucro-alcooleiro, selecionou e modelou a operação das configurações mais difundidas de centrais de cogeração neste setor.

Cavaliere et alii (1972) utilizam a programação inteira na determinação da expansão da capacidade de uma planta de cogeração de uma indústria de papel e celulose, de tal modo que as alternativas de expansão para atendimento da demanda crescente de energia sejam as mais econômicas.

Matsumoto et alii (1992) desenvolveram um método de expansão multiestágio de sistemas de cogeração com turbinas a gás para atender as necessidades de calor, frio e energia elétrica, aplicando-o para o caso de um hotel e de uma loja de departamentos.

Um método de expansão de sistemas de cogeração empregando a programação multiobjetivo é proposto por Clímaco et alii (1995). Os três objetivos perseguidos neste modelo são o custo da expansão, a confiabilidade do sistema térmico e a minimização dos

impactos ambientais. Três combustíveis são considerados: carvão, energia nuclear e óleo combustível.

Nath e Holliday (1985) aplicam a programação inteira em uma planta de cogeração de uma indústria química para determinar o regime “ótimo” de operação sob o ponto de vista econômico, ou seja, minimizando os custos, garantindo o atendimento das demandas energéticas e cumprindo as exigências contratuais com a empresa concessionária local de energia elétrica. Eles determinam, assim, a condição operacional de cada equipamento e o volume de combustíveis e de eletricidade a serem comprados.

Ito et alii (1988) desenvolveram um modelo que otimiza o ciclo combinado de uma planta de cogeração, cuja energia térmica destina-se ao aquecimento distrital. Em uma primeira fase, a condição de otimalidade operacional consiste em se minimizar as quantidades de insumos energéticos; na segunda fase se minimiza o custo operacional. No trabalho foram utilizados programação inteira quadrática e programação linear.

Um modelo que otimiza a operação de sistemas de cogeração com estocagem de calor para atendimento de demanda térmica (quente ou frio) é proposto por Ito et alii (1989). O sistema de cogeração considerado é uma central Diesel com aproveitamento de calor residual. A política operacional desta planta é determinada pela minimização do seu custo operacional diário. O modelo considera a capacidade de armazenamento da unidade, o histórico da sua demanda energética e o custo da energia elétrica comprada. Ele emprega, como ferramenta de otimização, a programação mista: linear-inteira associada com a programação dinâmica.

Ito et alii (1991) também utilizam este modelo para otimizar a operação diária de um sistema de cogeração com turbina a gás, associado a uma bomba de calor, considerando a estocagem de calor.

Witzani e Pechtl (1996) empregam a planilha eletrônica EXCEL em um modelo de operação de plantas de cogeração. O modelo leva em consideração a variação da carga térmica e elétrica no período considerado, as condições ambientais, o preço do combustível e a receita oriunda da venda de energia elétrica.

Diwekar et alii (1996) utilizam a programação linear para minimizar o custo da eletricidade gerada, em um modelo que restringe as emissões admissíveis de NOx e SOx em uma central de cogeração. Esta central opera segundo o ciclo combinado, associada a uma unidade de gaseificação de carvão. A abordagem considera as incertezas associadas a alguns parâmetros adotados.

Manolas et alii (1996) empregam o algoritmo genético para otimizar a operação das turbinas a vapor de um sistema de cogeração, com o objetivo de maximizar a geração elétrica destes equipamentos, atendidas as demandas de vapor nos vários níveis de pressão.

5.4 Algumas considerações sobre o algoritmo genético

Os métodos tradicionais de otimização fornecem um conjunto de soluções, dentre as quais uma solução é tida como a ótima. Para os métodos de simulação operacional de instalações de cogeração, a adoção da solução ótima não é um problema, em razão de, usualmente, não haver grandes riscos envolvidos. Entretanto, ao se estudar a implantação ou expansão destas instalações, os riscos decorrentes da adoção da solução ótima podem se tornar elevados, dependendo do horizonte de planejamento considerado. Tais riscos se devem ao fato das considerações feitas não se mostrarem consistentes, quer seja por falha do planejador, quer por questões imprevisíveis, ou seja, consideram-se constantes ao longo do tempo, parâmetros que na realidade não o são, como, por exemplo, o preço de combustíveis, o rendimento dos equipamentos, etc. Também, muitas vezes, fatores externos afetam substancialmente o planejamento, como mudanças da política econômica ou do comportamento do consumidor. Frequentemente, a adoção da solução ótima pode resultar no super ou no sub-dimensionamento das instalações de cogeração, que podem, inclusive, tornar economicamente inviável um investimento atraente, ou vice versa.

Este trabalho não tem como objetivo desenvolver um método de projeção de demanda energética aplicado a refinarias de petróleo, sobre cujos resultados se dimensionaria a central de cogeração. Optou-se por se utilizar as demandas de vapor e energia elétrica contidas nos planos de expansão da Refinaria do Planalto – REPLAN, que foram elaborados pelo Departamento Industrial da PETROBRÁS. Portanto, não se aborda, neste trabalho, a questão do risco associado ao dimensionamento de centrais de cogeração.

O algoritmo genético é um ferramenta heurística desenvolvida por Holland (1975), a partir da análise dos fenômenos que ocorrem no processo de seleção genética de uma raça, que são reprodução, cruzamento e mutação. Tal como na genética, este algoritmo pode não fornecer uma solução tida como ótima, mas sim um conjunto de soluções que atendem a critérios estabelecidos pelo planejador. Os procedimentos matemáticos do algoritmo genético simulam fenômenos físicos ou leis naturais que descrevem o crescimento ou a redução de espécies de organismos vivos em um ambiente físico (MANOLAS et alii, 1996).

Para facilitar a compreensão do algoritmo genético, a figura 5.7 traça um paralelo entre este algoritmo e a genética natural.

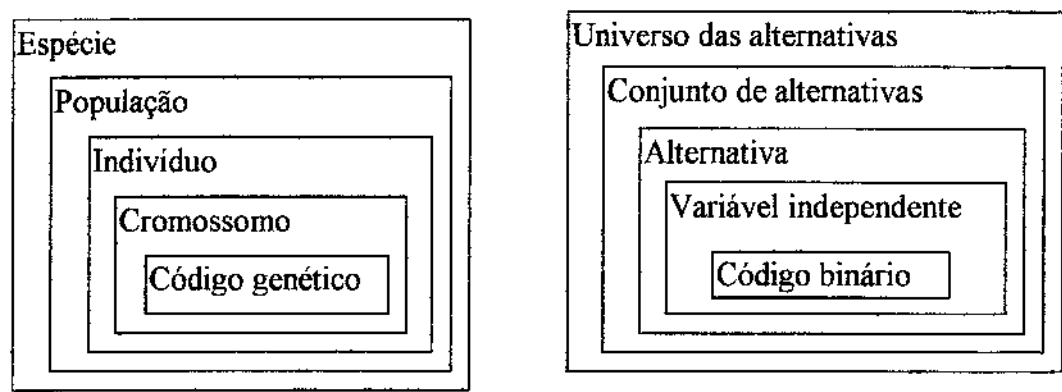


Figura 5.7 Paralelo entre a genética natural e o algoritmo genético

Continuando o paralelo com a genética natural, tem-se que, dentro do processo de seleção natural, somente os melhores indivíduos perpetuam a espécie, sendo o “melhor” aquele indivíduo que apresenta as melhores qualidades do grupo. No algoritmo genético a “melhor” configuração de cada população é aquela que apresenta o maior valor da função objetivo, que matematicamente representa um conjunto de critérios pré-estabelecidos. Portanto, partindo-se de uma população inicial qualquer e privilegiando-se o cruzamento entre os seus melhores indivíduos, há uma grande probabilidade de ser ter uma nova geração composta de indivíduos melhores que a geração anterior. Pode-se, então, afirmar que o processo de seleção natural é um método de melhoria que maximiza a qualidade do grupo e, por analogia, o algoritmo genético também o é.

Utiliza-se, no algoritmo genético, a geração de números aleatórios para representar as casualidades que ocorrem no processo de seleção, como, por exemplo:

- A formação de uma população inicial, que necessariamente não é formada pelos melhores exemplares das espécies que se pretende cruzar;
- A seleção dos indivíduos da população que se cruzarão, beneficiando-se aqueles considerados os melhores;
- A ocorrência da fecundação, ou não;
- Quais as características que os filhos vão herdar dos pais (formação do código genético);
- A ocorrência de mutação, ou não; e
- Em qual gene dos indivíduos se dará a mutação (alteração do código genético).

A explanação dos princípios do algoritmo genético se aprofunda, agora, com a sua aplicação no modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração, apresentado a seguir.

5.5 Modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração

O objetivo da aplicação deste método é obter um conjunto de configurações de sistemas de cogeração que apresentem os menores custos totais.

Para a aplicação do algoritmo genético é necessário definir a variável independente e um parâmetro dimensional que o limita. Neste caso, a variável independente é a quantidade de cada equipamento -neq- considerado para compor a planta de cogeração e o parâmetro limitante é a quantidade máxima admissível.

Na figura 5.8 está representada uma central de cogeração genérica, onde são consideradas diferentes tecnologias e capacidades instaladas.

Tal como em um processo de aprimoramento de espécies, o algoritmo genético começa com uma população inicial. Esta é formada com a construção de uma matriz binária. O valor correspondente a cada uma das suas linhas¹⁴ equivale a quantidade que cada equipamento pode ter. A quantidade de linhas -m- da matriz binária é função do número de dígitos binários -k-, ou seja: $m = 2^k$. Conforme está exemplificado na tabela 5.1,

¹⁴ Todo número arábico pode ser representado por uma sequência de dígitos binários. A linha da matriz binária, que é uma sequência de dígitos binários, recebe o nome de *substring*.

considerando que cada *substring* é formado por 3 dígitos binários, a quantidade máxima de cada equipamento é 7 unidades ou 2^k-1 .

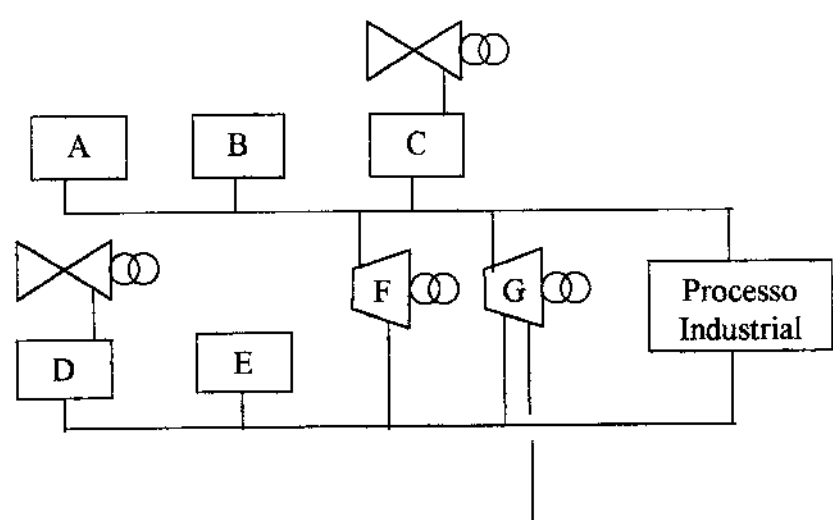


Figura 5.8 Sistema de cogeração genérico

Tabela 5.1 Exemplo de cálculo do valor da variável independente			
Linha ou Substring	Matriz Binária	Cálculo	Valor
1	0 0 0	$0 \cdot 2^{3-1} + 0 \cdot 2^{2-1} + 0 \cdot 2^{1-1}$	0
2	0 0 1	$0 \cdot 2^{3-1} + 0 \cdot 2^{2-1} + 1 \cdot 2^{1-1}$	1
3	0 1 0	$0 \cdot 2^{3-1} + 1 \cdot 2^{2-1} + 0 \cdot 2^{1-1}$	2
4	0 1 1	$0 \cdot 2^{3-1} + 1 \cdot 2^{2-1} + 1 \cdot 2^{1-1}$	3
5	1 0 0	$1 \cdot 2^{3-1} + 0 \cdot 2^{2-1} + 0 \cdot 2^{1-1}$	4
6	1 0 1	$1 \cdot 2^{3-1} + 0 \cdot 2^{2-1} + 1 \cdot 2^{1-1}$	5
7	1 1 0	$1 \cdot 2^{3-1} + 1 \cdot 2^{2-1} + 0 \cdot 2^{1-1}$	6
8	1 1 1	$1 \cdot 2^{3-1} + 1 \cdot 2^{2-1} + 1 \cdot 2^{1-1}$	7

A formação da população inicial de configurações utiliza a geração de números aleatórios. Para cada equipamento sorteia-se uma das linhas da matriz binária e calcula-se o valor, ou seja, a quantidade correspondente. Efetuando-se este procedimento repetidas vezes obtém-se uma população de arranjos físicos. O tamanho desta população é determinado empiricamente, por afetar a velocidade de convergência dos resultados.

Como cada arranjo é uma composição de quantidades dos equipamentos considerados e como estas quantidades são representadas por *substrings*, então, a configuração também tem uma representação binária. Esta sequência de dígitos binários da configuração é chamada de

string e é a composição sequencial dos *substrings* correspondentes aos equipamentos. Uma exemplificação disto é apresentado na tabela 5.2.

Tabela 5.2 Exemplo de composição do <i>string</i> , a partir dos <i>substrings</i>		
Subsistema	Quantidade	<i>Substring</i>
A	0	0 0 0
B	4	1 0 0
C	7	1 1 1
D	2	0 1 0
E	6	1 1 0
F	1	0 0 1
G	3	0 1 1
<i>String</i>	0 0 0 1 0 0 1 1 1 0 1 0 1 1 0 0 1 0 1 1	

Uma vez sorteada a quantidade de cada equipamento e formada a população inicial de configurações, calcula-se a produção de vapor e efetua-se o balanço de massa em todos os níveis de pressão. Neste trabalho, considera-se que o sistema de cogeração deve atender o consumo de vapor da refinaria de petróleo (operação em paridade térmica), enquanto que um déficit ou excedente de energia elétrica é transferido para a empresa concessionária que supre e ou adquire energia excedente da refinaria.

Para impossibilitar que, no final do processo, se obtenha uma solução infactível, ou seja, que apresente déficit ou excesso de vapor, é aconselhável se introduzir um equipamento, que, se utilizado, acarreta em penalização, independente do sentido do fluxo de vapor.

A função de avaliação, também conhecida como função objetivo, é uma função de custo exclusivamente dependente da quantidade de cada equipamento e se compõe das seguintes parcelas:

- Custo de investimento, que inclui o custo de aquisição, de transporte e de instalação, encargos financeiros, custo de contingências, custo de manutenção e mais o custo do pessoal de operação;
- Custo de combustível; e
- Custo de aquisição, ou receita de venda, de energia elétrica, dependendo do saldo líquido no período.

O custo de investimento de uma configuração –Cinv- pode ser calculado pela equação (5.4), onde o custo anual de aquisição dos diferentes tipos de equipamentos –cui- pode ser determinado utilizando o método da série uniforme de pagamentos. As demais parcelas que compõem este custo geralmente são quantificadas como um percentual do custo de aquisição, conforme mencionado no capítulo 4.

$$C_{inv_j} = \sum_{i=1}^I (neq_i \cdot cui_i) \quad (5.4)$$

O combustível consumido por uma das caldeiras da planta de cogeração –mc- é calculado utilizando-se a primeira lei da termodinâmica, conforme apresentado na equação (5.5), onde o rendimento, η , é função do valor do fluxo de vapor –mv.

$$mc_i = \frac{mv_i \cdot \Delta h_i}{\eta_i \cdot PCI_i} \quad (5.5)$$

O consumo de combustível de uma turbina a gás também é determinado pela aplicação da primeira lei da termodinâmica, conforme apresentado na equação (5.6).

$$mc_i = \frac{Wtg_i}{\eta_i \cdot PCI_i} \quad (5.6)$$

A despesa de combustível –Ccomb- é calculada em função do custo unitário do combustível, cuc, consumido nas caldeiras ou turbinas a gás –mc- no período de tempo em questão, e da quantidade de cada tipo desses equipamentos –neq.

$$C_{comb_j} = \sum_{i=1}^I (neq_i \cdot cuc_i \cdot mc_i) \quad (5.7)$$

O custo total da energia elétrica –Celetr- é uma composição da tarifa de fornecimento de energia da empresa concessionária, do custo da energia cogorada, do valor correspondente à demanda contratada e da tarifa da ultrapassagem.

O custo da energia elétrica consumida da rede -Cered- é obtida considerando-se a tarifa correspondente -Tenerg- a energia autoproduzida, -Ecog- e o consumo da unidade industrial -Cind, conforme apresentado na equação (5.8). Caso a planta industrial seja deficitária em termos de produção própria de energia elétrica, a tarifa corresponde à tarifa de compra -Tcompr; caso contrário, utiliza-se a tarifa de venda -Tvend.

$$Cered = Tenerg \cdot (Cind - Ecog) \quad (5.8)$$

A energia elétrica cogerada é a soma da energia fornecida pelos diversos tipos de turbinas da planta de cogeração, conforme expresso na equação (5.9). Por sua vez, a energia produzida pelas turbinas é calculada pelo produto das potências das turbinas a vapor -Wtv- e a gás -Wtg- e o número de horas de operação -ht- de cada turbina.

$$Ecog = \sum_{i=1}^I neq_i \cdot Etv_i + \sum_{j=1}^J neq_j \cdot Etg_j \quad (5.9)$$

onde

$$Etv_i = ht_i \cdot Wtv_i \quad (5.10)$$

e

$$Etg_j = ht_j \cdot Wtg_j \quad (5.11)$$

Uma outra parcela que é considerada no cálculo da despesa com a energia elétrica é o custo da potência de ultrapassagem -Cdu. Esta parcela é o produto da tarifa de ultrapassagem -tultr- pela diferença entre a demanda da planta industrial e a soma da potência cogerada com a potência contratada. O cálculo da despesa com ultrapassagem é apresentado na equação (5.12).

$$Cdu = tultr \cdot [Wind - Wcog - Wcontr] \quad (5.12)$$

onde

$$W_{cog} = \sum_{i=1}^I neq_i \cdot W_{tv_i} + \sum_{j=1}^J neq_j \cdot W_{tg_j} \quad (5.13)$$

A última parcela a ser considerada é a referente ao custo da demanda contratada -Cdc, que é o produto da demanda contratada -Dc- pela respectiva tarifa -Tdc, que é determinada através da equação (5.14).

$$Cdc = Tdc \cdot Dc \cdot ht \quad (5.14)$$

Portanto, a despesa total com energia elétrica de uma determinada configuração é dada pela equação (5.15).

$$Celetr_i = Cered_i + Cdu_i + Cdc_i \quad (5.15)$$

Também deve ser considerada, na função de avaliação, uma parcela correspondente à penalização -Tpenal- do equipamento instalado para estabelecer o balanço de massa nas linhas de vapor. Esta tarifa fictícia é proporcional da fluxo de massa neste equipamento. Não há nenhum critério teórico para se determinar o valor desta “tarifa”; sua determinação deve ser empírica.

A função de avaliação -FA- correspondente a uma configuração, é a soma dos respectivos custos de investimento, de combustível e de energia elétrica, conforme indicado na equação (5.16).

$$FA_j = C_{inv_j} + C_{comb_j} + Celetr_i + T_{penal} \quad (5.16)$$

A convergência do algoritmo genético é garantida apenas para os maiores valores da função de avaliação de cada população. Assim, deve-se armazenar não só o maior valor da função de avaliação, mas, sobretudo, o seu *string*, ou seja, o seu código genético.

A perpetuação de uma espécie, ou o seu aprimoramento, deve-se ao seus melhores indivíduos. Da mesma forma, o algoritmo genético privilegia as melhores alternativas para

aplicação dos operadores genéticos, que resultarão na formação de novas e melhores configurações. Este privilégio, também chamado de probabilidade de sobrevivência ou de ocorrência -PO, é estabelecido pelo peso que cada configuração tem dentro da sua população. A probabilidade de ocorrência do i-ésimo arranjo é calculada pela razão entre o valor da função de avaliação deste arranjo -VFA e o valor total da população de arranjos, conforme representado na equação (5.17) e ilustrado, em um exemplo, na tabela 5.3.

$$PO_i = \frac{VFA_i}{\sum_{i=1}^n VFA_i}$$

(5.17)

Tabela 5.3 Exemplo de cálculo das probabilidades de ocorrência

Arranjo	VFA	PO
1	9	9/34=0,265
2	8	8/34=0,235
3	5	5/34=0,147
4	4	4/34=0,118
5	2	2/34=0,058
6	6	6/34=0,177
	34	1,00

A partir deste ponto inicia-se a aplicação dos operadores genéticos:

a) Reprodução

Este operador seleciona as duplas de alternativas que irão se reproduzir. A formação dos casais é na mesma ordem sequencial de sorteio. O número de duplas corresponde à metade do tamanho da população e cada casal gera duas novas configurações. Com isto, o tamanho da população se mantém constante.

No processo computacional, A seleção das configurações para reprodução é feita pela geração de números aleatórios -NA. Com vistas a se privilegiar as configurações de maior probabilidade de ocorrência, estabelece-se uma correspondência entre a geração de números aleatórios e a probabilidade de ocorrência das “n” configurações. Um exemplo disto é apresentado na figura 5.9, na qual o (n-1)-ésimo arranjo é sorteado.

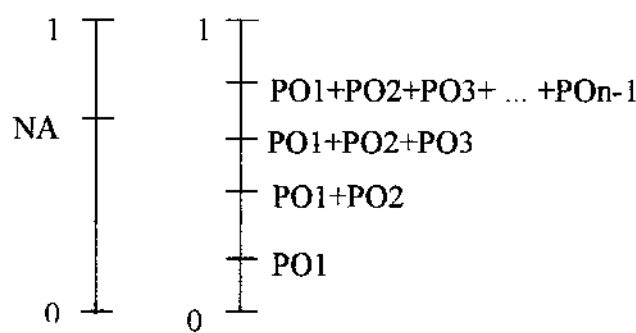


Figura 5.9 Correspondência entre o número sorteado e a probabilidade de ocorrência

b) Cruzamento

Este operador promove a permuta da parte final dos *strings* das duplas de configurações selecionadas pelo operador reprodução, segundo uma probabilidade de fecundidade situada entre 60 e 80%. Para uma determinada dupla de arranjos sorteia-se a probabilidade de cruzamento ou de fecundidade com a geração de números aleatórios. O dígito binário a partir do qual ocorre esta permuta também é definido através de sorteio, utilizando-se a geração de números aleatórios. Deve, portanto, haver uma correspondência entre o número sorteado e a quantidade de dígitos binários do *string*. Um exemplo da aplicação deste operador é apresentado na figura 5.10, onde o nono dígito binário é sorteado e onde apresenta-se os novos arranjos.

1º arranjo	0 0 1 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 0 1 0 0 1 1 1 0
2º arranjo	1 0 1 0 0 0 1 1 0 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 1
Novos arranjos	0 0 1 0 1 0 0 0 0 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 1
	1 0 1 0 0 0 1 1 0 1 1 1 1 0 1 0 0 1 1 1 0

Figura 5.10 Aplicação do operador cruzamento

c) Mutação

O último operador, denominado mutação, reflete uma anomalia que ocorre na natureza, a mutação de genes dos seres vivos. Este operador seleciona, aleatoriamente, segundo uma probabilidade de 99% de não ocorrer, qual o dígito binário que sofre a mutação.

Assim, para cada dígito binário de todos os *strings* deve ser verificado se ocorrerá a mutação. Em termos computacionais, esta verificação também deve ser feita com a geração de números aleatórios. Esta mutação consiste na substituição do dígito 0 pelo dígito 1, ou vice versa. Considerando-se que, no exemplo da figura 5.10, o sorteio referente ao sexto dígito binário da primeira configuração forneceu um valor de 0,006, portanto, menor que 1 por cento, deve-se aplicar o operador mutação, conforme ilustrado na figura 5.11.

1º arranjo	0 0 1 0 1 0 0 0 0 1 1 1 1 0 1 0 0 1 1 1 0
2º arranjo	1 0 1 0 0 0 1 1 0 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 1
Novos Arranjos	0 0 1 0 1 1 0 0 0 1 1 1 1 0 1 0 0 1 1 1 0
	1 0 1 0 0 0 1 1 0 1 1 0 0 1 1 1 0 1 0 0 1

Figura 5.11 Exemplificação da aplicação do operador mutação

Após a conclusão da aplicação dos operadores genéticos há uma nova população de configurações devidamente codificadas, mas que ainda necessita ser quantificada, ou seja, é necessário determinar o valor da função de avaliação correspondente a cada novo arranjo. Para isto, procede-se a decomposição dos *strings* em *substring*. Calcula-se, então, os valores correspondentes aos *substrings*, ou seja, a nova quantidade de cada equipamento, neq, conforme ilustrado na tabela 5.1, bem como o valor da função de avaliação de cada nova configuração. Este processo é repetido até que se obtenha o melhor arranjo, ou um conjunto dos melhores, que é determinada pela convergência dos maiores valores da função de avaliação de cada população. A figura 5.12 ilustra uma curva de convergência.

Por se tratar de custos, a melhor solução não é aquela que apresenta o maior custo global, mas o contrário. É necessário, portanto, que o algoritmo genético seja adaptado para minimizar os custos. O artifício utilizado neste trabalho consiste na maximização do benefício. Este artifício pode ser dividido em duas etapas: a primeira inclui a determinação, pelo algoritmo genético, do máximo custo possível - Cmax, ilustrada na figura 5.12, aplicando-se a equação (5.16). Na outra etapa, uma nova função de avaliação é concebida, representada pela equação (5.18), que é a diferença entre este custo máximo e a equação de custo global, função de avaliação da etapa anterior, e aplica-se novamente o algoritmo genético para se obter os menores custos, ou maiores benefícios.

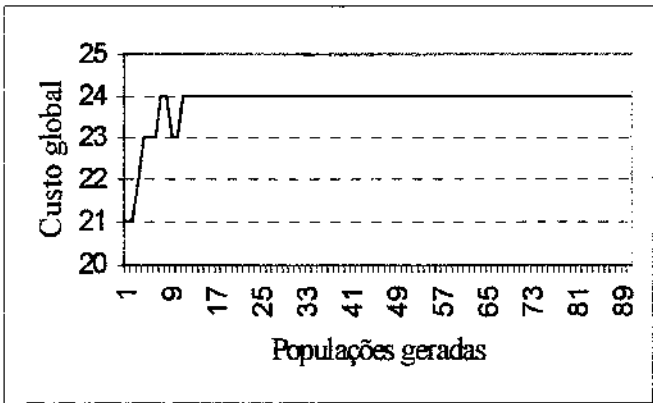


Figura 5.12 Curva de convergência – maiores custos

$$FA_i = Cmax - Cinv_i + Ccomb_i + Celetr_i + Tpenal \tag{5.18}$$

Ao se armazenar o maior valor da função de avaliação -Famax- de cada população, deve-se tomar o cuidado de subtraí-lo do custo máximo. O valor a ser armazenado para cada população é, portanto:

$$FAarq_i = Cmax - FAmax_i \tag{5.19}$$

Um exemplo da curva de convergência para este caso é apresentado na figura 5.13.

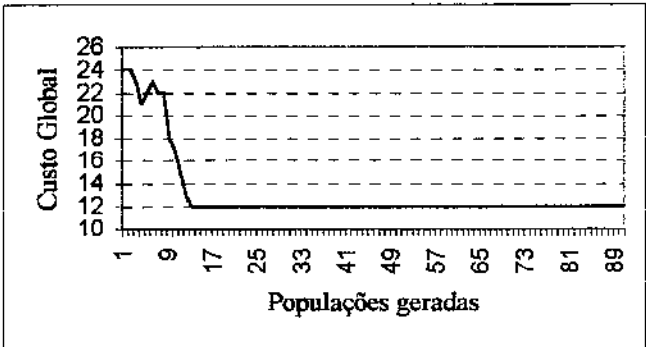


Figura 5.13 Curva de convergência – menores custos

Concluída a aplicação do algoritmo genético, obtém-se um conjunto de resultados, muitos dos quais não podem ser considerados boas configurações. É necessário estabelecer

um critério para seleção dos melhores resultados, que, em geral, são aqueles que apresentam os menores custo globais. Entretanto, pode ocorrer que, terminado o processo de seleção das configurações, se verifique que os fatores de capacidade dos equipamentos são inferiores ao praticado pelo setor em pauta, necessitando, portanto, que a solução apresentada seja refinada. Isto é feito aplicando-se o modelo de simulação operacional de sistemas de cogeração, que é apresentado a seguir. As configurações selecionadas pelo modelo que simula o dimensionamento inicial ou ampliação da planta de cogeração, exposto nesta seção, alimentam o modelo que simula a operação da planta, cujos resultados são os fatores de capacidade dos equipamentos. Em seguida, o modelo de dimensionamento é realimentado com os novos fatores de capacidade daqueles equipamentos. No final deste processo iterativo, obtém-se um conjunto de boas configurações técnica e economicamente factíveis.

5.6 Modelo de simulação operacional de sistemas de cogeração

O modelo aqui apresentado, tal qual o de dimensionamento, também utiliza o algoritmo genético como ferramenta de otimização. Neste caso, a variável independente é o fluxo de massa que escoar pelas caldeiras e a potência das turbinas. O rendimento dos equipamentos não é constante, mas função da variável independente.

Os procedimentos são os mesmos aplicados no método de pré-dimensionamento, quais sejam:

- Seleção de uma população inicial - conjunto de regimes operacionais do sistema de cogeração em análise;
- Cálculo da função de avaliação de cada alternativa - custo referente ao regime operacional da configuração em análise;
- Seleção e armazenamento do melhor regime operacional da população e de seu respectivo custo;
- Determinação das probabilidades de ocorrência da população; e
- Aplicação dos operadores genéticos.

No final deste processo, obtém-se um conjunto de regimes operacionais, e, portanto, de fatores de capacidade de cada equipamento.

Neste método, as variáveis independentes situam-se dentro da faixa de operação característica de cada equipamento, ou seja, entre o limite superior -LS- e o inferior -LI-. A quantidade de pontos operacionais de cada equipamento é obtido subdividindo o intervalo operacional em frações fixas e iguais para todos os equipamentos. Esta subdivisão - Δ - na realidade, reflete o grau de precisão desejado e seu valor depende do número de dígitos do *substring*.

Quando o limite mínimo da variável independente é igual a zero, este patamar é calculado através da equação (5.20).

$$\Delta = \frac{LS}{2^k - 1} \quad (5.20)$$

Caso contrário, utiliza-se a equação (5.21) para o cálculo deste incremento.

$$\Delta = \frac{LS - LI}{2^k - 2} \quad (5.21)$$

O valor da variável independente -VV- quando o limite inferior é zero, é o produto de um número inteiro pelo incremento correspondente. Este valor inteiro corresponde ao valor de um *substring* sorteado -VS- que é obtido da mesma forma que no método de dimensionamento e, portanto, situa-se no intervalo entre 0 e $2^k - 1$. O valor da variável independente é calculado através da equação (5.22).

$$VV = \Delta \cdot VS \quad (5.22)$$

Caso contrário, utiliza-se a equação (5.23) para o cálculo de VV.

$$VV = LI + \Delta \cdot VS \quad (5.23)$$

No modelo de simulação operacional, o rendimento dos equipamentos é função da variável independente, cujo valor é calculado pelas equações 5.22 e 5.23.

O consumo de combustível pelas caldeiras e pelas turbinas a gás é determinado pelas equações (5.5) e (5.6). Entretanto, neste modelo, o fluxo de vapor e a potência das turbinas a gás não são constantes, sendo calculados pelas duas equações anteriores. A despesa total com combustível é calculada pela equação (5.24).

$$C_{comb_j} = \sum_{i=1}^I (cuc_i \cdot mc_i) \quad (5.24)$$

A despesa, ou receita, com a energia elétrica gerada é calculada de maneira análoga à apresentada no modelo anterior, com exceção que, neste modelo, a potência cogerada é calculada pela equação (5.25), onde o valor da variável corresponde a potência sorteada de cada turbina.

$$W_{cog} = \sum_{i=1}^I \cdot VV_i \quad (5.25)$$

O valor da função de avaliação correspondente a um regime operacional é calculado, portanto, utilizando-se a equação (5.26).

$$FA_j = C_{comb_j} + C_{elet_r_j} \quad (5.26)$$

5.7 Análise do algoritmo genético

Durante a construção dos modelos propostos, encontrou-se várias dificuldades na aplicação do algoritmo genético, cuja análise pode auxiliar futuras aplicações desta ferramenta.

5.7.1 Função de avaliação negativa

Pode ocorrer que a função de avaliação apresente valor negativo, o que impossibilita o cálculo da probabilidade de ocorrência. Neste caso, soma-se a todos os valores da função de

avaliação, de todas as populações geradas, um valor mínimo e único, que torne todos os valores da função de avaliação positivos. Antes de se armazenar o maior valor da função de avaliação de cada população, deve-se tomar o cuidado de se subtrair o valor anteriormente somado.

5.7.2 Minimização com o algoritmo genético

O algoritmo genético garante a convergência dos resultados apenas para os maiores valores da função de avaliação de cada população, o que invalida sua aplicação direta para problemas de minimização, que é sempre o objetivo quando o parâmetro decisor é o custo. Foram estudadas três estratégias para solucionar o problema, que são apresentadas a seguir.

a) Seleção da configuração que apresenta o menor custo de cada população

Esta estratégia consiste, por exemplo, na seleção da quinta alternativa da tabela 5.3. Uma análise preliminar é suficiente para descartá-la, pelo fato que a alternativa que tem o menor custo, tem, também, a menor probabilidade de ocorrência da sua população. O sorteio desta alternativa para a reprodução é pouco provável, pois, como mencionado anteriormente, o algoritmo genético privilegia as alternativas de maior valor.

b) Inversão da função de avaliação

A inversão da função de avaliação acarreta a inversão das probabilidades de ocorrência, possibilitando que as alternativas com os menores valores tenham as maiores probabilidades de ocorrência. Neste caso, deve-se tomar o cuidado de armazenar o valor inverso da função de avaliação.

Com esta estratégia, para o modelo de dimensionamento, a função de avaliação é calculada através da equação (5.27).

$$FA_i = \frac{1}{C_{inv_i} + C_{comb_i} + C_{eletr_i}} \quad (5.27)$$

No exemplo das tabelas 5.3 e 5.4, o valor a ser selecionado seria o quinto, devendo ser armazenado o valor 2.

Tabela 5.4 Inversão da função de avaliação

Config.	FA	PO
1	0,111	0,09
2	0,125	0,11
3	0,200	0,17
4	0,250	0,21
5	0,500	0,42
	1,186	1,00

Este procedimento é inviável quando o valor da variável sorteada é, coincidentemente, zero, o que não permite o cálculo da função de avaliação ($FA=\infty$).

Na figura 5.14 apresenta-se o resultado de um problema simplificado, cujo valor do denominador da equação (5.27) é sempre positivo.

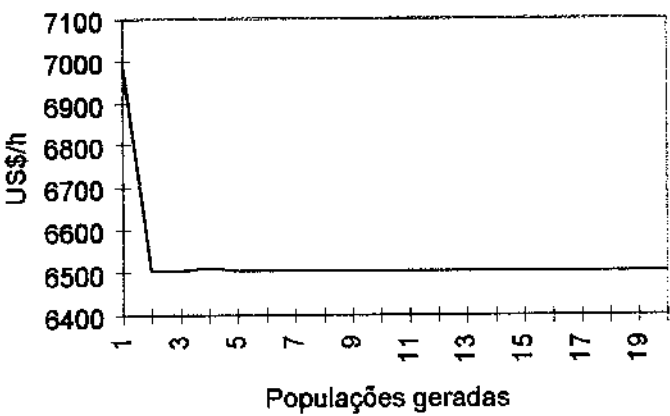


Figura 5.14 Curva de minimização dos custos pela inversão da função de avaliação

c) Maximização do benefício

Neste caso, a minimização da função de avaliação é feita em duas etapas:

- A obtenção do custo máximo, cujo resultado está ilustrado na figura 5.15, com a função de avaliação igual a apresentada na equação (5.16).

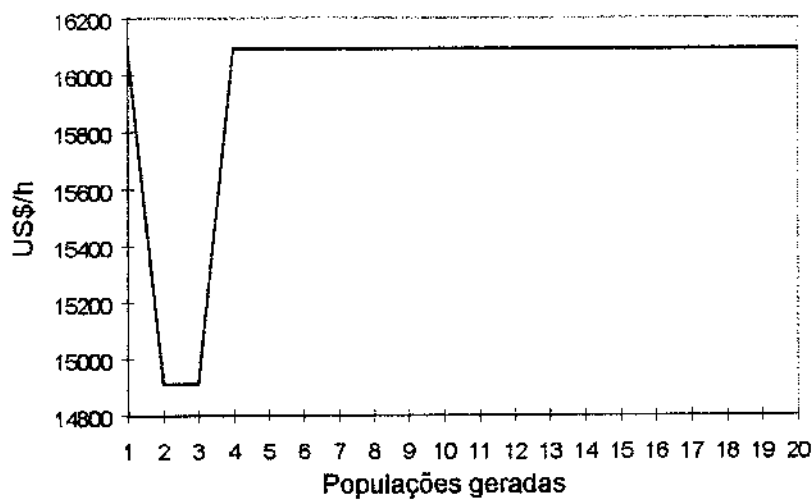


Figura 5.15 Curva de maximização de custos com algoritmo genético

Figura 5.15 Curva de maximização da função de avaliação

- A nova função de avaliação será o benefício, representado na equação (5.28), cujo resultado é apresentado na figura 5.16.

$$FA_j = C_{max} - (C_{comb_j} + C_{inv_j} + C_{elet_r_j}) \tag{5.28}$$

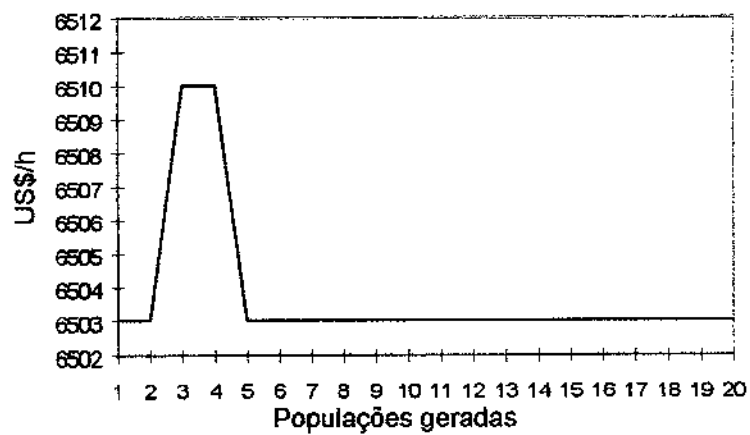


Figura 5.16 Curva de minimização dos custos através da maximização do benefício

O valor a ser armazenado, custo mínimo de cada população -Cmin- será a diferença entre o valor máximo e o maior benefício -FA_{max}-, conforme ilustrado na figura 5.17.

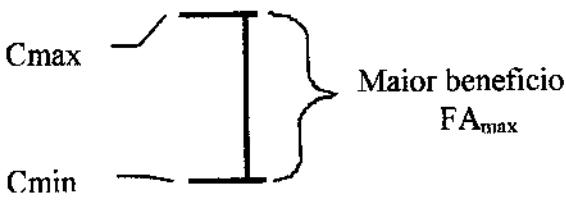


Figura 5.17 Esquema representativo para cálculo do menor custo

5.7.3 Garantia da consistência dos métodos

a) Falta de restrições

A figura 5.18 apresenta a curva de convergência quando se armazena o maior valor da função de avaliação de cada população, sem a precaução de filtrar os resultados infactíveis. As soluções fornecidas apresentam custo negativo, porque não foram impostas restrições aos fluxos de massa. Neste caso, a demanda de vapor é superior a sua produção, provocando a inversão do fluxo na válvula de expansão, o que fisicamente é impossível. Isto deve-se ao fato que, durante o sorteio das variáveis independentes, a configuração é composta somente de turbinas, resultando na inversão de fluxos mássicos, em virtude de não haver caldeiras.

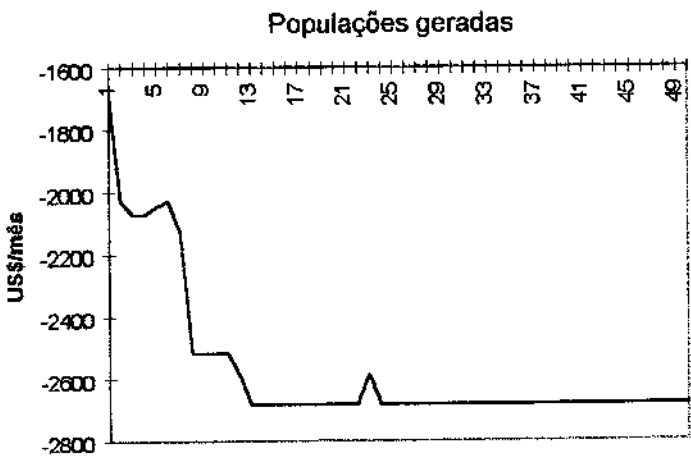


Figura 5.18 Curva de minimização dos custos sem imposição de restrições

b) Seleção da “melhor” alternativa factível

Quando não se estabelece restrições, pode ocorrer que a alternativa de maior valor da função de avaliação seja infactível. Pode-se, então, seleccionar, dentre as alternativas factíveis, aquela que apresenta o maior valor da função de avaliação. Na figura 5.19, o resultado deste procedimento está ilustrado. A partir da oitava população obteve-se apenas configurações infactíveis, pois nelas as caldeiras não são contempladas. Assim, as melhores configurações parecem ser aquelas correspondentes às populações 1 e 2. Uma análise mais apurada mostra que isto não é verdade, pelos seguintes motivos:

- Não há convergência dos valores e nem tendência de decréscimo dos mesmos;
- Como a primeira população é formada aleatoriamente não há garantia de que ela contenha a melhor configuração de todo o universo de alternativas;
- Somente há garantia de convergência para os valores mais altos de cada população, pois eles têm a maior probabilidade de ocorrência dentro de suas respectivas populações e, portanto, é obrigatória a inserção de restrições. Neste caso, restrições que garantam o atendimento da demanda de vapor.

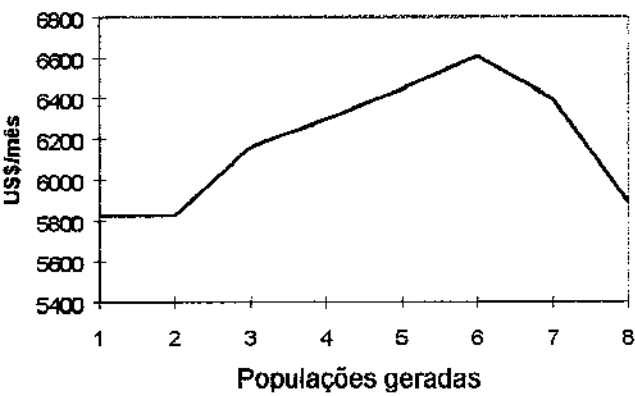


Figura 5.19 Resultado final das configurações factíveis

5.7.4 Convergência do modelo

No algoritmo genético quatro parâmetros podem ser manipulados para aumentar a velocidade de convergência: a quantidade de variáveis independentes, a quantidade de dígitos binários que compõe o *substring*, o tamanho da população e o número de populações.

Embora, inicialmente, pode-se acreditar que a amostra analisada seja o produto do tamanho da população pelo número de gerações produzidas, isto não é verdade, em razão de que, no processo de sorteio, pode ocorrer que uma mesma alternativa seja selecionada mais de uma vez. O melhor tamanho da população somente pode ser determinado pela experiência do planejador.

A seguir apresenta-se os resultados de simulações efetuadas alterando-se a dimensão dos parâmetros supra-citados.

Neste caso, a função de avaliação é o produto de um número inteiro sorteado entre 0 e 3 ($k=2$) pelo número de variáveis considerado (n). O número de alternativas é, portanto, $(2^k)^n$.

a) **Influência do número de variáveis**

Fixou-se o tamanho da população em 500 alternativas e o número de gerações em 300 populações.

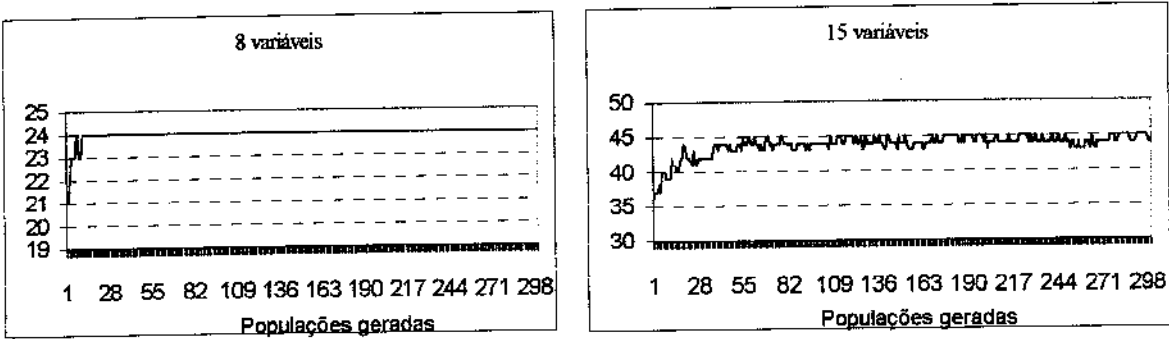


Figura 5.20 Influência do número de variáveis na convergência

Observa-se, na figura 5.20, que o aumento do número de variáveis acrescenta perturbações à convergência, podendo, inclusive, não atingir o máximo da função. Um modo de reduzir este problema é elevar o tamanho da população ou/e a quantidade de gerações. Contudo, a partir de determinados valores e, dependendo dos objetivos, torna-se desaconselhável tal medida, em razão do tempo gasto no processamento. Ressalta-se, também, que a grande vantagem do algoritmo genético é a obtenção de boas soluções robustas mediante a análise de uma reduzida amostra de alternativas.

b) Influência do tamanho da população

Nesta simulação, fixou-se 8 variáveis, 300 gerações e 2 dígitos binários. Observa-se, na figura 5.21, que o tamanho da população tem influência direta sobre a convergência.

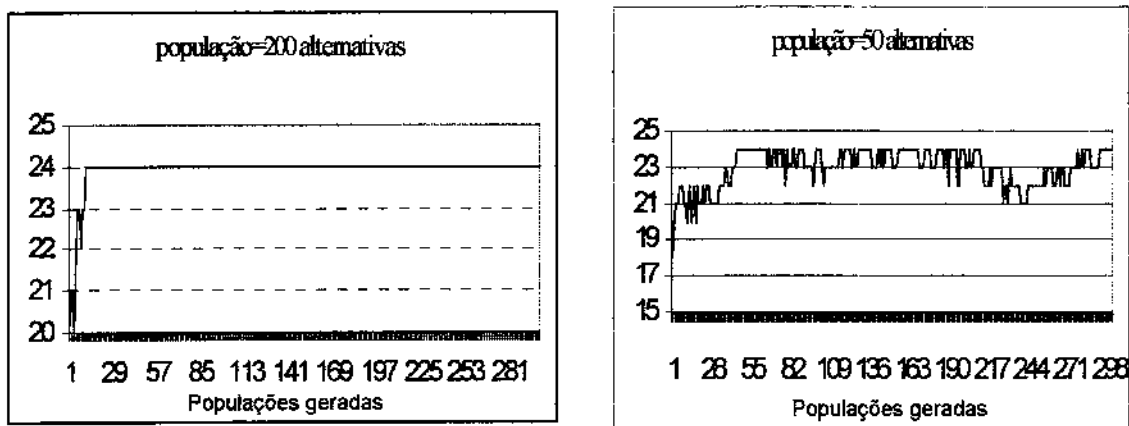


Figura 5.21 Influência do tamanho da população na convergência

c) Influência da quantidade de gerações

Considerando-se o número de gerações inferior a 50 populações, o valor máximo da função de avaliação não é atingido para o caso de uma população composta de 50 alternativas, como pode-se observar na figura 5.21, o mesmo não ocorrendo para a população de 200 alternativas. Existe, portanto, uma relação entre o tamanho da população e o número de gerações.

d) Influência da quantidade de dígitos binários

Como o universo de alternativas é uma função exponencial deste parâmetro, $(2^k)^n$, ao se utilizar *substrings* menores, o universo de alternativas é drasticamente reduzido, conforme ilustrado na figura 5.22.

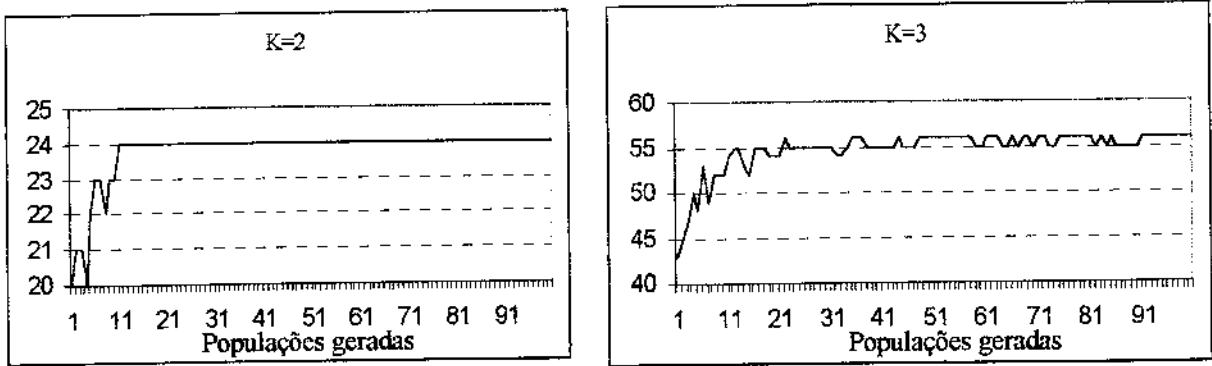


Figura 5.22 Influência do número de dígitos binários na convergência

CAPÍTULO 6

Aplicação do Modelo de Dimensionamento de Sistemas de Cogeração a uma Refinaria de Petróleo no País

6.1 Introdução

Neste capítulo, inicialmente, se faz uma explanação das características energéticas atuais e futuras da Refinaria do Planalto, em Paulínia, SP, e, a seguir, aplica-se o modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração apresentado no capítulo anterior.

6.2 A Refinaria do Planalto

A Refinaria do Planalto – REPLAN, da PETROBRÁS, foi inaugurada na década de 1970. Na época, ela era composta por uma unidade de destilação atmosférica associada com uma unidade de destilação à vácuo. Posteriormente, pela introdução de melhorias tecnológicas e de novas unidades de processamento, sua capacidade se elevou para os atuais 302 mil BPD.

6.2.1 O atual sistema de cogeração

Atualmente, esta refinaria possui duas unidades idênticas de destilação atmosférica agregadas à destilação à vácuo, e duas unidades, também idênticas, de craqueamento catalítico fluido - FCC. Esta característica lhe possibilita processar simultaneamente diferentes tipos de petróleo, oferecendo-lhe maior flexibilidade operacional.

Para atender as necessidades energéticas destas unidades de processamento, a REPLAN conta com um sistema de cogeração com capacidade instalada de produção de 615 t/h de vapor de alta pressão e 22,5 MW de potência elétrica. Esta planta de cogeração está representada esquematicamente na figura 6.1. Ela é, basicamente, composta por 3 caldeiras convencionais à óleo combustível de 100 t/h de capacidade cada uma, GV-A, GV-B e GV-C e duas outras, CO-1 e CO-2, que promovem a combustão dos gases ricos em monóxido de carbono oriundos do recuperador das unidades de FCC, com capacidade de 115 t/h e 200 t/h, respectivamente. Parte do vapor superaquecido -V8, a 89 kgf/cm² e 485 °C, é destinado ao processo, para acionamento mecânico, e o restante é expandido em 3 turbogeradores (TG-A, TG-B e TG-C) de 7,5 MW cada um, cujas turbinas são de extração/condensação. Uma parcela do vapor de média pressão (V13) que é extraída das turbinas a 14,5 kgf/cm² e 280 °C, é destinada ao processo industrial e o restante é utilizado para acionamento mecânico em toda a planta industrial. As turbinas de serviço são de contra-pressão e produzem vapor de baixa pressão -V3-, a 4,5 kgf/cm² e 180 °C, que também é destinado ao processo industrial. Outros níveis de pressão de vapor são obtidos a partir da expansão do vapor de média pressão através de válvulas, também para atender o processo.

6.2.2 Ampliação prevista da REPLAN

A ampliação da REPLAN está se dando em três etapas, conforme ilustrado na tabela 6.1: Em maio de 1996 entrou em operação uma unidade de MTBE (Metil-Ter-Butil-Eter), em 1997 foi comissionada uma unidade de coqueamento retardado - UCR e para o ano seguinte está prevista a instalação de uma unidade de hidrotratamento de Diesel - HDT.

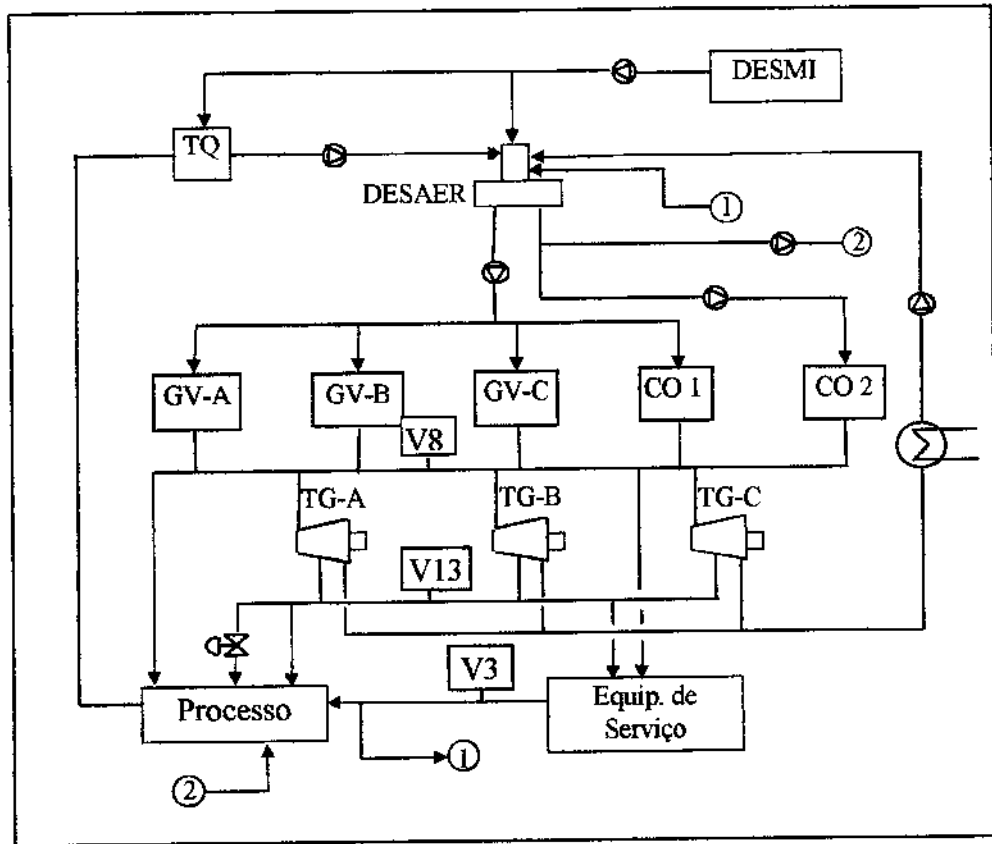


Figura 6.1 - Configuração atual do sistema de cogeração da REPLAN

A unidade de MTBE, com capacidade de produção de 270 t/d a partir do butano e do metanol, elevou a demanda de energia elétrica da REPLAN em 0,25 MW e o consumo de vapor de alta pressão em 15 t/h.

A UCR tem capacidade para processar 5.000 m³/d de residuo de vácuo, produzindo, além de coque, GLP, gasolina e óleo Diesel, também a gás combustível. Este último será utilizado como combustível para as turbinas a gás que estão previstas. O rendimento da UCR é variável com a carga, sendo, aproximadamente, a seguinte: 430 m³/d de GLP; 1.000 m³/d de nafta leve; 1770 m³/d de óleo Diesel; 610 m³/d de gasóleo pesado; 1500 t/d de gás combustível e 1804 t/d de coque. Esta unidade demanda 10 MW de energia elétrica e 85 t/h de vapor.

Tabela 6.1 – Características de produção da REPLAN em 1995 e nas Fases I e II, em m³/d

	1995	Fase I	Fase II
Unidades			
Destilação	45.000	45.000	45.000
FCC I/II	10.762	14.142	12.372
UCR	-	5.000	5.000
HDT	-	-	4.560
Composição da carga			
Gasóleo de vácuo	8.060	8.060	8.060
Ratcraq ¹⁵	2.702	2.702	2.702
Gasóleo de craqueamento	-	2.020	610
Nafta de coque	-	1.360	1.000
Produtos			
GLP	3.150	5.045	4.732
Nafta PTQ	2.482	1.730	2.134
Gasolina	7.749	10.254	8.907
Médios	21.195	21.238	23.843
Pesados	9.900	3.775	3.775
Coque	-	1.800 (t)	1.800 (t)
MTBE	-	348	348
Diluentes	584	1.709	589
Situação	Déficit de 4.000 m³/d de óleo Diesel, nos períodos de pico, de 50.000 t/mês de GLP, FCC's ociosas e importando gasóleo.	Superávit de 50.000 m³/mês de diluentes e 90.000 m³/mês de gasolina, déficit de 26.000 t/mês de GLP e FCC's saturados com coque.	Superávit de 100.000 m³/mês de óleo Diesel nos períodos de pico, FCC's com folga e déficit de 32.000 t/mês de GLP.

Fonte: Sgarbosa (1996)

Para a unidade de HDT está prevista uma demanda de 6 MW de energia elétrica. Esta unidade se destina ao tratamento do óleo Diesel, reduzindo o seu teor de enxofre para menos de 0,5 por cento, além de retirar cerca de 90 por cento do nitrogênio atualmente existente. Com esta unidade é possível aproveitar o gasóleo de coque e do óleo leve de reciclo de craqueamento, convertendo-os para o *pool* do Diesel. Está prevista a produção de 18 t/h de vapor nesta unidade e para a nova unidade de retificação (URE III) a previsão é de um incremento de 15 t/h.

¹⁵ . Corrente de resíduo atmosférico enviado diretamente para a unidade de craqueamento catalítico e não para a unidade de vácuo.

Outro projeto em andamento é o poliduto REPLAN-Brasília (OSBRA), com extensão de 940 km, para abastecimento da região Centro-Oeste, até o ano 2015, de derivados de petróleo, como óleo Diesel, gasolina, querosene de aviação e GLP. Para este projeto está previsto um incremento de 3,5 MW à demanda de energia elétrica da REPLAN, para o bombeamento dos derivados de petróleo.

Portanto, um incremento de 19,75 MW de energia elétrica à demanda elétrica da REPLAN está prevista com a conclusão dos projetos de expansão supra-citados. Atualmente a capacidade instalada na refinaria é 22,5 MW, que deve elevar-se, em uma primeira fase, em 17 MW com a instalação de uma turbina a gás. Embora, este incremento seja substancial, nesta fase do programa de expansão haverá um déficit de aproximadamente 6 MW, que serão supridos pela empresa concessionária local. Em uma segunda fase, está prevista a entrada em operação de uma outra turbina a gás, também de 17 MW, proporcionando à REPLAN uma capacidade excedente de geração de cerca de 5 MW.

Apesar da necessidade de vapor estar próxima a 67 t/h com a entrada em operação dos projetos supra-mencionados, a capacidade de produção de vapor, que atualmente é de aproximadamente 600 t/h, deve sofrer uma elevação de 200 t/h, através do aproveitamento do calor residual das turbinas a gás pelas caldeiras de recuperação. Para atingir esta meta, está prevista queima complementar nas caldeiras de recuperação. Esta folga na produção térmica, bem como na geração elétrica, tem como objetivo elevar o fator de segurança da REPLAN, elevando a confiabilidade do sistema de utilidades.

Através do Programa de Otimização de Balanços Termoeletricos do DEPIN/PETROBRÁS, foram estudadas duas alternativas de ampliação do sistema termoeletrico da REPLAN para atendimento da expansão da planta industrial (CASTRO et alii, 1993).

- 1ª alternativa

Manutenção da capacidade instalada de geração de energia elétrica. O acréscimo de demanda é suprido pela concessionária local. Os investimentos destinam-se, na fase I, ao aumento da capacidade da subestação, mediante a compra de um transformador de 15 MW e à

aquisição, na fase II, de mais uma caldeira de 100 t/h para atendimento do incremento no consumo de vapor. e

- 2ª alternativa: Ampliação da geração própria de energia elétrica, via adoção de ciclo combinado. As caldeiras de recuperação, com queima complementar, são interligadas ao *header* de vapor de alta pressão, abastecendo os turbogeradores existentes. O vapor de processo, como é feito hoje, é obtido mediante extração nas turbinas a vapor. Através de um balanço de gás feito na refinaria, considerando-se as ampliações previstas, constatou-se haver disponibilidade de gás de refinaria para alimentação das turbinas a gás. Esta alternativa prevê a aquisição de dois turbogeradores com capacidade de 15 MW cada e duas caldeiras de recuperação de 60 t/h de capacidade cada uma. Cada conjunto deve ser instalado em uma das duas fases.

Com a entrada em operação do primeiro conjunto turbogerador e caldeira de recuperação, a necessidade de eletricidade na fase I é suprida. Contudo, para aumentar a confiabilidade do todo o sistema, o contrato de suprimento de energia elétrica com a concessionária deve ser mantido. O segundo conjunto é comissionado na fase II, levando a REPLAN à auto-suficiência em energia elétrica, o que permite reduzir a demanda contratada, que, atualmente, é de 12 MW. Esta alternativa eleva a confiabilidade e flexibilidade do sistema termoeletrico da REPLAN, quando comparada com a 1ª alternativa. As variáveis econômicas para comparação das alternativas foram calculadas contemplando duas tarifas de energia elétrica: set/92 e aquela prevista pelo Plano 2015 (US\$ 67/MWh).

A alternativa II mostrou-se mais recomendada técnica e economicamente, tornando a REPLAN auto-suficiente em energia elétrica, podendo, inclusive, ao final da expansão, exportar energia elétrica para outras unidades industriais, além de aumentar a confiabilidade e a flexibilidade da central de cogeração. Alguns indicadores econômicos desta alternativa estão na tabela 6.2.

Tabela 6.2 - Benefício oriundo da adoção de ciclo combinado na ampliação do sistema termoeletrico da REPLAN (1000 US\$)¹⁶

Redução de custo operacional	fase I fase II	Tarifa atual	Tarifa Plano 2015
		4.450,00	7.190,00
Taxa interna de retorno (%)		22,90	32,60
Valor presente líquido		9.765,00	25.655,00
Acréscimo de investimento		29.740	

Fonte: (CASTRO et alii, 1993)

6.2.3 A Demanda energética da REPLAN

Conforme apresentado no capítulo 2, a atividade de refino de petróleo requer um consumo de energia térmica muito superior ao de eletricidade. Na REPLAN isto fica muito evidente, em razão de se utilizar turbinas a vapor para acionamento mecânico, mantendo motores elétricos em “stand by”. O argumento para tal procedimento deve-se à elevada confiabilidade operacional requerida para os equipamentos acionados e que, em caso de parada obrigatória das turbinas, o tempo de entrada em operação dos motores é muito inferior.

A energia elétrica autoproduzida respondeu, em 1995, por aproximadamente 80 por cento da demanda, que foi, em média, de 26 MW. A produção média anual de vapor foi de 413 t/h, resultando em um fator de capacidade de aproximadamente 68 por cento. Ressalte-se que 1995 foi um ano atípico, com várias ocorrências que reduziram o fator de capacidade global das instalações da REPLAN, reduzindo, portanto, a sua demanda anual de vapor e eletricidade.

a) Demanda de energia elétrica

¹⁶Taxa mínima de atratividade de 15% a.a.; vida útil de 15 anos

Na planta da REPLAN o sistema de cogeração está interligado à rede da concessionária local para importação de parte da demanda elétrica. O regime de operação consiste em operar a central de cogeração próxima à condição nominal e transferir à concessionária toda oscilação de consumo, como pode ser constatado na figura 6.2.

De acordo com o Setor de Utilidades da REPLAN - SETUT, a energia elétrica da concessionária apresenta um custo inferior ao da energia cogerada. Entretanto, a maximização da geração própria deve-se a política de redução de desembolso da empresa e a necessidade de atendimento da necessidade de vapor de média pressão obtido, sobretudo, pela extração nos turbogeradores.

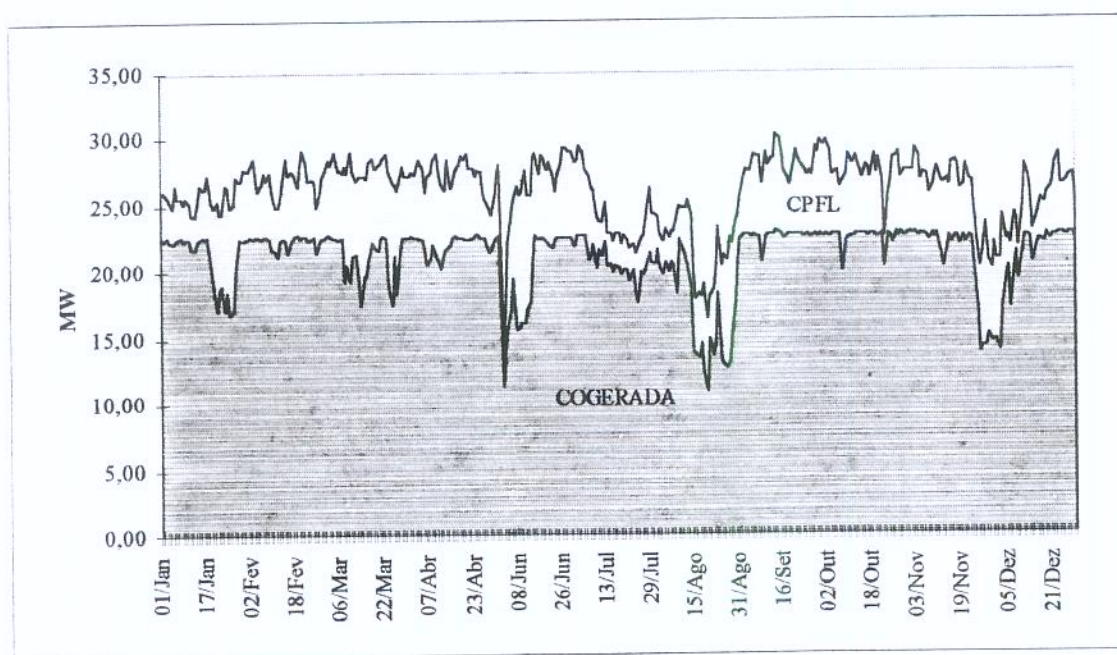


Figura 6.2 - Geração própria e compra de energia elétrica pela REPLAN em 1995

A demanda de energia elétrica da REPLAN não sofre influência de sazonalidades e também não apresenta alguma tendência, como pode ser observado na figura 6.2, em razão dos derivados de petróleo poderem ser estocados e, dependendo das alterações do mercado consumidor, uma simples mudança do perfil de refino pode ser suficiente para atender o mercado, sem acarretar maiores alterações da demanda energética global da refinaria. As

variações verificadas em 1995 devem-se à ocorrência de greves e questões de ordem técnica, como parada obrigatória de equipamentos.

b) Demanda de energia térmica

Normalmente, o perfil da curva de demanda térmica é praticamente constante, o que não pode ser comprovado no ano de 1995, cujo consumo de vapor é apresentado na figura 6.3, pois, conforme mencionado anteriormente, este ano foi atípico.

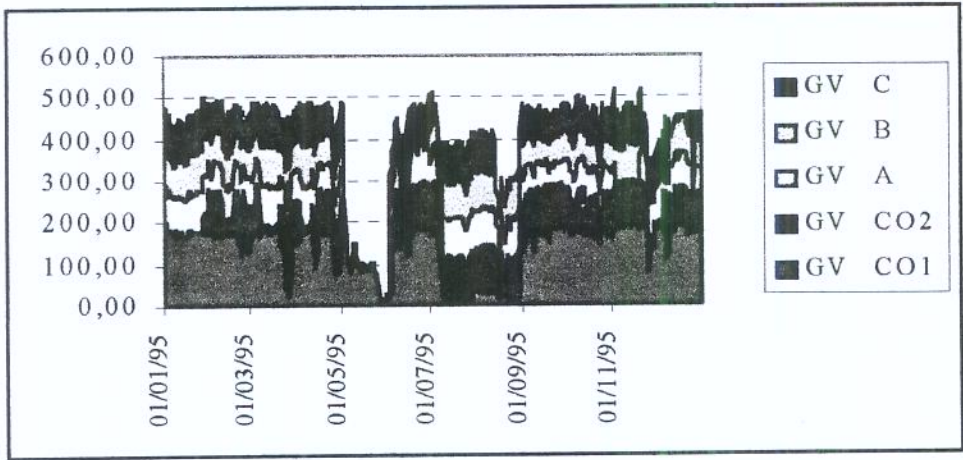


Figura 6.3 - Composição da produção de vapor de alta pressão

c) Índice de demanda combinada

A atividade de refino apresenta um reduzido índice de demanda combinada, que, em 1995, foi de 0,063, em média. Esta característica da demanda energética demonstra a elevada atratividade da prática da cogeração neste segmento industrial. A figura 6.4 apresenta o IDC da REPLAN em 1995¹⁷.

¹⁷ O mês de maio não está disponível

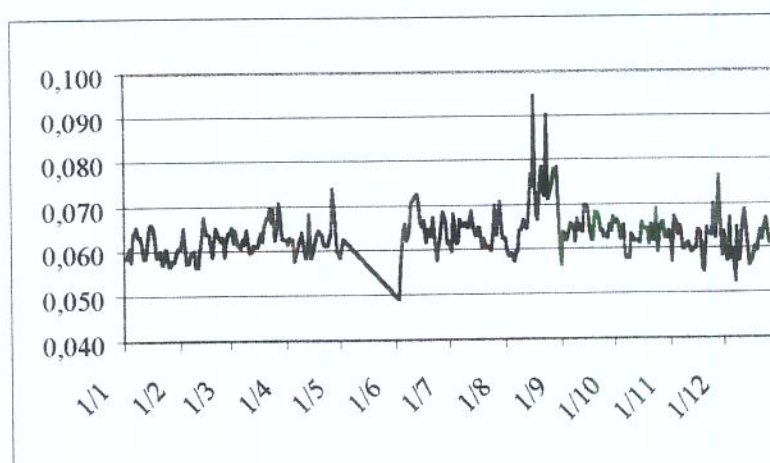


Figura 6.4 - Evolução do índice de demanda combinada em 1995

d) Índice de produção combinada

Ressalte-se que, devido ao baixo valor médio do índice de produção combinada, que, em 1995, situou-se em torno de 0,051 e cuja curva é apresentada na figura 6.5, não se pode definir um único ciclo termodinâmico como sendo o mais recomendado, mas, sim, uma combinação das tecnologias descritas no capítulo 2.

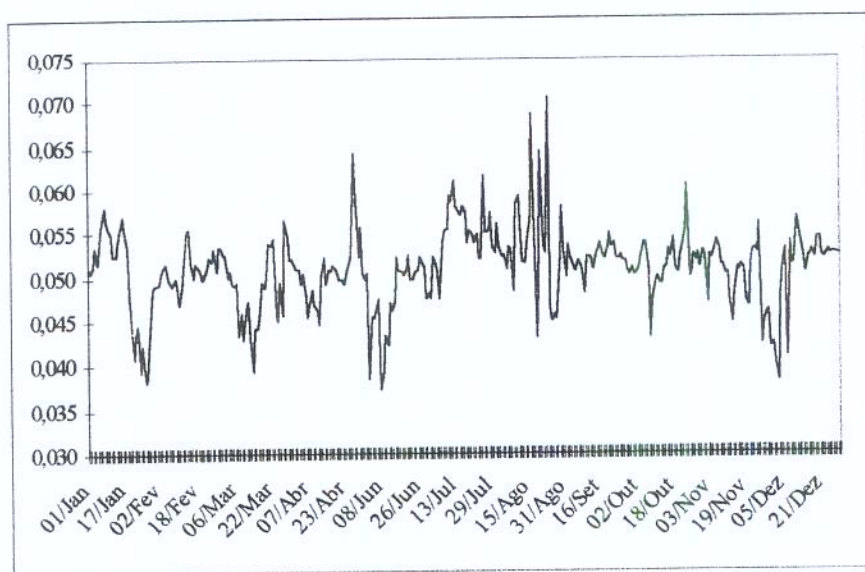


Figura 6.5 - Evolução do índice de produção combinada da REPLAN em 1995

O setor de utilidades das refinarias de petróleo, assim como nas demais atividades energo-intensivas no Brasil, tem como prioridade o atendimento total da demanda térmica, e, no caso de instalações de cogeração eletricamente deficitárias, complementa-se a demanda de energia elétrica junto à concessionária local.

6.3 Determinação da futura configuração do sistema de cogeração da REPLAN

Neste trabalho, para o dimensionamento do futuro sistema de cogeração da REPLAN, considera-se as demandas térmica e elétrica do mês de janeiro de 1996, adicionados os respectivos incrementos previsto com a expansão da refinaria.

6.3.1 Arranjo geral de sistemas de cogeração de refinarias de petróleo

O modelo de dimensionamento de sistemas de cogeração parte de uma configuração genérica. Adotou-se a configuração ilustrada na figura 6.6, que contempla as tecnologias mais adequadas ao refino de petróleo no país, que são caldeiras convencionais a óleo combustível, caldeiras de recuperação de calor residual de processo, turbinas a vapor e turbinas a gás com caldeira de recuperação. Considerou-se, nesta configuração genérica, equipamentos de porte compatível aos existentes na REPLAN.

O setor de refino de petróleo normalmente trabalha com um fator de capacidade de seus equipamentos em torno de 80 por cento. Este valor foi utilizado como parâmetro de entrada para o dimensionamento da planta de cogeração.

As válvulas 10 e 11 possibilitam o balanço de massa nas linhas de alta e média pressão. Estes equipamentos não compõem as configurações finais, em razão da introdução de um fator de penalidade para elevar o seu custo global.

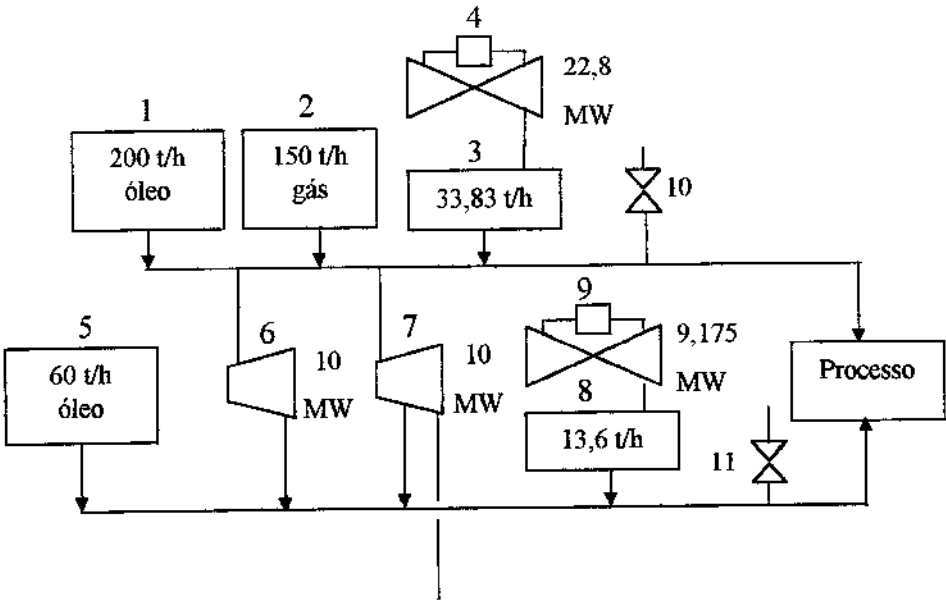


Figura 6.6 Configuração genérica de um sistema de cogeração para a REPLAN

Admite-se que a quantidade máxima de caldeiras a óleo e turbinas a vapor é de 3 unidades cada. Os equipamentos que consomem gás de refinaria são limitados a 2 unidades, em razão da disponibilidade deste combustível.

As entalpias do vapor e da água de alimentação são, respectivamente:

- Vapor de alta pressão $h_1=3349,15 \text{ MJ/t}$
- Vapor de média pressão $h_2=2994,15 \text{ MJ/t}$
- Vapor de exaustão $h_3=2538,04 \text{ MJ/t}$
- Água de alimentação das caldeiras $h_4=117,2 \text{ MJ/t}$

Para o cálculo do fator de recuperação de capital - FRC considerou-se os seguintes parâmetros:

- Período de amortização do empréstimo: 60 meses;
- Período de carência: zero

- Taxa de juros de 1,41 por cento ao mês aplicável ao empréstimo¹⁸: para as caldeiras e 1,37 por cento ao mês para os demais equipamentos, e
- Taxa de retorno do auto-financiamento: 0,97 por cento ao mês¹⁹.

Ao preço FOB dos equipamentos, cujas equações de custo são apresentadas na seção 4.4 da tese, acrescentou-se as seguintes taxas:

- Impostos, exceto para as turbinas a gás: 11 por cento;
- Manutenção: 1 por cento;
- Instalação : 10 por cento;
- Instrumentação, exceto para as turbinas a gás: 9 por cento e
- Demais taxas: 6 por cento

De acordo com o programa de financiamento do BNDES, apresentado no capítulo 3, o total financiado para as caldeiras é 80 por cento do investimento, por se tratar de equipamentos de fabricação nacional; para os demais equipamentos o financiamento é 70 por cento.

Para o cálculo da energia elétrica gerada e da despesa com combustível considerou-se 720 horas trabalhadas por mês.

A seguir são apresentadas as características dos tipos de equipamentos que compõem a central de cogeração apresentada na figura 6.6, como o custo do equipamento posto no canteiro de obra, a sua capacidade nominal e o seu rendimento.

Para os equipamentos que não operam, necessariamente, nas suas condições nominais, são apresentadas as suas curvas de rendimento. Estas curvas foram determinadas através de

¹⁸ Baseado nos valores apresentados no capítulo 3.

¹⁹ Juros da caderneta de poupança de abril/98. Utilizou-se os juros da caderneta de poupança como sendo a taxa mínima de atratividade para taxar o capital próprio, pelo fato da caderneta de poupança ser um investimento de baixo risco. Entretanto sabe-se que o mercado oferece investimento de maior rentabilidade e risco.

ajuste estatístico, a partir de pontos obtidos de catálogos de fabricantes e de dados de equipamentos similares existentes na REPLAN.

Nas equações a seguir Y representa a capacidade do equipamento, em t/h no caso de caldeiras e MW no caso de turbinas e geradores. Definem-se três diferentes fatores de recuperação de capital: (i) para equipamentos nacionais, com financiamento do BNDES, FRC1; (ii) para auto-financiamento, FRC2 e; (iii) para equipamentos importados, com financiamento do BNDES, FRC3.

a) Caldeiras convencionais

O custo das caldeiras convencionais, colocadas na obra, é determinado pela equação 6.1.

$$CI = (41100 \cdot Y + 5480000)(0,8 \cdot FRC1 + 0,2 \cdot FRC2) \text{ (R$/mes)} \quad (6.1)$$

A equação 6.2 representa a curva de rendimento de uma caldeira a óleo com capacidade nominal de 200 t/h.

$$\eta = \frac{0,8619943 - 0,0072398489 \cdot Y + 1,904109 \cdot 10^{-5} \cdot Y^2}{1 - 0,0084889391 \cdot Y + 2,2535587 \cdot 10^{-5} Y^2} \quad (6.2)$$

A equação de rendimento da caldeira a óleo de 60 t/h, que opera em média pressão, é apresentada a seguir.

$$\eta = 0,4030754 - 0,023053161 \cdot Y + 3,4846734 \cdot 10^{-5} \cdot Y^{2,5} - 2,8261148 \cdot 10^{-6} \cdot Y^3 + 0,18968754 \cdot Y^{0,5} \quad (6.3)$$

b) Caldeiras de recuperação

O rendimento da caldeira que opera com uma mistura de gás de refinaria, com capacidade nominal de produção de vapor de 150 t/h, é calculado através da equação 6.4.

$$\eta = \frac{0,89992236 - 0,060742719 \cdot Y - 0,00034392559 \cdot Y^2}{1 + 0,066222391 \cdot Y - 0,00037533115 \cdot Y^2} \quad (6.4)$$

O custo final de investimento das caldeiras de recuperação de 33,83 t/h e de 13,6 t/h é determinado através da equação 6.5.

$$CI = 2713237 \cdot \left(\frac{Y}{30}\right)^{1,16} \cdot (0,8 \cdot FRC1 + 0,2 \cdot FRC2) \quad (\text{R\$ / mes}) \quad (6.5)$$

Estas caldeiras, tal como as turbinas a gás, operam na sua condição nominal, sem queima complementar.

c) Turbina a vapor de contra-pressão com gerador elétrico

O investimento em um turbogerador com uma turbina a vapor de contra-pressão pode ser estimado pela equação 6.6

$$CI = 534300 \cdot Y \cdot (0,7 \cdot FRC3 + 0,3 \cdot FRC2) \quad (\text{R\$ / mes}) \quad (6.6)$$

O rendimento deste conjunto turbogerador, com uma capacidade nominal de 10 MW, pode ser determinado pela equação 6.7.

$$\eta = 0,2171646 - 0,032334604 \cdot Y - 9,0132017 \cdot 10^{-5} \cdot Y^3 + 64,9969951 \cdot 10^{-8} \cdot e^Y + 0,28975368 \cdot Y^{0,5} \quad (6.7)$$

d) Turbina a vapor tipo extração-condensação com gerador elétrico

O custo total de um conjunto turbogerador com turbina a vapor do tipo extração-condensação pode ser calculado pela equação 6.8.

$$CI = 561700 \cdot Y \cdot (0,7 \cdot FRC3 + 0,3 \cdot FRC2) \quad (\text{R\$ / mes}) \quad (6.8)$$

Com uma potência nominal de 10 MW e uma taxa de extração nominal $-\phi-$ de 50 por cento, a curva de rendimento deste turbogerador é representada pela equação 6.9, onde h_1 , h_2 e h_3 são os níveis de pressão do vapor de alimentação, vapor de extração e vapor de exaustão da turbina, respectivamente.

$$\eta = \frac{3600 \cdot Y}{\left\{ \left[(h_1 - h_2) + (1 - \phi)(h_2 - h_3) \right] \cdot (5,7143 \cdot Y + 52 \cdot \phi + 2,857) \right\}} \quad (6.9)$$

e) Turbinas a gás

O custo das turbinas a gás utilizadas neste trabalho foi determinado a partir da equação 6.10.

$$CI = (504000 \cdot Y + 405000) \cdot (0,7 \cdot FRC1 + 0,3 \cdot FRC2) \quad (\text{R\$ / mes}) \quad (6.10)$$

A turbina a gás LM 2500 da General Electric com gerador elétrico tem uma potência nominal de 22,8 MW e um rendimento equivalente de 33,7 por cento, conforme a revista *Gás Turbine World Handbook* (1995).

A turbina a gás T14000 da Solar Turbines com gerador elétrico, cuja potência nominal é 9,715 MW, tem um rendimento equivalente de 31,2 por cento, de acordo com a revista supracitada.

Tomou-se, como base, os consumos médios de vapor de alta e média pressões e a demanda média de energia elétrica da REPLAN²⁰ de janeiro de 1996, acrescidos os valores previstos com a expansão. A demanda de energia elétrica prevista para o final da expansão é 45,75 MW e os consumos de vapor de alta e média pressão são 337,4 t/h e 149,11 t/h, respectivamente.

A REPLAN se enquadra na tarifa azul, classe A2, de consumidores de energia elétrica. Neste trabalho considerou-se uma tarifa única de R\$ 41,94/MWh, equivalente ao período horosazonal mais crítico. Para remunerar a demanda contratada de 12 MW tem-se uma tarifa de R\$ 7,47/kW. A tarifa de ultrapassagem é R\$ 27,67/kW.

Para a tarifa de venda de excedentes de energia elétrica considerou-se R\$ 21,36/MWh, correspondente ao valor fora de ponta, período úmido, nos contratos de longo prazo do tipo horosazonal, apresentado no capítulo 3. Este valor é bem próximo daqueles praticados pela Companhia Paulista de Força em Luz - CPFL nos contratos de curto prazo com o setor sucro-alcooleiro.

6.3.2 Resultado da aplicação do modelo de dimensionamento

Aplicando-se o modelo de dimensionamento, apresentado no capítulo 4, a partir da configuração inicial, foram simuladas 36 populações compostas de 100 configurações cada uma. O universo considerado é composto de mais de 16 mil alternativas. De cada 36 população somente a configuração, cuja função de avaliação apresentou o maior valor, foi armazenada. Das 36 melhores configurações foi selecionada aquela que apresentou o menor custoglobal. Ela está esquematicamente representada na figura 6.7 e seu custo global é R\$ 3.844.750/mês.

²⁰ Consumo global menos o consumo dos turbogeradores

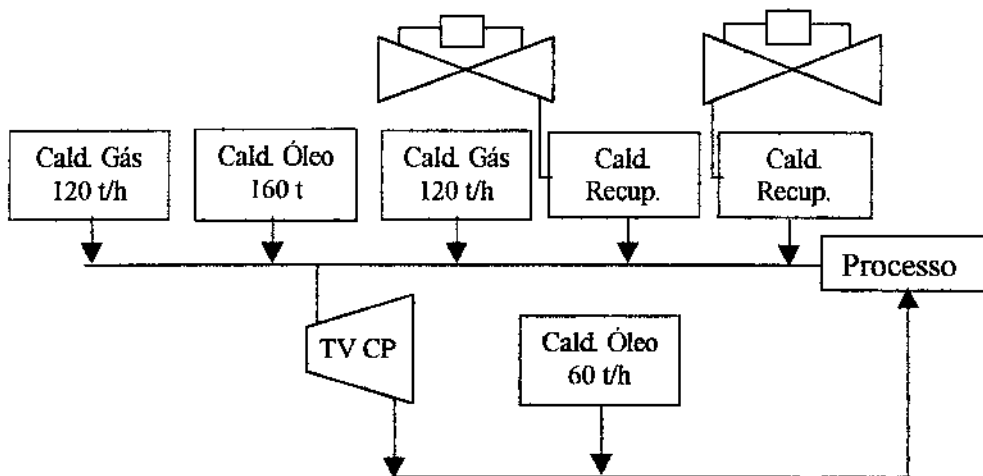


Figura 6.7 Configuração selecionada pelo modelo de dimensionamento

Na figura 6.8a é apresentada a evolução do custo global ao longo do processo de melhoria genética; na figura 6.8b estes valores estão em ordem decrescente. Simulou-se cerca de 22 por cento das alternativas possíveis, obtendo-se a melhor configuração na 20ª população.

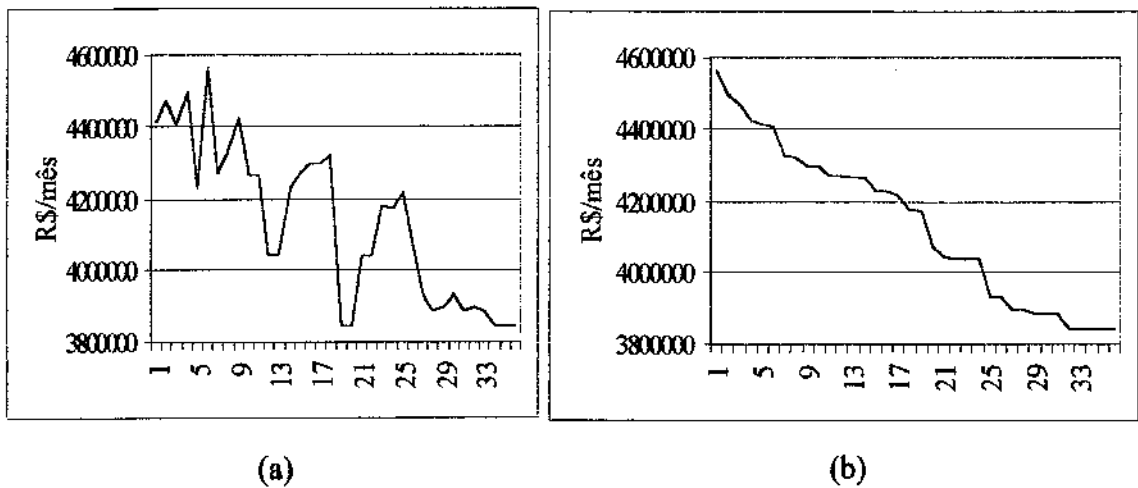


Figura 6.8 Evolução do custo global na aplicação do modelo de dimensionamento proposto

6.3.3 Resultado do modelo de simulação operacional

Apresenta-se, a seguir, as equações e as considerações adotadas na aplicação do modelo de simulação operacional proposto.

Manteve-se uma reserva de capacidade na geração de vapor de alta pressão de 20 por cento, pela impossibilidade de obtenção alternativa deste insumo. Tanto para a geração de energia elétrica como para a produção de vapor de média pressão não se considerou nenhuma margem de reserva. Em uma situação imprevista, este último pode ser obtido via expansão do vapor de alta pressão e a energia elétrica pode ser obtida da concessionária independente da demanda contratada.

As despesas mensais com energia elétrica e com combustível são calculadas segundo as equações apresentadas no capítulo 5.

Com o objetivo de se alcançar uma boa precisão dos resultados, optou-se por compor os *substrings* com 10 dígitos binários, ou seja, a faixa de operação de cada equipamento é subdividida em 1022 parcelas, se o limite inferior é diferente de zero; caso contrário, esta faixa é dividida por 1023 partes. Portanto, a precisão é de, aproximadamente, 0,1 por cento da faixa operacional.

Na simulação, foram geradas 100 populações, compostas por 200 regimes operacionais cada uma. Dos 100 melhores regimes operacionais de todas as populações, selecionou-se os dois de menor custo global. Estes dois regimes operacionais foram obtidos nas duas primeiras populações e estão apresentados na tabela 6.3. Alcançou-se, portanto, os melhores resultados simulando-se uma ínfima parte de um universo maior que 10^9 alternativas.

Tabela 6.3 Os melhores regimes operacionais

Equipamento	Regime operacional 1		Regime operacional 2	
	Produção	FC %	Produção	FC %
Caldeira a gás 1	119,00 t/h	79,3	109,43 t/h	73,0
Caldeira a gás 2	111,96 t/h	74,6	115,2 4t/h	76,8
Turbina a vapor	7,67 MW	76,7	6,8 MW	68,0
Caldeira a óleo 1	145,03 t/h	72,5	140,26 t/h	70,1
Caldeira a óleo 2	42,86 t/h	71,4	42,86	71,4
Caldeira de recuperação	33,83 t/h	100,0	33,83 t/h	100,0
Caldeira de recuperação	33,83 t/h	100,0	33,83 t/h	100,0
Turbina a gás	22,80 MW	100,0	22,80 MW	100,0
Turbina a gás	22,80 MW	100,0	22,80 MW	100,0

A figura 6.9 apresenta a evolução dos custos operacionais com a geração das populações.

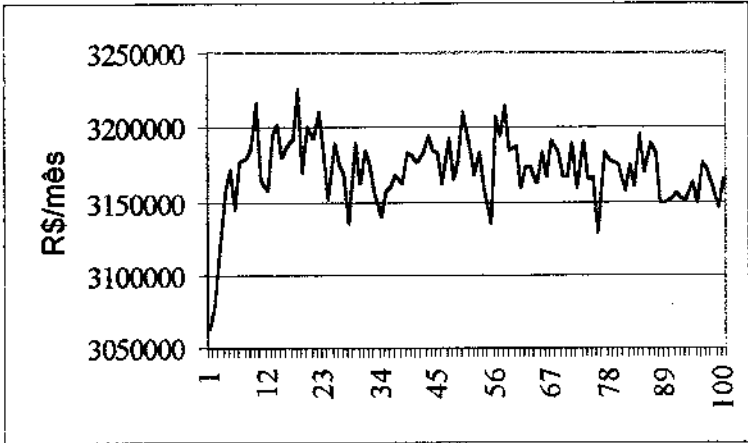


Figura 6.9 Evolução do custo operacional da planta de cogeração

6.4 Escalonamento temporal da implantação da melhor configuração

A programação dinâmica tem-se mostrado uma ferramenta robusta na elaboração de programas de implantação de sistemas industriais, dentre os quais destaca-se as plantas de cogeração. Neste trabalho utiliza-se, portanto, a programação dinâmica para se determinar a instalação, ao longo do tempo, dos componentes do sistema de cogeração selecionado pelo

modelo de dimensionamento, com vistas ao atendimento das expansões previstas para a REPLAN.

Na tabela 6.4 apresenta-se as demandas de vapor e eletricidade previstas para cada fase de expansão. Na REPLAN o vapor de média pressão consumido pelo processo industrial equivale a 30,5 por cento do vapor de alta pressão.

Tabela 6.4 Demanda energética dos planos de expansão

Estágio	1996	MTBE	UCR	HDT	OSBRA
Vapor (t/h)	413,00	428,00	513,00	488,51	488,51
Eletricidade (MW)	26,00	26,25	36,25	42,25	45,75

O escalonamento temporal da implantação da configuração selecionada é uma tarefa relativamente simples, em razão dos pequenos incrementos previstos para o consumo de vapor. Esta característica obriga que a implantação ocorra em dois estágios, no máximo, conforme indicado na tabela 6.6. No primeiro se visa atender as necessidades atuais, mais as da unidade de MTBE. A segunda etapa consiste na implantação total da planta de cogeração, considerando-se o melhor regime operacional, calculado na seção 6.3 deste capítulo.

Tabela 6.5 Estágios e estados com as respectivas alternativas e regimes operacionais ²¹										
Estágios	0	1								2
Estados	0	1		2		3		4		1
	Qde	Qde	Prod	Qde	Prod	Qde	Prod	Qde	Prod	
Caldeira a óleo 1	0	1	164	1	130	1	188	1	154	1
Caldeira a gás	0	2	240	2	240	2	240	2	240	2
Caldeira a óleo 2	0	1	24	1	24	0	0	0	0	1
Turbina a vapor	0	1	8,96	1	8,96	1	8,96	1	8,96	1
Turbina a gás	0	0	0	1	22,8	0	0	1	22,8	2
Cald. de recup.	0	0	0	1	33,83	0	0	1	33,83	2

²¹ Produção das caldeiras em t/h e das turbinas em MW.

Considerou-se a necessidade da instalação das duas caldeiras a gás no início do programa de implantação para que estas consumam os gases combustíveis oriundos das duas unidades de craqueamento catalítico fluido.

A figura 6.10 apresenta o diagrama nodular da programação dinâmica para a implantação da planta de cogeração dimensionada neste trabalho.

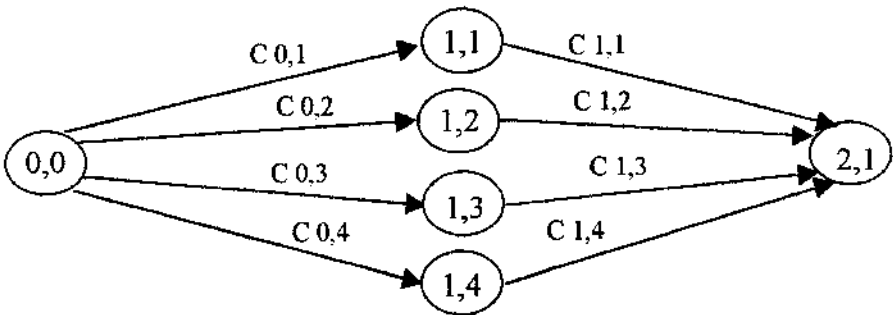


Figura 6.10 Diagrama nodular da programação dinâmica

A última fase de implantação do sistema de cogeração deve terminar com a entrada em operação da unidade de coqueamento retardado.

Com a introdução da turbina a gás, no estágio final de implantação, obtém-se uma receita adicional pela venda de excedentes de energia elétrica. Também nesta etapa, não se considera mais a tarifa de demanda contratada, pelo fato dela ter sido considerada na etapa anterior. A tabela 6.7 apresenta os custos totais e seus componentes para cada alternativa.

No primeiro estágio, a primeira alternativa, ou seja, o estado 1, acarreta a compra de 17,3 MW de energia elétrica da concessionária e a incidência da tarifa de ultrapassagem, enquanto que a segunda alternativa gera um excedente de 5,5 MW de energia elétrica, o que corresponde a uma receita de R\$ 84.586/mês. A terceira e a quarta alternativas eliminam a produção de vapor de média pressão, que é compensada pelo aumento de produção de vapor de alta pressão. A carência de vapor de média pressão é suprida através da válvula de expansão que interliga estas duas linha de vapor. A terceira alternativa envolve a aquisição de cerca de 17,3 MW e a última obtém a mesma receita pela venda de energia elétrica excedente que a alternativa 2.

Tabela 6.6 Discretização de custos das alternativas de implantação

Alternativa		1	2	3	4
Estágio 1	Investimento	454.909,00	584.792,00	382.526,00	512.409,00
	Operacional	3.086.955,00	2.525.768,00	3.028.327	2.503.794,00
	Subtotal	3.541.864,00	3.212.031,00	3.782.446,00	3.489.267,00
Estágio 2	Investimento adicional	259.766,00	129.883,00	332.149,00	202.265,00
	Custo operacional do investimento adicional	360.495,00	47.217,00	624.569,00	311.291,00
	Subtotal	620.261,00	177.100,00	956.718,00	513.556,00
	Total	4.162.125,00	3.389.131,00	4.739.164,00	4.003.823,00

No último estágio de implantação, a adoção da primeira alternativa gera uma despesa de R\$ 620.261,00/mês e a venda de 7,52 MW de energia elétrica gerada pelas duas turbinas a gás com caldeira de recuperação instaladas naquele estágio. Esta despesa é reduzida para R\$ 177.100,00/mês com a aplicação da segunda alternativa. A terceira alternativa acarreta uma despesa de R\$ 956.718,00/mês, sendo a menos vantajosa de todas as demais alternativas consideradas. Ela prevê a instalação, neste estágio, de duas turbinas a gás com caldeira de recuperação e uma caldeira na linha de vapor de média pressão. Este valor refere-se aos investimentos e a despesa com combustível da turbina e da caldeira, descontada a receita oriunda da venda de energia elétrica. A última alternativa requer uma despesa líquida de R\$ 513.556,00/mês.

6.5 Considerações finais

Um dos objetivos da aplicação do modelo de simulação operacional, neste trabalho, é, se necessário, refinar o melhor resultado fornecido pelo modelo de dimensionamento. Como se pode observar, não há necessidade de se refinar a solução obtida, em razão dos fatores de capacidade dos equipamentos se situarem próximos ou superiores a 80 por cento. Valida-se, portanto, deste modo, o bom desempenho do modelo de dimensionamento no estudo de caso realizado.

O primeiro estágio de implantação do sistema de cogeração abrange a atual estrutura produtiva da REPLAN mais a unidade de BTBE. Esta estrutura possui duas unidades de craqueamento catalítico que fornecem gases quentes ricos em monóxido de carbono, caracterizando-se como um combustível de custo nulo e adequado à caldeira a gás. Esta consideração obrigou a manutenção das duas caldeiras a gás em operação simultânea na aplicação da programação dinâmica.

Capítulo 7

Análise Exergoeconômica Aplicada a Plantas de Cogeração

7.1 Introdução

A exergoeconomia, mais conhecida como termoeconomia, consiste no custeio dos fluxos exergéticos, que são determinados através da aplicação da segunda lei da termodinâmica. No caso de sua aplicação em plantas de cogeração, os custos se compõem das parcelas de investimento, de combustível e tarifa de demanda contratada. No caso de haver compra de energia elétrica, ela é considerada com um insumo, tendo, portanto, seu custo contabilizado.

Os benefícios decorrentes da determinação de custos dos fluxos de plantas de cogeração podem ser resumidos a :

- Direcionamento da gestão de plantas de cogeração: O monitoramento dos custos dos fluxos da planta de cogeração fornece subsídios para a tomada de decisões sobre o melhor período para a manutenção da planta, substituição de equipamentos e sobre o seu regime operacional e
- Custeio dos produtos comercializáveis da planta de cogeração: Economicamente, a planta de cogeração de uma empresa deve ser considerada como um centro de custos, no qual são alocados os custos e as receitas oriunda da “venda” de produtos para outras unidades

da empresas ou para fora desta. Portanto, conhecer os reais custos destes produtos permite que o investidor determine o nível de agregação destes custos ao produto final da empresa e, se necessário, desencadeie ações para racionamento de custos.

O custeio dos fluxos de plantas de cogeração baseado na segunda lei da termodinâmica é a forma mais correta de alocação de custos. Um exemplo clássico de equívoco na alocação de custos em plantas de cogeração é o caso do condensado. No custeio em base energética, o condensado é altamente oneroso para a empresa, em razão do seu elevado conteúdo energético, apesar da dificuldade de convertê-lo em trabalho útil. Isto se deve ao fato do custeio baseado na primeira lei da termodinâmica estar associados à quantidade dos fluxos e não à sua qualidade. O custeio com base na segunda lei da termodinâmica, entretanto, ainda não está difundido no setor industrial, por falta de divulgação dos seus benefícios.

A determinação de parâmetros de desempenho das plantas de cogeração, e de seus equipamento individualmente, é uma ferramenta poderosa no gerenciamento destas unidades industriais, uma vez que os custos dos fluxos estão diretamente atrelados à estes parâmetros.

Neste capítulo efetua-se a análise exergetica da configuração selecionada no capítulo 6, para se determinar os parâmetros de avaliação de desempenho da central de cogeração sob o enfoque da segunda lei da termodinâmica. Aos fluxos exergeticos associa-se valores monetários para se determinar o custo dos produtos da planta de cogeração, ou seja, o vapor e a eletricidade produzidos.

7.2 Modelagem exergetica

As freqüentes elevações dos custos dos insumos energéticos tem gerado uma preocupação no setor industrial quanto à uma maior racionalização no uso da energia, estimulando a utilização de sistemas de cogeração, em razão de vantagens, como, por exemplo, a utilização de combustíveis originados no próprio processo e o fornecimento confiável de energia elétrica e mecânica.

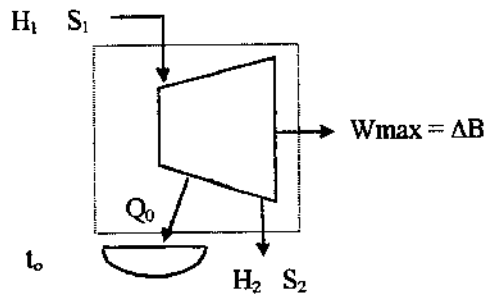
O sistema de cogeração em análise opera em regime de paridade térmica, isto é, a energia térmica fornecida ao processo industrial é igual à requerida, enquanto que uma parte da demanda de energia elétrica é comprada de uma empresa concessionária. No caso de haver produção de excedentes de energia elétrica, considera-se a sua venda para a rede pública.

O método exergoeconômico utilizados neste trabalho consistem de uma adequação dos métodos desenvolvidos pelos pesquisadores Valero et alii (1992), Valero (1994) e Lozano et alii (1993), que já foram aplicados anteriormente no Brasil por Almeida (1993).

7.2.1 Exergia

De toda a energia carreada para um sistema conversor, apenas uma parte é efetivamente transformada em outro tipo de energia. A parcela não convertida é chamada, por pesquisadores como Rant (1964) e Baehr (1965), de "anergia". A parte que pode ser convertida, ou seja, a parte útil da energia, é denominada por Rant (1964) de "exergia". A energia é, portanto, a soma da exergia com a anergia.

A figura 7.1 apresenta um modelo exergético simplificado, proposto por Szargut (1988), que auxilia na conceituação da exergia.



Fonte: Szargut (1988)

Figura 7.1 Modelo exergético simplificado

Naquela figura, energia é carregada para uma máquina reversível. Ela entra na máquina com uma entalpia H_1 e uma entropia S_1 e a deixa com uma entalpia H_2 e uma entropia S_2 . A máquina troca uma quantidade de calor Q_0 com o meio, de forma reversível.

O máximo trabalho obtido desta máquina, definido como exergia, é determinado efetuando-se um balanço térmico, conforme apresentado na equação 7.1.

$$W_{\max} = H_1 - H_2 - Q_0 \quad (7.1)$$

A condição de reversibilidade é dada pela equação 7.2.

$$S_2 - S_1 = -\frac{Q_0}{T_0} \quad (7.2)$$

Associando-se as equações 7.1 e 7.2 obtém-se a equação 7.3.

$$W_{\max} = H_1 - H_2 + T_0(S_2 - S_1) \quad (7.3)$$

então:

$$W_{\max} = (H_1 - T_0 \cdot S_1) - (H_2 - T_0 \cdot S_2) \quad (7.4)$$

Segundo definição de Szargut (1980): “Exergia é a quantidade de trabalho obtido quando alguma substância é trazida para o estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns do meio natural que a cerca através de processos reversíveis, envolvendo somente interações com os componentes supra mencionados”. Riekert (1974) formulou a seguinte definição de exergia: “Exergia é a quantidade de trabalho ou energia elétrica necessária para produzir uma substância em um estado específico de materiais comuns do meio ambiente de forma reversível, somente trocando calor com o meio que o cerca à temperatura t_0 ”. Com base nessas definições, a exergia de um fluxo é matematicamente representada pela equação 7.5.

$$B = (H - T_0 \cdot S) - (H_0 - T_0 \cdot S_0) \tag{7.5}$$

Logo, o máximo trabalho que pode ser realizado por uma máquina térmica decorrente da mudança de estado do fluido de trabalho e que troca calor com o meio é fornecido pela equação 7.6.

$$W_{max} = B_1 - B_2 \tag{7.6}$$

7.2.2 Método exerético

Uma central de cogeração pode ser vista como uma rede formada por subsistemas interligados por fluxos, com considerável potencial exerético, daí a método estar alicerçado na topologia do sistema de cogeração.

Para a análise termodinâmica, define-se um elemento fictício, denominado sistema de fluxo restrito –FCS– que é um sistema infinitesimal de fluxo disposto onde este fluxo cruza a fronteira de análise, conforme representado na figura 7.2. O FCS possui as mesmas características do fluxo, tais como substância, vazão, direção de escoamento, estado termodinâmico, etc.

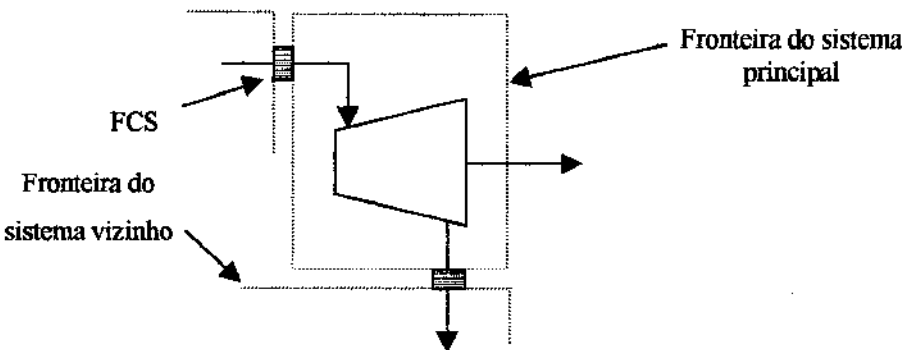


Figura 7.2 - Sistema de fluxo restrito

A modelagem exerética de um sistema térmico inicia-se com a sua divisão em subsistemas. Todos os FCS's são identificados e suas características termodinâmicas e físicas,

como vazão mássica, temperatura, pressão e, conseqüentemente, entalpia, entropia e exergia, são levantadas.

Considera-se que os fluxos mássicos que entram, ou saem, pela fronteira global do sistema de cogeração, como combustível, ar, gases de combustão e água de reposição, ao atravessá-la estão em total equilíbrio térmico com o sistema, ou com o meio ambiente, respectivamente. Esta consideração visa manter todas as irreversibilidades externas dentro da fronteira do sistema, simplificando a alocação de custos.

A Figura 7.3 exemplifica a forma tradicional de numeração dos FCS's.

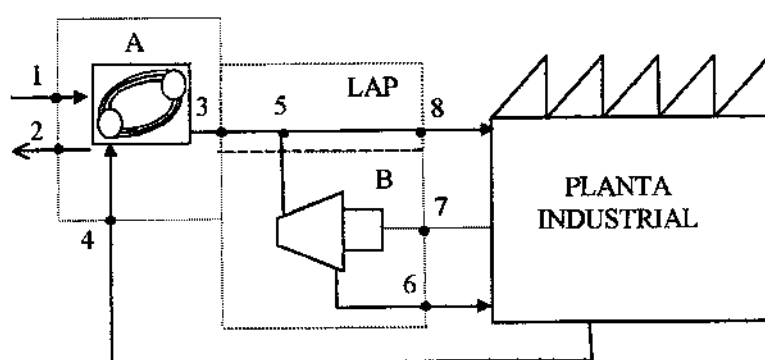


Figura 7.3 - Sistema térmico hipotético

a) Vetor exergia

No método, é necessário se definir o vetor exergia -E- composto pelos "n" fluxos exergéticos do sistema de cogeração.

b) Matriz de incidência

A matriz de incidência -A- é a matriz representativa das direções dos fluxos exergéticos dos subsistemas.

A matriz de incidência relaciona, portanto, os "m" subsistemas com os "n" fluxos de exergia, conforme exemplificado na figura 7.4. Segundo Valero (1994), a matriz de incidência reflete o nível de agregação entre os subsistemas.

$$\begin{array}{c} \text{A} \\ \text{B} \\ \text{LAP} \end{array} \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 \\ 1 & -1 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}$$

Figura 7.4- Matriz de incidência para o sistema da figura 7.3

c) **Parâmetros de análises de sistemas térmicos**

A análise de sistemas térmicos é feita a partir da avaliação de determinados parâmetros que procuram identificar desvios de valores padrões. A seguir apresenta-se os parâmetros alicerçados na segunda lei da termodinâmica que são utilizados neste trabalho.

- **A eficiência exergética**

Uma definição consensual de eficiência de segunda lei ainda não foi estabelecida. Segundo Valero (1994), a eficiência exergética é a relação entre o produto exergético e o insumo.

O insumo exergético pode ser definido como a quantidade de exergia que entra em um sistema e que, isoladamente ou não, produz um outro fluxo de exergia.(ALMEIDA, 1996). Para identificação do produto observa-se a função do conversor termodinâmico. O produto de uma turbina a gás é a energia elétrica gerada e não o fluxo de gases de escape, mesmo que os gases sejam utilizados em uma caldeira de recuperação. Entretanto, ao se analisar o conjunto turbina a gás e caldeira de recuperação, tem-se o vapor e a energia elétrica como produtos.

Em termos matriciais, pode-se calcular a eficiência dos equipamentos que compõem o sistema de cogeração a partir da composição de uma matriz diagonal dos insumos -FD- e um vetor dos produto -P.

$$\epsilon_i = (F_D)_i^{-1} \times P_i \tag{7.7}$$

O vetor F é formado pelos insumos dos “m” subsistemas e pode ser determinado pela equação 7.8, onde A_F é a matriz incidência na qual estão identificados apenas os insumos.

$$\mathbf{F} = \mathbf{A}_F \times \mathbf{B} \quad (7.8)$$

De forma análoga, pode-se definir um vetor $\mathbf{P}$, como apresentado na equação 7.9, composto pelos produtos $\mathbf{e}$, neste caso, $\mathbf{A}_P$ é a matriz incidência relativa aos produtos.

$$\mathbf{P} = \mathbf{A}_P \times \mathbf{B} \quad (7.9)$$

A matriz incidência, então, pode ser decomposta conforme apresentado na equação 7.10.

$$\mathbf{A} = \mathbf{A}_F - \mathbf{A}_P \quad (7.10)$$

- **As irreversibilidades**

A irreversibilidade de um sistema pode ser decomposta em dois tipos: a irreversibilidade interna, mais conhecida, pela da segunda lei da termodinâmica, como destruição de exergia, e a irreversibilidades externa, que é a perda de exergia para o meio ambiente, desenvolvendo-se fora do volume de controle que é selecionado para a análise termodinâmica (Valero, 1994). Dentre as modalidades de irreversibilidades externas destacam-se o lançamento de gases de combustão, transmissão de calor, vazamentos, etc. Ainda de acordo com este pesquisador, a exergia perdida e a destruída são as únicas medidas que quantificam, em bases termodinamicamente corretas, as irreversibilidades dos distintos equipamentos de uma instalação térmica. Em um balanço térmico, quando as irreversibilidades externas são quantificadas, o resultado da equação 7.11 é a exergia destruída em cada equipamento.

$$\mathbf{I} = \mathbf{A} \times \mathbf{B} \quad (7.11)$$

Associando-se as definições de insumo e produto com a definição de irreversibilidade, tem-se que a irreversibilidade de um sistema térmico é a diferença entre o insumo e o produto deste sistema, conforme apresentado na equação 7.12.

$$I = F - P \quad (7.12)$$

- **A ineficiência**

A ineficiência de um sistema reflete a parcela do insumo total que não é convertida em produto e pode ser calculada pela equação 7.13. Este parâmetro possibilita avaliar cada equipamento em relação ao sistema como um todo, direcionando as ações.

$$\delta_i = \frac{I_i}{F_T} \quad (7.13)$$

- **A irreversibilidade relativa**

Outro parâmetro de análise que reflete a importância das irreversibilidades dos equipamentos em relação a todo o sistema é a irreversibilidade relativa, como apresentado na equação 7.14.

$$\gamma_i = \frac{I_i}{I_T} \quad (7.14)$$

- **Fator exergético**

O fator exergético, calculado pela equação 7.15, permite calcular qual a parcela do insumo total que é destinada a um determinado equipamento.

$$r_i = \frac{F_i}{F_T} \quad (7.15)$$

- **Custo exergético**

Como os processos reais são sempre irreversíveis, a exergia necessária para se obter um produto é sempre maior que aquela remanescente nele. Com base nisto, define-se o custo

exergético de um produto como sendo a quantidade de exergia gasta para produzi-lo (Lozano et alii, 1993):

$$B_p^* = \sum_{i=1}^I F_i \tag{7.16}$$

Este conceito, ao ser aplicado em uma planta de cogeração, por exemplo, fornece um sistema de equações lineares, cuja representação matricial é a equação 7.17. Esta equação é, portanto, a representação matricial do balanço de custos exergéticos.

$$A \times B^* = 0 \tag{7.17}$$

Define-se o custo exergético unitário como sendo a razão entre o custo exergético de um produto e o seu fluxo de exergia. O custo exergético é, então, exatamente o inverso da eficiência, ou seja, ele expressa quanto se gasta de exergia para gerar uma unidade de produto. Matricialmente o custo exergético unitário pode ser calculado conforme indicado na equação 7.18.

$$K^* = (P_D)^{-1} \times F \tag{7.18}$$

O sistema de equações lineares representado pela equação 7.17 não tem solução factível, em razão da matriz incidência ser retangular (mxn tal que m<n). Logo, são necessárias n-m equações complementares, que são obtidas das proposições apresentadas a seguir.

O custo exergético de um insumo que entra através da fronteira global de análise é igual ao fluxo de exergia que está entrando. Esta proposição se refere, principalmente, aos combustíveis que alimentam caldeiras e turbinas a gás.

$$B_{F_i}^* = \sum_{i=1}^I B_i \tag{7.19}$$

Os custos exergéticos unitários são iguais para todas as interações exergéticas que deixam uma bifurcação, como é o caso da energia elétrica e do vapor de extração fornecidos pela turbina da figura 7.3.

$$\left(\frac{B_i^*}{B_i}\right)_s = c^{te} \tag{7.20}$$

A aplicação destas proposições em uma planta de cogeração fornece um sistema de equações, representado matricialmente pela equação 7.21.

$$\alpha \times B^* = W^* \tag{7.21}$$

A associação das equações 7.17 e 7.21 resulta em um sistema de equações (nxn). Este novo sistema de equações também pode ser representado pela equação matricial 7.22.

$$A' \times B^* = Y \tag{7.22}$$

onde:

$$A' = \begin{bmatrix} A \\ \alpha \end{bmatrix} \quad \text{e} \quad Y = \begin{bmatrix} 0 \\ W^* \end{bmatrix}$$

Portanto, os custos exergéticos podem ser determinados matricialmente pela equação 7.23.

$$B^* = (A')^{-1} \times Y \tag{7.23}$$

7.3 Modelagem termoeconômica

A análise exergoeconômica visa determinar o custo monetário dos fluxos exergéticos apresentados na seção anterior. O custo exergoeconômico pode ser definido como o desembolso necessário para a obtenção do fluxo de exergia requerido e se compõe de um componente direto, ou de combustível, e um indireto, ou de investimento. O investimento feito em cada equipamento da planta de cogeração é composto pelas despesas de aquisição, instalação, e operação e manutenção, conforme foi apresentado no capítulo 5. Neste trabalho o custo da demanda contratada incide sobre a subestação, elevando o valor monetário da energia elétrica comercializada e da eletricidade consumida na planta industrial.

A Figura 7.5 exemplifica a alocação de custos em um sistema qualquer, onde "z" representa os custos de investimento e manutenção e "π" os custos dos fluxos exergéticos.

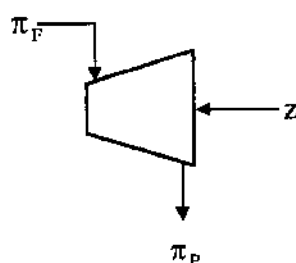


Figura 7.5- Alocação de custos

Efetuando-se o balanço de custos para o equipamento acima obtém-se a equação 7.24.

$$\pi_F - \pi_P = -Z \quad (7.24)$$

Estendendo sua aplicação para todos os subsistemas produz-se um sistema de equações lineares que pode ser representado matricialmente pela equação 7.25.

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{\Pi} = -\mathbf{Z} \quad (7.25)$$

São necessárias, aqui também, "n-m" equações complementares para determinação dos custos exergoeconômicos. Como a natureza do problema é idêntica àquela requerida para custos exergéticos, as equações auxiliares são obtidas pelas mesmas proposições.

$$\alpha \cdot \Pi = \mathbf{W}_Z \quad (7.26)$$

Os custos exergoeconômicos podem ser determinados pela equação 7.27.

$$\Pi = (\mathbf{A}')^{-1} \cdot \mathbf{Z} \quad (7.27)$$

onde:

$$\mathbf{Z} = \begin{bmatrix} -\mathbf{Z} \\ \mathbf{W}_Z \end{bmatrix}$$

Capítulo 8

Aplicação da modelagem exergoeconômica

8.1 Introdução

Neste capítulo aplica-se a modelagem exergoeconômica, apresentada no capítulo 7, na primeira das duas configurações selecionadas pelo modelo de dimensionamento, considerando-se o regime de operação que foi definido pelo modelo de simulação operacional.

8.2 Modelagem exergética

A figura 8.1 apresenta o sistema de cogeração simulado, subdividido em seus subsistemas. Os FCS's correspondentes aos gases de escape das caldeiras e das turbinas a gás não estão indicados nesta figura, pois considera-se que a fronteira de análise, nos pontos que estes fluxos a atravessam, está suficientemente afastada, de tal modo que os fluxos, ao atravessá-la, estão em equilíbrio termodinâmico com o meio ambiente. Esta consideração objetiva manter todas as irreversibilidades dentro da fronteira de análise, conforme mencionado no capítulo anterior.

Três subsistemas reversíveis são criados para facilitar a análise. O primeiro engloba os FCS's 6 a 14, compreendendo a linha de vapor de alta pressão, LAP, o segundo inclui os

FCS's 15 a 17, compreendendo a linha de vapor de média pressão, LMP, e o último subsistema é composto pelos FCS's 18 a 21, representando a subestação de energia elétrica.

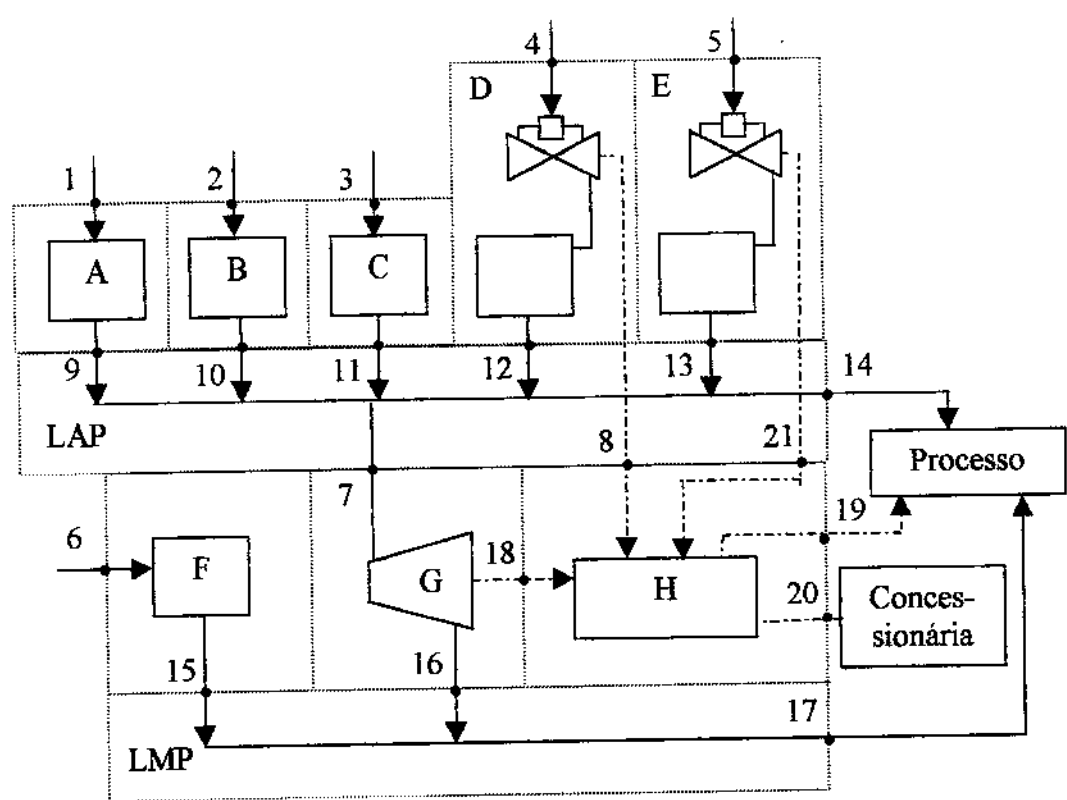


Figura 8.1 Sistema de cogeração discretizado

Os valores da exergia dos fluxos úteis do sistema de cogeração, correspondentes aos FCSs 1 a 21, são apresentados na tabela 8.1. Considera-se seus valores totalizados mensalmente, para facilitar a alocação de custos.

O insumo total da planta de cogeração é composto pelos fluxos exergéticos dos combustíveis e o produto pelo exergia dos fluxos de vapor e energia elétrica que saem através da fronteira de análise para o processo industrial e para a empresa concessionária. Obtém-se uma eficiência de 30,8 por cento para toda a planta de cogeração, operando nas condições apresentadas.

Tabela 8.1 Exergia dos fluxos do sistema de cogeração

FCS	Fluxo	Exergia MJ/mês	FCS	Fluxo	Exergia MJ/mês
1	Óleo combustível	386402472	12	Vapor A. P.	33540415
2	Gás de refinaria	327328654	13	Vapor M. P.	33540415
3	Gás de refinaria	311822035	14	Vapor M. P.	334511856
4	Gás de refinaria	184497113	15	Vapor M. P.	29316240
5	Gás de refinaria	184497113	16	Vapor M. P.	72675000
6	Óleo combustível	104074826	17	Elettricidade MW	101991240
7	Vapor A. P.	105340500	18	Elettricidade MW	19880640
8	Vapor A. P.	59097600	19	Elettricidade MW	118584000
9	Vapor A. P.	143788543	20	Elettricidade MW	19491840
10	Vapor A. P.	117981360	21	Elettricidade MW	59097600
11	Vapor A. P.	111001622			

Os quatro parâmetros que possibilitam avaliar o sistema de cogeração da figura 8.1 são apresentados na tabela 8.2.

Tabela 8.2 Parâmetros de avaliação dos equipamentos da planta de cogeração

Equip.	I MJ/mês	ϵ %	σ %	γ %	r %
A	242613929	0,372	0,162	0,263	0,258
B	209347294	0,360	0,140	0,227	0,218
C	200820413	0,356	0,134	0,217	0,208
D	91859098	0,502	0,061	0,099	0,123
E	91859098	0,502	0,061	0,099	0,123
F	74758586	0,282	0,050	0,081	0,069
G	12784860	0,609	0,009	0,014	0,000
H	0	1,000	0,000	0,000	0,000

Observe-se, na tabela 8.2, que as caldeiras de alta pressão, cujo rendimento situa-se em torno de 85 por cento, tem, na realidade, uma eficiência relativamente pequena, da ordem de 36 por cento. Este quadro é ainda pior na caldeira de média pressão. Estas quatro cadeiras são responsáveis por quase 80 por cento das irreversibilidades do sistema de cogeração.

A figura 8.2 apresenta a matriz de incidência da planta de cogeração analisada. Observe-se, naquela figura, que os dígitos positivos representam os insumos de cada equipamento enquanto que os negativos representam os produtos.

Conforme mencionado no capítulo 7, não é possível quantificar os custos exergéticos utilizando apenas a equação 7.17, sendo necessárias mais 11 equações auxiliares. Seis destas são obtidas pela “proposição insumo”, ou seja, o custo exergético dos combustíveis é igual à exergia dos seus respectivos fluxos. As demais equações se originam da “proposição bifurcação”, que estabelece que o custo exergético unitário dos fluxos que deixam uma bifurcação tem um valor constante. Como exemplo, considere-se o conjunto turbina a gás e caldeira de recuperação: os dois produtos, a energia elétrica e o vapor, têm o mesmo custo exergético unitário, conforme apresentado na equação 8.1.

123456789101112131415161718192021

A

B

C

D

E

F

G

H

LAP

LMP

1

2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

-1

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

0

-1

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

-1

-1

1

0

0

0

0

0

0

-1

0

1

1

1

1

1

-1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

1

-1

0

0

0

0

Figura 8.2 Matriz de incidência

B₁₃^{*}

B₁₃

=

B₂₁^{*}

B₂₁

(8.1)

ou seja:

B₂₁^{*}

-

B₂₁

B₁₃^{*}

=

0

(8.2)

Adotando-se este procedimento para as bifurcações representadas pelos subsistemas D, E, LAP, LMP e I, pode-se definir os coeficientes das equações auxiliares restantes, que são apresentados a seguir.

$$x_1 = -\frac{B_{13}}{B_{21}} \tag{8.3}$$

$$x_2 = -\frac{B_{12}}{B_8} \tag{8.4}$$

$$x_3 = -\frac{B_7}{B_{14}} \tag{8.5}$$

$$x_4 = -\frac{B_{19}}{B_{20}} \tag{8.6}$$

$$x_5 = -\frac{B_{16}}{B_{18}} \tag{8.7}$$

A figura 8.3 apresenta a matriz α e o vetor composto pelas constantes deste sistema de equações auxiliares.

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} B_1^* \\ B_2^* \\ B_3^* \\ B_4^* \\ B_5^* \\ B_6^* \\ \vdots \\ B_{18}^* \\ B_{19}^* \\ B_{20}^* \\ B_{21}^* \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ B_3 \\ B_4 \\ B_5 \\ B_6 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Figura 8.3 Representação matricial das equações auxiliares dos custos exergéticos

Com o sistema de equações completo, aplica-se a equação 7.23 e determina-se o custo exergético de cada fluxo da planta de cogeração, conforme apresentado na tabela 8.3.

Para gerar uma unidade de energia elétrica na turbina D, por exemplo, gasta-se quase 2 vezes mais exergia, observando-se que a exergia gasta não é a parcela correspondente do

fluxo de exergia entregue para a turbina, mas sim, o seu custo exergético. O custo exergético, portanto, aloca em cada fluxo de exergia os custos a montante.

O custo exergético unitário não pode ser utilizado diretamente para o cálculo da eficiência quando existe mais de um produto, como é o caso das turbinas a vapor.

Tabela 8.3 Custo exergético

Fluxo	K*	B* MJ/mês	Fluxo	K*	B* MJ/mês
1	1,000	386402472	12	1,992	66798816
2	1,000	327328654	13	1,992	66798816
3	1,000	311822035	14	2,635	881545087
4	1,000	184497113	15	3,550	104074826
5	1,000	184497113	16	2,999	217976935
6	1,000	104074826	17	3,158	322051762
7	2,635	277605707	18	2,999	59628772
8	1,992	117698296	19	2,137	253377331
9	2,687	386402472	20	2,137	41648033
10	2,774	327328654	21	1,992	117698296
11	2,809	311822035			

8.3 Modelagem termoeconômica

A única diferença entre os custos exergético e exergoeconômico é a moeda utilizada. Enquanto o custo exergético opera com exergia, o custo exergoeconômico utiliza valores monetários.

Os custos de investimento dos subsistemas da planta de cogeração que compõem o vetor custo estão indicados na tabela 8.4.

O custo da demanda contratada incide sobre a subestação I e eleva o custo da energia elétrica consumida internamente e da parcela vendida para a rede.

Tabela 8.4 Custo de Investimento

Subsistema	Custo de investimento R\$/mês
A	124.797,00
B	106.077,00
C	106.077,00
D	129.882,00
E	129.882,00
F	72.382,00
G	45.574,00
H	89.640,00

Utilizando-se as mesmas proposições para geração das equações auxiliares empregadas anteriormente, com a mesma matriz de coeficientes, obtém-se o sistema de equações da figura 8.4, onde CC_i é o custo do combustível consumido pelo i-ézimo equipamento.

1

0

0

0

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

...

0

1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

...

1

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

1

0

0

...

0

0

x3

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

0

0

1

x4

0

0

0

0

0

0

0

0

0

0

...

0

0

0

0

1

0

x5

0

0

π_1

π_2

π_3

π_4

π_5

π_6

$\vdots$

π_{18}

π_{19}

π_{20}

π_{21}

$\times$

$=$

CC1

CC2

CC3

CC4

CC5

CC6

0

0

0

0

0

0

Figura 8.4 Representação matricial das equações auxiliares dos custos exergoeconômicos

A tabela 8.5 apresenta o resultado da modelagem termoeconômica, com o custo de cada fluxo exergético calculado através da equação 7.27. O custo unitário k' do vapor e do combustível é em R\$/t, enquanto que o da energia elétrica é em R\$/MWh.

Tabela 8.5 Resultado da modelagem termoeconômica

Fluxo	π R\$/mês	k'	Fluxo	π R\$/mês	k'
1	873852	88,590	12	198578	8,153
2	589465	99,720	13	198577	8,153
3	554284	99,720	14	2092698	8,614
4	418585	99,720	15	307748	9,973
5	418585	99,720	16	507666	6,636
6	235366	88,590	17	815414	7,595
7	659008	8,614	178	151342	27,405
8	349890	21,314	19	807956	24,528
9	998649	9,564	20	132805	24,528
10	695542	8,118	21	349889	21,314
11	660361	8,192			

Observa-se que, por este método, a comercialização de energia elétrica com a empresa concessionária à R\$ 21,36/MWh acarreta um prejuízo de quase 15 por cento.

Uma característica dos métodos de alocação de custos baseados na segunda lei da termodinâmica é o encarecimento da energia elétrica. Isto decorre do rateio dos custos ser feito entre a energia elétrica gerada na central de cogeração e um volume menor de energia útil produzida, ou seja, a exergia. Já nos métodos com base energética, os custos também são rateados com a anergia.

A grande vantagem deste método de alocação de custos, e de todos aqueles que se baseiam na segunda lei da termodinâmica, é a custeio baseado na qualidade da energia.

O método termoeconômico, portanto, aplica-se, principalmente, para custear produtos de composições diferentes, como por exemplo, energia térmica, energia elétrica e potência mecânica.

Capítulo 9

Conclusões e recomendações

9.1 Conclusões

A justificativa do governo federal e dos governos estaduais que a venda das empresas estatais e a adoção da política de mercado livre no Brasil acarreta em melhoria da qualidade dos serviços públicos de saúde, segurança e educação não estão sendo sentido pela sociedade, que os vê degradarem a cada dia. Incontestável é a falta de capacidade de investimento das empresas públicas, colocando, a médio prazo, em risco as áreas onde atuam. A forma de atuação das agências nacionais de regulação afeta diretamente a qualidade dos serviços destas empresas e determinará, no futuro, a credibilidade das medidas que hoje estão sendo tomadas.

Com a abertura do setor de petróleo, espera-se, do governo federal, maior autonomia para a PETROBRÁS, possibilitando-lhe competir com as demais empresas, principalmente no que concerne à Lei nº 8.666/93 e o estabelecimento de livre mercado sobre os derivados de petróleo, incluindo as matérias-primas da indústria petroquímica.

O modelo de planejamento proposto neste trabalho apresenta como grande vantagem a redução de tempo computacional, a facilidade de entendimento do algoritmo utilizado e a obtenção de um conjunto de boas soluções, cuja análise possibilita que o planejador utilize a

sua experiência, reduzindo o risco, que normalmente existe ao se adotar a solução ótima fornecida pelos métodos tradicionais de otimização.

Os modelos de dimensionamento e de simulação operacional apresentaram um bom desempenho, fornecendo, com um número relativamente pequena de interações, um conjunto de soluções muito boas.

O escalonamento temporal da implantação da planta de cogeração tomada como estudo de caso tornou-se uma atividade muito simples, em razão do programa de expansão da REPLAN, que prevê pequenos acréscimos de consumo de vapor e energia elétrica ao longo do horizonte de planejamento analisado. Contudo, a programação dinâmica tem se mostrado uma ferramenta de otimização poderosa em sistemas mais complexos.

A modelagem termoeconômica adotada também forneceu bons resultados, colocando em evidência os equipamentos realmente ineficientes e alocando custos, não pela quantidade de energia do fluxo, mas, sim, pela qualidade dos mesmos. A alocação de custos baseada na segunda lei da termodinâmica ainda não está difundida no setor industrial, sobretudo pela dificuldade de entendimento do benefício supra-citado, ou pela falta de conhecimento da sua repercussão no custo da cadeia produtiva.

Os modelos propostos são a grande contribuição deste trabalho, sobretudo o inédito modelo de dimensionamento de centrais de cogeração utilizando o algoritmo genético. A grande vantagem deste modelo, em relação aos métodos tradicionais de otimização, é a sua aplicação em sistemas muito complexos, onde ele não necessita avaliar todas as alternativas existentes para obter soluções que satisfaçam o planejador, mas apenas uma amostra do universo de alternativas. Com isto, há uma substancial redução do tempo computacional.

9.2 Recomendações

Como possível continuidade deste trabalho sugere-se as seguintes atividades:

- Interligar os modelos de dimensionamento e simulação operacional, para a sua automatização:

- Confrontar os modelos propostos com os métodos de otimização tradicionais, como, por exemplo, a programação mista: linear - inteira, aplicando-os em sistemas de cogeração mais complexos;
- Aplicar o modelo proposto em problemas multiobjetivos, que considerem, por exemplo, a emissão de poluentes, a confiabilidade e o custo.
- Avaliar a repercussão da adoção do método termoeconômico apresentado, na cadeia produtiva de uma indústria energointensiva.
- Aplicar a técnica de conjuntos difusos, mais conhecido como técnica *fuzzy*, no conjunto de soluções fornecido pelos modelos propostos, para se efetuar análises de riscos e incertezas.

Referências Bibliográficas

- Abranches, S.H.H., Cenários da Indústria Brasileira de Petróleo, Conferência Conexpo-Arpel, IBP, Rio de Janeiro, 1992.
- AIE/OECD, Prévision de Couts de L'Electricite Produite par des Centrales Mises en Service en 1995-2000, Paris, 1990.
- Almeida, R.A., Santos, A.H.M, Dierich, E.; Subsídios para o Estabelecimento de Contratos entre Cogeneradores e Concessionárias, XIII SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Balneário de Camboriú, 1995.
- Almeida, R.A., Bajay, S.V., Santos, A.H.M, Análise do sistema de cogeração de uma refinaria de petróleo, utilizando parâmetros de desempenho alicerçados na Segunda lei da termodinâmica, VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996, pp.1813-1820
- Almeida, R.A., Bajay, S.V., Santos, A.H.M, Utilização de automação inteligente no dimensionamento de sistemas de cogeração industrial: O caso de uma refinaria de petróleo, II Congresso Latino-Americano de Geração e Transporte de Energia Elétrica, Campos do Jordão, 1997.
- Almeida, R.A., Alocação de Custos Segundo uma Visão Exergética: Aplicação à Cogeração em Indústrias de Papel e Celulose, Dissertação de mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1993.
- Alves, R.C., Correia, E.L., Rodrigues, W.V., 1993, A Política de Preços de Derivados de Petróleo no Brasil no Início dos Anos 90, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- ASME PTC 4.4 1981

- Baehr, H.D., Definition and Calculation of Exergy and Anergy, Brennst Wärme Kraft, Vol. 7, nº 1, 1965, pp. 1-6. A Industrialização e o Desenvolvimento Econômico do Brasil, Editora da FGV, Rio de Janeiro.
- Bajay, S.V. e Walter, A.S.; Geração Descentralizada de Energia Elétrica; I Simpósio Brasileiro sobre Cogeração de Energia na Indústria, Campinas, 1989, pp. 19-42.
- Bajay, S.V., Luiz, S.A., Santos, A.H.M., Gouveia, M. e Tahan, C., Implantação da Comissão de Serviços Públicos de Energia no Estado de São paulo, À Luz da Experiência Internacional de Regulação dos Setores Elétrico e de Gás Encanado, VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996, pp. 980-988.
- Bajay, S.V., Desempenho e Reestruturação Institucional do Setor Elétrico em Diversos Países – Elemento de Reflexão para o Caso Brasileiro, II Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 1994, Anais NIPE/UNICAMP, 1995.
- Balestieri, J.A.P., Aplicação do Método de Monte Carlo na Análise de Sistemas de Cogeração, Dissertação de mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1991.
- Balestieri, J.A.P. e Correia, P.B., Proposta Multiobjetiva para Síntese de Centrais de cogeração, IV Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1994, pp. 1171-1176.
- Balestieri, J.A.P., Planejamento de Centrais de Cogeração: Uma Abordagem Multiobjetiva, Tese de Doutorado, Universidade Estadual de campinas, Campinas, 1995.
- Boehm, R.F., Design Analysis of Thermal Systems, John Wiley and Sons, New York, 1987.
- Bresser Pereira, L.C., 1991, Os tempos Heróicos de Color e Zélia - Aventuras da Modernidade e Desventuras da Ortodoxia, São Paulo, Ed. Nobel.
- Brito, R.B.S., 1993, Experiência Espanhola com Sistemas de Cogeração, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- Brun, M.J., La Cogénération en France, Institut Français de Lénergie, Paris, 1988.
- Castro, A.E.M.; Roque, J.A.B.; Corrêa, M.S.; Cerveró, N.C. e Costa, S.P.; 1993, “Otimização do Sistema Termoelétrico da Refinaria de paulínia (REPLAN)”, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- Cavaliere, F. Use Mixed Integer Programming to Investigate Optimum Running Conditions for Thermal Power Station and Possible Extension to Capacity, Opers Res. Quart., Vol. 22, nº 3, 1972, pp. 221-236.

- CESP, Coque de Petróleo – Informações Estratégicas para Geração Termoelétrica, São Paulo, 1994.
- Chao, M., 1997, Reestruturação da Indústria de Eletricidade no Estado da Califórnia, Workshop Energia e Meio Ambiente na Amazônia; Campinas.
- Climaco, J. Antunes, C.H., Martins, A.G. and Almeida, A.T., A Multiple Objective Linear Programming Model for Power Generation Expansions Planning, International Journal of Energy Research, Vol. 9, 1995, pp. 419-432.
- Correia, E.L., Gutierrez, M.M.S. e Roque, J.A.B., Estrutura de Refino, Preços e Comércio de Derivados e a Possibilidade de Integração Latino-Americana, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996.
- Cunha, J.C.C., O Estado da Arte da Tecnologia de Geradores de vapor com Combustão em leito Fluidizado, XII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Comboriú, 1995.
- Departamento Nacional de Água e Energia Elétrica, 1997, Home Page na internet.
- Diwekar, U.M., Rubin, E.S. and Frey, H.C., Optimal Design of Advanced Power Systems Under Uncertainty, ECOS'96, Stockholm, 1996.
- Dorris, G. and Mount, T.D. Rethinking Contracts for Purchasing Power, The Economic Advantages of Dispatchability, The Energy Journal, Vol. 15, nº 4, 1994.
- Ehnke, H.J., Size Optimization for Cogeneration Plants, Energy, Vol. 15, nº 1, 1990, pp.34-44.
- Franke, M. R., Petróleo tem Futuro no Brasil mas é Preciso Mudar, McKlausen editora, Rio de Janeiro, 1993.
- Gaggioli, R., Available Energy Accounting – A Cogeneration Case study, National Meeting of Aiche, Philadelphia, 1978.
- Ganapaty, V., Waste Heat Boiler Deskbook, Ed. Fairmont Press, Inc., Lilburn, USA, 1991.
- Goldberg, D.E., Genetic Algorithms in Search Optimization on Machine Learning, Addison Wesley, 1989.
- Grossmann, L.E. and Santibanes, J., Applications of Mixed-Integer Linear Programming in Process Synthesis, Comput. And Chem. Eng. Vol. 202, nº A1, 1989, pp.23-27.
- Guimarães, A.B.S., Oliveira, D.C., Rosa, L.P. e Tolmansqui, M.T., Os Desafios das Atividades Petrolíferas no Brasil, VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1996, pp. 989-1004.

- Handbook Gas Turbine World, for project Planning, Desing & Construction, A Pequot Publication, 1995
- Holland, J.H., Adaptation in Natural and Artificial Systems. Ann Arbor: The University of Michigan Press, 1975.
- Horii, S., Optimal Planning of gas Turbine Cogeneration Plants Based on Mixed-Integer Linear programming, Journal Energy, Vol. 11, no 4, 1987, pp. 507-518.
- Hu, S.D., Cogeneration, Reston Publish, 1985.
- Ito, K., Yokoyama, R., Yamaguchi, T. and Matsumoto Y., Optimal Operation of a Cogeneration plant Including a Heat Storage Tank, Proceedings of the 1989 ASME Cogenturbo III, 1989, pp. 437-445.
- Ito, K., Yokoyama, R., Shiba, T. and Matsumoto, Y., Optimal Operation Planning of a Cogeneration Plant in Combination with Electric Heat Pumps, Proceedings of ASME Cogenturbo 1991, pp.437-445.
- Ito, K., Akagi, S., Yamaguchi, T. and Matsumoto, Y, Optimal Operation Planning of a Gas turbine Combined Heat and Power Plant Based on the Mixed-Integer Programming, IFAC Symposium Power Systems, Modelling and Control Aplications, 1988, pp. 437-445.
- Krause, G.G., Mercado Spot e Energia Elétrica: Uma Commodit como Outra Qualquer?, Revista Brasileira de Energia, Vol. 4 nº 1, 1995.
- Kovacik, J.M., Cogeneration, Energy Management Handobook, Ed. Tuner, W.C., John Wiley, NY, 1982.
- Leon N., Relação Investimento/Acrécimo de Mercado como Indicador de Restrição Financeira ao investimento em Energia Elétrica, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993, pp. 355-363.
- Lozano, M. , Valero, A. and Serra, L., Theory of Exergetic Cost and thermoeconomic Optimization, Energy Systems and Ecology, Gracow, Poland, 1993.
- Macedo, I.C., Seminário “Alternativas Tecnológicas na Expansão da Produção e Uso de Energia”, Caderno de Energia nº 5, Rio de Janeiro, 1994
- Manolas, D.A. Frangopoulus, C.A., Gialamas, T.P. and Tsahalís, D.T., Operation Optimization of an Industrial Cogeneration System by a Genetic Algorithm, ECOS’96, Stockholm, 1996.
- Marinho Jr., I. P., Petróleo: Política e Poder, José Olympio Editora; Rio de Janeiro; 1989.

- Martins, A.R.S., Estudo do potencial de Cogeração da Indústria Petroquímica no Brasil, Dissertação de mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1996.
- Matsumoto, Y., Yokoyama, R. and Ito, K., Optimal Multistage Expansion Planning of Gas Turbine Operation Plant, IGTI ASME Cogen-turbo, vol. 7, 1992, pp. 43-49.
- Ministério das Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, 1995.
- Ministério das Minas e Energia, Balanço Energético Nacional, 1996 e 1997.
- Nath, R. and Rolliday, J.F., Optimizing a Process Plant Utility System, Mechanical Engineering, Vol. 92, nº 4, 1985, pp. 44-50.
- Negri, J.C., Panorama do Planejamento para os Setores de Energia Elétrica e Petróleo, Série Divulgação e Informação no 184, CESP, São Paulo, 1995.
- Nogueira, L.A.H. & Santos, A.H.M.; Cogeração Industrial: Aspectos Técnicos e Econômicos; 1990.
- Nogueira, L.A.H. e Santos, A.H.M.; Marco Legal y Características Económicas da Cogeneracion en Brasil. STAB, Vol. 11, nº 4, Mar/abr/93, 1993, pp. 35-38.
- Nogueira, L.A.H., Cogeração, Una Introducción, MINEO, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1994.
- Oil & Gas Jornal, 1995, vol 93 nº 49, pp 29-34
- Peters, S.M. and Timmerhaus, K.D., Plant Design and Economics for Chemical Engineers, McGraw Hill inc., NY, 1991.
- Petrobrás, Annual Report 1993, Rio de Janeiro
- Petrobrás, Relatório Estratégico, 1987.
- Petro&química. Abril/82, 1982.
- Pistonese, H., Seminário "O Setor Energético na América Latina", Caderno de Energia nº 4, Rio de Janeiro, 1994.
- Rand, Z., Exergy and Anergy, Wiss Z. Thech, University Dresden, Vol. 13, 1964, pp. 1145-1149.
- Riekert, L., Energy Transformation Through Chemical Process, Ing. Thech., Vol. 47 nº 4, 1974, pp. 48-51.
- Rosa, L.P., 1992, Contribuição à Busca do equilíbrio entre Estado e Participação Privada no Exemplo da Energia Elétrica, COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.

- Rosa, L.P. Ética: Uma Externalidade Ignorada - Algumas Consequências no Setor elétrico, Revista Brasileira de Energia, Vol. 4 n° 1, 1995.
- Santos, A.,H.,M., Planejamento de Centrais Hidrelétricas de Pequeno porte, Tese de Doutorado, Universidade de Campinas, 1987.
- Schorr, M.M., The Impact of Energy Legislation on Electric Generation Choices: From the national Energy Act to The National Energy Strategy, ASME-COGEN-TURBO, 1992, IGTI-Vol. 7, pp. 51 a 58.
- Sgarbosa, M., Ampliações da Refinaria de Paulínia e Alteração do Perfil de Produção de Combustíveis, Universidade de Campinas, 1996.
- Silveira, J.L., Análise Termodinâmica e Econômica da Cogeração na Produção de Celulose, Dissertação de mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1991.
- Souza, R. M., 1997, Modelos Contratuais para Comercialização de Excedentes de Energia em Cogeração entre Autoprodutores e Concessionárias, Dissertação, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, MG.
- Szargut, J., Morris,D.R. and Steward, F.R., Exergy Analysis of Thermal, Chemical and Metallurgical Processes, Hemisphere Publishing Corporation, NY, 1988.
- Valero, A., Torres, C., Serra, L. and Lozano, M., A General Theory of Thermoeconomics, Part I and II, ECOS'92, ASME BOOK n° 100331, 1992, pp. 147-154.
- Valero, A.C., Lozano, M., Curso de Termoeconomia, Universidade de Campinas, 1994.
- Vertiola, S.R., Geração de Vapor, Sistemas de Potência e Refrigeração e recuperação de calor, Instituto de Pesquisas tecnológicas, São Paulo, 1997.
- Vieira, V.N., 1993, Aproveitamento Energético de Combustíveis com Baixo Poder Calorífico, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro
- Villela, E. L., 1996, As mudanças Institucionais do Setor Energético Brasileiro Segundo Diferentes Referenciais Sócio-econômicos, anais do VII Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro.
- Walter, A.S., Nogueira, L.A.H., Métodos de alocação de Custos Comuns em Instalações de Cogeração, XII Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, São Paulo, 1991.
- Walter, A.S., Nogueira, L.A.H., Planejamento da Cogeração no Setor Sucro-Alcooleiro, I Congresso Brasileiro de Planejamento Energético, Campinas, 1989.

- Walter, A.S., *Análise e Perspectivas da Cogeração no Setor Sucro-alcooleiro no Brasil*, Tese, UNICAMP, 1995.
- Walter, A.S., Bajay, S.V. e Nogueira, L.A.H., *Cogeração e Produção Independente de Eletricidade nas usinas de Açúcar e Alcool: Sua Viabilidade Segundo a Ótica dos Diferentes Atores Envolvidos*, VI Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, 1993.
- Witzani, M. and Pelchlt, P., *Modeling of (Cogeneration) Power plants on time-dependent Power Demands of the Consumer*, *Journal of engineering for Gas Turbines and power*, 1996, pp. 353-358.
- Yokoyama, R., Ito, K, Matsumoto, Y., *Optimal Sizing of gas turbine Cogeneration Plant in Consideration of its Operational Strategy*, *ASME Cogen-Turbo*, vol. 6, 1991, pp. 363-370.
- Yokoyama, R. and Ito, K, *An Evaluation of Gas Turbine Cogeneration Plants for a District Energy Supply Center*, *International Gas Turbine Congress*, Yokohama, Japão, 1997.
- Zatz, J., *Cogeração, Privatizando a Energia*, *Petro&química*, maio/93, pp.21-24.

Anexo A

Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica com Estudo de Viabilidade ou Projeto Básico Aprovado pela ANEEL

**EMPREENDEIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM ESTUDO DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO APROVADO**

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)				Investimento (Estimado) (US\$ x 10³)	Titular da Autorização
		U.F.	Rio	Município	UHE	PCH	UTE	PCT		
1	CRUZEIRO DO SUL (1)	AC	-	Cruzeiro do Sul	-	-	13,7	-	ND	ELETROACRE (ampliação)
2	BENJAMIN CONSTANT (1)	AM	-	Benjamin Constant	-	-	-	5,5	ND	CEAM (ampliação)
3	CARAUARI (1)	AM	-	Carauari	-	-	-	5,1	ND	CEAM (ampliação)
4	COARI (1)	AM	-	Ceari	-	-	-	6,1	ND	CEAM (ampliação)
5	IRUMAITÁ (1)	AM	-	Irumaitá	-	-	6,5	-	ND	CEAM (ampliação)
6	IRANDUBA (1)	AM	-	Iranduba	-	-	-	8,9	ND	CEAM (ampliação)
7	ITACOAATIARA (1)	AM	-	Itacoatiara	-	-	20,4	-	ND	CEAM (ampliação)
8	LÁBREA (1)	AM	-	Lábrea	-	-	-	5,3	ND	CEAM (ampliação)
9	MANACAPURU (1)	AM	-	Manacapuru	-	-	12,0	-	ND	CEAM (ampliação)
10	MAJES (1)	AM	-	Majes	-	-	-	6,3	ND	CEAM (ampliação)
11	PARINTINS (1)	AM	-	Parintins	-	-	13,1	-	ND	CEAM (ampliação)
12	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA (revista)	AM	Igarapé Muiá	São Gabriel da Cachoeira	-	4,9	-	-	9.600	Ministério da Aeronáutica
13	SÃO GABRIEL DA CACHOEIRA (1)	AM	-	São Gabriel da Cachoeira	-	-	-	5,9	ND	CEAM (ampliação)
14	TABATINGA (1)	AM	-	Tabatinga	-	-	-	9,5	ND	CEAM (ampliação)
15	TEFÉ (1)	AM	-	Tefé	-	-	10,0	-	ND	CEAM (ampliação)
16	BACEL S.A. (4)	BA	-	Caminçari	-	-	13,6	-	15.090	BACEL S.A.
17	GATOS I	BA	Formoso	Jaborandi	33,0	-	-	-	ND	Caralbas Metais S. A.
18	CTA SIDERÚRGICA TUBARÃO (4)	ES	-	Serra	-	-	20,2	-	ND	Cia. Siderúrgica Tubarão
19	MUNIZ FREIRE *	ES	Pardo	Muniz Freire	25,0	-	-	-	21.440	SAMARCO
20	CANA BRAVA	GO	Tocantins	Minaca-Cavalcante	450,0	-	-	-	ND	FURNAS
21	QUEIMADO	GO/MG/DF	Rio Preto	Cristalina e Unai	105,0	-	-	-	ND	EPP Ltda
22	BOCAINA	MG	Paranaíba	Divinópolis	150,0	-	-	-	250.000	CEMIG
23	ERVÁLIA **	MG	dos Bugres	Guiricema - Ervália	-	1,8	-	-	2.160	CFLCL
24	GUILMAN AMORIM	MG	Piracicaba	Antônio Dias	140,0	-	-	-	127.000	Belgo Mineira
25	MELLO	MG	Santana	Rio Preto	-	10,0	-	-	8.200	Valeul Alumínio S.A.
26	PORTO ESTRELA	MG	São Antônio	Joaquima	112,0	-	-	-	110.000	Siderúrgica Mendes Junior
27	RIBEIRÃO DO CIPÓ	MG	Ribeirão do Cipó	Pocos de Caldas	-	0,3	-	-	ND	DME
28	SÁ CARVALHO	MG	Piracicaba	Antônio Dias	79,0	-	-	-	22.000	ACESITA
29	SÁ CARVALHO (ampliação)	MG	Piracicaba	Antônio Dias	30,0	-	-	-	22.000	ACESITA
30	COSTA RICA	MS	Sucuriú	Costa Rica	26,0	-	-	-	34.500	ENERSUL
31	ALTA FLORESTA (1)	MT	-	Alta Floresta	-	-	10,5	-	ND	CEMAT (ampliação)
32	ALTO JAURU	MT	Rio Jauru	Jauru	-	9,5	-	-	ND	Agroindustrial Araputanga
33	BARRALCOOL (5)	MT	-	Barra do Bugres	-	-	11,6	-	ND	Barralcool - Usina da Barra S/A.
34	BARUÍTO	MT	Do Sangue	Campos Novos dos Parecis	-	9,5	-	-	ND	Global Energia Elétrica S/A.
35	FAXINAL I	MT	Aripuanã	Aripuanã	-	2,8	-	-	4.860	Madeira Faxinal S.A.
36	GUANARE	MT	Guaporé	Pontes e Lacorda	42,0	-	-	-	37.000	Mineração Santa Elina
37	JUBA III	MT	Juba	Tangará da Serra e B. Bugres	19,4	-	-	-	ND	Itamarati Norte S.A. Agropecuária
38	JUBA IV	MT	Juba	Tangará da Serra e B. Bugres	-	7,4	-	-	ND	Itamarati Norte S.A. Agropecuária
39	JUBINHA I	MT	Jubinha	Tangará da Serra e B. Bugres	11,0	-	-	-	ND	Itamarati Norte S.A. Agropecuária
40	JUBINHA II	MT	Jubinha	Tangará da Serra e B. Bugres	16,0	-	-	-	ND	Itamarati Norte S.A. Agropecuária
41	JUBINHA III	MT	Jubinha	Tangará da Serra e B. Bugres	-	4,0	-	-	ND	Itamarati Norte S.A. Agropecuária
42	NOVA XAVANTINA	MT	R. Galileus	B. do Garça e N. Xavantina	-	2,6	-	-	7.199	MALACCO AMARANTE
43	SALTO BELO	MT	Noidore	Novo São Joaquim	-	4,0	-	-	ND	ENERCOOPS. A. (ampliação)
44	SALTO DALTROSO	MT	Das Mortes	Primavera do Leste	-	8,6	-	-	ND	CEMAT
45	RODRIA-STER FIPACK S.A. (2)	PE	-	do Cabo	-	-	-	9,8	15.000	Rodria - Ster Fipack S.A.
46	BÓIA VISTA II	PR	Marecas	Jarvo	-	5,5	-	-	-	IBEMA
47	SALTO DO SANTO ANTÔNIO	PR	Chopin	Palmas	-	0,8	-	-	1.037	Passamec S.A.
48	CTE 2	RJ	-	Volta Redonda	-	-	230,0	-	ND	Cia. Siderúrgica Nacional - CSN.
49	ROSAL	RJ	Itabapoana	B. do Itabapoana / Guacui	55,0	-	-	-	ND	CERJ
50	ALTOEI II	RO	São João	Cerejeiras	-	1,1	-	-	1.720	INDAL S.A.
51	CACOA (1)	RO	-	Cacoi	-	-	11,7	-	ND	CERON
52	COLORADO DOESTE (1)	RO	-	Colorado d'Oeste	-	-	-	5,2	ND	CERON

**EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
COM ESTUDO DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO APROVADO**

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº.	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)				Investimento (Estimado) (US\$ x 10³)	Titular da Autorização
		U.F.	Rio	Município	UHE	PCH	UTE	PCT		
53	JARU (1)	RO	-	Jaru	-	-	11,6	-	ND	CERON
54	PIMENTA BUENO (1)	RO	-	Pimenta Bueno	-	-	17,3	-	ND	CERON
55	SÃO JOÃO	RO	São João	Cerejeiras	-	3,0	-	-	6.520	Cachoeira dos Parecis Agropec.
56	VILHENA I (1)	RO	-	Vilhena	-	-	-	6,0	ND	CERON
57	VILHENA II (1)	RO	-	Vilhena	-	-	-	8,0	ND	CERON
58	CAZUZA FERREIRA (implantação)	RS	Lajendo Grande	São Francisco de Paula	-	5,4	-	-	ND	CEVCAF
59	FAO	RS	Fão	Soledade	-	1,0	-	-	1.100	CERFOX
60	MAQUINISTA SEVERO	RS	Jacut-Mirim	Camazinho	-	0,6	-	-	950	ELETRONAR
61	URBANO (7)	RS	-	São Gabriel	-	-	-	2,0	1.840	Urbano Agroindustrial
62	CAMPUS NOVOS	SC	Canoas	C. Novos / Anita Garibaldi	880,0	-	-	-	ND	ELETROSUL
63	COESA (4)	SC	-	Lajes	-	-	-	1,0	978	Comercial e Exploradora S.A.
64	CUBATÃO	SC	Cubatão	Joinville	45,0	-	-	-	44.000	CELESC
65	IGARAS (6)	SC	-	Otacílio Costa	-	-	17,0	-	22.272	Igaras Papéis e Embalagens
66	AÇUCAREIRA CORONA (5)	SP	-	Guariba	-	-	14,8	-	ND	Açucareira Corona S.A.
67	AÇUCAREIRA VALE ROSÁRIO (5)	SP	-	Meiro Agudo	-	-	20,0	-	ND	Cia Açucareira Vale do Rosario
68	CARRAPATO	SP	Pardo	Casconde	17,0	-	-	-	36.300	CESP
69	COLÔNIO (5)	SP	-	Arundin	-	-	12,5	-	ND	Colombo S.A. Açúcar e Alcool.
70	CRESCIM S.A. (5)	SP	-	Leão	-	-	-	5,4	ND	Usina Crescimus S.A.
71	DESTILARIA GALO BRAVO (5)	SP	-	Ribeirão Preto	-	-	-	9,0	ND	Destilaria Galo Bravo S. A.
72	DESTILARIA NARDINI (5)	SP	-	Vista Alegre do Alto	-	-	6,4	-	ND	Destilaria Nardini Ltda.
73	N. SENHORA DAS GRAÇAS	SP	Jaguari-Mirim	Vargem Grande do Sul	-	2,8	-	-	4.550	MDS Const. Ind. Com. Ltda.
74	N. SENHORA DE FÁTIMA	SP	Jaguari-Mirim	São João da Boa Vista	-	1,5	-	-	3.400	MDS Const. Ind. Com. Ltda.
75	OMETTO PAVAN (5)	SP	-	Américo Brasiliense	-	-	11,4	-	ND	Ometto Pavan S.A.
76	SANTA ADÉLIA (5)	SP	-	Jaboticabal	-	-	10,4	-	ND	Usina Santa Adelia
77	SANTA BRANCA	SP	Paraiíba do Sul	Jacarai / Santa Branca	50,0	-	-	-	46.200	LIGHT
78	SANTA ELISA (5)	SP	-	Sertãozinho	-	-	29,0	-	ND	Usina Santa Elisa S.A.
79	SANTA LÚCIA (5)	SP	-	Ribeirão Preto	-	-	-	5,3	ND	Usina Santa Lydia S.A.
80	SANTO ANTÔNIO	SP	Jaguari	Santo Antônio do Jardim	-	1,5	-	-	2.550	MDS Const. Ind. Com. Ltda.
81	SÃO GERALDO	SP	Jaguari-Mirim	São João da Boa Vista	-	2,4	-	-	3.700	MDS Const. Ind. Com. Ltda.
82	SÃO JOSÉ	SP	Pardo	São José do Rio Pardo	19,0	-	-	-	40.700	CESP
83	ISANUKEDA	TO	Das Balsas	Ponte Alta e Monte do Carmo	27,6	-	-	-	ND	CELTINS
INVESTIMENTO TOTAL (US\$ x 10³)									493.646,0	
TOTAL (MW)					2.332,0	90,9	523,7	104,3	3.050,0	
QUANTIDADE DE USINAS					21,0	21,0	22,0	12,0	83,0	

(*) A UHE Muniz Freire teve dois atos distintos de aprovação associados, respectivamente, aos estudos de viabilidade e ao projeto básico.

(**) O valor do investimento foi estimado.

(ND) Valor não disponível, projeto aprovado para efeito de regularização.

Notas: Tipo de combustível

(1) - Óleo Diesel

(3) - Carvão

(5) - Bagaço de Cana

(7) - Casca de Arroz

(2) - Gás Natural

(4) - Gás Industrial

(6) - Licor Negro (Resíduo de Celulose)

(8) - Biomassa

Anexo B

**Empreendimentos de Geração de Energia Elétrica com
Autorização da ANEEL para Estudo de Viabilidade ou Projeto
Básico**

EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM AUTORIZAÇÃO PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)					Investimento	Titular da Autorização	Data
		U.F.	Rio	Município	UHE	PCH	UTE	PCT	Outras Fontes	(Estimado) (US\$ x 10³)		do Vencimento
1	BRUMADO	BA	Brumado	Rio de Contas	-	ND	-	-	-	ND	Erol G. Gomes Haygert	08/Abr/98(*)
2	ITAPEBI	BA	Jequitinhonha	Itapebi	375,0	-	-	-	-	ND	EPB - Emp. Petroquímicas do Brasil	30/Set/97
3	LAFAYETE COUTINHO	BA	Preto	Cravolândia	-	2,9	-	-	-	ND	TERRABRAS	25/Set/97
4	RIO FORMOSO	BA	Formoso	Côcos	-	4,0	-	-	-	ND	Antônio Luiz Spolier (ENERTEC)	04/Jun/97
5	SACOS	BA	Formoso	Santa Maria da Vitória	114,0	-	-	-	-	ND	WORKINVEST	10/Out/97
6	SANTA CLARA	BA	Mucuri	Mucuri	57,0	-	-	-	-	ND	WORKINVEST	
7	SÍTIO GRANDE	BA	Das Fêmeas	São Desidério	19,0	-	-	-	-	ND	WORKINVEST	19/Abr/98(*)
8	WBP-SIGAME (8)	BA	-	BA	-	-	30,0	-	-	ND	CHIESF	05/Abr/97
9	AÇUDE DE ARARAS	CE	Açude de Araras	Varjota	-	1,6	-	-	-	ND	AP Engenheiros Consultores	11/Nov/97
10	BANABUIÚ	CE	Açude Banabuiú	Banabuiú	-	3,2	-	-	-	ND	A. P. Engenheiros Consultores S/C	25/Set/97
11	ORÓS	CE	Açude de Orós	Orós	-	4,2	-	-	-	ND	Terrabrás - Terraplenagens do Brasil S.	16/Set/97
12	USINA EOLICA	CE	-	Fortaleza	-	-	-	-	60,0	ND	C.E.X. Clean Energy do Brasil Ltda.	07/Fev/98
13	CACHOEIRA DO INFERNO	ES	São Mateus	São Mateus	-	5,0	-	-	-	ND	Empresa L. F. Santa Maria S.A.	15/Ago/96
14	RIO NOVO	ES	Novo	Rio Novo do Sul	-	3,5	-	-	-	ND	Mada Eng. Ltda / C.K. Admin. e Part. L	11/Set/97
15	SANTA MARIA	ES	Santa Maria	Santa Tereza	-	1,5	-	-	-	ND	Empresa Luz Força Sta. Maria S.A.	11/Set/97
16	VILA VERDE	ES	São José	Pancas	-	2,5	-	-	-	ND	Empresa L. F. Santa Maria S.A.	15/Ago/96
17	SÃO MATEUS (2)	ES	-	SÃO MATEUS	-	-	150,0	-	-	ND	ECELISA	14/Mai/98
18	BALSAMO	GO	Corrente	Aporé e Itarumã	66,2	-	-	-	-	ND	CAIUA - Serviços de Eletricidade S.A.	12/Nov/97
19	ITUMIRIM	GO	Corrente	Aporé	50,0	-	-	-	-	ND	CELG	
20	MAMBÁ II	GO	Corrente	Sítio D'Abadia	-	10,0	-	-	-	ND	CCB	07/Nov/96
21	PEIXE	GO	Tocantins	-	1.106,0	-	-	-	-	ND	FURNAS	30/Jun/98
22	SÃO DOMINGOS (ESPORA)	GO	Corrente	Aporé e Itarumã	48,0	-	-	-	-	ND	CELG	12/Nov/97
23	SÃO VICENTE I	GO	Dos Couros	Alto Paraíso	18,0	-	-	-	-	ND	Construtora Guimarães e Castros Ltda.	27/Set/97
24	SÃO VICENTE II	GO	Dos Couros	Alto Paraíso	12,0	-	-	-	-	ND	Construtora Guimarães e Castros Ltda.	27/Set/97
25	SERRA DO FACÃO	GO	São Marcos	Cristalina	210,0	-	-	-	-	ND	FURNAS	20/Dez/97
26	USINA EOLICA	MA	-	Barreirinhas	-	-	-	-	30,0	ND	C.E.X. Clean Energy do Brasil Ltda.	07/Fev/98
27	AIMORÉS	MG	Doce	Almerós	350,0	-	-	-	-	ND	CEMIG	13/Fev/97
28	AIURUOCA	MG	Aiuruoca	Aiuruoca	20,0	-	-	-	-	ND	TE - Empreendimentos	10/Nov/96
29	BANDEIRA	MG	Pardo	Poços de Caldas	-	3,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	27/Jul/96
30	BARRA DA PACIÊNCIA	MG	Corrente Grande	Açucena	25,0	-	-	-	-	ND	CVRD	06/Mar/98
31	BAU I	MG	Piranga	Sta Cruz Escalvado e Ponte	74,0	-	-	-	-	ND	Samarco Mineração	09/Ago/97
32	BOA ESPERANÇA I	MG	Córrego da Onça	Delfim Moreira	-	1,5	-	-	-	ND	Manoel Machado de Moraes	27/Jul/96
33	BOA ESPERANÇA II	MG	Córrego da Onça	Delfim Moreira	-	1,5	-	-	-	ND	Manoel Machado de Moraes	27/Jul/96
34	BOA ESPERANÇA III	MG	Córrego da Onça	Delfim Moreira	-	1,5	-	-	-	ND	Manoel Machado de Moraes	27/Jul/96
35	BOA VISTA	MG	Verde	Varginha	24,0	-	-	-	-	ND	PETROBRÁS	18/Ago/96
36	BOLSA	MG	Rib. Conceição	Rio Preto	-	5,0	-	-	-	ND	TE - Empreendimentos	07/Nov/96
37	CACHOEIRA ALTA	MG	Pinhotiba	Eugenópolis	-	3,5	-	-	-	ND	CFLCL	07/Nov/96
38	CACHOEIRA CAPIVARI	MG	Córrego Capivari	Santa Bárbara	-	2,0	-	-	-	2.500	Leontan Jardim de Castro	
39	CACHOEIRA DA MARGARIDA	MG	Pardo	Caldas	-	4,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	14/Jul/96
40	CACHOEIRA DA	MG	Capivari	Caldas	-	2,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	25/Out/96

EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM AUTORIZAÇÃO PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)					Investimento (Estimado) (US\$ x 10³)	Titular da Autorização	Data do Vencimento
		U.F.	Rio	Município	UHE	PCH	UTE	PCT	Outras Fontes			
41	CACHOEIRA ENCOBERTA	MG	Glória	Muriá	14,0	-	-	-	-	ND	CFLCL	13/Nov/97
42	CACHOEIRA ESCURA	MG	Cusca	Jequeri	25,0	-	-	-	-	ND	CFLCL	21/Jun/97
43	CACHOEIRA GRANDE	MG	Santana	Canãã	-	4,0	-	-	-	ND	CFLCL	07/Nov/96
44	CALDEIRÃO	MG	Gualaxo do Sul	Barra Longa	-	7,0	-	-	-	ND	ALCAN	31/Dez/97(*)
45	CANDONGA	MG	Doce	Rio Doce/S. C. do Escalvado	108,0	-	-	-	-	ND	EPP Ltda.	31/Dez/97
46	CAPIM BRANCO I	MG	Araguari	Uberlândia	306,0	-	-	-	-	ND	CEMIG	03/Set/97
47	CAPIM BRANCO II	MG	Araguari	Araguari	240,0	-	-	-	-	ND	CEMIG	03/Set/97
48	CARMO	MG	Pardo	Poços de Caldas	-	5,1	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	27/Jul/96
49	CORRENTE	MG	Corrente	Lassance	-	6,4	-	-	-	ND	Carlos Antonio Ribeiro	31/Ago/97
50	CORRENTE GRANDE	MG	Corrente Grande	Açucena	36,0	-	-	-	-	ND	CVRD	06/Out/96
51	DAVINÓPOLIS	MG	Paranaíba	Abadia dos Dourados	40,0	-	-	-	-	ND	ESTACON	12/Jul/97
52	DORES DE GUANHÃES	MG	Guanhães	Dores do Guanhanes	23,0	-	-	-	-	ND	CVRD	06/Mar/98
53	FAZENDA VELHA	MG	Santa Bárbara	São Gonçalo do Rio Abaixo	30,0	-	-	-	-	ND	SAMITRI	26/Set/96
54	FORTUNA	MG	Corrente Grande	Guanhães	20,0	-	-	-	-	ND	CVRD	06/Mar/98
55	FUMAÇA	MG	Gualaxo do Sul	Mariana	-	5,0	-	-	-	ND	ALCAN	31/Dez/97(*)
56	FUMAÇA	MG	Tranqueiras	Coroaçi	-	7,0	-	-	-	ND	Construtora Barbosa Mello	14/Jul/96
57	FUNIL	MG	Guanhães	Dores do Guanhanes	34,0	-	-	-	-	ND	CVRD	06/Mar/98
58	GRANADA	MG	Matipó	Abre Campos	13,0	-	-	-	-	ND	CFLCL	01/Set/97
59	JURUMIRIM	MG	Casca	Rio Casca e S. Pedro dos	23,0	-	-	-	-	ND	CFLCL	31/Ago/97
60	LUJA DE MEL	MG	Lambari	Poços de Caldas	-	2,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	25/Out/96
61	MATO LIMPO	MG	Santana	Rio Preto	-	5,0	-	-	-	ND	TE - Empreendimentos	07/Nov/96
62	MUCURI	MG	Mucuri	Pavão e Carlos Chagas	25,0	-	-	-	-	ND	WORKINVEST	30/Ago/96
63	MURTA	MG	Jequitinhonha	Coronel Murta	110,0	-	-	-	-	ND	Promon Engenharia Ltda	06/Set/97
64	OSÓRIO	MG	Lambari	Poços de Caldas	-	2,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	25/Out/96
65	PALESTINA	MG	Córrego Palestina	Entre Rios	-	2,0	-	-	-	ND	Bruno de Melo Franco Ferreira	27/Nov/96
66	PALMITAL	MG	Ponte Grande	Formoso	-	5,0	-	-	-	ND	COOPERTINGA	28/Ago/96
67	PONTE GRANDE	MG	Ponte Grande	Formoso	-	5,0	-	-	-	ND	COOPERTINGA	28/Ago/96
68	QUARTEL	MG	Paraíba	Gouveia Conceição Mato Dentro	90,0	-	-	-	-	ND	SIDERÚRGICAS MENDES JUNIOR S	27/Out/97
69	REZENDE	MG	Santana	Rio Preto	-	5,0	-	-	-	ND	TE - Empreendimentos	07/Nov/96
70	RIO CLARO I	MG	Claro	Nova Ponte	-	4,2	-	-	-	ND	Agrop. Simental da Santo Antônio Ltda	20/Out/97
71	RIO CLARO II	MG	Claro	Nova Ponte	-	4,2	-	-	-	ND	Agrop. Simental da Santo Antônio Ltda	21/Out/97
72	ROLADOR	MG	Lambari	Poços de Caldas	-	2,0	-	-	-	ND	DME - Poços de Caldas	25/Out/96
73	SANTA BÁRBARA	MG	Santa Bárbara	São Gonçalo do Rio Abaixo	19,0	-	-	-	-	ND	SAMITRI	27/Set/96
74	SANTA BÁRBARA	MG	Córrego Santa	Formoso	-	5,0	-	-	-	ND	COOPERTINGA	28/Ago/96
75	SÃO MIGUEL	MG	Grande	Itutinga/Nazareno	60,0	-	-	-	-	ND	MINASLIGA	25/Jun/97
76	SAPUCAÍ	MG	Sapucaí	Paraguaçu	57,0	-	-	-	-	ND	PETROBRAS	17/Ago/96
77	SAÚDE	MG	Cágado	Mar de Espanha	-	9,4	-	-	-	ND	Paraibuna Papéis S.A.	05/06/97(*)
78	SINCERIDADE (ampliação)	MG	Manhuaçu	Cataguazes	ND	-	-	-	-	ND	CFLCL	
79	TRAÍRA II	MG	Suaçui	Peçanha	98,0	-	-	-	-	ND	Mendes Junior Siderúrgica S.A	31/Jul/97
80	ALEGRE	MT	Alegre	Pontes e Lacerda	-	5,0	-	-	-	ND	Agrop. São Judas Tadeu	

EMPREENDEIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM AUTORIZAÇÃO PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)					Investimento (Estimado)	Titular da Autorização	Data do Vencimento
		U.F.	Rio	Município	UHE	PCH	UTE	PCT	Outras Fontes	(US\$ x 10³)		
81	ALTO JAURU	MT	Jauru	Indiavaí	-	ND	-	-	-	ND	Agrop. Araputanga Ltda.	30/Jun/99
82	BRACO NORTE	MT	Braço Norte	Guarantã do Norte	-	ND	-	-	-	ND	Encomind Agro Industrial S.A.	
83	CABIXI II	MT	Cabixi	Comodoro	-	3,0	-	-	-	ND	Com. e Ind. de Madeira Cassol	17/Jul/96
84	CACH. DAS MORTES	MT	Mortes	Primavera do Leste	-	6,0	-	-	-	ND	Construtora Resel Ltda	05/Nov/97
85	CACH. MESTRE FALCÃO	MT	Mestre Falcão	N. Horiz. Norte e P. dos	-	6,5	-	-	-	ND	Sávio Brandão Incorporações Ltda.	07/Ago/97
86	CAMARGO CORRÊA	MT	Santana	Nortelândia	-	1,5	-	-	-	ND	ARROSSENSAL Agrop. Ind.	28/Ago/96
87	CUIABÁ (1) e (2)	MT	-	Cuiabá	-	-	450,0	-	-	350.000	CEMAT / ENRON	15/Mai/98
88	FOZ DO PALMITAL	MT	Nortelândia	Santana	-	9,0	-	-	-	ND	ARROSSENSAL Agrop. Ind.	28/Ago/96
89	GALERA II	MT	Galera	Nova Lacerda e Pontes e	-	2,2	-	-	-	ND	Santa Laura S.A.	01/Dez/97
90	LAMBARI	MT	Pardo	Comodoro	-	3,0	-	-	-	ND	Com e Ind. de Madeira Cassol	13/Abr/96
91	MATRICIÃ	MT	Matrichã	Juara	-	10,0	-	-	-	ND	Kullinan Mineração Ltda	07/Nov/97
92	OMBREIRAS	MT	Jauru	Jauru	-	ND	-	-	-	ND	Agrop. Araputanga Ltda.	
93	PROPRIEDADE RURAL	MT	-	Nova Mutum	-	3,0	-	-	-	ND	Seno Agropecuária	27/Jul/96
94	RIO SEM NOME	MT	Sem Nome	Nova Monte Verde	-	3,0	-	-	-	ND	Wilson Sierra	17/Abr/97
95	SALTO CORGÃO	MT	Corgão	Nova Lacerda	-	9,2	-	-	-	ND	Santa Laura S.A.	24/Jun/95
96	SALTO S. JOÃO DA BARRA	MT	São João da Barra	Juara	-	5,0	-	-	-	ND	Construtora Resel Ltda	07/Ago/97
97	SANTANA	MT	Santana	Nortelândia	-	5,0	-	-	-	ND	Agrop. São Judas Tadeu	14/Fev/96
98	TENENTE AMARAL	MT	Tenente Amaral	Jaciara	20,0	-	-	-	-	ND	Frigorífico Araputanga S.A.	13/Dez/97
99	ENRON-MT (2)	MT	-	-	-	-	450,0	-	-	ND	Enron Electric Brazil C.V.	15/Mai/98
100	ITACAÍUNAS	PA	Itacaíunas	Marabá	182,0	-	-	-	-	ND	CVRD	31/Dez/95
101	MANOEL JOSE	PA	Trombetas	Orimimã	163,0	-	-	-	-	ND	Andrade Gutierrez	02/Mar/96
102	PARAUAPEBAS	PA	Parauapebas	Parauapeba	128,0	-	-	-	-	ND	CVRD	03/Out/96
103	TREZE QUEDAS	PA	Trombetas	Orizimimã	168,0	-	-	-	-	ND	Andrade Gutierrez	26/Abr/96
104	TUCURUI	PA	Tocantins	Tucuruí	4.125,0	-	-	-	-	ND	ELETRONORTE	
105	BOA VISTA III	PR	Marrecas	Turvo	-	5,0	-	-	-	ND	IBEMA - Cia. Brasileira de Papel	27/Jul/96
106	CACHOEIRA	PR	Cachoeira	Turvo	-	5,0	-	-	-	ND	IBEMA - Cia. Brasileira de Papel	27/Jul/96
107	CACHOEIRA III	PR	Cachoeira	Turvo	-	5,0	-	-	-	ND	IBEMA - Cia. Brasileira de Papel	
108	CURITIBA (2)	PR	-	Curitiba	-	-	300,0	-	-	ND	COPEL	29/Jan/98
109	GUARATUBA	PR	Cubatão	São José dos Pinhais e	38,0	-	-	-	-	ND	COPEL	29/Mar/97
110	LITORAL (3)	PR	-	Pontal do Paraná	-	-	500,0	-	-	ND	COPEL	29/Jan/98
111	MAUÁ	PR	Tibagi	Mauá	156,0	-	-	-	-	ND	COPEL	06/Jun/98
112	PALMAS	PR	-	Palmas	-	-	-	-	200,0	ND	COPEL	19/Fev/98
113	RIO PIRAPÓ	PR	Pirapó	Lobato e Cruzeiro do Sul	-	8,2	-	-	-	ND	CONTERPAVI	15/Out/97
114	SALTO NATAL	PR	Mourão	Campo Mourão	11,4	-	-	-	-	ND	Cooperativa CERCAN	09/Out/97
115	SALTO PEDRINHO I	PR	Pedrinho	Turvo e Pitanga	-	8,0	-	-	-	ND	Goetze Lobato Engenharia Ltda.	02/Ago/97
116	SALTO PITANGA	PR	Pitanga	Pitanga	-	9,4	-	-	-	ND	Fed. Coop. de Eletrificação Rural do Pa	10/Mar/98
117	SALTO DO S	PR	Tourinho	Rio Bonito e Braganey	-	4,7	-	-	-	ND	Fed. Coop. de Eletrificação Rural do Pa	10/Mar/98
118	SALTO TRICOLOR	PR	Tricolor	Juranda	-	2,4	-	-	-	ND	Fed. Coop. de Eletrificação Rural do Pa	10/Mar/98
119	SANTA BRANCA	PR	Tibagi	Tibagi	67,0	-	-	-	-	ND	ALA Construções e Empreend. Ltda.	21/Nov/97
120	SÃO JERÔNIMO	PR	Tibagi	São Jerônimo	284,0	-	-	-	-	ND	COPEL	06/Jun/98

EMPREENDIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM AUTORIZAÇÃO PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)					Investimento (Estimado) (US\$ x 10³)	Titular da Autorização	Data do Vencimento
		U.F.	Rio	Município	URE	PCH	UTE	PCT	Outras Fontes			
121	TELMACO BORDA	PR	Tibagi	Telmaco Borba	112,0	-	-	-	-	ND	COPEL e ALA Construções.	06/Jun/97
122	TIBAGI	PR	Tibagi	Tibagi	47,0	-	-	-	-	ND	COPEL	14/Mai/98
123	ARRAIAL DO CABO	RJ	-	Arraial do Cabo	-	-	100,0	-	-	ND	Occidental Energy V.C. e Cia. N. de	05/Jun/98
124	CAMPOS (1)	RJ	-	Campos	-	-	100,0	-	-	ND	CCP Participações Ltda	20/Fev/98
125	CAPIM	RJ	Capim Preto	S. José do Vale do Rio Preto	-	4,0	-	-	-	ND	TE Empreend. de Energia Elétrica	11/Nov/97
126	LAJES	RJ	Ribeirão Lajes	Pirai	64,0	-	-	-	-	ND	LIGHT	20/Fev/98
127	MACAÉ (2)	RJ	-	Macaé	-	-	80,0	-	-	ND	CHLCL	21/Jan/98
128	NORTESHOPPING (2)	RJ	-	Rio de Janeiro	-	-	-	1,0	-	1.000	Center Norte Empreendimentos	17/Nov/96
129	PACA GRANDE	RJ	Paca Grande	Angra dos Reis	43,0	-	-	-	-	ND	Monteiro Aranha / SEC	12/Dez/97
130	PROVIDÊNCIA	RJ	Preto	Teresópolis	-	4,0	-	-	-	ND	TE Empreend. de Energia Elétrica	11/Nov/97
131	RIO DE JANEIRO (1)	RJ	-	-	-	-	900,0	-	-	ND	LIGHT	20/Fev/98
132	SANTA ROSA II	RJ	Grande	Bom Jardim	34,0	-	-	-	-	ND	Monteiro Aranha S.A. - SEC Consultor	20/Nov/97
133	ZELINDA	RJ	Preto	Rio das Flores	16,4	-	-	-	-	ND	Queiroz Galvão	29/Ago/96
134	OURO PRETO	RO	Ouro Preto	Guajará Mirim	-	5,0	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
135	CANAÃ	RO	Canaã	Ariquemes	-	2,8	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
136	CINTA LARGA	RO	Jamari	Ariquermes	-	4,8	-	-	-	ND	Laticínio Cinta Larga Ltda	30/Jul/97
137	MACHADINHO	RO	Machadinho	Machadinho d'Oeste	-	5,0	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
138	PRIMAVERA	RO	Pimenta Bueno	Pimenta Bueno	-	7,0	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
139	SANTA CRUZ	RO	Jamari	Monte Negro	-	4,8	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
140	SÃO PAULO	RO	Pimenta Bueno	Pimenta Bueno	-	9,0	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
141	SÃO SEBASTIÃO	RO	São Sebastião	Porto Velho	-	0,7	-	-	-	ND	SATHIEL - Usina Termo e Hidroelétrica S.	11/Nov/97
142	TABOCA	RO	Taboca	Pimenta Bueno	-	2,0	-	-	-	ND	Com. e Ind. de Madeiras Cassol	11/Nov/97
143	TABOCA II	RO	Taboca	Pimenta Bueno	-	2,0	-	-	-	ND	Com. e Ind. de Madeiras Cassol	05/Dez/96
144	VEADO PRETO	RO	Veado Preto	Vilhena	-	3,0	-	-	-	ND	Com. e Ind. de Madeiras Cassol	17/Jul/96
145	14 DE JULHO	RS	Das Antas	Bento Gonçalves / Cotiporã	98,0	-	-	-	-	ND	ENGEMIX S. A.	30/Dez/97
146	PEZZI	RS	Das Antas	Jaquirana / Bom Jesus	15,6	-	-	-	-	ND	Calçados Azaléia	31/Dez/97
147	CASTRO ALVES	RS	Das Antas	Nova Pádua / Nova Roma do	120,0	-	-	-	-	ND	EMBRAEN	30/Dez/97
148	COPELMI (3)	RS	-	Pinheiro Machado	-	-	125,0	-	-	100.000	COPELMI - Mineração	05/Mar/98
149	ESPIGAO PRETO	RS	Das Antas	Vacarias e São Francisco de	34,0	-	-	-	-	ND	Calçados Azaléia	31/Dez/97
150	GROTÃO	RS	Camisas	Jaquirana / Canbará do Sul	-	5,2	-	-	-	ND	Calçados Azaléia	23/Dez/97
151	MONTI CLARO	RS	Rio Das Antas	Bento Gonçalves	130,0	-	-	-	-	ND	Andrade Gutierrez e FECOERGS	27/Mai/98
152	PASSO DO MEIO	RS	Das Antas	Bom Jesus e São Francisco	30,0	-	-	-	-	ND	Calçados Azaléia	31/Dez/97
153	URUGUAIANA (2)	RS	-	Uruguaiana	-	-	500,0	-	-	ND	Perez Companc S.A.	02/Out/97
154	PIÃO	RS	São Tomé	São Francisco de Paula	-	3,0	-	-	-	ND	Jan Patrick Greven	17/Dez/97
155	SERRA DOS CAVALINHOS	RS	Das Antas	Jaquirana e Bom Jesus	45,0	-	-	-	-	ND	Calçados Azaléia	31/Dez/97
156	URUGUAIANA (2)	RS	-	Uruguaiana	-	-	460,0	-	-	409.000	A.E.S. Brasil Elétrica Ltda.	27/Mar/98
157	BARRA GRANDE	SC/RS	Pelotas	Anita Garibaldi/Esmeralda	500,0	-	-	-	-	ND	ENGIVIX	20/Mai/98
158	CEDRO ALTO I	SC	Dos Cedros	Rio dos Cedros	-	4,4	-	-	-	ND	ELETOCEDROBRAS	13/Dez/97
159	FOZ DO CHIAPECO	SC	Uruguai	Águas do Chapcô e Alpestre	1.200,0	-	-	-	-	ND	DESENVIX	19/Jul/97
160	MAFRAS	SC	Hercílio	Ibirama	-	1,8	-	-	-	ND	MAFRAS Ltda.	05/Jun/97
161	PAI QUERÊ	SC	Pelotas	São Joaquim/Bom Jesus	288,0	-	-	-	-	ND	CENEBRA	18/Jan/97

EMPREENDEIMENTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM AUTORIZAÇÃO PARA ESTUDOS DE VIABILIDADE OU PROJETO BÁSICO

Período: Jan/95 - Jun/97

Nº	Empreendimento	Localização			Potência (MW) (Estimada)					Investimento (Estimado) (US\$ x 10³)	Titular da Autorização	Data do Vencimento
		U.F.	Rio	Município	UHE	PGH	UTE	PCT	Outras Fontes			
162	PALMEIRAS	SC	Palmeiras	Urussanga e Orleans	-	1,0	-	-	-	ND	IBRAP - Ind. Brasileira de Plásticos S.A.	
163	QUEBRA QUEIXO	SC	Chapeco	Ipiacu	93,0	-	-	-	-	ND	Queiroz Galvão	22/Nov/97
164	PONCHO II	SC	Do Poncho	São Bonifácio	-	0,9	-	-	-	ND	Cooperzem	29/Abr/98
165	SALTO PILÃO	SC	Itajaí - Açu	Rio do Sul e Blumenau	220,0	-	-	-	-	ND	CELESC	
166	SANTA LAURA	SC	Chapecozinho	Faxinal Guedes/Abelardo Luz	-	8,1	-	-	-	ND	Engemix S.A	27/Nov/96
167	SÃO DOMINGOS	SC	Chapeco	São Domingos	45,0	-	-	-	-	ND	Queiroz Galvão	22/Nov/97
168	SIDERÓPOLIS (3)	SC	-	Siderópolis	-	-	125,0	-	-	ND	PROMON Eng./Carbonífera Metropolit	03/Set/97
169	XANXERÊ	SC	Chapecozinho	Xanxerê	20,0	-	-	-	-	ND	CELESC	31/Jul/98
170	CASCATA	SP	Juquiri-Mirim	Mairiporã	-	4,0	-	-	-	ND	SABESP	17/Abr/97
171	CONFLUÊNCIA	SP	Paranapanema	Paranapanema	26,0	-	-	-	-	ND	CBA	13/Set/96
172	CORREDEIRA	SP	Jacaré-Guaçu	Brotas	-	5,0	-	-	-	ND	DSG	17/Jul/96
173	ETA GUARAÚ	SP	Reserv. Aguas Claras	São Paulo	-	6,0	-	-	-	ND	SABESP	17/Abr/97
174	PIRATININGA (ampliação)	SP	-	São Paulo	-	-	900,0	-	-	ND	ELETROPAULO	18/Set/98
175	RIO DO PEIXE II	SP	Peixe	São José do Rio Pardo	-	2,6	-	-	-	ND	Cia Paulista de Energia Elétrica	18/Nov/97
176	RODEIO	SP	Jacaré-Guaçu	Boa Esperança do Sul	-	5,0	-	-	-	ND	DSG	30/12/97(*)
177	SANTA ANASTÁCIA	SP	Jaguari-Mirim	São João Boa Vista	-	5,0	-	-	-	ND	DSG	31/12/97(*)
178	SANTA JOANA	SP	Jacaré-Guaçu	Ribeirão Bonito	-	5,0	-	-	-	ND	DSG	31/12/97(*)
179	SANTA URSULA	SP	Jaguari-Mirim	São João da Boa Vista	-	2,8	-	-	-	3.500	DSG	30/03/98(*)
180	TAMANDUA	SP	Jacaré-Guaçu	Ribeirão Bonito	-	5,0	-	-	-	ND	DSG	30/12/97(*)
181	TAQUARI-GUAÇU	SP	Taquari-Guaçu	Itapeva	-	1,5	-	-	-	ND	Sguário Agroflorestal Ltda	07/Ago/96
182	CACHOEIRA DO REGISTRO	TO	Sobrado	Aurora do Norte	-	4,0	-	-	-	ND	CELTINS	05/Ago/97
183	LAJEADO	TO	Tocantins	Lajeado	1.000,0	-	-	-	-	ND	CELTINS	27/Dez/96
TOTAL (MW)				19.314,8	19.462,6	391,2	5.170,0	1,0	290,0			
QUANTIDADE DE USINAS				183,0	70,0	94,0	15,0	1,0	3,0			

ND - Não Disponível

Notas: Tipo de combustível

- (1) - Óleo Diesel (5) - Bagaço de Cana
 (2) - Gás Natural (6) - Licor Negro (Resíduo de Celulose)
 (3) - Carvão (7) - Casca de Arroz
 (4) - Gás Industrial (8) - Biomassa

(*) Data Prorrogada

Estudo em análise no DNAEE.

Anexo C

**Programa de Licitações e Concessões – Planos de Expansão
1995/2004 ANEEL**

PROGRAMA DE LICITAÇÃO DE CONCESSÕES - Plano de Expansão 1995/2004 (atualizado para 1997-2006)

Nº	Nome da Usina	UF	Pot. (MW)	Inv. (MUSS)	Uso (**)	Nº	Nome da Usina	UF	Pot. (MW)	Inv. (MUSS)	Uso (**)
UHE - 1995						UTE - 1997					
1	S. José/Campalves	SP	36,0	77,0	SP	25	Corumbá I (2)	MS	150,0	76,0	PI
2	Colúbio	SC	45,0	63,0	SP	26	Quatã I (3)	MT	450,0	225,0	PI
3	Emboque	MG	18,0	15,0	SP	27	Campo Grande I (4)	MS	300,0	150,0	PI
4	Bossina	MG/GO	150,0	250,0	SP	28	Gás N I (Br/Bol)	RJ	453,0	370,0	PI
Subtotal			249,0	405,0		29	Gás N II (Br/Bol)	SP	453,0	370,0	PI
UHE - 1996						30	Sistema Manaus	AM	240,0	210,0	PI
5	Rosal	RJ/ES	55,0	70,0	SP	31	Sistema Porto Velho	RO	320,0	280,0	PI
6	Porto Estrela	MG	112,0	110,0	AP/PI	32	Sistema Macapá	AP	40,0	20,0	PI
7	Galos I	BA	33,0	24,0	AP	33	Campos	RJ	300,0	150,0	PI
8	Campo Novo	SC	880,0	850,0	AP/PI	Subtotal			2706,0	1850,0	
Subtotal			1080,0	1054,0		UHE - 1998					
UTE - 1996						34	Itapebi	BA	375,0	375,0	AP/PI
9	Uruguaiana (1)	RS	456,0	230,0	PI	35	Sítio Grande	BA	19,0	31,0	AP/PI
Subtotal			456,0	230,0		36	Barra do Bruna	MG	48,0	60,0	AP/PI
UHE - 1997						37	Capim Branco I	MG	306,0	370,0	AP/PI
10	Juba Zero	MT	57,8	70,0	AP/PI	38	Anhangüera	SP	20,0	37,0	AP/PI
11	Queimado	DF/GO	111,0	145,0	AP/PI	39	Retiro	SP	15,0	31,0	AP/PI
12	Cana Brava	GO	450,0	500,0	AP/PI	40	Palmeiras	SP	15,0	32,0	AP/PI
13	Lajeado	TO	1000,0	722,0	AP/PI	41	São João	ES	25,0	30,0	AP/PI
14	Ponte de Pedra	MT/MS	176,0	160,0	AP/PI	42	Monjolinho	SP	21,6	43,0	AP/PI
15	Santa Clara	BA/MG	23,0	42,0	AP/PI	43	São Sebastião	SP	19,0	40,0	AP/PI
16	Campinho	ES	45,0	45,0	AP/PI	44	São Domingos	SP	13,9	33,0	AP/PI
17	Picada	MO	80,0	95,0	AP/PI	45	Capim Branco II	MG	240,0	290,0	AP/PI
18	Bom Retiro	RS	30,0	36,0	AP/PI	46	Passo do Meio	RS	30,0	36,0	AP/PI
19	Bonfante	MG/RJ	19,0	29,0	AP	47	Cebolito	PR	194,0	209,0	AP/PI
20	Monte Serrat	MG/RJ	25,0	38,0	AP	48	Jataizinho	PR	192,0	222,0	AP/PI
21	Irapé	MG	372,0	545,0	AP/PI	49	Baú	MG	74,0	90,0	AP/PI
22	Piraju	SP/PR	70,0	85,0	AP/PI	50	Ourinhos	SP/PR	44,0	151,0	AP/PI
23	Complexo Pombas (Simplicio)	RJ/MG	406,0	890,0	AP/PI	51	Murta	MG	110,0	113,0	AP/PI
24	Itumirim	GO	55,0	66,0	AP/PI	52	Salto Pílo	SC	123,0	147,0	AP/PI
Subtotal			3009,8	3465,0		53	Franca Amarel	RJ/ES	33,0	40,0	AP/PI
Licitações lançadas em 1995						Subtotal			1917,5	2560,0	
Licitações lançadas em 1996						Subtotal 1995 a 1998			9418,3	9587,0	
Licitação lançada em 1997											

Notas: (**) Uso Energia SP = Serviço Público
 AP = Auto-Produtor PI = Prod. Independente

- (1) - Licitação de compra de energia em desenvolvimento pela CEEE
 (2) - Licitação de compra de energia em desenvolvimento pela Eletrosul
 (3) - Licitação de compra de energia em desenvolvimento pela Eletronorte
 (4) - Licitação de compra de energia a ser desenvolvida pela Enersul

Notas: (**) Uso Energia SP = Serviço Público
 AP = Auto-Produtor PI = Prod. Independente

PROGRAMA DE LICITAÇÃO DE CONCESSÕES - Plano de Expansão 1995/2004 (atualizado para 1997-2006)

Notas: (**) Uso Energia SP = Serviço Público
AP = Auto-Produtor PI = Prod. Independente