

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

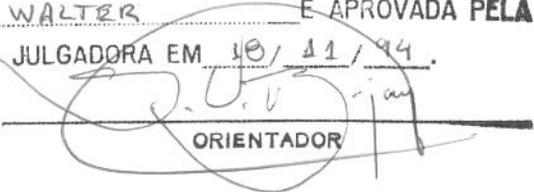
Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucro- Alcooleiro

Autor: Arnaldo Cesar da Silva Walter

Orientadores: Sérgio Valdir Bajay

Luiz Augusto Horta Nogueira

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE A REDAÇÃO FINAL DA
TESE DEFENDIDA POR ARNALDO CESAR DA
SILVA WALTER E APROVADA PELA
COMISSÃO JULGADORA EM 18/11/94.


ORIENTADOR

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
DEPARTAMENTO DE ENERGIA
SUB-COMISSÃO DE PÓS GRADUAÇÃO em PLANEJAMENTO
ENERGÉTICO

Tese de Doutorado

**Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da
Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucro-
Alcooleiro**

Autor: Arnaldo Cesar da Silva ^{S.} Walter *n/walr/t.c*
Orientadores: Sérgio Valdir *Bajay t*
Luiz Augusto Horta *Nogueira t*

CM00042 6345
TM 8030-31 } v.1.2 (SPE)
8032-32 } v.1.2 (SC)

Curso: Engenharia Mecânica
Unidade: Faculdade de Engenharia Mecânica
Área de Concentração: Planejamento Energético

Trabalho apresentado à comissão de Pós Graduação da Faculdade
de Engenharia Mecânica como requisito para a obtenção do título de
Doutor em Planejamento Energético

Campinas, Novembro de 1994
SP - Brasil

**UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA
COMISSÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO
SCPG-PLANEJAMENTO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS**

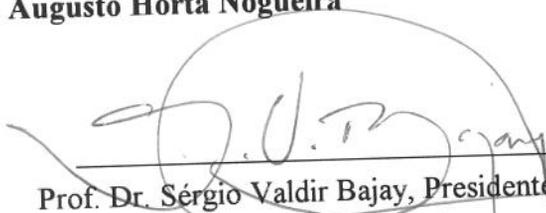
Tese de: **Doutorado**

Título da Tese: **Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da
Geração Termoelétrica Junto ao Setor Sucro-
Alcooleiro**

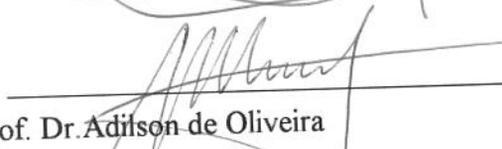
Autor: **Arnaldo Cesar da Silva Walter**

Orientadores: **Sérgio Valdir Bajay
Luiz Augusto Horta Nogueira**

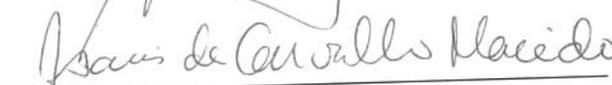
Aprovado por:



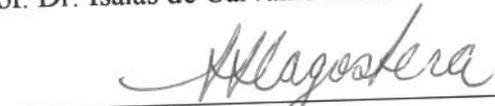
Prof. Dr. Sérgio Valdir Bajay, Presidente



Prof. Dr. Adilson de Oliveira



Prof. Dr. Isaias de Carvalho Macedo



Prof. Dr. Jorge Isaias Llagostera Beltrán



Prof. Dr. Paulo de Barros Correia

Campinas, 18 de Novembro de 1994

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA CENTRAL - UNICAMP

W171v Walter, Arnaldo Cesar da Silva
Viabilidade e perspectivas da cogeração e da geração termoelétrica junto
ao setor sucro-alcooleiro / Arnaldo Cesar da Silva Walter. - - Campinas, SP :
[s.n.], 1994.

Orientadores : Sérgio Valdir Bajay, Luiz Augusto Horta Nogueira.

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

1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Biomassa. 3. Cana-de-açúcar
- Indústria. I. Bajay, Sérgio Valdir. II. Nogueira, Luiz Augusto Horta. III.
Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Mecânica.
IV. Título.

Dedicatória

Dedico este trabalho a meu pai ("in memoriam").

Agradecimentos

À Sérgio Valdir Bajay, amigo e orientador, a quem devo agradecer não só pela orientação e apoio mas, também, e, principalmente, pelas boas oportunidades que até agora tive em minha vida profissional;

À Luiz Augusto Horta Nogueira, igualmente amigo e orientador, a quem agradeço pela dedicação, estímulo e, também, pelas oportunidades que me ofereceu;

À Mayte, minha esposa, pela paciência e apoio;

A meus pais, entre tantas coisas, pelo esforço que fizeram para que eu estudasse;

À Luiz Augusto Barbosa Cortez;

À Christophe de Gouvello;

À Jorge Isaías Llagostera Beltrán;

Aos colegas da Faculdade de Engenharia Mecânica e, em especial, aos colegas - professores, funcionários e alunos - do Departamento de Energia;

Aos profissionais da Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL e da COPERSUCAR, entre tantos que me prestaram valiosas informações;

Ao Ministério das Minas e Energia - MME - e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq -, pelas oportunidades que tive para adquirir conhecimentos sobre o tema deste trabalho, no exterior;

A todos os amigos e colegas que aqui não são citados nominalmente. Muitas vezes fui incentivado, através de um gesto, de uma palavra ou mesmo pela confiança que em mim depositaram. Muito obrigado!

Sumário

Resumo	i
"Abstract"	ii
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi
Nomenclatura	ix

Capítulo 1 - Introdução

1.1 O Problema Objeto de Estudo	01
1.2 A Abrangência do Trabalho e a Organização do Texto	02

Capítulo 2 - Geração Descentralizada de Energia Elétrica

2.1 Introdução	05
2.2 Conceituação	05
2.3 Evolução Histórica	07
2.4 Características dos Sistemas Elétricos	10
2.5 Vantagens Atribuídas à Geração Descentralizada	13
2.6 O Contexto de Reabilitação	
2.6.1 As razões do processo de reorganização do setor elétrico	14
2.6.2 Os vários aspectos do contexto de reorganização	15
2.7 Tendências da Restruturação e o Espaço à Descentralização	17
2.8 Experiências de Reorganização	
2.8.1 O caso inglês	19

2.8.2 A experiência norte-americana	21
2.8.3 O contexto em outros países da União Européia	23
2.8.4 Programas para o uso de fontes energéticas não convencionais	24

Capítulo 3 - Cogeração: Conceitos e Experiências

3.1 Histórico	25
3.2 Concepções da Tecnologia	26
3.3 Os Espaços Adequados à Inserção da Cogeração	28
3.3.1 Identificação dos espaços	28
3.3.2 Os sistemas de calor distrital e a inserção da cogeração à lógica do planejamento	31
3.3.3 A cogeração como uma alternativa ao atendimento elétrico centralizado	31
3.4 Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento da Cogeração	33
3.4.1 As condições de contorno	33
3.4.2 A origem dos riscos envolvidos	34
3.4.3 Os papéis e os interesses dos diferentes atores envolvidos	34
3.5 Análise das Experiências Internacionais	36
3.5.1 Introdução	36
3.5.2 Estados Unidos	39
3.5.3 Países Europeus	42
3.5.3.1 Alemanha	42
3.5.3.2 Itália	43
3.5.3.3 Espanha	45
3.5.3.4 França	49
3.5.4 Países Asiáticos	49

Capítulo 4 - O Setor Elétrico e a Cogeração no Brasil

4.1 O Setor Elétrico no Brasil	52
4.1.1 Histórico	55
4.1.2 A estrutura organizacional	57
4.2 A Crise Institucional e Financeira	60
4.3 A Restruturação do Setor	60

4.4 O Espaço Institucional da Geração Descentralizada	64
4.4.1 Condições de compra da energia elétrica excedente de autoprodutores	65
4.4.2 A tarifa de compra da energia excedente de autoprodutores	65
4.4.3 Atendimento emergencial dos auto-produtores	66
4.4.4 Responsabilidades do autoprodutor	66
4.4.5 Crítica à legislação em vigor	66
4.4.6 Perspectivas de alteração da legislação	68
4.5 Geração Descentralizada de Energia Elétrica no Brasil	
4.5.1 Caracterização no contexto do sistema elétrico brasileiro	69
4.5.2 Perspectivas para a geração descentralizada	71

Capítulo 5 - O Segmento Sucro-alcooleiro e a Produção de Eletricidade a Partir de Subprodutos da Cana

5.1 O Setor Sucro-Alcooleiro	
5.1.1 A cana e o setor a nível mundial	74
5.1.2 O setor sucro-alcooleiro no Brasil	76
5.1.3 Diversificação da produção: necessidade e alternativas	
5.1.3.1 Razões para a diversificação	81
5.1.3.2 As alternativas de diversificação e o mercado de subprodutos	84
5.2 A Produção de Eletricidade Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro	
5.2.1 O contexto a nível mundial	87
5.2.2 O contexto brasileiro	93

Capítulo 6 - Tecnologias de Cogeração para as Usinas de Açúcar e Alcool

6.1 Tecnologias de Produção de Eletricidade a Partir dos Subprodutos da Cana	
6.1.1 Caracterização dos sistemas atuais	98
6.1.2 Tendências, alternativas e novas tecnologias	101
6.2 Descrição dos Sistemas Analisados	103
6.2.1 Sistemas com turbinas a vapor de contra-pressão	103
6.2.2 Sistemas com turbinas a vapor de extração-condensação	104
6.2.3 Gaseificação dos subprodutos da cana e emprego de turbinas a gás	105
6.3 Simulação da Operação dos Sistemas	106

6.4 Características dos Sistemas	110
6.4.1 Características dos sistemas de potência a vapor	114
6.4.2 Características específicas dos sistemas com turbinas de contra-pressão	118
6.4.3 Características dos sistemas de extração-condensação	120
6.4.4 Características dos sistemas BIG-STIG	124
6.5 Resultados da Simulação	

Capítulo 7 - Análise Econômico-Financeira das Tecnologias de Cogeração a Partir de Subprodutos da Cana

7.1 Introdução	133
7.2 Análise Econômico-Financeira	133
7.2.1 Viabilidade da auto-suficiência no abastecimento elétrico	134
7.2.2 Viabilidade da produção de excedentes de eletricidade	137
7.2.2.1 Sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão	138
7.2.2.2 Sistemas com turbinas de extração-condensação	138
7.2.2.3 Sistemas BIG-STIG	140
7.2.2.4 Análise comparativa entre os sistemas extração-condensação e BIG-STIG	142
7.2.3 Viabilidade da produção independente de eletricidade com subprodutos da cana	145
7.3 Análise dos Custos de Produção de Eletricidade	148

Capítulo 8 - A Produção de Eletricidade Excedente a Partir de Resíduos da Cana: Potencial e a Visão dos Diferentes Atores

8.1 Introdução	155
8.2 O Potencial de Produção de Eletricidade a Partir de Resíduos da Cana	155
8.2.1 Projeção da moagem de cana	156
8.2.2 Teor de fibras da cana	160
8.2.3 Percentual de recuperação de pontas e folhas	161
8.2.4 Produção específica de energia elétrica	162
8.3 Seleção das Usinas Adequadas à Comercialização de Eletricidade Excedente	163
8.4 Potencial de Comercialização da Eletricidade Excedente	165

8.5 Contribuição para com a Redução dos Custos de Produção do Álcool	168
8.6 Os Interesses dos Diferentes Atores Envolvidos	170
8.6.1 A visão do setor sucro-alcooleiro	170
8.6.2 A visão do setor elétrico	172
8.6.3 A visão da sociedade	175

Capítulo 9 Considerações Finais

9.1 Conclusões	177
9.2 Recomendações	178

Anexos

Anexo A - Descrição do Processo de Produção de Açúcar e Álcool

A.1 Etapas da Produção Industrial	182
A.2 Aspectos Energéticos	187
A.3 Redução da Demanda de Vapor de Processo	188

Anexo B - Curvas de Eficiência de Geradores de Vapor e Turbinas

191

Anexo C - Equacionamento e Simulação da Operação de Turbinas a Gás em Sistemas BIG-STIG

C.1 Introdução	196
C.2 Equacionamento da Turbina a Gás	198
C.2.1 Compressor	199
C.2.2 Câmara de combustão	201
C.2.3 Turbina	202
C.2.4 Resultados do ajuste às turbinas estudadas	204
C.2.5 Ajuste dos resultados à operação com gás de gaseificação	206
C.3 Equacionamento da Caldeira de Recuperação	207

D.4.4 Custo das turbinas STIG e de suas respectivas caldeiras de recuperação	231
--	-----

Anexo E - Parâmetros Termodinâmicos de Desempenho

E.1 Definição dos Parâmetros	232
E.1.1 Eficiência de geração elétrica	232
E.1.2 Eficiência de Primeira Lei	233
E.1.3 Eficiência de Gasparovic	233
E.1.4 Eficiência de Segunda Lei	234
E.1.5 Eficiência racional	235
E.1.6 Relação potência/calor	236
E.2. Variação dos parâmetros termodinâmicos em regime de carga variável	237

Anexo F - Análise de Grupamento Aplicada às Usinas de Açúcar e Alcool

F.1 Introdução	241
F.2 Premissas e Metodologia	242
F.3 Análise dos Resultados	243
F.4 Classificação das Usinas para a Avaliação do Potencial de Cogeração	246

Referências Bibliográficas	250
-----------------------------------	-----

Resumo

Este trabalho trata da cogeração e da produção independente de eletricidade e, em especial, da viabilidade e das perspectivas dessas tecnologias junto ao setor sucro-alcooleiro, no Brasil.

Na primeira parte deste trabalho, a cogeração e a produção independente são estudadas enquanto formas de geração descentralizada de energia elétrica. São identificadas suas principais características, as razões pelas quais essas alternativas têm sido valorizadas e como que as mesmas têm sido tratadas, no contexto internacional, nos processos de reformulação da base institucional do setor elétrico.

Em uma segunda etapa, os setores elétrico e sucro-alcooleiro, no Brasil, são estudados. No caso do setor elétrico, são analisadas sua estrutura organizacional, as origens de sua crise institucional e financeira e algumas propostas de reestruturação. Já para o setor sucro-alcooleiro, faz-se uma análise da expansão da agro-indústria canavieira nos últimos anos, com destaque para as questões relativas à concentração da produção, para o problema dos custos de produção do álcool etílico e para as razões e opções de diversificação da produção.

As várias alternativas de geração elétrica em larga escala são analisadas na terceira parte do trabalho. A partir de procedimentos de simulação desenvolvidos nesta tese, foram determinadas as principais características técnicas de cada sistema, tais como a capacidade de geração, a produção de energia elétrica, a disponibilidade de excedentes e os requerimentos de biomassa. Esses resultados permitiram, por sua vez, a realização de estudos de viabilidade econômico-financeira. O potencial das tecnologias de maior viabilidade técnica e econômica foi, então, calculado para o Estado de São Paulo, a partir da consideração de cenários alternativos de crescimento da produção de cana e da identificação das usinas mais adequadas para esses empreendimentos.

A produção de energia elétrica em larga escala a partir de subprodutos da cana-de-açúcar é uma alternativa que pode trazer benefícios tanto ao setor sucro-alcooleiro quanto ao setor elétrico, e vantagens ainda maiores para a sociedade em seu conjunto. Em que pese o atual contexto de dificuldades, suas perspectivas tendem a ser tanto mais promissoras quanto maior for a necessidade de racionalização dos custos de atendimento, por parte do setor elétrico, e de redução dos custos de produção, por parte do setor sucro-alcooleiro.

Abstract

This work deals with cogeneration and independent power production and, more specifically, with the feasibility and perspectives of these technologies in the Brazilian sugar-cane industry.

In the first part of this thesis, cogeneration and independent power production are assessed as decentralised power generation options. Some aspects of these technologies are identified, as the conditions in which they have developed in recent years, world-wide, and how they have been dealt with in the institutional structural changes under way in the public owned electric power sector in several countries.

In the second part, the Brazilian electric sector and the sugar-cane industry are evaluated. The organisational structure of the electric power sector, the reasons of its institutional and financial crises and some structural changes proposals are discussed. In the other hand, the sugar-cane industry is studied according to the following aspects: its expansion in recent years, the concentration of the production, the alcohol production costs and why some degree of production diversification in this industrial branch is desirable.

Several technological alternatives that allow a large scale electricity production in the sugar and alcohol sector are examined in the final part of this thesis. A simulation procedure was specially developed in this thesis and applied to a typical sugar and alcohol plant. With the help of this simulation procedure, technical and economic evaluations were carried out and the best alternatives are identified. Finally, their potential was calculated for the sugar-cane industry in the State of São Paulo, considering the possible expansion of the sugar and alcohol production and the mills that are more appropriate to respond for this increase.

The large scale electric power generation from sugar-cane by-products is an option that can bring about some advantages for the public owned electric power sector, as well for the sugar-cane one. As a matter of fact, looking from a social point of view, a larger number of advantages can be identified for the society as a whole. Despite the present constraints, the perspectives are good, specially in an environment of more competition in the electric sector and in the sugar-cane industry.

Lista de Figuras

Capítulo 4

4.1 Esquema da atual estrutura do setor elétrico brasileiro	56
4.2 Evolução da tarifa média de fornecimento no período 1974-1991	58
4.3 Participação de diferentes fontes no financiamento do setor elétrico nos anos 80	59
4.4 Autoprodução e a cogeração na geração elétrica no Brasil	70

Capítulo 5

5.1 Evolução dos preços de exportação do açúcar - 1972-1992	75
5.2 Concentração da moagem no Estado de São Paulo	80
5.3 Concentração espacial das usinas paulistas	80
5.4 Concentração das usinas no Estado de São Paulo por área de concessão	81

Capítulo 6

6.1 Esquema de sistemas de cogeração com turbinas a vapor de contra-pressão	104
6.2 Esquema dos sistemas estudados com turbinas de extração-condensação	105
6.3 Esquema de um sistema BIG-STIG em uma usina de açúcar e álcool	107
6.4 Efeito da pressão de geração do vapor sobre a relação potência/calor	111
6.5 Efeito da pressão de geração do vapor sobre o estado do vapor de processo	112
6.6 Efeito da temperatura de geração do vapor sobre o estado do vapor de processo	113
6.7 Efeito da demanda de potência mecânica sobre a geração elétrica	114

6.8 Efeito da pressão de alimentação dos sistemas de acionamento mecânico sobre o potencial de geração elétrica	115
6.9 Efeito da pressão de vapor de processo sobre a geração de potência e sua eficiência	115
6.10 Efeito da demanda de vapor de processo sobre a geração de potência	116
6.11 Efeito do desequilíbrio entre as linhas de pressão de vapor sobre a geração de potência elétrica em um sistema de cogeração com turbinas de contra-pressão - "configuração 1"	117
6.12 Dependência entre a relação potência-calor e o fluxo máximo de vapor em uma turbina com uma extração automática e condensação do fluxo remanescente	118
6.13 Eficiência da geração elétrica em um sistema de cogeração com turbina de simples extração automática e condensação	120
6.14 Padrão operacional de um sistema BIG-STIG em ciclo combinado em uma usinas de açúcar e álcool	123
6.15 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação de sistemas de contra-pressão	124
6.16 Sistemas de contra-pressão: geração elétrica em função da demanda de vapor de processo	125
6.17 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação dos sistemas de extração-condensação durante o período de safra	126
6.18 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação dos sistemas BIG-STIG	127
6.19 Potência elétrica excedente em função da demanda de vapor de processo - sistemas BIG-STIG	128
6.20 Disponibilidade de bagaço em função da demanda de vapor de processo - sistemas BIG-STIG	129
6.21 Necessidade de recuperação de pontas e folhas em função da moagem efetiva	130
6.22 Produção de eletricidade excedente na safra em função da moagem efetiva	130

Capítulo 7

7.1 Viabilidade econômica da autosuficiência: usina com índice 0,70	135
7.2 Viabilidade econômica da autosuficiência: usina com índice 0,90	136
7.3 Viabilidade econômica dos sistemas de extração-condensação	139
7.4 Efeito do valor do bagaço sobre a viabilidade de sistemas extração-condensação	140
7.5 Viabilidade econômica dos sistemas BIG-STIG	141
7.6 Análise comparativa dos sistemas extração-condensação e BIG-STIG	142
7.7 Comparação dos sistemas BIG-STIG em cogeração e produção independente	146
7.8 Custos da eletricidade gerada em função da taxa de desconto - "configuração 1"	149

7.9 Custos de produção elétrica em sistemas extração-condensação e BIG-STIG	150
7.10 Custos da eletricidade gerada em função de desequilíbrios entre linhas de vapor	151
7.11 Custos da eletricidade gerada em sistemas com uma extração automática e condensação	152
7.12 Associação entre custos e eficiência de geração - "configuração 1"	153
7.13 Associação entre custos e eficiência de geração - sistemas extração-condensação	153

Capítulo 8

8.1 Projeções da demanda de álcool carburante tendo como horizonte o ano 2014	159
8.2 Estimativas da evolução da moagem de cana em São Paulo no período 1994-2014	161
8.3 Efeito da tarifa de eletricidade excedente sobre os custos de produção do álcool	169

Anexos

A.1 Fluxograma do processo de produção de açúcar e álcool a partir da cana	183
B.1 Rendimento térmico de geradores de vapor em função da carga	192
B.2 Eficiência isoentrópica de turbinas a vapor em função do fluxo de vapor	193
B.3 Diagrama de regimes para uma turbina de simples extração-condensação	194
C.1 Resultados da simulação de uma turbina LM 5000 STIG, com injeção de vapor	206
C.2 Perfil de temperaturas na caldeira de recuperação	209
E.1 Comportamento de parâmetros de desempenho em função de desequilíbrios entre linhas de vapor - "configuração 1"	239
E.2 Comportamento de parâmetros de desempenho em função do fluxo de vapor levado à condensação	239

Lista de Tabelas

Capítulo 2

2.1 Participação da autoprodução e da cogeração sobre a geração elétrica total (%)	9
--	---

Capítulo 4

4.1 Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil - GW	54
4.2 Capacidade instalada de autoprodutores em 1986, em MW	72

Capítulo 5

5.1 Taxas de crescimento da produção e das exportações de açúcar	76
5.2 Evolução de parâmetros da produção do setor sucro-alcooleiro durante as três fases do PROÁLCOOL - taxas médias anuais - %	78
5.3 Participação percental do Estado de São Paulo no setor sucro-alcooleiro do Brasil	78
5.4 Distribuição espacial das usinas brasileiras - 1991	79
5.5 Custo de produção do álcool em barril equivalente de petróleo	84
5.6 Caracterização dos principais sistemas de produção elétrica a partir de subprodutos da cana-de-açúcar em outros países	94

Capítulo 6

6.1 Caracterização dos sistemas de produção de eletricidade das usinas paulistas	100
--	-----

6.2 Síntese dos parâmetros empregados na simulação dos sistemas de cogeração	109
6.3 Síntese dos resultados das simulações	132

Capítulo 7

7.1 Viabilidade econômico-financeira de investimentos em autosuficiência	137
7.2 Resultados comparativos em relação à solução de autosuficiência - TIR	138
7.3 Análise de sensibilidade em função do valor da biomassa - sistema LM 5000 CC	141
7.4 Resultado de medidas de fomento à produção de excedentes elétricos	143
7.5 Condições ideais para os sistemas de dupla extração e condensação e BIG-STIG	145
7.6 Estrutura de custos da produção de excedentes elétricos em larga escala	150

Capítulo 8

8.1 Índices de produção e de eletricidade excedente para o cálculo do potencial	163
8.2 Potencial de produção de energia elétrica excedente nas usinas de açúcar e álcool do Estado de São Paulo - [MW médios]	166
8.3 Avaliações do potencial de energia elétrica excedente, em São Paulo [GW]	166
8.4 Distribuição percentual do potencial técnico-econômico de produção de eletricidade excedente segundo as áreas de concessão	167
8.5 Distribuição percentual do potencial técnico-econômico de produção de eletricidade excedente segundo as regiões administrativas	167

Anexos

C.1 Comparação dos resultados do procedimento de simulação de turbinas a gás	205
C.2 Resultados da simulação dos sistemas BIG-STIG	213
E.1 Parâmetros de desempenho das tecnologias e configurações simuladas	236
E.2 Efeito da configuração da instalação sobre os indicadores de desempenho	237
F.1 Médias dos parâmetros de caracterização dos grupos homogêneos de usinas anexas e autônomas - desvios-padrão entre parênteses	244
F.2 Média dos parâmetros de caracterização dos sistemas de energia de usinas anexas e autônomas - desvios-padrão entre parênteses	245

F.3 Comparação entre classificações das usinas anexas e autônomas em grupos homogêneos

247

Nomenclatura

Letras Latinas

C_p = calor específico a pressão constante [kJ/kg K]

d = consumo específico de vapor a plena carga em regime de condensação [t/kWh]

E = exergia [kJ/kg]

FC = fator de capacidade

G = consumo de vapor [kg/s]

h = entalpia [kJ/kg]

k = custo [US\$]

m = fluxo de massa [kg/s]

P = pressão [MPa]

PC = poder calorífico [kJ/kg de combustível]

Q = calor [kJ/s]

r_p = relação de compressão

T = temperatura [K]

tca = total de cana moída em um ano [t/ano]

W = potência [kW]

x = relação entre o consumo de vapor em uma turbina de extração-condensação nas condições em estudo e o consumo mínimo

y = relação entre saltos entálpicos utilizados pela parte de baixa pressão e pela turbina de extração-condensação em seu conjunto

Letras Gregas

δ = expoente da politrópica da turbina de alta pressão

ε = efetividade
 ϕ = eficiência racional
 γ = expoente da politrópica na compressão
 η = eficiência
 κ = expoente da politrópica da turbina de baixa pressão
 ρ = densidade
 σ = relação potência/calor

Superescritos

* = indica a entalpia molar da água a 1 atm [kJ/kgmol]

Subscritos

a = aporte
 ar = ar
 arg = "blast air" para o gaseificador
 al = refere-se à potência da turbina de alta pressão
 ali = água de alimentação
 bio15 = biomassa com 15% de umidade
 bx = refere-se à potência da turbina de baixa pressão
 c = compressor
 cond = condensação
 ele = elétrico
 en = entrada
 esc e esct = propriedades reais e teóricas de escape, respectivamente
 exau = exaustão
 ext = vapor de extração
 f = combustível
 fc = combustível queimado na caldeira de recuperação
 ft = combustível queimado na câmara de combustão da turbina
 g = gases de combustão antes da injeção de vapor
 Gas = "Gasparovic"
 gc = gases de combustão após a injeção de vapor

gel = gerador elétrico

gg = gerador de gases, i.e., corpo de alta pressão de uma turbina aeroderivativa

gt = gases após a injeção de vapor na turbina

gv = gerador de vapor

i = condição em estudo

ic e it = propriedades do vapor injetado na câmara de combustão e na turbina, respectivamente

in e int = propriedades reais e teóricas dos gases à entrada da turbina de potência, respectivamente

is = isoentrópico

m = mecânico

max = máximo

mis = mistura, após injeção de vapor

p = processo

pap e pbp = "pinch-point" nos evaporadores de alta e baixa pressão, respectivamente

satap e satbp = saturação à alta e baixa pressão, respectivamente

stig = referência às turbinas a gás que recebem injeção de vapor - "steam injected gas turbine"

t = térmico

ta, tb e tp = indicam a eficiência isoentrópica dos estágios de alta pressão, de baixa pressão e de potência da turbina a gás, respectivamente

tr = propriedades dos gases no ponto de injeção de vapor, no corpo da turbina

tv = turbina a vapor

v = vapor

vap e vbp = vapor de alta e baixa pressão, respectivamente

vg = "blast-steam"

x = consumo mínimo de vapor

0 = estado termodinâmico correspondente a 15 °C, 1 atm

1 = propriedades de entrada no compressor

2 = propriedades de saída do compressor

I = refere-se à Primeira Lei da Termodinâmica

II = refere-se à Segunda Lei da Termodinâmica

Capítulo 1

Introdução

1.1 O Problema Objeto de Estudo

Em vários países do mundo o setor elétrico vem passando, nos últimos anos, por um processo de reformulação de sua base institucional. Em que pesem as particularidades de cada caso, esse processo é caracterizado, em linhas gerais, pela busca de um maior grau de concorrência tanto no âmbito da geração quanto do atendimento ao consumidor, com uma abertura de espaço, entre outras opções, à produção independente e à venda da energia excedente de autoprodutores.

A cogeração, enquanto forma de autoprodução, tem sido revalorizada em um contexto que, a rigor, extrapola os objetivos de diversificação da estrutura de produção de energia elétrica. Em algumas das mais bem sucedidas experiências internacionais, também podem ser identificados como impulsionadores do crescimento da cogeração fatores tais como a questão ambiental, a competitividade do setor industrial, a valorização da atividade econômica a nível regional, o uso mais eficiente dos insumos energéticos, etc..

Embora a discussão em torno da cogeração, no Brasil, tenha começado já há muitos anos, os resultados até agora alcançados são pouco expressivos. As barreiras institucionais ainda existentes no país, a cultura e o conservadorismo vigentes no setor elétrico, o pequeno crescimento da demanda de energia elétrica nos anos 80, a importância e a extensão do potencial da energia hidráulica e a falta de definições políticas com vistas à viabilização de outras opções de expansão são as principais razões para a existência do quadro atual.

Avaliações preliminares do potencial de cogeração brasileiro indicam que a fração mais expressiva está concentrada junto às usinas de açúcar e álcool. Esse segmento industrial é, inclusive, um dos poucos que têm condições de produzir e vender, de forma competitiva em

relação às outras alternativas de geração, energia elétrica excedente. A possibilidade de produção fora do período de safra da cana-de-açúcar e o montante de excedentes, que pode vir a ser mais do que 20 vezes superior à demanda das respectivas unidades industriais, fazem com que seja mais apropriado tratar essa alternativa como uma forma de produção independente e não apenas como cogeração.

O interesse pela produção de energia elétrica em larga escala a partir de derivados da cana-de-açúcar pode ser justificado em função das situações atuais dos setores elétrico e sucro-alcooleiro. O primeiro vive uma crise institucional e financeira de relativa profundidade e dificilmente terá condições de viabilizar, com recursos próprios e dentro de sua atual estrutura organizacional, a expansão do sistema de abastecimento em um ritmo mais acelerado, compatível com o que se espera que seja necessário caso haja uma retomada do crescimento econômico do país. Já o setor sucro-alcooleiro tem sido alvo de críticas em função da necessidade de redução dos custos de produção do álcool etílico e de uma maior competitividade, conseqüentemente, vis-à-vis a gasolina. A questão que se coloca é em que medida essa alternativa - a comercialização dos excedentes da produção de eletricidade das usinas - pode atenuar os problemas acima relacionados.

1.2 A Abrangência do Trabalho e a Organização do Texto

Tendo como objetivo final a análise das perspectivas da cogeração e da produção independente de energia elétrica nas usinas de açúcar e álcool e em que condições essa alternativa pode atenuar os problemas atualmente vividos pelos setores elétrico e sucro-alcooleiro, optou-se, neste trabalho, por uma abordagem abrangente, que parte das questões mais gerais e avança, na medida do possível, para os aspectos mais particulares do tema.

Em linhas gerais, o trabalho pode ser dividido em três partes. A primeira delas visa uma análise sob uma ótica mais abrangente, procurando identificar no processo de reorganização institucional do setor elétrico, em diferentes países, o espaço de revalorização da geração descentralizada, de uma forma geral, e da cogeração, em particular.

Dois capítulos compõem essa primeira parte. No Capítulo 2 são apresentados os conceitos relativos à geração descentralizada de energia elétrica, seu histórico, as vantagens que lhe são usualmente imputadas, as principais características dos sistemas de suprimento elétrico, o contexto de reabilitação da geração descentralizada e como esta tem sido tratada em algumas recentes experiências de reestruturação. Cabe notar que à geração descentralizada tem sido reservado, fundamentalmente, um papel complementar, já que em raros casos existe potencial e condições de viabilidade para que toda a expansão da capacidade de geração seja feita exclusivamente com

aproveitamento dessa opção. Outro aspecto a ser destacado é que a geração descentralizada requer o reforço das instituições de regulamentação, sob pena de que sua inserção em um sistema elétrico não seja feita com um melhor aproveitamento de seu potencial e de seus benefícios potenciais.

Por sua vez, o Capítulo 3 trata especificamente da cogeração, definindo concepções desta tecnologia, discutindo as condições favoráveis à sua difusão, os fatores condicionantes ao seu desenvolvimento e experiências internacionais. São analisados o caso norte-americano, algumas experiências européias bem sucedidas - a alemã, a italiana e a espanhola - e o caso francês e, finalmente, algumas experiências de países asiáticos. Essas várias experiências mostram claramente que o melhor aproveitamento do potencial da cogeração, mesmo em um contexto favorável, a adoção de uma política de fomento bem orientada e que faça uso dos vários instrumentos disponíveis - linhas de crédito, ações de caráter fiscal, incentivos ao desenvolvimento tecnológico, assistência à tomada de decisões, etc..

A segunda parte do trabalho procura contextualizar a geração descentralizada e a cogeração dentro de uma visão mais específica do caso brasileiro e, ainda mais especificamente, analisar por quais razões a produção de eletricidade em larga escala é apresentada como uma questão de interesse para o setor sucro-alcooleiro, não só no Brasil como em todo o Mundo.

Os Capítulos 4 e 5 formam a segunda parte da tese. No Capítulo 4 é feita uma discussão sobre o setor elétrico brasileiro - seu histórico, sua estrutura organizacional, as origens de sua crise institucional e financeira e as propostas que se colocam para sua reestruturação - e sobre a geração descentralizada no Brasil - o espaço institucional, sua contribuição no âmbito da oferta de energia e perspectivas. Embora ainda não existam condições adequadas à geração descentralizada, de uma forma geral, e à cogeração, em particular, é justamente no contexto das prováveis reformas do setor elétrico que deverão surgir, nos próximos anos, os espaços para o melhor aproveitamento dessas opções.

Já o Capítulo 5 se destina à uma discussão do setor sucro-alcooleiro e da produção de energia elétrica a partir dos subprodutos da cana. Partindo de uma visão mundial do setor e de experiências internacionais na produção e comercialização de eletricidade, faz-se uma breve análise da expansão da agro-indústria canavieira no Brasil, com destaque para as questões relativas à concentração da produção, ao problema dos custos de produção do álcool etílico e às razões da diversificação da produção. Também nesse setor existem barreiras à produção de eletricidade em larga escala, em função da postura conservadora de alguns de seus representantes e da ausência de um contexto que estimule o setor, como um todo, à uma maior racionalidade da produção.

Finalmente, a terceira parte do trabalho está voltada à análise das alternativas de geração de eletricidade em larga escala a partir dos subprodutos da cana. No Capítulo 6 é feita uma avaliação das tecnologias de cogeração e de produção independente passíveis de aplicação no setor sucro-

alcooleiro, com a caracterização dos sistemas atuais e de novas tecnologias. Procedimentos de simulação foram aplicados a uma usina típica, de sorte que cada uma das tecnologias objeto de estudo pudesse ser analisada em suas características operacionais.

A partir dos resultados obtidos com os procedimentos de simulação - capacidade de geração dos sistemas, produção de energia elétrica, disponibilidade de excedentes e requerimentos de biomassa - foi feita uma análise da viabilidade econômico-financeira das várias configurações estudadas. No Capítulo 7 são apresentados os resultados dessa análise de viabilidade e os custos de produção calculados, mostrando que a produção de eletricidade a partir de subprodutos da cana pode ser bastante competitiva vis-à-vis outras alternativas de geração elétrica, principalmente dentro de duas condições: (i) se a autosuficiência no abastecimento elétrico e a produção de pequena quantidade de eletricidade excedente puderem ser alcançadas com investimentos relativamente baixos e (ii) se existirem condições adequadas, para a produção de energia elétrica ao longo de todo o ano.

No Capítulo 8 é feita uma análise do potencial de produção de energia elétrica excedente junto às usinas de açúcar e álcool do Estado de São Paulo e uma avaliação da contribuição potencial da comercialização dessa energia para com a redução dos custos de produção do álcool. A discussão dos interesses dos diferentes atores envolvidos - os setores elétrico e sucro-alcooleiro e a sociedade em seu conjunto -, também apresentada nesse capítulo, é baseada em entrevistas feitas junto a representantes de cada um desses segmentos sociais.

O Capítulo 9 é destinado às considerações finais, com a apresentação das principais conclusões do trabalho e recomendações, tanto para desdobramentos dos estudos aqui relatados quanto para a elaboração de políticas específicas ao melhor aproveitamento do potencial existente.

Seis anexos complementam este trabalho. O Anexo A apresenta informações sobre o processo de produção de açúcar e álcool e sobre alternativas e tendências de redução da demanda de vapor do processo. O Anexo B descreve como as curvas de eficiência de geradores de vapor e de turbinas a vapor - que foram empregadas na análise dos sistemas de cogeração em regime de carga variável - foram estimadas. No Anexo C é apresentado o equacionamento empregado na simulação da operação dos sistemas com turbinas a gás, com uso do gás de gaseificação da biomassa como combustível. No Anexo D são descritas as premissas da análise econômico-financeira realizada neste trabalho, enquanto no Anexo E são apresentados alguns parâmetros de desempenho empregados na análise dos vários sistemas analisados. Finalmente, no Anexo F é feita uma breve descrição de um procedimento estatístico - a análise de grupamento - empregado no Capítulo 8 na seleção das usinas de maior potencial para a produção de energia elétrica excedente.

Capítulo 2

Geração Descentralizada de Energia Elétrica

2.1 Introdução

O setor elétrico passou, a partir do final dos anos 70, nos Estados Unidos e em alguns países da Europa, por transformações que levaram à reestruturação da organização e da operação de seus sistemas. Esse processo ganhou abrangência e se alastrou a outros países, inclusive no contexto de movimentos que defendem uma maior descentralização política e uma menor participação do Estado na economia. Em um certo sentido, embora não seja a questão principal, a reestruturação do setor elétrico também tem certa associação com os esforços de racionalização do uso dos recursos naturais e de preservação do meio-ambiente.

A geração descentralizada, na forma de autoprodução, com ou sem venda de excedentes, e a produção independente são alternativas importantes dentro do processo de reorganização dos sistemas elétricos. Nos países desenvolvidos, o principal fator indutor da reestruturação tem sido a busca de maior competição no âmbito da geração, com vistas à redução dos custos de atendimento. Já para os países em desenvolvimento, a questão fundamental tem sido colocada na viabilização de novas opções de geração dentro de um contexto de fortes restrições financeiras que impedem a expansão do sistema segundo as alternativas convencionais.

2.2 Conceituação

A geração descentralizada, opção que confere uma dispersão espacial e organizacional aos sistemas elétricos, corresponde à maneira pela qual a indústria elétrica foi estruturada quando de seu início. Com o passar dos anos, por razões que podem ser entendidas genericamente como de

natureza política e econômica, predominou a opção pela concentração no setor, caracterizada pela centralização da geração, pela formação de redes para os sistemas de transmissão e distribuição e pela gestão centralizada da operação e do planejamento.

Dentro da concepção atual dos sistemas elétricos, a *geração descentralizada* pode ser compreendida como uma opção de atendimento da demanda por unidades de geração de pequeno ou médio porte. Essas unidades, localizadas próximas aos pontos de consumo, tanto podem satisfazer toda ou parte da demanda de energia elétrica do mercado em que se inserem (BAJAY & WALTER, 1989).

A geração descentralizada pode ocorrer tanto em sistemas isolados quanto em sistemas interligados. Entende-se por *sistema isolado* um sistema elétrico cuja demanda, via de regra relativamente pequena, é atendida exclusivamente pelas centrais de geração localizadas próximas a ele, de forma que a estrutura de suprimento não esteja eletricamente interconectada com outros centros de geração ou redes de transmissão e distribuição.

Já ao termo *sistema interligado* deve ser associado um sistema elétrico de maiores dimensões que é suprido pela energia produzida em várias instalações não necessariamente próximas dos pontos de consumo. Nos sistemas interligados a energia elétrica flui por uma rede de transmissão que alimenta as subestações e linhas de distribuição.

Para os sistemas elétricos tal como foram organizados até recentemente, a existência de sistemas isolados só é justificada pelos altos custos de interligação, em função da distância em relação à rede elétrica ou, ainda, em razão da baixa densidade de consumo de comunidades que podem até estar fisicamente próximas da estrutura de transporte do sistema interligado. As áreas de maior densidade populacional são, em geral, servidas por sistemas elétricos interligados, enquanto áreas com população esparsa são tipicamente atendidas por sistemas isolados.

As interconexões elétricas são sempre justificáveis em função da maior confiabilidade, das melhores características operacionais e pela possibilidade de se tirar proveito da diversidade temporal das demandas máximas e da sazonalidade. Um alto grau de interconexão, no entanto, pode gerar problemas em função da complexidade de operação e do risco de falhas que podem levar, em casos extremos, a um "black-out" generalizado.

As instalações de geração descentralizada tanto podem ser de propriedade de uma empresa elétrica concessionária quanto de empresas que geram eletricidade para consumo próprio e/ou para venda à concessionária ou outros consumidores. Assim, com relação à geração descentralizada, devem ser diferenciadas as figuras do autoprodutor e do produtor independente. O *autoprodutor* de energia elétrica é o consumidor que busca prover, através de geração própria, um fornecimento garantido e econômico para sua instalação, seja porque não há a opção de abastecimento via rede, ou ainda porque esse é muito caro ou pouco confiável.

A autoprodução de eletricidade é uma alternativa tradicional em segmentos industriais ou de serviços - indústrias químicas e hospitais, por exemplo - em que o abastecimento elétrico deve ocorrer praticamente sem falhas. A tendência de expansão da autoprodução em alguns países está associada à elevação dos custos do abastecimento convencional via rede, à redução da confiabilidade do suprimento ou, ainda, à possibilidade de venda de eletricidade excedente às concessionárias, desde que em qualquer desses casos a geração própria represente uma clara vantagem financeira em relação ao atendimento convencional.

A segunda figura é a do *produtor independente* de eletricidade, instituição juridicamente desvinculada das empresas do setor elétrico, que tem a posse e opera uma instalação de geração elétrica e comercializa sua produção com a concessionária local ou outros consumidores. A figura do produtor independente é relativamente recente, mesmo no cenário internacional, tendo surgido a partir da viabilização dos esforços de desregulamentação das atividades do setor, com o propósito de criação de um ambiente concorrencial entre produtores de eletricidade.

As instalações de geração descentralizada são, em geral, de pequena capacidade, embora os produtores independentes de eletricidade possam, em alguns casos, construir e operar unidades de porte e tecnologia similar à de alguns empreendimentos dos sistemas centralizados. A maioria das unidades descentralizadas, de autoprodutores ou concessionárias, faz uso de fontes energéticas renováveis, tais como energia eólica, solar, energia hidráulica em pequenos aproveitamentos¹ e, principalmente, da tecnologia de cogeração, com uso de combustíveis convencionais ou de resíduos industriais ou agrícolas e, eventualmente, até de lixo urbano. Essas tecnologias são, em geral, adequadas para os aproveitamentos de pequena capacidade em função de serem pouco influenciadas pelas deseconomias de escala e possuírem boas perspectivas para a padronização.

2.3 Evolução Histórica

As primeiras plantas de geração elétrica foram construídas por volta de 1880, época em que a baixa tensão de geração limitava o raio de ação da rede de distribuição a uma curta distância em torno do ponto de produção. Mais tarde, com a geração em corrente alternada e o uso dos transformadores de alta tensão, foi possível a expansão do raio de atuação dos sistemas de distribuição.

Até o início do século XX havia uma grande competição entre as empresas existentes, na busca de um maior espaço em um mercado em franco desenvolvimento. A concorrência cessou quando começaram a ser impostas formas de regulamentação que concederam direito ou licença

¹ Pequenas centrais hidroelétricas - PCH's.

de operação exclusiva à apenas uma empresa em uma dada área. CASE & CIOLEK (1992) chegam a afirmar que a regulamentação definida àquela época foi fruto da ação lobista dos empresários beneficiários das concessões, que não queriam enfrentar as dificuldades advindas da concorrência.

Na década de 20, nos Estados Unidos, começaram a surgir as primeiras interconexões em rede dos sistemas elétricos que eram, até então, isolados. Com o passar dos anos a centralização foi ganhando espaço na indústria elétrica como consequência da contínua melhoria dos serviços prestados, sob a ótica da confiabilidade, da qualidade da energia fornecida e da redução dos custos de atendimento.

Após a Segunda Guerra, os avanços na tecnologia de transmissão elétrica permitiram o deslocamento das centrais de potência para distâncias cada vez maiores em relação aos centros de consumo. Essa tendência foi reforçada ao longo dos anos 60 e 70, inclusive para a minimização dos impactos ambientais próximos aos centros populacionais.

Vale destacar que o Pós-Guerra representou, em praticamente todo o Mundo, o que OLIVEIRA (1992) chama de ciclo virtuoso na indústria elétrica. As altas taxas de crescimento da demanda exigiram investimentos de grande monta que, por sua vez, possibilitaram um ritmo acelerado de inovações tecnológicas, redundando em custos decrescentes dos empreendimentos. As tecnologias incorporadas aos sistemas de transmissão favoreceram a interconexão de sistemas e mercados, acelerando a redução dos custos e permitindo ganhos na qualidade do serviço prestado. À mesma época, os preços dos insumos energéticos eram baixos e o fluxo de capitais para os países em desenvolvimento, ou em reconstrução, tinha custos relativamente reduzidos, de forma a assegurar a economicidade do processo.

É interessante notar como, em muitos casos, a indústria elétrica foi fortalecida no Pós-Guerra em torno de estruturas centralizadas. O Estado assumiu em vários países o papel de coordenador e promotor da reestruturação, uma vez que o capital privado não tinha condições e, talvez, nem tivesse interesse de viabilizar a expansão necessária à sustentação do processo de desenvolvimento econômico².

De uma forma geral, o padrão centralizado de organização da indústria elétrica persistiu até o fim da década de 70, quando a alteração do cenário macroeconômico impôs o seu questionamento e induziu a proposição de novas fórmulas. Naquela época, como consequência da drástica elevação dos preços do petróleo no mercado internacional, a economia mundial entrou em um período recessivo, com a consequente redução das taxas de crescimento da demanda.

² MORSEL (1992) descreve o processo de nacionalização do sistema elétrico, no Pós-Guerra, na França, Inglaterra e Itália, e identifica na deterioração da infraestrutura existente àquela época a principal razão para o caminho adotado.

Coincidentemente à elevação dos custos da geração elétrica e às restrições de mercado, verificou-se a saturação das economias de escala das tecnologias convencionais e a definição de sérias dificuldades aos grandes empreendimentos em função das regulamentações de proteção ambiental. O quadro propício à transição foi completado pela vitória, em alguns países, de partidos com perfil econômico neo-liberal. As propostas de desregulamentação do setor elétrico que foram levadas a cabo, em resposta à consideração de esgotamento dos modelos organizacionais até então em vigor, inicialmente nos Estados Unidos e mais tarde na Inglaterra, abriram espaço à retomada da geração descentralizada (FINON, 1992).

É interessante notar, como bem aponta PERCEBOIS (1991) que, nesse contexto, o sucesso de retomada da geração descentralizada e, particularmente, da autoprodução, foi relativamente modesto em relação ao que tal alternativa havia representado para o conjunto do setor elétrico até o início dos anos 70. Os dados da Tabela 2.1 indicam a evolução da autoprodução e a participação da cogeração em relação à produção total de energia elétrica em alguns países.

Tabela 2.1 Participação da autoprodução e da cogeração sobre a geração elétrica total (%)

Países	1970	1980	1988	1988*	1988**	1988***
Alemanha	33,0	19,2	15,2	26,2	7,1	10,2
Dinamarca	2,1	1,4	1,9	2,9	1,7	26,7
Espanha	6,8	2,9	2,9	6,9	2,0	2,0
França	20,0	13,6	8,2	17,8	1,5	1,7
Grã-Bretanha	8,7	6,5	6,3	18,8	2,3	2,3
Holanda	15,8	10,1	15,5	33,4	14,1	28,9
Itália	24,3	17,3	12,6	22,1	6,4	6,7
UE - total dos 12 países	19,7	12,0	9,5	20,3	4,3	6,2
Estados Unidos	7,5	2,5	3,6	----	---	---

Notas: * autoprodução industrial / consumo industrial de eletricidade; ** cogeração industrial / geração elétrica total; *** total da cogeração (industrial + redes de calor)³ / geração elétrica total

Fonte: PAOLI, in PERCEBOIS (1991)

ONU, in KOCH (1991)

KRAUSE (1992)

Os dados da Tabela 2.1 chamam a atenção por indicar diversos níveis de participação da autoprodução em relação à geração elétrica total em diferentes países. Essa diversidade, reflexo de diferentes políticas energéticas e distintas formas de estruturação do setor elétrico, poderá ser

³ Ver, no Capítulo 3, sobre conceitos e concepções da cogeração.

melhor entendida quando da análise de experiências em geração descentralizada, ainda neste capítulo, e particularmente no caso da cogeração, no Capítulo 3.

Outro ponto a ser destacado diz respeito ao importante papel que a autoprodução representa no segmento industrial em vários países europeus, tendo mantido essa importância mesmo quando o contexto não era favorável para tanto.

2.4 Características dos Sistemas Elétricos

As companhias elétricas, privadas ou estatais, estão entre as mais verticalizadas empresas em todo o mundo. Muitas companhias distribuidoras constroem e operam seus próprios sistemas de produção e transmissão. Outras, por sua vez, só têm a posse do sistema de distribuição e compram energia de outras empresas - as supridoras -, que podem ser exclusivamente geradoras ou mesmo empresas integradas. KAHANE (1990) cita exemplos⁴, tanto de empresas completamente integradas quanto de outras não integradas, todas com mercados de varejo exclusivos e com operação sob rígida coordenação de todos seus elementos.

A integração vertical e horizontal⁵ em suas atividades são características comumente citadas com relação ao setor elétrico. A expressão *integração vertical* faz referência ao conjunto da cadeia produção-consumo de eletricidade, da geração ao atendimento ao consumidor.

A *integração horizontal*, por sua vez, se refere a uma mesma atividade dentro da cadeia produção-consumo. A integração horizontal na geração, por exemplo, indica uma visão de conjunto do sistema no escalonamento da construção de obras, priorização de diferentes centrais no despacho e na transação de compra e venda de energia entre concessionárias.

A integração ainda que moderada entre a produção e o transporte no setor elétrico é tecnicamente justificada pela impossibilidade de armazenamento da energia e pela necessidade de um abastecimento confiável (FINON, 1992).

No setor elétrico os segmentos de transporte e distribuição têm características de monopólios naturais, o que exige forte ação de regulamentação. Tanto no transporte quanto na distribuição, a justificativa de formação de monopólios estatutários se deve à existência de rendimentos de escala crescentes e à deseconomia que haveria na duplicação da infraestrutura em

⁴ De empresas do setor elétrico e do setor de gás de natural, setores que têm características similares quanto à sua lógica de organização.

⁵ Esses conceitos são aplicados à coordenação do planejamento da expansão e da operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição.

uma dada região. Tal característica confere a ambos os setores o controle monopsônico⁶ ou de coordenação sobre os geradores.

Por outro lado, a produção, embora também capital-intensiva, é mais adequada à concorrência. Alguns autores defendem a não necessidade de formação de monopólios na etapa de geração elétrica. Essa, inclusive, tem sido a tônica dos esforços de reestruturação do setor em vários países.

Particularmente na etapa de transporte, no setor elétrico, são fundamentais os aspectos de coordenação e escala, que só são possíveis com integração horizontal e, ao menos, integração vertical parcial. Ainda nessa etapa, a integração também é necessária para reduzir incertezas de preço e de mercado, bem como os custos de transação com as atividade de geração e suprimento às concessionárias de distribuição. Os avanços tecnológicos na área de informática e telecomunicações, segundo KAHANE (1990), possibilitam reduções substanciais nos custos de transação, sendo possível a diferenciação das funções de coordenação técnica e comercial.

WESTFIELD (1988) afirma que os sistemas elétricos de transmissão e distribuição precisam ser desenvolvidos e operados, ou então regulados, por instituições governamentais. Os sistemas de transmissão, em particular, não são suficientemente flexíveis para absorver a potência de novos empreendimentos de grande porte em um período de tempo relativamente curto, o que exige uma forte ação de coordenação.

Analisando exclusivamente do ponto de vista técnico, LINKE & SCHULER (1988) concluem que a necessidade de coordenação na etapa de transporte de eletricidade induz a definição de uma única empresa de transmissão, mesmo existindo um sistema de geração altamente descentralizado. Cabe notar que, do ponto de vista operacional, tal solução não representa grandes diferenças em relação à prática convencional.

Embora possam ser apontadas diferenças na forma como o setor elétrico está estruturado em vários países, é possível a identificação de características comuns aos monopólios no setor elétrico: monopção no suprimento de distribuidoras em uma mesma área e um grau mínimo de integração com os produtores, via contratos de longa duração definidos no sistema "take or pay".

A qualidade e a magnitude dos custos do serviço prestado dependem essencialmente dos ganhos de escala dos empreendimentos e do gerenciamento intensivo da infraestrutura, de forma que seja assegurada coordenação e padronização. Essa é uma característica intrínseca dos sistemas que têm lógica em rede.

As características fundamentais dos sistemas energéticos em rede são relacionadas por SUMMERTON & BRADSHAW (1991). São elas:

⁶ Quando há controle monopsônico, as empresas de transmissão e/ou de distribuição são a única opção de venda das empresas geradoras.

- (i) a economia de escala é fator preponderante na consolidação e expansão do sistema, tipicamente constituído por grandes unidades de transformação e uma rede de distribuição;
- (ii) dado o porte das obras, os altos investimentos de construção precisam ser recuperados ao longo de vários anos, o que confere ao sistema extrema rigidez quanto à operação;
- (iii) a economicidade dos sistemas é muito sensível à alterações tecnológicas e variações do perfil da demanda;
- (iv) a característica de monopólio se deve ao alto nível de investimentos necessários à viabilização do sistema e à sensibilidade da viabilidade econômica dos empreendimentos face à alterações do mercado;
- (v) a característica de serviço público é assegurada pelo papel social da atividade, o que implica na necessidade de definição de mecanismos de regulamentação e fiscalização da atividade. Em vários países o Estado assumiu, também, o papel de viabilizador do sistema dado o elevado montante do capital necessário.

O que caracteristicamente diferencia a geração descentralizada em relação aos sistemas centralizados é o fato da propriedade e a operação dos sistemas, dentro da alternativa de descentralização, estar sempre diluída entre várias organizações, o que lhe confere uma dinâmica especial, embora redunde em uma maior complexidade de gestão.

Embora não haja consenso a respeito, é importante ressaltar que a geração descentralizada, ao menos dentro de grande parte das experiências conhecidas até o momento, é mais complementar do que concorrente ao sistema centralizado, dado que os autoprodutores, por exemplo, só se interessam pelo atendimento de alguns segmentos da demanda. Ainda com relação à questão da complementaridade, entretanto, é importante notar que essa só é eficaz quando existe um nível tal de regulamentação que permite a combinação adequada das soluções de abastecimento.

2.5 Vantagens Atribuídas à Geração Descentralizada

No debate sobre a diversificação das opções de geração elétrica, algumas vantagens são normalmente atribuídas à geração descentralizada em relação às opções convencionais de grande porte. Os pontos mais destacados são:

(i) a geração descentralizada pode possibilitar a minimização dos investimentos e a redução dos custos globais de produção e transporte de eletricidade: em sendo uma alternativa de suprimento elétrico basicamente local, seus custos de transporte são quase sempre reduzidos. É importante notar que, em alguns casos, esta vantagem tende a ser anulada pelas deseconomias de escala. Uma vantagem interessante está nos períodos de construção, em geral bastante reduzidos em relação às alternativas convencionais. Adicionalmente, a possibilidade de utilização de insumos energéticos de menor valor comercial ou, ainda, de fluxos residuais, permite a minimização dos custos operacionais na geração de eletricidade;

(ii) os sistemas descentralizados permitem a promoção do desenvolvimento local através da utilização de recursos da própria região em que a instalação é inserida, com vantagens evidentes do ponto de vista econômico e social. Este ponto é frequentemente citado com relação à experiência de alguns países europeus;

(iii) existe um potencial de minimização dos impactos ambientais associado à geração descentralizada, seja pelo porte da instalação, em geral pequeno e com maior dispersão espacial ou, ainda, pela ausência ou menor impacto quanto às emissões de dióxido de carbono, no caso do uso de fontes energéticas renováveis. Existe uma vantagem clara na hipótese de utilização do lixo urbano em centrais de incineração com produção de potência, o que é, evidentemente, um caso particular entre as tecnologias possíveis;

(iv) a geração descentralizada pode permitir a dinamização das atividades econômicas, em função da maior produção industrial e do maior volume de serviços. Algumas tecnologias não são muito complexas e quase sempre existe capacitação tecnológica para um programa, ao menos parcialmente endógeno, em países ou regiões de relativo desenvolvimento industrial;

(v) algumas alternativas associadas à geração descentralizada são, em geral, de baixo custo de investimento, o que possibilita a viabilização de obras mesmo dentro de um quadro de restrições de acesso ao capital. Tal aspecto igualmente confere a possibilidade de que um maior número de agentes possa participar da atividade, enquanto empreendedores.

(vi) a geração descentralizada confere uma maior flexibilidade aos sistemas elétricos do ponto de vista do escalonamento da expansão da capacidade de geração, assim como permite a adaptação da oferta a um número crescente de consumidores com características distintas;

(vii) dado o caráter de maior dispersão geográfica das unidades de geração e o número de centrais em condições de operar em um determinado instante, se considera que a geração descentralizada confere potencialmente maior confiabilidade na operação do sistema elétrico. O maior "mix" na geração também pode levar a uma maior segurança no provisionamento energético;

(viii) mais especificamente no caso da cogeração, pode ser atribuída à geração descentralizada a vantagem adicional de uma maior eficiência no uso da energia com vantagens adicionais do ponto de vista ambiental, frente, por exemplo, à produção exclusiva de calor e potência.

2.6 O Contexto de Reabilitação

2.6.1. As razões do processo de reorganização do setor elétrico

Já foi comentado anteriormente que, em função do caráter de serviço público, o setor elétrico representa uma das atividades industriais mais submetidas ao controle institucional em todo o mundo. Tendo em vista a dimensão social e econômica associada à esse serviço, os governos, através de suas instâncias reguladoras, têm tido, historicamente, uma ação fundamental na imposição do monopólio público ou na regulamentação da participação da iniciativa privada.

Desde o final dos anos 70 existem pressões para a reorganização dos setores energéticos de forma que seja reduzida a influência do Estado, com a consequente viabilização de um espaço maior à iniciativa privada. As duas referências de maior importância são os processos ocorridos nos Estados Unidos e na Inglaterra.

Nos Estados Unidos as pressões para a reforma do quadro institucional do setor elétrico surgiram dentro de um ambiente de desregulamentação da economia americana, com experiências prévias, por exemplo, nos campos das telecomunicações e dos transportes.

A indústria elétrica americana viveu, na segunda metade dos anos 70, uma dura crise econômico-financeira em função de um conjunto de fatores: (i) elevação dos preços dos combustíveis, (ii) restrições ao crescimento da demanda, (iii) excesso de capacidade de geração em algumas áreas, (iv) tendência de elevação dos custos de novas obras, em decorrência da

necessidade de incorporação de medidas de mitigação dos impactos ambientais e (v) perda de competitividade da tecnologia nuclear.

A organização do setor elétrico então existente não foi capaz de superar a tendência de elevação dos custos, de perda de eficiência e de redução da qualidade do serviço. Surgiram, então, pressões de grandes consumidores para a reestruturação institucional e para a abertura de espaço à várias formas de concorrência.

FINON (1992), com justa razão, minimiza o caráter ideológico do processo ao analisar a reorganização do setor elétrico americano como consequência da existência de uma estrutura de regulamentação inadequada para um período de rápida transição.

A outra referência importante é fruto da vitória eleitoral dos conservadores na Inglaterra, em 1979. Ideologicamente favorável à redução do espaço do Estado na economia, o governo inglês assumiu uma posição de revisão do papel exercido pelos monopólios públicos e tomou medidas de privatização em vários setores da economia. Na eleição de 1987 o Partido Conservador assumiu o compromisso de privatizar o setor elétrico, o que efetivamente ocorreu em 1990, com a venda das companhias de distribuição e, em 1991, com a privatização das centrais de geração elétrica.

Como cita JOSKOW (1988), desde o início das experiências liberalizantes nesses dois países existe um clima político e intelectual favorável às posturas de valorização do mercado. Essa conjuntura tem induzido a discussão e favorecido as pressões para a reestruturação organizacional do setor elétrico em outros países.

No caso dos países desenvolvidos, de uma forma geral, a tendência tem sido de correção das distorções de sorte que possam ser viabilizadas outras formas de geração elétrica e de atendimento aos consumidores, com redução dos custos globais.

Já nos países em desenvolvimento, quase todos envolvidos em crises econômicas, as mudanças institucionais visam a minimização do papel do Estado e a abertura de espaço ao capital privado. Três visões devem ser identificadas na argumentação favorável às reformas. A primeira é a crítica às eficiências técnica e administrativa das empresas elétricas estatais. O segundo ponto é a limitação financeira do Estado e a necessidade de viabilização de outras formas de expansão do sistema elétrico. O terceiro ponto é a oportunidade que alguns governos identificam na venda do patrimônio de empresas do setor, seja para resolver problemas financeiros no curto prazo ou, ainda, para demonstrar externamente seu comprometimento com o liberalismo econômico.

2.6.2. Os vários aspectos do contexto de reorganização

Existem vários aspectos no contexto em que a desregulamentação do setor elétrico é defendida. Os principais pontos levantados por diferentes analistas são descritos a seguir:

a) Aspecto ideológico - Podem ser identificadas duas dimensões. A primeira está fundamentada na teoria econômica neo-liberal, tentando conferir um caráter eminentemente técnico à argumentação. A segunda, por sua vez, explora a crise do papel do Estado na argumentação da necessidade de transformações.

A dimensão teórica é defendida pelos economistas de tendência liberal que postulam que a concorrência é benéfica à eficiência e, conseqüentemente, à melhoria da qualidade do serviço prestado e à redução dos custos de atendimento ao consumidor. No caso do setor elétrico, defende-se a desintegração vertical e a segmentação horizontal da estrutura através de agentes que façam frente às empresas de caráter monopolista.

A dimensão ideológica é dada pelos defensores das reformas quando se faz referência à crise do Estado e às transformações no Leste Europeu. Cabe lembrar que a argumentação de menor participação do Estado na economia é omissa quanto à falta de capacidade de viabilização de investimentos de grande monta e, principalmente, à aversão ao risco por parte do capital privado nos países em desenvolvimento.

b) Aspecto econômico - Sobretudo nos países em desenvolvimento, é a crise financeira do setor elétrico e a não capacitação das empresas de eletricidade e dos próprios governos locais em promover a expansão do sistema, que definem a principal argumentação das reformas. Pressões nesse sentido são exercidas sobretudo pelas instituições financeiras internacionais, como fica claro nos textos de SULLIVAN (1990) e SCHARAMM (1990).

A dispersão dos investimentos e o menor montante de capital associado à viabilização de centrais de pequeno porte, como ressaltado anteriormente, podem possibilitar a participação em maior escala do capital privado. Tal alternativa poderia atenuar, no curto e médio prazos, os problemas de restrição à expansão do sistema elétrico.

c) Aspecto geopolítico - Alguns autores afirmam que as propostas de desregulamentação e privatização que são colocadas aos países em desenvolvimento refletem, essencialmente, mudanças que apontam para a internacionalização da economia. O avanço nas tecnologias de comunicação e de processamento de dados facilita a unificação de mercados e a ação controladora de grandes empresas desde os principais centros financeiros.

Nesse sentido, a inserção dos países em desenvolvimento na nova ordem econômica internacional deve ocorrer menos por uma opção política do que em função de uma racionalidade que não apresenta outra alternativa. A simbologia do processo é colocada nas imagens de modernização da sociedade, de conquista de avanços e equalização tecnológica em relação aos países desenvolvidos, de forma que posturas contrárias sejam sempre identificadas como anacrônicas e de resistência à modernização (ROSA, 1992).

d) Aspecto ambiental - No passado, o planejamento da expansão do setor elétrico privilegiou quase que exclusivamente as grandes obras, com consequências diretas sobre o meio-ambiente.

A defesa da desregulamentação do setor elétrico é associada quase que diretamente à possibilidade de descentralização, com a possível viabilização de tecnologias energéticas menos impactantes do ponto de vista ambiental, tais como a energia eólica, a solar e a tecnologia de cogeração.

e) Aspectos sócio-econômicos e culturais - Os sistemas elétricos centralizados não permitem a plena valorização dos recursos endógenos, tanto naturais quanto humanos, dada a característica centralizada da geração e do transporte via rede.

Por outro lado, a descentralização na geração de energia elétrica permite não só a valorização desses recursos, como também a própria consideração das especificidades regionais na seleção das opções e das tecnologias.

Ao contrário do que é verificado nos sistemas centralizados, caracteristicamente voltados à concentração do ponto de vista tecnológico e do insumo energético empregado, a geração descentralizada pode possibilitar, quanto a ambos aspectos, uma diversificação tanto mais ampla quanto maior for a gama de recursos disponíveis nas regiões sob consideração.

2.7 Tendências da Restruturação e o Espaço à Descentralização

Existem diferenças fundamentais entre as várias propostas de liberalização do setor elétrico. Essas propostas vão desde a privatização pura e simples das empresas estatais que operam em regime de monopólio, até a abertura institucional de espaço para venda às concessionárias da energia elétrica excedente de autoprodutores.

A privatização pressupõe a transferência da gestão das empresas das mãos do Estado para as de investidores privados, com a eventual manutenção do controle normativo a nível governamental para assegurar o cumprimento dos objetivos sociais. Os casos mais destacados, pela abrangência e pelo caráter pioneiro das reformas, são o inglês e o chileno.

As iniciativas de reorganização do setor elétrico consideradas mais bem sucedidas foram aquelas que permitiram a participação, na geração de eletricidade, do capital de investidores não formalmente vinculados ao setor, através de empreendimentos de autoprodução ou geração independente, com venda da energia excedente às concessionárias locais. Existem, também, experiências aparentemente bem sucedidas, em alguns países em desenvolvimento, de construção de centrais públicas de potência pela iniciativa privada.

Todas as alternativas que postulam a ação concorrencial no âmbito da distribuição via contratos entre produtores independentes, ou mesmo grandes empresas de geração, e consumidores, não foram ainda viabilizadas em larga escala. A legislação holandesa permite a concorrência no âmbito do abastecimento de apenas alguns grandes consumidores, enquanto no caso inglês prevê-se a competição sem restrição com relação ao nível de potência de atendimento só a partir de 1998.

Nos Estados Unidos, a concorrência às concessionárias de distribuição existe na opção de compra da energia gerada por produtores independentes ou outras concessionárias. A experiência norte-americana na viabilização de espaço institucional para a prática do "wheeling"⁷, que ocorreu de forma não desprezível entre 1973 e 1985, é criticada por JOSKOW (1988) que lembra que os consumidores cativos - consumidores residenciais, por exemplo - foram onerados pelos custos fixos e semi-fixos das concessionárias a partir do instante de desligamento dos grandes consumidores. A crítica feita deve-se, na realidade, mais ao fato dessas alterações de mercado terem ocorrido sem que algumas questões importantes, tais como a responsabilidade da qualidade do serviço, a cobertura dos custos fixos de transmissão e o devido planejamento da operação do sistema, estivessem corretamente equacionadas.

Apesar das particularidades do serviço elétrico, os defensores das propostas de transformação radical sustentam que é tecnicamente possível manter a mesma qualidade e confiabilidade do serviço prestado pelos monopólios em um ambiente de livre concorrência, desde que haja a simples disposição para tanto (CASE & CIOLEK, 1992).

Essa argumentação, colocada de forma tão genérica, é rebatida por FINON (1992), que afirma não haver qualquer espécie de evidência factual de que a simples concorrência possa aumentar a eficiência em indústrias intensivas em capital, onde existe um grande potencial de economia de escala e ganhos decorrentes da coordenação e da integração vertical e horizontal. Tampouco existem evidências, segundo o autor, de que a perda dessas vantagens possa ser compensada pelo aumento de produtividade e pela eficiência do mercado.

Na mesma linha está a argumentação de WESTFIELD (1988), ao se declarar cético quanto à superioridade da competição em um mercado livre no qual a eletricidade é tratada como uma "commodity". A existência de um certo grau de concorrência, em certas etapas do setor elétrico, traz vantagens que não permitem, no entanto, que se prescindia do sistema de coordenação centralizada. O autor enumera, ainda, algumas vantagens intrínsecas ao controle centralizado,

⁷ "Wheeling" é o termo utilizado para designar o transporte de energia elétrica na rede de um sistema. A energia não fica à disposição do sistema e as partes envolvidas pagam uma taxa pelo uso da rede. O "wheeling" pode existir entre concessionárias, entre um produtor independente e uma concessionária, entre um produtor independente e qualquer consumidor, e entre um produtor independente e um consumidor da mesma empresa. No Brasil, existe uma tendência de que essa forma de comercialização seja designada "pedágio" (PEREIRA & LIMA, 1993).

destacando economias na definição da capacidade de reserva, maior eficiência na especificação das rotinas de manutenção, maior nível de confiabilidade e a ação mais pronta no caso de emergências.

Cabe observar que sobre esses pontos a contra argumentação daqueles que são mais favoráveis à livre competição é que a própria sinalização de preços é suficiente para adequar a capacidade de reserva, atuar como instrumento de coordenação adequado, ajustar a curva de carga, reduzindo custos operativos, e estimular maior responsabilidade aos produtores de sorte à não prejudicar a confiabilidade do serviço prestado (LITTLECHILD, 1988).

O processo de reestruturação do setor elétrico, com a abertura de um maior espaço à concorrência entre empresas, dentro de qualquer uma de suas tantas variantes, é normalmente referenciado como sendo fruto do esforço de desregulamentação.

Entretanto, é mais adequado designar esses procedimentos dentro de um contexto de re-regulamentação, dado que o atendimento de consumidores com um mínimo padrão de qualidade e dentro do que é razoável considerar como economicamente aceitável, requer a ação objetiva de coordenação e controle por parte das instituições que devem preservar o interesse coletivo. Mesmo nas experiências americanas e inglesa de reorganização do setor elétrico, a existência das instituições de regulamentação nunca chegou a ser questionada.

Nesse sentido, ROSA (1992) afirma que as experiências internacionais de reorganização do setor elétrico mostram que o que está acontecendo é a introdução de novos métodos de regulamentação para redução de barreiras à competição e a transição dos procedimentos de regulamentação estrutural para regulamentação de conduta⁸.

2.8 Experiências de Reorganização

2.8.1 O caso inglês

O maior esforço direcionado à privatização do setor elétrico foi levado a cabo na Inglaterra, através do "Electricity Act", quando, entre 1989 e 1991, a estrutura de integração vertical foi eliminada, com o objetivo de viabilizar o acesso direto dos produtores de eletricidade aos distribuidores e consumidores. Em essência, a experiência inglesa é de reorganização da base de suprimento elétrico.

O parque gerador que era propriedade da CEGB - Central Electricity Generating Board - foi repartido entre três novas empresas produtoras. Duas dessas empresas - a PowerGen, com 19 GW

⁸ A regulamentação estrutural define quais empresas podem se engajar em determinado empreendimento, enquanto a regulamentação de conduta controla o comportamento das empresas.

de capacidade instalada, e a National Power, com 30 GW - são privadas e a terceira - Nuclear Electric, com 8 GW de capacidade de geração -, que é a única responsável pela geração nuclear, segue sendo estatal. Existe a possibilidade de haver, também, importações de eletricidade da França e da Escócia - como tem ocorrido nos últimos anos -, estando a capacidade limitada, por problemas técnicos, a 3 GW.

Existe uma única empresa de transmissão - NGC - que é propriedade das doze empresas privadas de distribuição, embora tenha independência de ação. A NGC não compra nem vende eletricidade, sendo unicamente responsável pelo transporte de energia e pela realização do despacho centralizado.

No âmbito da distribuição, os 12 comites regionais então existentes e que tinham o monopólio de atendimento sobre os consumidores de sua área de concessão foram privatizados. O processo de reorganização concede ao consumidor o direito de escolha de seu fornecedor, não havendo, portanto, um monopólio de venda nas áreas de concessão das distribuidoras. Até 1994 o direito de opção estará restrito aos consumidores de grande porte - acima de 1 MW - e até 1998 aos consumidores com capacidade superior a 100 kW mas, a partir desse ano, todos os consumidores terão o mesmo tratamento.

Desde a reformulação não existe restrição à entrada e à operação de novas empresas no âmbito da geração, que está condicionada, no entanto, à aprovação do "National Grid". A participação das geradoras no mercado ocorre ou na forma de um mercado "spot", com negociação do suprimento de eletricidade com um dia de antecedência, ou ainda na forma de contratos diretos com as distribuidoras ou consumidores.

Na realidade, em função da volatilidade esperada para os preços, cerca de 90% da comercialização da energia é feita segundo contratos. O mercado "spot" tem atuado, sobretudo, como um mecanismo de regulação dos contratos, na fixação dos preços de referência nas transações e na viabilização das transações e compensações financeiras entre geradores e consumidores.

Uma análise dos problemas de natureza comercial, de segurança de provisão e de garantia de operação das centrais é feita por HUNT (1992), que descreve as soluções encontradas para sua minimização. No mesmo trabalho a autora cita problemas ainda não resolvidos e outros que são previstos para um futuro próximo. No entanto, a conclusão de ordem geral é que o sistema funciona satisfatoriamente e que mesmo os críticos mais cétricos não têm argumentos para propor o retorno ao sistema antigo.

FINON (1992), por sua vez, avalia que existe um potencial de competição a ser explorado, em que pese as dificuldades de viabilização associadas à própria natureza da indústria elétrica.

A experiência inglesa é muito recente para que seja feita uma avaliação de caráter mais definitivo; muitos anos talvez sejam necessários para uma avaliação mais precisa da reestruturação.

No entanto, é interessante notar que vários autores (FINON, 1992; ROSA, 1992; CASE & CIOLEK, 1992) ressaltam problemas não anteriormente imaginados pelos propositores da reorganização: (i) a ação em bloco das grandes empresas produtoras - a PowerGen e a National Power detêm 90% da geração efetiva -, que compram combustível a preços diferenciados e também obtêm condições mais vantajosas para empréstimos, (ii) a grande variação das tarifas de acordo com o período do ano, (iii) a tendência de elevação das tarifas, com reflexos diretos sobre a economia e (iv) queixas dos próprios produtores, que entendem que a concorrência não permite a definição de uma remuneração compatível com seus custos marginais de longo prazo.

À essas observações os editores da *Revue de l'Énergie* (1992) adicionam um outro ponto: a tendência à minimização dos riscos por parte dos produtores poderá resultar em ciclos de sobre-investimento e sub-investimento, com conseqüente efeito sobre as tarifas de eletricidade.

Apesar da legislação conceder, em princípio, direitos iguais aos autoprodutores em relação às empresas geradoras de maior porte, na prática as condições não são tão favoráveis aos primeiros. Os empreendimentos em produção independente têm (i) sofrido restrição das empresas produtoras, (ii) têm sido tratados de forma discriminatória quanto ao suprimento de gás natural e (iii) não têm encontrado condições favoráveis no mercado financeiro (KRAUSE, 1992).

Apesar dos pontos acima citados, se vislumbra a existência de algum espaço, especialmente para a cogeração, face exatamente às incertezas que a atual estrutura organizacional gera tanto sobre as empresas distribuidoras quanto sobre os grandes consumidores⁹. MARSHALL (1993) descreve algumas iniciativas da instituição de regulamentação do setor elétrico inglês¹⁰ visando garantir espaço à cogeração e descreve alguns projetos que foram recentemente viabilizados, alguns inclusive através de associações com empresas de eletricidade.

2.8.2 A experiência norte-americana

Enquanto a experiência inglesa é a mais radical em termos estruturais, a mais bem sucedida do ponto de vista da criação de condições para uma maior penetração da geração descentralizada é a experiência da Califórnia: no final dos anos 80 a geração descentralizada contribuía com 15% (5,8 GW) da capacidade de geração do Estado, com estimativa de que tal figura pudesse chegar a 20% em meados dos anos 90 (SUMMERTON & BRADSHAW, 1991).

O sistema elétrico nos Estados Unidos foi bastante alterado a partir da criação e implementação do PURPA - Public Utility Regulatory Policy Act -, em 1978. O PURPA fazia

⁹ As concessionárias distribuidoras, através de um certo grau de integração vertical, e os grandes consumidores, através da autoprodução, tentam fugir das oscilações do mercado "spot".

¹⁰ The Office of Electricity Regulation - OFFER.

parte de um conjunto de decisões do Governo Carter na área energética, tendo sido instituído para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis via racionalização no uso da eletricidade, bem como incentivar a geração elétrica com emprego da tecnologia de cogeração ou uso de fontes energéticas renováveis.

A implementação do PURPA na Califórnia foi mais bem sucedida do que em outros estados norte-americanos dada a conjunção de algumas condições favoráveis¹¹ e a ação eficaz do Governo Estadual na criação das condições de viabilização do potencial existente: (i) as tarifas foram definidas em bases favoráveis aos empreendimentos em geração descentralizada, (ii) os contratos foram assinados com validade suficiente para a remuneração dos investimentos, (iii) as instâncias de regulamentação agiram com isenção e rapidez, (iv) existiam opções adequadas de financiamento e (v) havia base humana qualificada.

Em adição aos pontos acima citados, é interessante destacar que a legislação norte-americana criou a figura das "qualifying facilities" - QFs -, instalações que cumpriam as exigências mínimas do ponto de vista da eficiência e da qualidade da geração e eram, por isso, contempladas com vantagens adicionais. Foi justamente a habilidade das QFs em atuar como fornecedores confiáveis que permitiu a reversão de algumas das resistências iniciais ao PURPA.

Além da capacidade de geração descentralizada já instalada, existiam em 1990 mais 13,8 GW aprovados para construção nos anos seguintes. Do total, a maior parte das plantas era de pequeno porte - menos de 50 MW, embora existissem algumas com mais de 400 MW -, mais da metade eram projetos de cogeração, e aproximadamente 25% do total eram centrais eólicas.

SUMMERTON & BRADSHAW (1991) chamam a atenção para a contribuição diferenciada entre as QFs - que, na verdade, podem ser entendidas como produtores independentes - e a autoprodução: 1,2 GW de potência instalada em autoprodução, com possibilidade de viabilização de mais 1,7 GW até 1993.

O PURPA foi mais do que um espaço para a entrada de cogeradores ou produtores independentes no mercado americano. Nos Estados Unidos ele foi entendido como uma experiência de desregulamentação, com a definição de um espaço à entrada de novos produtores na área de geração, possibilitando, na realidade, a quebra da integração vertical das empresas.

O sucesso do PURPA e a entrada de muitas instalações de geração descentralizada em pouquíssimo tempo também acarretou problemas às empresas concessionárias de serviço elétrico nos Estados Unidos. Para sanar esses problemas a legislação foi alterada no final dos anos 80, de forma que não mais haja a obrigação de compra de energia excedente das QFs, mas seja possível a compra através de um sistema de licitação pública só quando houver necessidade de expansão do

¹¹ Restrições ao aumento da capacidade instalada das concessionárias, existência de uma demanda em crescimento e tarifas de energia elétrica elevadas.

sistema. O custo marginal também não é mais necessariamente o valor da tarifa de compra do excedente elétrico, mas é agora apenas usado como referência de negociação.

Tais medidas reduziram o interesse pela geração descentralizada em relação ao que era verificado anteriormente, mas não inviabilizaram o desenvolvimento do potencial. Como a facilidade de viabilização econômica dos empreendimentos de geração descentralizada foi reduzida, o mercado ficou restrito a aqueles investidores que se julgam capacitados e que estão efetivamente interessados.

2.8.3 O contexto em outros países da União Européia

Já no âmbito da União Européia - UE - existe uma recomendação no sentido de que haja cooperação entre as empresas de serviço público e os autoprodutores, visando a difusão da cogeração e da queima de dejetos. Essa recomendação é extensiva aos procedimentos de comercialização, colocando o custo evitado como referência de remuneração da eletricidade excedente, de acordo com a qualidade da energia entregue.

Embora exista a recomendação da UE, o que está efetivamente em vigor é a legislação específica de cada país, que é bastante diversificada na Europa. Na França o limite das plantas de produtores independentes é 8 MW, na Itália existem restrições para instalações superiores a 3 MW ou para geração acima de 25 GWh/ano, em Portugal se impõe um regime de concessão às centrais com potência superior a 10 MW, enquanto que na Alemanha não existe restrição à geração descentralizada além do que preve a regulamentação geral sobre geração elétrica.

O espaço que existe para a geração descentralizada depende fundamentalmente do contexto legislativo e institucional de acesso dos produtores independentes à rede. Entre todos os países da UE, somente na Bélgica, Dinamarca, Luxemburgo e Irlanda existe a necessidade de contratos específicos para o acesso de produtores independentes à rede. Nos demais países existem regulamentações específicas nesse sentido, algumas mais favoráveis outras mais dissuasivas.

As tarifas de compra da eletricidade de autoprodutores eram, em 1991, mais favoráveis na Espanha, em Portugal e na Dinamarca, possibilitando a amortização dos investimentos iniciais em períodos relativamente curtos. Quanto às tarifas de atendimento emergencial, também existe uma recomendação da UE para que não haja diferenciação entre autoprodutores e consumidores normais, embora existam ainda problemas em alguns países.

O acesso à rede de alta tensão por parte dos produtores independentes é vetado, à exceção da Holanda e Inglaterra, países onde esse tipo de transporte já existe e as novas leis visam incitar a concorrência. Na Espanha, Itália e França o acesso à rede de alta tensão é permitido apenas quando do transporte de energia para empresas de um mesmo grupo (GUIBAL, 1991).

Sobre as alterações da regulamentação relativa ao setor elétrico na Europa, FINON (1992) considera que, exceto o caso inglês, as mudanças visaram apenas a correção de falhas, não tendo alterado necessariamente a estrutura de integração vertical e horizontal do setor. Em sua análise, Finon cita casos, como, por exemplo, os da Espanha, Bélgica e Holanda, em que a reorganização foi feita justamente para permitir uma maior concentração das empresas em ao menos um dos segmento da cadeia produção/consumo.

2.8.4 Programas para o uso de fontes energéticas não convencionais

Finalmente, cabe comentar que o emprego de fontes energéticas não convencionais em geração descentralizada tem sido mais difundido, nos últimos anos, em função dos avanços que estão sendo obtidos a nível tecnológico, com conseqüente ganho de eficiência, aumento da qualidade do suprimento e redução dos custos. A tomada de consciência das inconveniências associadas ao uso dos combustíveis fósseis e ao uso da energia nuclear, do ponto de vista dos impactos ambientais, também tem contribuído à difusão das tecnologias solares, eólicas, do uso da biomassa, e das PCH's.

Com relação às fontes ditas não convencionais, de todos os programas em andamento o que mais chama atenção, pela magnitude de seus resultados e pela ambição de suas metas, é o de energia eólica. CHALBOT (1991) afirma que existiam, em 1990, 1,3 GW de potência instalada na Califórnia, 350 MW na Dinamarca, e programas para a instalação de 1 GW na Holanda e 600 MW na Itália, até o ano 2000.

Capítulo 3

Cogeração: Conceitos e Experiências

3.1 Histórico

Cogeração é um vocábulo de origem americana empregado desde os anos setenta para designar os processos de produção combinada de calor e potência, com uso sequencial da energia liberada por uma mesma fonte combustível, qualquer que seja o ciclo termodinâmico empregado. São usuais sistemas de cogeração nos quais as máquinas motrizes são turbinas a vapor, turbinas a gás ou ainda motores de combustão interna. Alguns autores também usam a designação "produção combinada de calor e potência" para fazer referência à essa tecnologia.

Do ponto de vista energético a atratividade da cogeração reside nas altas eficiências¹ globais de conversão, da ordem de 75 a 90%, muito superiores, portanto, ao que é verificado quando da geração exclusiva, e em sistemas independentes, de calor e potência. Do ponto de vista do sistema elétrico, a cogeração, nos setores industrial e terciário, é uma opção de geração descentralizada de energia elétrica.

Cabe notar que, sob a ótica energética, o conceito de racionalidade da cogeração pode ser diferenciado dependendo da concepção analisada. No caso dos sistemas de calor distrital, que serão analisados mais a frente, a cogeração viabiliza o aumento da eficiência na medida em que são reduzidas as perdas do ciclo termodinâmico associadas à rejeição de calor. Já nos sistemas industriais, nos quais o calor de processo já é produzido com eficiências iguais ou superiores a 80%, a cogeração possibilita a redução das irreversibilidades e a valorização energética do combustível (NOGUEIRA & SANTOS, 1990).

¹ Dada a existência de dois produtos de valor distinto - calor e potência - HORLOCK (1987) prefere empregar o termo "fator de utilização de energia" ao invés da palavra eficiência.

A tecnologia de cogeração é conhecida e empregada na produção de calor e potência desde o início do século XX. Foi a tecnologia empregada no início da eletrificação industrial, sobretudo nas indústrias energo-intensivas, como forma de suprir suas necessidades de eletricidade e calor - geralmente na forma de vapor. Com o passar dos anos, até meados da década de setenta, a cogeração foi perdendo importância, como de resto todas as demais tecnologias de produção elétrica descentralizada, de maneira mais ou menos acentuada dependendo das condições particulares de cada país.

O declínio da cogeração foi mais acentuado no Pós-Guerra, com a manutenção dos preços dos insumos energéticos a níveis baixos e com a contínua organização dos sistemas elétricos centralizados. Paradoxalmente, a elevação dos preços do petróleo no início dos anos 70 não atuou de imediato como fator de reabilitação da cogeração, em decorrência do alto custo dos combustíveis e, principalmente, face à tendência de redução da demanda de energia, como consequência dos esforços iniciais de conservação e dos efeitos da recessão econômica.

A cogeração readquiriu importância apenas na passagem para os anos oitenta, quando foram decisivas as tendências de desregulamentação da indústria elétrica, em alguns países, e a adoção de políticas de racionalização do uso da energia com objetivos de mais longo prazo. No final dos anos 80, após um período de menor interesse face à queda dos preços dos energéticos, a produção combinada de calor e potência voltou a ser priorizada, agora no contexto das políticas energéticas que visam a minimização dos impactos ambientais.

3.2 Concepções da Tecnologia

O mesmo princípio de produção combinada de calor e potência pode existir dentro de três concepções distintas. O primeiro deles está associado ao funcionamento de centrais termoelétricas, de maneira que o calor rejeitado na operação do ciclo termodinâmico de produção de potência seja recuperado e reaproveitado na forma de um fluxo de calor, em geral utilizado com a finalidade de aquecimento ambiental. Eventualmente, tais plantas de cogeração comercializam vapor de baixa pressão junto às instalações industriais.

Nessa concepção a quantidade de calor produzido é bastante significativa, podendo atender, total ou parcialmente, as necessidades energéticas das coletividades próximas à central termoelétrica. Esse princípio dos sistemas de cogeração é referenciado na literatura como "redes de calor" - nos textos em francês - ou "sistemas de calor distrital" - nos textos em inglês. Uma forma alternativa de redes de calor pode ser encontrada em instalações de tratamento de lixo, onde são queimadas as frações não reaproveitadas.

Existem várias instalações de calor distrital na Europa, sobretudo nos países do Leste, na Alemanha, na Áustria e nos países Escandinavos. A maneira como se deu o processo de reconstrução no pós-guerra, fatores de ordem climática, a ação do Estado no planejamento da infra-estrutura e/ou a prática da descentralização, com maior autonomia das comunidades locais, são fatores que explicam a importância dessa forma de cogeração. As instalações de calor distrital são, em geral, desenvolvidas e operadas sob forte influência do poder público.

Uma segunda possibilidade de viabilização da produção combinada de calor e potência ocorre em instalações industriais. A potência produzida, em geral potência elétrica, pode atender parte ou a totalidade das necessidades da própria planta industrial. É possível haver uma produção excedentária de potência em relação à demanda interna, com a venda do excedente à rede da concessionária local. O fluxo de energia na forma de calor é utilizado como calor de processo.

A viabilidade técnico-econômica da cogeração em instalações industriais é favorecida na medida em que a carga térmica for mais significativa e constante. Tal condição é particularmente verdadeira em indústrias químicas, refinarias de petróleo, indústrias siderúrgicas e metalúrgicas de grande porte, indústrias de papel e celulose e grandes plantas de produção de alimentos. Além desse aspecto, a cogeração é igualmente favorecida em processos onde há um subproduto que pode ser empregado como combustível; dois exemplos que podem ser citados são o das fábricas de celulose, a partir do uso da lixívia negra, e o das usinas de açúcar e álcool, com utilização do bagaço.

A terceira e última concepção é a cogeração no setor terciário. Como nesses casos toda a demanda de calor e potência pode ser atendida pelo mesmo sistema, se convencionou designar tais configurações como "sistemas integrados de energia" ou "sistemas de energia total". Entre todas essas concepções, a última é a que foi mais recentemente viabilizada, tanto do ponto de vista do mercado quanto da própria tecnologia.

Assim como no caso da cogeração industrial, o montante de potência produzida pode ser menor, igual ou maior do que a demanda local. O calor obtido do sistema é, em geral, empregado para finalidades de aquecimento de grandes volumes d'água, que podem ser destinados para finalidades higiênicas, de lazer, calefação ou, ainda, na produção de frio.

Sistemas integrados de energia são encontrados em escolas, universidades, hotéis, hospitais, conjuntos residenciais, centros de lazer, centros de pesquisa, supermercados, bancos e instalações de depuração de esgoto urbano.

As limitações da tecnologia de cogeração nesse setor estão associadas às suas próprias características, tais como baixo requerimento de potência, número reduzido de horas de funcionamento e existência de cargas térmicas sazonais. Esses aspectos quase sempre resultam em uma condição de viabilidade econômica relativamente frágil. A viabilização econômica da

cogeração no setor terciário tem sido ampliada graças à redução dos custos de investimento, alcançada com a padronização dos sistemas.

Dependendo da concepção do sistema, e do mercado em que esse se insere, as unidades de cogeração podem ser compactas, com poucos kW elétricos de capacidade instalada, para atendimento das necessidades de um só prédio, ou suficientemente grandes para atenderem a toda uma cidade. No setor terciário, os sistemas que estão interconectados à rede elétrica são geralmente de potência inferior a 1 MW. Já nas indústrias, as maiores unidades chegam a até 120 MW, enquanto as centrais de calor distrital alcançam, em média, 350 MWe e 460 MJ/s de potência térmica (AIE/OECD, 1990).

3.3 Os Espaços Adequados à Inserção da Cogeração

3.3.1 Identificação dos espaços

O desenvolvimento da cogeração tem sido significativo em dois casos distintos, ambos associados a um certo grau de descentralização do sistema energético. O primeiro deles diz respeito às regiões onde os sistemas de calor distrital têm importância histórica e, por decorrência, a tecnologia de cogeração está naturalmente inserida no planejamento energético local.

O segundo caso é o dos países onde a cogeração nunca teve tradição, ou deixou de ser importante entre o Pós-Guerra e os anos 80. Problemas de natureza diversa, associados ao planejamento energético global ou setorial, permitiram mais recentemente sua retomada, principalmente nas concepções de cogeração nos setores industrial e terciário.

3.3.2 Os sistemas de calor distrital e a inserção da cogeração à lógica do planejamento

Este caso pode ser bem exemplificado pela Alemanha e pelos países do norte da Europa. Descartados os fatores climáticos e a urbanização com razoável grau de concentração populacional, fatores que afetam a viabilidade dos sistemas de redes de calor, as principais razões para a valorização da cogeração no norte da Europa e na Alemanha podem ser identificadas no importante papel político, econômico e cultural exercido por suas cidades e comunidades, fatores que permitiram, no passado, a organização de companhias energéticas em bases estritamente regionais.

Nesses países, a existência do espaço da cogeração se deve à organização do sistema energético em torno dos interesses das cidades, ou regiões, e à importância assumida pelas companhias de provisão de infraestrutura, de influência local, no atendimento das

necessidades da população nos serviços de energia - aquecimento, gás e eletricidade -, água, transportes, etc.

Na Dinamarca, por exemplo, o sistema elétrico foi estruturado na década de 20 em torno dessas empresas, privadas ou municipais, e das sociedades agropecuárias. Na Alemanha, por sua vez, a organização das companhias de infra-estrutura começou ainda no século XIX.

Após 1945, enquanto França, Inglaterra e Itália optaram pela nacionalização e centralização dos serviços energéticos, outros países se decidiram pela preservação das antigas companhias privadas e de administração municipal, como foi o caso da antiga Alemanha Ocidental, da Dinamarca, Holanda e Bélgica.

No caso dos alemães e dinamarqueses, que tiveram seus países consideravelmente destruídos ao longo da guerra, o processo de reconstrução das cidades foi feito simultaneamente à construção de uma central termoeletrica às margens de uma aglomeração, com distribuição de calor aos edifícios próximos.

O desenvolvimento da cogeração também é explicado pela tradição na prestação de serviços energéticos à comunidade por parte das empresas locais. Deve ser observado que a recente expansão da cogeração junto aos sistemas de aquecimento distrital foi mais eficaz nas municipalidades que já tinham tradição no atendimento das necessidades de infra-estrutura da população e que, por esse motivo, tinham corpo técnico qualificado.

Respalda pela organização do sistema energético local a cogeração se sustentou dentro da estrutura de oferta ao longo dos anos mais desfavoráveis e ganhou espaço quando da necessidade de definição de uma estrutura mais racional em termos de eficiência energética e econômica². Embora suas raízes históricas estejam mais associadas à concepção de redes de calor, a expansão mais recente permitiu a consolidação também nos setores industrial e terciário.

Um estudo feito pelo INESTENE (1990) mostra que, nesses países, a cogeração é sustentada por lógicas de ordem energética e econômica e pela concepção do planejamento em si. As lógicas citadas, e seus vários aspectos, são descritas a seguir:

(i) Lógica energética:

a) sob o aspecto da eficiência - nos planos energéticos governamentais é dada importância à "valorização do calor". A necessidade de conservação dos recursos energéticos permite a assimilação de investimentos mais elevados;

² UNTERWURZACHER (1992) cita as iniciativas dos últimos cinco anos, na Alemanha, Dinamarca, Suécia, Áustria e Holanda, na expansão dos sistemas de calor distrital. A motivação pode ser identificada nas preocupações quanto à necessidade de minimização dos impactos ambientais no uso da energia.

b) sob o aspecto da valorização dos insumos energéticos renováveis - para a racionalização da estrutura de oferta são concedidos incentivos para a utilização de subprodutos com características combustíveis. Os sistemas de cogeração são bastante adequados ao emprego desses insumos;

c) sob o aspecto da racionalização da estrutura de consumo - é buscada a conciliação entre os esforços de produção e de gestão do uso da energia, uma vez que os mesmos atores que asseguram a produção, incitam, também, a racionalização em seu uso. O planejamento busca uma articulação entre a oferta e os esforços de racionalização do consumo.

(ii) Lógica econômica:

a) sob o aspecto da redução dos custos totais - no caso dos sistemas de calor distrital a estratégia é a redução da demanda de ponta e a melhoria do fator de capacidade na geração de potência e calor, o que implica na valorização do uso desse último. Para a melhoria da eficiência térmica das instalações busca-se a melhor utilização para o calor residual nos períodos quentes.

b) sob o aspecto da estrutura tarifária - no tocante aos preços finais ao consumidor e com a preocupação de oferecer diversos serviços à população dentro de uma estrutura tarifária pouco variável, a geração combinada permite a repartição dos custos entre a eletricidade e o calor e a melhor arbitragem entre as tarifas dos diversos serviços prestados.

(iii) Lógica do planejamento:

a) sob o aspecto da autonomia no suprimento - com a preocupação da autonomia e confiabilidade no suprimento, a questão fundamental é a flexibilidade no uso de insumos energéticos primários. A cogeração é a tecnologia que oferece maior margem de escolha;

b) sob o aspecto da integração no planejamento - a cogeração, dentro da concepção de redes de calor, possibilita a integração da energia ao planejamento local do espaço. Como, em geral, as coletividades controlam os serviços públicos, o desenvolvimento das redes procura levar em conta as prioridades da urbanização;

c) sob o aspecto da abrangência - a descentralização e a responsabilização dos vários atores - consumidores, distribuidores e produtores de energia - quanto à elaboração dos planos energéticos, permite que o planejamento adquira aspectos multi-critério;

d) sob o aspecto da integração econômica - o setor energético procura valorizar os recursos energéticos da região, de forma a poder estimular certas atividades econômicas³;

e) sob o aspecto ambiental - dentro de uma ótica mais geral, a cogeração em redes de calor permite a eliminação de grande número de equipamentos térmicos de pequeno porte, que geralmente operam mal regulados.

3.3.3 A cogeração em sistemas elétricos centralizados

Em alguns países, por razões diversas, a cogeração não pode fazer frente às estruturas centralizadas de aprovisionamento energético, sobretudo no Pós-Guerra. Essas razões podem ser associadas aos seguintes aspectos:

(i) político-institucionais - em alguns países os serviços de eletricidade e aquecimento foram regulamentados de forma independente, dentro de estruturas específicas;

(ii) climáticos - em certos locais o menor rigor dos períodos frios inviabilizou a opção pelas redes de calor;

(iii) espaciais - no que se refere à dispersão populacional - em certas áreas dos EUA e Canadá, por exemplo - também inviabilizando técnica e economicamente a alternativa redes de calor;

(iv) desenvolvimento industrial relativamente tardio - a industrialização a "posteriori" ocorreu quando a tecnologia de abastecimento elétrico via rede já estava suficientemente desenvolvida, a ponto de não permitir maior espaço à cogeração;

(v) político-econômico - em vários países o modelo econômico de desenvolvimento esteve baseado nos baixos preços de energia ao consumidor, desestimulando e inviabilizando qualquer iniciativa de racionalização no seu uso.

Nos países onde não houve condições adequadas à cogeração durante os anos em que a geração descentralizada perdeu espaço, essa tecnologia só se sustentou junto ao setor industrial e, mesmo assim, apenas em duas situações específicas: (i) quando o processo industrial, em uma

³ O sucesso dos sistemas de calor distrital na região do Ruhr, na Alemanha, em grande parte devido à sua ligação com a indústria carbonífera, é ilustrativo (VERBRUGGEN, 1992).

instalação energo-intensiva, requeria atendimento elétrico 100% confiável ou, (ii) quando a instalação industrial tinha disponibilidade de insumos energéticos residuais ou de baixo custo.

O contexto de retomada da geração descentralizada foi variável em cada país, dependendo como foram combinadas as condições de viabilização abaixo descritas. Os três primeiros pontos já foram apresentados no capítulo anterior, ao se discutir a formação de um contexto favorável à geração descentralizada. São eles:

(i) a crise institucional e financeira do setor elétrico;

(ii) a tendência de desregulamentação da economia;

(iii) a perda de espaço da tecnologia nuclear;

Os pontos restantes são mais específicos à revalorização da cogeração:

(iv) a adoção de medidas de conservação dentro de uma visão de mais longo prazo, inclusive com uma preocupação ambiental. Em alguns casos, os esforços de conservação são também justificados pela necessidade de modernização da indústria e ganho de competitividade no mercado internacional;

(v) a existência de um novo contexto de preços relativos entre eletricidade e combustíveis, basicamente após o contra-choque dos preços do petróleo;

(vi) a maior oferta de gás natural, o que facilita, de uma forma geral, a produção elétrica pelo capital privado;

(vii) o desenvolvimento tecnológico e a viabilização de mercados até então remotos para a cogeração, como, por exemplo, o do setor terciário.

Dependendo da composição dos fatores acima descritos, o desenvolvimento da cogeração tem ocorrido, nos setores industrial e terciário, de forma a viabilizar prioritariamente o auto-abastecimento e, eventualmente, a produção e venda de excedentes para as concessionárias de energia elétrica locais. A primeira situação é a mais comum, inclusive, por envolver poucos riscos. A experiência mais significativa de operação de sistemas de cogeração para venda de excedentes ocorreu nos Estados Unidos, durante os anos 80.

3.4 Fatores Condicionantes ao Desenvolvimento da Cogeração

3.4.1 As condições de contorno

Embora seja simples em seus princípios, a cogeração é uma tecnologia de incorporação complexa dentro de um processo produtivo ou em um sistema energético, em função dos múltiplos aspectos associados e à diversidade de interesses que podem ser afetados.

Vários fatores são condicionantes à efetiva difusão dessa tecnologia. Aspectos de ordem política, institucional, econômica, estratégica e ambiental, associados à estrutura dos sistemas energéticos e aos interesses de seus principais atores, são decisivos à definição de um quadro favorável à cogeração.

Além da diversidade dos interesses, existem riscos associados aos empreendimentos que não podem ser assumidos individualmente por alguma das partes, exigindo a negociação.

3.4.2. A origem dos riscos envolvidos

Um empreendimento de cogeração apresenta riscos potenciais de quatro naturezas distintas: técnicos, industriais, financeiros e econômicos (RONCATO, 1992).

Os riscos técnicos são inerentes aos sistemas de cogeração e estão associados aos padrões de desempenho e à durabilidade dos equipamentos. A minimização desses riscos requer a seleção cuidadosa do fornecedor e a qualificação dos operadores.

Existem, também, riscos técnicos associados à interconexão dos sistemas de cogeração com a rede elétrica e à operação em paralelo. Esses problemas devem ser necessariamente resolvidos entre o cogrador e a concessionária elétrica e é fundamental que as responsabilidades estejam claramente definidas em contrato.

Por sua vez, os riscos industriais estão relacionados à possível inadequação da instalação de cogeração ao perfil das demandas futuras de calor e potência. Esses riscos afetam diretamente a viabilidade econômica do investimento e estão associados à alterações dos padrões tecnológicos dos processos produtivos. Uma ilustração interessante é dada pela evolução do perfil energético industrial na França (LIONS, 1992), na qual se identifica uma tendência de crescimento da demanda de potência e decréscimo da demanda de calor de baixa temperatura, condição que é favorável às tecnologias de cogeração com turbinas a gás.

Os riscos financeiros da cogeração estão associados à eventual baixa atratividade dos empreendimentos ou às incertezas de cumprimento dos compromissos assumidos. A associação

entre diferentes agentes financeiros e a ação de agências de fomento na garantia dos empréstimos visa exatamente minimizar esses riscos.

Finalmente, os riscos econômicos estão relacionados à todas as incertezas do empreendimento de cogeração e podem reduzir, ou até eliminar, a viabilidade econômica do investimento. SULLIVAN (1990) comenta que muitos riscos que podem afetar a economicidade dos investimentos em cogeração, ou em produção independente de eletricidade, estão fora do controle do empreendedor e devem ser assumidos através de dispositivos contratuais, pelas instâncias governamentais.

3.4.3 Os papéis e os interesses dos diferentes atores envolvidos

Do ponto de vista do empreendedor, a cogeração é, essencialmente, uma oportunidade de investimento que se justifica caso a plena garantia de atendimento elétrico seja fundamental à manutenção de suas atividades ou, ainda, porque deixar de comprar eletricidade à rede e, eventualmente, vender excedentes, pode ser um bom negócio.

Em geral, a primeira reação dos potenciais cogeneradores é refutar a idéia do empreendimento, geralmente sob a alegação de que a geração de eletricidade é uma complicação adicional que não faz parte de suas atividades normais. A superação dessa tendência comportamental está condicionada à definição de um contexto em que a noção de risco por parte dos empreendedores fique minimizada.

Do ponto de vista da economicidade, o primeiro fator condicionante é a relação de preços entre a eletricidade e os combustíveis. A cogeração só é economicamente viável quando as tarifas de energia elétrica são compatíveis com os custos reais de atendimento e quando os preços dos combustíveis não forem elevados, em termos relativos. Quanto ao último ponto, dois aspectos devem ser diferenciados: o da disponibilidade de combustíveis residuais ou a baixo custo, ou quando combustíveis mais nobres e mais caros, como derivados de petróleo ou gás natural, puderem ser empregados em sistemas de alta eficiência.

A viabilização dos empreendimentos de cogeração requer a sinalização correta das tarifas de eletricidade e dos preços dos combustíveis, de forma que possa ser assegurada a remuneração do capital investido. Como as tarifas e preços dos energéticos são fixados por, ou sob a interferência, dos Governos, é fundamental que haja o compromisso formal, preferencialmente sob a forma de contratos, para a minimização do risco associado.

Um outro ponto importante é a tarifa de abastecimento emergencial ao cogenerador, muitas vezes definida a níveis altíssimos por parte das concessionárias de energia elétrica. Esse é, inclusive, um dos recursos mais utilizados para a inviabilização de investimentos em cogeração e

deve ser combatido com regulamentações que obriguem o tratamento não discriminatório dos cogeneradores em relação aos demais consumidores.

Os receios do empreendedor quanto ao dimensionamento da instalação, a escolha adequada do sistema e o grau de utilização do mesmo podem ser minimizados, por via institucional, com o trabalho de orientação das agências de fomento. Quanto aos riscos técnicos relativos à operação e à interconexão, ambos podem ser igualmente minimizados com a ajuda das agências ou das próprias concessionárias na orientação e treinamento dos operadores.

O papel das concessionárias de energia elétrica é decisivo. Excluída a alternativa da prática do "wheeling", as concessionárias de serviço elétrico têm a particularidade de serem, ao mesmo tempo, a única opção de compra da eletricidade excedente de cogeneradores e a única opção de venda de energia ao cogenerador, quando da impossibilidade de operação de seu equipamento.

Em um ambiente não adequadamente regulamentado para o desenvolvimento da cogeração, essa característica de um mercado simultaneamente monopcional e monopolista confere às concessionárias um poder especial, podendo inviabilizar as iniciativas de cogeração simplesmente se recusando a comprar a energia de autoprodutores, ou estabelecendo condições desfavoráveis quanto ao nível das tarifas, na fixação das condições contratuais ou na determinação de exigências técnicas desnecessárias.

Ao menos em um primeiro instante, as empresas de eletricidade tendem a refutar a cogeração como uma alternativa de expansão do sistema, ao vislumbrar dificuldades no gerenciamento, perdas substanciais de receita, ou perda de poder da própria empresa. Dentro de uma visão de mais longo prazo, no entanto, as concessionárias tendem a entender que a cogeração pode propiciar uma redução de seus custos marginais, bem como um aumento da capacidade de reserva.

A aceitação da cogeração geralmente ocorre em duas situações específicas. Em uma delas e, mesmo assim, somente no curto prazo, se forem obrigadas a fazê-lo por instâncias superiores. A outra possibilidade, esta sim mais factível e duradoura, é quando a cogeração constitui uma opção técnica e economicamente adequada ante as outras alternativas de abastecimento elétrico.

Acima dos interesses específicos dos empreendedores e do setor elétrico, a cogeração é uma opção tecnológica que pode interessar à sociedade dadas suas vantagens potenciais, sob os aspectos energético e ambiental. Ademais, é uma opção de abastecimento descentralizada que pode motivar transformações estruturais de diferentes ordens.

Os interesses da sociedade devem ser supostamente defendidos por instituições com poder de disciplinar, regulamentar, obrigar, estimular ou mediar as partes envolvidas, com o intuito de maximizar a viabilização dos potenciais de cogeração existentes. As regulamentações que definem as condições em que pode haver autoprodução e as restrições que limitam a interação entre o

cogerador e a concessionária, são normalmente de atribuição de ministérios competentes e tem o valor de lei.

Uma questão fundamental é a existência de mecanismos que alavanquem o empreendimento do ponto de vista econômico. Os incentivos normalmente são concedidos na forma de abatimentos fiscais, autorização à depreciação acelerada e disponibilidade de crédito em condições favoráveis. Uma forma mais recente de incentivo é a intermediação governamental, direta ou indireta, na formação de sociedades de investimento.

Organismos de fomento também exercem um papel importante na realização de estudos de pré-factibilidade, na elaboração de projetos executivos, e na divulgação, como instrumento de marketing, dos projetos implementados com sucesso.

3.5 Análise das Experiências Internacionais

3.5.1 Introdução

Esta seção tem como objetivo reportar algumas experiências internacionais em cogeração, de forma a construir um painel de comparação com a realidade brasileira, assim como analisar a eficiência de políticas de fomento à essa tecnologia.

São analisadas a experiência norte-americana, que pode ser considerada um exemplo bem sucedido de expansão do número de instalações e do montante de potência instalada, algumas experiências européias de estímulo que correspondem a diferentes motivações - Alemanha, Itália e Espanha - e o caso da França, onde a cogeração encontra dificuldades para se difundir. Finalmente, são apresentadas informações sobre a experiência de alguns países asiáticos.

3.5.2. Estados Unidos

Nos Estados Unidos, no início do século, a cogeração representava cerca de 50% da geração elétrica total, tendo perdido espaço de forma progressiva face às vantagens e benefícios oferecidos pelo sistema centralizado. Assim, em meados dos anos setenta, a cogeração representava apenas 3 a 4% da geração total.

A designação centralizada é aqui aplicada com referência exclusiva à estrutura de geração, concentrada em grandes empreendimentos, e não com respeito à estrutura do sistema em si. Na realidade, a indústria elétrica nos Estados Unidos é extremamente fragmentada, com grande número de empresas públicas, privadas e cooperativas de eletrificação rural, submetidas ao

controle federal através da "Federal Energy Regulatory Commission" - FERC -, e estadual, através das "Public Utility Commissions" - PUC's.

Através da legislação PURPA, promulgada em 1978, as companhias elétricas americanas foram obrigadas a comprar energia elétrica excedente de autoprodutores e de pequenos produtores que trabalhassem com fontes renováveis, desde que esses fossem previamente qualificados⁴. Era também necessária a garantia de que ao menos 50% do capital do empreendimento fosse de produtores independentes.

O PURPA assegurava ao cogenerador a remuneração justa da eletricidade excedente vendida às concessionárias, o atendimento emergencial do cogenerador pelo sistema centralizado, a custos não abusivos, e uma série de vantagens financeiras, fiscais, e no uso de combustíveis aos quais eram impostas restrições às concessionárias. O PURPA garantia ao cogenerador uma remuneração correspondente ao custo evitado, associado à energia e à potência entregue à concessionária.

A primeira reação das empresas concessionárias foi bastante negativa, com fortes questionamentos à legalidade de tais disposições e à clareza e aplicabilidade de vários dispositivos. Tecnicamente as concessionárias questionaram a viabilidade da gestão de cargas em sistemas que poderiam ser desequilibrados pela introdução de potência elétrica sobre a qual não era possível exercer pleno controle.

Nessa fase, que compreendeu um período de dois a três anos, as concessionárias impuseram dificuldades aos cogeneradores, negociando o atendimento emergencial a valores abusivos, ou cobrando taxas extras sob o pretexto de existirem custos adicionais de engenharia e administração.

A cogeração só começou a ser viabilizada plenamente no início dos anos oitenta, após ratificação das disposições previstas no PURPA pela justiça norte-americana. De acordo com as especificidades de cada Estado, ou de cada sistema elétrico, foram oferecidas aos cogeneradores condições mais ou menos vantajosas para a venda de energia elétrica excedente.

Em locais onde a capacidade de reserva era reduzida, era previsto um forte crescimento da demanda, ou o parque gerador era fortemente dependente de derivados de petróleo, a cogeração encontrou condições ideais para disseminação. Em muitos casos foram definidos contratos para um período de até 30 anos, tarifas equivalentes a 110% do custo evitado, foram minimizadas as dificuldades de negociação entre cogeneradores e concessionárias e foram oferecidas facilidades ao uso do sistema de transmissão/distribuição para o transporte de energia entre indústrias, no contexto dos dispositivos do "wheeling".

A eficiência dessas medidas, do ponto de vista da difusão da cogeração, pode ser avaliada pelos números da capacidade instalada. Em 1980 foi identificada uma capacidade instalada de 13

⁴ A qualificação dependia basicamente do atendimento de padrões de eficiência mínima e, no caso da cogeração, da geração de montantes mínimos de calor útil.

GW em sistemas de cogeração, sendo 12 GW em indústrias e 1 GW em pequenas instalações, o que representava 2,1% da capacidade instalada total, naquele ano, nos EUA.

Em 1988 foram recenseados 51 GW de cogeração nos Estados Unidos, incluindo neste total as unidades já instaladas, as em fase de construção e aquelas que ainda estavam em projeto, mas com a negociação entre cogeneradores e concessionárias já definida (BRUN, 1989). Um trabalho da AIE/OCDE (1990) avaliou em 38 GW a capacidade instalada em 1987, nas instalações industriais, com aproximadamente 30 GW instalados em indústrias químicas, de papel e celulose, refinarias de petróleo e grandes indústrias de alimentos.

Dadas as condições específicas dos sistemas locais de eletricidade, houve um forte desenvolvimento da cogeração nos estados da Califórnia, Texas e Nova York, principalmente com o uso de gás natural. Cerca de 60% de toda capacidade instalada em cogeração se concentrou nessas três regiões. Só na Califórnia, cerca de 8% (4,5 GW) da capacidade total de geração elétrica era atendida em 1988 por cogeneradores e pequenos produtores, sendo que quase a totalidade desse percentual foi viabilizada em um período de três a quatro anos após 1984 (PULLIAM, 1989).

No final dos anos 80 o Governo Norte-Americano alterou o PURPA, revogando a obrigatoriedade de compra da energia excedente de autoprodutores e produtores independentes. Foi extinta a figura da qualificação e foi estabelecido que o custo marginal passaria a ser apenas um referencial nas negociações com as concessionárias. Paralelamente, foi também revisto o "Fuel Use Act", que impedia o uso de gás natural na geração de base.

Como consequência, algumas concessionárias passaram a escalonar a projeção de crescimento da capacidade instalada recorrendo aos produtores independentes, em geral, e aos cogeneradores, em particular, através de um esquema de licitações, a fim de promover a expansão do sistema ao menor nível possível de investimento próprio. Outras reforçaram a estratégia de expansão da cogeração no mercado através de empresas subsidiárias, o que já havia sido verificado como tendência nos primeiros anos de difusão da tecnologia.

Em função da menor atratividade econômica da cogeração para o investidor, nessa nova fase, tem-se constatado, mais recentemente, um movimento de associação entre cogeneradores, concessionárias e instituições financeiras e/ou fabricantes de equipamentos, de forma que, ao menos uma parte do investimento necessário seja bancado por uma entidade que não tenha envolvimento direto no empreendimento.

Uma outra característica desse período pós-reformulação do PURPA está associada ao dimensionamento das instalações de cogeração. Os sistemas que antes eram projetados para maximizar o montante de eletricidade repassado às concessionárias, de forma que fosse tirado

pleno proveito das disposições legais então vigentes, passaram a ser dimensionados para operar em paridade térmica⁵.

Embora o novo quadro institucional e tarifário tenha reduzido a atratividade dos investimentos em cogeração, as perspectivas futuras dessa tecnologia são ainda promissoras, devendo, nos próximos anos, se constituir em uma das opções preferenciais na expansão dos sistemas elétricos nos Estados Unidos.

Uma ilustração interessante dessa tendência é a penetração da cogeração no setor terciário, embora esteja ainda restrita à Califórnia e à região nordeste dos Estados Unidos.

A difusão da cogeração nos Estados Unidos, em um primeiro momento de forma ampla e com enormes vantagens ao cogrador e, em um segundo instante, de maneira mais comedida, se consolidando, no entanto, como uma importante alternativa na expansão da capacidade de geração, provocou profundas transformações na indústria elétrica e no relacionamento desta com os demais setores energéticos.

Além de associações de concessionárias com empresas de cogeração, o setor elétrico também se uniu à fabricantes de equipamentos e à companhias de exploração e distribuição de petróleo e gás natural, diversificando suas atividades em um esforço de melhoria do "mix" de combustíveis na geração de eletricidade.

Para fazer frente à obrigatoriedade de compra da energia excedente de autoprodutores, várias concessionárias foram obrigadas a reduzir o montante de carga na ponta, através de programas de gerenciamento de carga, promover programas de conservação de energia ou negociar novos contratos de atendimento ao consumidor, em bases mais vantajosas a cogradores potenciais.

3.5.3 Países Europeus

3.5.3.1 Alemanha

Não é possível compreender a importância da cogeração na Alemanha sem antes analisar o processo de estruturação do próprio setor energético no país. Esse processo teve início em meados do século XIX, quando os municípios adquiriram autonomia política e passaram a exercer um importante papel na industrialização e no atendimento das necessidades de infra-estrutura de seus habitantes.

A fase inicial de estruturação do setor elétrico ocorreu com a geração e o consumo restritos às indústrias. Entretanto, quando o mercado começou a se expandir, ainda com a geração limitada

⁵ A operação em paridade térmica implica a modulação da operação do sistema de cogeração em função da demanda de calor útil da instalação industrial.

às indústrias, foram os municípios que assumiram a responsabilidade da distribuição. No início do século XX o poder dos municípios cresceu a ponto de participarem financeiramente em empresas de produção e distribuição de eletricidade e gás.

Já no Pós-Guerra, o processo de reconstrução permitiu o reforço da autonomia dos municípios. Esse fato, aliado à necessidade de redução dos gastos e racionalização dos recursos, acabou por definir o espaço da cogeração (AFME, 1990).

No período compreendido entre as décadas de 30 e 50, a cogeração industrial atendia cerca de 50% das necessidades totais de energia elétrica no país (INESTENE, 1990). Com o passar do tempo, no entanto, a cogeração perdeu espaço nas indústrias, em relação ao atendimento via rede, mas cresceu dentro da concepção de calor distrital. Dados da AIE/OCDE (1990) indicam a existência de 8.600 MWe de capacidade instalada em 1981 em sistemas de cogeração industrial, e aproximadamente 7.200 MWe, em 1986, em sistemas de calor distrital.

A perda gradativa de importância da cogeração industrial até a década de 80 pode ser entendida, em linhas gerais, pelas mesmas razões que explicam o fenômeno em outros países, embora no caso alemão a contribuição da cogeração seja muito mais significativa: em 1985, 14% do consumo nacional de energia elétrica ainda era atendido pela cogeração industrial.

Em comparação com outros países, a participação mais expressiva da cogeração industrial pode ser explicada pelos altos custos da eletricidade ao consumidor, em função da forte presença do carvão mineral alemão, mais caro do que o importado, na estrutura de geração. Os principais segmentos industriais autoprodutores são o químico, siderúrgico, de papel, refinarias, metais não ferrosos e agro-alimentar.

Já o crescimento da importância dos sistemas de calor distrital é compreendido pelo fato das municipalidades ainda serem responsáveis, em muitos casos, por grande parte da infra-estrutura das cidades alemãs, incluindo o suprimento elétrico e a calefação, o que induz a combinação de ambas as estruturas como estratégia de redução dos custos. Na realidade, as empresas de suprimento energético das cidades alemãs utilizam as receitas de alguns serviços para cobrir eventuais prejuízos de outros.

Em linhas gerais, o plano energético federal é definido a partir dos planos das municipalidades. Dada a abrangência de ação dos governos das municipalidades, a energia é inserida no planejamento local do espaço. Definem-se, então, novas relações entre consumidores, distribuidores, e produtores de energia, de maneira a reforçar o papel do planejamento energético, que quase sempre adquire aspectos de análise multi-criterial.

Na Alemanha existem cerca de mil empresas operando no domínio da eletricidade, entre públicas, privadas e de economia mista, com forte participação nessas empresas do Governo central, das municipalidades e das regiões. Desse conjunto, aproximadamente um terço possui capacidade de geração própria, sendo as demais somente distribuidoras. Cerca de 80% da

produção e 60% da distribuição é assegurada por empresas de economia mista. Em suas áreas de atuação, as municipalidades, quando muito, conseguem controlar a distribuição.

Embora já existisse um quadro favorável à cogeração, o governo alemão adotou, no final dos anos 80, um conjunto de disposições visando ampliar o espaço dessa tecnologia. Em 1979, com revisão feita em 1988, foi firmado uma resolução tripartite⁶ objetivando especificamente a valorização do potencial da autoprodução na indústria.

Essa resolução visava assegurar (i) o tratamento igualitário entre os autoprodutores e os demais clientes, (ii) o direito ao atendimento suplementar do autoprodutor, (iii) o dever de compra da eletricidade excedente de autoprodutores, desde que houvesse identificação de economia de energia primária para o país, (iv) a remuneração da eletricidade excedente ao custo evitado, de acordo com a qualidade e a confiabilidade do suprimento e (v) a definição de contratos de longo prazo, conforme as necessidades da concessionária.

O governo alemão também assumiu um papel mais agressivo no apoio aos sistemas modulares de cogeração ao longo da década de 80. Os sistemas modulares permitem a descentralização geográfica da produção elétrica e a descentralização econômica do setor energético. São sistemas de custo compatível com a capacidade de investimento de pequenas comunidades e empresas, que podem operar com boa eficiência na conversão da energia e produzem impactos ambientais moderados.

O Institut Français de l'Énergie avaliou em 1989 (BRUN, 1989) que a contribuição das unidades modulares era, até então, marginal e que esse quadro deveria ser mantido ainda por muitos anos. Já em 1990, o INESTENE (1990) reavaliou tal prognóstico em função das novas disposições de apoio por parte do governo alemão, considerando que em 15 anos - portanto, até o ano 2005 - a capacidade instalada das unidades modulares poderia ser da ordem de 10 GWe.

Ao final da década de 70 a cogeração era avaliada na Alemanha como uma tecnologia de futuro pouco promissor, embora ainda tivesse importância fundamental no país. Na segunda metade da década de 80 a possível definição de um mercado comum para a eletricidade na Europa despertou a discussão em torno da frágil posição da indústria elétrica alemã face aos altos custos operacionais vis-a-vis outros sistemas, o que possivelmente motivou as iniciativas por parte do governo Federal de incentivo à cogeração.

⁶ Entre o Governo Federal, a Federação das Concessionárias de Eletricidade e a Federação das Indústrias

3.5.3.2 Itália

Na Itália a produção, transmissão e distribuição de eletricidade são exercidas quase que em regime de monopólio pela ENEL - Ente Nazionale per l'Energia Ellettrica -, empresa estatal que produz diretamente 85% da energia elétrica, cabendo 12% aos autoprodutores e apenas 3% às concessionárias municipais.

Tendo em vista o marcante crescimento do consumo de eletricidade na década de 80, o governo italiano definiu, em 1986, as metas de um plano energético nacional - PEN -, com forte participação da energia nuclear. Ainda em 1986, no entanto, com o acidente em Chernobyl, o programa nuclear foi posto em moratória. Em 1987 um referendo popular rejeitou propostas que favoreciam a energia nuclear, o que levou o governo a desativar as usinas em operação e suspender a construção de novas plantas.

Em 1988, uma nova versão do PEN foi aprovada, tendo como objetivos centrais a conservação de energia, uma maior autonomia no suprimento energético e uma maior preocupação quanto ao meio ambiente.

Sob as diretrizes da nova política energética, a cogeração ganhou novo impulso na Itália. A versão do PEN de 1988 previa que a contribuição da cogeração industrial e dos sistemas de calor distrital deveria ser da ordem de 15% sobre as metas totais de conservação de energia no ano 2000 (OCDE, 1989). Com a motivação de novas políticas de estímulo, a potência instalada em cogeração industrial deverá crescer, em relação ao verificado em 1987, 58% até o ano 2000 - de 4.500 para 7.120 MW (AIE/OCDE, 1990).

No final de 1990 o Governo Italiano decidiu rever as tarifas de compra da energia excedente de autoprodutores, praticamente dobrando seu valor. À mesma época, foi definido um acordo com três grandes grupos industriais, entre os quais a FIAT, de maneira a viabilizar em curto prazo uma capacidade instalada de cogeração da ordem de 2,4 GW em suas unidades fabris (SUMMERTON & BRADSHAW, 1991).

É interessante observar que a cogeração industrial na Itália já era relativamente bem desenvolvida e organizada mesmo antes da definição do programa de estímulo do final dos anos 80; em 1985, 14,5% de toda capacidade de cogeração industrial na Europa estava instalada na Itália, àquela época o segundo país em importância, atrás apenas da Alemanha (AFME, 1990).

Parte dessa capacidade foi alcançada como resultado da lei 308/1982, que estabeleceu uma política objetiva de apoio institucional e financeiro a projetos de conservação de energia e desenvolvimento de fontes alternativas. Um dos artigos dessa lei tratava especificamente de projetos de produção combinada de calor e potência.

Em um período de quatro anos, o Governo Italiano, através do Ministério da Indústria, Comércio e Artesanato - MICA -, investiu em 202 projetos industriais e em 29 de redes de calor, com um total equivalente a 2.300 MW de capacidade instalada nas indústrias e 1.520 MW nas

redes (TABARELLI & VESTRUCCI, 1987). O apoio financeiro dado pelo MICA variava entre 30 e 50% das despesas com estudos de viabilidade ou com projetos executivos (RODA, 1986).

Nas indústrias os períodos de recuperação do capital ficaram, em média, entre 2,5 e 8,5 anos, tendo sido verificados vários casos de amortização em menos de dois anos, principalmente em setores energo-intensivos. Com efeito, pouco mais de 70% da capacidade se concentrou em unidades siderúrgicas, químicas e petroquímicas. Os segmentos industriais italianos com autoprodução mais desenvolvida são, além dos já citados, os de papel, têxtil e agro-alimentar.

Nos sistemas de calor distrital, por sua vez, os prazos de amortização foram mais longos, por volta de 12 anos, o que foi considerado aceitável dentro de uma ótica de análise global.

Vários projetos de redes de calor têm sido viabilizados economicamente, mais recentemente, com a incorporação dos mesmos também ao atendimento de cargas térmicas industriais, dentro da preocupação de valorização da questão ambiental e, principalmente, em função da maior oferta de gás natural no país.

3.5.3.3 Espanha

Na Espanha não foi atribuída importância à cogeração até o segundo choque da crise do petróleo, quando o governo, face à alta dependência energética do país, principalmente quanto ao abastecimento de petróleo, decidiu promover esforços visando uma maior autonomia no suprimento e uma maior racionalização no uso da energia. O plano energético aprovado no início dos anos 80 definiu como metas principais a conservação de energia e a redução das importações.

Entre 1980 e 1985, dez decretos ou leis foram promulgados visando incentivar ou regulamentar a autogeração de energia elétrica e, em particular, a cogeração. A "Lei sobre Conservação de Energia", de 1981, definiu benefícios de natureza fiscal, financeira e subvenções para quem iniciasse ou ampliasse sistemas de autoprodução, fixou a obrigatoriedade de compra, por parte das concessionárias, da eletricidade excedente de autoprodução e regulamentou padrões de eficiência mínimos que deviam ser alcançados pelas plantas de cogeração, além de condições técnicas adequadas de entrega da energia à rede. Os benefícios de natureza fiscal incluíam deduções, isenções e bonificações, os benefícios financeiros garantiam acesso preferencial ao crédito oficial, enquanto as subvenções foram fixadas em 30% do montante dos investimentos (PITA, 1989).

Mesmo com a adoção desse conjunto de medidas de incentivo, até o início de 1986 a autoprodução não havia sido viabilizada de acordo com as expectativas iniciais. Dados da antiga AFME (1990) indicam que em 1985 a contribuição percentual da cogeração industrial sobre o consumo total do país era da ordem de 2%, índice inferior, inclusive, ao de países menos industrializados e sem tradição com essa tecnologia, como, por exemplo, Portugal.

Até 1987 a cogeração na Espanha estava limitada a oito segmentos industriais e a uma única instalação no setor terciário, com capacidade total instalada da ordem de 750 MW. Cerca de 50% desse montante estava concentrado em indústrias de alimentos e papel e celulose; as demais instalações importantes estavam nos segmentos químico, siderúrgico, têxtil e de metais não ferrosos.

Após aquele ano, em função de um diferencial de preços entre os combustíveis e a eletricidade mais favorável à cogeração, que permitiu a amortização dos investimentos em períodos inferiores a três anos, e graças à maior penetração do gás natural na matriz energética, a cogeração ganhou maior impulso.

Muito contribuiu, também, a ação do IDAE - Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía - sociedade estatal vinculada ao Ministério da Indústria e Energia, que assumiu maiores responsabilidades na análise e seleção dos projetos. A partir de então, as subvenções foram suspensas e o IDAE passou a viabilizar "contratos de participação", na forma de cofinanciamentos ou dentro do esquema de financiamento por terceiros.

O IDAE fornecia, direta ou indiretamente, assistência técnica e financeira para a compra e instalação do novo equipamento, sendo reembolsado pelo capital investido através das economias alcançadas. Ao fim do período de recuperação, o industrial se tornava proprietário do equipamento, adquirindo-o pelo seu valor residual (OCDE, 1989).

Em um período de dois anos após a definição desse novo quadro foram postas em operação 24 novas instalações, totalizando uma capacidade de 83 MW. As novas unidades, compactas, com uso preferencial do gás natural e operando com alto fator de capacidade, permitiram um crescimento da ordem de 20% no montante da energia cogorada. Nessa fase, 80% do crescimento se concentrou nas indústrias químicas e de papel e celulose.

Os resultados desse esforço podem ser avaliados através da contribuição da cogeração sobre a geração elétrica total no país, que passou dos já citados 2% em 1985 para 3,2% em 1989 (INESTENE, 1990).

Ainda em 1987, o IDAE realizou um estudo de avaliação do potencial de cogeração na indústria, identificando, em um primeiro instante, 288 novas plantas aptas, com capacidade de geração de 1,7 GW. Excluídas todas as instalações que apresentavam restrições de ordem tecnológica, financeira ou de baixa motivação ao empreendimento, segundo critérios definidos pelo próprio Instituto, foram selecionadas 102 plantas com um potencial de 585 MW. À época se estimou que o custo de viabilização dessa capacidade era da ordem de dois terços do custo de uma central termoeletrica convencional equivalente (DISDIER, 1989).

Identificado o potencial, o IDAE iniciou uma política agressiva de viabilização do mesmo, fazendo uso dos contratos de participação. Já em 1989, 41% das indústrias selecionadas estavam

em condições de iniciar a operação, contribuindo com uma capacidade instalada equivalente a 36% do total avaliado.

Uma pesquisa feita na Espanha junto a empresários industriais concluiu que, na continuidade de um quadro favorável ao investimento em cogeração, a capacidade instalada em plantas industriais poderia chegar, a curto prazo, a até 1 GW. Acredita-se que seja possível colocar a cogeração industrial espanhola a nível equiparável ao da média dos países da União Européia (REINOSO, 1989).

Embora até recentemente a cogeração estivesse restrita às indústrias, o que é compreensível dada a pouca importância atribuída à tecnologia, as autoridades espanholas também têm fomentado a cogeração no setor terciário, a partir de programas de difusão bem orientados, basicamente nas regiões onde há oferta de gás natural.

A importância da cogeração na Espanha, no presente, transcende a dimensão da racionalização do uso da energia. Os altos índices de crescimento no consumo de energia elétrica acompanham, a grosso modo, as taxas de crescimento econômico, em função da expansão de setores energo-intensivos, da eletrificação rural, e da melhoria da qualidade de vida da população. A expansão do setor elétrico, hoje com forte participação de unidades termoeletricas convencionais, a carvão ou a óleo, e nucleares, pode se dar em bases mais racionais, sob a ótica energética e econômica, com a contribuição da cogeração.

Além desses pontos, a Espanha se esforça para acompanhar os demais países da União Européia, melhorando a eficiência do parque industrial e adequando-o à legislação sobre o meio-ambiente no que tange às emissões de poluentes, ponto em que a cogeração é mais favorável do que as tecnologias tradicionais.

3.5.3.4 França

Ao contrário dos casos discutidos anteriormente, a cogeração na França não tem tradição histórica e suas perspectivas para o futuro são bastante limitadas. De uma forma geral, o modelo energético francês é fortemente centralizado, com o Estado como seu ator central e com os interesses específicos de coletividades ou regiões exercendo pouca influência no âmbito do planejamento energético. A produção dos insumos energéticos é organizada verticalmente, se destacando várias empresas de atuação exclusiva em seu ramo de atividade.

Ademais, a distribuição e o espaço de penetração de cada energético no mercado é feita em um esquema de concorrência entre eles, e não de complementaridade, se respeitando apenas os mercados cativos de baixa potencialidade de substituição. A racionalidade econômica do sistema é sempre buscada na economia de escala sobre a produção.

É interessante notar que os pontos acima citados como característicos do sistema energético francês refletem condições exatamente opostas às que são consideradas adequadas ao desenvolvimento da cogeração.

Em 1946, a "Lei de Nacionalização" deu à EDF - *Électricité de France* - a exclusividade na produção de eletricidade em instalações com níveis de potência superior a 8 MW, assim como nas atividades de transporte e distribuição, exceto em alguns casos pontuais que envolvem autoprodução ou são sistemas de administração municipal. A figura do monopólio não é configurada em sua plenitude em função dessas ressalvas e porque a lei de 1946 sofreu alterações em 1972 e 1976, obrigando a EDF a comprar eletricidade de produtores autônomos dentro de condições técnicas e econômicas bem definidas (AFME, 1989).

Deve ser ressaltado que, do ponto de vista do fomento à cogeração, as transformações da legislação não representaram vantagens, uma vez que a estatal do setor elétrico francês, em função de seu poder de negociação é capaz de inviabilizar a quase totalidade das iniciativas através da definição de níveis tarifários desfavoráveis ou de restrições de ordem técnica.

Ao longo da década de 70, sob o impacto da elevação dos preços do petróleo, o governo francês tomou a decisão de alterar a estrutura do parque de geração elétrica, promovendo a substituição das centrais convencionais a derivados de petróleo por centrais nucleares de tecnologia nacional.

Em função da baixa capacidade de modulação das usinas nucleares e da sobre-capacidade estrutural do parque gerador francês, a EDF desenvolveu uma política agressiva de penetração no mercado, buscando ampliar as vendas e sobretudo melhorar o fator de carga do sistema. As tarifas e contratos oferecidos pela empresa estimulam a substituição de combustíveis em praticamente todos os setores, principalmente na indústria, inviabilizando os investimentos em cogeração (BRUN, 1988). Não raras vezes a EDF tem sido acusada de restringir a lógica do planejamento energético ao espectro de seus próprios interesses. Há, inclusive, denúncias de prática de "dumping" (AFME, 1988).

A tendência da cogeração na França nos últimos vinte e cinco anos pode ser resumida pelas seguintes observações: poucos projetos foram viabilizados, sendo esses, em geral, de pequeno porte, de uso pouco intensivo e viabilização dos empreendimentos quase sempre com o apoio financeiro da *Gaz de France* - GDF - e da antiga AFME. O único setor em que a cogeração mantém possibilidades de crescimento é o das usinas de incineração de lixo urbano.

O setor industrial é onde a cogeração passa, no presente, pelo maior declínio. Historicamente, a autoprodução de eletricidade cresceu junto às indústrias até 1973, à taxas muito próximas às de evolução do consumo elétrico. O período de declínio coincidiu com o crescimento da capacidade de produção nuclear e com a política de expansão de mercado da EDF. A cogeração representa de 80 a 85% da geração elétrica própria nas indústrias (BRUN, 1988).

É interessante notar que o declínio da cogeração ao longo dos anos 80 ocorreu justamente nos setores em que a tecnologia era mais tradicional e mais importante do ponto de vista do abastecimento - indústrias de açúcar, papel e química.

Os poucos casos de novas instalações estão em indústrias de pequeno e médio porte, que fazem uso de unidades compactas com queima de gás natural. Em geral as novas instalações visam, primordialmente, melhorar a confiabilidade no atendimento elétrico e são viabilizadas, do ponto de vista econômico, na comparação com grupos de geração elétrica de segurança.

Uma pesquisa feita junto a empresários industriais no fim dos anos 80 concluiu que o mercado para a cogeração pode ser considerado como ínfimo, onde projetos que apresentam tempo de recuperação de capital superior a 18 meses não são sequer analisados. Igualmente representativa é a constatação de que os empresários mais receptivos à cogeração são aqueles ligados à empresas estrangeiras (AFME, 1988).

Dentro da concepção de redes de calor, a cogeração tem avançado nos últimos anos junto às usinas de incineração de lixo urbano. Esse tipo de instalação é considerado uma opção econômica e ecologicamente mais aceitável do que qualquer outra alternativa de tratamento do lixo. Em 1970 existiam 9 instalações, número que passou para 64 em 1988.

Na média, 40 a 50% de toda energia elétrica gerada nessas instalações é consumida nas próprias plantas. A rentabilidade é garantida muito mais pela redução das despesas na compra de energia do que propriamente com a receita obtida da venda do excedente às concessionárias. A atratividade do empreendimento está na solução do problema "lixo", mais do que na geração combinada de calor e potência a baixo custo.

A frágil situação das redes de calor na França, em uma comparação com outros países do norte ou do leste europeu, se deve ao fato que, no passado, a produção de eletricidade foi regulamentada em separado da produção de calor. Hoje, no que diz respeito ao aquecimento ambiental, as redes sofrem a concorrência da EDF e da GDF, que lutam para conquistar o mercado.

Alguns analistas acreditam que a política energética francesa pode e deve levar em conta as possibilidades de desenvolvimento das redes de calor. A AFME (1990) acredita haver um potencial de 800 a 2.300 MW de capacidade elétrica em sistemas de redes de calor, segundo haja ou não a possibilidade de introdução da tecnologia de motores de combustão interna, considerando novas instalações ou a conversão das já existentes.

Ao contrário das concepções de cogeração industrial e de redes de calor, paradoxalmente parece existir um futuro melhor para a cogeração no setor terciário, como resultado da política tarifária praticada pela EDF. Os primeiros resultados, embora tímidos, já são notados com a instalação de sistemas para autoprodução no inverno, sobretudo em horário de ponta.

Uma das tarifas de abastecimento interruptível que se pratica na França, designada como EJP, garante tarifas baixas para a eletricidade, salvo durante os dias mais carregados do ano. Os períodos de ponta são definidos pelas condições do sistema e a notificação do consumidor é feita com antecedência mínima de apenas seis horas. Sob esse princípio tarifário a AFME acredita ser viável a cogeração no que é chamado de "grande terciário", isto é, hospitais com mais de 500 leitos, prédios de escritórios e supermercados com mais de 10.000 m², centros comerciais com área superior a 30.000 m² e estações de depuração de dejetos.

Utilizando motores de combustão interna com gás natural, óleo diesel ou gás de biodigestão, se estima uma capacidade elétrica potencial de 2.900 MW. Uma fração de 20% (aproximadamente 600 MW) poderia ser viabilizada a um custo da ordem de US\$ 450/kWe (AFME, 1990).

A inversão da tendência quanto à geração combinada de calor e potência na França, em qualquer que seja a concepção, não é muito alentadora, principalmente porque a noção das vantagens potenciais dessa tecnologia foge à lógica do planejamento energético ora praticado. No entanto, o Governo Francês, através do Ministério da Indústria, tem se esforçado para criar condições para a transformação do quadro atual. Os pontos ressaltados são os seguintes:

- (i) a alta concentração do sistema de geração na tecnologia nuclear;
- (ii) os problemas de baixa confiabilidade de atendimento em certas regiões, pelo sistema centralizado;
- (iii) o alto custo de atendimento de algumas regiões remotas, principalmente de áreas rurais;
- (iv) politicamente algum esforço de descentralização é necessário, dada a postura da UE quanto à liberalização do mercado de eletricidade;
- (v) as opções convencionais de atendimento das cargas de ponta são, em geral, mais caras do que a cogeração;
- (vi) independente da contribuição em termos de potência e energia, uma complementaridade entre os meios centralizados e descentralizados de produção elétrica pode melhorar o desempenho econômico do sistema.

3.5.4 Países Asiáticos

Sob a designação genérica de "países asiáticos" são apresentadas informações sobre a cogeração no Japão e em um grupo de países em desenvolvimento no Sudeste Asiático - Filipinas, Tailândia e Indonésia.

No Japão a cogeração é, historicamente, quase que exclusivamente desenvolvida junto ao setor industrial. A legislação atual permite a previsão de um desenvolvimento lento, mas contínuo, junto a esse setor nos próximos dez anos.

A capacidade de geração fora das empresas elétricas era avaliada no início dos anos 90 em 18 GW, sendo 15,4 GW em cogeração industrial e apenas 600 MW no terciário. A capacidade instalada em cogeração representava, à época, 10% da capacidade total, enquanto a geração elétrica correspondente alcançava 11% da geração total (LIONS, 1992).

Ao longo dos anos 80, e principalmente após 1985⁷, foi realizado no país um trabalho de apoio ao desenvolvimento da cogeração em sistemas compactos, a partir da adoção de políticas de estímulos fiscais e financeiros que favoreceram a economicidade dessa tecnologia. É interessante notar que o Banco de Desenvolvimento japonês assegura vantagens fiscais e creditícias aos investimentos.

Um esforço maior foi direcionado à pesquisa e ao desenvolvimento, em um trabalho conduzido pelos fabricantes de equipamentos e empresas de gás, com o apoio do Governo e suporte técnico das empresas de eletricidade.

Sistemas compactos de 100 a 1.500 kW estão sendo desenvolvidos e são considerados como de grande potencial para o setor terciário. Existe uma avaliação do potencial de penetração de sistemas de pequeno porte que aponta para algo da ordem de 400 a 1.200 MW no ano 2000, para uma capacidade instalada no início dos anos 90 de 600 MW.

No Japão, a cogeração já se mostrou viável, do ponto de vista econômico, em hospitais, hotéis, supermercados, centros esportivos, edifícios de escritórios, indústrias de alimentos, de equipamentos elétricos e eletrônicos e em refinarias.

No caso das indústrias, são relativamente comuns as associações de empresas que exploram um sistema de cogeração, consumindo o vapor e vendendo a eletricidade à rede.

Em 1985 foi criada uma sociedade - a Advanced Cogeneration Technology Research Association -, que é mantida pelo MITI - Ministry of International Trade and Industry - e financiada por 180 empresas industriais, com a função de estudar questões tais como a evolução da demanda, normas técnicas, eventuais melhorias na legislação, e estimular a evolução tecnológica, o intercâmbio de informações e a cooperação entre os membros.

⁷ A "Electric Utility Industry Law", por exemplo, foi alterada em 1987, possibilitando o desenvolvimento da cogeração.

Em 1986 o MITI definiu recomendações quanto às especificações técnicas das conexões elétricas e quanto ao abastecimento emergencial. As condições definidas pelo MITI permitem aos sistemas de cogeração a operação em paralelo com a rede sem necessidade de equipamentos de proteção, reduzindo os custos. Tal disposição é possível porque a cogeração é entendida prioritariamente como opção ao abastecimento de ponta e não como alternativa concorrencial à unidades térmicas de base. As concessionárias, por sua vez, não têm obrigação de comprar os excedentes, ponto que é muito questionado no país (GARCIA, 1991).

Nos projetos de planejamento urbano a cogeração tem sido cada vez mais considerada. Este é, inclusive, o desenvolvimento mais recente no âmbito da tecnologia. NISHIMURA (1988) descreve a expansão dos sistemas de calor distrital no Japão, tanto em grandes centros urbanos quanto em pequenas cidades, e atribui essa tendência às preocupações crescentes quanto ao uso racional da energia, à minimização dos impactos ambientais e à melhoria do ambiente urbano.

A contraposição ao caso japonês, em que a cogeração tem sido desenvolvida dentro de uma preocupação de maior racionalidade no uso da energia e minimização dos impactos ambientais, é a situação da cogeração e da geração independente em alguns países em desenvolvimento no Sudeste Asiático onde a questão principal é a garantia da expansão do sistema elétrico em um contexto de fortes restrições financeiras.

FOEL (1988) descreve os casos de Filipinas, Tailândia e Indonésia, países como altas taxas de crescimento da demanda de energia elétrica e grandes dificuldades de viabilização da expansão do sistema com recursos governamentais ou mesmo com empréstimos externos. Ao longo dos anos 80, em todos esses países, ocorreram transformações do quadro institucional de forma a permitir a participação do capital privado na geração de eletricidade.

A referência feita a esses países não se deve à magnitude de seus programas de cogeração ou à dimensão de seus sistemas elétricos - da ordem de 6 a 7 GW em cada país, em meados dos anos 80 -, mas sim ao fato dessas experiências serem citadas como posturas relativamente avançadas entre os países em desenvolvimento (SULLIVAN, 1990).

A capacidade instalada em cogeração nas Filipinas, em meados dos anos 80, representava menos do que 3,0 % da capacidade total instalada no país - 5,8 GW -, enquanto o parque gerador controlado por produtores privados chegava a 7% da capacidade total. Dentro da preocupação de expandir o sistema com recursos privados e, também, em função da alta dependência externa no abastecimento energético, o Governo Filipino abriu espaço a investimentos em cogeração e em sistemas de produção independente, para uso preferencial de biomassa. Em 1990, Sullivan avaliou que estavam em construção, ou em negociação, 720 MW em três empreendimentos termoelétricos de produtores independentes, financiados nos esquemas "build-own-transfer" e "build-own-

operate"⁸. O desenvolvimento previsto em cogeração era mais modesto, com um potencial estimado de 180 MW e alta concentração nas indústrias química, de papel e celulose e de alimentos (FOEL, 1988).

Na Tailândia, aproximadamente 6,0% dos quase 7 GW de potência elétrica instalada nos anos 80 estavam associados à cogeração. Grande parte dessa capacidade correspondia às instalações das usinas de açúcar do país. O potencial de cogeração estimado por Foel era da ordem de 580 MW, sendo aproximadamente um terço em novas instalações. A avaliação mais recente é que tanto os novos projetos em cogeração quanto em produção independente estão parados por indefinições institucionais.

Tem-se, em contrapartida, o caso da Indonésia, situação que é bastante particular porque algo entre 50 e 75% da capacidade de geração elétrica corresponde a sistemas de autoprodutores, em geral não interconectados a rede em função das distâncias e de sua baixa confiabilidade. O potencial de cogeração é expressivo, da ordem de 1,2 GW, aproximadamente seis vezes a capacidade instalada quando da realização dessa avaliação.

⁸ No sistema "build-own-transfer" o agente financeiro não opera o sistema e é remunerado pela receita obtida da produção de energia elétrica. Já no sistema "build-own-operate" o agente financeiro opera a central durante um certo número de anos, vendendo energia ao sistema por tarifas previamente definidas; findo esse prazo, a central é comprada pelo valor residual ou é repassada à concessionária sem qualquer indenização.

Capítulo 4

O Setor Elétrico e a Cogeração no Brasil

4.1 O Setor Elétrico no Brasil

4.1.1 Histórico

A energia elétrica começou a ser gerada e comercializada no Brasil nos anos 80, no século XIX, quando a eletricidade ainda era uma novidade em todo o mundo. No início dos anos 90 foram inaugurados os primeiros aproveitamentos hidroelétricos, tanto para uso privado como para serviço de utilidade pública.

A participação estrangeira no setor começou em 1899, quando a The São Paulo Railway Light and Power Co. Ltd. obteve autorização para funcionar no Brasil, começando suas atividades em São Paulo. Em 1905, o mesmo grupo assumiu os serviços na cidade do Rio de Janeiro, estendendo depois seu controle sobre os serviços de gás e telefonia. Na década de 10, já no século XX, a capacidade de geração da LIGHT, em São Paulo e no Rio de Janeiro, representava 30% do total do país, chegando a 44% na década seguinte (ELETROBRÁS, 1984).

Nos anos 20, a American Foreign and Power Co. - AMFORP - começou a se instalar no Brasil, inicialmente ocupando o mercado em crescimento do interior do Estado de São Paulo. Já mais no final da década o grupo se expandiu ao adquirir empresas concessionárias em várias importantes cidades do país.

A fase inicial de estruturação do setor elétrico brasileiro, que durou até os anos 30, foi dominada pelo capital privado de uma forma quase que inquestionável: a economia do país era ainda muito incipiente, não havia capital público suficiente para a realização dos investimentos iniciais e tampouco havia capacitação tecnológica nacional. As empresas públicas - em geral

municipais - e privadas nacionais, que existiam até então, foram em grande parte adquiridas pelas empresas estrangeiras durante os anos 20.

A nível internacional, a partir de 1930, começou a crescer um movimento de defesa de uma maior participação do Poder Público junto ao setor elétrico. Tal movimento tinha como objetivos o estabelecimento de concorrência ao capital privado, com vistas à redução das tarifas, e a definição um certo nível de ação regulatória por parte do Estado. No Brasil, o clima favorável foi completado com a vitória do movimento revolucionário de 1930. Em 1934 foi instituído o Código de Águas que, no entanto, só foi regulamentado em 1957.

O Código, em vigor até os dias de hoje, definiu (i) a propriedade dos aproveitamentos hídricos em favor da União, (ii) estabeleceu a competência desta na outorga de concessões para construção e operação de usinas, (iii) definiu o princípio do serviço pelo custo e (iv) também o princípio do lucro limitado e garantido às empresas do setor.

O movimento de nacionalização dos serviços de suprimento de energia elétrica ganhou abrangência na medida em que a qualidade dos serviços prestados pelas empresas estrangeiras ia se deteriorando e as altas tarifas cobradas impediam um maior acesso dos consumidores à rede. Ao fim da Segunda Guerra o movimento de estatização chegou ao seu climax¹ e os reflexos sobre a estrutura do setor elétrico brasileiro foram rapidamente notados.

Àquela época tinha início no país um período de rápida industrialização e era fundamental que o setor elétrico crescesse em condições de atender, a baixo custo, o mercado em expansão. Diante da incapacidade e/ou desinteresse do capital estrangeiro em responder de acordo com essas expectativas, o Estado entrou em ação de forma direta. Em um primeiro instante, foram criadas a CHESF e a CEMIG², empresas em condições de agir localmente e atenuar os problemas até então verificados. Nos anos 40 e 50 várias empresas estatais, estaduais em sua maioria e quase sempre associadas a um aproveitamento hidroelétrico, foram criadas (BERMAN, 1992).

O Plano Nacional de Eletrificação, elaborado na fase final do segundo governo de Getúlio Vargas - 1951-54 -, propôs o aproveitamento do enorme potencial hidroelétrico do país através de investimentos do Estado. Seus princípios básicos nortearam, também, a definição das ações no Governo de Juscelino Kubitschek: a orientação era para que as empresas públicas, estaduais e federais, cuidassem da expansão da capacidade de geração e da formação de um sistema interligado, enquanto as empresas privadas deveriam atuar sobretudo na distribuição. A orientação

¹ Inclusive porque era essa a tendência no exterior.

² A CHESF foi criada em 1946 pelo Governo Federal e a CEMIG em 1952 pelo Governo do Estado de Minas Gerais.

para melhor aproveitamento do potencial hidroelétrico e a estruturação da interligação dos sistemas elétricos foi reforçada pelo estudo realizado pelo consórcio CANAMBRA³, nos anos 60.

Em 1957, para atenuar os graves problemas de abastecimento que persistiam no eixo Rio-São Paulo e para iniciar a exploração do potencial do rio Grande, o Governo Federal criou a empresa FURNAS. Em 1962 começou a funcionar a ELETROBRÁS⁴ e em 1965 foi criado o órgão que mais tarde foi transformado no atual Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

O modelo estatal para o setor elétrico brasileiro foi consolidado durante os governos militares, a partir de 1964. Esse modelo foi implementado, ao longo dos anos, graças à formação de uma poupança nacional e à captação do capital estrangeiro disponível desde a consolidação da reconstrução da Europa no Pós-Guerra. Parte dos recursos eram provenientes da própria arrecadação do setor, fruto do período de "realismo tarifário" que vigorou de 1964 a 1973. O crescimento da capacidade instalada no período, fruto da ação quase exclusiva do Estado, foi de 9,6% a.a. (ver Tabela 4.1). A potência elétrica instalada de propriedade do capital privado caiu, em termos percentuais, de 82% em 1950 para apenas 20% em 1970 (MEDEIROS, 1993).

A última ação voltada à estatização do setor elétrico brasileiro, no que diz respeito às empresas e aos mercados mais importantes, foi a compra, em 1978, da LIGHT⁵.

Tabela 4.1 Evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil - GW

Ano	Geração Hidráulica	Geração Térmica ¹	Capacidade Total	Taxa de Crescimento no período
1930 ^a	0,6	0,2	0,8	
1950	1,5	0,3	1,8	4,1 % a.a entre 1930-50
1960	3,6	1,2	4,8	10,3 % a.a entre 1950-60
1970	8,8	2,4	11,2	8,8 % a.a entre 1960-70
1980 ²	27,7	5,8	33,5	10,9 % a.a entre 1970-80
1992 ^{*3}	41,8	7,2	49,0	3,2 % a.a entre 1980-92

Fontes: ZYLBERSTAJN (1991), exceto ^a - FURNAS (1990) * - FURNAS (1993).

Notas: 1 - Inclui Angra I

2 - Refere-se à capacidade disponível em 12/1980

3 - Refere-se à capacidade disponível em 12/1992

³ Canadense, norte-americano e brasileiro.

⁴ Empresa criada em 1954, mas que não pode ser viabilizada até então.

⁵ A compra da LIGHT foi um processo controverso dado que seu prazo de concessão estava por expirar.

4.1.2 A estrutura organizacional

A estrutura organizacional, que foi definida a partir do fim da década de 50 e que ainda está em vigor, atribui à ELETROBRÁS o papel de empresa "holding", com responsabilidade sobre o planejamento da operação e da expansão do sistema e pela coordenação da política nacional de energia elétrica. À empresa cabe, também, parte da responsabilidade de financiamento da expansão do setor.

A ELETROBRÁS coordena quatro empresas regionais de geração - as já citadas CHESF e FURNAS e as empresas ELETROSUL e ELETRONORTE, criadas respectivamente em 1968 e 1973. Essas quatro empresas federais têm a responsabilidade de promover a construção e a operação das unidades de geração em suas respectivas regiões de atuação. A ELETROBRÁS controla, também, duas empresas concessionárias de distribuição, a LIGHT e a ESCELSA, que têm áreas de atuação nos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo, respectivamente.

São coligadas à ELETROBRÁS um certo número de empresas estaduais e privadas⁶. Algumas delas são fundamentalmente concessionárias de distribuição, mas existem outras, sobretudo estaduais, que têm uma expressiva capacidade de geração própria e operam seus próprios sistemas de transmissão. Muitas dessas empresas já existiam quando o sistema elétrico brasileiro começou a ser consolidado sob uma coordenação central e o Governo Federal não pode, ou não quis, tanto sob o aspecto financeiro quanto político, alterar esse quadro. As empresas privadas remanescentes e as empresas municipais atendem exclusivamente pequenos mercados e sua capacidade de produção elétrica é insignificante em relação ao total do país⁷.

Dentro da estrutura organizacional do setor existe também uma empresa binacional - Itaipu - , responsável pela construção, operação e transmissão da energia produzida pela usina de mesmo nome.

A regulamentação da atividade elétrica no país é feita pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE. O DNAEE é responsável pelo planejamento, fiscalização e controle dos serviços hidrológicos e pela supervisão, fiscalização e controle do uso dos cursos d'água e dos serviços de eletricidade. Cabe ao DNAEE conceder e fiscalizar as concessões no setor elétrico e zelar pelo equilíbrio econômico-financeiro das várias empresas. No passado, o DNAEE era, também, o órgão que propunha a política tarifária.

Eletricamente o setor está estruturado em dois sistemas interconectados - o Norte/Nordeste e o Sul/Sudeste/Centro-Oeste - e vários sistemas isolados, principalmente na região Norte do país, cujos mercados são atendidos quase que exclusivamente por centrais térmicas de pequeno porte.

⁶ São 28 empresas distribuidoras de grande porte , todas de propriedade dos governos estaduais, e 26 empresas privadas e municipais de pequeno porte (MEDEIROS, 1993).

⁷ Em 1990 apenas 6,4% da capacidade instalada no país correspondia à empresas privadas e auto-produtores.

A complexidade do setor elétrico brasileiro fica evidenciada na Figura 4.1. Existem empresas que atuam apenas em uma etapa específica do sistema - geração, transmissão ou distribuição -, outras que são integradas apenas na geração e na transmissão e ainda há empresas que são totalmente integradas, caracterizando em suas áreas de atuação a existência de "monopólios regionais integrados". Dentro de cada sistema interconectado a integração horizontal entre as empresas é feita na etapa de transmissão.

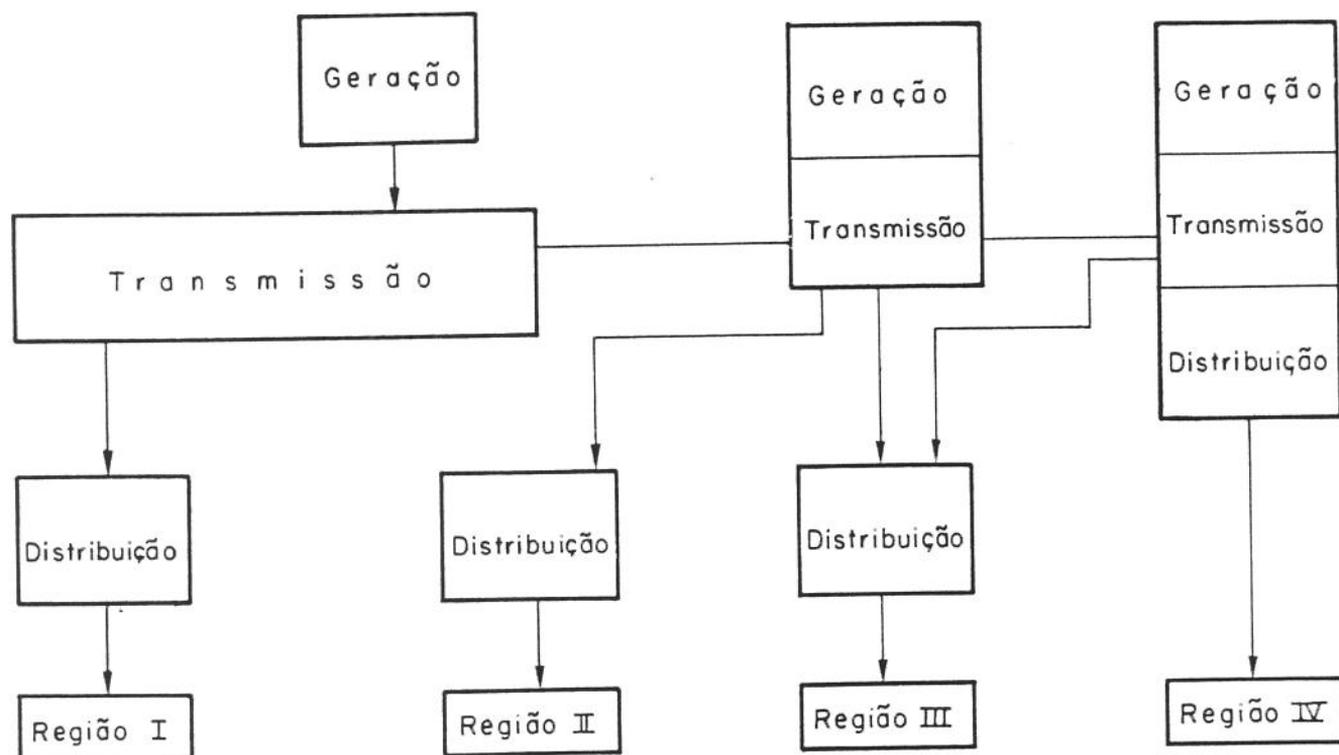


Figura 4.1 Esquema da atual estrutura do setor elétrico brasileiro

É evidente que, em função de sua complexidade elétrica e também porque o sistema, essencialmente de base hídrica⁸, é interconectado hidrologicamente, o papel da coordenação e a necessidade de cooperação entre empresas é fundamental. Até o presente essas condições foram satisfeitas.

⁸ No fim de 1992, quase 94% da capacidade de geração em operação era de origem hídrica - 48,25 GW. Para 1994 a previsão é que essa parcela caia para pouco mais de 91%, representando 52,94 GW (ELETROBRÁS, 1992).

4.2 A Crise Institucional e Financeira

A crise do setor elétrico brasileiro não é diferente, em sua essência, da dos demais países em desenvolvimento. Um diagnóstico realizado por OLIVEIRA (1992) indica muitos pontos coincidentes em relação a um estudo de ordem mais geral, válido para vários países em desenvolvimento (SCHRAMM, 1990).

As dificuldades do setor elétrico começaram na primeira metade dos anos 70. No caso brasileiro, dado o perfil do parque gerador, não foram os custos dos combustíveis que exerceram pressão sobre a situação financeira do setor, mas sim a elevação dos custos de capital. A crise econômica associada à elevação dos preços do petróleo fez com que os agentes de financiamento reduzissem o fluxo externo de capitais e elevassem as taxas de juros, reduzindo o aporte de recursos para a expansão do setor e elevando os custos.

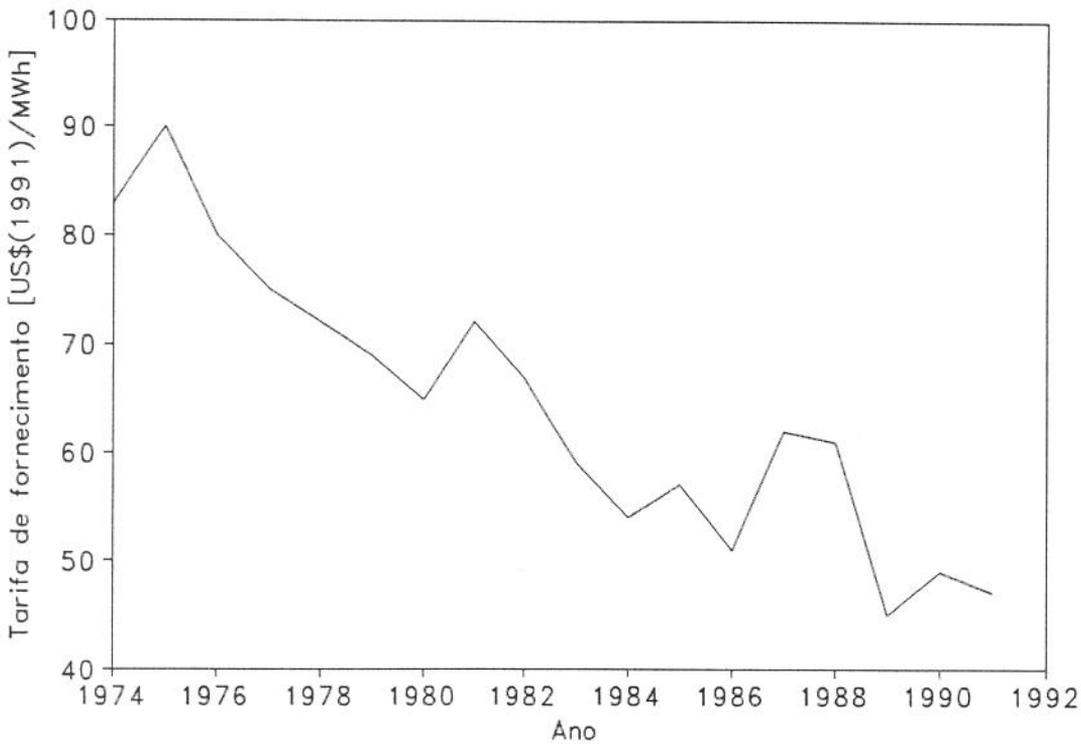
Em que pese o ambiente adverso ao setor elétrico, os programas de expansão foram mantidos ou, quando muito, para possibilitar o ajuste às previsões de crescimento da demanda⁹, suas obras tiveram seus cronogramas prolongados, elevando ainda mais os custos.

No Brasil, como em quase todos os países em desenvolvimento, o Governo adotou políticas de combate à inflação baseadas no controle das tarifas dos serviços públicos, deteriorando ainda mais a saúde financeira das empresas do setor. As tarifas de energia elétrica apresentaram uma tendência de queda em termos reais desde 1975, com raros e curtos períodos de ligeira retomada¹⁰, conforme pode ser observado na Figura 4.2. A partir de 1977 o setor perdeu, inclusive, o controle de seus preços, tarefa que passou a ser exercida pela equipe econômica do Governo.

No início dos anos 80, o setor elétrico passou a firmar contratos especiais com grandes consumidores para uso de eletricidade em substituição a derivados de petróleo, em um momento em que havia sobra de energia em função da sobre-capacidade momentânea e da hidraulicidade favorável. Com o passar do tempo, grandes cargas foram definitivamente incorporadas à demanda industrial, consumindo energia firme. Como as tarifas especiais foram prorrogadas além do que era previsto, o valor médio da tarifa foi ainda mais reduzido.

⁹ Deve-se notar que o crescimento da demanda nos anos 60 e 70 foi em grande medida motivado pela expansão do parque industrial através da incorporação de unidades de produção eletro-intensivas.

¹⁰ Desde 1980, a tendência declinante das tarifas médias de energia elétrica só foi revertida em 1987 e 1992. Em Abril de 1993 a tarifa média chegou a menos de 35 US\$/MWh, o menor valor em toda sua história (ENNES, 1993).



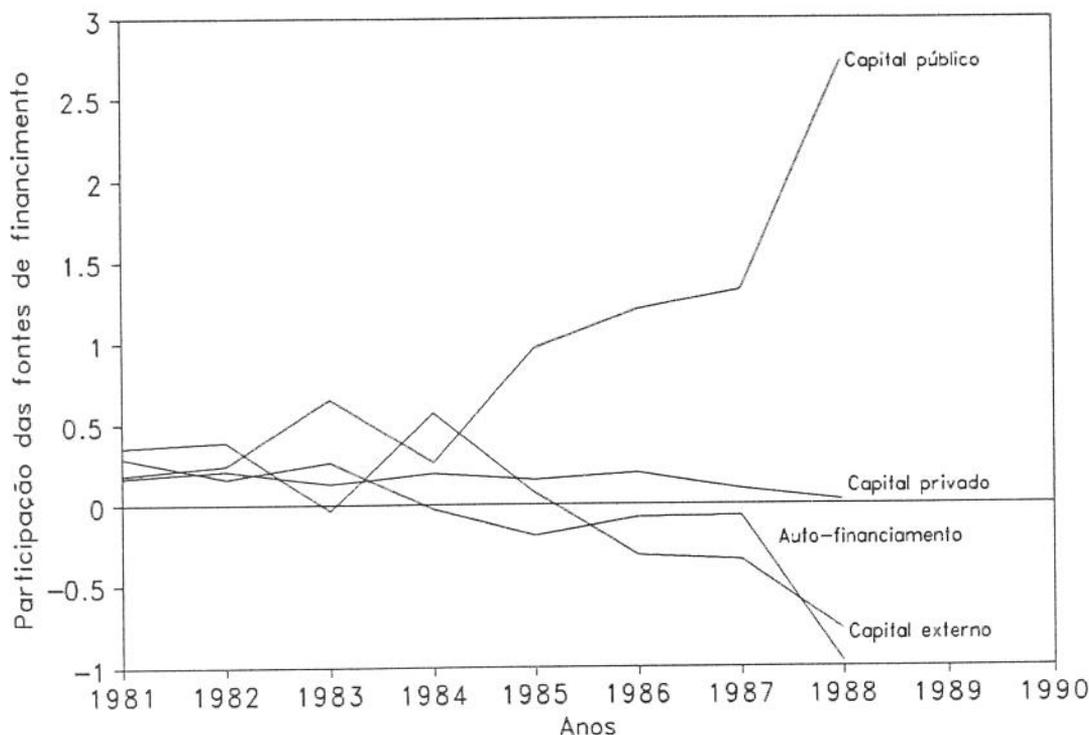
Fonte: ELETROBRÁS (1993-b)

Figura 4.2 Evolução da tarifa média de fornecimento no período 1974-1991

A perda de receita do setor elétrico na segunda metade dos anos 70, a liquidez do mercado financeiro internacional e as pressões do Governo Federal para que o setor ajudasse na captação de recursos levaram à adoção de uma estratégia de endividamento que logo se mostrou equivocada. Empréstimos externos foram captados a juros flutuantes, em associação a pacotes de obras nos quais 30% do valor dos contratos já estavam vinculados à compra de equipamentos dos países credores, a preços superiores aos do mercado internacional. Na virada da década, a despesa operacional com o custo da dívida representava quase 60% da receita tarifária (RODRIGUES & HERMANN, 1989). Em alguns momentos, o prazo de carência dos empréstimos firmados chegou a ser inferior ao período de maturação das obras em que esses recursos eram aplicados.

Pressionado pela necessidade de saldar compromissos assumidos e sem a possibilidade de obter novos empréstimos no mercado internacional, dado o alto grau de endividamento alcançado, o setor elétrico passou a buscar recursos no próprio país, se endividando também internamente. A Figura 4.3 mostra a evolução da estrutura de financiamento do setor elétrico no período

1981/1988, através da qual pode ser observada, nos últimos anos, a drástica redução das parcelas relativas ao capital externo e ao autofinanciamento¹¹.



Fonte: BAJAY et alii (1994)

Figura 4.3 Participação de diferentes fontes no financiamento do setor elétrico nos anos 80

Uma questão fundamental é que o setor não foi capaz de reagir de forma adequada diante da crise que se acentuava. Ao invés de adotar uma estratégia de redução dos custos operacionais e de seus investimentos, o programa de expansão foi mantido inalterado e algumas obras foram inclusive antecipadas, já que havia a necessidade de viabilização da captação de recursos.

¹¹ A evolução da estrutura de financiamento do setor elétrico, nos anos 80, é analisada por BAJAY et alii (1994). A parcela correspondente à poupança própria, que havia chegado a até mais do que 40% nos anos 70, caiu drasticamente em função, em maior medida, da queda da receita tarifária.

O capital externo, por sua vez, em um primeiro momento substituiu os recursos próprio não disponíveis. Com o posterior fechamento desses mercados e a necessidade de amortização dos empréstimos contraídos, sua participação tornou-se negativa. O crescimento da participação do capital público deve-se em grande parte ao fato do Tesouro Nacional ter passado a honrar a dívida; em 1988 e 1989 a injeção de recursos por parte do Estado foi superior ao próprio montante de investimentos do setor.

Finalmente, cabe um comentário com respeito à participação da poupança privada, na qual as parcelas relativas ao empréstimo compulsório e ao imposto único eram da maior importância. A redução das tarifas e o crescimento do consumo de setores energo-intensivos - praticamente isentos do pagamento do empréstimo compulsório - reduziram substancialmente o montante disponível.

Mesmo tendo muitas obras paralisadas¹², o esforço de expansão foi mantido, atendendo tanto os interesses de empreiteiros quanto dos agentes de planejamento do próprio setor, bem como dos governos estaduais. Na impossibilidade de finalizar as obras de acordo com o cronograma original, os sucessivos atrasos geraram despesas que incidiram sobre seus custos, elevando-os muitas vezes a mais de 100% em relação ao valor licitado (MEDEIROS, 1993).

A equalização tarifária, imposta ao setor em 1975 e que durou até 1993, é uma das razões apontadas para algumas das posturas assumidas em passado recente e que redundaram na perda de eficiência econômico-financeira do setor. Com a garantia de que a diferença entre as tarifas praticadas e os custos seria coberta através de subsídios cruzados, várias empresas estaduais e seus respectivos Governos esqueceram critérios de racionalidade econômica e partiram para a aventura da expansão, sem que houvessem condições reais para tanto.

A luta pelos poucos recursos disponíveis para a expansão do setor e a conjunção das defasagens tarifárias e dos repasses financeiros provocaram tensões entre as empresas. A partir de um dado instante, a inadimplência se tornou prática e, inclusive, estratégia para garantir a sobrevivência das concessionárias.

Em princípio, vários aspectos da crise poderiam ter sido evitados ou minimizados caso os papéis de coordenação e regulamentação, que cabem à ELETROBRÁS e ao DNAEE, pudessem ter sido exercidos a contento. Ocorre que a ELETROBRÁS sempre teve dificuldade em exercer um controle efetivo sobre as concessionárias coligadas e controladas e, mais recentemente, perdeu muito poder em relação às empresas estaduais¹³. O DNAEE, por sua vez, é uma instituição enfraquecida pelo excesso de funções que lhe são atribuídas e pelo fato de sequer ter um corpo técnico próprio, independente das próprias empresas que deveriam ser por ele controladas.

4.3 A Restruturação do Setor

A compreensão da necessidade e a formulação das propostas de restruturação do setor elétrico brasileiro, como de resto em quase todos os países em desenvolvimento, é pautada pela percepção da crise financeira vivida pelo mesmo. Como nota OLIVEIRA (1993), no Brasil e naqueles países as reformas são preconizadas sem que seja colocada como questão essencial a performance econômico-financeira do setor.

¹² No início dos anos 90, o total de obras paralisadas correspondia a cerca de 10 GW de capacidade de geração.

¹³ Na realidade, o setor elétrico brasileiro nunca chegou a ser completamente federalizado: as principais empresas estaduais - CESP, CEMIG, CEEE e COPEL - são anteriores à própria ELETROBRÁS. A partir da Constituição de 1988, com o fortalecimento político dos Estados, o controle tem sido ainda mais difícil.

Dado que a falta de capacidade de investimento do Estado está na raiz da discussão¹⁴, as propostas de reestruturação estão, também, quase sempre associadas à inserção do capital privado no setor elétrico, seja na captação de recursos sem alteração da atual estrutura, seja na autorização do investimento privado direto na expansão da capacidade de geração, ou ainda através de uma completa privatização das várias empresas federais e estaduais.

Desde meados dos anos 80, várias propostas têm sido apresentadas para o setor elétrico brasileiro. Em um primeiro instante, como demonstra MEDEIROS (1993), a discussão era mais interna ao setor: o entendimento era que o problema era basicamente financeiro e que o modelo institucional era inquestionável. O Plano de Recuperação Setorial - PRS -, de 1985, ilustra bem essa visão.

A REVISE - Proposta de Revisão Institucional do Setor -, instituída em 1987, ampliou a discussão e apresentou, pela primeira vez, sugestões que contemplavam a inserção do capital privado. As condições de inserção, no entanto, eram pouco atrativas e reservavam ao Estado o papel de principal agente financeiro.

Em 1991, dentro de um clima político mais favorável à desregulamentação¹⁵ e sob a pressão mais efetiva dos organismos financeiros internacionais, o governo do então Presidente Collor, através da Secretaria Nacional de Energia - SNE -, apresentou uma proposta de reestruturação do setor elétrico.

O modelo apresentado resultaria, uma vez implementado, na quebra da estrutura vertical do setor e do monopólio na geração. A proposta tratava explicitamente a autoprodução e a cogeração como alternativas desejáveis aos empreendimentos de grande porte, embora, na prática, a venda de excedentes devesse ser dificultada. Investidores públicos e privados poderiam competir por novos empreendimentos através de licitações¹⁶.

Um dos pontos cruciais da proposta era a criação de uma empresa única de transmissão, a qual compraria toda a energia dos produtores e a venderia às empresas distribuidoras. O caráter monopolista e monopsônico dessa empresa, seu enorme poder em relação às concessionárias geradoras e distribuidoras e o esvaziamento de poder a que levaria as empresas elétricas estaduais foram as razões que fizeram com que a proposta fosse muito criticada e, depois, levada ao esquecimento.

¹⁴ Para fazer frente à um crescimento do consumo de energia elétrica que é estimado em pouco menos de 6% a.a. para os próximos 10 anos, o setor elétrico deveria investir 50 bilhões de dólares entre 1993 e 2000 (ENNES, 1993).

¹⁵ O processo de liberalização da Economia é genericamente referenciado como um processo de desregulamentação.

¹⁶ A proposta das licitações na definição do direito de construção de novos empreendimentos, implica uma nova sistemática de tarifação, com a passagem da fórmula em vigor, do "serviço pelo custo" para uma sistemática de "serviço pelo preço".

No presente, existem vários projetos de Lei afetos ao setor elétrico em tramitação no Congresso Nacional. O projeto do Deputado José Carlos Aleluia, originário dos substitutivos apresentados a um projeto do Senador Fernando Henrique Cardoso, versa sobre a regulamentação de um artigo da Constituição Federal que, por sua vez, trata da incumbência do Poder Público prestar serviços sob regime de concessão ou permissão.

O projeto não trata especificamente do setor elétrico, mas poderá afeta-lo de forma direta já que todas as concessões, inclusive das atuais distribuidoras e geradoras de energia elétrica, poderiam ser revistas em um período de até cinco anos. Na prática, poderia haver um desmembramento dos mercados e a perda de coordenação na operação do sistema, com prejuízos evidentes à função de serviço público e à qualidade do abastecimento. A figura da licitação também é prevista na concessão de novos empreendimentos no setor elétrico.

Duas outras propostas também estão em discussão no Congresso, uma de autoria do Senador Teotônio Vilela Filho e outra do Deputado Marcelo Barbieri. Em ambas existem referências claras à necessidade de estímulo à autoprodução de energia elétrica, sendo que a proposta do Deputado é, em linhas gerais, mais favorável à cogeração. Tanto uma como a outra propõem a licitação como forma de definição de novas concessões, a possibilidade de participação do capital privado na geração e na distribuição de eletricidade e a possibilidade de manutenção das atuais concessões dentro de determinadas condições. Ambos os projetos foram formulados a partir de discussões com o setor elétrico e, ao não ferirem de forma mais incisiva os interesses das empresas e dos Governos Estaduais, são relativamente bem aceitos.

Os representantes do setor elétrico, em linhas gerais, se dizem favoráveis à entrada do capital privado, mas de uma forma menos drástica do que a privatização total das empresas ou a venda de ativos para formação de uma capacidade mínima de investimento. A definição da concessão de novas obras através do mecanismo de licitação parece ser bem aceita, mas existe forte repulsa à idéia de que as atuais concessões possam ser questionadas nas condições em que está previsto na proposta do Deputado Aleluia (ROMERO, 1993).

Enquanto as propostas de reestruturação do setor elétrico estão em discussão, as empresas e o DNAEE têm tomado medidas para a redução dos drásticos efeitos da crise financeira. Algumas concessionárias têm promovido a captação de recursos para a finalização de obras através de mecanismos de venda antecipada de energia elétrica, alguns contratos foram firmados com cláusula de pagamento com carência em relação à entrega da obra ou, ainda, almeja-se a formação de consórcios para a finalização e/ou a construção de novos empreendimentos de produção independente ou obras de grande porte das concessionárias.

Ainda dentro da estrutura institucional em vigor, um importante passo na direção da flexibilização foi dado com a criação do Sistema de Transmissão de Energia Elétrica - SINTREL¹⁷ -, permitindo a abertura das linhas de transmissão das empresas controladas pela ELETROBRÁS para concessionárias, autoprodutores e produtores independentes de eletricidade. Em tese tal medida representa um estímulo à participação do capital privado na expansão do sistema de geração, na medida em que permite o escoamento de sua produção e, inclusive, sua comercialização de forma direcionada. O SINTREL será administrado pela ELETROBRÁS, através de um Comitê de Administração - CAS (GAZETA MERCANTIL, 1994).

Embora reconheça o avanço associado à medida, principalmente por sinalizar no "sentido correto", que é o da formação do "grid", GREINER (1994) demonstra ceticismo quanto à ampliação da malha de transmissão por considerar que as concessionárias estaduais, proprietárias de redes importantes em regiões de alto consumo, não se decidirão pela adesão.

Existem fortes razões para se supor que o atual modelo institucional do setor elétrico é, mesmo no curto prazo, insustentável, seja em decorrência de seus problemas de ordem financeira ou em função de fatores de ordem política¹⁸ (BAJAY et alii, 1994).

No contexto de uma provável reestruturação, dois elementos podem ser encarados como essenciais. O primeiro deles diz respeito ao que é comumente referenciado como "desregulamentação na atividade de geração, com livre acesso dos vários produtores ao sistema de transmissão". A visão de RUZZI & WAISMAN (1990) é bastante ilustrativa: "Em sistemas modernos interligados o caráter de serviço público está na etapa de distribuição; a transmissão é uma função específica e especializada e a geração deve ser uma atividade econômica de agentes industriais que comercializam energia com o serviço público e/ou com consumidores".

O segundo ponto diz respeito ao papel das instituições de regulamentação, que deve, na realidade, ser necessariamente reforçado para que (i) não haja tratamento discriminatório entre os consumidores, (ii) seja assegurado por parte das concessionárias, principalmente as distribuidoras, o cumprimento de seu papel de serviço público e (iii) que todas empresas do setor sejam obrigadas a agir continuamente em busca da redução de seus custos. Esse aspecto fica claro em um trabalho recente de BAJAY et alii (1994), onde são discutidos os possíveis rumos da reestruturação do setor elétrico brasileiro a partir da identificação de dois cenários e de suas principais tendências.

O primeiro cenário considera uma alteração institucional baseada no modelo inglês e/ou argentino, com a privatização das principais empresas de energia elétrica. O espaço de competição no âmbito da geração e da distribuição de eletricidade dependeria fundamentalmente do poder de

¹⁷ O SINTREL foi criado pelo Governo Federal em dezembro de 1993 e foi regulamentado em Abril de 1994.

¹⁸ O atual modelo, com coordenação centralizada do planejamento da expansão e da operação do setor, não atende aos interesses das empresas estaduais. Os Governos Estaduais, em função de seus interesses na gestão do programa de investimentos de suas empresas, deverão pressionar para que ao menos algumas alterações sejam feitas.

regulamentação do Estado: diante de uma ação mais tímida nesse sentido, as futuras empresas privadas passariam a atuar dentro de estruturas monopolistas e mesmo as alternativas de competição, tais como o "wheeling", tenderiam a ficar restritas apenas às linhas de transmissão. Nessas condições, a expansão do setor ocorreria preferencialmente em torno da termoelectricidade, sobretudo com centrais a ciclo combinado a gás natural, se esse combustível estiver disponível em quantidades suficientes e preços competitivos (OLIVEIRA, 1993), e a geração descentralizada teria dificuldades para se expandir.

Um cenário alternativo pode ser imaginado tendo como força motriz a busca de uma maior competitividade e eficiência no setor, o que poderia ocorrer mesmo com a manutenção das melhores empresas concessionárias nas mãos do Estado. A ação de regulamentação do Estado deveria garantir a participação do capital privado, tanto através de concessões como na atuação como produtores independentes ou autoprodutores, e induzir a competição, a eficiência, os baixos custos e a qualidade do fornecimento.

A atuação do Estado, sobretudo no que tange à competição, seria fundamental na complementação das ditas "forças de mercado", através de legislações e incentivos fiscais, creditícios e/ou tarifários voltados, sobretudo, ao fomento da conservação de energia elétrica, da modulação de carga e da geração descentralizada. Assim, o mix das alternativas de suprimento tenderia a ser ampliado, com reflexos diretos sobre a eficiência do setor.

4.4 O Espaço Institucional da Geração Descentralizada

A regulamentação que trata da autoprodução de energia elétrica só começou a ser definida, no Brasil, ao longo dos anos 80, muito tempo depois do que ocorreu em outros países.

Todos os textos publicados na última década, na forma de decretos-lei ou portarias do DNAEE, definem apenas as condições em que a autoprodução pode ocorrer e, principalmente, limitam os direitos e definem os deveres dos autoprodutores e das concessionárias de serviço elétrico. Nenhuma alteração foi feita nos procedimentos já estabelecidos pelo "Código de Águas". Todos os projetos devem ser submetidos e aprovados pelo DNAEE.

Faz-se, a seguir, uma descrição das questões tratadas nos diversos textos publicados¹⁹:

¹⁹ Esses pontos foram tomados do texto de Walter, A.C.S., apresentado no Relatório Técnico de Junho de 1993 do Convênio ELETROPAULO/UNICAMP que, por sua vez, foi baseado em trabalho de NOGUEIRA (1993).

4.4.1 Condições de compra da energia elétrica excedente de autoprodutores

A aquisição da energia excedente de autoprodutores foi pela primeira vez regulamentada em 1981, através de um decreto-lei e uma de uma portaria do DNAEE que trataram exclusivamente da compra da produção excedentária de autoprodutores para abastecimento de sistemas isolados.

Em 1986, uma outra portaria²⁰ regulamentou a compra, por um período de 10 anos, da energia excedente de autoprodutores por concessionárias do sistema interligado. No mesmo texto foram também estabelecidas as condições para o transporte de energia entre o produtor e uma outra empresa do mesmo grupo. Sobre a mesma matéria, o DNAEE aprimorou, em 1989, as condições de regulamentação em relação ao estabelecido no texto de 1986, simplificando sobretudo os requisitos de faturamento.

Tanto a portaria de 1986 quanto a de 1989 definem requisitos de continuidade e confiabilidade para o suprimento de autoprodutores, bem como critérios para a classificação da energia suprida como firme ou sazonal. Uma condição comum à ambas portarias é a limitação do uso de derivados de petróleo exclusivamente às instalações de cogeração.

Ainda em 1989 foram regulamentadas as condições de compra da energia excedente de autoprodutores, por parte das concessionárias do sistema interligado, em contratos de duração máxima de um ano. Ao contrário dos contratos de longo prazo, nos quais é garantida a remuneração do produtor tanto pela energia quanto pela potência colocada à disposição do sistema, nos contratos de curto prazo o produtor só pode ser remunerado pela componente de energia, recebendo tão somente pelo menor valor entre o montante contratado e o efetivamente suprido à concessionária. Tal disposição não permite, portanto, a remuneração da energia secundária produzida pelos sistemas de autoprodução.

4.4.2 A tarifa de compra da energia excedente de autoprodutores

Em 1988 o DNAEE tratou das tarifas de compra da energia excedente de autoprodutores, estabelecendo que o valor negociado entre a concessionária e o produtor "não poderá ser superior ao valor do custo marginal de longo prazo da geração, dos sistemas interligados".

De acordo com o texto, fica aberta, no entanto, a possibilidade de definição de um valor maior, caso fique comprovado o benefício, para o sistema elétrico, de um custo evitado no sistema de transmissão. Neste caso o valor de referência deve ser o custo marginal regional de longo prazo, considerando desde a geração até as instalações com tensão imediatamente superior à do

²⁰ A portaria DNAEE nº 246.

ponto de interligação. Valores limites para a negociação da compra da energia excedente foram estabelecidos em 1989.

4.4.3 Atendimento emergencial dos autoprodutores

O atendimento emergencial dos autoprodutores, por parte das concessionárias, foi regulamentado em 1985, facultando aos autoprodutores o direito de contratação da "Demanda Suplementar de Reserva" a ser utilizada quando de paralisação ou falha, parcial ou total, dos sistemas de geração dos autoprodutores. A portaria, aplicável apenas às unidades dos consumidores de alta tensão, prevê a formalização de um contrato entre as partes e o pagamento de acordo com uma tarifa binômia, sendo que a componente de demanda deve ser recolhida, haja ou não necessidade de atendimento emergencial.

4.4.4 Responsabilidades do autoprodutor

Três portarias tratam de algumas das responsabilidades e direitos do autoprodutor²¹. A especificação dos requisitos de proteção, medição e comunicação na venda de energia excedente devem ser sempre estabelecidos pelas concessionárias e a responsabilidade das despesas associadas a todos esses dispositivos, desde o sistema de autoprodução até o ponto de interconexão, é atribuída exclusivamente ao autoprodutor.

Em caso de racionamento elétrico, o excedente do autoprodutor pode ser repassado integralmente à outra unidade de sua propriedade.

4.4.5 Crítica à legislação em vigor

A crítica mais contundente que pode ser feita sobre o conjunto de normas e regulamentos que regem a autoprodução de energia elétrica e, principalmente, a venda de excedentes às concessionárias de suprimento elétrico, é que esses dispositivos não cumprem o papel de serem incitativos à viabilização de um maior potencial.

A legislação em vigor parece ter sido estabelecida para tratar de uma questão que é emergente nos últimos anos, cumprindo tão somente, e de forma burocrática, o papel do órgão competente. O fato criticável é que, em seu conjunto, a legislação é propositadamente contida para não ferir os interesses das concessionárias e, assim, não criar as condições adequadas ao desenvolvimento da autoprodução. A esse respeito é ilustrativo o comentário expresso no "Plano

²¹ As portarias DNAEE 246/88 e 094 e 095 de 1989.

2015" / Sub-projeto "Resíduos da Cana-de-açúcar": "a legislação existente não é impeditiva ao desenvolvimento do potencial de cogeração" (ELETROBRÁS, 1993-c).

A legislação é genérica quanto ao conceito do sistema e quanto à sua forma de operação, tratando de forma indistinta, quanto à importância, a autoprodução, com ou sem geração de excedentes, a cogeração e a produção exclusiva de eletricidade. Poucas distinções são feitas entre o uso de fontes energéticas renováveis e de combustíveis fósseis, principalmente dos derivados de petróleo. Não existe, também, qualquer menção à figura do produtor independente de energia elétrica. Nesse sentido, a legislação deveria ser incitativa e mais específica, em função do papel que o sistema elétrico deveria reservar à cada tecnologia.

Cabe mencionar, também, que é fundamental uma maior distinção entre a cogeração e as outras formas de autoprodução, dado o caráter de maior racionalidade da primeira tecnologia. A legislação deveria ser claramente mais incitativa ao desenvolvimento da cogeração.

Um outro ponto passível de crítica é que a legislação reserva um poder excessivo às concessionárias na tomada de decisões sobre a matéria. As concessionárias não são obrigadas a comprar a energia excedente de autoprodutores, ao contrário do que foi definido em vários países, e têm diversos meios para inviabilizar qualquer empreendimento de autoprodução que tenha tal propósito. Os pontos que ilustram este último aspecto são:

- (i) a não definição de um piso para a negociação das tarifas de compra dos excedentes dos autoprodutores;
- (ii) a não explicitação da obrigação de tratamento não discriminatório, por parte da concessionárias, aos autoprodutores quanto ao abastecimento emergencial;
- (iii) a definição de padrões de desempenho compatíveis com instalações de grande porte e muito rigorosos para a maioria das unidades de autoprodução, de menor porte;
- (iv) a não valorização da energia secundária, no caso dos contratos de curta duração, o que limita a atratividade econômica dos investimentos em cogeração.

A orientação para que as tarifas de compra da energia excedente de autoprodutores sejam definidas em função do custo marginal de longo prazo da geração dos sistemas interligados é inadequada em dois aspectos. Em primeiro lugar, por reduzir a remuneração da energia entregue pelo produtor, deixando unicamente às concessionárias a decisão sobre um eventual reconhecimento dos benefícios da autoprodução sobre os sistemas de transmissão e distribuição. Evidentemente que esta é uma vantagem das concessionárias na medida em que os custos evitados

em áreas específicas não são de domínio público e o poder de negociação das concessionárias é muito grande.

O segundo aspecto, também decorrente da orientação de não estimular essa forma de geração, é o não reconhecimento explícito de que a autoprodução, enquanto forma de geração descentralizada, apresenta impactos mais marcantes, se não exclusivos, a nível local. Claramente os custos marginais dos sistemas interligados não refletem os custos evitados em regiões específicas de uma certa área de concessão. Os custos marginais das sub-regiões das concessionárias seriam, nesse sentido, referências mais adequadas (BAJAY & WALTER, 1989).

Um último aspecto passível de crítica na atual legislação é o tratamento praticamente equitativo de todo e qualquer autoprodutor, independente de seu porte, de sua localização e, eventualmente, da qualidade de seu suprimento. Cabe a ressalva de que a legislação prevê a diferenciação das tarifas em função da qualidade e confiabilidade do suprimento mas, dentro da preocupação de que seja definido um clima mais favorável à autoprodução, caberiam procedimentos mais agressivos como, por exemplo, a adaptação da figura da "qualificação" usada com sucesso nos Estados Unidos. A qualificação, como instrumento de diferenciação dos autoprodutores, também pode agilizar o trabalho das concessionárias na adoção de procedimentos contratuais e tarifários.

A qualificação só faz sentido, no entanto, dentro de dois casos. O primeiro deles reflete uma situação pouco provável para o Brasil, no curto prazo, em que a obrigação de compra da energia excedente de autoprodutores pode provocar um "boom" da autoprodução. O segundo caso está associado à necessidade de se promover incentivos de forma seletiva, estimulando os potenciais autoprodutores que realmente interessam ao sistema elétrico.

4.4.6 Perspectivas de alteração da legislação

Em meados de 1994 uma minuta de uma nova regulamentação do DNAEE e de um decreto da ELETROBRÁS foram colocados para discussão junto às concessionárias de energia elétrica. O primeiro texto cria a figura do "produtor-consumidor"²² e regulamenta as ações do autoprodutor, enquanto o segundo reconhece a atividade de produção independente de eletricidade.

Embora os textos definitivos não sejam ainda conhecidos, existe a perspectiva de que algumas das limitações da legislação em vigor possam ser superadas. Com as novas resoluções, existiria espaço legal para a comercialização de eletricidade entre um produtor independente e uma concessionária de energia elétrica, ou mesmo entre um produtor independente e um consumidor.

²² A regulamentação do DNAEE foi feita tendo em vista a legislação em vigor, i.e., o "Código de Águas". A figura do "produtor-comercializador" corresponde, em última análise, ao produtor independente ou ao autoprodutor que tem condições de vender uma quantidade significativa de energia excedente.

Nesse último caso, no entanto, é colocada a obrigatoriedade de apresentação, por parte do consumidor interessado, de um "certificado de não atendimento de carga nova", certificado esse que deve ser emitido pelo DNAEE e que atesta, em última análise, o desinteresse ou a impossibilidade de uma concessionária vir a atender uma nova solicitação de carga dentro de um período de 3 anos. Essa cláusula e, principalmente, a extensão exagerada do prazo, poderão, por um lado, inibir a competição e, por outro, proteger em demasia os interesses das concessionárias.

No caso de definição de um contrato entre um produtor independente e uma concessionária de serviço elétrico o DNAEE condiciona o suprimento à existência de um "procedimento de seleção competitivo" e à comprovação de que tal solução é adequada "em termos de preço, condições de pagamento e segurança de suprimento".

De acordo com as minutas, os contratos de suprimento teriam validade por, no mínimo, dez anos e a energia entregue pelo produtor independente só poderia ser remunerada pelos benefícios proporcionados ao sistema elétrico até o nível da transmissão.

4.5 A Geração Descentralizada de Energia Elétrica no Brasil

4.5.1 Caracterização no contexto do sistema elétrico brasileiro

Informações do Balanço Energético Nacional (MME, vários anos) para o período 1970-92 indicam uma tendência de forte declínio da autoprodução de energia elétrica em relação à geração elétrica total, notadamente até 1986. A autoprodução, que representava pouco menos de 8% da geração total de eletricidade no início dos anos 70, caiu para menos de 5% em 1986. Em termos médios, a autoprodução contribuiu com 6,0% da geração elétrica total de 1970 a 1992, sendo que o mesmo parâmetro foi da ordem de 5% no período 1985-92 (ver Figura 4.4).

Em 1976, a geração hidráulica e a produção de eletricidade a partir dos óleos combustíveis representavam pouco menos de 75% do total da autoprodução de eletricidade. Essas duas formas de geração perderam espaço em termos relativos, com uma redução de suas participações: em 1992 ambas representavam apenas 36,4% da autoprodução.

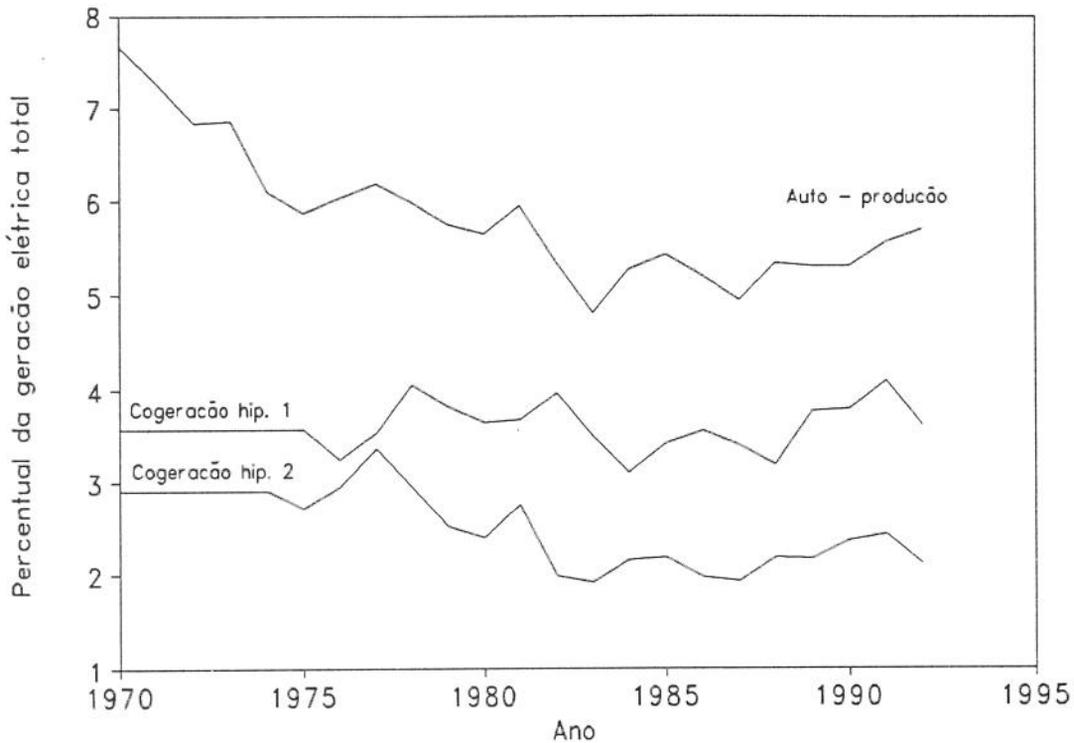


Figura 4.4 Autoprodução e a cogeração na geração elétrica no Brasil

Todas as demais formas de autoprodução cresceram mais do que a própria geração total de energia elétrica no país, no período 1976-92. Comparativamente, os crescimentos mais expressivos foram verificados (i) na geração a partir do óleo diesel, (ii) a partir de diversos subprodutos da agricultura e da indústria, (iii) com o emprego da lenha e (iv), mais recentemente, com o uso do gás natural. No presente, no entanto, a autoprodução no Brasil, do ponto de vista da geração, está concentrada nos aproveitamento hidroelétricos - cerca de 20% do total - e na geração térmica a partir de resíduos da cana (18%), dos óleos combustíveis (16,4%), de recuperações diversas (15%) e da lixívia (10%), totalizando pouco menos de 80% de toda a autoprodução de eletricidade.

A participação da cogeração dentro da autoprodução é mais difícil de ser identificada, em função da precariedade dos dados. Uma avaliação pode ser feita imaginando-se que a geração elétrica industrial a partir do bagaço de cana, da lixívia e dos óleos combustíveis, principalmente ao longo dos anos 80 e 90, está associada a sistemas de cogeração. Tal hipótese - hipótese 2 na Figura 4.4 - leva à identificação de uma contribuição média dessa tecnologia, sobre a geração elétrica total, da ordem de 2,5% em 1992 e de 2,0%, em termos médios, no período 1985- 92.

Ampliando-se o espectro através da consideração que, na realidade, outros combustíveis também são usados em cogeração, tais como o gás natural, o gás de coqueria, recuperações

diversas e a lenha, a parcela máxima da cogeração, em relação à geração total, pode ser avaliada em 4% em 1992 e em 3,6%, na média, entre 1985 e 1992 - hipótese 1 na Figura 4.4. Esses índices, calculados dentro desse exercício meramente exploratório, podem ser comparados aos dos piores casos entre os países de médio a alto grau de industrialização, conforme verificado no Capítulo 3.

A autoprodução a partir do bagaço de cana e da lixívia responderam por cerca de 1,5% da geração elétrica total do país em 1992. Mais especificamente, a produção elétrica a partir da lixívia representou 14,5% do consumo de eletricidade na indústria de papel e celulose no mesmo ano. A mesma avaliação para o bagaço de cana indica que a autoprodução a partir do bagaço respondeu, em 1986 (DNAEE, 1987), por 66,7% do consumo de eletricidade das usinas de açúcar e álcool do país.

A análise quanto à capacidade instalada é prejudicada em função da não existência de informações atualizadas. Um estudo coordenado pelo DNAEE em 1987²³ identificou a capacidade instalada de autoprodutores em 1986, por empresa concessionária e para os principais segmentos industriais. Nesse levantamento de dados foram computados os sistemas térmicos com turbinas a vapor e as instalações hidroelétricas e foram excluídos os sistemas com motores diesel, por serem considerados exclusivamente de atendimento emergencial. As principais informações são apresentadas na Tabela 4.2.

Cerca de 2 GW da capacidade discriminada na Tabela 4.2 correspondem a sistemas térmicos com turbinas a vapor - aproximadamente 77% do total -, restando pouco mais de 600 MW de potência instalada em hidroelétricas. O total da capacidade instalada de autoprodução em 1986 correspondia a pouco menos de 6% de todo parque gerador do Brasil.

Os números acima apresentados comprovam que a autoprodução de energia elétrica, e a cogeração em particular, são recursos pouco utilizados no país, o que é compreensível em função da qualidade e dos custos do abastecimento de eletricidade praticados pelas concessionárias do sistema centralizado.

4.5.2 Perspectivas para a geração descentralizada

Uma primeira indicação do papel que é reservado para a geração descentralizada, e para a cogeração em particular, nos próximos anos pode ser obtida da análise do "Plano 2015", o mais recente documento de referência do planejamento de longo prazo do setor elétrico brasileiro.

O que pode ser entendido como geração descentralizada é tratado no "Plano 2015" dentro das opções de geração elétrica com o emprego de fontes alternativas de energia. No estudo foram consideradas explicitamente a biomassa florestal, os resíduos da cana e a geração eólica.

²³ Esse estudo é utilizado, até o presente, como principal referência pelo próprio setor elétrico.

Considera-se um potencial, em termos de energia firme anual, de 6,2 GW para os resíduos da cana, 22,2 GW para o aproveitamento da biomassa florestal e 21,7 GW para a energia eólica²⁴.

Tabela 4.2 Capacidade instalada de autoprodutores em 1986, em MW

Segmento	Tecnologia	São Paulo	Região Sul	(SE-SP)+GO	Nordeste	Brasil
Sucro-alcooleiro	TV	387,7	35,2	94,1	330,5	847,5
	TH	5,3	0,4	----	1,8	7,5
Alimentos & Bebidas	TV	15,9	7,3	----	0,8	24,0
	TH	1,1	----	2,6	----	3,7
Químico & Petroquímico	TV	136,1	95,4	110,1	6,4	348,0
	TH	----	----	8,2	----	8,2
Papel & Celulose	TV	71,5	155,3	83,9	3,0	313,7
	TH	2,3	43,0	----	----	45,3
Têxtil	TV	16,4	1,7	----	2,2	20,3
	TH	3,8	----	32,3	----	36,1
Outros	TV	----	11,6	223,5	210,5	445,6
	TH	363,7	19,8	121,7	----	505,2
Total		1003,8	369,7	676,4	555,2	2605,1

Fonte: DNAEE (1987)

TV = turbinas a vapor

TH = turbinas hidráulicas

A avaliação da contribuição potencial da geração descentralizada foi feita a partir da hipótese de seu desenvolvimento só a partir do período 2006/2010, sob a consideração exclusiva de atendimento de cargas de base. Nessas condições, a economicidade dessa opção, para as alternativas de menor custo - até 40 US\$/MWh -, começa a ser verificada só a partir do período 2011/2015, atingindo uma contribuição máxima estimada em 8,7 GW e 33,8 GW, respectivamente, nos cenários menos e mais favorável. Esta contribuição, em termos percentuais em relação ao conjunto do sistema, representará, no ano 2025, 5 e 14% em cada um dos casos comentados. Não é apresentado nenhum detalhamento com relação ao fracionamento dessa inserção potencial entre as três alternativas consideradas.

Com relação à cogeração, o documento da ELETROBRÁS apenas reconhece a importante contribuição dessa tecnologia para com a expansão do sistema elétrico em vários países, se

²⁴ Causa espécie o fato da energia eólica ter sido tratada com o mesmo destaque do que outras opções, em função do já conhecido baixo potencial econômico desta tecnologia, no Brasil.

limitando à recomendação de seu "estudo para a situação brasileira" e à "avaliação de seus impactos sobre o sistema elétrico e energético nacional".

Embora não seja propósito desse trabalho analisar o "Plano 2015", é importante tecer aqui alguns comentários. O Plano foi feito de forma dissociada da realidade econômico-financeira do setor, induzindo a expansão do sistema ao aproveitamento do potencial hidroelétrico do país, principalmente nas bacias dos rios Tocantins, Xingu e Tapajós. Os questionamentos mais frequentes são levantados com relação à não consideração das restrições financeiras do setor, aos critérios adotados na avaliação da economicidade das opções hídricas, principalmente com relação à taxa de desconto adotada - 10% a.a. -, aos custos assumidos para as várias opções térmicas e à minimização do enorme problema político que será a expansão do sistema elétrico com a construção de vários aproveitamentos na Amazônia e o transporte de grandes blocos de energia em direção aos centros de carga das Regiões Sul e Sudeste.

Especificamente com relação à cogeração e à geração descentralizada, em um aspecto mais geral, é sem sombra de dúvida um avanço a consideração explícita de suas potencialidades. Não deixa de ser decepcionante, no entanto, constatar que, quinze anos após o início do processo de revalorização em larga escala dessas tecnologias a nível mundial, no instante em que vários países promovem a expansão de seus sistemas em grande medida com o aproveitamento das potencialidades da cogeração e da produção independente, o setor elétrico brasileiro, mergulhado em uma grave crise institucional e financeira e pressionado para a viabilização de reformas que permitam um maior grau de descentralização, possa supor que a geração descentralizada poderá ficar praticamente marginalizada por um período de quase 20 anos.

Capítulo 5

O Setor Sucro-Alcooleiro e a Produção de Eletricidade a Partir de Subprodutos da Cana

5.1 O Setor Sucro-Alcooleiro

5.1.1 A cana e o setor a nível mundial

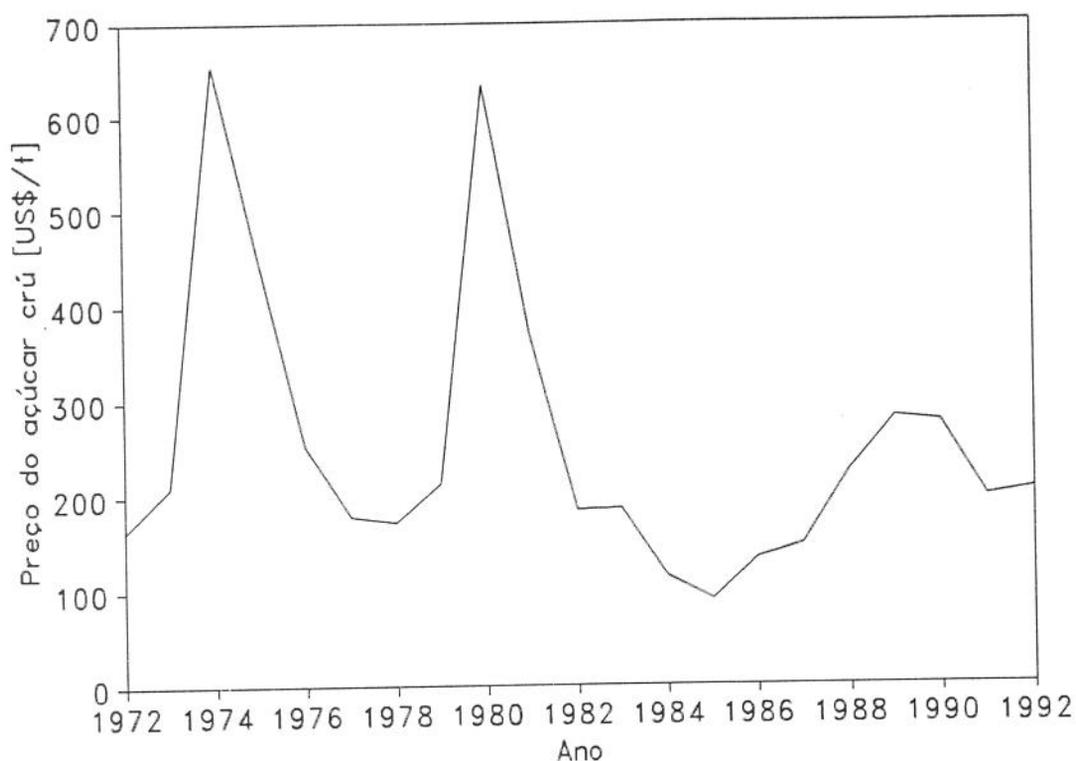
A cana é uma gramínea produzida comercialmente em quase uma centena de países que estão situados entre as zonas tropical e equatorial. De acordo com dados da FAO (1992), 93% da produção mundial de cana-de-açúcar está concentrada em países em desenvolvimento.

O Brasil é o maior produtor mundial - respondendo por aproximadamente 25% de toda a produção. Em 1991 a Índia respondeu por 21,3%, seguida por Cuba, China e Paquistão - países que tiveram uma participação entre 7,4% e 3,4% do total da produção. Os cinco maiores produtores responderam por 63% da produção mundial e os dez maiores cobriram pouco mais de 77% da produção.

Para vários países, embora alguns sejam pequenos produtores a nível mundial, a cana e a atividade sucro-canavieira assumem uma enorme importância face ao papel central exercido por esse segmento nas economias locais, sobretudo em função do mercado de exportação.

A atividade sucro-canavieira tem passado por enormes dificuldades nos últimos anos, em função da oscilação dos preços do açúcar no mercado internacional, preços que estiveram algumas vezes, inclusive, abaixo dos custos de produção, e do aumento da produção e da exportação por partes dos países industrializados.

Na Figura 5.1 apresenta-se a evolução dos preços de exportação no período 1972-1992, em dólares correntes, tomando-se como referência o valor CIF da tonelada no porto de Roterdã.



Fonte: FAO

Figura 5.1 Evolução dos preços de exportação de açúcar - 1972-1992

A respeito da redução do mercado de exportação, são ilustrativas algumas conclusões de um estudo do Governo Cubano (MINISTERIO DEL AZÚCAR, 1992), que mostra que o mercado internacional não cativo, que representava 22,9% da produção mundial em 1977, caiu para 16,3% em 1989, sobretudo em função do aumento da produção nos países industrializados - decorrente do crescimento da produção de açúcar de beterraba^{1 2} - e da participação mais agressiva desses países - sobretudo europeus - no mercado de exportação. A esse respeito, os dados da Tabela 5.1 devem ser observados.

¹ Cerca de 65 a 70% do açúcar consumido em todo o mundo é derivado da cana, sendo a parcela restante proveniente, sobretudo, da beterraba.

² Dados da FAO mostram claramente que a produção de beterraba açucareira tem acompanhado as oscilações do preço do açúcar no mercado internacional, evidenciando uma estratégia, dos países produtores, de regulação dos mercados.

Tabela 5.1 Taxas de crescimento da produção e das exportações de açúcar

Matéria-prima	Crescimento da produção Período 1977/1989	Região	Crescim. das exportações Período 1977/1989
Açúcar	1,35% a.a.	Mundo	0,23% a.a.
Beterraba	0,70% a.a.	Países desenvolvidos	3,00% a.a.
Cana-de-açúcar	2,95% a.a.	Europa	4,92% a.a.
Cana, exceto Brasil	2,08% a.a.	Países em desenvolv.	-1,32% a.a.

Fonte: FAO

5.1.2 O setor sucro-alcooleiro no Brasil

A cana-de-açúcar é uma cultura agrícola importante para a economia do Brasil desde o período colonial. Em 1974, um ano antes da criação do Programa Nacional do Alcool - PROÁLCOOL -, a produção brasileira de cana-de-açúcar representava 14,7% da produção mundial, enquanto a produção de açúcar correspondia a 12,3% da produção total. Na mesma época, as exportações de açúcar, em função dos altos preços alcançados naquele ano, contribuíram com 17,4% das exportações totais do país.

A atividade sucro-canaveira sofreu uma alteração radical a partir de 1975. Com a redução dos preços internacionais do açúcar e com a elevação dos dispêndios com a importação de petróleo, que atendia àquela época cerca de 80% do consumo nacional, o Governo Brasileiro criou, no final daquele ano, o PROÁLCOOL.

O PROÁLCOOL é, muitas vezes, analisado com distinção de três fases que estão relacionadas a diferentes ritmos de evolução da produção. Em sua primeira fase, que se estendeu de 1975 a 1979, o Programa tinha como objetivo a produção de álcool anidro para mistura com a gasolina automotiva³, permitindo, dessa forma, a redução da demanda daquele derivado e, conseqüentemente, das importações de petróleo.

A segunda fase do PROÁLCOOL teve início em 1979 e durou até 1986. Neste período, o Programa foi reorientado para a produção de álcool hidratado, combustível que passou a ser utilizado puro, em substituição à gasolina automotiva. A decisão pela produção em larga escala de álcool hidratado ocorreu em função de uma nova elevação dos preços internacionais do petróleo e do agravamento da situação da balança comercial brasileira. A título ilustrativo, deve-se notar que as importações de petróleo em 1980 chegaram a representar 50% das exportações totais do país naquele ano (OLIVEIRA, 1991).

³ Com não mais do que 20%, em volume, de álcool na mistura.

O período que é conhecido como terceira fase do PROÁLCOOL, que teve início em 1986 e se estende até o presente, corresponde à estabilização da produção de álcool e é marcado por dificuldades crescentes do Programa sob vários aspectos. Alguns pontos, que se tornaram evidentes nesta fase e que resultaram no questionamento de sua viabilidade econômica, são listados a seguir:

- (i) drástica redução dos preços internacionais do petróleo a partir de meados dos anos 80, praticamente eliminando a expectativa de competitividade entre os custos de produção do álcool e os da gasolina, no curto e médio prazos;
- (ii) aumento acentuado da produção interna de petróleo, com conseqüente redução das importações, reduzindo o risco de desabastecimento mesmo em um cenário pouco plausível de grave crise internacional;
- (iii) conflitos constantes entre a PETROBRÁS e os representantes do setor sucro-alcooleiro em função dos problemas causados pelos grandes volumes de gasolina excedente e pelos contínuos prejuízos da empresa petrolífera associados à comercialização do álcool;
- (vi) redução contínua dos preços fixados pelo Governo para a compra da cana e para a remuneração do álcool ao produtor, acarretando problemas financeiros aos usineiros. Essa política foi o foco da crise de abastecimento verificada em 1989.

Na Tabela 5.2 são apresentadas as taxas de crescimento de alguns parâmetros de desempenho - produção, exportações e produtividade - da atividade sucro-alcooleira nos últimos anos. Percebe-se que, nas segunda e terceira fases, a produção de açúcar voltou a crescer, apesar do aumento da produção de álcool ter sido superior ao da produção de cana. Mais recentemente, os problemas e incertezas do PROÁLCOOL redundaram em poucos avanços, tanto do ponto de vista da produção, quanto da eficiência.

Três classes de unidades industriais podem ser identificadas no setor sucro-alcooleiro, no Brasil: as instalações de produção exclusiva de açúcar, as usinas de açúcar com unidades de produção de álcool acopladas - destilarias anexas - e as instalações de produção exclusiva de álcool - destilarias autônomas.

As destilarias anexas foram construídas, em sua maioria, durante a primeira fase do PROÁLCOOL. Na safra 1979/80, portanto no início da segunda fase, 156 destilarias anexas foram autorizadas a produzir, sendo que esse número chegou a 168 na safra 1991-92. Já as destilarias

autônomas foram construídas em grande número durante a segunda fase do Programa: no início deste período eram apenas 42 destilarias, enquanto na safra 1991/92 operaram 180 unidades.

Tabela 5.2 Evolução de parâmetros da produção do setor sucro-alcooleiro durante as três fases do PROÁLCOOL - taxas médias anuais - %

	Primeira Fase 1975-1979	Segunda Fase 1979-1986	Terceira Fase Depois de 1986
Produção de cana (1,2)	16,08	11,13	0,41 (a)
Produção de álcool (2)	54,29	23,05	0,92 (a)
Produção de açúcar (2)	-10,44 (b)	2,72	1,56 (a)
Exportações de açúcar (3)			
Base física	-13,73 (b)	3,85	-23,31 (c)
Base monetária	-21,73	1,05	-0,59 (c)
Rendimento Industrial (4)	3,73	1,43	0,67 (5,a)
Rendimento Agrícola (4)	3,51	2,07	0,42 (5,d)

Fontes: 1 - Borges (1992);

2 - CNE (1992);

3 - FAO (vários anos);

4 - IAA, avaliado em kg açúcar equivalente/tonelada de cana moída e tonelada de cana moída / hectare colhido;

5 - COPERSUCAR (1991), somente para usinas cooperadas.

Notas: a - 1986-1992;

b - 1977-1979, com dados da FAO;

c - 1986-1989;

d - 1986-1991.

O maior número de usinas e a maior fração da produção está concentrada no Estado de São Paulo, fato que é apontado por vários analistas como uma distorção do Programa. Os dados da Tabela 5.3, tomados para ilustrar três diferentes momentos do PROÁLCOOL, mostram a participação da indústria paulista em relação ao conjunto do país e indicam, claramente, que a concentração em torno da indústria paulista tem até aumentado.

Tabela 5.3 Participação percentual do Estado de São Paulo no setor sucro-alcooleiro do Brasil

Período	Cana Moída	Produção de Açúcar	Produção de álcool		
			Anidro	Hidratado	Total
Início da segunda fase	52,02	41,47	74,86	64,58	72,78
Fim da segunda fase	54,42	43,74	77,46	59,47	64,38
Safra 1991-1992	58,95	52,51	73,38	66,70	67,66

Quanto ao número de unidades de produção, a mesma concentração pode ser verificada. Na Tabela 5.4 é apresentada uma avaliação do número de usinas autorizadas a produzir na safra 1991-1992. Referindo-se ao mesmo período, BORGES (1991) comenta que as 90 maiores usinas brasileiras responderam àquela época por pouco menos de 60% da produção total⁴. Ainda na mesma safra, as 16 maiores usinas brasileiras totalizaram quase 25% da produção total.

Tabela 5.4 Distribuição espacial das usinas brasileiras - 1991

	Só produtoras de açúcar	Anexas	Autônomas	Total
Norte/Nordeste	17	65	38	120
Centro/Sul, menos SP	6	36	76	118
São Paulo	8	67	66	141
Brasil	31	168	180	379

A mesma característica de concentração é observada no Estado de São Paulo, conforme ilustra a Figura 5.2, construída a partir de dados da safra 1989-1990, publicados pelo IAA⁵. Apenas 11 usinas, todas elas anexas, cobriram naquele período 25% da moagem total de cana, enquanto 27 usinas, anexas em sua maioria, realizaram 50% de toda moagem no Estado.

A concentração pode ser verificada em termos espaciais também no Estado de São Paulo. A Figura 5.3 mostra que as Regiões Administrativas de Ribeirão Preto - área 1 no gráfico - e de Campinas - área 2 - concentram, respectivamente, pouco mais de 40% e pouco menos de 20% da moagem de cana do Estado e 31,2% e 19,2% das usinas. Ambas são áreas onde a atividade sucroalcooleira é bastante tradicional em função, principalmente, da alta qualidade do solo.

As Regiões Administrativas de Bauru, São José do Rio Preto, Marília e Araçatuba - pela ordem, áreas 3 a 6 no gráfico - somam 32,7% da moagem e 32,6% do número de usinas. Nessas regiões existe um grande número de unidades de produção autônomas, indicando que a expansão do setor no Estado ocorreu com seu deslocamento em direção ao Oeste.

⁴ Avaliação feita quanto à produção de açúcar equivalente.

⁵ Extinto Instituto do Açúcar e do Alcool

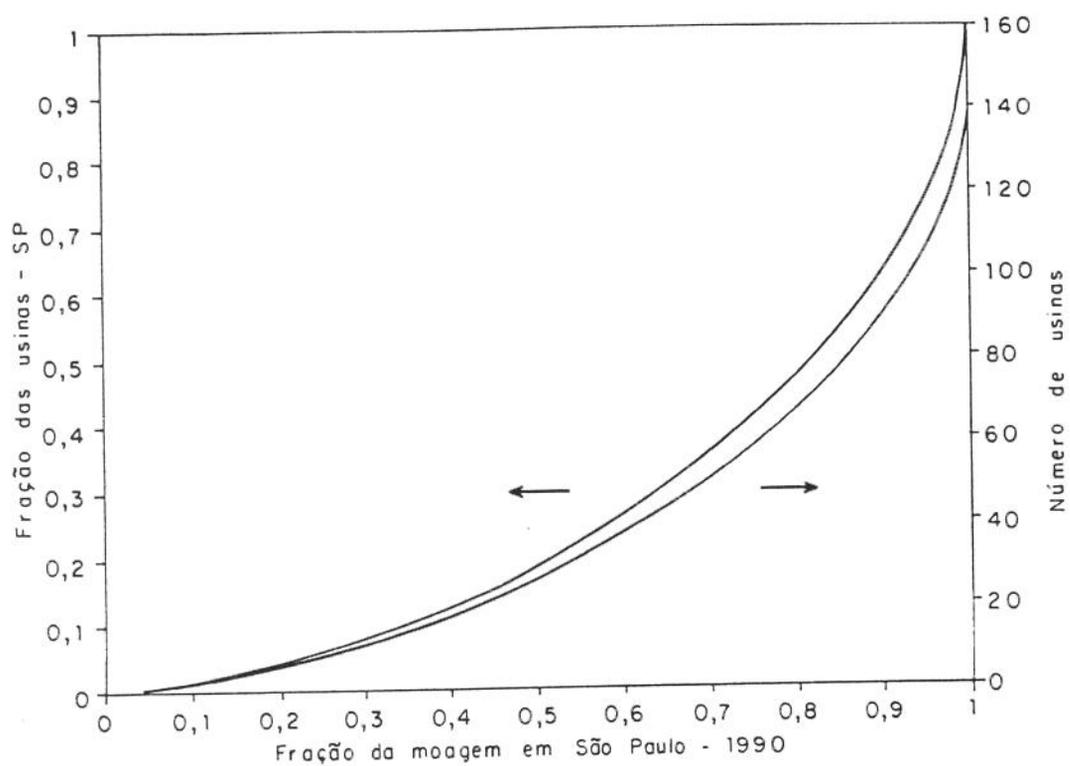


Figura 5.2 Concentração da moagem no Estado de São Paulo

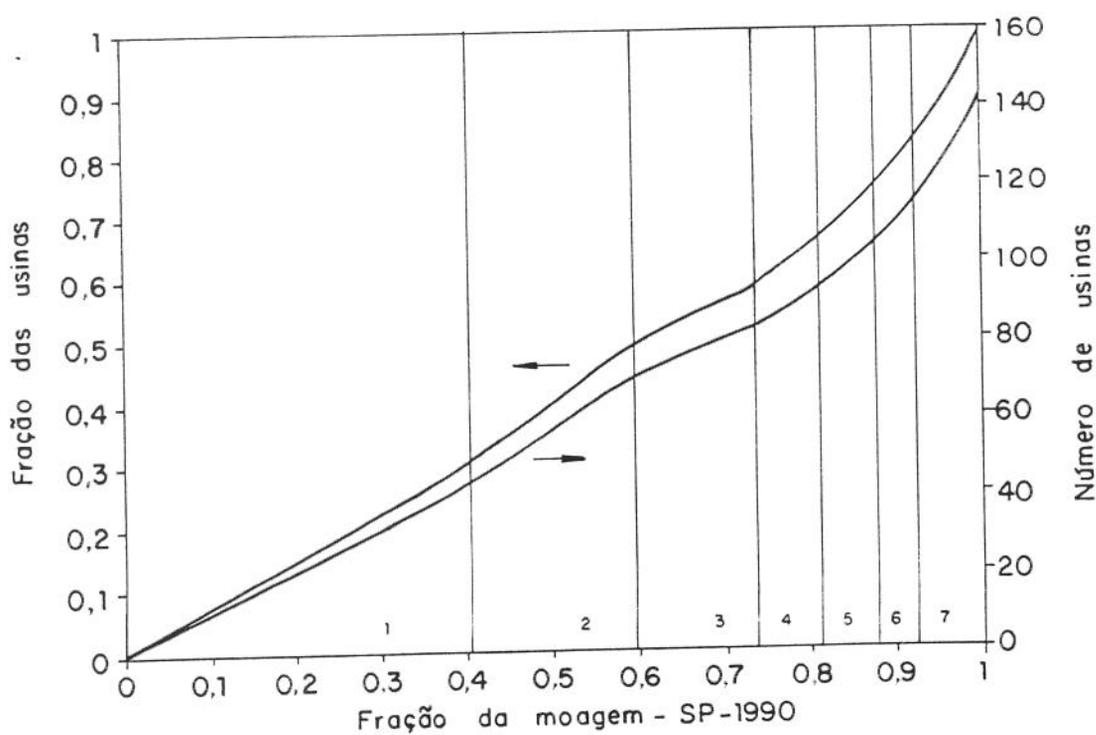


Figura 5.3 Concentração espacial das usinas paulistas

A Figura 5.4 mostra que a concentração é ainda mais pronunciada quanto às áreas de concessão das empresas elétricas do Estado. A Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL -, representada pela área A no gráfico, serve regiões onde estão localizadas 61,7% das usinas, correspondendo a 75,3% da moagem do Estado, ou pouco mais de 40% da moagem de cana no Brasil. A Companhia Energética de São Paulo - CESP -, representada pela área B, atende 14,2% das usinas, o que representa 10,5% da moagem, restando pouco mais de 14% da moagem, ou 24% das usinas, às regiões servidas pelas demais concessionárias⁶ - área C na Figura 5.4. Essa característica de concentração é de grande importância do ponto de vista do potencial de geração elétrica a partir de subprodutos da cana-de-açúcar.

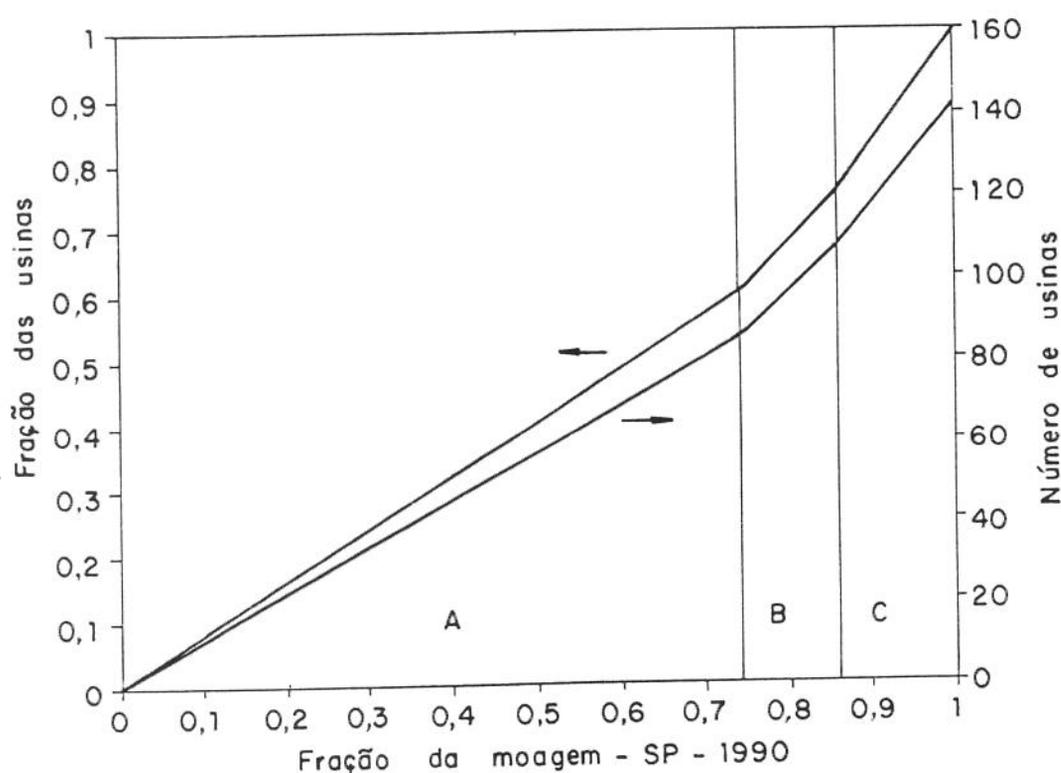


Figura 5.4 Concentração das usinas no Estado de São Paulo por área de concessão

5.1.3 Diversificação da produção: necessidade e alternativas

5.1.3.1 - Razões para a diversificação

No caso do segmento sucro-canavieiro, a nível internacional, dois aspectos devem ser considerados quando da análise da conveniência da diversificação da produção: a necessidade de

⁶ Apenas uma empresa estatal - a ELETROPAULO -, em cuja área existem apenas duas usinas de pequeno porte, e várias concessionárias privadas.

redução dos custos do açúcar para melhoria de sua competitividade vis-a-vis outros países e outros produtos concorrentes e o papel central exercido por essa atividade econômica em vários países produtores.

A tendência de oscilação dos preços internacionais do açúcar e a continua redução do mercado de exportação já foram analisados anteriormente. Cabe aqui um comentário a respeito da possível contribuição da atividade sucro-canavieira para com o desenvolvimento econômico e social de alguns países.

O primeiro aspecto a considerar é que a economia de certas nações é fortemente dependente da produção do açúcar, tanto a nível interno, no que concerne à geração de empregos, quanto no nível externo, no que diz respeito à captação de divisas e ao comércio internacional.

Além desse aspecto, é importante notar que outros segmentos econômicos não são suficientemente desenvolvidos em alguns desses países, tais como a indústria de papel, de mobiliário ou a pecuária, por exemplo, atividades que poderiam ser estimuladas, em princípio, caso a diversificação da indústria canavieira fosse voltada ao suprimento de matéria prima.

O caso brasileiro deve ser analisado em um contexto essencialmente distinto. Desde alguns anos o álcool é o principal produto dessa indústria e é ele que sofre restrições de competitividade em relação a seu concorrente direto: a gasolina automotiva.

Ademais, as oportunidades de diversificação da produção sucro-alcooleira em associação com outras atividades industriais são menos evidentes para o Brasil, em função da posição de consolidação da produção de papel e mobiliário com processos e matérias-primas tradicionais. Além de tudo, a própria produção do álcool em larga escala já confere um certo grau de diversificação e estabilização da indústria brasileira em relação ao setor canavieiro internacional.

A questão dos custos de produção do álcool e sua competitividade vis-a-vis à gasolina merece atenção especial. No início do PROÁLCOOL havia a expectativa de que os preços internacionais do petróleo jamais seriam reduzidos aos níveis que se encontram desde meados dos anos 80. A partir de então, com a estabilização do mercado internacional e de seus preços, a redução dos custos de produção do álcool passou a ser uma questão fundamental à sobrevivência do Programa.

Um dos problemas da análise da competitividade entre álcool e gasolina está na própria definição dos custos de produção do álcool. Vários autores já trataram dessa questão, com grandes diferenças entre seus resultados, em função da heterogeneidade do parque produtor, da consideração ou não dos custos de oportunidade para o uso da terra e para a mão-de-obra, da relação cambial empregada, da consideração ou não das receitas de comercialização de subprodutos e dos parâmetros de análise financeira adotados.

Os valores tomados de alguns desses estudos são aqui utilizados com a seguinte hipótese simplificadora: não é feita a atualização dos valores em dólares, em relação ao ano de referência,

por se considerar que a inflação da moeda norte-americana - avaliada em 4% ao ano, em média - é compensada pelos ganhos de produtividade do setor - estimados como sendo ligeiramente superiores a 3% ao ano.

BORGES (1992) afirma que os custos de produção do álcool hidratado para uma amostra de usinas pouco eficientes associadas à COPERSUCAR era da ordem de 75 US\$/barril equivalente⁷ em 1976 e que este custo foi reduzido para 47 US\$/barril em 1992, ou seja 0,295 US\$/litro de álcool hidratado, de acordo com as hipóteses adotadas pelo autor.

O mesmo autor afirma que com tecnologias já disponíveis, sem considerar os avanços em biotecnologia e a contribuição potencial da cogeração, o custo de produção do álcool hidratado poderia ser reduzido, no médio prazo, em cerca de 25%, levando-o a US\$ 35/barril - 0,226 US\$/l.

Em 1989 a COPERSUCAR comparou os resultados de vários estudos realizados ao longo dos anos 80, mostrando a existência de uma faixa de variação muito larga, dentro da consideração tanto de custos sociais quanto privados. Naquela publicação, foi definida uma faixa mais apropriada entre 0,165 e 0,232 US\$/l de álcool hidratado, tendo sido adotado o valor de um estudo do Banco Mundial - 0,185 US\$/l - como representativo das unidades mais eficientes da Região Centro-Sul.

Já OLIVEIRA (1991) cita os resultados da avaliação feita pela Comissão Nacional de Energia - CNE -, em 1987, que estimou o custo social de produção do álcool hidratado em 0,146 US\$/l e o custo ao produtor em 0,200 US\$/l.

Os custos de produção do álcool anidro são usualmente avaliados como 5% superiores aos custos de produção do álcool hidratado. Para os valores acima relacionados pode-se então calcular o valor do barril equivalente⁸ de petróleo. Esses valores são apresentados na Tabela 5.5.

Mesmo desconsiderando o valor atribuído ao estudo de Mello & Pelin, pode ser constatado que a produção de álcool hidratado não é competitiva com o petróleo importado a 20 US\$/barril, quadro que é diferente, no entanto, para a produção de álcool anidro.

Dentro de uma ótica econômica restrita, esses números sugerem a necessidade de reestruturação do PROÁLCOOL e a adoção de uma política de redução dos custos de produção baseada, entre outros aspectos, na diversificação da atividade produtiva. A questão dos custos de produção é retomada novamente no Capítulo 8, quando da análise da contribuição da geração de eletricidade em larga escala.

⁷ Considerada a equivalência energética entre gasolina e petróleo e um consumo 20% superior do álcool hidratado, em relação à gasolina.

⁸ De acordo com as hipóteses consideradas por OLIVEIRA (1991): (i) 1,25 como sendo a relação de eficiências entre o uso automotivo do álcool hidratado e da gasolina; (ii) equivalência energética entre gasolina e petróleo; (iii) um litro de álcool anidro substitui um litro de gasolina e (vi) o barril de gasolina é avaliado pelo preço F.O.B. do barril de petróleo mais 5 US\$/barril referente ao refino e 2 US\$/barril devido ao transporte.

Tabela 5.5 Custo de produção do álcool em barril equivalente de petróleo

Referência original	Hidratado US\$/barril	Anidro US\$/barril	Observações
BORGES (1992)	51,6	42,3	Média COPERSUCAR em 1992
BORGES (1992)	37,9	30,7	Valor possível no ano 2000
BORGES (1984)	25,8	20,6	Reflete o custo social
CENAL (1984)	39,1	31,7	Reflete o custo privado
MELLO & PELIN (1984)	88,4	73,1	Custo privado p/ usina ineficiente do NE
BIRD (1984)	29,8	23,9	Custo social para usina eficiente do C-Sul
CNE (1987)	22,0	17,4	Reflete o custo social
CNE (1987)	39,8	26,4	Reflete o custo privado

Algumas ressalvas devem ser feitas à análise apresentada. Alguns analistas defendem que o estudo dos custos de produção do álcool deve considerar uma referência superior à do próprio custo de produção da gasolina, dado que o petróleo é um recurso não renovável. Por outro lado, para que a discussão sobre a necessidade de reestruturação seja ampliada, devem ser também lembrados os efeitos de menor monta, quando do uso do álcool, sobre as emissões globais de dióxido de carbono e os benefícios indiretos aos países, sob os pontos de vista econômico e estratégico.

5.1.3.2 Alternativas de diversificação e o mercado de subprodutos

A alternativa de diversificação objeto de análise neste trabalho é a produção elétrica em larga escala a partir do bagaço, das pontas e das folhas da cana-de-açúcar. Entretanto, é importante a compreensão das demais alternativas, inclusive porque o uso dos subprodutos combustíveis para outras finalidades pode comprometer a viabilização de um maior potencial de geração de eletricidade.

O apelo e a viabilidade da diversificação da produção depende, evidentemente, do contexto de cada país e região. Uma análise do espectro internacional é feita por PATURAU (1991-b), que identifica no bagaço, na torta de filtro e no melaço os subprodutos com maior potencial.

Naquele estudo são apresentadas várias alternativas, algumas comercialmente exploradas em vários países já há um certo tempo, como, por exemplo, a produção de papel e de chapas e/ou móveis a partir do bagaço e o uso do melaço como ingrediente de ração animal.

Os resultados de uma análise econômica (PATURAU, 1991-b), cujos detalhes não foram publicados, mostra que, contra a alternativa de comercialização direta do bagaço e do melaço em mercados bem receptivos, as melhores alternativas seriam:

(i) a partir do bagaço, valorizado a 10 US\$/ton, as melhores alternativas, em ordem decrescente, seriam a produção de ração animal, a produção de chapas, a produção de papel e a geração de eletricidade. A produção de furfural seria menos rentável no contexto analisado;

(ii) a partir do melaço, valorizado a 40 US\$/ton, a melhor alternativa seria a produção de levedura, seguido da produção de rum e ácido cítrico. A produção de etanol seria menos rentável que a possibilidade de comercialização do melaço.

Uma análise específica para o caso brasileiro é apresentada pela COPERSUCAR (1989), por CORTEZ et alii (1992) e, no caso específico do emprego dos subprodutos com propósitos energéticos, por WALTER (1993). Quatro grupos de subprodutos devem ser destacados para a definição de um quadro mais preciso de oportunidades: o bagaço, o vinhoto, as pontas e folhas e outro produtos, tais como o melaço, a torta de filtro e as leveduras.

(i) Bagaço - Os excedentes da produção de bagaço no Brasil já são comercializados como combustível industrial, ou empregados como complemento de ração animal. O mercado como combustível está consolidado em algumas regiões do Estado de São Paulo, onde é comercializado com preços iguais ao da própria cana. O volume comercializado é relativamente pequeno, representando em torno de 5% da disponibilidade total. As perspectivas de incremento desse mercado são também limitadas, em função do custo do transporte, da sazonalidade da oferta, da relativa rigidez do consumo de vapor de processo nas usinas e da oferta sem restrições de óleos combustíveis derivados de petróleo.

Por outro lado, o emprego do bagaço como complemento para a ração de gado bovino é prática corrente em várias usinas, embora não hajam evidências de que deva ocorrer uma forte expansão deste mercado a médio prazo. Outros usos do bagaço, principalmente como matéria-prima industrial, são menos prováveis no Brasil, em função das razões anteriormente expostas⁹. Sabe-se da existência no país de pelo menos uma planta de produção de furfural e de, ao menos, uma indústria produtora de papel a partir do bagaço.

Uma alternativa que pode vir a ter um grande potencial, embora a tecnologia correspondente ainda não esteja disponível comercialmente, é a produção de álcool a partir do processo de hidrólise ácida.

⁹ A tradição da produção de celulose, papel e mobiliário, por exemplo, em condições mais competitivas, por vias tradicionais.

(ii) Vinhoto - O vinhoto é o resíduo orgânico do processo de destilação do vinho, resultante, por sua vez, da fermentação do mosto empregado na produção de álcool. Para cada litro de álcool produzido, com as tecnologias hoje empregadas, tem-se de 10 a 14 litros de vinhoto. Um dos mais sérios problemas ambientais da atividade sucro-alcooleira estava na prática de descarga desse efluente, sem tratamento prévio, em cursos d'água.

Por ser matéria rica em nutrientes, principalmente potássio, o vinhoto tem sido empregado como fertilizante nas lavouras, segundo um processo conhecido como fertirrigação. Embora até o momento os resultados sejam positivos, tanto do ponto de vista econômico quanto agrícola, são pouco conhecidos os efeitos de longo prazo desta prática.

Outras alternativas de recuperação dos nutrientes prevêm a queima do vinhoto concentrado ou sua biodigestão. Ambos os processos são viáveis tecnicamente mas não se mostraram, ainda, viáveis do ponto de vista econômico em sistemas do porte das usinas brasileiras.

(iii) Pontas e Folhas - No Brasil, como em vários países com cultura canavieira, a cana é queimada no campo antes de sua colheita, prática esta que elimina a possibilidade de uso de suas pontas e folhas. As pontas e folhas representam entre 20 e 30% da massa da cana verde e, energeticamente, são equiparáveis ao aporte energético do bagaço.

A possibilidade de comercialização das pontas e folhas como combustível é bastante limitada, dado que o próprio bagaço tem um mercado reduzido. Essa biomassa pode ser utilizada, no entanto, como combustível nas usinas, em substituição total ou parcial do bagaço, ou ainda em sua complementação.

Em poucos países as pontas e folhas tem sido empregadas como combustível na geração de vapor, sendo que as poucas experiências tem sido feitas em mistura com o bagaço.

A utilização das pontas e folhas tem como pré-condição a mecanização da colheita, prática que é muito pouco adotada no Brasil. Antes de sua viabilização em maior escala, seria necessária a avaliação de seus impactos sociais, em função da redução da oferta de emprego sazonal, e dos impactos agrícolas, decorrentes da redução da cobertura da área colhida.

d) Outros subprodutos e co-produtos - Nas usinas brasileiras o uso de outros subprodutos da cana não foge do que é verificado em outros países. As melhores possibilidades de diversificação, do ponto de vista econômico, estão, fundamentalmente, no desenvolvimento da indústria sucroquímica, a partir da fermentação de subprodutos e, eventualmente, na expansão das atividades álcool-químicas.

No que diz respeito ao comprometimento dos subprodutos combustíveis, há razões para supor que apenas a eventual viabilização dos processos de produção do álcool por hidrólise ácida

do bagaço tem apelo suficiente para fazer frente à produção de eletricidade nas condições analisadas neste trabalho.

Do ponto de vista econômico, embora as informações disponíveis não tenham permitido o aprofundamento da questão, não parece ser equivocado crer que apenas as alternativas sucro e álcool-químicas podem, no futuro, possibilitar uma diversificação da produção com receita equiparável à da venda de energia elétrica excedente.

Portanto, como síntese do que foi exposto quanto à diversificação, pode-se dizer que para o caso brasileiro a produção de energia elétrica em larga escala é uma alternativa de bom potencial.

5.2 A Produção de Eletricidade Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro

5.2.1 O contexto a nível mundial

As primeiras instalações industriais do setor sucro-alcooleiro foram construídas em uma época em que não havia grande preocupação com o uso racional da energia, tendo sido dimensionadas para fazer uso intensivo do bagaço, praticamente eliminando-o como resíduo ao longo do período de safra.

Os primeiros projetos tinham como meta a produção do vapor necessário ao menor custo. Os geradores de vapor eram de baixa pressão, produzindo vapor saturado ou levemente superaquecido, em um número relativamente grande de caldeiras. Como os sistemas de abastecimento elétrico eram pouco desenvolvidos, ou simplesmente eram inexistentes nas regiões em que as usinas estavam localizadas, o acionamento dos equipamentos da planta industrial era essencialmente mecânico e a geração elétrica visava quase que exclusivamente o atendimento das necessidades de iluminação da própria usina e dos núcleos residenciais próximos (SUZOR & BOUVET, 1991).

O uso do bagaço enquanto combustível teve início a partir do desenvolvimento tecnológico da extração do caldo por moagem. Como as turbinas e as máquinas a vapor eram pouco eficientes àquela época, muitas vezes o bagaço disponível não era capaz de suprir as necessidades de combustível, exigindo a complementação com lenha ou carvão.

A eletrificação do processo industrial foi gradual, tendo ocorrido com maior velocidade nas regiões em que a irrigação e o bombeio de água se faziam necessários. Com o tempo, os geradores

de vapor passaram a produzir vapor superaquecido¹⁰ e o uso de turbinas a vapor de contra-pressão passou a ser corrente.

Durante muitos anos o interesse na geração de eletricidade nas usinas de açúcar e álcool se limitou, quando muito, à viabilização da auto-suficiência no abastecimento elétrico. Em algumas poucas regiões, no entanto, o desenvolvimento dos sistemas de cogeração a partir do uso do bagaço como combustível ocorreu de forma mais marcante.

Em um contexto mundial, a geração elétrica em larga escala a partir do bagaço tem se destacado apenas no Havai e nas Ilhas Maurício e Reunião. Além desses casos, BOUVET (1991) cita como merecedores de referência as iniciativas recentemente adotadas na Costa Rica e na Tailândia. Também parece ser digno de nota o caso cubano, com poucas perspectivas de transformações radicais no curto prazo.

Todos os casos acima citados são analisados em maiores detalhes mais a frente. O que é importante destacar, neste momento, é que as experiências no Havai e nas Ilhas Maurício e Reunião estão associadas a um quadro de enormes restrições e quase absoluta falta de outras opções de suprimento energético e, em determinados momentos, à necessidade de redução das importações de combustíveis fósseis.

Além da necessidade e da oportunidade para a redução dos custos de produção do setor canavieiro a partir da produção de eletricidade, se deve notar que o setor elétrico nos países produtores de cana, como de resto em quase todos os países em desenvolvimento, vive, desde há vários anos, uma profunda crise, o que impede a sua expansão de acordo com as taxas estimadas como adequadas por seus planejadores.

A conjunção do contexto de crise de ambos os setores faz com que a geração elétrica em larga escala a partir de subprodutos da cana seja um ponto de interesse presumivelmente comum. Tal situação deveria, evidentemente, definir um quadro incitativo ao desenvolvimento dessa tecnologia.

No entanto, na prática, existem várias dificuldades à viabilização do expressivo potencial de produção de eletricidade no setor sucro-alcooleiro. Essas dificuldades estão associadas a fatores de natureza diversa, dentre os quais podem ser destacados os seguintes:

(i) restrições legais à participação do capital privado na geração elétrica e/ou à venda dos excedentes da geração às concessionárias de serviço elétrico, ou outros consumidores;

¹⁰ Nessa fase, a pressão de geração do vapor passou da faixa usual - 0,7 a 1,0 MPa - para algo entre 1,2 e 1,8 MPa.

(ii) a longa vida útil das instalações existentes, o que limita a atratividade econômica de reformas e modernizações e restringe a viabilidade econômica da cogeração em maior escala quase que à construção de novas usinas ou à substituição de equipamentos por obsolescência;

(iii) o curto período de safra, que reduz a viabilidade econômica dos empreendimentos e reduz o interesse por parte do setor elétrico. Em algumas regiões, no entanto, existe uma coincidência entre a safra e o período de baixa hidraulicidade, o que deveria, em princípio, minimizar a restrição citada.

(vi) dificuldade de obtenção ou de utilização de outros combustíveis para emprego em complementação ao bagaço, principalmente no período de entre-safra;

(v) ausência de rede elétrica que permita o escoamento da produção excedente, impedindo a comercialização em regiões isoladas;

(vi) comprometimento dos subprodutos da cana - basicamente do bagaço - com outra atividade econômica;

(vii) as baixas tarifas oferecidas pelo setor elétrico para a compra da energia excedente de cogeneradores ou produtores independentes, em função de distorções tarifárias ou de uma postura pouco receptiva por parte das concessionárias;

(viii) existência de outras opções de expansão do parque de geração elétrico, o que se traduz nas baixas tarifas que são usualmente oferecidas aos cogeneradores.

BOUVET (1991) descreve o caso de alguns países nos quais a geração de eletricidade em larga escala a partir de subprodutos da cana não tem despertado interesse. Os casos mais expressivos, em função da posição relativa do país entre os produtores mundiais de cana-de-açúcar, são:

a) Colômbia - país que respondeu por 2,36% da produção mundial de cana em 1990 e por 1,5% da produção de açúcar no mesmo ano. O alto custo de substituição dos sistemas já existentes nas usinas, a falta de espaço institucional à participação do capital privado na geração elétrica e o comprometimento já existente do bagaço com a produção de papel são os principais fatores dissuasivos;

b) África do Sul - maior produtor do continente, com 1,8% da produção mundial de cana e 2,0% da produção total de açúcar em 1990. O desinteresse na geração elétrica a partir do bagaço é motivado pela prática de sua comercialização para exportação e industrialização, ou ainda no seu uso como ração animal, e, também, em função da sobrecapacidade dos sistemas hidro e termoelétrico a partir do carvão mineral;

c) Austrália - país que cobriu 2,5% da produção mundial de cana e 3,3% da produção de açúcar, também em 1990. A produção elétrica nas usinas a partir da cana sofre a concorrência da geração elétrica a partir do carvão mineral, que é bem estabelecida no país.

Por outro lado, alguns casos merecem destaque, em função do potencial já explorado ou do interesse que a produção elétrica a partir do bagaço desperta. No primeiro grupo despontam o Havai e as Ilhas Maurício e Reunião, enquanto no segundo grupo devem ser citados Cuba e Índia, países que são grandes produtores de cana, e Tailândia e Costa Rica, onde a reestruturação institucional do setor elétrico está abrindo espaço à contribuição da produção elétrica a partir de subprodutos da cana. Esses casos são descritos a seguir:

a) Havai - Vários autores descrevem o caso havaiano como o mais importante, a nível mundial, na geração elétrica a partir da cana. A produção de eletricidade em maior escala nas usinas teve início há várias décadas, em função das necessidades de potência para a irrigação das lavouras e para o bombeio de água para consumo industrial, além do caráter pioneiro da geração das usinas em relação ao atendimento de comunidades próximas. No final dos anos 70 um novo impulso foi dado com a definição de um quadro institucional adequado, a partir da criação do PURPA e de regulamentações específicas para o Estado. No entanto, mesmo apresentando os resultados mais expressivos em todo o mundo, PAYNE (1991) considera que os esforços não estão voltados à maximização da geração, já que a cana, por exemplo, segue sendo queimada antes da colheita, impedindo o aproveitamento energético de pontas e folhas.

A extensão da safra é relativamente longa - 9 a 10 meses/ano -, o que facilita a produção da energia elétrica a custos relativamente baixos. Das doze instalações existentes nas várias ilhas do arquipélago, quatro são unidades de maior porte, que possuem contratos de suprimento de energia firme e respondem por 80% da energia entregue ao sistema elétrico. A geração a partir do bagaço oscila entre 2 e 50% da geração elétrica total, dependendo da ilha.

Alguns sistemas de produção elétrica operam ao longo de todo o ano, fazendo uso de carvão ou óleo combustível como combustível auxiliar.

b) Ilhas Maurício - A geração de energia elétrica excedente e sua comercialização com o sistema elétrico teve início em 1957 tendo evoluído de forma contínua, porém modesta, até meados dos anos 80. A partir de então, com a entrada em operação de uma planta de maior porte e com a geração contínua ao longo do ano, a contribuição do bagaço no "mix" local de geração elétrica se tornou mais expressiva.

No final dos anos 80 existiam 15 usinas gerando e vendendo excedentes de produção elétrica às redes locais, sendo que 3 delas tinham contratos para entrega de energia firme. No início dos anos 90 apenas uma usina gerava de forma contínua, utilizando carvão mineral como combustível complementar. Somente as três usinas com geração mais significativa possuem sistemas com turbinas de condensação.

Até recentemente, a motivação dos investimentos em sistemas de potência nas usinas vinha sobretudo do desejo de melhorar as condições da produção de açúcar, mais do que propriamente da venda de eletricidade à rede. No entanto, o Governo local acredita que o bagaço pode contribuir de forma expressiva para com a expansão do sistema elétrico, tendo recomendado a expansão das instalações de duas usinas para que ambas alcancem a mesma capacidade de geração elétrica da maior instalação existente em meados dos anos 90 (PATURAU, 1991-a).

c) Ilha Reunião - A produção de eletricidade excedente a partir do bagaço de cana começou em 1986, quando entrou em operação o sistema da usina Beaufonds para entrega de 60 GWh ao longo de cinco meses de operação no período de safra. Esse sistema contribuía, no início dos anos 90, com apenas 5% da geração elétrica total da Ilha.

Existem apenas três usinas em operação na Ilha, em função de um processo de remodelação da produção de açúcar. Em 1992 foi colocado em operação um sistema de maior capacidade - 30 MW - em condições de operar ao longo de todo ano, tendo no carvão mineral o combustível auxiliar. Em 1995, um sistema ainda maior - 60 MW -, igualmente para produção ao longo de todo o ano e, também, empregando carvão como combustível auxiliar, deverá ser posto em operação. À esta época, a contribuição dos três sistemas de cogeração deverá representar 20% do consumo elétrico local (RIVIERE, 1991).

d) Cuba - Existem no país 158 usinas de açúcar, algumas delas com produção de derivados da cana, tais como álcool, furfural, ração animal e compensados. 146 das usinas cubanas possuem sistemas de cogeração, sendo que 83 estão sincronizadas com o sistema elétrico, em condições de fazer entrega de energia excedente. Existem 716 MW de potência elétrica instalada nos vários sistemas de cogeração, sendo que 541 MW desta capacidade - cerca de 75% do total - estão interconectados à rede elétrica. Cerca de 15% da eletricidade consumida em Cuba, antes do início da atual crise econômica do país, era gerada nas usinas de açúcar (AZOR BRITO, 1991).

Os sistemas de cogeração cubanos fazem uso de turbinas a vapor de contra-pressão, com alimentação de vapor de média pressão - na média 1,8 MPa. A geração de eletricidade excedente em quantidade relativamente significativa se deve à grande incidência de sistemas de acionamento elétrico de moendas e de dispositivos de preparo da cana, intrinsecamente mais eficientes do que os sistemas de acionamento mecânico.

As perspectivas de desenvolvimento da geração elétrica a partir do bagaço, em Cuba, são bastante limitadas no momento, em função da grave crise econômica vivida pelo país. A melhora dos sistemas de cogeração depende, essencialmente, a curto prazo, da melhoria dos parâmetros operacionais das usinas.

e) Índia - A Índia é o maior produtor mundial de açúcar e o segundo maior produtor de cana de açúcar (FAO, 1991). Existem no país mais de 490 unidades industriais de produção de açúcar, que são, na média, instalações pequenas se comparadas com as usinas brasileiras. Existem, no entanto, incentivos para a construção de novas unidades, de maior porte.

Nos final da década de 80 o potencial de produção elétrica a partir de subprodutos da cana foi estimado em 2 GW, cerca de 35% da capacidade elétrica instalada no país em 1992. Existe um grande interesse por parte do Governo Indiano no aproveitamento desse potencial, em função dos sérios problemas vividos pelo setor elétrico: estima-se que aproximadamente 10% da demanda elétrica não esteja sendo atendida; ocorrem falhas nos períodos de ponta que impedem o atendimento de mais de 20% da carga e existem sérios problemas financeiros que impedem a expansão da capacidade de geração no ritmo necessário. No atual parque gerador indiano as centrais térmicas a carvão respondem por 70% da capacidade instalada e as hidroelétricas por 25% (USAID, 1993).

Nos últimos anos ocorreram alterações na regulamentação do setor elétrico, de forma a permitir a participação do capital privado tanto na geração quanto na transmissão e distribuição de energia elétrica.

f) Tailândia - Na Tailândia existem 46 usinas de açúcar com produção essencialmente voltada à exportação. O país possui um parque de geração elétrica de base térmica, com participação aproximadamente igual do gás natural, carvão mineral e óleo combustível no "mix" de geração.

Desde meados dos anos 80 o Governo Tailandês tem demonstrado interesse na viabilização da geração elétrica em larga escala a partir do bagaço de cana. O espaço institucional para participação do capital privado na produção elétrica foi concedido no final dos anos 80 e existe a expectativa de viabilização de algo em torno de 60 a 100 MW de potência excedentária - em torno de 12% de toda capacidade instalada no início da década de 90.

Uma experiência piloto foi realizada no início do anos 90 com a entrega de 2,5 MW de potência em um período pouco inferior a dois meses (CHAITIPA-ARSANA, 1991).

g) Costa Rica - O caso da Costa Rica é muito semelhante ao da Tailândia. O Governo Costarricense abriu um espaço institucional, em 1990, à venda de energia excedente de auto-produtores e cogeneradores e, entre os cinco projetos aprovados, um deles era de uma unidade de cogeração em uma usina de açúcar.

A geração no país é essencialmente hidroelétrica. A demanda de eletricidade tem crescido a taxas bastante elevadas, superando, inclusive, o ritmo de entrada em operação das centrais hidroelétricas que estão em construção. Tal fato tem levado o Governo local a considerar a inserção de usinas termoeletricas no sistema e permitir a entrada da iniciativa privada em um setor controlado pelo Estado há mais de 40 anos.

O único projeto de cogeração em usinas de açúcar já viabilizado e que permite a venda de excedentes à rede, totaliza 6,3 MW de potência instalada e 4 MW de potência entregue à rede, o que corresponde a aproximadamente 0,5% da capacidade instalada no país. Os planos são de expansão da capacidade dessa usina para 12 MW, em três anos. Existem 17 usinas no país, sendo que apenas 4 apresentam condições adequadas à geração em larga escala, com um potencial estimado de 80 MW no total (JENKINS, 1991).

Na Tabela 5.6 são apresentadas algumas informações que ilustram a situação dos sistemas de produção elétrica a partir da cana em alguns dos países aqui descritos.

5.2.2 O contexto brasileiro

A situação brasileira não é distinta do que já foi exposto a nível internacional: a cogeração nas usinas de açúcar e álcool jamais foi um processo eficiente do ponto de vista energético.

O pequeno aproveitamento do potencial de geração junto às usinas pode ser entendido pela baixa atratividade econômico-financeira e pela não necessidade, do ponto de vista da confiabilidade do abastecimento, de um esforço maior de geração local.

Em meados dos anos 80 a situação começou a ser revertida, com a gradual definição de um quadro mais atrativo à geração elétrica em maior escala. Os elementos impulsionadores dessa mudança podem ser identificados em três pontos: (i) na crise financeira do setor elétrico e, como consequência, no propalado risco de déficit no abastecimento; (ii) no questionamento mais vigoroso do PROÁLCOOL, dentro da atual relação de competitividade com o preço do petróleo no mercado internacional e (iii) na expectativa de realinhamento das tarifas do setor elétrico, o que viabilizaria, com maior facilidade, o investimento para garantia da auto-suficiência.

Tabela 5.6 Caracterização dos principais sistemas de produção elétrica a partir de subprodutos da cana-de-açúcar em outros países

	Havai (1)	Maurício (2)	Reunião (3)	Cuba (4)	Costa Rica (5)
Número de usinas	12	21	3	158	17
Número de usinas com venda de eletricidade excedente	11	15	2	83 (a)	1
Contribuição percentual das usinas na geração elétrica total	10	21	5	15	nd
Duração da entrega	12 meses	5 meses (b)	5 meses (c)	safra	2 meses (d)
Combustível auxiliar	carvão/óleo	carvão	carvão	--	--
Potência instalada, por usina, dos sistemas interligados [MW]	19/22 (e)	5/22 (f)	25/30	6,5 (g)	6,3
Produtividade dos sistemas que produzem excedente [kW/tch]	90/120	86 (h)	100	24	28
Tarifa média de compra da energia entregue [US\$/MWh]	55	35	70	nd	40

Fontes: 1 - KINOSHITA (1991), BOUVET (1991), PAYNE (1991) e ZARPELON (1992-a);

2 - BOUVET (1991) e PATURAU (1991-a);

3 - BOUVET (1991) e RIVIERE (1991);

4 - AZOR BRITO (1991) e ZABOLONITTE (1992)

5 - JENKINS (1991).

Notas: a - nº usinas com sistema sincronizado com a rede;

b - apenas uma usina opera também fora da safra;

c - a partir de 1992 a Usina Bois-Rouge opera todo o ano;

d - a título experimental, em 1991;

e - para os três principais sistemas;

f - para os três principais sistemas;

g - na média das 83 usinas sincronizadas;

h - média de 9 sistemas;

É justamente em direção do limite da auto-suficiência no abastecimento elétrico que o setor sucro-alcooleiro tem caminhado nos últimos anos. Como o contexto não é favorável à produção de eletricidade em maior escala, tal processo tem ocorrido no ritmo de substituição por obsolescência dos principais equipamentos dos sistemas de potência existentes.

O índice de auto-suficiência, i.e., a fração da energia elétrica consumida que é autogerada, tem evoluído de forma contínua e deve estar próximo a 85% no conjunto das usinas do Centro-Sul

(ZARPELON, 1992-b) e por volta de 94 a 95% nas usinas associadas à COPERSUCAR (MACEDO, 1994)¹¹.

Os sistemas que foram dimensionados para assegurar a auto-suficiência podem, também, oferecer excedentes ao sistema elétrico, em função do perfil das curvas de demanda de potência e calor e de eventuais medidas de racionalização do consumo interno de eletricidade. Sobre esses montantes, em geral pequenos em relação à geração total da usina, é que foram viabilizadas algumas experiências de comercialização.

Dois casos devem ser identificados: o das experiências do Nordeste e o das experiências no Estado de São Paulo. No Nordeste, a compra de energia excedente das usinas de açúcar e álcool começou em 1987, através de uma experiência de interligação¹². Em 1989, após um período hidrológico desfavorável, a CHESF implementou uma política de compra de eletricidade excedente que levou à formalização de 10 contratos de suprimento, correspondendo a 14,9 MW. Cinco usinas e destilarias de Alagoas tinham, naquela época, contratos para suprimento de 9,4 MW. A oferta era completada com dois contratos em Pernambuco - para entrega de 3 MW -, dois no Rio Grande do Norte - 1,5 MW - e um único contrato na Paraíba - 1 MW.

Embora, em termos médios, a auto-suficiência no abastecimento elétrico no setor sucroalcooleiro do Nordeste seja inferior ao que é verificado na Região Centro-Sul, as experiências de comercialização naquela Região devem ser consideradas pioneiras. Dois fatores contribuíram para tal fato: a existência de algumas instalações relativamente modernas, com disponibilidade de bagaço e, principalmente, a definição de uma tarifa atraente para as usinas, em função da grave crise de abastecimento elétrico do final dos anos 80. Mais tarde, quando a responsabilidade pelos contratos passou para as concessionárias estaduais e as tarifas para a compra dos excedentes passaram a ser fixadas tendo como referência as tarifas de suprimento, o interesse pela comercialização deixou de existir (FARIAS, 1994).

Já no Estado de São Paulo, a CPFL tem contratos de compra da energia excedente já há alguns anos. Em 1992 a CPFL tinha 9 contratos de curta duração assinados, para a entrega de 10,2 MW de potência e que resultaram no fornecimento de 38,7 GWh em energia; seis dessas usinas entregaram quase que sem interrupção à rede. Para 1993 a demanda contratada junto às usinas aumentou para 11,8 MW. Já para 1994 foram assinados 8 contratos de curto prazo, totalizando 7,7 MW, e dois contratos de longo prazo que perfazem mais 9 MW.

¹¹ Índices de autosuficiência da ordem de 94 a 95% estão, praticamente, no limite do que pode ser alcançado, já que em função dos períodos de partida e de retomada do processo produtivo, uma parte da eletricidade consumida tem que ser comprada das concessionárias.

¹² Entre a CHESF e a usina Japungu, na Paraíba.

A CESP é a outra concessionária de São Paulo que tem experiência na compra de eletricidade junto às usinas de açúcar e álcool. Suas atividades, no entanto, se limitam a um único contrato de curto prazo, para o suprimento de apenas 300 kW.

Em Agosto de 1993 o Governo do Estado de São Paulo formalizou um acordo com o setor sucro-alcooleiro visando o incentivo à cogeração e à produção independente de energia elétrica a partir de subprodutos da cana de açúcar (SECRETARIA de ENERGIA, 1993). As metas definidas através desse programa estabelecem a viabilização de até 6 GW¹³ dentro de um horizonte de 15 anos, o que representa cerca de 60% da atual capacidade de geração elétrica no Estado. Existem metas intermediárias a serem cumpridas de forma que o potencial máximo deva ser alcançado de forma escalonada.

O Governo do Estado, através de suas empresas concessionárias de serviço elétrico, se compromete a comprar, dentro das condições definidas pela legislação em vigor¹⁴, toda energia excedentária ofertada pelas usinas do setor sucro-alcooleiro. De acordo com os termos da documentação do Programa, o suprimento advindo das usinas deverá ser incorporado aos planos de expansão do setor elétrico.

Uma condição fundamental é o compromisso de que o setor sucro-alcooleiro invista, desenvolva e absorva a tecnologia necessária ao aproveitamento do potencial associado à cana-de-açúcar. Tal compromisso implica na assimilação da tecnologia de cogeração e/ou produção independente com emprego de turbinas a vapor de extração/condensação e o desenvolvimento da tecnologia de gaseificação de biomassa para uso de turbinas a gás.

Passado o período inicial, a avaliação que se faz do Programa, no presente, é que existem fortes restrições que ainda não foram superadas. Por um lado, o Governo do Estado jamais deu as condições efetivas para a viabilização das metas previstas, já que não foram criadas as condições de fomento¹⁵ e nunca existiu qualquer forma de intervenção sobre as concessionárias estaduais, que continuam agindo de acordo com seus interesses. Por outro lado, não deixa de ser questionável a preocupação quanto à uma posição conjunta das concessionárias, uma vez que o potencial existente no Estado tem uma distribuição absolutamente heterogênea¹⁶. Em adição, a

¹³ Corresponde ao potencial máximo estimado para a atual produção de cana-de-açúcar no Estado. O Programa, em seu item "Abrangência e Diretrizes" prevê, de forma mais conservadora e como meta inicial, "um acréscimo de potência instalada superior a 2,6 GW entre 2008 e 2010.

¹⁴ Basicamente o que define a regulamentação para compra de energia elétrica excedente por períodos de 10 anos, com remuneração da energia tendo como referência o custo marginal de expansão de longo prazo da capacidade de geração no sistema interligado Sul-Sudeste.

¹⁵ Não existem linhas de crédito especiais ou programas de incentivos fiscais, por exemplo.

¹⁶ O potencial existente é muito concentrado na área de concessão da CPFL e praticamente inexistente na área da ELETROPAULO (vide Capítulo 8).

redução do custo marginal de expansão de longo prazo entre 1993 e 1994 reforçou o descrédito existente quanto ao Programa.

Capítulo 6

Tecnologias de Cogeração para as Usinas de Açúcar e Álcool

6.1 Tecnologias de Produção de Eletricidade a Partir dos Subprodutos da Cana

6.1.1 Caracterização dos sistemas atuais

Nas usinas de açúcar e álcool a partir da cana-de-açúcar, em todo o mundo, são usuais três arranjos para os sistemas de produção de potência elétrica, todos eles operando em ciclos a vapor: uso exclusivo de turbinas a vapor de contra-pressão, a combinação de turbinas a vapor de contra-pressão com turbinas de condensação do fluxo excedente e os sistemas mais avançados nos quais a máquina motriz é uma turbina de extração-condensação de controle automático (PAYNE, 1991).

Os sistemas com turbinas de contra-pressão são os mais comuns. São basicamente empregados quando o dimensionamento da instalação visa o abastecimento parcial ou, quando muito, a auto-suficiência. Nesses sistemas, a geração de energia elétrica segue as variações da demanda de vapor de processo, o que faz com que os eventuais excedentes de eletricidade para comercialização sejam usualmente encarados como energia interruptível.

O fluxo de energia entregue às concessionárias pode ser estabilizado com a inclusão de uma turbina exclusivamente de condensação. No entanto, quando o objetivo é adequar a instalação para a produção e venda de eletricidade excedente, a solução que tem sido mais comum é a utilização de turbinas de extração-condensação de controle automático, que tanto viabilizam a operação ao longo de todo o ano quanto a estabilização da energia comercializável.

A operação dos sistemas ao longo de períodos superiores aos da própria safra requer, via de regra, a utilização de um combustível complementar. As referências sobre os sistemas

internacionais de maior capacidade indicam o uso mais frequente dos óleos derivados de petróleo, do carvão mineral e, em raros casos, da biomassa.

BOUVET (1991) faz a caracterização de uma usina típica, em termos mundiais, na qual não ocorre geração elétrica em larga escala: a produção de vapor é feita na faixa de 0,7 a 1,4 MPa, são utilizadas exclusivamente turbinas de contra-pressão, a demanda de vapor de processo é avaliada na faixa de 500 a 600 kg de vapor por tonelada de cana processada - kg/tc -, a pressão de vapor de processo está entre 0,20 e 0,25 MPa e a demanda elétrica é identificada na faixa de 15 a 20 kWh por tonelada de cana processada - kWh/tc.

Os sistemas com maior capacidade de produção elétrica têm geradores de vapor que operam na faixa de 3,2 a 8,0 MPa e fazem uso de turbinas de extração-condensação com até 30 MW de capacidade. São usuais turbinas com dupla extração, a primeira no nível de pressão em que o vapor é requerido pelas turbinas de acionamento mecânico - entre 1,0 e 2,0 MPa - e a segunda na pressão em que o vapor é consumido no processo produtivo. O vapor de escape das turbinas é somado ao fluxo da segunda extração para atender a demanda de vapor de processo.

Em termos mundiais a eletrificação total do processo e a conseqüente substituição das turbinas empregadas no acionamento das moendas, dos dispositivos de preparo da cana, de grandes ventiladores e grandes bombas, é rara e dificilmente justificável do ponto de vista econômico. No caso de novas plantas industriais, no entanto, dependendo da existência de um contexto favorável à comercialização de energia elétrica excedente, a eletrificação pode ser viável.

As unidades industriais do setor sucro-alcooleiro foram construídas e ampliadas sem uma preocupação com a homogeneização de seus equipamentos. Dessa forma, são típicos os arranjos em que o vapor é gerado e consumido em diferentes níveis de pressão, assim como são frequentes a diversidade dos equipamentos quanto à capacidade e a existência de um grande número de geradores de vapor, principalmente nas plantas mais antigas.

Nenhuma usina brasileira possui sistema com turbina de extração-condensação. Todas operam apenas no período da safra e não fazem uso de combustível complementar, a menos do necessário às partidas dos geradores de vapor. Embora não seja uma situação normal, é possível a existência, em função de problemas na produção, de eventuais déficits de bagaço em relação à sua própria disponibilidade.

Algumas informações de usinas do Estado de São Paulo permitem uma caracterização, a grosso modo, dos sistemas atuais nas usinas brasileiras. Essas informações correspondem a três bases de dados distintas - COPERSUCAR (1991), SOPRAL (1991) e CORTEZ & DIAS (1992) - e constituem registros obtidos no fim dos anos 80 e no início dos anos 90. Devem ser tomadas, portanto, com uma certa reserva quanto à situação mais recente.

Os dados apresentados na Tabela 6.1, extraídos das referências acima citadas, estão associados a uma amostra total de 96 usinas do Estado, o que corresponde a 68% das usinas que

operaram na safra 1990/91 e a 84,1% da moagem total de cana naquele período. Nessa caracterização não é feita qualquer distinção entre usinas anexas e autônomas¹.

Tabela 6.1 Caracterização dos sistemas de produção de eletricidade das usinas paulistas

Parâmetro	Unidade	n° usinas na amostra	Soma	Valor médio	Desvio padrão
Capacidade de geração elétrica	MW	93	433,4	4,66	3,98
Demanda elétrica	kW/tch	96		12,45	3,33
Índice de auto-suficiência		95		0,811	0,214
Geradores de vapor					
Número		82	397	4,84	2,58
Idade	anos	47		11,61	4,99
Pressão de operação	MPa	94		1,99	0,19
Turbinas a vapor					
Número		84	203	2,42	1,19
Idade	anos	56		13,27	8,27
Processo					
Pressão do vapor de processo	kPa	42		247,00	15,00
Demanda de vapor de processo	kg/tc	42		504,33	111,34

Fontes: COPERSUCAR (1991), SOPRAL (1991) e CORTEZ & DIAS (1992)

Uma informação importante, dada a maneira usual de realização dos investimentos na expansão da capacidade de geração elétrica, é a idade dos equipamentos existentes. É interessante notar que na amostra analisada poucos geradores de vapor tinham mais do que 20 anos de operação, mas algumas turbinas estavam já há mais de 30 anos em uso. A idade relativamente avançada, principalmente das turbinas, indica a existência de um espaço importante para a realização de substituições. Ainda sobre a idade dos equipamentos, o IPT (1990) sugere que a ampliação do setor, durante a primeira e a segunda fases do PROÁLCOOL, se deu com um aumento proporcionalmente maior do número de geradores de vapor do que o de turbinas.

A temperatura do vapor gerado, informação não incluída à Tabela 6.1, é muito variável dentro da amostra analisada. Pode-se dizer que a maioria das instalações opera na faixa entre 260 e 300 °C, com poucas caldeiras superando 300 e algumas chegando a 400 °C. Um número não

¹ No Anexo F, juntamente com o estudo de classificação das usinas em grupos homogêneos, é feita uma análise estatística das diferenças dos sistemas de produção de eletricidade das usinas anexas e autônomas.

desprezível, principalmente de geradores de vapor de baixa pressão, opera produzindo vapor saturado.

Quanto à pressão de operação dos geradores de vapor, a limitação em 2,2 MPa se deve não só às restrições de projeto dos próprios, como também das turbinas. O estudo feito pelo IPT (1990), que aliás confirma os dados apresentados na Tabela 6.1, avalia que 20% dos geradores de vapor no final dos anos 80 já tinham condições de operação acima de 2,2 MPa.

6.1.2 Tendências, alternativas e novas tecnologias

A geração de uma certa quantidade de energia elétrica excedente, embora proporcionalmente pequena em relação ao potencial total, pode ser viabilizada, em primeira instância, através da racionalização nos usos da energia elétrica e da potência mecânica dentro da própria usina. O efeito da racionalização do uso de energia elétrica² sobre a viabilização de excedentes para comercialização é óbvio e não merece maiores comentários. Por outro lado, a racionalização do uso de potência mecânica permite o aumento da disponibilidade de vapor para as turbinas de geração elétrica, como será demonstrado mais a frente.

A viabilização de uma quantidade maior de potência elétrica excedente requer a substituição parcial dos equipamentos existentes ou a ampliação da instalação em seu conjunto. Nos países em que a comercialização de excedentes têm recebido maior estímulo, conforme discutido no capítulo anterior, a tendência tem sido a adoção de turbinas a vapor de extração-condensação. No Brasil, em função das restrições até aqui encontradas, todas as melhorias dos sistemas têm sido feitas com a manutenção das turbinas de contra-pressão.

Até o momento os investimentos foram realizados apenas com o objetivo de garantir a auto-suficiência ou a geração de pequena fração de excedentes. A adoção de medidas mais favoráveis à cogeração pode favorecer acréscimos substanciais na capacidade instalada. A tendência, nesse caso, seria a elevação dos níveis de pressão de geração do vapor, de algumas caldeiras ou de todo o parque de geradores de vapor, para valores na faixa entre 4,2 MPa ou 6,3 MPa.

A elevação da pressão do vapor gerado conjuntamente com a manutenção do sistema de acionamento mecânico e das turbinas de geração elétrica que ainda estão em condições de operação, faz com que o sistema de vapor das usinas fique mais complexo, com uma configuração em cascata, com pelo menos um nível de pressão intermediária entre a de geração e a de processo.

² Em princípio, com emprego, por exemplo, das técnicas de racionalização do uso de energia elétrica que são usuais em qualquer instalação industrial. No caso específico das usinas de açúcar e álcool deve-se notar que cerca de 60% da potência elétrica requerida está associada ao acionamento de máquinas de fluxo - bombas e ventiladores -, o que indica a existência de um enorme potencial de reduções em função do redimensionamento de circuitos e da seleção de máquinas e motores (NOGUEIRA, 1987).

Existem algumas divergências, tanto do ponto de vista técnico quanto econômico, com relação à solução mais adequada. Alguns técnicos advogam a uniformização da geração de vapor a uma pressão moderada, em geral não superior a 3,2 MPa, enquanto outros sugerem a definição dos arranjos em cascata que poderiam evoluir, com o passar do tempo, até a configuração de sistemas com toda a geração a mais alta pressão - na faixa de 4,2 a 8,8 MPa.

A indústria nacional está capacitada a oferecer geradores de vapor até o limite de 8,0 MPa, sendo que até 6,3 MPa algumas unidades já foram comercializadas. No entanto, existe um certo receio junto ao segmento sucro-alcooleiro, associado à falta de experiência na operação de caldeiras de mais alta pressão, assim como às exigências de tratamento d'água que não condizem com a prática atual das usinas.

A geração de eletricidade em larga escala a partir de subprodutos da cana-de-açúcar só ocorrerá, no entanto, com a alteração dos sistemas de cogeração com turbinas a vapor de contra-pressão que operam exclusivamente no período de safra. Duas tecnologias devem ser consideradas nesse caso: a das turbinas a vapor de extração-condensação, tal como já ocorre em alguns países, e os sistemas G-GT³, que ainda não são comerciais⁴.

Em princípio, a adoção dos sistemas com turbinas de extração-condensação só ocorrerá no Brasil a curto prazo se as condições de realização de investimentos em cogeração e/ou produção independente forem mais adequadas do que as atuais. Embora ainda não existam instalações do gênero nas usinas brasileiras, pode-se afirmar que não existem grandes barreiras tecnológicas quanto à oferta de equipamentos, à construção das instalações e à sua operação⁵.

Já a viabilização dos sistemas G-GT, em ciclos combinados ou ciclos STIG - Steam Injected Gas Turbines -, ambos a partir da gaseificação do bagaço e, eventualmente, de outros subprodutos da cana⁶, é menos provável mesmo a médio prazo. A gaseificação da biomassa na quantidade e com a qualidade requerida para a alimentação das turbinas a gás é a principal barreira tecnológica para a viabilização dessa tecnologia, embora desenvolvimentos específicos estejam sendo feitos nesse sentido.

Uma análise mais pormenorizada das tecnologias de produção elétrica passíveis de aplicação nas usinas de açúcar e álcool é apresentada nos próximos itens deste capítulo.

³ Forma genérica como são designados os sistemas de gaseificação de combustíveis e emprego dos gases resultantes no acionamento de turbinas a gás.

⁴ Essas tecnologias, além de permitirem uma maior produção de potência elétrica no período da safra, também possibilitam a operação dos sistemas fora da safra. Nessas condições, os sistemas deixariam de ser de cogeração para passar exclusivamente à produção elétrica.

⁵ Instalações com turbinas de extração/condensação são relativamente comuns em fábricas de celulose.

⁶ Como as pontas e folhas da cana-de-açúcar, usualmente queimadas no campo, cuja recuperação requer a mecanização da colheita.

6.2 Descrição dos Sistemas Analisados

Para a análise da viabilidade técnico e econômica da produção elétrica a partir de subprodutos da cana-de-açúcar foram selecionados alguns sistemas de forma a refletir tanto a situação atual quanto as alternativas mais promissoras. Esses sistemas são descritos na sequência do presente item.

6.2.1 Sistemas com turbinas a vapor de contra-pressão

Os sistemas de produção de potência atualmente empregados são representados nesse estudo por instalações que seguem a configuração esquematizada na Figura 6.1. Os sistemas que garantem a auto-suficiência e que geram pequena margem de excedente foram esquematizados com sua geração de vapor a 2,2 MPa e 300 °C. Essa configuração é designada ao longo deste trabalho como "configuração 1". Duas variações da mesma configuração, com a geração de vapor a 1,8 MPa e 280 °C, foram consideradas no estudo de viabilidade econômica de modo a refletir as plantas que ainda não atingiram o nível de auto-suficiência⁷.

Para caracterizar eventuais tendências de elevação dos índices de geração elétrica, três alternativas são analisadas. A primeira alternativa reflete uma eventual substituição parcial dos geradores de vapor existentes, de baixa pressão⁸, por unidades de maior pressão e temperatura. A instalação estudada é esquematizada na Figura 6.1 e reflete uma configuração em que 50% da geração de vapor ocorre a 2,2 MPa e 300 °C - parâmetros de uso corrente em um número significativo de usinas - e a fração restante a 6,3 MPa e 450 °C. Essa hipótese será identificada neste trabalho como "configuração 2".

São também analisadas as alternativas de substituição total das caldeiras de média pressão por unidades de 6,3 MPa e 450 °C dentro de duas vertentes: manutenção dos atuais sistemas de acionamento mecânico, o que requer a expansão de parte do vapor gerado até a pressão necessária à alimentação das turbinas utilizadas para tal finalidade⁹, ou a eletrificação total do processo produtivo. Essas configurações, são representadas na Figura 6.1.

⁷ Os dois casos considerados são diferenciados pela eficiência da turbina de geração elétrica: em um deles a eletricidade cogerada atende apenas 70% da demanda, enquanto no outro a auto-suficiência está em 90%.

⁸ Em geral os equipamentos são substituídos na medida em que têm sua vida útil expirada

⁹ Nesse trabalho, a consideração de manutenção dos sistemas de acionamento mecânico implica não considerar alteração da pressão do vapor na alimentação das turbinas, em relação ao caso referência.

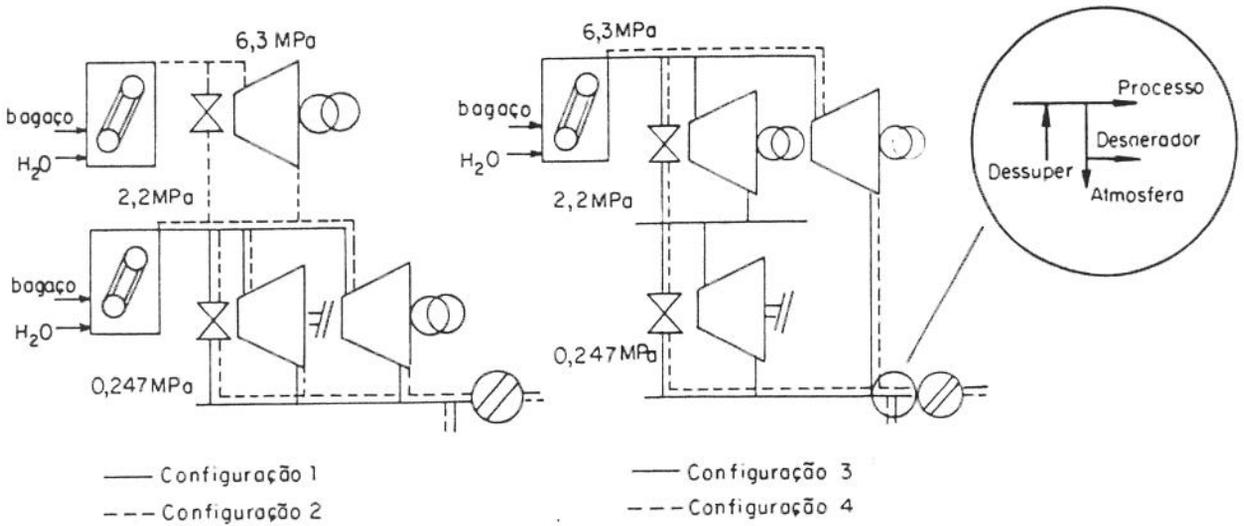


Figura 6.1 Esquema de sistemas de cogeração com turbinas a vapor de contra-pressão

6.2.2 Sistemas com turbinas a vapor de extração-condensação

Dois configurações de sistemas com turbinas a vapor de extração-condensação são analisadas neste trabalho. A primeira delas considera o emprego de uma única máquina motriz em toda a instalação: uma turbina de simples extração e condensação. Considera-se que o vapor seja gerado a 8,0 MPa e 470 °C e que a extração seja feita a 0,247 MPa de forma a poder alimentar o processo industrial. O fluxo diferencial em relação à quantidade de vapor gerado é levado à condensação, à pressão de 0,03 MPa¹⁰. É permitido um fluxo de vapor pela válvula redutora de pressão, entre as linhas de 8,0 e 0,247 MPa, de forma a complementar a demanda do vapor de desaeração. A adoção dessa configuração, designada "configuração 5" na sequência do texto, implica na desativação dos sistemas de acionamento mecânico e sua substituição por sistemas de acionamento elétrico. Essa configuração é esquematizada na Figura 6.2-a.

Na segunda configuração é considerada a instalação de uma turbina de dupla extração e condensação. A primeira extração deve ser feita a 2,2 MPa, de forma a poder alimentar o sistema convencional de acionamento mecânico, restando a segunda extração a 0,247 MPa para complementar o vapor necessário ao atendimento da demanda de vapor de processo. O fluxo diferencial de vapor em relação à quantidade de vapor gerado é então levado à condensação, à 0,03 MPa. Nessa configuração também é permitido um fluxo de vapor pela válvula redutora de pressão, entre as linhas de 8,0 e 0,247 MPa, com o objetivo de viabilizar o atendimento da

¹⁰ Esse nível de pressão foi escolhido em conformidade com a especificação feita em ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

demanda de vapor de baixa pressão para a desaeração. A Figura 6.2-b representa a instalação proposta, que será identificada como "configuração 6".

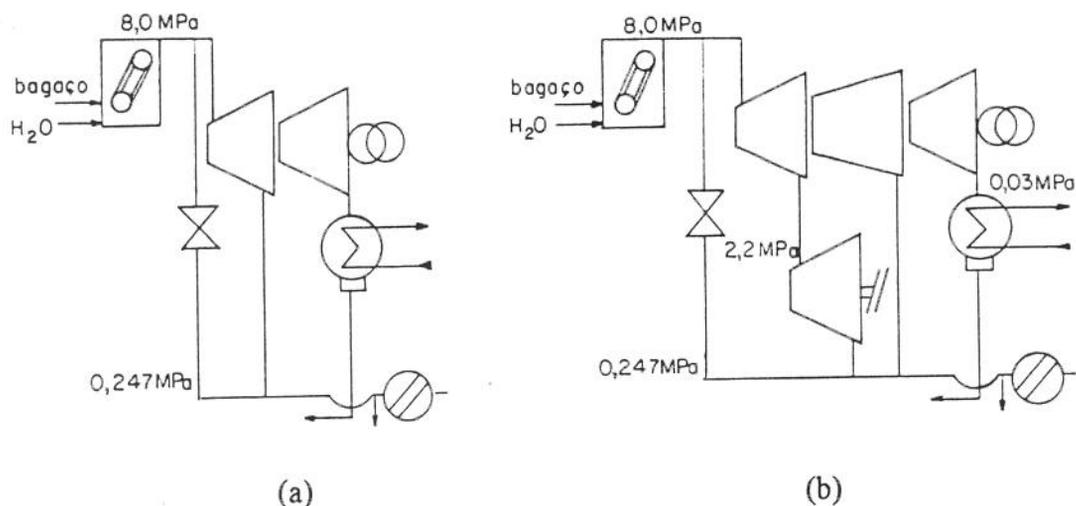


Figura 6.2 Esquema dos sistemas estudados com turbinas de extração-condensação

6.2.3 Gaseificação dos subprodutos da cana e emprego de turbinas a gás

A gaseificação de certos combustíveis pode viabilizar sua utilização em sistemas de potência nos quais as máquinas motrizes principais são turbinas a gás. Um caso particular é o dos sistemas BIG-STIG, propostos desde meados dos anos 80 (LARSON & WILLIAMS, 1987) com o intuito de promover a produção elétrica em larga escala a partir de resíduos agrícolas e/ou colheitas energéticas. No caso do setor sucro-alcooleiro, a matéria-prima principal é o bagaço, embora também seja possível e desejável o emprego das pontas e folhas da cana para a mesma finalidade.

Essa tecnologia ainda não é comercial e algumas unidades piloto estão sendo construídas em vários países do Mundo (WILLIAMS & LARSON, 1992; MUTANEN, 1993; COPERSUCAR, 1994). Ao que se sabe, uma das mais completas experiências nesse sentido está sendo desenvolvida por um consórcio internacional, com a participação de empresas brasileiras; esse consórcio deverá construir um planta para a gaseificação de madeira no interior da Bahia (ELLIOTT, 1994)¹¹.

Duas versões dos sistemas BIG-STIG são propostas para as usinas de açúcar e álcool. A primeira delas considera uma instalação em que uma turbina a gás STIG é a única unidade de produção de potência. Durante o período de safra, vapor de baixa pressão pode ser produzido em uma caldeira de recuperação, a partir do aproveitamento dos gases de exaustão da turbina a gás e da eventual queima suplementar de combustível, alimentando diretamente o processo industrial.

¹¹ "Brazilian Wood BIG-GT Demonstration Project - WBP".

Por outro lado, no período de entre-safra, vapor pode ser produzido para ser injetado na turbina a gás, aumentando a potência produzida e a eficiência térmica da mesma. Nesse caso, os equipamentos do processo industrial que são acionados mecanicamente teriam que ser eletrificados. Essa alternativa será designada neste trabalho como "STIG-GT".

Em uma segunda versão, a turbina a gás pode ser empregada como a máquina de topo de um ciclo combinado. O ciclo a vapor pode ser tanto um sistema de extração-condensação, com uma ou duas extrações, ou mesmo o sistema convencional de potência a vapor, de contra-pressão. Durante a safra, vapor de média pressão precisa ser gerado na caldeira de recuperação para a alimentação do ciclo a vapor "bottoming", enquanto no restante do ano a energia dos gases de exaustão deve ser aproveitada na geração de vapor que é injetado na turbina a gás. Essa alternativa será identificada no presente trabalho como "ciclo combinado".

Um esquema genérico do sistema BIG-STIG é apresentado na Figura 6.3, com identificação dos principais módulos que o constituem: o sistema de pré-gaseificação que prepara a biomassa para a alimentação do gaseificador¹², o gaseificador em si, a turbina a gás, a caldeira de recuperação e o eventual ciclo a vapor.

6.3. Simulação da Operação dos Sistemas

De uma forma geral, a simulação dos sistemas pode ser feita segundo a consideração da operação dos mesmos em regime permanente, com uso de parâmetros médios, ou em regime de carga variável, de acordo com um dado perfil de demanda de vapor e de potência elétrica e/ou mecânica. Para todos os efeitos, para a maioria dos casos práticos¹³, a análise em regime permanente é suficiente e, por sua simplicidade, plenamente justificável. No entanto, em alguns casos, em função dos objetivos do trabalho ou de variações muito acentuadas do perfil da demanda, a análise operacional em regime de carga variável passa a ser necessária.

Em um trabalho anterior (WALTER et alii, 1992), alguns sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão foram simulados sob as duas considerações. A instalação estudada era uma usina de açúcar e álcool de pequeno a médio porte - moagem efetiva de 220 tc/h - para a qual

¹² O sistema pré-gaseificação é constituído de um secador, já que a biomassa que tem cerca de 50% de umidade na condição "in-natura" deve ter umidade entre 15% a 20% na entrada do gaseificador, e um peletizador - no caso dos gaseificadores de leito fixo -, quando a biomassa é requerida compactada e com uniformidade dimensional (LARSON et alii, 1989).

¹³ Como, por exemplo, para boa parte dos trabalhos típicos da área de planejamento energético.

foram adaptados dados de consumo de vapor de um estudo feito pelo IPT (1990)¹⁴. Os resultados alcançados na simulação, em termos das potências elétrica e mecânica produzidas e do consumo de combustível, divergiram, no caso extremo, em não mais do que 5%.

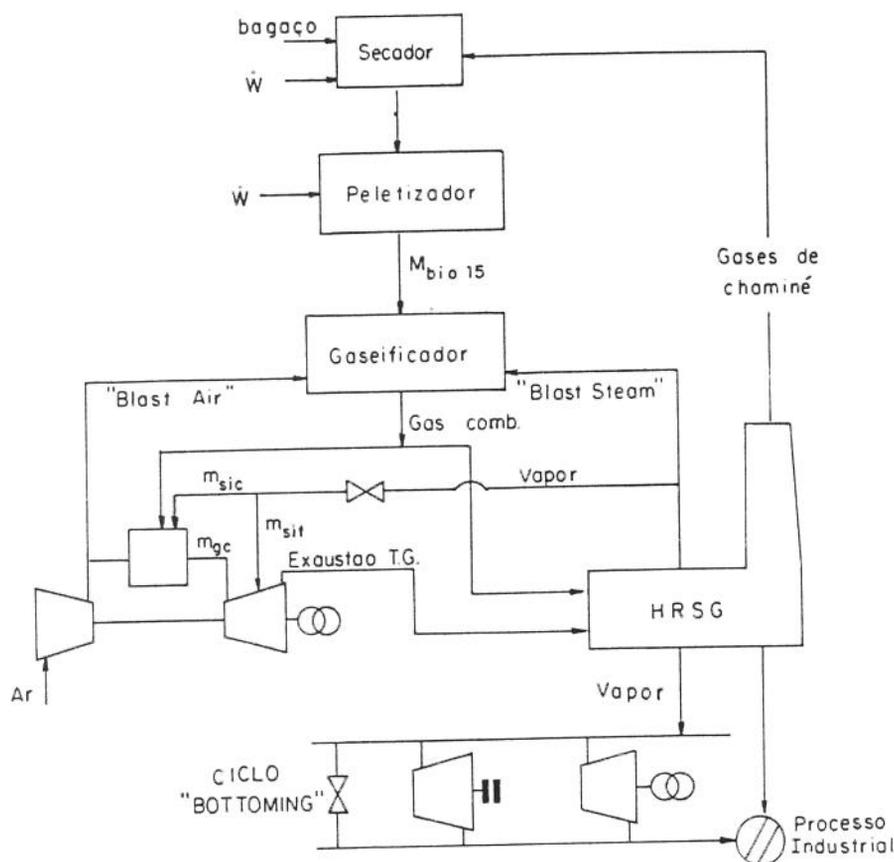


Figura 6.3 Esquema de um sistema BIG-STIG em uma usina de açúcar e álcool

No presente trabalho, dada a construção de um procedimento de cálculo que permitiu a análise da operação dos sistemas de potência a vapor em regime de carga variável, toda a análise feita lançou mão de seus resultados, inclusive quando eram necessários apenas estimativas médias.

Para a simulação foi escolhida uma instalação hipotética de produção de açúcar e álcool, com moagem média efetiva de 300 tc/h, com os seguintes parâmetros característicos: (i) demanda média de vapor de processo equivalente a 500 kg/tc no caso dos sistemas de contra-pressão e demanda de 370 kg/tc¹⁵ no caso dos sistemas de extração-condensação; (ii) demanda média de

¹⁴ Nessa referência, o perfil da demanda de vapor - no processo e nos principais equipamentos, inclusive turbinas - ao longo de um dia típico de operação apresentava oscilações da ordem de 20% entre o valor máximo e mínimo.

¹⁵ De acordo com texto apresentado no Anexo A, 370 kg/tc é a demanda de vapor considerada limite, por alguns analistas, no médio prazo, para as usinas brasileiras.

potência mecânica igual a 15 kW/tch; (iii) demanda média de potência elétrica avaliada em 11,5 kW/tch e (iv) operação durante 3.650 horas ao longo da safra.

O perfil diário do consumo de vapor foi adaptado do estudo do IPT, anteriormente citado, de forma que, na média, fossem observadas as seguintes condições: (i) fluxo de vapor pelas válvulas redutoras de pressão correspondente a 5% da demanda de vapor de processo, com valores instantâneos que variam entre 0 a 20%; (ii) descargas de vapor de escape para a atmosfera, para compensar a geração excessiva em relação às necessidades do processo produtivo, correspondentes a 1% da demanda de vapor de processo, com valores instantâneos entre 0 e 9%; (iii) injeção de água na linha de vapor de baixa pressão de forma que, a cada instante, a temperatura do vapor de processo seja igual a 137 °C, i.e., 10 °C acima da temperatura de condensação no nível de pressão considerado e (iv) consumo de vapor de escape no desaerador equivalente a 4% da efetiva geração de vapor a cada instante.

Na simulação dos sistemas com turbinas de extração-condensação todas as hipóteses acima relacionadas foram empregadas, exceto a consideração de descarga de vapor para a atmosfera. Evidentemente, excessos de vapor na linha de alta pressão em relação à demanda de vapor de baixa podem, em princípio, ser compensados pelo fluxo de vapor que é levado à condensação.

Como o balanço de vapor de baixa pressão varia a cada nova condição operacional¹⁶, os perfis de demanda de vapor foram ajustados, para cada configuração e para cada condição de operação, de forma que as condições acima mencionadas fossem observadas. Assim, embora os perfis das demandas de vapor e de potência sejam iguais para todas as configurações, existem ligeiras diferenças quanto ao perfil de geração de vapor.

A simulação dos sistemas de potência a vapor em regime de carga variável é mais justificável quando esse efeito pode ser convenientemente incorporado à análise da operação dos principais equipamentos: os geradores de vapor e as turbinas. Com esse propósito, curvas típicas de rendimento foram definidas para esses equipamentos, a partir de informações que foram recolhidas junto a fabricantes ou que estão disponíveis na literatura¹⁷. No Anexo B os procedimentos adotados no ajuste dessas curvas são explicitados.

Já no caso da simulação dos sistemas BIG-STIG, as turbinas a gás foram estudadas em operação em regime permanente, em um ponto que, se supõe, corresponde exatamente ao de melhor adequação à eventual adaptação das turbinas a gás aeroderivativas, originalmente

¹⁶ Por exemplo, para uma mesma demanda de vapor de processo, a passagem de um fluxo maior de vapor pela válvula redutora implica na formação de uma mistura, na linha de baixa pressão, a mais alta temperatura. Essa condição requer uma maior quantidade de água no dessuperaquecimento, alterando, por sua vez o balanço na linha de baixa pressão.

¹⁷ A eficiência só foi considerada para as turbinas que acionam os geradores elétricos. As turbinas de acionamento mecânico, em função do maior número, da menor capacidade e da dificuldade que estaria associada à modelagem em regime variável, foram modeladas com estimativas de suas eficiências médias operacionais.

projetadas para a queima de gás natural, para a operação com gás de gaseificação. No Anexo C é feita uma descrição pormenorizada das hipóteses e do equacionamento empregado na simulação desses sistemas.

A Tabela 6.2 sintetiza os principais parâmetros empregados na simulação dos sistemas de cogeração. Os valores escolhidos correspondem à média das usinas paulistas (vide Tabela 6.1), exceto a demanda de energia elétrica, que corresponde à média das usinas filiadas à COPERSUCAR. As eficiências foram tomadas de ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

Tabela 6.2 Síntese dos parâmetros empregados na simulação dos sistemas de cogeração

Parâmetro	Config.1	Config.2	Config.3	Config.4	Config.5	Config.6	BIG-STIG*
Princípio do sistema							
TV de contra-pressão	Sim	Sim	Sim	Sim			Sim
TV - 1 extração-condensação					Sim		
TV - 2 extrações-condensação						Sim	
Acionamento das moendas	mecânico	mecânico	mecânico	elétrico	elétrico	mecânico	mecânico
Geração de vapor							
Pressão [MPa]	2,2	2,2/6,2	6,2	6,2	8,1	8,1	2,1
Temperatura [°C]	300	300/450	450	450	470	470	280
Eficiência nominal do gerador	0,80	0,80/0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,80
Demandas médias							
Potência elétrica [kWh/tc]	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
Potência mecânica [kWh/tc]	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Vapor de processo [kg/tc]	500	500	500	500	370	370	370
Eficiência nominal das TVs							
de geração elétrica	0,66	0,66/0,75	0,75	0,75	0,74	0,70	0,66
de acionamento mecânico	0,43	0,43	0,43	---	---	0,43	0,43
Pressão de processo [MPa]	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247	0,247

* Ciclo "bottoming" a vapor da instalação BIG-STIG em ciclo combinado

6.4 Características dos Sistemas

6.4.1 Características dos sistemas de potência a vapor

Os sistemas de potência a vapor têm seu desempenho afetado, do ponto de vista termodinâmico, por certos parâmetros de projeto. O rendimento térmico¹⁸, por exemplo, para um instalação simples¹⁹, é função (i) do nível de pressão e da temperatura do vapor gerado, (ii) do nível de pressão no escape das turbinas e (iii) da eficiência das turbinas a vapor.

Nos sistemas de potência a vapor a determinação da pressão e da temperatura de geração do vapor afeta tanto o desempenho termodinâmico da instalação quanto as condições relativas ao vapor de escape. No caso dos sistemas de cogeração essas condições podem ser traduzidas, por um lado, na maximização da relação potência/calor - σ - e, por outro, no atendimento da restrição associada à mínima temperatura - ou mínimo título - do vapor de processo.

O índice de produção combinada, também simplesmente designado relação potência/calor, é uma relação entre a potência e o calor de processo produzidos na operação de um sistema de cogeração, ou seja:

$$\sigma = W / Q_p \quad (1)$$

onde:

W = potência produzida pela instalação [kW] e

Q_p = fluxo de calor de processo [kJ/s]

A Figura 6.4 apresenta os resultados da simulação feita, para três diferentes valores de eficiência da turbina de geração elétrica, para o sistema designado "configuração 1", mostrando o efeito da pressão de geração do vapor sobre a relação potência/calor.

MARECKI (1988) afirma que a relação potência/calor tem, na prática, uma região de ótimo que corresponderia à solução mais adequada do ponto de vista termodinâmico. Ocorre que, como será visto logo mais, a solução que leva à maximização do desempenho implica, quase sempre, em problemas quanto ao vapor de processo e à própria operação da turbina a vapor.

¹⁸ O rendimento térmico é a relação entre a potência líquida produzida e o calor fornecido.

¹⁹ Sem regeneração e sem reaquecimento do vapor, procedimentos que não são justificáveis, do ponto de vista econômico, em instalações de potência de pequeno porte.

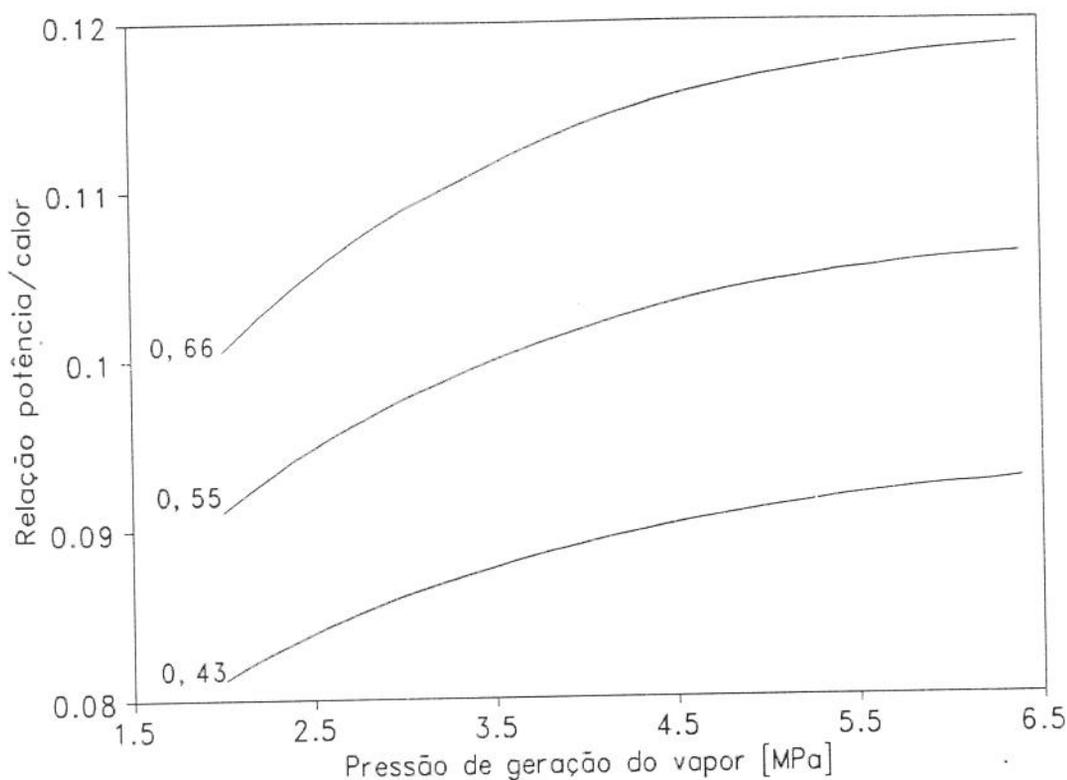


Figura 6.4 Efeito da pressão de geração do vapor sobre a relação potência/calor

As tendências apresentadas na Figura 6.4 podem ser explicadas pelas características termodinâmicas de um ciclo de potência a vapor. OLIVA RUIZ (1991) mostra que a relação potência/calor é função do rendimento térmico do ciclo termodinâmico e das várias eficiências de uma instalação de potência a vapor²⁰:

$$\sigma = (\eta_t \cdot \eta_{is} \cdot \eta_m \cdot \eta_{gel}) / (1 - \eta_t \cdot \eta_{is}) \quad (2)$$

onde

η_t \equiv rendimento térmico do ciclo termodinâmico

η_{is} \equiv eficiência isoentrópica de expansão da turbina a vapor

η_m \equiv eficiência mecânica

η_{gel} \equiv eficiência do gerador elétrico

Assim, como a pressão de geração do vapor afeta o rendimento térmico do ciclo termodinâmico, para os demais parâmetros constantes, quanto maior a pressão do vapor gerado

²⁰ Deve-se notar que a expressão (2) relaciona potência ao calor rejeitado e não propriamente ao calor de processo.

maior a relação potência/calor. A tendência assintótica verificada na Figura 6.4 é explicada pela "lei de ganhos decrescentes", i.e., variações proporcionalmente menores do rendimento térmico na medida em que cresce a pressão máxima do ciclo (HAYWOOD, 1980).

Já a existência de uma região de máximo, reportada por MARECKI (1988), pode ser explicada pelo seguinte fato: a contínua elevação da pressão do vapor gerado, para um dado valor de temperatura, resulta na redução da eficiência operacional da turbina - η_{is} -, anulando, conseqüentemente, os ganhos de rendimento térmico²¹.

As Figuras 6.5 e 6.6 mostram, para um sistema representado pela "configuração 1", o efeito da pressão e da temperatura de geração do vapor com respeito ao estado termodinâmico do vapor de processo²², para três diferentes valores da eficiência de expansão isoentrópica das turbinas de geração elétrica. Para o atendimento de restrições quanto ao estado do vapor de processo - temperatura mínima -, considerando todos os demais parâmetros constantes, quanto maior for a eficiência da turbina, maior deverá ser a temperatura, ou menor a pressão, do vapor gerado.

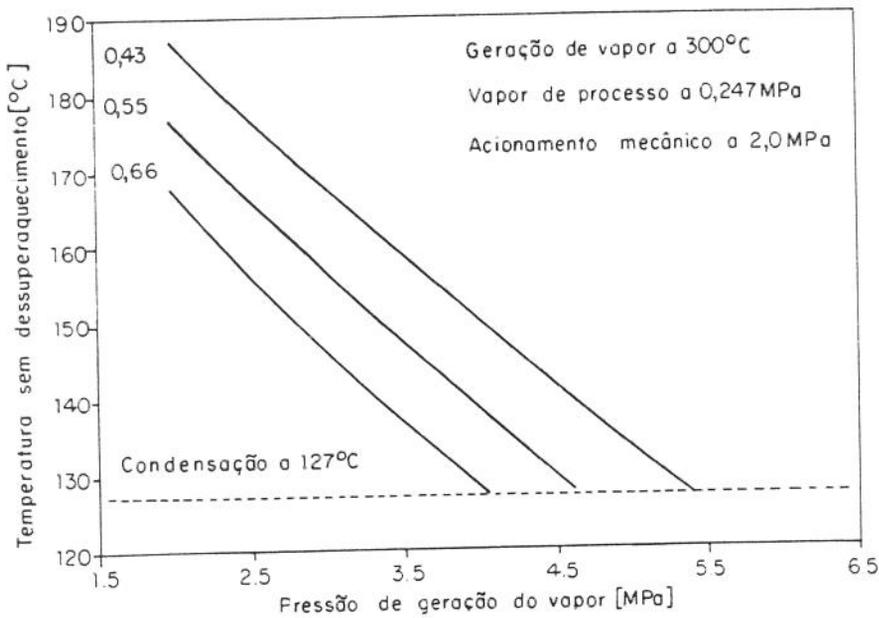


Figura 6.5 Efeito da pressão de geração do vapor sobre o estado do vapor de processo

²¹ Esse fato não é observado na Figura 6.4 porque a simulação foi feita segundo a consideração de eficiência de expansão isoentrópica constante.

²² O fluxo de vapor de processo é formado, nesse caso, pela mistura dos fluxos de escape das turbinas de geração elétrica e de acionamento mecânico. Poderia haver, também, um fluxo adicional proveniente da válvula redutora de pressão.

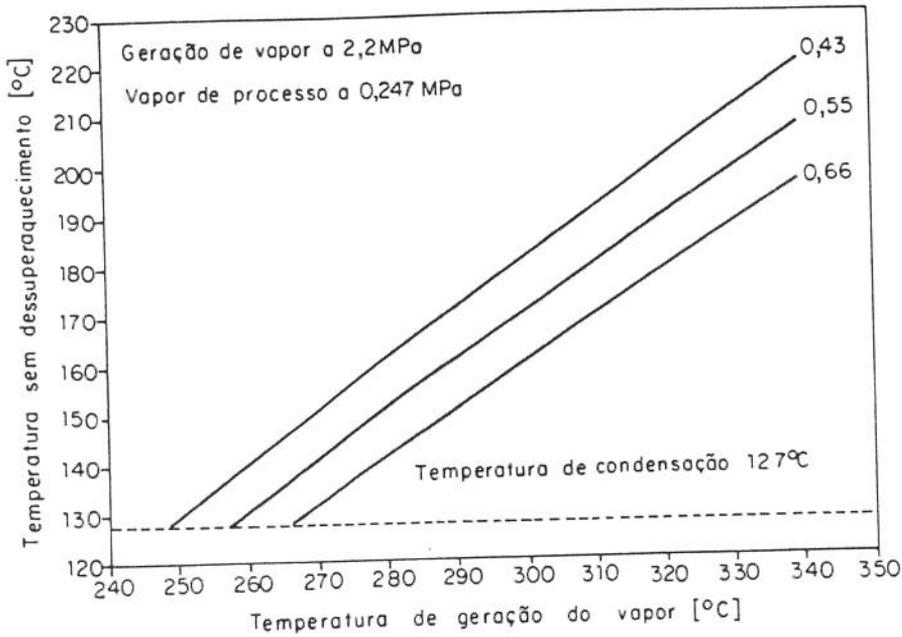


Figura 6.6 Efeito da temperatura de geração do vapor sobre o estado do vapor de processo

A comparação entre as Figuras 6.4 e 6.5 mostra que a solução que leva à maximização do desempenho do ponto de vista termodinâmico não é compatível, como na maioria dos casos práticos, com as restrições operacionais do sistema. A viabilização de pressões mais elevadas na geração de vapor iria requerer, necessariamente, a elevação da temperatura correspondente.

No entanto, uma instalação de potência a vapor tem seu custo unitário - investimento por unidade de potência instalada - bastante influenciado pelo fator de escala. Como um sistema que opera com biomassa não pode ser de grande capacidade, condição que requereria alto consumo de combustível que teria, por sua vez, que ser transportado, a custos proibitivos, a largas distâncias, a solução usual é a redução dos custos de capital pelo emprego de equipamentos de menor custo²³.

No caso específico do setor sucro-alcooleiro, outro ponto interessante a ser comentado diz respeito ao acionamento mecânico das moendas, facas, desfibradores e bombas e ventiladores de grande porte, face à baixa eficiência do conjunto de turbinas utilizado. O efeito da demanda de potência mecânica sobre o potencial de geração elétrica é representado na Figura 6.7 para uma instalação similar à "configuração 1". Apenas a título ilustrativo foram simuladas duas condições: a curva **A** representa a situação em que a eficiência da turbina de geração elétrica foi considerada constante enquanto a curva **B** representa a situação que considera uma curva de eficiência em função das variações do fluxo de massa pela turbina.

²³ Em geral, geradores de vapor que operam a menor pressão e temperatura e turbinas menos eficientes.

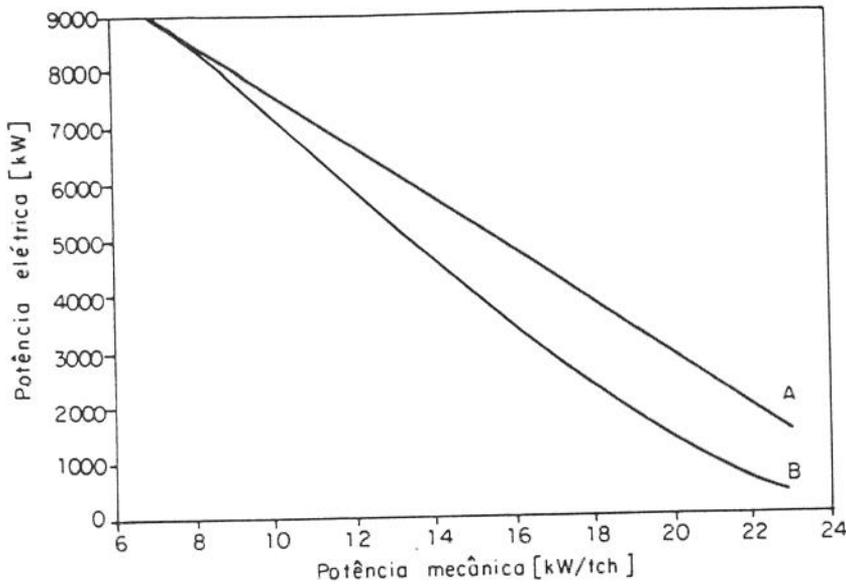


Figura 6.7 Efeito da demanda de potência mecânica sobre o potencial de geração elétrica

Como os sistemas de acionamento mecânico são muitas vezes mantidos inalterados mesmo quando da realização de investimentos que permitem a elevação da pressão e da temperatura de geração do vapor, é interessante observar o efeito desses sistemas, nas condições citadas, sobre a produção de potência elétrica. A Figura 6.8 apresenta a influência da pressão do vapor na alimentação dos sistemas de acionamento mecânico em uma planta em que as demandas de vapor de processo e de potência mecânica são tomadas invariáveis, iguais a 500 kg/tc e 15 kWh/tc, respectivamente. Na simulação não foi considerada a expansão do vapor em válvulas redutoras de pressão, entre o estado de geração e a pressão de alimentação dos sistemas.

Evidentemente a substituição dos sistemas de acionamento mecânico é muitas vezes anti-econômica. No entanto, como pode ser observado na figura abaixo, o maior comprometimento de vapor na medida em que se aumenta a diferença de pressões entre a geração e a alimentação das turbinas prejudica sobremaneira a disponibilidade de vapor para a produção de potência elétrica.

6.4.2 Características específicas dos sistemas com turbinas de contra-pressão

A Figura 6.9 ilustra o efeito, sobre a geração de potência elétrica e sua eficiência de geração, da pressão de vapor de processo em um sistema de cogeração representado pela "configuração 1", com demanda de vapor de processo equivalente a 500 kg/tc e demanda de potência mecânica igual a 15 kWh/tc. Nas usinas brasileiras, tal qual apresentado na Tabela 6.1, não existe grande diferenciação quanto à pressão de vapor de processo - usualmente 0,247 MPa -, o mesmo ocorrendo a nível internacional (BOUVET, 1991). Cabe notar que, além de dificuldades técnicas, o rebaixamento da pressão de processo como recurso à viabilização de uma maior geração de

potência pode ser anti-econômico face à necessidade de substituição de parte dos equipamentos industriais consumidores de vapor de escape e ao significativo aumento das áreas de troca de calor.

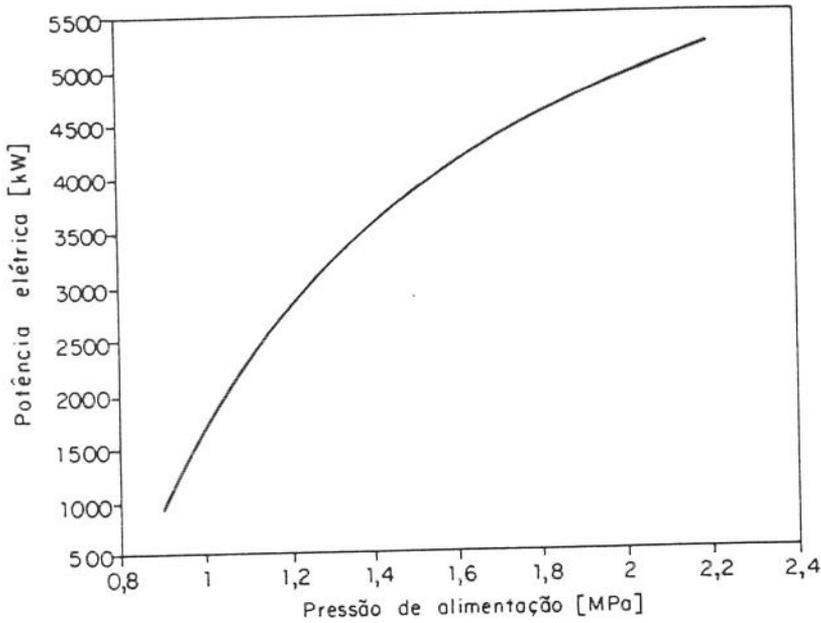


Figura 6.8 Efeito da pressão de alimentação dos sistemas de acionamento mecânico sobre o potencial de geração elétrica

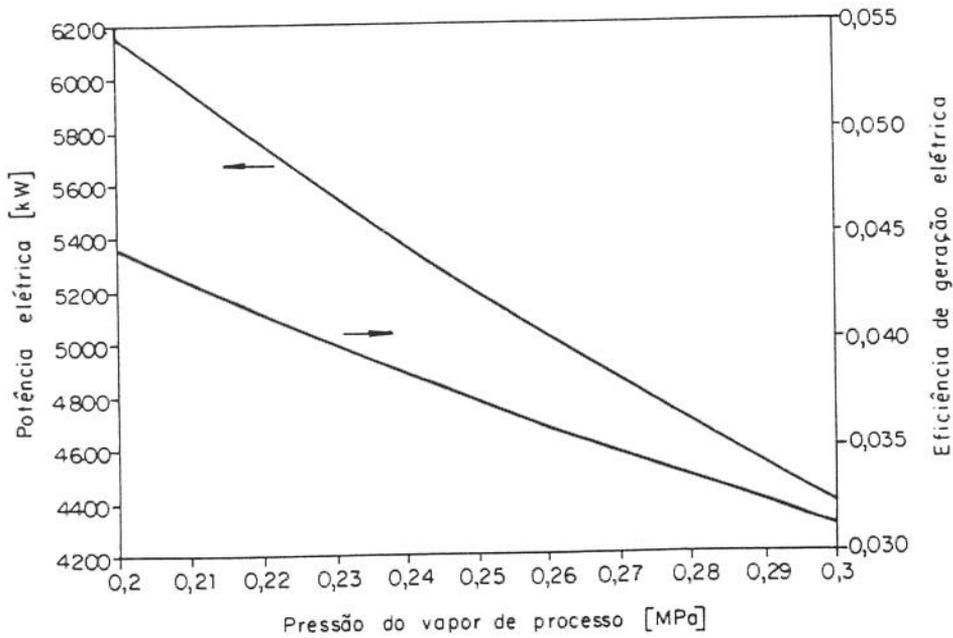


Figura 6.9 Efeito da pressão de vapor de processo sobre a geração de potência e sua eficiência

A demanda de vapor de processo afeta a produção de potência de um sistema de cogeração com turbinas de contra-pressão. As usinas brasileiras apresentam demanda de vapor na faixa de 400 a 600 kg/tc (ver Tabela 6.1), valores que são bastante similares à média internacional. A demanda de vapor de processo é função de uma série de parâmetros que caracterizam a operação e o projeto da usina e sofre alterações, ao longo da safra, em função de variações do teor de umidade e do teor de fibra da cana (NOGUEIRA, 1987). Uma discussão mais aprofundada sobre a demanda de vapor de processo é feita no Anexo A.

Na Figura 6.10 é apresentado o efeito da demanda de vapor de processo sobre a disponibilidade de potência elétrica e sobre a relação potência/calor em um sistema equivalente ao da "configuração 1".

A elevação da demanda de vapor de processo como recurso ao incremento da produção de potência elétrica não é justificável por dois motivos: (i) face aos desequilíbrios que existiriam entre a disponibilidade e a demanda de bagaço, causando déficit de bagaço ao longo da safra; e (ii) porque, como será discutido no próximo capítulo, a economicidade dos sistemas de cogeração de pequeno porte depende muito da venda de bagaço excedente.

Em um sistema de cogeração com turbinas de contra-pressão, muito mais do que em sistemas com turbinas de extração-condensação, o desempenho é afetado por desequilíbrios entre as linhas de pressão. Os desequilíbrios entre as demandas de vapor de alta e baixa pressão são compensados pelas expansões em válvulas redutoras de pressão e/ou por descargas de vapor de escape para a atmosfera.

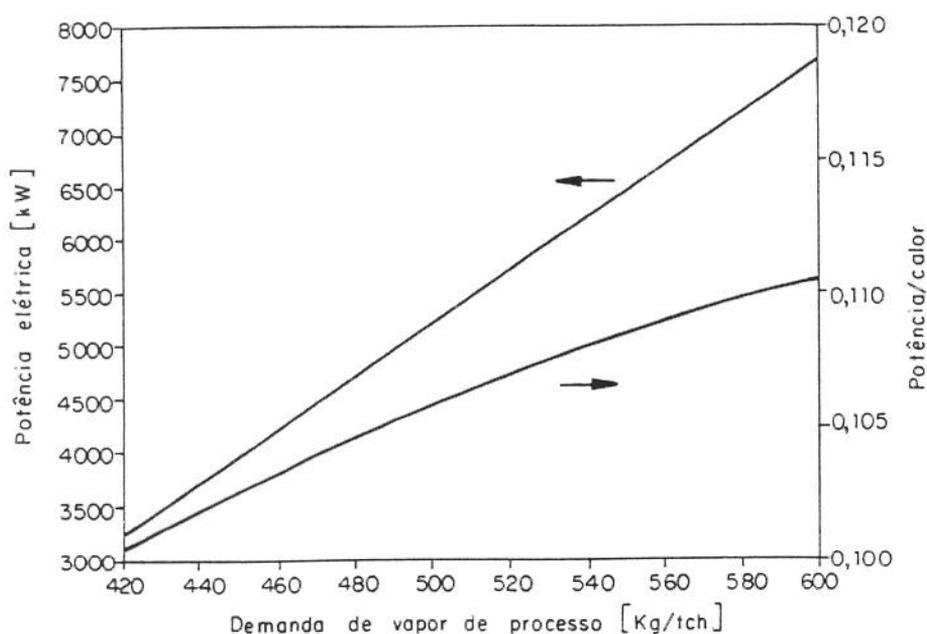


Figura 6.10 Efeito da demanda de vapor de processo sobre a geração de potência

A Figura 6.11 apresenta, para o sistema designado "configuração 1", o efeito dos desequilíbrios entre as linhas de alta e baixa pressão - geração e escape, respectivamente - sobre a potência elétrica gerada. O desequilíbrio é indicado como uma fração da massa de vapor gerado: valores negativos correspondem à expansão pela válvula redutora enquanto valores positivos correspondem à fração descarregada para a atmosfera.

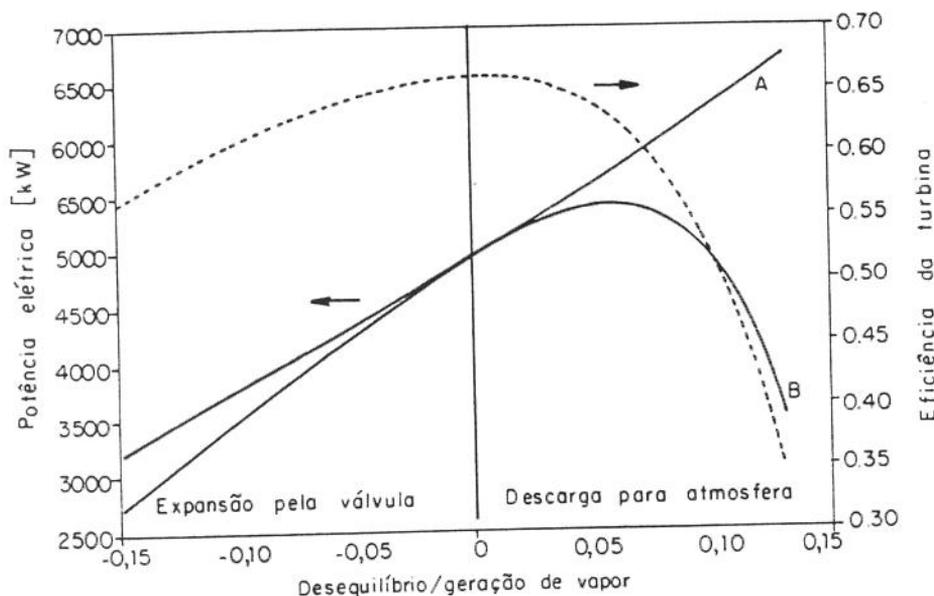


Figura 6.11 Efeito do desequilíbrio entre linhas de pressão de vapor sobre a geração de potência elétrica em um sistema de cogeração com turbinas de contra-pressão - "configuração 1"

A curva A representa a solução na qual os aspectos dinâmicos da turbina a vapor não foram considerados, i.e., não foi considerada a curva de eficiência da turbina de geração elétrica, tendo sido imputado, para qualquer condição operacional, seu valor nominal. A curva B, por sua vez, indica a geração de potência real, considerada a curva de eficiência de uma turbina a vapor na qual o controle da potência é feito pelo estrangulamento do vapor na alimentação. A simulação foi feita segundo a hipótese de que o fluxo nominal da turbina a vapor coincide com o perfeito equilíbrio entre as linhas de pressão. A linha tracejada na Figura 6.11 representa a curva de eficiência da turbina nas condições citadas.

6.4.3 Características dos sistemas de extração-condensação

A construção de um sistema a vapor de extração-condensação, que pode e deve operar ao longo de todo o ano e é propositalmente dimensionado para uma maior capacidade de produção de potência, justifica o emprego de caldeiras aptas à operação com vapor à maior pressão e temperatura. Em outras regiões do Mundo existem sistemas do gênero para até 10 MPa (ver Capítulo 5); no Brasil, estudos de viabilidade estão sendo feitos com a consideração de 8,0 MPa.

Em relação aos sistemas que contam com turbinas de contra-pressão, os sistemas de cogeração com turbinas a vapor de extração-condensação apresentam maior flexibilidade operacional. Tomada a relação potência/calor como parâmetro indicativo dessa característica, pode-se observar na Figura 6.12 a ampla faixa de variação operacional, em função dos ajustes possíveis nos fluxos de extração e de condensação. A Figura 6.12 corresponde à simulação de uma turbina com uma só extração automática e condensação.

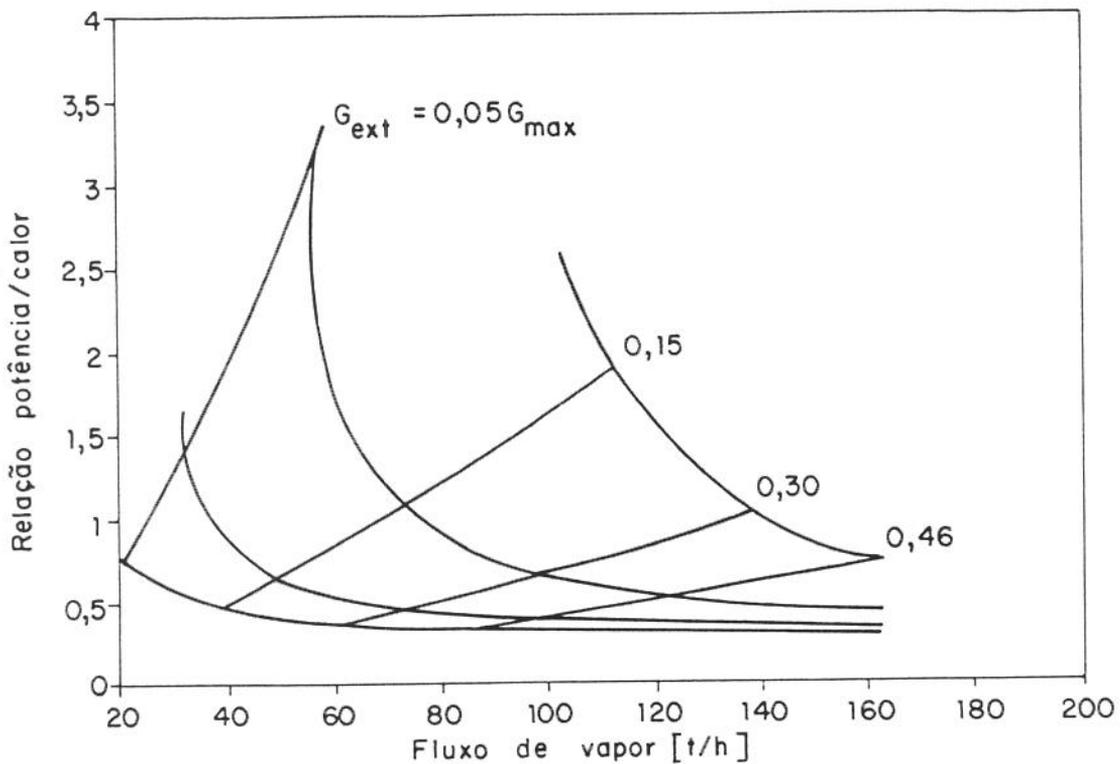


Figura 6.12 Dependência da relação potência/calor e o fluxo máximo de vapor em uma turbina com uma extração automática e condensação do fluxo remanescente

Uma turbina de extração-condensação se aproxima de uma turbina de contra-pressão na medida em que o fluxo de vapor que é levado à condensação é minimizado²⁴. Por outro lado, existe um fluxo máximo que pode ser levado à condensação, acima do qual a turbina opera sobrecarregada, com alteração do perfil de pressões do vapor ao longo da máquina e perda de rendimento. A operação com sobrecarga não foi considerada nas simulações realizadas neste trabalho²⁵.

Já o fluxo de extração pode, em princípio, variar dentro de uma ampla faixa, desde a extração nula até um valor bastante próximo do fluxo máximo total. As hipóteses consideradas na definição da turbina de simples extração e condensação são explicitadas no Anexo B.

A eficiência de geração elétrica dos sistemas de extração-condensação é significativamente superior ao verificado nos sistemas de contra-pressão e é tanto maior quanto maior for a fração do fluxo máximo total de vapor que é levado à condensação. Do ponto de vista termodinâmico tal resultado é compreensível, dada a redução da temperatura média de rejeição de calor do ciclo, o que permite a elevação do seu rendimento térmico. A faixa possível de eficiências para o sistema correspondente à "configuração 5" é apresentada na Figura 6.13.

Nas instalações de potência do setor sucro-alcooleiro, uma turbina de dupla extração automática e condensação pode ser escolhida como máquina motriz, de sorte que a primeira extração possa possibilitar a alimentação dos sistemas de acionamento mecânico e a segunda extração complementar a demanda de vapor de processo. O fluxo remanescente de vapor é então levado à condensação.

Dado que existe um fluxo mínimo de vapor obrigatório pelo corpo de baixa pressão, uma importante característica dessas turbinas está na existência de um campo operacional possível para a segunda extração. Para esse tipo de máquina, quanto maior for a extração de vapor para acionamento mecânico, menor deverá ser a extração no nível da pressão de processo, o que está de acordo com a lógica de complementariedade da segunda extração. Resta verificar se as faixas operacionais de uma dada turbina são condizentes com as necessidades do processo industrial, o que significa que o dimensionamento da instalação requer um certo cuidado.

²⁴ Para cada máquina existe a especificação de um fluxo de condensação mínimo, para que sejam evitados problemas de superaquecimento do corpo de baixa pressão.

²⁵ Para a turbina considerada na configuração 5, o fluxo de condensação mínimo equivale a 8% do fluxo máximo total - G_{max} - enquanto o fluxo máximo de condensação foi especificado em 54% do fluxo máximo total, conforme valores sugeridos por SCHEGLIÁIEV (1985).

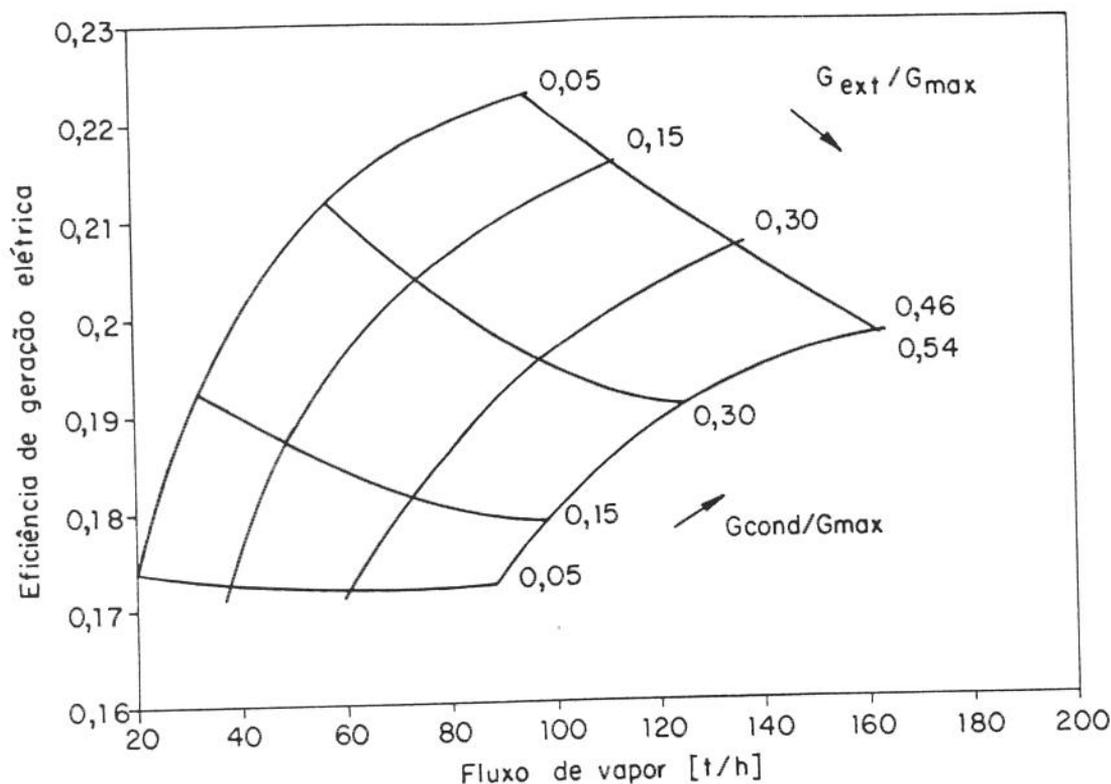


Figura 6.13 Eficiência de geração elétrica em um sistema de cogeração com turbina de simples extração automática e condensação

Dado que as turbinas de acionamento mecânico são, de uma forma geral, muito menos eficientes do que as turbinas automáticas de extração-condensação, o emprego de dupla extração, ao invés de uma única extração no nível da pressão de processo, redundará numa substancial perda de eficiência na geração de potência elétrica.

6.4.4 Características dos sistemas BIG-GT

Os sistemas BIG-GT são considerados de grande potencial face à possibilidade de viabilização, em plantas de pequeno porte, de instalações de baixo custo unitário - US\$/kW instalado -, com eficiências de produção de eletricidade superiores às dos ciclos convencionais a vapor.

A proposição de que turbinas a gás aeroderivativas sejam utilizadas nos ciclos BIG-GT deve-se a um certo número de fatores que fazem com que essas máquinas sejam mais adequadas, para essa finalidade, em relação às turbinas "heavy-duty". Devem ser considerados os seguintes pontos como mais relevantes: (i) sua maior eficiência térmica, (ii) sua manutenção mais simples, (iii) os custos unitários mais baixos e (iv) a maior facilidade de acomodação de um fluxo mássico maior do que o nominal, permitindo a injeção de vapor sem maiores dificuldades (WILLIAMS & LARSON, 1992). No presente estudo, para a análise da viabilidade e dos efeitos de escala, foram

consideradas três turbinas de diferentes capacidades: a LM 1600 PB, a LM 2500 PH e a LM 5000 PD.

A gaseificação da biomassa pode ocorrer em sistemas atmosféricos ou em sistemas pressurizados. Esses últimos, em princípio, deveriam ser mais vantajosos para as finalidades aqui discutidas, uma vez que a potência associada à posterior compressão do gás combustível poderia ser dispensada. Essa característica, no entanto, não confere, necessariamente, uma vantagem aos gaseificadores pressurizados do ponto de vista econômico. O projeto WBP, desenvolvido pelo consórcio no qual participam empresas brasileiras, e o projeto "Biomass Gasifier Facility - BGF", financiado pelo "Department of Energy" do Governo dos Estados Unidos, estudam tanto as alternativas com gaseificadores atmosféricos quanto pressurizados²⁶. Em um contexto de significativa oferta de biomassa a baixo custo é possível, inclusive, que os gaseificadores pressurizados não venham a ser competitivos (MACEDO, 1994).

Dentro dos princípios conhecidos, os gaseificadores de leito fixo e os de leito fluidizado são os que apresentam maior viabilidade comercial dentro de um horizonte de curto a médio prazos. Os esforços de desenvolvimento tecnológico, no momento, têm estado mais voltados aos gaseificadores de leito fluidizado, em função de sua maior flexibilidade quanto às características dos combustíveis e de sua maior produção em relação aos gaseificadores de leito fixo (MUTANEN, 1993). No entanto, são os gaseificadores de leito fixo que apresentam, no presente, maior adequação para o acoplamento com turbinas dada sua simplicidade, a baixa emissão de materiais particulados e a relativa facilidade com que os álcalis podem ser controlados (WILLIAMS & LARSON, 1992).

Antecedendo o processo de gaseificação, a biomassa deve ser tratada para que tenha sua umidade reduzida e, no caso de emprego dos gaseificadores de leito fixo, para que seja compactada. Essas etapas implicam em uma elevada demanda de potência - da ordem de 7 a 30% da potência elétrica produzida pelo sistema, segundo as simulações realizadas, dependendo da turbina considerada e de seu regime operacional²⁷.

O ar de gaseificação - "blast-air" - é extraído do compressor da turbina. A quantidade de ar extraído é determinante, tanto do ponto de vista da produção de gás quanto do desempenho da

²⁶ No caso do projeto WBP, o gaseificador atmosférico estudado é um desenvolvimento da empresa finlandesa TPS Termiska Processor AB enquanto o pressurizado corresponde a um desenvolvimento de uma "joint-venture" chamada Bioflow. O projeto BGF deverá testar as tecnologias Batele (atmosféricos) e IGT (pressurizados). O desenvolvimento das unidades em escala piloto será feito com uso da tecnologia que apresentar maior viabilidade (ELLIOTT, 1994; COPERSUCAR, 1994).

²⁷ Embora a potência por unidade de massa de biomassa nas etapas de secagem e peletização seja assumida constante.

turbina, e é um dos parâmetros mais importantes no procedimento de simulação²⁸. Já o fluxo de vapor injetado no gaseificador - "blast-steam" -, que visa tanto o controle da temperatura do leito abaixo do ponto de fusão das cinzas quanto o apoio à conversão do carbono fixo (LARSON et alii, 1989), provem da caldeira de recuperação. Os requerimentos de "blast-air" e "blast-steam" são característicos de cada processo de gaseificação.

A queda do fluxo mássico pela turbina a gás, em função das extrações de ar, tende a ser compensada pela necessidade de queima de uma maior quantidade de gás de gaseificação²⁹, de menor poder calorífico do que o gás natural. Para a simulação realizada, nas condições de operação especificadas, os fluxos mássicos se mostraram aproximadamente iguais nas duas situações comparadas.

Um certo número de restrições operacionais devem ser observadas na operação dos sistemas BIG-STIG. Essas restrições estão associadas ao perfil de temperaturas dos gases ao longo da caldeira de recuperação³⁰, às extrações mínimas de "blast-air" e à demanda de vapor de processo, que é atendida pelo fluxo de baixa pressão gerado na caldeira de recuperação.

À Figura 6.14 mostra, para a turbina LM 5000 PD operando em ciclo combinado, o comportamento das curvas de potência produzida pela turbina a gás e de potência líquida do sistema BIG-STIG³¹ - sem o computo da potência do sistema "bottoming" a vapor. Na mesma figura é plotada a curva de disponibilidade do vapor de baixa pressão para o processo, em função das extrações de "blast-air" do compressor. A região **A** identifica uma faixa de infactibilidade operacional dado que as extrações de ar não são suficientes para a produção do gás combustível na quantidade requerida pela turbina. A região **B**, por sua vez, indica uma zona de infactibilidade associada ao não atendimento da temperatura mínima de exaustão dos gases da caldeira de recuperação. A restrição do "pinch-point", para as hipóteses formuladas no caso estudado, se mostrou redundante³².

Pode-se observar na Figura 6.14 que, a partir do instante em que se faz necessária a queima auxiliar de combustível na caldeira de recuperação - ponto C na Figura 6.14 -, a potência requerida pelo sistema pré-gaseificador passa a ser proporcionalmente maior em relação à

²⁸ Ver no Anexo C o equacionamento desenvolvido para a simulação e as restrições operacionais que são impostas à solução do sistema em seu conjunto.

²⁹ Para que o perfil de temperaturas do gás ao longo da expansão seja aproximadamente mantido, em uma comparação entre a operação com gás natural e gás de gaseificação.

³⁰ Restrições associadas à diferenciais e valores mínimos de temperatura, como em qualquer sistema de recuperação de calor.

³¹ A potência líquida do sistema BIG-STIG é calculada como sendo a diferença entre a potência elétrica produzida pela turbina a gás em relação às potências de secagem e peletização requeridas pelo sistema de preparo da biomassa.

³² Ver Anexo C.

potência produzida pela turbina a gás. A queima auxiliar pode ocorrer, em primeiro lugar, devido à necessidade de geração de uma quantidade maior de vapor de baixa pressão para o processo industrial e, em menor monta, à satisfação das restrições operacionais da caldeira de recuperação.

Se houver um projeto adequado do sistema, principalmente no que diz respeito às restrições operacionais da caldeira de recuperação, reduções substanciais da demanda de vapor de processo podem permitir uma maior produção de potência por parte da turbina a gás. De acordo com os resultados apresentados na Figura 6.14, no entanto, para que a turbina a gás pudesse produzir 40 MW³³ - seria preciso uma redução da demanda de vapor para valores inferiores a 250 kg/tc, abaixo inclusive do que é considerado tecnicamente factível nesse tipo de indústria³⁴.

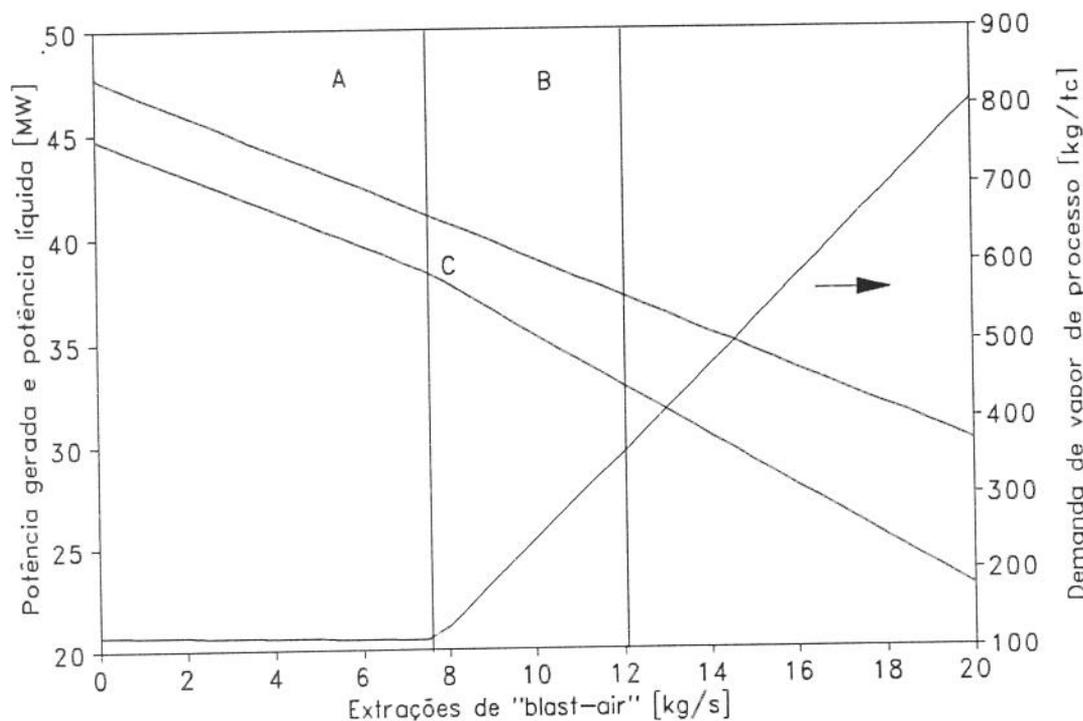


Figura 6.14 Padrão operacional de um sistema BIG-STIG em ciclo combinado em uma usina de açúcar e álcool

Portanto, a implantação de um sistema BIG-STIG em usinas de açúcar e álcool requer a realização de um esforço de redução da demanda de vapor de processo, em relação às condições atuais, não só para que possa haver uma elevação da produção de potência como também, como será visto no próximo item, para que sejam evitados déficits pronunciados de biomassa.

³³ De acordo com as simulações feitas, 40 MW é a potência produzida pela turbina LM 5000, operando com gás natural e sem injeção de vapor (ver Tabela C.1).

³⁴ Ver Anexo A.

6.5 Resultados da Simulação

A Figura 6.15 apresenta, para uma usina com moagem média efetiva de 300 tc/h, os resultados obtidos na simulação dos sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão. O diagrama correlaciona o excedente elétrico³⁵ com o excedente de bagaço, avaliado em relação à sua disponibilidade³⁶. As pontas indicam as soluções correspondentes a determinadas demandas de vapor de processo; uma linha contínua indica as soluções que foram empregadas na análise econômica posteriormente realizada, i.e., a operação dos sistemas em atendimento à uma demanda de vapor de processo equivalente a 500 kg/tc.

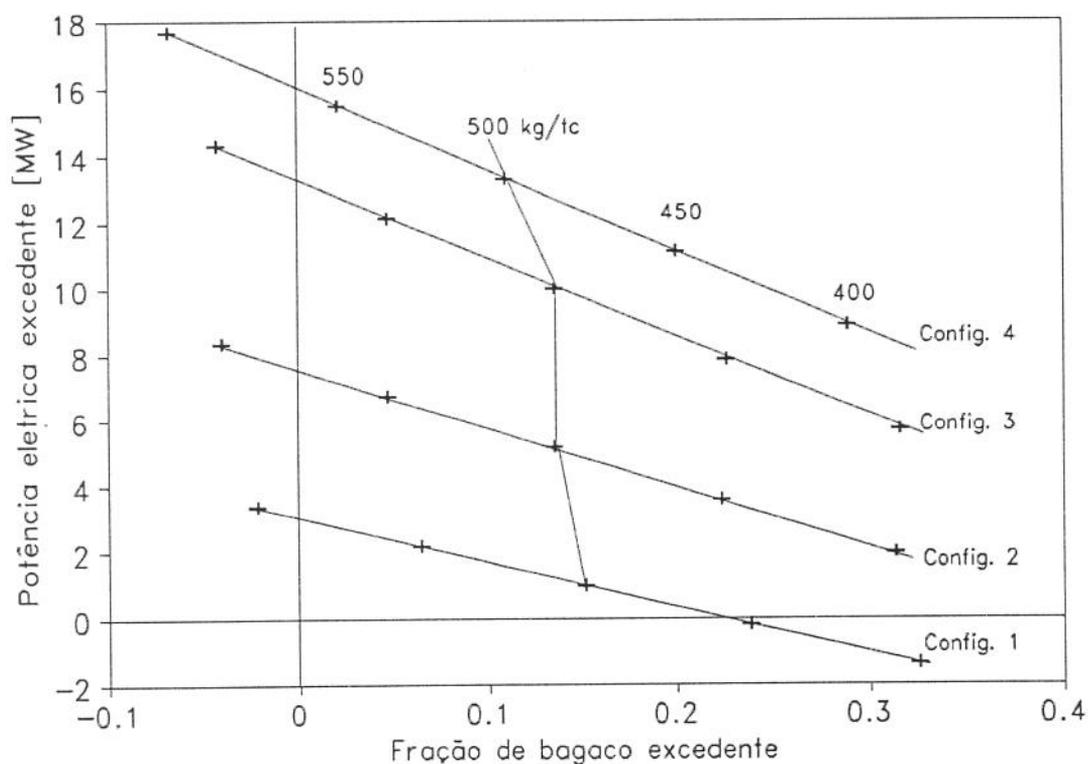


Figura 6.15 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação de sistemas de contra-pressão

³⁵ Geração menos a demanda do processo produtivo, avaliada a partir dos índices 11,5 kWh/tc para a demanda elétrica e 15,0 kWh/tc para a demanda de potência mecânica.

³⁶ A disponibilidade de bagaço é calculada a partir de uma estimativa do teor de fibras da cana-de-açúcar - 13,25% - e da umidade do bagaço "in-natura" - 50%. Considera-se que 5% do bagaço seja reservado às operações de partida do sistema, no início da safra ou quando de eventuais paradas.

Para as configurações consideradas é possível a produção simultânea de excedentes elétricos e de bagaço, desde que a demanda de vapor de processo não seja muito elevada. Pode-se notar na figura que a configuração que reflete a atual tendência de investimentos - "configuração 1" - permite pequena margem de excedentes elétricos e a produção de cerca de 15% de excedentes de bagaço. Os excedentes de bagaço, evidentemente, dependem do teor de fibras da cana, da demanda de vapor de processo e da eficiência do processo de geração de vapor.

A Figura 6.16 apresenta, para os sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão, o comportamento da produção elétrica - em kWh/tc - em função da demanda de vapor de processo. Para a "configuração 4" duas linhas são identificadas: a superior indica a produção elétrica total enquanto a linha inferior exclui a eletricidade destinada à substituição do acionamento mecânico.

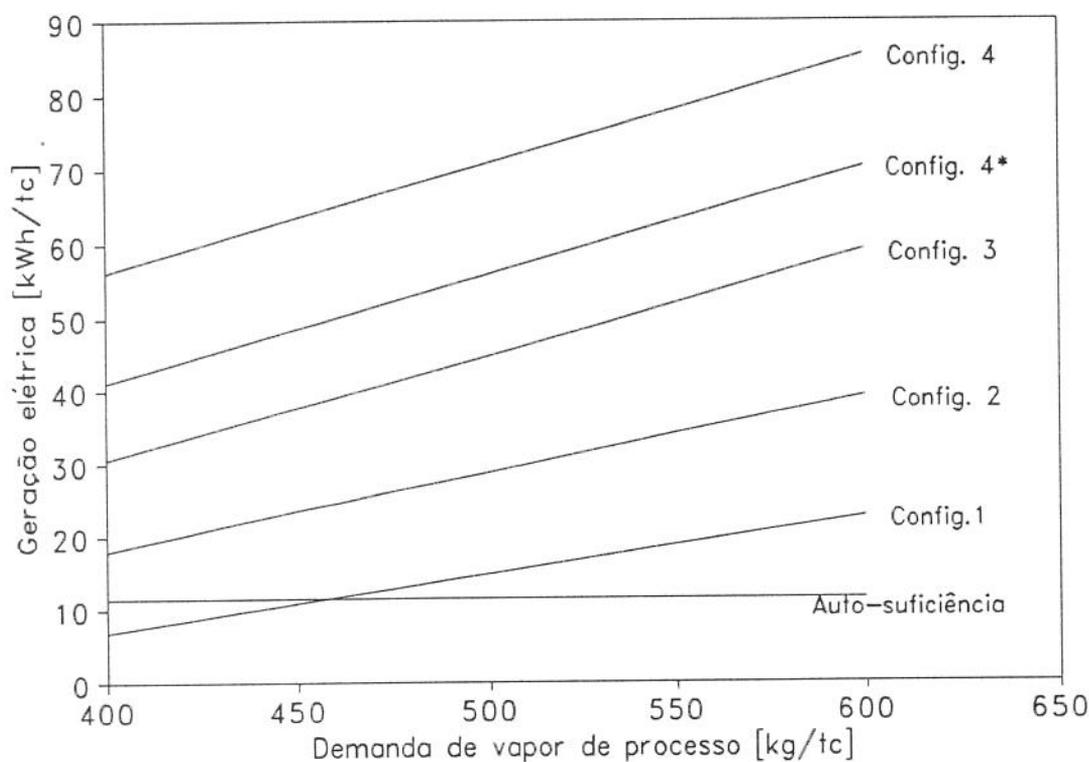


Figura 6.16 Sistemas de contra-pressão: geração elétrica em função da demanda de vapor de processo

Os resultados da simulação dos sistemas de extração-condensação na operação ao longo da safra, para diferentes níveis da demanda de vapor de processo, são apresentados na Figura 6.17. As simulações foram feitas segundo o seguinte critério: (i) para qualquer situação, a demanda de vapor de processo obedece à uma relação fixa com respeito à geração de vapor - 0,694 -, igual

para ambos os sistemas³⁷ e (ii) o fluxo pelas válvulas de expansão, para cada sistema, é percentualmente igual à média do verificado nas correspondentes simulações em regime de carga variável.

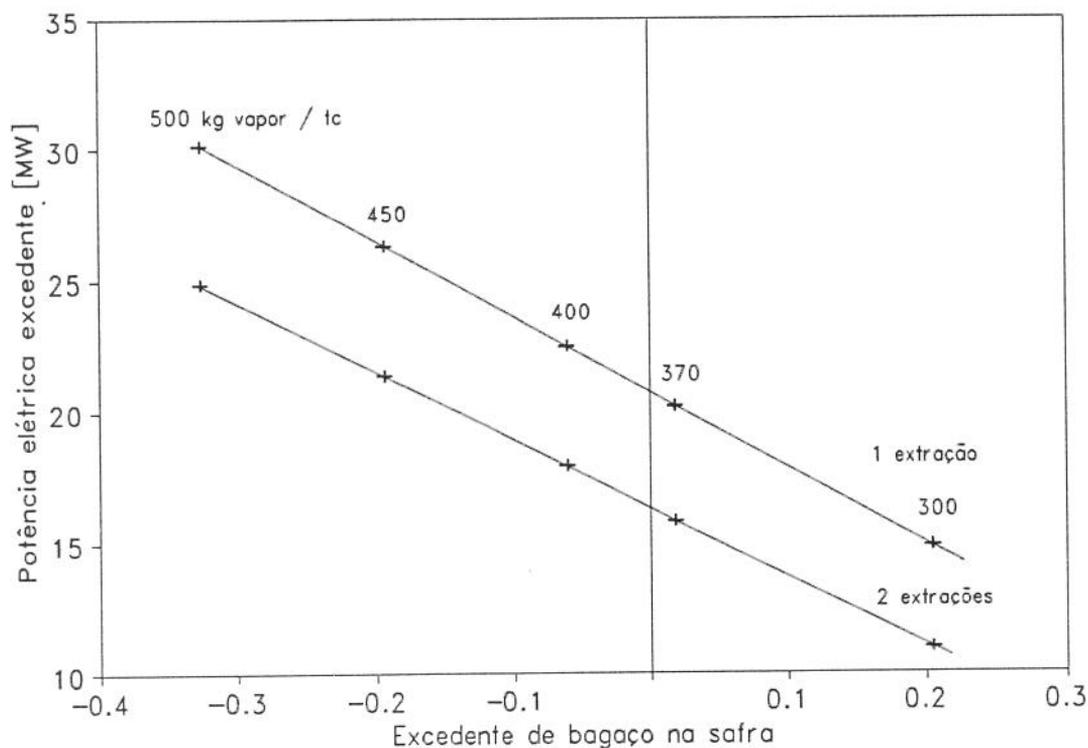


Figura 6.17 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação dos sistemas de extração-condensação durante o período de safra.

Assim, para cada valor da demanda de vapor de processo, ambos os sistemas apresentam o mesmo consumo de bagaço e, conseqüentemente, o mesmo padrão de geração de excedentes. A produção de excedentes de eletricidade é maior para o sistema que tem uma só extração de vapor - e eletrificação completa do processo - porque a baixa eficiência das turbinas de acionamento mecânico compromete significativamente a geração elétrica no caso dos sistemas de dupla extração.

Para a configuração adotada e para o valor de demanda de vapor de processo considerado na análise de viabilidade técnica e econômica - 370 kg/tc -, ambos os sistemas podem operar ao longo da safra contando apenas com a disponibilidade de bagaço da própria usina. Já na entre-safra, para que os sistemas possam operar exclusivamente com subprodutos da cana, seria preciso

³⁷ Esse valor corresponde à média do observado na simulação em regime de carga variável ao longo da safra.

a recuperação de cerca de 50% das pontas e folhas da cana-de-açúcar³⁸ ou a compra de bagaço junto à outras usinas.

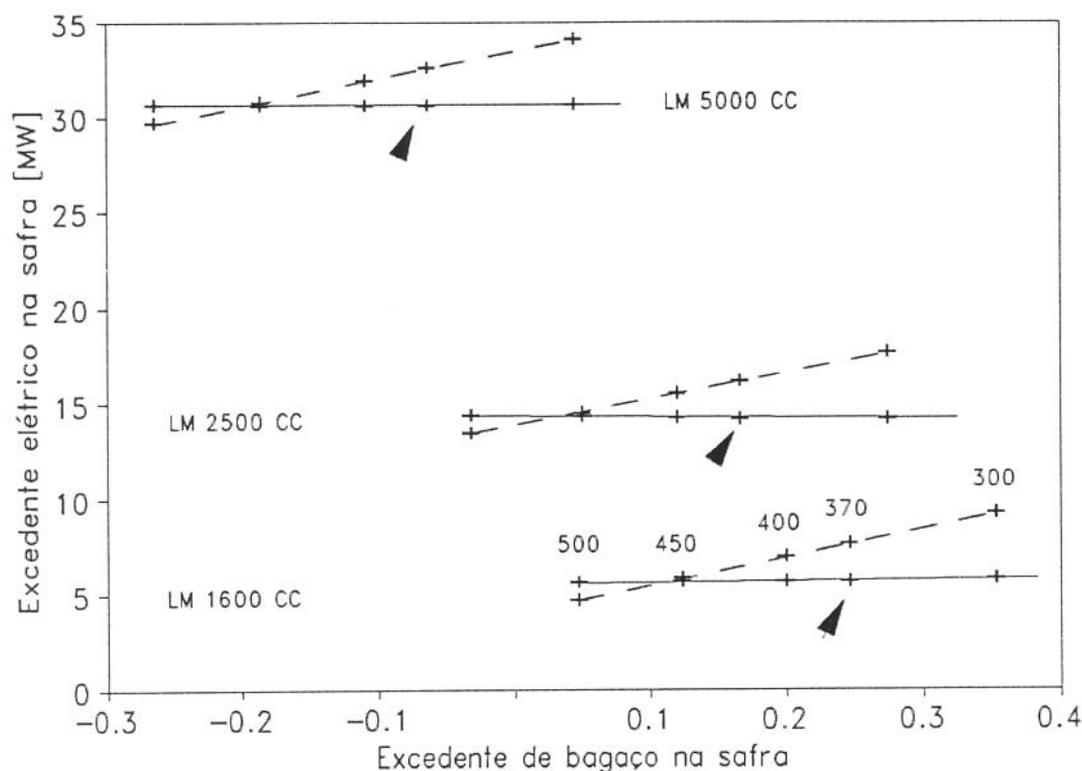


Figura 6.18 Excedentes de eletricidade e de bagaço na operação dos sistemas BIG-STIG

Na Figura 6.18 é apresentado o diagrama de excedentes de potência elétrica e de bagaço dos sistemas BIG-STIG em operação durante o período de safra. O diagrama foi levantado a partir da simulação dos sistemas em ciclo combinado para diferentes valores da demanda de vapor de processo. As linhas contínuas representam os excedentes totais da operação do ciclo combinado enquanto as linhas tracejadas representam os excedentes de potência elétrica do sistema "topping", i.e., a operação exclusiva das turbinas a gás³⁹. Em um sentido geral, a elevação da potência produzida pela turbina a gás, na medida em que se reduz a demanda de vapor de processo, é compensada pelo menor montante de potência produzido pelo sistema a vapor de contra-pressão.

³⁸ Considera-se que as pontas e folhas, que devem ser recuperadas no processo de colheita mecanizada, correspondem a um aporte energético equiparável ao do bagaço: a massa de pontas e folhas é avaliada em 25% da massa de cana limpa e o poder calorífico, na condição "in natura" - com 50% de umidade -, é similar ao do bagaço (RIPOLI et alli, 1991). Para a estimativa dos requerimentos de pontas e folhas, considerou-se a operação do sistema ao longo de 3650 horas no período de safra e 3360 horas na entre-safra, i.e., com um fator de capacidade anual igual a 0,80.

³⁹ Nesse caso, da potência elétrica produzida pela turbina a gás foi deduzida a potência requerida pelo sistema de compactação e secagem da biomassa.

Quanto menor for a demanda de vapor, maior será o excedente - ou menor o déficit - de bagaço na operação durante a safra. As setas na Figura 6.18 indicam os pontos em que a demanda de vapor de processo corresponde a 370 kg/tc, soluções que foram utilizadas na análise de viabilidade econômico-financeira.

A Figura 6.19 apresenta os resultados da simulação de sistemas BIG-STIG com a turbina LM 5000, considerada a operação em ciclo combinado e com a turbina a gás como única máquina motriz. O diagrama apresenta a variação da potência elétrica excedente, em função da demanda de vapor de processo: as linhas simples mostram a evolução da potência excedente das turbinas a gás enquanto as linhas marcadas por pontos apresentam o comportamento da potência excedente de todo o sistema, consideradas a potência produzida pelo sistema a vapor "bottoming" e as demandas da própria usina.

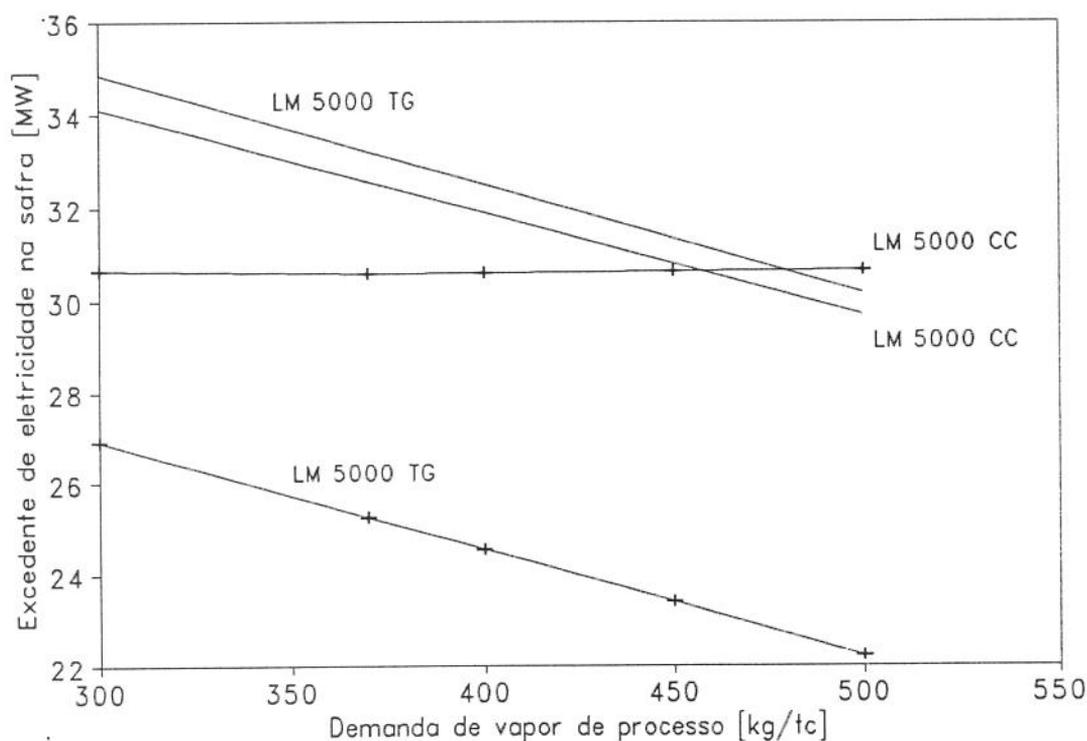


Figura 6.19 Potência elétrica excedente em função da demanda de vapor de processo - sistemas BIG-STIG

Já foi comentado no item 6.4.4 que, para uma dada configuração do sistema, quanto maior for a demanda de vapor de processo, maior terá que ser a queima suplementar na caldeira de recuperação. A Figura 6.20 mostra, para uma usina com moagem média efetiva igual a 300 tc/h, o balanço entre a disponibilidade e os requerimentos de bagaço, na operação durante a safra, em função da demanda de vapor de processo. Confirmando a observação anterior, para uma usina do

porte considerado, a instalação de sistemas baseados nas turbinas LM 5000 requer um substancial esforço com vistas à redução da demanda de vapor de processo.

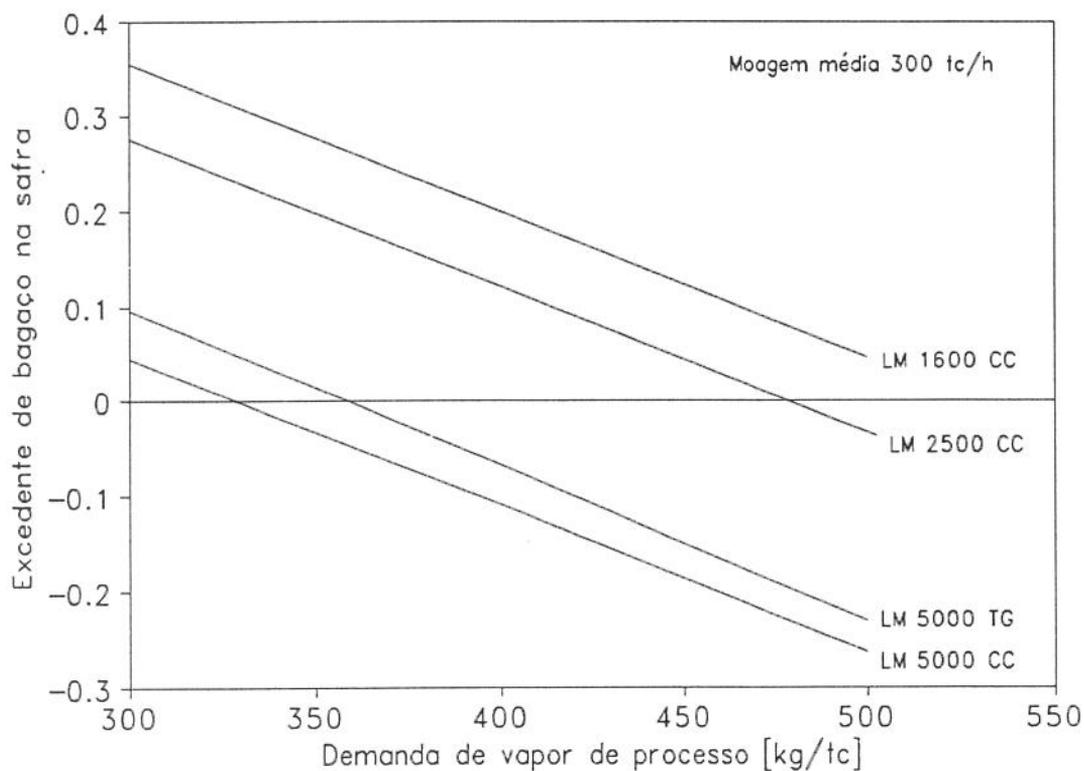


Figura 6.20 Disponibilidade de bagaço em função da demanda de vapor de processo - sistemas BIG-STIG

A questão da disponibilidade de biomassa para a operação dos sistemas BIG-STIG ao longo de todo o ano remete à análise do porte da turbina a gás dada uma certa capacidade de moagem em uma usina, questão que só pode ser convenientemente tratada no contexto de um estudo técnico-econômico mais detalhado. Uma abordagem preliminar, no entanto, pode ser feita quanto à disponibilidade de biomassa associada à cana moída pela própria usina.

A Figura 6.21 apresenta os resultados da simulação feita quanto à capacidade de moagem, considerando uma demanda de vapor de processo igual a 370 kg/tc. A ordenada do diagrama indica a necessidade de recuperação de pontas e folhas, ao longo de um ano, em relação à disponibilidade máxima⁴⁰, para complementar a oferta de bagaço e garantir a operação dos sistemas com a capacidade de projeto, com fator de capacidade anual 80%.

⁴⁰ A mesma consideração feita para a análise dos ciclos extração-condensação é aqui empregada.

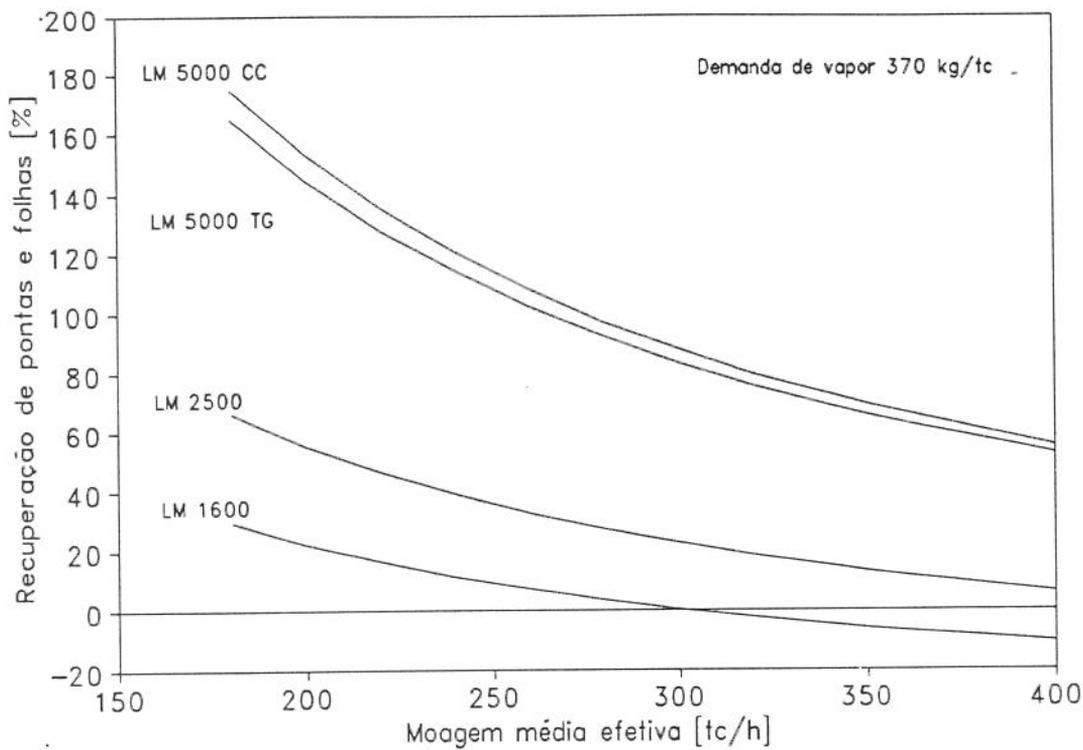


Figura 6.21 Necessidade de recuperação de pontas e folhas em função da moagem efetiva

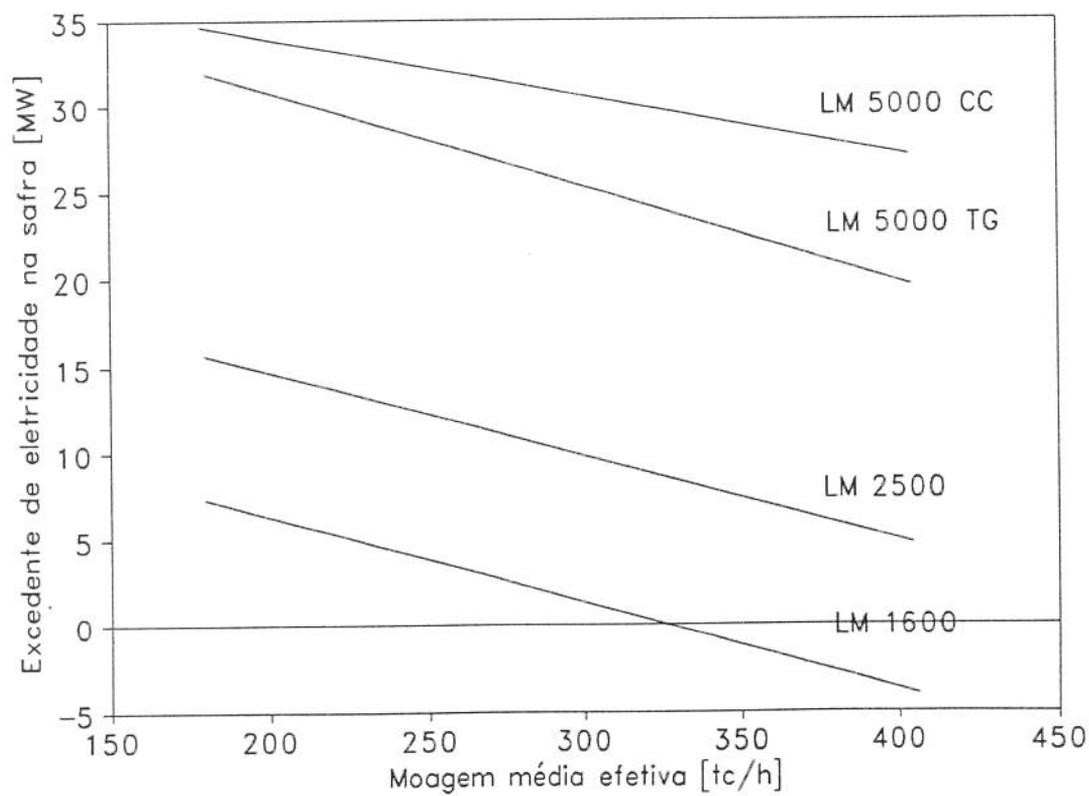


Figura 6.22 Produção de eletricidade excedente na safra em função da moagem efetiva

Sistemas de menor capacidade, mesmo em usinas pequenas, não tendem a apresentar problemas para atendimento dos requerimentos de biomassa, contando para tanto com bagaço próprio e complementos moderados de pontas e folhas. Na medida em que se aumenta a capacidade de moagem, os problemas de suprimento de biomassa são minimizados mas é reduzido, em contrapartida, o montante de potência excedente disponível para a comercialização. A Figura 6.22 mostra que, no limite, a potência excedente pode chegar a valores muito baixos.

De acordo com os resultados alcançados, para que seja evitada a compra de grandes volumes de bagaço junto à outras usinas, sistemas baseados nas turbinas LM 5000 só devem ser pensados em usinas com moagem superior a 400 tc/h e, mesmo assim, após expressivas reduções da demanda de vapor de processo.

O comportamento das curvas apresentadas nas Figuras 6.21 e 6.22 está muito associado às características operacionais do sistema estudado. Como essas características foram identificadas através de um procedimento de simulação sujeito à imprecisões, os resultados apresentados devem ser analisados apenas qualitativamente.

A Tabela 6.3 apresenta uma síntese dos resultados alcançados na simulação dos vários sistemas e configurações.

Tabela 6.3 Síntese dos resultados das simulações

Tecnologias e sistemas	Capacidade instalada [MW]	Eletricidade excedente [MW]		Demanda de biomassa [10 ³ ton/ano]		Recuperação de pontas e folhas	Produção de eletricidade kWh/tc ⁴¹	Índice de eletricidade excedente ⁴²	Investimento 10 ³ US\$	US\$/kW instalado
		Safra	Fora da safra	Safra	Fora da safra					
TV contrapressão										
"configuração 1"	5,0	0,82	---	233,89	---	---	14,22	0,24	8.940	1.788
"configuração 2"	10,0	4,78	---	237,31	---	---	27,43	1,39	15.204	1.520
"configuração 3"	17,0	9,70	---	238,48	---	---	43,83	2,81	23.853	1.403
"configuração 4"	28,0	12,90	---	250,93	---	---	69,51	3,74	34.445	1.230
extração-conden.										
"configuração 5"	30,0	19,73	19,56	259,81	136,63	0,441	152,29	10,94	33.264	1.109
"configuração 6"	30,0	15,57	18,63	259,81	136,63	0,441	120,56	9,48	28.314	944
BIG-STIG										
LM 1600 CC	18,1	5,68	16,66	207,81	68,78	0,003	95,43	6,09	30.384	1.679
LM 2500 CC	28,3	14,23	26,28	229,63	108,10	0,227	156,47	11,14	41.769	1.476
LM 5000 CC	52,3	30,59	47,46	293,14	224,88	0,885	285,00	21,53	66.026	1.262
LM 5000 TG	51,1	25,26	47,46	280,72	224,88	0,840	281,63	19,98	68.491	1.340

⁴¹ Relação entre a eletricidade gerada e a cana processada em um ano. O índice considera toda a eletricidade gerada, incluindo a potência necessária ao acionamento dos sistemas pré-gaseificação - no caso dos sistemas BIG-STIG - e a potência elétrica empregada na substituição dos sistemas acionados mecanicamente, quando aplicável.

⁴² Relação entre a potência elétrica excedente e a demanda da própria planta.

Capítulo 7

Análise Econômico-Financeira das Tecnologias de Cogeração a Partir de Sub-produtos da Cana-de-Açúcar

7.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os resultados das análises de viabilidade econômico-financeira e de custos de várias tecnologias e configurações dos sistemas de cogeração. Os resultados correspondem a um caso específico, refletidos pelas simulações descritas no capítulo anterior.

7.2 Análise Econômico-Financeira

A partir dos resultados das simulações, apresentados na Tabela 6.3, foi desenvolvido um procedimento de análise econômico-financeira tradicional. A eletricidade produzida e, em alguns casos, o bagaço excedente gerado, são os produtos com os quais o investidor deve obter a receita necessária à amortização dos investimentos realizados.

A partir do procedimento de simulação desenvolvido, foi possível a realização de um pré-dimensionamento e a quantificação dos investimentos associados à viabilização de cada opção. Para a avaliação dos investimentos, de acordo com as hipóteses explicitadas no Anexo D, foi utilizada como principal referência a estrutura de custos apresentada em um estudo desenvolvido, em 1991, através de um convênio, pela ELETROBRÁS e a COPERSUCAR (1991).

A análise foi feita de modo comparativo, considerando duas situações distintas. Na primeira delas, foi estudada a viabilidade dos investimentos para a busca da auto-suficiência no abastecimento elétrico. Já a segunda situação visou a análise de viabilidade dos investimentos para

a produção de excedentes de eletricidade. As premissas e os resultados de ambos os casos são apresentados a seguir.

7.2.1 Viabilidade da auto-suficiência no abastecimento elétrico

Foi definida uma situação que permite a análise da viabilidade dos investimentos associados à construção de uma planta similar à representada pela "configuração 1", de forma que a usina possa atingir a auto-suficiência no abastecimento elétrico e comercializar uma pequena quantidade de excedentes de eletricidade. Tal situação corresponde ao que tem ocorrido junto ao setor sucroalcooleiro nos últimos anos, no ritmo das substituições de equipamentos - geradores de vapor e/ou turbinas - por obsolescência¹.

Dois variantes foram analisadas. Na primeira delas foi considerada uma planta em que o vapor é gerado a 1,8 MPa e 280 °C e a turbina de geração elétrica é uma máquina de baixa eficiência². Tal configuração implica em um índice de auto-suficiência da ordem de 0,70 - 8,1 kWh/tc - e a geração de uma quantidade de bagaço excedente equivalente à 17% de sua disponibilidade³.

A possibilidade de expansão da capacidade de geração de eletricidade surge no instante em que as caldeiras existentes são substituídas. A instalação de geradores aptos à produção à 2,2 MPa e 300 °C e a substituição dos conjuntos turbo-geradores por outros de maior capacidade e eficiência permitem que a produção elétrica passe a 14,22 kWh/tc; o consumo de bagaço sofre uma ligeira elevação e os excedentes disponíveis para comercialização são reduzidos a 15%⁴. A explicitação dos investimentos correspondentes é feita no Anexo D.

A segunda vertente considerou uma instalação em que, apesar da geração de vapor também ocorrer a 1,8 MPa e 280 °C, o índice de auto-suficiência está em 0,90 - 10,6 kWh/tc⁵. A oportunidade de expansão da capacidade de geração elétrica também surge no instante de substituição das caldeiras existentes. Os investimentos podem ser reduzidos, em relação ao caso

¹ A rigor, toda ou uma fração expressiva da energia excedente produzida nessas condições não pode ser considerada energia firme; a postura assumida pelo setor elétrico, dado o caráter aleatório do suprimento, tem sido não remunerar a energia secundária.

² Os demais parâmetros considerados são: demanda de vapor de processo de 500 kg/tc, demanda de potência mecânica de 15 kWh/tc e pressão do vapor de processo de 0,247 MPa.

³ Nesse caso a auto-suficiência no abastecimento elétrico não é alcançada, não por limitações da oferta de bagaço, mas sim devido às restrições da configuração - baixa pressão do vapor gerado e baixa eficiência da turbina que aciona o alternador.

⁴ Esses resultados correspondem à "Configuração 1".

⁵ Em relação ao caso anterior, uma única diferenciação é feita ao se considerar que os conjuntos turbo-geradores existentes são mais eficientes.

anterior, porque foi considerado que o conjunto turbo-gerador existente pode ser mantido, sendo necessária apenas a compra do equipamento correspondente à potência adicional a ser instalada. A conversão permite que a instalação alcance os parâmetros operacionais correspondentes à "configuração 1".

Os resultados da análise econômica realizada são apresentados nas Figuras 7.1 e 7.2, para o primeiro e o segundo caso, respectivamente. O critério de avaliação adotado foi o "valor presente líquido" - VPL - calculado para uma taxa de desconto de 15,2%, que é o valor limite aceito pelo setor⁶, sem a consideração de financiamento. As figuras apresentam o VPL em função das tarifas de fornecimento, para diferentes tarifas de compra da eletricidade excedente e diferentes valores de comercialização do bagaço excedente.

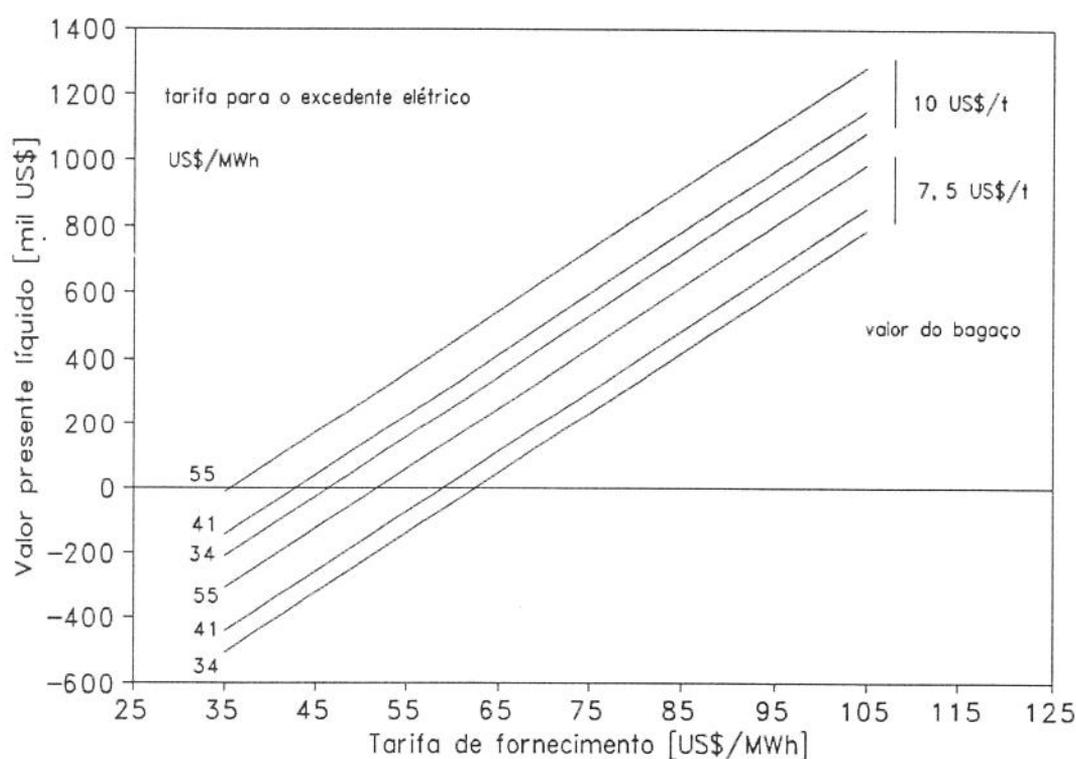


Figura 7.1 Viabilidade econômica da auto-suficiência: usina com índice 0,70

Nota-se, como seria de se esperar, que a inversão na instalação que está mais distante da auto-suficiência é muito mais sensível às tarifas de fornecimento. Já as tarifas de compra da eletricidade excedente são mais determinantes no caso da planta que está, na condição de referência, mais próxima da auto-suficiência. Em ambos os casos, a viabilidade econômica do empreendimento é bastante influenciada pela receita advinda da venda de bagaço excedente, o que

⁶ As considerações feitas na realização da análise econômica estão explicitadas no Anexo D.

sugere a conveniência de que esses investimentos sejam feitos simultaneamente à elevação da produção de excedentes de biomassa.

Os três valores escolhidos para as tarifas de compra da eletricidade excedente correspondem às seguintes situações: (i) 34 US\$/MWh é o valor calculado, para 1994, do custo marginal de expansão da geração no sistema Sul/Sudeste, valor que corresponde à remuneração máxima, de acordo com a legislação em vigor, para a eletricidade excedente de cogeneradores; (ii) 41 US\$/MWh é o valor correspondente à avaliação do custo marginal feita em 1993, o que permitiu que alguns contratos tenham sido anteriormente assinados com esse valor e (iii) 55 US\$/MWh corresponde à avaliação do custo marginal de geração - 48 US\$/MWh - mais o custo marginal de transmissão - 7 US\$/MWh - em 1991; esse valor foi utilizado como referência de cálculo no estudo feito pela ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

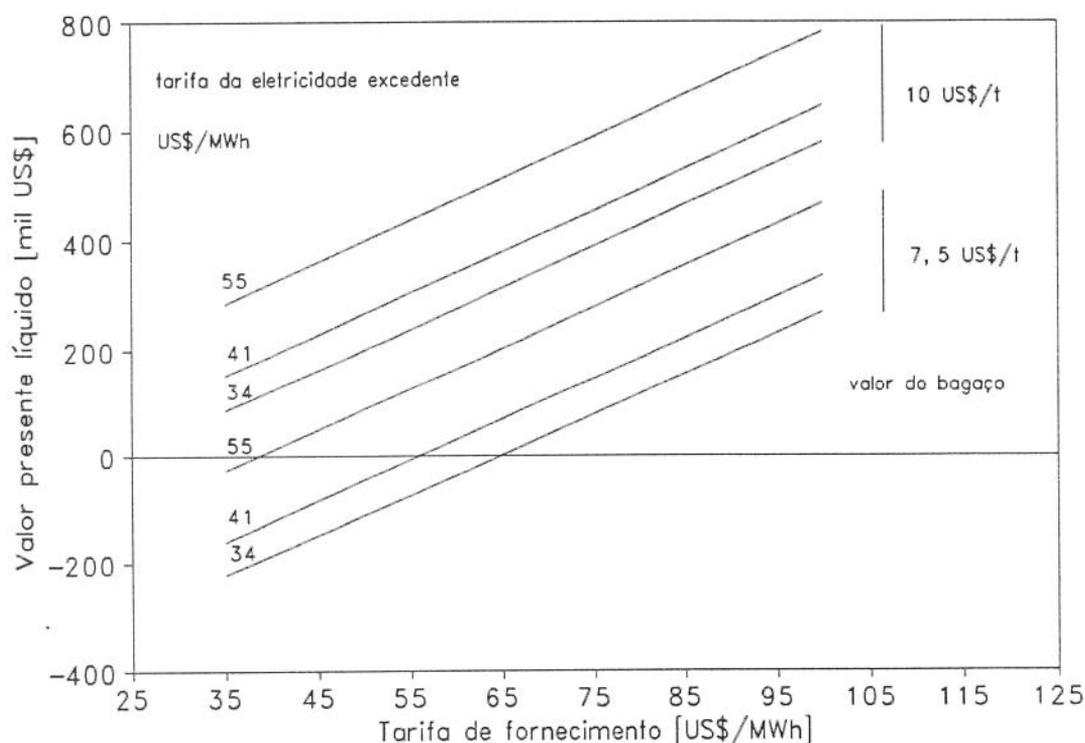


Figura 7.2 Viabilidade econômica da auto-suficiência: usina com índice 0,90

A situação de momento pode ser definida pelos seguintes parâmetros: tarifa média de fornecimento para o sub-grupo A4 próxima a 65 US\$/MWh, tarifa de compra de excedentes de 34 US\$/MWh e valor de comercialização do bagaço de 7,5 US\$/t. Portanto, de acordo com os resultados apresentados, se conclui que, mesmo em um contexto pouco favorável, é viável a realização de investimentos em direção à auto-suficiência.

Considerada a possibilidade de um risco de desabastecimento elétrico nos próximos anos, a realização dos investimentos em auto-suficiência se torna também uma opção estratégica dado que a produção canavieira na região Centro-Sul se estende pelo período de menor disponibilidade do sistema hídrico. A atratividade econômica pode ser melhorada com a existência de financiamentos, conforme pode ser verificado na Tabela 7.1, que sintetiza os resultados da simulação feita dentro das seguintes condições: (i) tarifa de fornecimento: 65 US\$/MWh; (ii) tarifa de compra dos excedentes de eletricidade: 55 US\$/MWh e (iii) valor de comercialização do bagaço excedente: 7,5 US\$/t.

Tabela 7.1 Viabilidade econômico-financeira de investimentos em auto-suficiência

Condição analisada	Auto-suficiência 0,70			Auto-suficiência 0,90		
	TIR	Pay-back	VPL(mil US\$)*	TIR	Pay-back	VPL(mil US\$)
Sem financiamento	0,168	5,1 anos	228,92	0,171	5,1 anos	189,79
80% investimento, s/ financia.	0,199	4,4 anos	533,76	0,214	4,1 anos	501,86
Opção de financiamento 1	0,208	4,5 anos	427,28	0,213	4,4 anos	330,91
Opção de financiamento 2	0,538	1,8 anos	1013,22	0,550	1,7 anos	747,75

* VPL calculado para uma taxa de desconto de 15,2 a.a.;

A opção 1 de financiamento corresponde às condições mínimas praticadas pelo BNDES/FINAME para qualquer projeto industrial: financiamento de 65% do valor total da obra, taxa de juros de 12% a.a., 1 ano de carência e 5 anos para amortização da dívida. A opção de financiamento 2, por outro lado, embora não disponível no país, foi definida para refletir um eventual programa de fomento à cogeração: financiamento de até 80% do valor do projeto, taxas de juros de 8% a.a., 3 anos de carência e 7 anos para pagar.

Chama atenção o fato da redução dos investimentos originalmente previstos, em decorrência, por exemplo, de uma maior competitividade e/ou de um programa em maior escala, apresentar resultados tão efetivos, do ponto de vista financeiro, quanto a existência de um programa mínimo de financiamento. A combinação de ambas as alternativas corresponde, sem dúvida, à uma situação bastante favorável à realização desses empreendimentos.

7.2.2 Viabilidade da produção de excedentes de eletricidade

A produção de excedentes de eletricidade foi estudada dentro de três possibilidades: (i) em sistemas de cogeração a vapor com turbinas de contra-pressão, (ii) em sistemas de cogeração e de produção exclusiva de eletricidade com turbinas a vapor de extração-condensação e, (iii) finalmente, em sistemas BIG-STIG, também de cogeração e produção exclusiva.

Dado que a viabilização da auto-suficiência no abastecimento elétrico representa, de uma forma geral, uma opção atrativa⁷, a análise das possibilidades acima descritas foi feita de forma comparativa em relação à essa condição referencial. Para tanto, foram considerados os investimentos, as receitas e os custos diferenciais em relação à "configuração 1", conforme procedimento exposto no Anexo D.

Para facilitar a compreensão dos resultados, a apresentação da análise de viabilidade econômico-financeira é feita, em primeira instância, dentro de cada opção tecnológica. Em uma segunda fase é apresentada a análise comparativa entre as melhores configurações dentro de cada tecnologia.

7.2.2.1 Sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão

Os sistemas de cogeração com turbinas de contra-pressão não apresentam atratividade econômica em relação às soluções que garantem a auto-suficiência no abastecimento elétrico. Para as condições estudadas, i.e., remuneração da eletricidade excedente a 55 US\$/MWh e do bagaço excedente a 7,5 US\$/t, as taxas internas de retorno - TIR - desses empreendimentos são baixas, conforme pode ser observado na Tabela 7.2.

Tabela 7.2 Resultados comparativos em relação à solução de auto-suficiência - TIR

Configuração 2	Configuração 3	Configuração 4
0,086	0,069	0,048

A principal razão para tal resultado está na dificuldade de remuneração do capital investido em função do baixo período de produção ao longo do ano. A análise de sensibilidade quanto às tarifas de compra da eletricidade excedente e quanto ao valor de comercialização do bagaço indicam que, mesmo com a elevação desses valores a 100 US\$/MWh e 10 US\$/t, respectivamente, não é possível assegurar a viabilidade dos empreendimentos dentro dos limites mínimos de atratividade do setor⁸.

7.2.2.2 Sistemas com turbinas de extração/condensação

Os sistemas que contam com turbinas de extração-condensação apresentam uma atratividade econômico-financeira maior em relação aos sistemas exclusivos de cogeração, dado que os primeiros podem operar ao longo de uma maior extensão do ano, i.e., com maior fator de capacidade.

⁷ E, também, porque essa tem sido a tendência dentro do setor sucro-alcooleiro brasileiro.

⁸ Taxas de atratividade de 15,2% a.a. para os investimentos relativos à atividade-fim do setor, i.e., a produção de açúcar e álcool.

A Figura 7.3 apresenta os resultados do estudo de viabilidade, para uma taxa de juros igual a 15,2% a.a e para valores médios de comercialização do bagaço⁹, em função da tarifa de compra da eletricidade excedente. Nota-se que o sistema especificado com uma turbina de dupla extração apresenta uma maior atratividade em relação ao sistema similar com uma única extração, em que pese a menor produção de energia elétrica excedente. Apenas para tarifas superiores a 75 US\$/MWh, valores que não deverão ser praticados no Brasil nos próximos anos, os sistemas com apenas uma extração e eletrificação do acionamento dos dispositivos de preparo e moagem da cana são mais vantajosos.

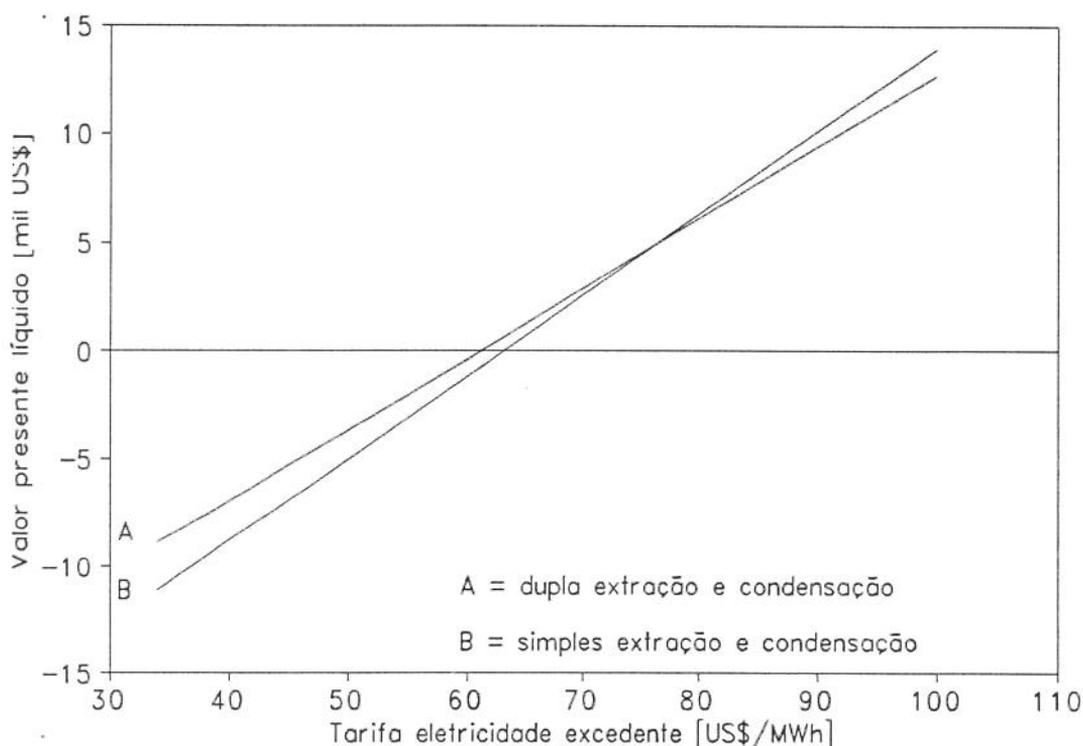


Figura 7.3 Viabilidade econômica dos sistemas de extração-condensação

A Figura 7.4 mostra a influência do valor do bagaço sobre a viabilidade dos sistemas com dupla extração e condensação. Três situações foram analisadas no estudo de sensibilidade: (i) 5 US\$/t para o custo de oportunidade do bagaço que deixa de ser vendido e 7,5 US\$/t para o bagaço que é comprado para cobrir o déficit¹⁰; (ii) 7,5 US\$/t e 10 US\$/t para os mesmos

⁹ O consumo adicional de bagaço em relação à situação referencial, até o limite de disponibilidade da própria usina, acarreta um custo de 7,5 US\$/t (custo de oportunidade), que é a remuneração atribuída à venda. Por outro lado, o atendimento do déficit de biomassa representa um custo de 10 US\$/t.

¹⁰ É possível imaginar o atendimento, pelo menos parcial, da demanda de biomassa com pontas e folhas. Nesse caso, esse valor refletiria o custo de mecanização da colheita e de transporte entre o canavial e a usina.

parâmetros, situação que reflete melhor a situação atual do mercado, e (iii) 10 e 13 US\$/t, respectivamente.

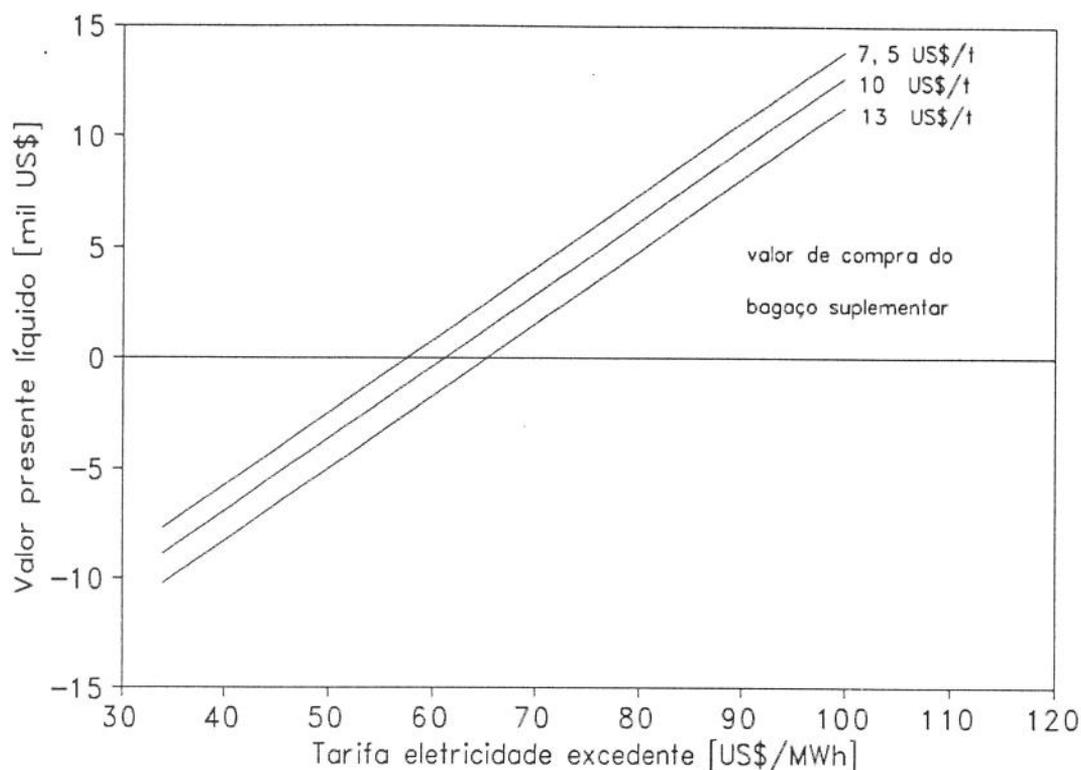


Figura 7.4 Efeito do valor do bagaço sobre a viabilidade de sistemas extração-condensação

7.2.2.3 Sistemas BIG-STIG

Os sistemas BIG-STIG, em ciclo combinado ou exclusivamente com turbina a gás, também têm condições de operar ao longo de todo o ano e, nesse sentido, poderiam vir a representar uma opção em relação aos sistemas a vapor de extração-condensação.

A Figura 7.5 apresenta os resultados da análise realizada para sistemas BIG-STIG de diferentes capacidades. Para a usina considerada - 300 tc/h de moagem média efetiva ao longo da safra -, os sistemas com turbinas LM 5000 operando em ciclo combinado são os mais adequados¹¹.

¹¹ Os resultados da Figura 7.5 correspondem às hipóteses básicas empregadas: 55 US\$/MWh como valor de remuneração da eletricidade excedente, 7,5 US\$/t como custo de oportunidade do bagaço que deixa de ser comercializado, 10 US\$/t como valor de compra do bagaço para a cobertura do déficit de suprimento - ou como custo das pontas e folhas que são recuperadas -, taxa de atualização de 15,2% a.a., 3650 horas de operação na safra e 3360 horas na entre-safra.

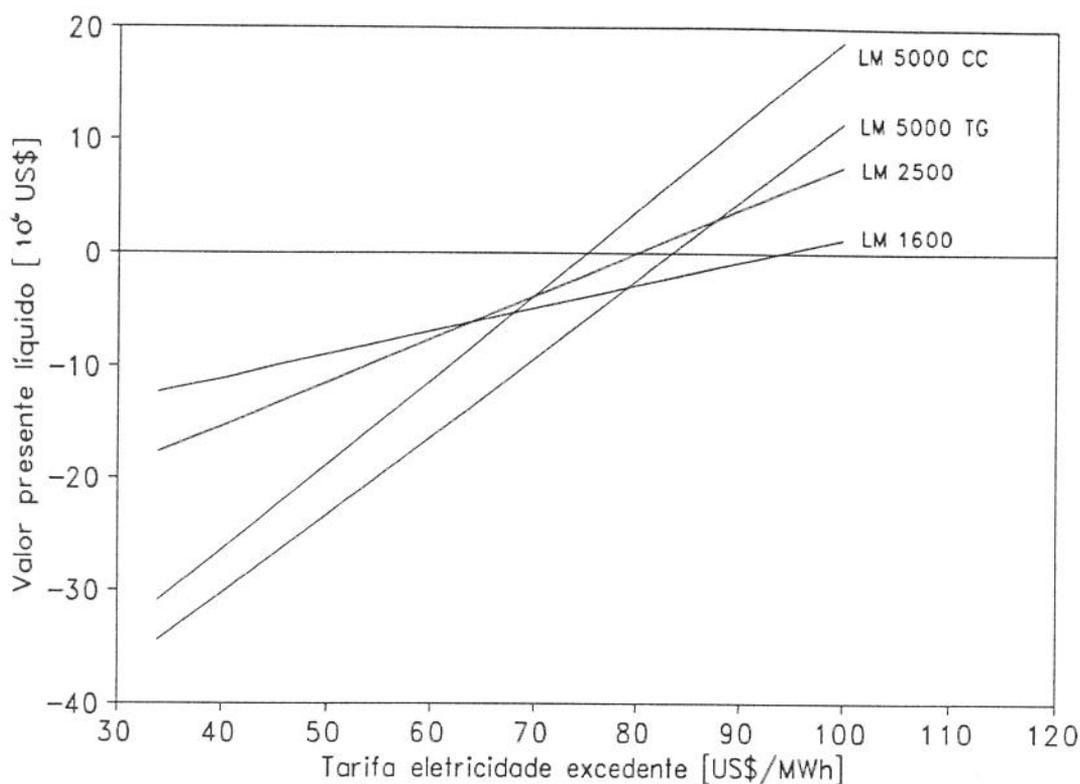


Figura 7.5 Viabilidade econômica dos sistemas BIG-STIG

Os sistemas de menor capacidade, baseados nas turbinas LM 1600 e LM 2500, têm sua viabilidade prejudicada em função de dois fatores: por um lado permitem a comercialização de montantes de potência excedente relativamente baixos durante o período de safra e, por outro, têm seus custos de capital elevados em função da hipótese adotada para avaliação da parcela correspondente ao sistema de armazenamento, preparo e gaseificação da biomassa (ver Anexo D).

Tabela 7.3 Análise de sensibilidade em função do valor da biomassa - sistema LM 5000 CC

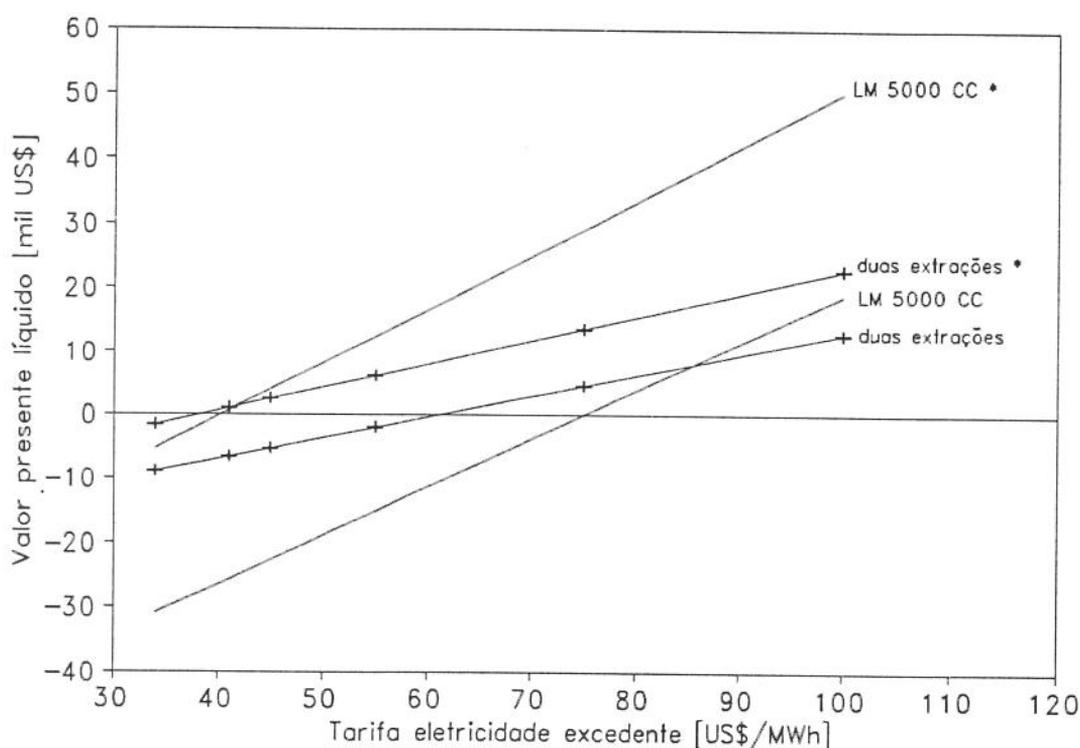
Valor da biomassa [US\$/t]		Tarifa mínima da eletricidade excedente para VPL = 0, com $i = 15,2\%$ a.a. [US\$/MWh]
Custo de oportunidade do bagaço próprio	Preço da biomassa suplementar	
5,00	7,50	71,50
7,50	10,00	74,20
10,00	15,00	77,30

Na Tabela 7.3 são apresentados os resultados da análise de sensibilidade, para os sistemas BIG-STIG com turbina LM 5000 em ciclo combinado, de acordo com as hipóteses básicas que nortearam a realização do estudo de viabilidade, em função dos valores de comercialização do

bagaço. Os resultados apresentados correspondem ao mínimo valor de venda da energia elétrica excedente de maneira que seja assegurada a atratividade do empreendimento.

7.2.2.4 Análise comparativa entre os sistemas extração-condensação e BIG-STIG

Nas condições atuais, nem os sistemas com turbinas de extração-condensação e muito menos os sistemas BIG-STIG seriam econômica e financeiramente viáveis. Tomando por base as estruturas de custos de referência, para uma taxa mínima de atratividade de 15,2% a.a., e considerada a inexistência de esquemas de fomento de natureza financeira e fiscal, a produção de excedentes em sistemas de extração-condensação¹² só seria mais vantajosa do que a condição de auto-suficiência se os excedentes elétricos fossem remunerados acima de 60 US\$/MWh. Para os sistemas BIG-STIG¹³, por outro lado, as condições de viabilidade são ainda mais restritas e a eletricidade excedente teria que ser remunerada acima de 75 US\$/MWh.



* refere-se à condição mais favorável para a viabilização de cada tecnologia

Figura 7.6 Análise comparativa dos sistemas extração-condensação e BIG-STIG

Os resultados apresentados na Figura 7.6 definem faixas entre as situações de referência e as condições mais favoráveis para cada tecnologia; mostram que os sistemas BIG-STIG só seriam

¹² Sistemas com duas extrações automáticas e manutenção das turbinas de acionamento mecânico.

¹³ Sistema com a turbina LM 5000 operando em ciclo combinado no período de safra.

mais vantajosos que os de extração-condensação em um hipotético cenário em que os excedentes elétricos pudessem ser valorizados acima de 85 US\$/MWh, o que é altamente improvável, no Brasil, em um horizonte de curto a médio prazo.

Em função desse quadro altamente restritivo, é importante o aprofundamento da análise para que possam ser identificadas em que condições a produção de excedentes de eletricidade a partir de sub-produtos da cana-de-açúcar pode ser viável. Para tanto, foi feita a simulação de algumas condições que podem alavancar a atratividade dos investimentos dessa natureza. As condições simuladas são descritas a seguir:

(i) existência de uma linha de financiamento altamente favorável aos investimentos em cogeração e produção independente de eletricidade. As condições imaginadas, já apresentadas anteriormente, permitiriam o financiamento de até 80% de todo investimento inicial com uma taxa de juros real de 8% a.a., prazo de carência de 3 anos e 7 anos para a amortização da dívida;

(ii) possibilidade de redução dos custos de capital para 80% dos valores de referência, em função de uma maior competitividade no mercado nacional, da existência de um programa em maior escala, com maior número de encomendas para os fornecedores, e da redução dos custos em função de desenvolvimentos tecnológicos;

(iii) existência de um programa de incentivo fiscal que permita a adoção de procedimentos de depreciação acelerada.

Os resultados alcançados no procedimento de simulação são apresentados na Tabela 7.4.

Tabela 7.4 Resultado de medidas de fomento à produção de excedentes elétricos

Medidas de fomento	Sistema com 2 extrações			BIG-STIG - LM 5000 - CC		
	TIR	Pay-back anos	VPL * mil US\$	TIR	Pay-back anos	VPL * mil US\$
Sem financiamento	0,132	6,4	- 2.039	0,106	8,2	- 14.637
80% investimento s/ financiamento	0,166	5,4	1.152	0,133	6,4	- 4.966
Sem financiamento e depreciação em 5 anos.	0,173	5,4	2.132	0,115	6,2	- 11.047
Com financiamento	0,171	5,4	985	0,121	7,0	- 5.780
Financiamento e 80% do investimento original	0,239	4,0	3.488	0,167	5,4	2.119

* para taxa de atratividade 15,2% a.a.

Pode-se notar que nenhuma das medidas de fomento acima analisadas é capaz, individualmente, de alavancar a atratividade da produção de excedentes elétricos de forma inquestionável. Com respeito à análise comparativa e para as condições estudadas, pode-se afirmar que, em princípio, os sistemas extração-condensação são mais atrativos do que os sistemas BIG-STIG.

No entanto, algumas observações devem ser feitas. Embora não haja nenhum sistema com turbina de extração-condensação no setor sucro-alcooleiro, no Brasil, essa tecnologia é convencional em outros países, fato que sugere que as reduções de custos face a avanços tecnológicos deverão ser mais prováveis nos sistemas BIG-STIG. Ademais, devem ser considerados outros ganhos possíveis nas instalações com turbinas a gás, associados à redução da demanda de vapor do processo industrial e à redução da potência requerida na peletização da biomassa¹⁴.

Foram feitas simulações para identificação dos benefícios associados às duas possibilidades acima citadas. No caso da redução da demanda de vapor de processo de 370 para 300 kg/tc, considerados os benefícios da redução do custo de capital e do menor consumo de biomassa, a TIR passa de 0,106 para 0,110. Já no caso da redução da potência requerida na peletização, tendo como benefício o aumento da potência excedente, a TIR passa para 0,112 no caso da redução em 50% da potência requerida e para 0,118 quando a potência é reduzida em 90%.

A combinação de medidas de fomento e de melhorias tecnológicas permite a definição das situações mais favoráveis para cada tecnologia. Para os sistemas de dupla extração e condensação a situação é definida pela combinação de uma redução dos investimentos para 80% do valor original, financiamento dos investimentos nas condições anteriormente citadas e depreciação acelerada em 4 anos. Para os sistemas BIG-STIG, além desses pontos, inclui-se a redução da demanda de vapor de processo para 300 kg/tc e a redução da potência de peletização para apenas 10% do montante inicial. Os resultados são apresentados na Tabela 7.5.

¹⁴ De acordo com as simulações realizadas, a redução da demanda de vapor de processo implica em um menor consumo de biomassa, face à menor queima suplementar na caldeira de recuperação. A potência elétrica excedente, por sua vez, é pouco afetada porque a maior produção de potência na turbina a gás é compensada pela menor potência produzida no ciclo botttoming a vapor (ver conclusões a respeito no item 6.6). O custo de capital é afetado quanto aos investimentos na redução da demanda de vapor de processo e quanto à capacidade dos secadores, peletizadores e gaseificadores.

A redução de potência requerida pelo peletizador é uma hipótese razoável por dois motivos: (i) uma substancial redução dos custos e da potência requerida pelos peletizadores já havia sido prevista no estudo da ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991) e (ii) o desenvolvimento dos gaseificadores de leito fluidizado permitirá, em princípio, a eliminação dessa etapa do processo.

Tabela 7.5 Condições ideais para os sistemas de dupla extração e condensação e BIG-STIG

Sistema	TIR	Pay-back - anos	VPL - mil US\$ (15,2%)
Dupla extração-condensação	0,302	2,9	6.161
BIG-STIG - LM 5000 CC	0,268	3,0	12.365

Os resultados apresentados na Figura 7.6 mostram que as medidas de fomento e os ganhos tecnológicos são muito mais impactantes sobre a viabilidade dos sistemas BIG-STIG. A combinação de várias condições favoráveis permite que a produção de excedentes de eletricidade a partir dos sub-produtos da cana seja uma alternativa factível mesmo para valores relativamente baixos das tarifas de compra da eletricidade excedente. Os altos investimentos associados, no entanto, fazem com que esses empreendimentos sejam de alto risco. Nesse sentido, a viabilização da produção de eletricidade excedente em larga escala irá requerer um certo esforço de articulação de políticas de fomento de diferentes matizes.

7.2.3 Viabilidade da produção independente de eletricidade com sub-produtos da cana

Para completar o estudo de viabilidade da produção de eletricidade em larga escala a partir dos sub-produtos da cana-de-açúcar resta analisar o caso da produção independente de energia elétrica no setor, através de centrais termoelétricas de porte relativamente reduzido.

Das tecnologias tratadas neste trabalho, a análise feita se restringiu aos sistemas BIG-STIG. Evidentemente, os sistemas a vapor de contra-pressão não são factíveis para essa finalidade, enquanto os sistemas de condensação tenderiam a ser penalizados pelo fator de escala. A configuração escolhida é definida por uma turbina aeroderivativa LM 5000 operando no modo STIG, a partir dos gases de gaseificação de bagaço e/ou pontas e folhas, sem reaproveitamento dos gases de exaustão, a menos da geração do vapor de injeção.

Os investimentos relativos à central termoelétrica para produção independente foram levantados em associação com os custos de capital das instalações de cogeração. Foram desprezados os custos relativos à racionalização da demanda de vapor no processo industrial e foi feita a devida correção, em relação aos dados de referência e em função do consumo horário de biomassa, dos custos relativos aos sistemas de armazenamento, transporte, secagem e peletização da biomassa.

A Figura 7.7. apresenta os resultados da simulação realizada, para diferentes níveis da tarifa de compra da eletricidade excedente, considerando as seguintes premissas:

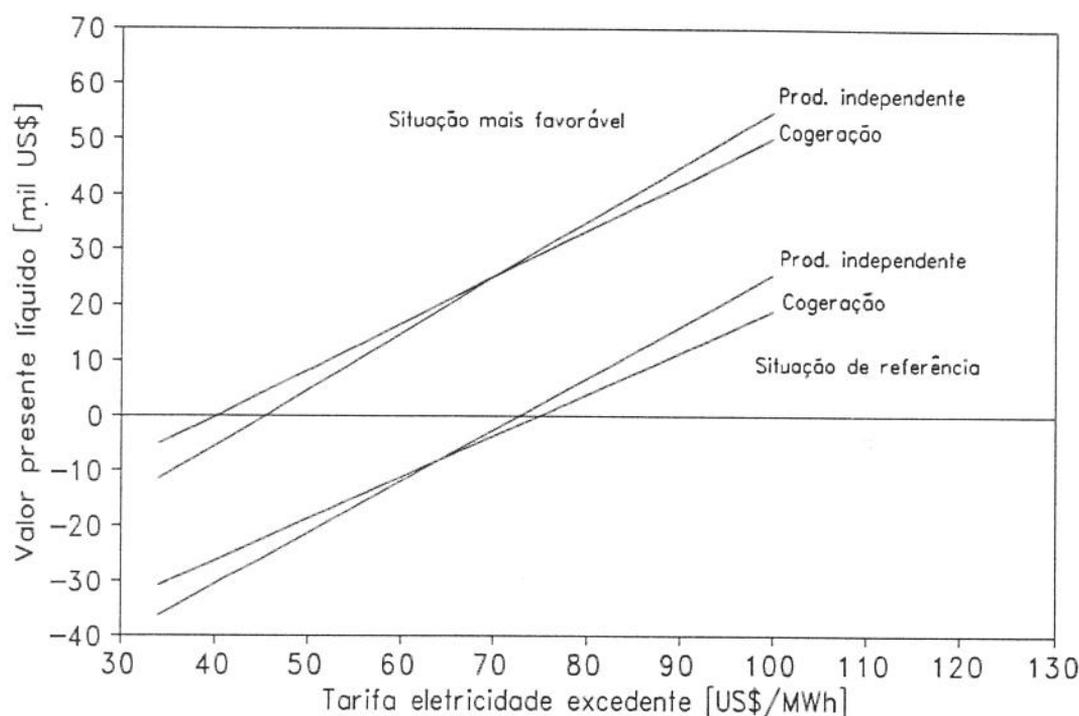


Figura 7.7 Comparação dos sistemas BIG-STIG em cogeração e produção independente

(i) para os sistemas BIG-STIG instalados nas usinas foram consideradas as hipóteses básicas da análise econômica: operação no modo cogeração ao longo de 3.650 horas no período de safra e no modo STIG em 3.360 horas na entre-safra; custo de oportunidade do consumo excedentário de bagaço, em relação à condição de auto-suficiência, de 7,5 US\$/t, e custo do aporte complementar de bagaço de 10 US\$/t; taxa de atratividade de 15,2% a.a..

(ii) para os sistemas BIG-STIG operando em centrais termoelétricas, para produção independente, foi considerada a operação a plena carga, no modo STIG, ao longo de 7.010 horas/ano¹⁵; todo consumo de biomassa - bagaço e/ou pontas e folhas - valorizado a 10 US\$/t; taxa de atratividade de 15,2% a.a..

(iii) os resultados da "situação referência" correspondem à análise feita para os custos de capital sem qualquer redução, inexistência de financiamento, depreciação normal e consumo de potência de peletização igual ao valor originalmente calculado. Os resultados da "situação mais favorável" correspondem à uma redução de 20% dos investimentos totais, financiamento de 80% do dispêndio total de acordo com a linha mais favorável anteriormente citada, depreciação acelerada em 4 anos e redução da potência de peletização para 10% do valor original.

¹⁵ Esse montante corresponde a um fator de capacidade médio anual igual a 0,80.

A partir da Figura 7.7, conclui-se que, estritamente do ponto de vista econômico-financeiro, os investimentos em sistemas BIG-STIG, para produção independente ou para cogeração, apresentam resultados muito similares. Na realidade, os empreendimentos para produção independente só superariam eventuais investimentos em instalações de cogeração, em qualquer um dos casos, para uma remuneração da eletricidade excedente acima de 70 ou 75 US\$/MWh, valor que é muito elevado para a realidade atual, no Brasil.

De qualquer forma, no cenário mais favorável, os investimentos na produção independente são atrativos para tarifas elétricas acima de 45 US\$/MWh, valor que parece razoável em um contexto de médio prazo. Uma vantagem dessa opção está no fato de que as usinas, com instalações convencionais que lhes assegurem tão somente a auto-suficiência no abastecimento elétrico, teriam um mercado estável e garantido para seus excedentes de bagaço, assim como para eventuais disponibilidades de pontas e folhas. As unidades termoelétricas de produção independente poderiam ser construídas em locais estratégicos, do ponto de vista do fluxo da potência produzida e do transporte da biomassa, podendo ser mais facilmente viabilizadas por consórcios de investidores, reduzindo os riscos financeiros associados.

Algumas restrições, no entanto, devem ser apontadas. O custo unitário associado à essa opção de produção independente estaria por volta de 1.250 US\$/kW instalado, próximo do limite superior da faixa de custos unitários estimados, para o Brasil, para sistemas em ciclo combinado com gás natural. Assim, as eventuais vantagens comparativas da produção independente com bagaço de cana devem também ser confirmadas junto às demais alternativas de expansão do sistema elétrico.

Uma outra possível restrição está associada ao consumo de biomassa. Considerado o abastecimento unicamente com bagaço excedente dos sistemas convencionais que garantem a auto-suficiência, uma única central independente com tecnologia BIG-STIG iria requerer cerca de 470 mil toneladas de bagaço por ano na condição "in natura", ou seja, o bagaço excedente associado à moagem de 12,5 milhões de toneladas de cana por ano¹⁶. Para que fossem reduzidos os custos, principalmente de transporte, e para que pudesse haver um acréscimo do potencial relativo à essa opção, seria fundamental o emprego de pontas e folhas.

Os poucos elementos disponíveis não permitem uma definição clara acerca da viabilidade da produção independente de eletricidade a partir de sub-produtos da cana. De qualquer forma, como inclusive a tecnologia BIG-STIG ainda não está comercialmente disponível, estudos mais aprofundados poderão ser realizados no futuro.

¹⁶ Calculado para um teor de fibras médio de 13,25%, 50% de umidade na condição "in natura" e produção de 15% de bagaço excedente em relação à disponibilidade.

7.3 Análise dos Custos de Produção de Eletricidade

A análise dos custos da eletricidade produzida em sistemas de cogeração remete à uma discussão conceitual de fundo, que diz respeito à adequação das várias metodologias de alocação de custos comuns entre os bens produzidos.

Entre os vários procedimentos possíveis de alocação de custos comuns, o mais adequado para as situações analisadas no presente trabalho é aquele que é referenciado na literatura como "Método Incremental" (WALTER et alii, 1991). De acordo com esse procedimento, todos os custos relativos ao incremento da produção elétrica devem ser alocados à eletricidade adicional gerada.

A Figura 7.8 apresenta os custos da eletricidade produzida nos sistemas de cogeração que garantem a auto-suficiência no abastecimento e uma pequena margem de excedentes¹⁷. Os custos totais são formados por parcelas que correspondem ao custo de capital relativo ao incremento da produção de eletricidade¹⁸, ao custo diferencial de combustível em relação à situação de referência e ao custo de manutenção. A situação apresentada corresponde ao caso das usinas que estão relativamente distantes da condição de auto-suficiência, consideradas as alternativas com e sem financiamento¹⁹.

Os resultados alcançados chamam a atenção por estarem muito acima dos valores das tarifas, tanto de fornecimento quanto de compra de eletricidade excedente, empregados na análise econômico-financeira apresentada no item anterior. É fundamental destacar que a viabilidade da produção de excedentes elétricos diagnosticada naquela oportunidade é, na realidade, resultante da comercialização do bagaço excedente.

Entretanto, a possibilidade de financiamento dos investimentos iniciais reduz substancialmente os custos de produção da eletricidade gerada e torna a cogeração, por si só, minimamente competitiva vis-a-vis o abastecimento elétrico via rede, independente da renda auferida com a comercialização do bagaço.

A Figura 7.9 mostra os resultados correspondentes às tecnologias de extração- condensação - com dupla extração de vapor - e BIG-STIG - com a turbina LM 5000 operando em ciclo combinado. Como era de se esperar, em função da maior eficiência de geração elétrica e do largo

¹⁷ Para um custo de oportunidade de 7,5 US\$/t de bagaço.

¹⁸ O investimento em turbinas, geradores elétricos e equipamentos de controle e o investimento diferencial dos geradores de vapor.

¹⁹ Financiamento de 80% do investimento inicial, taxa de juros de 8% a.a., 3 anos de carência e 7 anos para pagar.

período de produção ao longo do ano, seus custos são bastante inferiores em relação aos custos dos sistemas de contra-pressão.

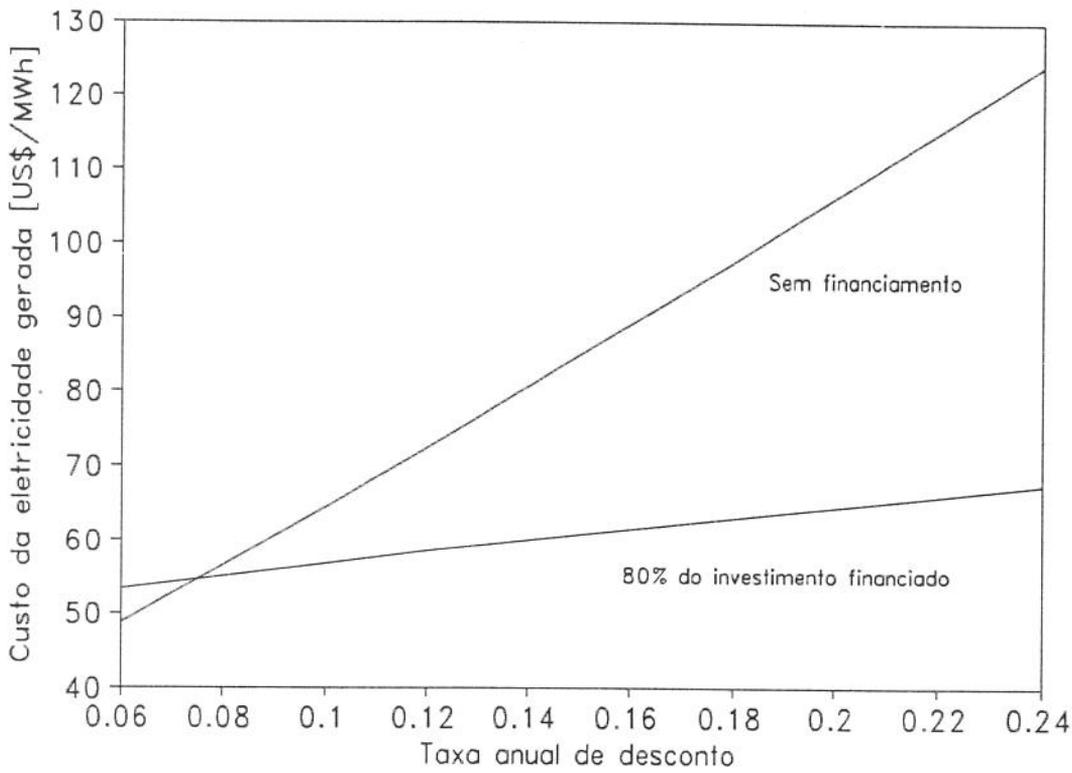


Figura 7.8 Custos da eletricidade gerada em função da taxa de desconto - "configuração 1"

É importante notar, se os resultados observados na Figura 7.9 forem comparados com os custos de geração de outras opções tecnológicas, que a produção de eletricidade excedente a partir de sub-produtos da cana-de-açúcar, unicamente considerados os custos de geração, não é uma alternativa claramente superior às demais alternativas de geração elétrica.

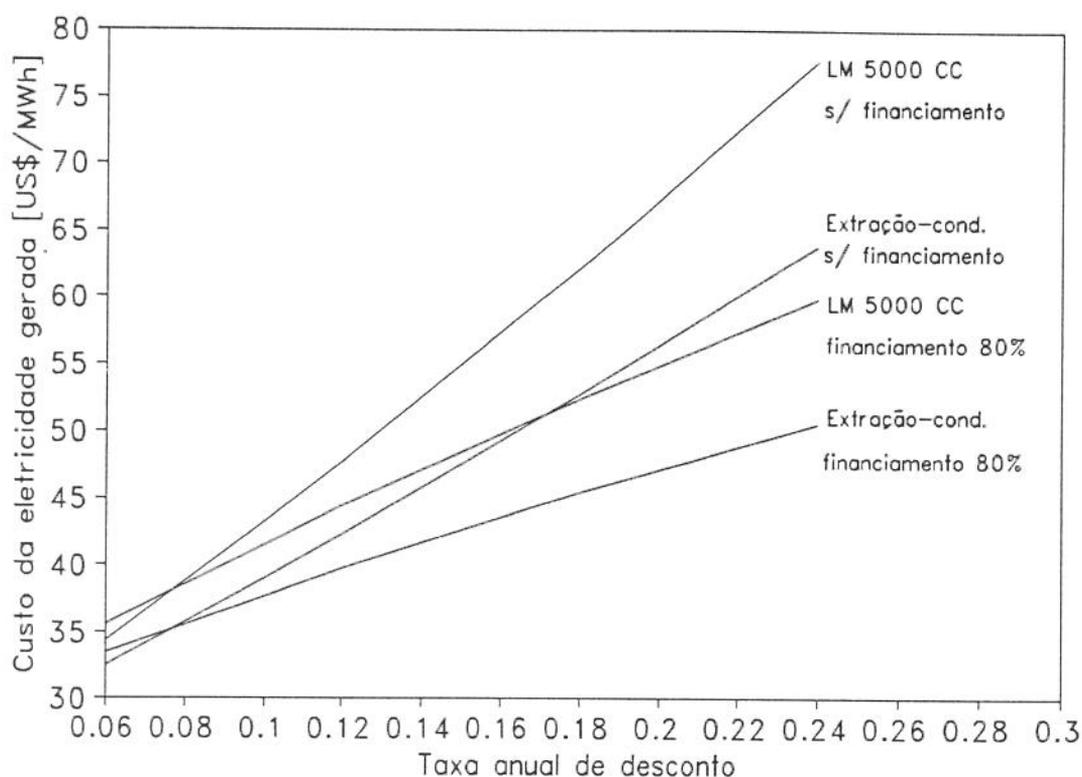


Figura 7.9 Custos de produção elétrica em sistemas extração-condensação e BIG-STIG

A título ilustrativo, na Tabela 7.6 é apresentada a estrutura de custos de geração elétrica em sistemas extração-condensação e BIG-STIG, considerada a opção de investimento não financiado e uma taxa de desconto de 15,2% a.a..

Tabela 7.6 Estrutura de custos da produção de excedentes elétricos em larga escala

Parcela de custos	Dupla extração e condensação	BIG-STIG - LM 5000 CC
Custo de capital	0,6290	0,7321
Custo de manutenção	0,0733	0,0762
Custo de mão-de-obra	0,0241	0,0890
Custo de combustível	0,2736	0,1828
Custo de geração	47,7 US\$/MWh	55,2 US\$/MWh

O procedimento de simulação desenvolvido para a análise dos sistemas de cogeração permite a avaliação dos custos instantâneos de geração elétrica. Essa análise é possível, neste trabalho, para os sistemas de potência a vapor, que foram simulados sob a consideração de um regime em carga variável.

A Figura 7.10 apresenta a tendência dos custos de geração de eletricidade em um sistema a vapor de contra-pressão - representado pela "configuração 1"²⁰ - em função dos desequilíbrios entre as linhas de vapor de alta e baixa pressão. Valores negativos no eixo das abscissas indicam fluxos de vapor pela válvula redutora de pressão, enquanto valores positivos correspondem a descargas de vapor para a atmosfera.

A tendência de ligeiro crescimento verificada à direita do diagrama é devida à dois fatores: (i) à curva de eficiência da turbina a vapor, decrescente naquela região, e (ii) à redução da temperatura da água de alimentação dos geradores de vapor²¹, o que implica em um maior consumo de combustível. Essa tendência seria mais pronunciada se fossem também computados os custos da água e de seu tratamento, associados ao vapor descarregado à atmosfera.

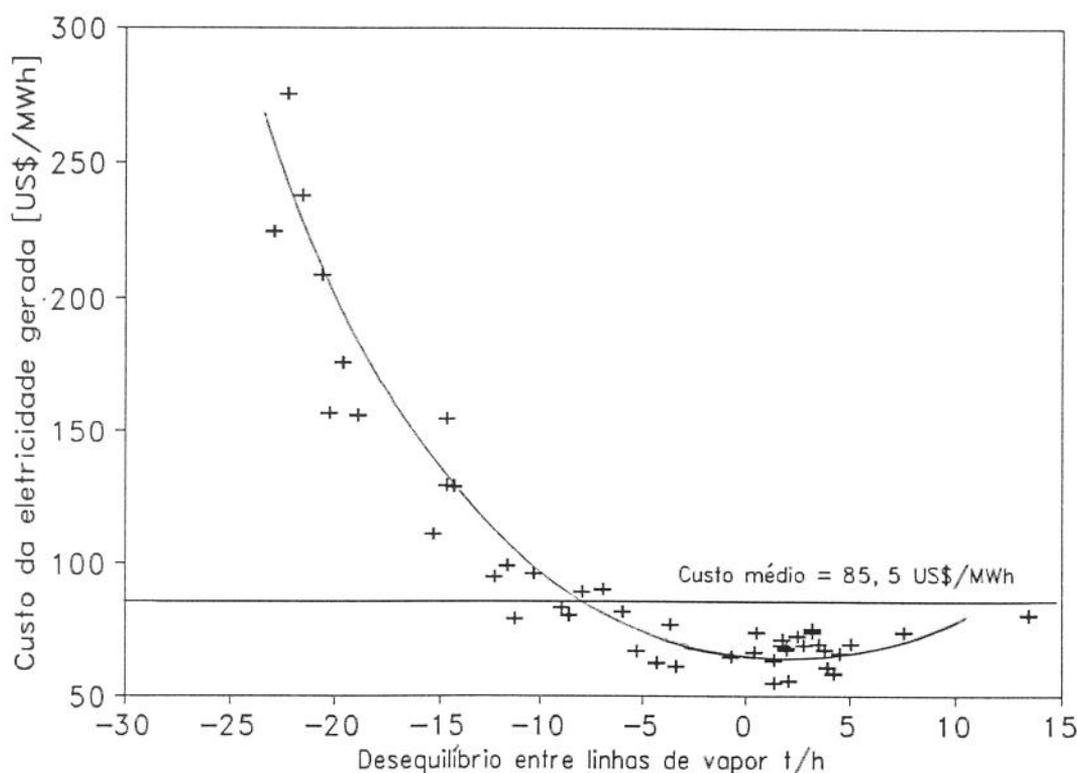


Figura 7.10 Custos da eletricidade gerada em função de desequilíbrios entre as linhas de vapor

²⁰ Os resultados correspondem aos custos diferenciais - investimento, manutenção e combustível - em relação à situação em que auto-suficiência de abastecimento elétrico é 0,70. Nesse sentido, os custos computados são só da eletricidade adicional produzida. A taxa de desconto considerada é 15,2% a.a..

²¹ Em função do menor aproveitamento do condensado.

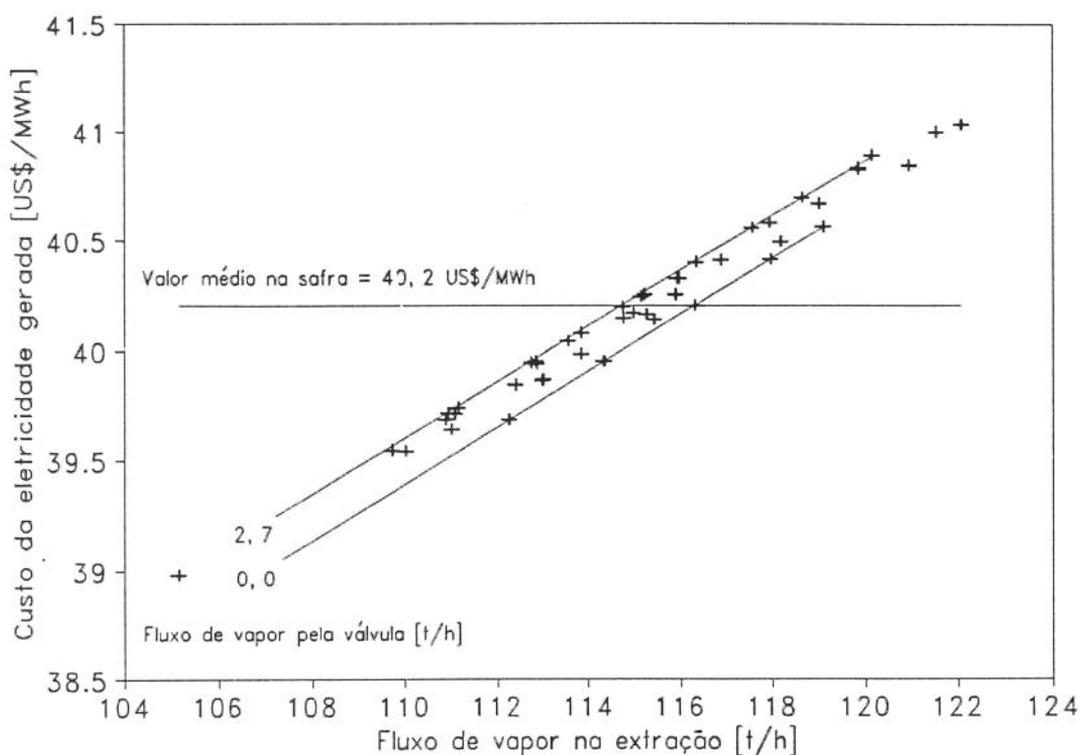


Figura 7.11 Custos da eletricidade gerada em sistemas com uma extração automática e condensação

A Figura 7.11 mostra a tendência de variação dos custos de produção de eletricidade em sistemas extração-condensação²², em função do fluxo de vapor de extração. As linhas inclinadas identificam duas condições de escoamento pela válvula redutora de pressão. Os fluxos de vapor pela válvula redutora, como explicado no capítulo anterior, são devidos à necessidade de ajustes no balanço de massa na linha de baixa pressão. O comportamento crescente dos custos com o aumento das extrações de vapor significa, evidentemente, que os custos de produção caem na medida em que se eleva a fração de vapor que é levado à condensação.

²² Por facilidade de representação, optou-se pelos sistemas com simples extração. Os custos dizem respeito à eletricidade excedente e, para tanto, só foram considerados os custos diferenciados em relação à situação de referência. A taxa de desconto adotada é 15,2% a.a..

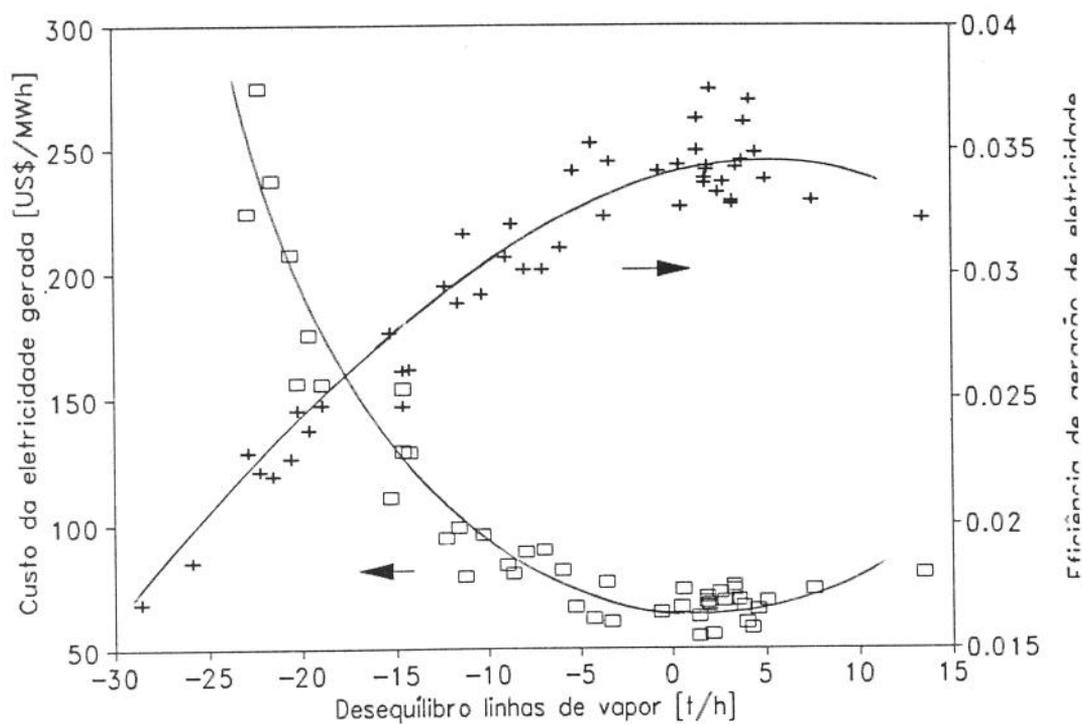


Figura 7.12 Associação entre custos e eficiência de geração - "configuração 1"

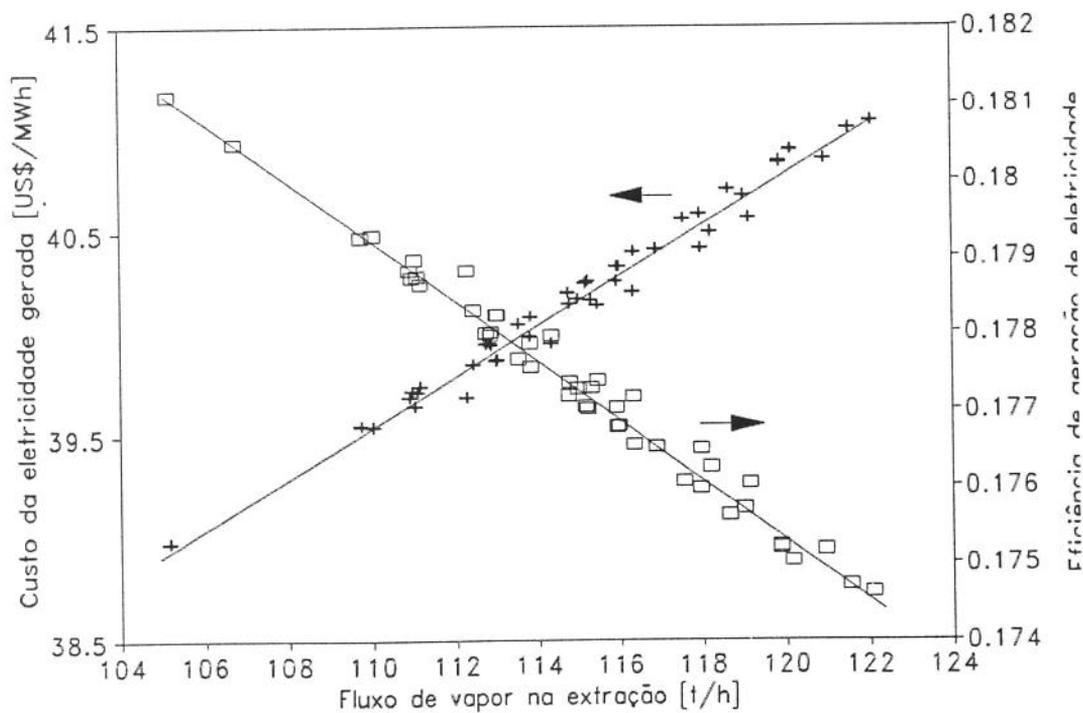


Figura 7.13 Associação entre custos e eficiência de geração - sistemas extração-condensação

As Figuras 7.12 e 7.13 mostram, a título ilustrativo, as curvas de custos e de eficiência de geração elétrica, para os sistemas representados pela "configuração 1" - sistema com turbinas de contra-pressão - e pela "configuração 5" - sistema com uma extração automática e condensação. Quando do início da realização da análise econômico-financeira deste trabalho, uma das metas era o estabelecimento de uma correlação entre parâmetros de desempenho termodinâmico e indicadores de eficiência econômica, objetivo que não foi alcançado em sua plenitude. A esse respeito, alguns comentários são tecidos no Anexo E.

Capítulo 8

A Produção de Eletricidade a Partir de Resíduos da Cana: Potencial e Perspectivas, Segundo a Ótica dos Diferentes Atores Envolvidos

8.1 Introdução

Neste capítulo faz-se uma análise da visão dos diferentes setores sociais e econômicos potencialmente interessados na expansão da produção de eletricidade a partir dos resíduos da cana-de-açúcar: o setor sucro-alcooleiro, o setor elétrico e a sociedade em seu conjunto. Os pontos abordados, na sequência do texto, dizem respeito (i) ao potencial de produção de eletricidade, (ii) à provável contribuição da comercialização de eletricidade excedente para com a redução dos custos de produção do álcool, e (iii) aos interesses dos diversos atores envolvidos.

8.2 O Potencial da Produção de Eletricidade a Partir de Resíduos da Cana

A avaliação do potencial de produção de eletricidade junto ao setor sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo foi feita neste trabalho tendo o ano 2014 como horizonte¹. A escolha de um período de 20 anos se deve ao interesse de se determinar o potencial máximo, considerada a vida útil das instalações que foram recentemente transformadas. A determinação desse potencial requer as seguintes ações:

¹ A avaliação foi feita para São Paulo porque somente para o Estado havia uma base de dados adequada para a seleção das usinas aptas à produção de eletricidade em larga escala, de acordo com o procedimento estatístico escolhido.

- (i) projeção da moagem de cana, especificação do teor de fibras e do percentual de recuperação de pontas e folhas. O montante de bagaço e pontas e folhas influencia a produção específica de cada tecnologia, avaliada em kWh/tc. O procedimento de projeção da moagem de cana é descrito na presente capítulo;
- (ii) seleção, do ponto de vista econômico-financeiro, das tecnologias mais viáveis. A avaliação da economicidade das tecnologias consideradas neste trabalho é apresentada no Capítulo 7;
- (iii) avaliação do potencial de produção de eletricidade e da disponibilidade de eletricidade excedente, para cada uma das tecnologias passíveis de consideração. Neste trabalho essa avaliação foi feita através dos procedimentos de simulação descritos no Capítulo 6;
- (iv) avaliação das usinas mais adequadas à introdução das tecnologias de produção de eletricidade. Neste trabalho essa avaliação foi feita tanto pela consideração do porte das plantas quanto da dinâmica de seu empresariado, a partir de um procedimento de análise estatística - a Análise de Grupamento, ou "Cluster Analysis" -, que é descrito no Anexo F; e
- (v) avaliação propriamente dita do potencial, a partir da consideração dos cenários que balizam cada uma das quantificações acima descritas.

O potencial de produção de eletricidade foi avaliado pela seguinte relação:

$$\text{Potencial} = [(tca) \cdot (\text{kWh/tc}) \cdot (\% \text{ tc})] / (8.760 \cdot \text{FC}) \quad (3)$$

onde: Potencial [kW médios]

tca = total de cana moída em um ano [ton/ano];

kWh/tc = produção específica de energia elétrica [kWh/ton];

% tc = % da moagem total que é viabilizada nas usinas consideradas mais adequadas;

FC = fator de capacidade

8.2.1 Projeção da moagem de cana

Estudos anteriores de avaliação do potencial de cogeração junto ao setor sucro-alcooleiro já trataram da estimativa de crescimento da produção de cana-de-açúcar. OGDEN et alii (1990) citam um estudo de 1987 do Banco Mundial que preve um crescimento da produção mundial de cana, até 1995, a uma taxa média anual de 1,5 % a.a., com a ressalva de que esse percentual poderia ser menor face às dificuldades de crescimento do mercado mundial de açúcar².

² Existe forte concorrência do açúcar de beterraba e de produtos tais como as frutoses e os adoçantes de baixa caloria. Além disso, os preços internacionais são relativamente instáveis face à existência de um mercado de exportação pequeno vis-à-vis o consumo mundial.

No entanto, no mesmo trabalho, quando da avaliação do potencial de produção de eletricidade via os sistemas BIG-STIG, os autores consideraram uma taxa média de crescimento de 3,1 % a.a. para a produção mundial de cana no período 1987-2027. Esse valor é praticamente igual à estimativa feita por GOLDEMBERG et alii (1988) - 3 % a.a. -, valor que foi adotado por COELHO (1992) na avaliação do potencial dos ciclos BIG-STIG no Brasil³.

Neste trabalho, optou-se pela avaliação da oferta de cana a partir de estimativas de crescimento tanto da produção de açúcar quanto de álcool etílico para finalidades carburantes.

O crescimento da produção de cana para produção de açúcar é influenciado pelo mercado de exportação. CAMPOS (1994) considera que taxas de crescimento do mercado mundial de açúcar da ordem de 1 a 2% a.a. devem ser verificadas nos próximos anos. Como a produção do Estado de São Paulo é muito competitiva em termos internacionais, é de se esperar que parte desse crescimento seja atendido pelas usinas paulistas⁴. Para simplificar a análise, foram arbitrariamente atribuídos valores de crescimento da produção de cana voltada à produção de açúcar: 1,8% a.a. no caso do "cenário 1", que representa condições mais favoráveis de expansão da atividade sucro-canavieira, e 1,2% a.a. no caso do "cenário 2", que faz a contraposição, representando condições adversas de expansão desse segmento econômico.

Já a projeção do consumo do álcool etílico carburante foi feita tomando-se por base o modelo desenvolvido por BUONFIGLIO & BAJAY (1990) e a aplicação feita por BAJAY et alii (1991). Trata-se, em resumo, de uma avaliação da demanda de combustíveis baseada na evolução (i) da frota de veículos, (ii) da intensidade de uso desses veículos, expressa em km/ano de rodagem e (iii) no consumo específico, avaliado em km/l de combustível.

A frota de veículos⁵ a gasolina e a álcool foi estimada da seguinte forma:

- (i) o histórico da frota, no período 1977-1994, foi avaliado a partir dos registros de vendas⁶, considerando uma matriz de sucateamento e uma influência, sobre a frota de um determinado ano, das vendas ocorridas até 20 anos antes;
- (ii) a projeção da frota foi feita a partir das projeções das vendas. Por sua vez, as taxas de crescimento das vendas foram tomadas de BAJAY et alii (1991). O cenário mais otimista de

³ O crescimento médio da produção mundial de cana-de-açúcar no período 1977-1989 foi de 2,95% a.a., crescimento esse que foi influenciado pela expansão da produção brasileira voltada ao PROÁLCOOL. Excluído o Brasil, o crescimento médio no período foi de 2,08% a.a. (ver Tabela 5.1).

⁴ Os custos de produção das usinas paulistas só tem concorrência com os custos praticados na Austrália, África do Sul e Tailândia (CARVALHO, 1994).

⁵ Automóveis e veículos comerciais leves, de acordo com classificação adotada pela ANFAVEA.

⁶ As vendas de 1958 a 1992 foram tomadas do anuário da ANFAVEA (1993), enquanto as vendas em 1993 e 1994 correspondem à informações não publicadas, obtidas por comunicação pessoal. As vendas de 1994 foram calculadas a partir do acumulado no período Janeiro-Julho.

evolução das vendas - crescimento a uma taxa de 3,86% a.a. no período 1995-2014 - foi associado ao "cenário 1", enquanto o cenário mais pessimista - crescimento de 1,68% a.a.⁷ - foi associado ao "cenário 2".

A projeção da frota de veículos em 2014 indica 31,6 milhões de unidades no primeiro caso e 24,4 milhões, no segundo⁸. A repartição da frota entre veículos a álcool e gasolina foi feita pela suposição de que em todo período de projeção 25% das vendas de veículos novos corresponderão a modelos a álcool. A mesma hipótese foi adotada nos dois cenários⁹.

A partir da estimativa de frota no período 1977-1992 e com os dados de consumo automotivo de gasolina e álcool publicados no Balanço Energético Nacional (MME, 1993), fez-se uma estimativa do consumo anual por veículo. Considerando que cada veículo roda, em média, 20.000 km/ano¹⁰, pode-se então avaliar o consumo específico de cada segmento da frota: 9,37 km/l e 11,48 km/l para as frotas de veículos a álcool e gasolina, respectivamente.

Para o período 1995-2014 foram consideradas evoluções do índice de uso da frota e do consumo específico. No "cenário 1", para o indicador km/ano foi imposta uma redução média de 0,14% a.a., valor que equivale ao observado na Itália no período 1970-1980¹¹ (IEA, 1991).

Já para o consumo específico, no mesmo cenário, foi considerada uma melhoria da ordem de 1,10% a.a., valor que corresponde ao ganho médio de eficiência da frota de veículos da Espanha no período 1979-1988. Dessa forma, o consumo específico da frota de veículos a álcool passaria a 11,94 km/l e o da frota a gasolina a 14,63 km/l, ou 8,38 l/100 km e 6,83 l/100 km,

⁷ No trabalho de referência a projeção das vendas foi feita no período 1992-2010. O cenário otimista tem como premissas o crescimento do PIB a uma taxa média de 5% a.a., uma redução do preço médio dos veículos em relação ao que é verificado no momento atual e 20 anos contínuos sem percepção de crise por parte do mercado consumidor. Já no cenário pessimista, a taxa de crescimento do PIB é de apenas 3,1% a.a., não há redução do preço médio dos veículos e não há, em nenhum momento, percepção de superação da crise econômica por parte do mercado consumidor.

⁸ Esses resultados equivalem a um índice de motorização de 6,43 hab/veículo, no caso mais otimista, e de 8,32, no mais pessimista. A título de comparação, deve-se observar que esses índices são equivalentes aos verificados na Argentina e no México, respectivamente, em 1992 (ANFAVEA, 1993).

⁹ Em 1993 a fração de veículos a álcool no total das vendas de automóveis e comerciais leves foi de 25%, considerando, inclusive, os veículos importados. Até Julho de 1994 essa participação foi reduzida para apenas 16%. Ocorre que quase 50% dos novos veículos têm motor de 1.000 cilindradas e nenhum desses modelos é ainda vendido com a versão a álcool.

¹⁰ Na referência original o parâmetro km/ano era estimado através de uma regressão, em função do PIB per capita, do preço médio do combustível e da idade média da frota. Aqui, para simplificar a análise, foi adotado um valor médio idêntico para ambos os segmentos da frota, embora o uso da frota de veículos a gasolina, que no momento é mais antiga, deva ser menor.

¹¹ A redução é justificada pelas seguintes tendências: (i) maior número de veículos por família, (ii) maiores dificuldades de tráfego, (iii) maiores restrições de caráter ambiental ao uso dos veículos e (iv) melhoria do transporte coletivo.

respectivamente; a título de exemplificação, deve-se notar que o consumo específico de veículos novos na Itália em 1988 era, em média, 6,80 l/100 km (IEA, 1991).

No "cenário 2", as taxas anuais de evolução desses parâmetros foram arbitrariamente fixadas em 70% dos valores acima especificados.

Finalmente, o percentual de mistura de álcool anidro à gasolina foi fixado em 22% para o horizonte de projeção em função de dispositivo legal que determina esse percentual.

A Figura 8.1 apresenta a projeção das demandas de álcool anidro e hidratado no período 1993-2014. A linha horizontal representa uma indicação da capacidade instalada de produção de álcool etílico no país, estimada em cerca de 16 bilhões de litros/ano (Tribunal de Contas da União, 1990 e CAMPOS, 1994). Observa-se, então, que dentro das considerações do "cenário 1", investimentos na expansão da capacidade instalada teriam que ser feitos já a partir do início da próxima década para atender a demanda a partir de 2005/2006. No "cenário 2", por sua vez, a capacidade ora instalada seria capaz de atender a demanda prevista até além do ano 2010¹².

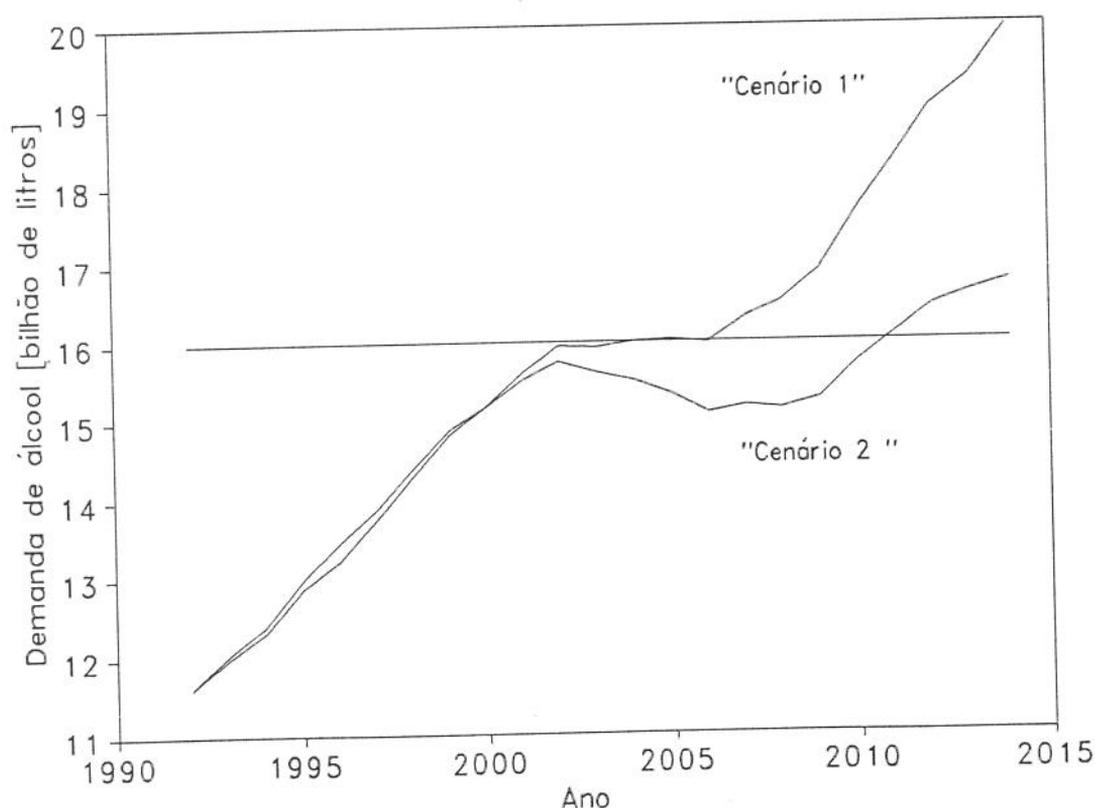


Figura 8.1 Projeções da demanda de álcool carburante tendo como horizonte o ano 2014

¹² É interessante destacar que os dois cenários considerados supõem, intrinsecamente, uma reestruturação do PROÁLCOOL na medida em que a produção de álcool anidro passaria dos 18% da produção total, percentual verificado em 1992, para 34% em 2014.

Supondo que 65% da produção de álcool continue a ser respondida pelas usinas do Estado de São Paulo¹³ e que a capacidade de produção no Estado seja de aproximadamente 9,5 bilhões de litros/ano (CARVALHO, 1994), o limite da capacidade de produção seria atingido por volta do ano 2000, em qualquer um dos cenários. No "cenário 2" considera-se que, uma vez atingida a capacidade instalada de produção de álcool, essa não seja expandida dada a concentração da produção já observada no Estado. Já no "cenário 1", é considerada uma expansão da capacidade de produção em São Paulo, de sorte que o percentual de 65% da produção total continue a ser observado¹⁴.

Para atender o crescimento da produção de açúcar e álcool, as usinas do Estado de São Paulo teriam que expandir a moagem de cana a uma taxa média de 2,20% a.a. e 1,12% a.a. no período 1994-2014, nos cenários "1" e "2", respectivamente. Essa avaliação é feita a partir da consideração de uma evolução assintótica do rendimento industrial, até que se atinja, em 2014, o índice de 83 litros de álcool/tonelada de cana¹⁵. Na Figura 8.2 é apresentada a evolução da moagem de cana em São Paulo, dentro das premissas anteriormente descritas. Considerada a estimativa de moagem de cana em 1994, que é de 152,6 milhões de toneladas (CARVALHO, 1994), a moagem total em 2014 estaria entre 182,6 e 230,9 milhões de toneladas¹⁶.

8.2.2 Teor de fibras da cana

É razoável supor que dentro de um horizonte de 20 anos, em função do desenvolvimento genético e da introdução de novas espécies de cana na lavoura, possa haver uma redução do teor de fibras da cana e, por decorrência, uma redução da oferta de biomassa. A redução do teor de fibras também traria consequências quanto ao perfil da demanda de energia na etapa industrial, uma vez que ao menos o consumo de potência mecânica seria afetado¹⁷.

¹³ No início dos anos 90 pouco mais de 65% da produção nacional de álcool carburante era respondida pelas usinas paulistas.

¹⁴ CARVALHO (1994) argumenta que existem áreas disponíveis na Região Oeste do Estado que poderiam ser destinadas à agroindústria canavieira.

¹⁵ Para a quantificação desse valor foi ajustada uma curva aos valores de rendimento observados entre 1979 e 1991, no Estado de São Paulo.

¹⁶ Neste trabalho não é feita qualquer consideração quanto à limitação da área agrícola que pode ser ocupada com a cana-de-açúcar.

¹⁷ A demanda de potência na etapa de moagem é função, entre outros parâmetros, do teor de fibras da cana (NOGUEIRA, 1987).

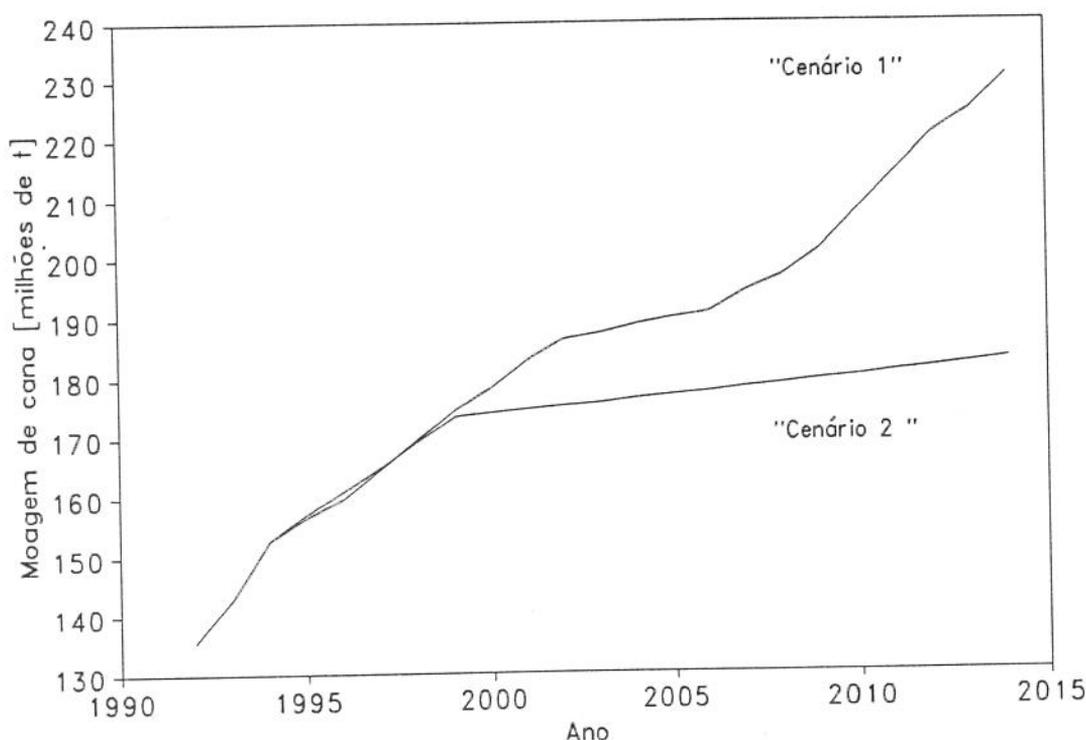


Figura 8.2 Estimativas da evolução da moagem de cana em São Paulo no período 1994-2014

Neste trabalho, para que não fossem feitas alterações de maior monta nos procedimentos de simulação construídos para cada tecnologia de produção de eletricidade, optou-se pela consideração de um valor constante para o teor de fibras da cana - 13,25%.

8.2.3 Percentual de recuperação de pontas e folhas

Já foi comentado anteriormente que a recuperação de pontas e folhas requer a mecanização da colheita da cana. O percentual de pontas e folhas que pode ser recuperado no campo depende, entre outros fatores, da tecnologia empregada na colheita, da topografia do terreno e dos requerimentos para a proteção do solo contra a erosão e para a proteção da soca da cana contra a ação das ervas daninhas.

De acordo com estimativas da COPERSUCAR (MACEDO, 1994), estima-se que, em termos médios, 50% das pontas e folhas possam vir a ser recuperadas. Esse valor foi empregado neste trabalho.

8.2.4 Produção específica de energia elétrica

O índice de produção específica de energia elétrica, avaliado em kWh de eletricidade produzida por tonelada de cana processada - kWh/tc -, é normalmente empregado na avaliação do potencial de cogeração junto ao setor sucro-alcooleiro. Na Tabela 6.3 esse parâmetro foi apresentado para as várias tecnologias e sistemas simulados.

A análise aqui feita se restringe à apenas três sistemas dentro do conjunto de tecnologias e configurações estudadas. São eles: (i) os sistemas com turbinas a vapor de contra-pressão que são representados, no Capítulo 6, pela "configuração 2"; (ii) os sistemas com turbinas de dupla extração e condensação representados pela "configuração 6"; e (iii) os sistemas BIG-STIG em ciclo combinado com as turbinas LM 5000. Os dois últimos sistemas já haviam sido identificados, no Capítulo 7, como os mais viáveis do ponto de vista econômico-financeiro para a produção de eletricidade excedente em maior escala. O sistema representado pela "configuração 2", embora não apresente grande atratividade, foi escolhido para que se tenha um referencial do potencial de um programa relativamente modesto de produção de eletricidade excedente¹⁸.

Os índices de produção específica apresentados na Tabela 8.1 são os valores utilizados na avaliação do potencial de eletricidade excedente a partir dos resíduos da cana. Se comparados com os índices apresentados na Tabela 6.3, ficarão evidentes diferenças quanto a alguns resultados. As razões são as seguintes:

- (i) para a avaliação do potencial da "configuração 2" dentro de um horizonte de 20 anos foi considerada uma redução da demanda de vapor de processo, dos 500 kg/tc empregados na análise feita nos Capítulos 6 e 7, para 420 kg/tc. Os demais sistemas foram tratados com os resultados obtidos na simulação, para uma demanda de 370 kg/tc;
- (ii) como a recuperação de pontas e folhas foi limitada à 50% de sua disponibilidade no campo, os sistemas BIG-STIG com turbinas LM 5000 em ciclo combinado só são viáveis, considerada apenas a possibilidade de uso da biomassa própria, para usinas com moagem média efetiva superior a 400 tch (ver Figura 6.21).

O índice específico de eletricidade excedente, que relaciona a eletricidade excedente disponível para comercialização à moagem anual de cana, foi calculado se imaginando um consumo próprio de 9,5 kWh/tc. Esse valor pressupõe um certo esforço de racionalização do uso de energia elétrica, nas usinas, dentro do horizonte de planejamento¹⁹.

¹⁸ De acordo com a análise feita no Capítulo 7, a "configuração 2" apresentou melhores resultados em relação às demais alternativas de produção de excedentes exclusivamente no período de safra.

¹⁹ A redução do consumo próprio de eletricidade seria inferior a 20% do consumo atual, tomando o índice 11,5 kWh/tc como referencial (ver Capítulo 6). Tomando os dados da Tabela F.2 como referência, a economia seria da ordem de 20% nas usinas anexas e de 30% nas autônomas.

Tabela 8.1 Índices de produção e de eletricidade excedente para cálculo do potencial

Parâmetro	"Configuração 2"	Configuração 6"	BIG-STIG LM 5000 CC
Produção [kWh/tc]	20,40	120,56	285,00
Excedente [kWh/tc]	10,90	111,06	275,50

8.3 Seleção das Usinas mais Adequadas à Comercialização de Eletricidade Excedente

A realização dos investimentos que permitem a venda de energia elétrica excedente depende de um certo número de fatores que levam, por sua vez, à limitação do potencial. Esses fatores estão associados à restrições tais como o porte mínimo da usina para a viabilização de uma dada tecnologia, ao montante mínimo de excedente para que haja interesse de compra por parte de uma concessionária e à própria dinâmica do empresariado do setor sucro-alcooleiro.

Neste trabalho, a seleção das usinas mais adequadas à comercialização de eletricidade excedente foi feita com o auxílio de um procedimento estatístico de análise de grupamento, a análise de "Cluster"²⁰. As usinas anexas e autônomas foram classificadas em grupos a partir de índices que refletem o porte da instalação, a eficiência de produção industrial e a intensidade de operação²¹.

Com o procedimento adotado foram definidos três grupos para as usinas anexas e dois para as autônomas. O primeiro grupo das anexas é formado por grandes unidades de produção, com bons índices de eficiência e de operação; o segundo grupo de usinas corresponde à unidades eficientes de médio e pequeno porte e o terceiro grupo às usinas de baixa eficiência, também de pequeno e médio porte. Na divisão das usinas autônomas prevaleceu o volume de moagem, separando as usinas de maior e menor moagem média.

Os resultados alcançados foram comparados com os de um estudo similar desenvolvido pelo IPT (1986) no qual a preocupação principal era a classificação das usinas em função dos custos de produção do álcool. Pode-se constatar uma coincidência bastante expressiva entre os dois estudos, ou seja, as usinas identificadas como de menor custo naquela oportunidade são, em geral, as mesmas unidades de médio e grande porte que são mais eficientes e operam em regime mais intenso ao longo da safra.

²⁰ Ver, no Anexo F, uma descrição do procedimento, as premissas da análise feita e os resultados alcançados.

²¹ O porte da usina é representado pela moagem média horária ao longo de uma safra, a eficiência é avaliada pela eficiência de conversão da sacarose e a intensidade de operação por uma relação entre as horas efetivas de moagem e o número total de horas ao longo de um ano.

A hipótese assumida neste trabalho é que (i) as usinas maiores, (ii) as que operam com maior regularidade ao longo da safra e (iii) as que são mais eficientes devem ser consideradas como de maior potencial do ponto de vista da comercialização de eletricidade excedente. Esses atributos caracterizariam, em princípio, um maior montante de excedentes, uma maior confiabilidade de suprimento e uma postura mais dinâmica por parte do empresariado. Dessa forma, quando da adoção de medidas de fomento e estratégias para a viabilização de uma maior fração do potencial, essas unidades deveriam ser priorizadas.

As usinas consideradas como de maior potencial correspondem às que foram alocadas nos dois primeiros grupos de unidades anexas - totalizando 35 usinas - e no primeiro dos dois grupos de autônomas, grupo esse que foi definido com 28 plantas²². A moagem dessas 63 usinas correspondeu à 70,8% da moagem total verificada na safra 1989-1990.

Esse percentual foi empregado na ponderação da moagem total de cana, projetada para o ano 2014²³. No "cenário 1", que representa uma expansão mais acentuada da atividade sucrocanavieira no Estado de São Paulo, se imagina que as usinas já existentes aumentarão sua capacidade de moagem para a produção de álcool até que se atinja o limite da capacidade instalada. Assim, se considera que 190,5 milhões de toneladas de cana serão moidas pelas usinas existentes, montante sobre o qual se justifica a aplicação do fator de ponderação. As 40,4 milhões de toneladas de cana que complementam a projeção de moagem deverão ser industrializadas em novas unidades que, se imagina, já serão construídas dentro da preocupação de melhor aproveitar o potencial de produção de eletricidade.

Já no "cenário 2", no qual não se considera expansão do número de unidades, o fator de ponderação foi aplicado sobre toda a projeção de moagem de cana - 182,6 milhões de toneladas.

Duas outras considerações foram feitas, a primeira a título meramente especulativo e a segunda em associação à uma restrição técnica. São elas:

(i) em um contexto de menor estímulo ao aproveitamento do potencial de produção de excedentes, as concessionárias poderão estar interessadas em assinar contratos que permitam a entrega regular de pelo menos 2.000 kW (ARANTES, 1994), em função dos custos da interligação e de eventuais dificuldades para o planejamento da operação; esse montante, no entanto, não impõe uma restrição adicional dado que todas as usinas selecionadas têm porte compatível com essa restrição;

²² A rigor, caberia uma seleção mais detalhada entre as usinas autônomas dado que entre as 28 unidades escolhidas existem várias que não apresentam parâmetros compatíveis com as usinas anexas selecionadas.

²³ Essa decisão implica na consideração de que todas as usinas continuarão a existir e que todas expandirão sua moagem efetiva na mesma proporção. Na realidade, é de se imaginar que haja uma certa concentração da produção, tendência já observada pela gradual redução do número de unidades em cada safra (na safra 1994-1995 são 135 unidades em operação em São Paulo).

(ii) no caso dos sistemas BIG-STIG com emprego das turbinas LM 5000, em função de restrições já discutidas, é necessário que as usinas tenham moagem média superior a 400 tch (ver Figura 6.21). A imposição dessa restrição ao grupo de usinas previamente selecionado, mesmo considerando a possibilidade de expansão da moagem, limita o conjunto de usinas adequadas a apenas 30 unidades existentes, no caso do "cenário 1", e a 28 plantas no caso do "cenário 2"²⁴. Nessa situação, o fator de ponderação de moagem deve ser reduzido para 52,6% e 51%, respectivamente.

8.4 Potencial de Comercialização da Eletricidade Excedente

O potencial de produção da energia elétrica excedente pode ser avaliado a partir da relação (3), considerando, de acordo com as premissas anteriormente adotadas na simulação dos sistemas, 3.650 horas de operação na safra e 7.010 horas ao longo de todo o ano. Para cada um dos cenários de moagem de cana-de-açúcar foram calculados os potenciais "termodinâmico" e "técnico-econômico". O potencial termodinâmico representa o máximo potencial para um dado nível de produção de cana, uma vez que nenhuma restrição é considerada quanto à sua viabilização. Já o potencial técnico-econômico representa um subconjunto do primeiro dada a introdução de certas restrições²⁵.

Essa conceituação dos potenciais de cogeração corresponde às definições apresentadas por HU (1985). Do ponto de vista do planejamento o que realmente interessa é o potencial de "mercado", ou seja, um subconjunto ainda menor que representa a fração do potencial máximo que pode ser efetivamente viabilizado. Experiências internacionais indicam que, no contexto de programas de fomento bem orientados, apenas 20 a 25% do potencial termodinâmico pode ser recuperado (LIONS, 1990 e KRAUSE, 1992)²⁶.

Na Tabela 8.2 são apresentadas as avaliações feitas para as três tecnologias aqui consideradas.

²⁴ Apenas 5 e 4 usinas autônomas em cada caso, respectivamente.

²⁵ Restrições de ordem técnica foram consideradas quando da definição do porte adequado das usinas. Restrições de caráter econômico podem ser atribuídas à seleção das tecnologias de maior atratividade e à definição de um subconjunto de usinas que foi identificado como mais viável à difusão da produção de eletricidade excedente.

²⁶ Nesse sentido, a avaliação de que 2,6 GW podem ser viabilizados no Estado de São Paulo até 2010 é até um pouco otimista.

Tabela 8.2 Potencial de produção de energia elétrica excedente nas usinas de açúcar e álcool do Estado de São Paulo para 2014 - [MW médios]

Sistema	Cenário 1		Cenário 2	
	Termodinâmico	Técnico-econômico	Termodinâmico	Técnico-econômico
Configuração 2	690	520	545	390
Configuração 6	3.660	2.780	2.900	2.050
BIG-STIG LM 5000 CC	9.080	5.530	7.180	3.660

Os números apresentados na Tabela 8.2 podem ser analisados vis-à-vis outras avaliações já feitas. Deve ser observado, no entanto, que a simples comparação entre os resultados é dificultada pela falta de maiores informações sobre as premissas empregadas em cada estudo. Os resultados conhecidos são apresentados na Tabela 8.3.

Tabela 8.3 Avaliações do potencial de energia elétrica excedente, em São Paulo [GW]

Referência	Potencial	Tecnologia	Observações
DNAEE (1986)	1,1	TV contra-pressão	toda geração de vapor a 6,2 MPa
ELETOBRÁS-	1,0 a 2,0	TV contra-pressão	geração de vapor a 2,1 MPa
COPERSUCAR (1991)	1,4	extração-condensação	geração de vapor de 6,0 a 8,0 MPa
SOPRAL	3,1 a 6,2	BIG-STIG	50 e 100% de pontas e folhas, res.
Forum Paulista. Desenv.	9,2	BIG-STIG	com 100% de pontas e folhas
Programa de cogeração	0,8 a 6,0	BIG-STIG	depende da tecnologia empregada
COELHO (1992)	2,6	não especificadas	avaliação do realizável até 2010
	5,8	extração-condensação	expansão da moagem a 3% a.a.
	14,3	BIG-STIG	calculado p/ 7.010 horas/ano

Do ponto de vista do planejamento energético é interessante a análise do potencial técnico-econômico de produção de eletricidade excedente nas usinas de açúcar e álcool, tanto de acordo com sua distribuição nas áreas de concessão do Estado quanto segundo as Regiões Administrativas. Essas distribuições são apresentadas nas Tabelas 8.4 e 8.5.

Tabela 8.4 Distribuição percentual do potencial técnico-econômico de produção de eletricidade excedente segundo as áreas de concessão

Sistema	Área de Concessão	Cenário 1	Cenário 2
Configurações 2 e 6	CPFL	56,0	78,6
	CESP	6,0	8,4
	ELETROPAULO	0,6	1,0
	Concessionárias privadas	8,6	12,0
	Área de expansão da atividade canavieira	28,8	---
BIG-STIG	CPFL	60,7	85,2
	CESP	5,4	7,5
	Concessionárias privadas	5,2	7,3
	Área de expansão da atividade canavieira	28,8	---

As informações da Tabela 8.4 chamam a atenção em função da enorme importância da CPFL na viabilização do potencial existente no setor sucro-alcooleiro, fato que já havia sido destacado anteriormente. É importante observar que as várias concessionárias privadas do Estado de São Paulo também poderão ter, em seu conjunto, uma importância maior, principalmente se a expansão da agro-indústria canavieira for deslocada para as regiões de sua atuação.

Tabela 8.5 Distribuição percentual do potencial técnico-econômico de produção de eletricidade excedente segundo as regiões administrativas

Sistema	Regiões Administrativas	Cenário 1	Cenário 2
Configurações 2 e 6	Ribeirão Preto	33,7	47,3
	Bauru	12,2	17,1
	Campinas	10,3	14,5
	Outras	15,0	21,1
	Área de expansão da atividade canavieira	28,8	---
BIG-STIG	Ribeirão Preto	33,6	47,2
	Bauru	15,0	21,0
	Campinas	12,3	17,3
	Outras	10,3	14,5
	Área de expansão da atividade canavieira	28,8	---

De acordo com as Regiões Administrativas, uma fração expressiva do potencial é identificado em torno de Ribeirão Preto e, com menor importância, nas regiões de Bauru e

Campinas. Por outro lado, em função do significativo potencial associado à uma eventual expansão da agro-indústria canavieira, cabe destacar que essa poderia ser induzida de forma a que fossem minimizados os investimentos necessários ao abastecimento elétrico em algumas áreas do Estado²⁷.

8.5 Contribuição para com a Redução dos Custos de Produção do Álcool

Uma das principais justificativas para a difusão da geração elétrica em larga escala no setor sucro-alcooleiro está na possibilidade de redução dos custos de produção do açúcar e, principalmente, do álcool. OGDEN et alii (1990) abordam a questão supondo que, do ponto de vista contábil, o sistema de produção de eletricidade possa ser imaginado como uma empresa autônoma em relação às usinas, comprando bagaço e, eventualmente, pontas e folhas, e vendendo eletricidade e vapor. A redução dos custos de produção dos produtos tradicionais seria então determinada pelo balanço entre custos e receitas.

A avaliação dos efeitos da comercialização de eletricidade excedente sobre os custos de produção do álcool é aqui feita através de um procedimento de simples aplicação. Trata-se, na realidade, de uma adaptação de um método de alocação de custos comuns em sistemas de produção combinada de calor e potência (MARECKI, 1988). Conforme pode ser observado na Figura 8.3, nos casos extremos, que correspondem aos vértices dos triângulos, todos os custos relativos à produção de álcool e eletricidade são alocados a apenas um dos produtos. O caso mais favorável para a redução dos custos de produção do álcool é caracterizado pela situação em que os benefícios resultantes da venda de eletricidade excedente são repassados integralmente ao álcool.

Na aplicação deste procedimento foi considerada uma usina hipotética, com capacidade de produção de 86,4 milhões de litros de álcool hidratado equivalente por ano, compatível, portanto, com o nível de moagem média efetiva de 300 tch empregado nos estudos técnicos e econômicos anteriormente apresentados. Para o valor médio de produção do álcool hidratado foi assumido 0,258 US\$/l, valor que corresponde a uma estimativa dos custos médios para o grupo de usinas em que a produção de eletricidade excedente é considerada mais provável²⁸.

²⁷ É importante comparar a contribuição potencial da produção de eletricidade excedente a partir dos resíduos da cana - 25,7 a 38,8 TWh, quando do emprego dos sistemas BIG-STIG, - com as projeções do mercado de energia elétrica, em 2015, para a região Sudeste: 304,4 a 395,0 TWh, dependendo do cenário econômico considerado (ELETROBRÁS, 1993-b)

²⁸ Esse valor corresponde a 90% da avaliação feita por CAMPOS (1994) para o custo médio de produção do álcool no Estado de São Paulo - 50 US\$/barril equivalente. Em 1992 o custo médio era avaliado em 47 US\$/barril (vide

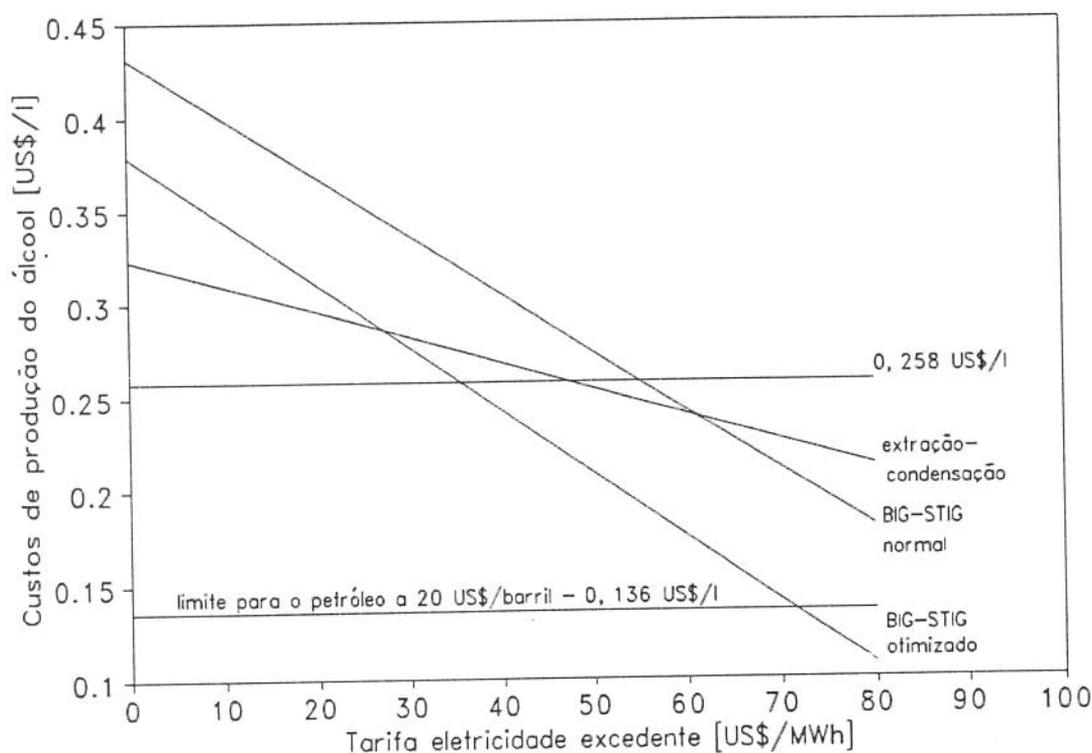


Figura 8.3 Efeito da tarifa de eletricidade excedente sobre os custos de produção do álcool

Os custos de produção da eletricidade excedente correspondem às avaliações feitas no Capítulo 7, para os sistemas com turbinas de dupla extração e condensação - "configuração 6" - e para os sistemas BIG-STIG LM 5000 CC. Para esse último foram considerados os resultados da análise econômico-financeira de referência e para o caso otimizado, com incentivos financeiros; para o primeiro sistema só foram considerados os resultados da análise econômico-financeira de referência²⁹.

A venda de toda a eletricidade excedente dos sistemas BIG-STIG em sua condição otimizada a uma tarifa igual a 55 US\$/MWh, desde que todos os benefícios fossem repassados ao álcool, permitiria, por exemplo, uma redução da ordem de 25% de seus custos de produção. Embora essa redução seja expressiva, os custos de produção do álcool continuariam ainda muito acima do limite de competitividade dados os atuais preços internacionais do petróleo.

Entretanto, algumas observações devem ser feitas. Em primeiro lugar deve ser comentado que a simples expansão da cogeração para venda de excedentes já acarreta reduções indiretas dos

Capítulo 5), tendo aumentado face aos menores ganhos de produtividade verificados nos últimos anos. Para o cálculo do custo por litro foram empregadas as hipóteses descritas por OLIVEIRA (1991).

²⁹ Correspondendo aos seguintes custos de produção de energia elétrica: 55,2 US\$/MWh, 35,6 US\$/MWh e 47,7 US\$/MWh, respectivamente.

custos industriais de produção do açúcar e do álcool, em função da maior regularidade da produção e das racionalizações que são introduzidas ao processo; esses benefícios não estão considerados na avaliação feita acima. O segundo ponto diz respeito à definição da referência de comparação nos custos de produção da gasolina, sem levar em consideração, por exemplo, o caráter não renovável do petróleo.

O importante a ser observado é que a produção e a comercialização de eletricidade excedente podem contribuir de forma substancial para com a redução dos custos de produção do açúcar e do álcool, mas essa não pode ser tomada como a razão principal desses investimentos. Aliás, se a justificativa for unicamente a redução dos custos, será certamente mais eficaz e menos arriscado realizar investimentos massivos na adoção de técnicas convencionais que permitam ganhos de produtividade nas etapas agrícola e industrial.

8.6 Os Interesses dos Diferentes Atores Envolvidos

Pelos menos três atores sócio-econômicos estão envolvidos no processo de viabilização dos empreendimentos em cogeração: (i) o empresário que detem a posse da instalação onde o sistema pode ser instalado, (ii) o setor elétrico, através das empresas concessionárias, dos organismos de regulamentação e dos agentes de planejamento do setor e (iii) a sociedade em seu conjunto.

De uma maneira geral, os benefícios da produção de eletricidade em larga escala a partir de derivados da cana atendem de forma mais ampla aos interesses da sociedade, mas são menos estimulantes tanto para o setor sucro-alcooleiro quanto para o setor elétrico, em função de seus interesses específicos e de suas percepções individuais.

Uma análise da visão e das perspectivas da cogeração e da produção independente de eletricidade junto ao setor sucro-alcooleiro, segundo a ótica dos três principais atores envolvidos, é feita a seguir.

8.6.1 A visão do setor sucro-alcooleiro

Os dois principais argumentos para que a produção de eletricidade excedente venha a ser encarada com maior interesse por parte do setor sucro-alcooleiro - a necessidade de diversificação e a possibilidade de redução dos custos de produção do álcool - não têm sido fortes o suficiente para estimular seu empresariado.

Várias razões devem ser elencadas para a compreensão de tal fato. Em primeiro lugar é preciso considerar a postura conservadora e pouco dinâmica de uma parte do empresariado do setor - a fração que FARIAS (1994) considera "resistente" e que sequer está disposta a seguir as

experiências modernizadoras bem sucedidas. Além disso, uma grande parte das usinas tem uma administração essencialmente familiar o que dificulta, ou ainda dificultará, a associação com agentes financeiros externos, impondo restrições à viabilização de investimentos de maior porte (MACEDO, 1994).

Um segundo ponto a ser observado é a falta de motivação para que uma maior competitividade possa ser alcançada quanto à produção do álcool³⁰. Esse aspecto pode ser entendido pela força política do setor e pelo relacionamento mantido desde há muitos anos com os diversos níveis de Governo, relacionamento esse que confere certas vantagens e benefícios aos seus empresários. Ainda quanto a esse aspecto, deve ser observado que tem havido grande margem de manobra no gerenciamento da produção entre o açúcar e o álcool, permitindo que boas oportunidades de lucros possam ser aproveitadas³¹.

A análise feita no item 8.5 mostra que a comercialização de energia elétrica, embora positiva quanto à redução dos custos de produção do álcool, não é suficiente para torná-lo competitivo vis-à-vis a gasolina. Entretanto, justamente nesse ponto pode ser identificada uma forte justificativa para a produção de eletricidade excedente: em função dos baixos preços internacionais do petróleo, o álcool não tem como concorrer, no curto prazo, em igualdade de condições com a gasolina; no entanto, existem condições reais de competitividade, ante outras formas de geração, na produção de eletricidade. Dessa forma, a cogeração em larga escala diversificaria a produção³² e daria melhores condições de estabilidade econômica para o setor.

O setor sucro-alcooleiro tem manifestado desconfiança quanto à continuidade e à estabilidade dos contratos de suprimento de longo prazo. São frequentes as observações que refletem receio em se estabelecer contratos de longo prazo com um setor - o elétrico - que é controlado pelo Governo Federal e que toma decisões de caráter corporativista. As contínuas reduções da referência tarifária para compra dos excedentes³³, as exigências técnicas feitas para a viabilização da interligação e da venda dos excedentes e as dificuldades burocráticas impostas pelo DNAEE são os exemplos mais frequentemente citados por técnicos do setor sucro-alcooleiro. Assim, algumas usinas que têm condições de começar ou de aumentar a comercialização de excedentes preferem não assumir compromissos e manter suas instalações sub-utilizadas.

³⁰ Na realidade, cabe notar, o setor não tem sido efetivamente cobrado nesse sentido.

³¹ Como a produção de açúcar no Estado de São Paulo é muito competitiva e como existe um excedente de oferta de álcool no mercado internacional, o empresariado tem tido condições de aproveitar as oportunidades de exportação sem provocar desabastecimento de combustível.

³² As demais alternativas de diversificação - venda de bagaço como combustível, produção de ração animal, etc. -, além de relativamente restritas, não podem ser comparadas com a receita que pode auferida com a venda de energia elétrica (CAMPOS, 1994).

³³ O custo marginal de longo prazo de expansão da geração no sistema interligado.

O setor reivindica a estabilização das tarifas para a compra da eletricidade excedente na faixa de 45 a 60 US\$/MWh, para que uma maior fração do potencial existente possa ser viabilizado (CAMPOS, 1994). Alguns segmentos também consideram fundamental a definição de linhas de financiamento adequadas (CARVALHO, 1994), embora se saiba que vários agentes financeiros internacionais têm manifestado, reiteradas vezes, intenção de investir em empreendimentos de produção de eletricidade junto às usinas (MACEDO, 1994).

A expectativa é que o setor elétrico passe por dificuldades nos próximos anos, decorrentes do crescimento da demanda e/ou de um período hidraulicamente desfavorável. Como não existiriam soluções de curto prazo e como, ademais, a situação financeira do setor é crítica, a reformulação da base institucional seria, então, inevitável e, nesse momento, as atuais condições para a comercialização dos excedentes de eletricidade seriam revertidas.

Em resumo, ao menos uma parte do setor sucro-alcooleiro paulista tem interesse na viabilização de uma maior fração do potencial de produção de energia elétrica a partir de resíduos da cana e aguarda melhores condições para tanto.

8.6.2 A visão do setor elétrico

A difusão da cogeração pode propiciar ao setor elétrico as seguintes vantagens: (i) redução dos custos marginais de longo prazo, em função da postergação de investimentos, e dos custos marginais de curto prazo, em decorrência de uma menor necessidade de operação de termoeletricas em regime de complementação térmica; (ii) melhor escalonamento do crescimento da capacidade de geração; (iii) aumento de sua capacidade de reserva; (iv) redução do risco de déficit e (v) injeção de potência garantida em tensões inferiores, com redução das perdas e aumento da oferta de energia local, o que proporciona a redução dos investimentos em transmissão (ENNES et alii, 1991).

Em que pesem todas essas vantagens, a expansão da cogeração com venda de energia elétrica excedente tem encontrado muitas restrições. No setor elétrico, já há alguns anos, segue em curso um processo de amadurecimento da idéia de concessão de um maior espaço à essa alternativa de expansão do sistema, dentro do que HOLLANDA (1994) considera um "período de acomodação".

Na prática, no entanto, persistem os focos de resistência e a imposição de dificuldades dentro de três níveis:

(i) no âmbito do planejamento da expansão - o planejamento segue a cultura vigente desde há muitos anos, com uma visão de valorização do potencial hidroelétrico e de minimização da participação de outras opções de geração (vide comentários sobre o "Plano 2015" no item 4.5.2). A inclusão de uma certa contribuição do potencial de geração a partir de biomassa no último plano

de expansão teve, inclusive, que ser negociada entre a CHESF e o restante do setor (FARIAS, 1994);

(ii) nas ações do agente de regulamentação - o DNAEE tem sido alvo de constantes críticas quanto a sua atuação na regulamentação da autoprodução e da produção independente, por não permitir que condições reais de estímulo sejam criadas e por proteger, talvez até de forma excessiva, os interesses das concessionárias. Os avanços que têm sido verificados nos últimos anos fazem parte do "processo de acomodação" acima referido;

(iii) no contexto das concessionárias - a venda de energia excedente de autoprodutores e até mesmo o simples paralelismo, sem qualquer entrega de energia por parte do autoprodutor, são questões ainda vistas com muita reserva dentro das empresas concessionárias. A questão central é o conservadorismo e o preconceito reinante em praticamente todas as áreas - construção, operação, financeiro, engenharia, etc. - que são de alguma forma afetadas com a inclusão desses empreendimentos, mesmo que não exista qualquer identificação de prejuízos para a empresa (ARANTES, 1994). Entre todos os focos de resistência, o maior deles é a área de operação das concessionárias que, em nome da preservação da qualidade do serviço prestado pela empresa, impõe restrições técnicas como se a interferência do auto-produtor sobre o sistema pudesse ser comparável com a de uma central de grande porte.

Dentro das concessionárias, de uma forma geral, ainda reina a visão do papel clássico de uma empresa elétrica, fato que torna muito difícil a diversificação de suas atividades e a flexibilização de sua organização funcional. Além disso, as várias empresas do setor elétrico, mesmo aquelas que são eminentemente distribuidoras, ainda nutrem o desejo de construir grandes obras de geração, fazendo com que não haja vontade política para a efetiva viabilização de um maior espaço à autoprodução e à produção independente³⁴.

HOLLANDA (1994) diz que uma mudança de postura por parte do setor elétrico só virá com o tempo, em decorrência de um processo que levará à uma nova percepção do papel de cada empresa concessionária. Esse processo, embora de natureza distinta, poderá ter características muito similares à reformulação institucional do setor elétrico norte-americano: "...em um dado instante as concessionárias irão perceber que, se o seu negócio é vender energia elétrica, é muito mais seguro não deixar só para a empresa todos os riscos de construção do sistema de geração".

Por outro lado, certas particularidades relativas às empresas distribuidoras precisam ser bem compreendidas já que são elas as que têm, em geral, as menores vantagens com a viabilização dessa alternativa de suprimento. Os seguintes pontos devem ser destacados:

³⁴ Mesmo quando esses pontos fazem parte do programa de gestão de sua diretoria.

- (i) a postergação de investimentos decorrente da cogeração beneficia mais diretamente as empresas predominantemente geradoras; os impactos sobre as distribuidoras são de natureza parcial já que nem sempre existem custos evitados sobre o sistema de distribuição;
- (ii) como o setor não tem, ou não utiliza de forma adequada, uma metodologia de avaliação dos custos evitados, as vantagens operacionais a nível local, decorrentes da venda de energia excedente de autoprodutores, são de difícil quantificação;
- (iii) na fase inicial dos programas de expansão da cogeração a remuneração relativa ao atendimento emergencial tende a ser muito elevada para o cogrador e muito baixa para a concessionária;
- (iv) as distorções tarifárias ainda existentes no país fazem com que a autoprodução, embora alguns empreendimentos sejam claramente mais econômicos do que as alternativas de expansão do sistema³⁵, não seja de interesse para as distribuidoras em função de seu maior custo em relação ao custo de geração das empresas geradoras³⁶. No curto prazo, caso não haja uma revisão das tarifas de suprimento, a única solução seria a criação de mecanismos de compensação;
- (v) além dos pontos acima relacionados, as concessionárias têm, no curto prazo, que gerenciar problemas relativos à perda de receita, aos problemas técnicos associados ao paralelismo e os custos adicionais de proteção da rede.

Embora as perspectivas de expansão da comercialização da energia excedente de autoprodutores não sejam muito alentadoras dentro de um horizonte de curto prazo, algumas ações tem sido definidas para que ocorram avanços. A CPFL, que é a concessionária que atua na área de maior potencial no Estado de São Paulo, definiu em 1994 uma política que visa, segundo a empresa, o estímulo aos contratos de longo prazo: contratos de curto prazo só serão aceitos por um período máximo de dois anos³⁷, após o que a usina terá que optar entre um contrato de dez anos ou deixar de vender excedentes à rede, com ou sem manutenção do paralelismo. A companhia também tem sido flexível quanto à responsabilidade pelas despesas relativas à formalização do paralelismo, assumindo, muitas vezes, uma fração substancial dos custos correspondentes³⁸.

³⁵ Menor custo de geração da autoprodução em relação aos custo marginal de expansão.

³⁶ Maior custo da eletricidade dos sistemas de autoprodutores em relação às tarifas de suprimento, baseadas nos custos médios de geração em sistemas de grande porte.

³⁷ Em 1994 a energia excedente vendida segundo os contratos de curto prazo será remunerada por um valor que é a metade do valor definido para os contratos de longo prazo - custo marginal de expansão, de longo prazo, do sistema interligado.

³⁸ Esses custos, da ordem de 200 a 600 mil US\$ por ligação feita em 13,8 kV, podem representar de 10 a 20% dos investimentos feitos na produção de uma pequena margem de excedentes. Nos contratos de curto prazo, por força da regulamentação em vigor, os custos de adequação da rede cabem ao cogrador; essas despesas podem ser reembolsadas caso haja a formalização de um contrato de longo prazo após o período considerado experimental.

A CESP, por sua vez, não tem uma política definida. Sua experiência se limita a um único contrato de compra da energia excedente, em regime de curto prazo³⁹, embora existam perspectivas de que novos contratos venham a ser assinados já para a próxima safra⁴⁰. Embora o interesse da companhia seja mais restrito, em função de seu próprio perfil e da importância de suas atividades de geração, a CESP tem agido para melhor aproveitar o potencial existente, inclusive procurando interagir com as usinas de maior potencial (CURY, 1994).

8.6.3 A visão da sociedade

Além das vantagens atribuídas individualmente aos setores sucro-alcooleiro e elétrico, a sociedade, em seu conjunto, pode se beneficiar de um programa de venda em larga escala dos excedentes da autoprodução nas usinas de açúcar e álcool pelos seguintes motivos: (i) pela dinamização do setor de bens de capital e o aumento da demanda de serviços especializados; (ii) pelo aumento na arrecadação de impostos, com benefícios expressivos a nível local; (iii) pelo aumento e/ou estabilização da oferta de empregos na área rural e (iv) pelos baixos impactos ambientais associados à produção de eletricidade com recursos renováveis - menor construção de grandes obras, emissões potencialmente menores de dióxido de carbono, minimização dos problemas relativos à queimada do canavial, baixas emissões - ou emissões nulas - de óxidos de enxofre e, dependendo da tecnologia, geração de uma potência significativa com baixo consumo de água.

A participação da sociedade na viabilização do potencial associado à venda de excedentes de autoprodutores tende a ocorrer de forma indireta, através das instituições de regulamentação e dos governos, em seus diferentes níveis. Parte das dificuldades para a difusão dessa opção tem estado justamente na ausência de definições objetivas e pelo nível de comprometimento desses agentes com alguma das partes envolvidas.

O "Programa de Cogeração e Produção Particular de Energia Elétrica no Setor Sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo", assinado em 1993, é ilustrativo da situação atual. Embora seja a principal referência brasileira nesse sentido, o relativo insucesso até agora verificado é fruto, sobretudo, da omissão do Governo do Estado no equacionamento dos vários problemas que naturalmente surgem em um processo de negociação (GARCEZ, 1994). Com o enfraquecimento

³⁹ Com a mesma usina a CESP tinha tido, no passado, uma experiência de troca de energia elétrica.

⁴⁰ Com relação a esse ponto é importante salientar que cerca de 25% das usinas que estão na área de concessão da CESP já têm condições de vender excedentes à rede, desde que fossem feitos os investimentos relativos ao paralelismo.

da parte a quem cabe a mediação, é virtualmente impossível se promover a convergência dos interesses dos demais atores, levando à uma crise de confiança e, conseqüentemente, ao impasse.

Um outro aspecto do mesmo problema está na fragilidade da legislação em vigor (ver item 4.4.5) que não cumpre o seu papel de fomento, impõe restrições de caráter burocrático e dá muito espaço de manobra à ação restritiva das concessionárias. Uma legislação fraca também não dará condições para que uma parte expressiva do potencial seja aproveitado como, por exemplo, o potencial existente nas áreas de concessão das empresas privadas que, no momento, não têm o menor interesse em viabilizá-lo.

A superação das barreiras atuais passa pelo conhecimento, por parte de um maior número de segmentos da sociedade, do potencial existente, dos benefícios que poderão ser alcançados e, evidentemente, dos riscos envolvidos. Só a ampla conscientização dará condições para que haja uma adequada reformulação institucional do setor elétrico, para que o setor sucro-alcooleiro seja induzido a buscar um maior nível de competitividade e para que o Estado assuma, com responsabilidade, seu papel de mediador e de agente de fomento.

Capítulo 9

Considerações Finais

9.1 Conclusões

A produção de energia elétrica em larga escala a partir dos subprodutos da cana-de-açúcar, em sistemas de cogeração ou de geração termoelétrica, como produção independente, é uma alternativa de potencial expressivo. Entretanto, muitas barreiras ainda precisam ser superadas para que uma fração mais significativa desse potencial possa ser viabilizado dentro de um horizonte de 10 a 20 anos.

Parte das restrições hoje colocadas à essas alternativas de geração descentralizada de energia elétrica é decorrente de uma atitude conservadora por parte dos segmentos econômicos mais diretamente envolvidos. O setor elétrico, por seu lado, não tem sido capaz de se antecipar aos fatos e agir para evitar um provável agravamento, nos próximos anos, de sua crise institucional e financeira. Preso à uma postura de manutenção do "status-quo", o setor tem sido refratário à geração descentralizada, fato que se evidencia tanto no âmbito do planejamento da expansão como na prática das concessionárias de suprimento elétrico.

Por seu turno, apenas parte do setor sucro-alcooleiro tem sido capaz de identificar a necessidade e as oportunidades de diversificação de sua produção. A geração e a comercialização de energia elétrica excedente a partir dos subprodutos da cana, além de ter condições de ser competitiva em relação à outras formas de geração é, também, uma opção de investimento que pode ser de baixo risco, principalmente se os empreendimentos forem viabilizados na forma de "parcerias".

Por outro lado, o poder público não tem desempenhado a contento o importante papel que lhe cabe na criação de condições mais adequadas à cogeração e à produção independente, através da elaboração e da implementação de mecanismos de fomento, da adoção de uma postura mais

isenta quando da definição das ações de regulamentação e da intermediação efetiva entre as partes envolvidas.

A produção de energia elétrica excedente em larga escala a partir dos subprodutos da cana-de-açúcar não tem condições de resolver, por si só, problemas tais como a expansão da capacidade de geração de eletricidade ou o aumento da competitividade do álcool vis-à-vis a gasolina. Entretanto, sua contribuição para com esses e outros problemas pode ser significativa. Nesse sentido e, principalmente, em função dos benefícios que podem ser identificados para o conjunto da sociedade, suas perspectivas a médio e longo prazo são boas, desde que as restrições hoje colocadas possam ser superadas.

O potencial existente só poderá ser melhor aproveitado se forem introduzidas junto ao setor sucro-alcooleiro, no Brasil, tecnologias que permitam um aumento da oferta de biomassa, via mecanização da colheita, e a produção de eletricidade também durante o período de entre-safra. O desenvolvimento da tecnologia de gaseificação do bagaço e de pontas e folhas da cana e o consequente emprego de turbinas a gás como máquinas motrizes, permite a ampliação do potencial em pelo menos 50%, em relação ao potencial associado aos sistemas a vapor com turbinas de extração-condensação.

O potencial relativo à tecnologia de gaseificação da biomassa e emprego de turbinas a gás, na realidade, pode ser ainda maior do que os números apresentados no Capítulo 8, dado que as avaliações feitas neste trabalho não consideraram as oportunidades de otimização dos sistemas BIG-STIG e tampouco levaram em conta algumas variantes tecnológicas de turbinas a gás, que, ainda, não são comerciais mesmo para a operação com gás natural.

9.2 Recomendações

Para uma possível continuidade de trabalhos dentro da temática abordada nesta tese, as seguintes recomendações são feitas:

(i) melhorar os procedimentos de simulação dos sistemas de cogeração e de produção independente, em relação ao que foi feito neste estudo, para que os mesmos possam ser empregados com maior flexibilidade. No caso dos sistemas BIG-STIG, a metodologia adotada também pode ser melhorada para permitir um refinamento da análise sob os pontos de vista técnico e termodinâmico. Ainda com relação aos sistemas BIG-STIG, outras configurações deveriam ser simuladas e analisadas quanto à sua viabilidade técnica e econômica, como, por exemplo, os ciclos combinados com turbinas a vapor de extração-condensação;

- (ii) identificar, com maior precisão, o potencial da produção de eletricidade a partir dos subprodutos da cana por região, a partir de uma análise mais particularizada dos custos marginais regionalizados do sistema elétrico;
- (iii) considerar, de forma mais específica, a influência do custo de oportunidade do bagaço e do custo de recuperação das pontas e folhas sobre a viabilidade da produção de eletricidade em larga escala;
- (iv) considerar, na avaliação do potencial, a possibilidade de uso de combustíveis complementares, principalmente na operação dos sistemas fora do período da safra;
- (v) calcular o potencial de cogeração e de produção independente de eletricidade a partir dos subprodutos da cana para todo o Brasil;
- (vi) associar o potencial de produção de energia elétrica excedente à faixas de custos e à idade das instalações existentes;
- (vii) analisar os custos de produção de eletricidade vis-à-vis as condições operacionais de cada sistema, tema cuja discussão foi apenas esboçada neste trabalho. Para tanto, o ferramental metodológico desenvolvido pela Termoeconomia poderá ser empregado;
- (viii) atualizar, com regularidade, a análise das experiências internacionais envolvendo geração descentralizada, de uma forma geral, e cogeração, em particular;
- (ix) analisar, a partir da realização de uma pesquisa de campo junto ao empresariado, o impacto de certas medidas de fomento com vistas à produção de energia elétrica excedente no setor sucro-alcooleiro;
- (x) construir e manter atualizado um banco de dados com as principais informações da atividade sucro-canavieira, tais como o número de usinas em operação, a moagem total de cana e moagem por produto, a produção efetiva de açúcar e de álcool, as eficiências de conversão, o perfil das instalações de potência, etc.;
- (xi) acompanhar o estado da arte dos sistemas de produção de potência elétrica a partir da biomassa e, em especial, o desenvolvimento dos projetos de gaseificação da biomassa e uso de turbinas a gás.

Em termos gerais, no âmbito da definição de políticas energéticas, recomendam-se as seguintes medidas:

- (i) adoção de políticas que exerçam pressão sobre os setores elétrico e sucro-alcooleiro, para que ambos tornem-se mais competitivos e apresentem redução dos seus custos;
- (ii) efetiva abertura da rede elétrica para produtores independentes, de uma forma geral, e cogeneradores, em particular. A expansão da capacidade de geração via esquemas de licitação, tal como adotado em outros países, parece ser a forma mais adequada;
- (iii) assegurar a independência do agente regulador, permitindo que este atue com vistas a proteger os interesses da sociedade em seu conjunto;

- (iv) reconhecimento dos aspectos particulares da cogeração, através de uma legislação específica, vis-à-vis outras formas de autoprodução e a produção independente;
- (v) adoção de uma política de cogeração que permita, dentro das condicionantes relativas à defesa dos interesses do conjunto da sociedade, o melhor aproveitamento possível do potencial existente em uma dada região;
- (vi) definição de uma política tecnológica que assegure o acompanhamento do estado da arte no que diz respeito aos sistemas de potência, principalmente quanto à tecnologia G-GT. Quanto à oferta de biomassa, é necessário o desenvolvimento de tecnologia, especificamente para as condições brasileiras, para que as pontas e folhas da cana possam recuperadas a baixo custo.

Anexo A

Descrição do Processo de Produção de Açúcar e Álcool

A.1 Etapas da Produção Industrial¹

A produção industrial de açúcar e álcool a partir da cana-de-açúcar obedece um padrão pouco diferenciado entre as várias plantas do setor. As principais etapas produtivas são apresentadas na Figura A.1.

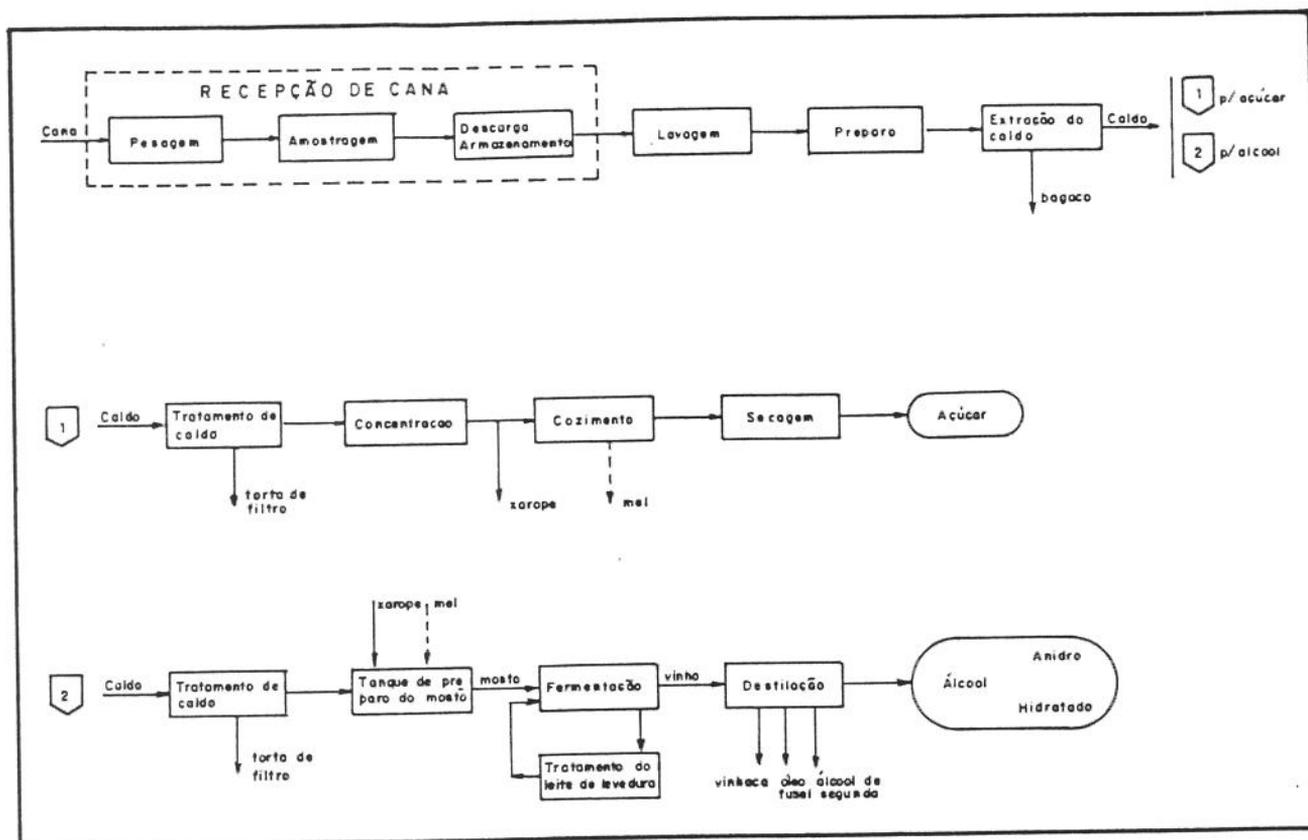
Na produção de álcool duas rotas podem ser identificadas: uma primeira na qual o etanol é produzido a partir da fermentação de fluxos extraídos da linha de produção do açúcar, com o emprego do mel residual de cozimento ou ainda do xarope, e uma segunda na qual todo caldo extraído da cana é direcionado à sequência produtiva do álcool. Nas destilarias autônomas² verifica-se apenas a segunda linha, enquanto nas usinas com destilaria anexa³ existe, em geral, uma composição das duas rotas de produção. As primeiras etapas de produção são comuns à ambas as linhas.

A primeira etapa é chamada *recepção da cana*, englobando as operações de pesagem, amostragem, descarga e armazenamento. No Brasil a cana é transportada do campo para a usina em caminhões, em geral na forma de cana inteira, sem as folhas e palhas, matéria que é eliminada ainda antes do corte através de uma operação de queima parcial do canavial.

¹ Corresponde a um texto do autor deste trabalho, apresentado em NOGUEIRA (1992). O texto original foi baseado em IPT (1990).

² Unidades que produzem exclusivamente álcool etílico.

³ Unidades industriais que eram originalmente apenas produtoras de açúcar e passaram, posteriormente, a contar com uma destilaria anexa, para a produção de álcool etílico.



Fonte: IPT (1990)

Figura A.1 Fluxograma do processo de produção de açúcar e álcool a partir da cana

Os caminhões são pesados à entrada da usina e em seguida é feita a coleta de amostras da matéria prima para determinação das características básicas da cana: (i) % pol, i.e., o teor de sacarose aparente (ii) e do Brix, que é a porcentagem de sólidos solúveis.

Para a produção são essenciais os parâmetros teor de sacarose e teor de fibras da cana. Quanto maior o teor de sacarose da cana obviamente maior é a quantidade de açúcares na matéria-prima e maior pode ser a produção. Em geral a cana é comercializada sob a consideração de qual o teor de sacarose na matéria.

O teor de fibra é importante porque o bagaço, subproduto do processo de extração do caldo, é usualmente empregado como combustível na planta. No entanto, quanto maior o teor de fibras maior a dificuldade de extração da sacarose da cana⁴ e menor tende a ser o rendimento do processo de extração.

⁴ Quanto maior o teor de fibras da cana, maior é a potência requerida nas etapas de preparo e moagem. O teor de fibras da cana depende da qualidade da cana e varia, também, com o tempo de maturação da planta.

A descarga dos caminhões, usualmente mecanizada, é feita com alimentação direta do sistema de lavagem e preparo, ou ainda com o armazenamento da cana⁵.

A *lavagem da cana* é feita sobre as mesas de alimentação, à entrada da linha de produção, com o objetivo de reduzir ao máximo a quantidade de impurezas que podem prejudicar o rendimento das etapas subsequentes. O teor de impurezas tende a ser tanto maior quanto mais mecanizada for a etapa de colheita no campo e quanto mais chuvoso for o período de corte. A prática de lavagem tem como problemas a eventual redução da sacarose da matéria-prima e a produção de um volume de água residual, saturada com impurezas, que precisa ser tratada.

O *preparo da cana* visa a desintegração parcial do colmo de maneira a aumentar o grau de exposição das células, facilitando o processo de extração da sacarose. As operações básicas são o corte, com uso de facas rotativas, e o desfibramento, quando é destruída a estrutura original da cana.

A extração da solução de sacarose, ou caldo, pode ser feita em moendas ou em difusores. A tecnologia de difusão é muito pouco empregada no Brasil mas é de uso corrente em alguns países da África e da América Central.

A *moagem* é um processo de extração do caldo por compressão da cana desfibrada. A compressão da matéria é feita por um conjunto de cilindros metálicos, conhecidos como ternos de moagem⁶. A cana passa por uma sequência de cinco a seis ternos, que formam um tandem. Para que a eficiência de extração da sacarose seja elevada, realiza-se a embebição, com adição de água ou caldo à matéria que é submetida à moagem. A adição de água ou caldo, quente ou frio, visa tanto a diluição do caldo que ficou retido nas fibras, por ação de capilaridade, quanto a extração de caldo das células que escaparam da ação de prensagem.

Já a extração do caldo por difusão baseia-se no princípio da osmose - migração de substâncias solúveis e estabelecimento de equilíbrios entre as concentrações de duas soluções diferentes que são separadas por uma membrana porosa. As células da cana são constituídas de paredes semi-permeáveis através das quais migra a sacarose. Dois procedimentos distintos são utilizados para a extração da sacarose: o primeiro é a lixiviação, que consiste na lavagem da cana, enquanto a porção restante, retida em células não fragmentadas ou em capilares, é extraída por osmose e difusão molecular. No tipo de difusor mais empregado, água e caldo quentes circulam em sentido contrário ao da cana desfibrada. À saída do difusor a porção de fibra restante é prensada para que ocorra extração do caldo residual.

⁵ A armazenagem não é uma prática recomendável dada a tendência de alteração das propriedades da matéria-prima.

⁶ Antigamente os cilindros eram dispostos em grupos de três unidades; no presente a designação "ternos" é mantida, embora possuam, em geral, mais de três rolos.

Da etapa de extração tem-se como produtos o caldo diluído, que é a solução de sacarose desejada, e bagaço úmido, que é empregado como combustível na geração de vapor.

O *tratamento da solução* diluída de sacarose, ou caldo misto, visa a adequação da matéria às etapas posteriores de produção de açúcar e álcool. Não existe padronização quanto ao que deve ser feito para a produção de etanol, sendo que algumas unidades apenas mantêm a operação de peneiramento enquanto outras fazem pasteurização ou ainda aquecimento e decantação.

O tratamento do caldo na produção de açúcar, por outro lado, segue uma sequência bem definida de operações: peneiramento, para remoção de substâncias em suspensão, sulfitação, no caso da produção de açúcar branco, adição de cal para correção do pH, aquecimento para eliminação de substâncias coloidais, decantação para deposição das impurezas e finalmente a filtração, quando faz-se a recuperação do caldo existente no lodo decantado. Das etapas de tratamento tem-se como produto o caldo clarificado e, como subproduto, a torta de filtro.

As etapas descritas até aqui podem ser consideradas comuns à produção de álcool e açúcar. Quando o objetivo principal é a extração de açúcar, o caldo é submetido às operações de concentração, cozimento para formação de cristais, centrifugação para extração dos cristais do xarope residual e posterior secagem.

A *concentração* está associada à evaporação da água de constituição da matéria e do volume de embebição que foi adicionado na etapa de extração. Esse vapor é denominado vapor vegetal. Partindo de uma concentração da ordem de 14 a 17 ° Brix o caldo deve ser concentrado até 60 a 70 °, sem contudo haver cristalização da sacarose.

Algumas destilarias anexas também têm promovido a evaporação de parte do volume total de caldo misto disponível para a fermentação, como forma de aumentar a concentração do mosto.

Os equipamentos de uso mais difundido são os evaporadores de múltiplos efeitos em correntes paralelas. O primeiro corpo é chamado pré-evaporador, havendo de quatro a cinco corpos na sequência, nos quais o caldo tem sua concentração gradativamente elevada. A pressão de operação dos corpos é sucessivamente reduzida, podendo ser inferior à própria pressão atmosférica, permitindo assim a redução da temperatura de evaporação. A água evaporada em um corpo é normalmente utilizada como meio de aquecimento da carga no corpo subsequente, o que possibilita expressiva redução no consumo energético do processo.

A matéria com 60 a 70 ° Brix, efluente do evaporador, possui viscosidade tão elevada que não pode mais se concentrada em sistemas de evaporação comuns. A eliminação de parte da água restante é feita em tachos a vácuo, conhecidos como cozedores, que operam por batelada.

A massa produzida no cozimento é denominada massa de primeira e é direcionada à centrifugas onde faz-se a extração de cristais de açúcar, ou do açúcar de primeira. A solução efluente da centrífuga, denominada mel pobre ou de primeira, contém ainda açúcar, e deve voltar a

uma nova etapa de cozimento e posterior centrifugação de forma a maximizar a produção de açúcar.

Tecnicamente esse procedimento poderia ser repetido algumas vezes, com produção de açúcar a partir do mel de segunda, de terceira, e assim por diante. Existe, no entanto, uma limitação econômica e tecnológica associada à contínua decomposição da sacarose em hexoses. Com o advento da produção anexa de álcool é prática comum a extração até o açúcar de segunda e direcionamento do mel residual para a fermentação.

Após a extração do açúcar, as últimas etapas da linha de produção envolvem a secagem, e eventualmente a ensacagem.

O caldo misto proveniente da extração e previamente tratado, deve passar por uma etapa de *fermentação* quando deseja-se a produção de etanol. No entanto, existem limites de concentração do caldo que devem ser respeitados e, por esse motivo, é necessária uma dosagem entre o fluxo de caldo misto, de mel residual de centrifugação - ou melaço - e, eventualmente, do xarope concentrado dos evaporadores.

A fermentação alcoólica é um processo de transformação dos açúcares do mosto em etanol, gás carbônico e calor, sob a ação enzimática de leveduras. O processo pode ser contínuo ou descontínuo e é viabilizado em vasos metálicos de grandes dimensões, chamados dornas.

A carga de uma dorna é denominada mosto. A matéria fermentada pode passar posteriormente por uma centrífuga onde promove-se a separação do vinho - matéria a ser destilada - do leite de levedura, que após tratamento é retornado ao processo de fermentação.

A *destilação* é uma operação de separação de diferentes constituintes do vinho, com o objetivo específico de recuperar o etanol presente na solução. A destilação ocorre em equipamentos com a forma de colunas, onde vapor de baixa pressão é a fonte de aquecimento para a evaporação fracionada dos constituintes.

Em uma primeira coluna obtém-se um substrato denominado flegma, com graduação alcoólica da ordem de 50°. Os vapores da parte superior da coluna geram um refluxo, que é reciclado, e álcool de segunda com teor alcoólico da ordem de 92°. Esse volume de álcool pode ser redistilado se não há interesse na produção de etanol com tal especificação.

É da primeira coluna de destilação que tem-se como efluente a vinhaça, ou vinhoto, em quantidade muito maior do que a própria produção de álcool⁷. Na segunda coluna de destilação do flegma é feita a retificação, com produção de etanol com 96° de teor alcoólico, além do óleo fúsel. O álcool produzido é dito hidratado.

Por destilação é impossível se alcançar teores alcoólicos superiores a 96°, sendo necessária a realização de desidratação com adição de outra substância. O produto é dito álcool anidro, com

⁷ Sobre o vinhoto, ver comentários no item 5.1.3.2.

apenas pequena porcentagem de água em volume. Esse é o combustível adequado à formação de misturas com gasolina automotiva.

A.2 Aspectos Energéticos

A produção de açúcar e álcool a partir da cana é um atividade energo-intensiva, com consumos expressivos de potência e de energia térmica, quase que exclusivamente na forma de vapor. Aliás, o vapor é o principal vetor energético em uma usina de açúcar e álcool já que a totalidade, ou uma fração substancial, das potências demandadas - elétrica e mecânica - é gerada na própria usina, em sistemas de potência a vapor.

À potência necessária às operações de preparo da cana e extração do caldo é suprida, nas plantas brasileiras, com expansão de vapor em turbinas de contra-pressão. Essa tecnologia é designada pelo setor como "acionamento mecânico" e se contrapõe aos sistemas de acionamento elétrico existentes em alguns países.

A demanda de vapor pode ser classificada em três conjuntos: (i) vapor de média ou alta pressão, gerado nas caldeiras; (ii) vapor de baixa pressão, correspondente ao escape das turbinas, que é empregado como meio de aquecimento no processo e (iii) o vapor produzido a partir da evaporação do caldo de cana, que também é consumido no processo.

O vapor de média ou alta pressão, gerado nas caldeiras da planta, é também designado pelo setor como "vapor vivo". Seu consumo principal ocorre nas turbinas de geração de potência elétrica e nas turbinas que fazem o acionamento dos picadores, dos desfibradores e moendas. Eventualmente, também pode ser consumido nas etapas de secagem e refino do açúcar.⁸

A demanda de vapor de baixa pressão é atendida tanto por vapor de escape quanto por "vapor vegetal", i. e., vapor proveniente da evaporação realizada no processo de concentração do caldo. Nas usinas brasileiras não existe uma regra quanto aos equipamentos que são atendidos com vapor vegetal ou de escape. Pode-se dizer, no entanto, que o vapor de escape é tipicamente empregado nas operações de aquecimento do caldo, no pré-evaporador, na destilação do álcool e no desaerador da água de alimentação das caldeiras. O vapor vegetal, por sua vez, é tipicamente empregado nos cozedores e, em certos casos, também nas etapas de aquecimento e destilação.

Em uma usina anexa, o consumo de vapor depende da divisão que é adotada entre as produções de açúcar e álcool. Quando a produção de açúcar é mais elevada, a demanda de vapor, por tonelada de cana processada, tende a ser superior.

⁸ Neste caso, com expansão do vapor até o nível de pressão cuja temperatura de saturação corresponde à temperatura requerida pelo processo.

Diversos fatores operacionais influem o consumo da vapor de processo, tais como o grau de embebição da cana, o uso incorreto de sangrias de evaporação, o não aproveitamento de condensados de vapor vegetal, recirculações excessivas de caldos e méis, etc.. Paralelamente, o consumo de vapor é igualmente influenciado pela tecnologia dos equipamentos empregados, por fatores associados à falta de cuidados de manutenção⁹ e pela própria qualidade da cana. Nesse sentido, a demanda de vapor de processo deve ser interpretada com certas restrições enquanto indicador de eficiência energética de uma instalação.

Para uma visão mais precisa do consumo de vapor nas usinas de açúcar e álcool, recomenda-se a leitura de NOGUEIRA (1987) e IPT (1990).

A.3 Redução da Demanda de Vapor de Processo

A demanda de vapor de processo afeta tanto a produção de excedentes de eletricidade quanto de bagaço. A redução do consumo de vapor é, conseqüentemente, um fator chave na viabilização técnica e econômica da produção de eletricidade excedente a partir de subprodutos da cana.

O consumo de vapor de escape na média das usinas brasileiras produtoras de açúcar e álcool é da ordem de 500 kg/tc. Para os demais países, ALBERT-THENET (1991-a) apresenta o mesmo valor como parâmetro médio, mas faz a ressalva de que as usinas que já adotaram algumas técnicas de uso racional de vapor, tais como os evaporadores de cinco efeitos e o uso das sangrias de vapor na alimentação dos cozedores e/ou aquecedores, têm consumo da ordem de 400 a 450 kg/tc.

Em uma destilaria autônoma a demanda de vapor pode ser um pouco menor mas, na prática, não existem grandes diferenças: OGDEN et alii (1990), por exemplo, afirmam que uma figura média para as destilarias autônomas brasileiras no final dos anos 90 era de 470 kg/tc.

Em um trabalho de OGDEN et alii (1989) afirma-se que a demanda de vapor de processo em uma usina exclusivamente produtora de açúcar pode ser reduzida para o equivalente a até 250 kg/tc, valor que foi obtido na simulação da operação de uma unidade na Jamaica. Os autores sustentam que esses resultados são possíveis com a adoção de tecnologias que são comercialmente aplicadas em outros segmentos industriais¹⁰. Menção especial é feita aos trocadores de calor de

⁹ Como em toda indústria onde ocorre um consumo expressivo de vapor, é fundamental a manutenção adequada de isolamentos térmicos e purgadores, a limpeza das superfícies de troca térmica, etc..

¹⁰ No caso, segmentos industriais nos quais o processo produtivo envolve etapas de concentração da matéria-prima a partir do uso do vapor, tais como as indústrias de celulose e laticínios. As tecnologias citadas para o segmento sucro-alcooleiro são aplicadas em outros segmentos desde os anos 70.

pré-aquecimento do caldo, que poderiam utilizar condensado como fluido de aquecimento, aos evaporadores de película descendente¹¹ e aos cozedores contínuos. O destaque é justificado por serem esses equipamentos os maiores consumidores de vapor de baixa pressão.

Os pré-aquecedores de caldo poderiam empregar o condensado dos cozedores ao invés de vapor de escape. No entanto, tal alteração pode ou não ser benéfica do ponto de vista do consumo de energia já que a alimentação da caldeira passaria a ser feita a uma menor temperatura. Essa medida só é recomendada no caso dos cozedores serem alimentados com vapor de escape; caso esses equipamentos empreguem vapor vegetal, além das economias não serem tão evidentes, poderiam existir problemas operacionais.

Os evaporadores de filme descendente são de uso corrente em outros segmentos industriais, mas não no setor sucro-alcooleiro. São equipamentos em que os coeficientes de transferência de calor são maiores, em função da maior velocidade de circulação do caldo, e podem trabalhar, conseqüentemente, com menores diferenciais de temperatura. Em função do menor consumo, o vapor vegetal produzido nos últimos efeitos torna-se disponível para uso nos cozedores ou aquecedores de caldo. Em adição, os condensados tornam-se disponíveis a maior temperatura, o que facilita seu aproveitamento enquanto fonte de calor.

Já o emprego de cozedores contínuos, em detrimento dos tradicionais equipamentos em batelada, permite menor consumo de vapor - estimado pelos autores em cerca de 25% menos -, assim como um regime de consumo sem grandes flutuações. Nesse ponto é importante lembrar que a constância da demanda de vapor é altamente benéfica para a operação do sistema de potência.

ALBERT-THENET (1991-b) apresenta uma análise da influência da demanda de vapor de processo sobre a geração de potência em sistemas de cogeração com turbinas de extração-condensação. A partir de uma instalação em que toda a demanda de vapor de processo é suprida pelo escape das turbinas, implicando em um consumo da ordem de 620 kg/tc, o trabalho mostra que a produção de potência elétrica poderia ser elevada em 78% a partir da otimização de parâmetros operacionais e do melhor aproveitamento de fluxos de energia residuais¹².

¹¹ "Falling film evaporators". ALBERT-THENET (1991-b) afirma que o evaporador é o equipamento mais importante na determinação da demanda de vapor de processo em uma usina produtora de açúcar, não só pela grande quantidade de vapor requerido pelo processo mas também porque, no caso de um dimensionamento e operação adequados, pode-se eliminar o consumo do vapor de escape nos cozedores e aquecedores, substituindo-o por vapor vegetal produzido nos evaporadores.

¹² O autor afirma que entre todos os parâmetros operacionais passíveis de controle, o controle da quantidade de água de embebição é o de mais fácil execução. As recirculações, por exemplo, não podem ser facilmente controladas porque recebem a influência de fatores externos tais como o grau de sujeira da cana.

Já em uma destilaria autônoma convencional o consumo de vapor de processo é determinado pela demanda do processo de destilação. O consumo nas etapas de aquecimento e evaporação, embora também importantes, podem ser considerados secundários.

Em relação aos demais países, pode-se considerar que a demanda de algumas destilarias brasileiras construídas no início da segunda fase do PROÁLCOOL já está relativamente otimizada. Um sistema de destilação convencional requer 3,3 kg de vapor a baixa pressão por litro de álcool hidratado enquanto os sistemas de destilação desenvolvidos no Brasil permitem uma redução para 1,5 a 2,0 kg de vapor/litro de álcool hidratado.

OGDEN et alii (1990) afirmam que o emprego combinado de sistemas de destilação a alta pressão¹³, o uso de evaporadores de cinco efeitos e o uso das sangrias de vapor do evaporador para o aquecimento do caldo pode permitir a redução da demanda de vapor de processo, em uma destilaria autônoma, para cerca de 260 kg/tc. Os autores especulam que a demanda poderia ser reduzida para até 225 kg/tc ou para valores ainda menores se forem utilizadas técnicas de recompressão mecânica de vapor.

Um dos maiores fabricantes nacionais de equipamentos para o setor sucro-alcooleiro, a Dedini (OLIVÉRIO et alii, 1988), afirmava no final dos anos 80 que a indústria brasileira estava capacitada para viabilizar reduções do consumo de vapor de processo, em destilarias autônomas, para valores equivalentes a 270 kg/tc.

Uma avaliação mais pessimista foi feita por ZARPELON (1990), que considera que a adoção de tecnologias que são usuais na indústria de açúcar europeia, a partir da beterraba, poderão permitir reduções da demanda de vapor de processo no setor sucro-alcooleiro, no Brasil, até no máximo 370 kg/tc¹⁴. No curto e médio prazos, no entanto, se considera que reduções substanciais¹⁵ não serão economicamente factíveis em função do perfil dos equipamentos disponíveis e dos investimentos já feitos (BALBO & PADOVANI, 1987).

¹³ Com incorporação de técnicas de recuperação integrada de calor.

¹⁴ Este índice foi adotado, neste trabalho, como limite inferior na simulação dos sistemas extração-condensação e BIG-STIG.

¹⁵ Que possam permitir, na média, um consumo abaixo de 420 kg/tc.

Anexo B

Curvas de Eficiência de Geradores de Vapor e Turbinas

Na simulação dos sistemas de cogeração e produção exclusiva de eletricidade em regime de carga variável, foram empregadas curvas de eficiência dos geradores de vapor e das turbinas de geração elétrica de forma a aproximar os resultados da análise termodinâmica e econômica efetuada do que pode ser verificado na prática.

As curvas de eficiência empregadas foram definidas a partir de informações de fabricantes e/ou de referências disponíveis na literatura. Em função dos objetivos do presente trabalho, os valores numéricos e a forma das curvas devem ser entendidos, como aproximações.

De acordo com fabricantes, os geradores de vapor projetados para a queima de bagaço de cana apresentam, tipicamente, uma variação de cerca de 10% do seu consumo específico de combustível, avaliado em kg de bagaço por kg de vapor gerado, em torno do ponto de sua capacidade nominal. A partir das informações de eficiências térmicas típicas dos geradores de vapor a bagaço, para diferentes capacidades e pressões de geração, foram ajustadas funções polinomiais representativas do seu perfil de desempenho. Essas funções foram incorporadas ao procedimento de simulação. A Figura B.1 representa a curva de eficiência, em função da geração efetiva de vapor em relação à sua capacidade nominal, para uma caldeira cuja eficiência máxima é 0,80.

O formato da curva de rendimento em função da carga de trabalho, apresentada na Figura A.1, coincide com a que é apresentada por PERA (1991), de forma genérica, para geradores de vapor com pré-ar.

No caso das turbinas a vapor de contra-pressão, dois casos foram considerados. Para as turbinas de menor capacidade, que muitas vezes são máquinas de simples estágio, considerou-se que o controle de potência é feito por estrangulamento do fluxo de vapor. Já para as máquinas de múltiplos estágios, máquinas mais caras e mais eficientes, considerou-se que o controle da

distribuição de vapor é feito por válvulas reguladoras de vazão. No caso estudado, assumiu-se a existência de duas válvulas, a primeira controlando a alimentação até 0,75 do fluxo nominal e a segunda atuando na faixa restante.

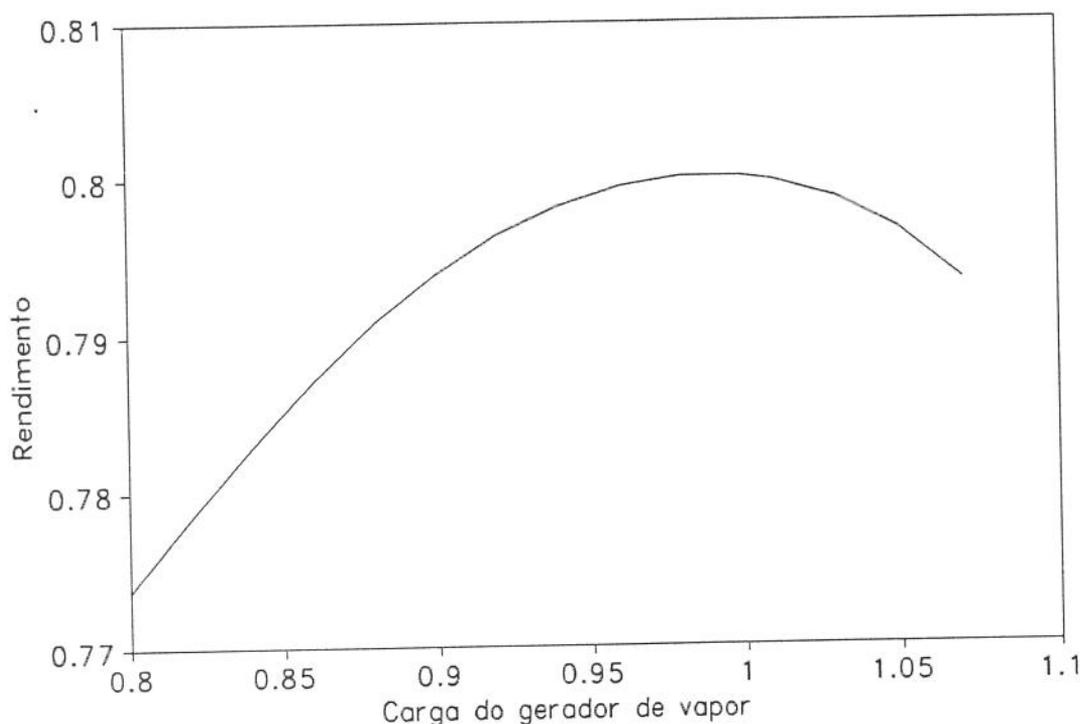


Figura B.1 Rendimento térmico de geradores de vapor em função da carga

As curvas das eficiências isoentrópicas de expansão de ambas as máquinas foram obtidas a partir da aplicação do procedimento descrito por SCHEGLIÁIEV (1985), baseado na lei de consumo de vapor de Stodola. Uma vez determinadas as curvas de referência para cada tipo de máquina, foram ajustadas funções polinomiais aos pontos calculados.

Na Figura B.2 são apresentadas as curvas de eficiência isoentrópica que foram ajustadas para as turbinas de simples e múltiplo estágio, em função do fração do fluxo de vapor, tendo como referência o fluxo nominal.

Para a turbina de simples extração/condensação considerada na simulação, adotou-se procedimento similar. A partir de dados apresentados por SCHEGLIÁIEV para uma turbina bastante próxima da que era prevista, foram ajustadas funções polinomiais às curvas de eficiência isoentrópica dos estágios de alta-pressão - entre a alimentação e a extração -, e de baixa pressão - da extração até a condensação.

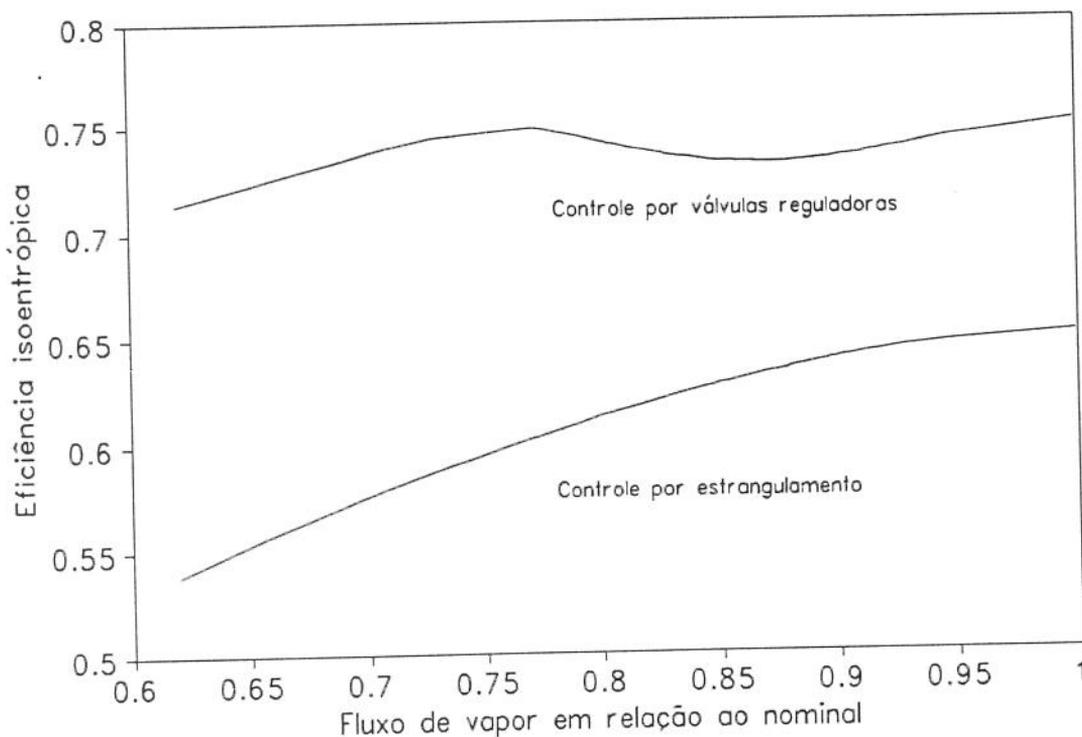


Figura B.2 Eficiência isoentrópica de turbinas a vapor em função do fluxo de vapor

Essas funções foram então incorporadas às simulações da operação de uma turbina de simples extração/condensação em regimes variáveis. A partir dos resultados obtidos foram finalmente calculados os coeficientes da expressão analítica do diagrama de regimes simplificados de uma turbina do gênero. A expressão apresentada a seguir relaciona a potência da máquina aos fluxos de vapor de extração e de condensação para todos os pontos factíveis de operação.

$$G_i = G_x + d \cdot (1 - x) \cdot W_i + y \cdot G_{ext} \quad (4)$$

onde:

G = consumo de vapor [t/h];

i , x e ext = subíndices que referem-se à condição em estudo, ao consumo mínimo necessário para a rotação em vazio da linha de eixos da máquina e ao fluxo de vapor de extração, respectivamente;

d = consumo específico a plena carga em regime de condensação [t/kWh];

$x = G_x / G_i$;

W_i = potência produzida pela turbina quando alimentada pelo fluxo G_i [kW];

y = relação entre os saltos entálpicos utilizados pela parte de baixa pressão e pela turbina em seu conjunto;

Para a turbina de simples extração e condensação, a partir da simulação realizada, foram obtidos os seguintes valores de ajuste:

$$d = 0,004509 \text{ [t/kWh];}$$

$$y = 0,2642.$$

Considerando que o fluxo mínimo para a rotação em vazio é igual a 13 kg/s, tem-se, então, a seguinte expressão para o diagrama de regimes simplificados da turbina em estudo:

$$G_i = 13 + 0,004509 \cdot [1 - (13/G_i)] \cdot W_i + 0,2642 \cdot G_{ext} \quad (5)$$

Adicionalmente, para a turbina empregada no procedimento de simulação foram adotadas as seguintes hipóteses:

- (i) fluxo máximo de vapor na alimentação da turbinas de simples extração-condensação, $G_{max} = 162,50 \text{ t/h}$;
- (ii) fluxo máximo de vapor que pode ser levado à condensação sem causar interferência no perfil de pressões da turbina, $(G_{cond} / G_{max})_{max} = 0,54$.

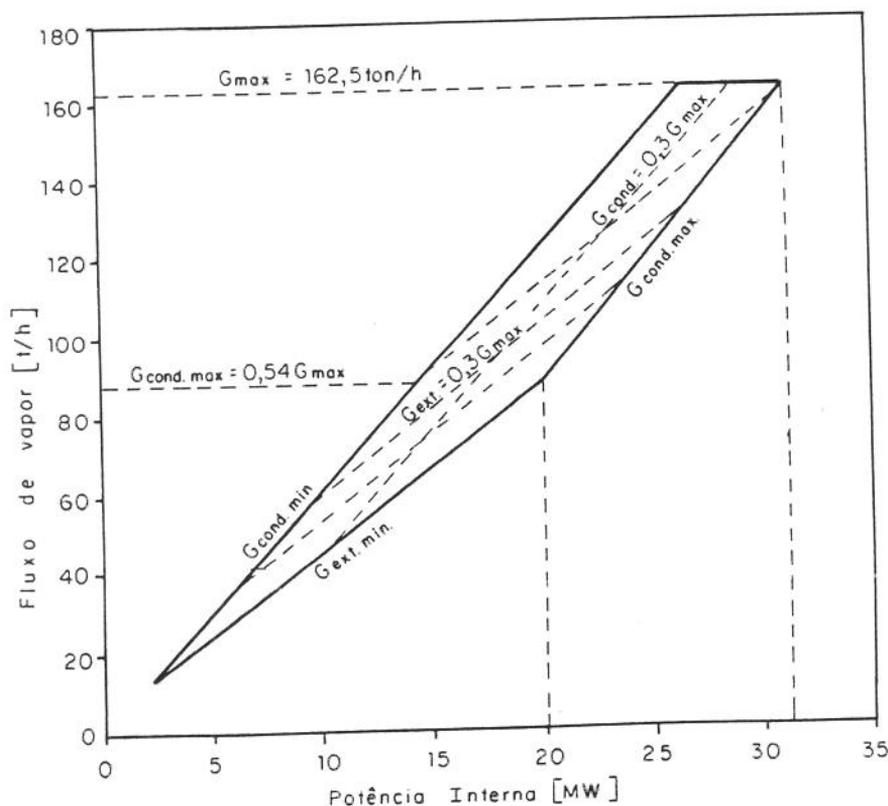


Figura B.3 Diagrama de regimes para uma turbina de simples extração-condensação

Para as condições anteriormente definidas, a potência interna máxima que a turbina pode desenvolver é 31,3 MW e a potência máxima em regime de condensação é 20 MW.

A Figura B.3 apresenta o diagrama simplificado de regimes correspondente à turbina definida para o procedimento de simulação.

A representação de um diagrama de regimes para uma turbina de dupla extração-condensação já é mais complexa, dado que, a rigor, a representação mais adequada deve ser feita no espaço. As características da máquina considerada no procedimento de simulação adotado neste trabalho foram tomadas de dados de uma máquina de capacidade similar apresentados em SCHEGLIÁIEV (1985). Foram considerados valores de eficiências isoentrópicas nominais em cada um dos corpos da turbina - alta, média e baixa pressão - e as respectivas curvas de variação com as carga.

Anexo C

Equacionamento e Simulação da Operação de Turbinas a Gás em Sistemas BIG-STIG

C.1 Introdução

Este anexo descreve o equacionamento empregado na simulação de sistemas BIG-STIG - Biomass Integrated Gasifier/Steam Injected Gas Turbine - em usinas de açúcar e álcool. Nessas instalações, biomassa derivada da cana - bagaço, palhas e folhas¹ - pode ser empregada em um sistema de gaseificação de forma a que o gás gerado possa ser utilizado como combustível da turbina a gás. Um fluxo auxiliar de combustível pode, eventualmente, ser empregado na caldeira de recuperação para complementar a geração de vapor.

Uma planta BIG-STIG em ciclo combinado é apresentada na Figura 6.3. Naquela figura, os quatro módulos principais da instalação - a unidade de pré-processamento e de gaseificação da biomassa, a turbina a gás, a caldeira de recuperação e a instalação convencional a vapor - são destacados.

Na análise feita foram consideradas as turbinas aeroderivativas da classe LM - LM 1600 PB, LM 2500 PH e LM 5000 PD - fabricadas pela General Electric Marine & Industrial. A turbina LM 5000 é a máquina considerada na maioria dos estudos até agora publicados sobre o tema. Neste trabalho, a consideração das máquinas LM 1600 e LM 2500 é justificada pelo interesse de se verificar as condições de viabilidade de turbinas de menor porte e a influência do fator de escala

¹ Neste estudo foi feita a consideração de que a operação do sistema é indistinta quando do emprego de pontas e folhas ao invés de bagaço.

nesses sistemas. Essas duas máquinas também têm sido consideradas nos projetos de desenvolvimento dos sistemas BIG-STIG.

Os parâmetros básicos das turbinas, para efeito de cálculo e comparação dos resultados, correspondem às informações publicadas pela GAS TURBINE WORLD (1993). Como parâmetros de cálculo foram tomados da publicação, para cada turbina, a relação de compressão, o fluxo mássico de ar a 15 °C e 1 atm em regime de operação na base, o fluxo máximo de vapor injetado e a temperatura máxima à entrada da turbina de potência. Os resultados obtidos na simulação foram comparados às informações de potência, eficiência térmica e temperatura de exaustão dos gases na operação da turbina na base, com queima de gás natural, e injeção plena de vapor.

A turbina LM 5000 PD STIG foi equacionada considerando tanto a injeção de vapor de alta pressão na câmara de combustão quanto a de vapor de baixa pressão na corrente de gases em expansão, entre os estágios de alta e baixa pressão do gerador de gases². Para o equacionamento foram também utilizados dados atribuídos a Erbes, M.R., apresentados por LARSON & WILLIAMS (1990). Já para as turbinas LM 1600 e 2500, o equacionamento foi realizado segundo a consideração de injeção de vapor apenas na câmara de combustão.

O procedimento de cálculo adotado pode ser considerado aceitável quando da falta de informações mais detalhadas da máquina em estudo. Vários autores (FRAIZE & KINNEY, 1979; LARSON & WILLIAMS, 1987 e RICE, 1987) chamam a atenção, no entanto, para a necessidade de uma estimativa adequada das propriedades termodinâmicas da mistura gases/vapor formada na câmara de combustão e/ou na corrente em expansão³.

O procedimento adotado divide-se em duas etapas. A primeira consiste no equacionamento e na avaliação dos parâmetros não explicitados de cada turbina: basicamente as eficiências isoentrópicas do compressor e dos vários estágios de expansão e as pressões intermediárias entre os estágios de expansão.

A segunda etapa, por outro lado, envolve a simulação da operação das turbinas com gás de gaseificação e dos sistemas BIG-STIG em seu conjunto. Nessa etapa, são tratados os três módulos

² Gerador de gases é o termo empregado para designar os estágios de expansão, correspondentes à turbina aeronáutica original, que acionam o compressor da turbina aeroderivativa. Os estágios que acionam o gerador elétrico constituem a turbina de potência.

³ A injeção de vapor altera as propriedades termodinâmicas dos gases de combustão, afetando os valores do calor específico a pressão e a volume constante. Como o calor específico do vapor é superior ao dos gases de combustão, a injeção de vapor nas turbinas a gás permite a elevação da potência líquida da máquina em uma proporção maior do que a do aumento da massa do fluido em expansão. A alteração da eficiência, no entanto, não ocorre na mesma proporção, uma vez que a injeção de vapor reduz a temperatura dos gases; no caso da injeção na câmara de combustão é necessária a queima adicional de combustível para que seja efetuada a correção da temperatura dos gases. A respeito, ver os resultados apresentados na Figura C.1.

que operam de forma interrelacionada: as turbinas propriamente ditas, as caldeiras de recuperação e os sistemas de preparo e de gaseificação da biomassa.

O equacionamento é apresentado a seguir para cada um dos módulos analisados. No caso da turbina a gás, o equacionamento não faz distinção entre a operação com gás natural ou gás de gaseificação e tampouco entre a operação em regime de cogeração ou no modo STIG. Especificidades de cada situação são salientadas quando existir a conveniência de particularização.

C.2 Equacionamento da Turbina a Gás

Tal como descrito anteriormente, o equacionamento da turbina a gás tem dois objetivos. Em primeiro lugar, visa a estimativa dos parâmetros não conhecidos de cada máquina considerada no estudo realizado. Uma vez definidos todos os parâmetros necessários, o mesmo conjunto de equações é então aplicado à avaliação do desempenho das turbinas quando alimentadas com gás de gaseificação. Na sequência deste item são apresentadas as equações e as premissas utilizadas.

C.2.1 Compressor

O equacionamento do compressor permite a determinação do fluxo mássico de ar - \dot{m}_{ar} -, da temperatura do ar ao fim do processo - T_2 - e da potência de compressão - W_c .

A determinação do fluxo mássico de ar pelo compressor é feita em função do fluxo nominal - \dot{m}_{ar_0} - e da variação da densidade do ar - ρ_1 - considerada a alteração do estado termodinâmico inicial em relação ao estado referência - ρ_0 ⁴:

$$\dot{m}_{ar} = \dot{m}_{ar_0} \cdot (\rho_1 / \rho_0) \quad (6)$$

A avaliação da temperatura do ar à saída do compressor é feita em função da temperatura do ar à entrada - T_1 -, da relação de compressão - r_p -, da eficiência isoentrópica do compressor - η_c - e da relação entre o calor específico a pressão e a volume constante, ou expoente da politrópica, - γ :

$$T_2 = T_1 \cdot \left\{ 1 + \left\{ \left[(r_p)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] \cdot 1/\eta_c \right\} \right\} \quad (7)$$

⁴ 15 °C e 1 atm.

A potência requerida pelo compressor é calculada pela variação da entalpia do fluido de trabalho e pode ser escrita em função do fluxo de ar, do calor específico do ar à pressão constante⁵ - C_{par} -, da temperatura do ar à entrada, da relação de compressão, da eficiência do compressor e do expoente da isoentrópica:

$$W_c = \dot{m}_{ar} \cdot C_{par} \cdot T_1 \cdot \left\{ \left[(r_p)^{(\gamma-1)/\gamma} - 1 \right] \cdot 1/\eta_c \right\} \quad (8)$$

C.2.2 Câmara de combustão

O equacionamento da câmara de combustão visa a determinação do fluxo de combustível de maneira que um determinado estado termodinâmico limite possa ser alcançado. Esse estado limite corresponde à temperatura máxima - T_{max} - na câmara de combustão, no caso da operação sem injeção de vapor. Como referência de cálculo foram tomados os valores de temperaturas máximas apresentados por LARSON & WILLIAMS (1990)⁶.

A injeção de vapor provoca a redução da temperatura dos gases. Para que seja respeitado o limite de temperatura dos gases à entrada da turbina de potência⁷ - T_{in} -, condição que deve ser satisfeita por imposição do procedimento de cálculo, deve haver um aumento do fluxo de combustível sem que, contudo, possa ser alcançado o limite de temperatura na câmara.

Na operação da turbina com gás de gaseificação da biomassa, uma parte do fluxo de ar é extraído à saída do compressor - \dot{m}_{arg} - e direcionado ao gaseificador⁸. Como a quantidade de ar que deve ser extraída depende das necessidades do sistema de gaseificação e das condições de operação da caldeira de recuperação, o procedimento de simulação adotado permitiu o cálculo das extrações do fluxo de ar para o gaseificador dentro de uma ampla faixa de variação. A "posteriori" foram identificados, para cada turbina, os valores mínimos de extração que são compatíveis com os requerimentos da produção do gás, em cada regime de operação, e eliminados os resultados não factíveis. Não foi considerado o direcionamento de ar comprimido com a finalidade de promover resfriamento de componentes internos da turbina.

Ainda no caso da operação dos sistemas BIG-STIG, o gás à saída do gaseificador deve estar aquecido, representando um aporte de energia à câmara de combustão na forma de calor sensível. A temperatura de saída do gás combustível é variável com o processo de gaseificação bem como

⁵ Não é considerada a variação do calor específico em função de variações do estado termodinâmico, i.e., assume-se um valor único para qualquer temperatura e pressão alcançada pelo ar.

⁶ 1210 °C para as turbinas LM 5000 e 2500 e 1240 °C para a turbina LM 1600.

⁷ Esse parâmetro é especificado pelo fabricante para a condição de operação referência.

⁸ "Blast-air".

com o processo de limpeza dos gases. No procedimento de simulação realizado foi assumido $T_f = 600$ °C para a temperatura do gás combustível, valor que corresponde à uma solução de compromisso, para os gaseificadores de leito fixo, para que não haja condensação do alcatrão e para que os álcalis possam ser tratados, no procedimento de limpeza, como partículas condensadas (LARSON et alii, 1989).

A equação básica da câmara de combustão corresponde ao seu balanço de energia:

$$\frac{(m_{ar} - m_{arg}) \cdot C_{par} \cdot (T_2 - T_1) + m_{ft} \cdot [C_{pf} \cdot (T_f - T_1) + PC]}{m_{gc} \cdot C_{pgc} \cdot (T_{max} - T_1)} + m_{vic} \cdot C_{pv} \cdot (T_{ic} - T_1) = \quad (9)$$

com

$$m_{gc} = (m_{ar} - m_{arg} + m_{ft} + m_{vic}) \quad (10)$$

$$C_{pv} = (h^* - h^*_{298}) / (T - 298) \quad (11)$$

e

$$C_{pgc} = [(m_{ar} - m_{arg} + m_{ft}) \cdot C_{pg} + C_{pv} \cdot m_{vic}] / m_{gc} \quad (12)$$

onde os parâmetros ainda não especificados correspondem a:

C_{pf} = calor específico do combustível [kJ/kg °C];

C_{pg} = calor específico dos gases de combustão [kJ/kg °C];

C_{pgc} = calor específico dos gases de combustão após a injeção de vapor [kJ/kg °C];

C_{pv} = calor específico do vapor [kJ/kg °C];

h^* = entalpia molar da água a 1 atm [kJ/kgmol];

m_{ft} = fluxo de combustível queimado na turbina [kg/s];

m_{gc} = fluxo dos gases de combustão após a injeção de vapor [kg/s];

m_{vic} = fluxo de vapor injetado na câmara de combustão da turbina [kg/s];

PC = poder calorífico inferior do combustível [MJ/kg];

T_{ic} = temperatura de injeção do vapor na câmara de combustão [°C].

A temperatura de injeção do vapor na câmara de combustão foi especificada em 377 °C para a turbina LM 5000 e 300 °C para as demais máquinas estudadas, valores que correspondem à temperatura alcançada quando da expansão isoentálpica do vapor de alta pressão até a pressão no interior da câmara de combustão.

Para os gases de combustão, o valor do calor específico foi calculado a partir de uma estimativa de sua composição, considerado o excesso de ar e uma composição química de

referência para o gás natural e para o gás de gaseificação (LARSON & WILLIAMS, 1990)⁹. Não foram consideradas, também para os gases de combustão, os efeitos da pressão e da temperatura na variação do calor específico.

O calor específico do vapor foi calculado, para a temperatura de injeção e para a temperatura máxima da mistura gases/vapor, a partir dos valores das entalpias molares da água - h^* - à pressão parcial de 1 atm. Os valores calculados através desse procedimento se mostraram consistentes com os resultados obtidos da aplicação das relações descritas por FRAIZE & KINNEY (1979).

Nos cálculos foram adotados 48,8 MJ/kg e 5,1 MJ/kg, como valores do poder calorífico do gás natural e do gás de gaseificação, respectivamente. Esses valores correspondem à composição química adotada na avaliação do calor específico de ambos os combustíveis.

C.2.3 Turbina

No equacionamento das turbinas LM 1600 e LM 2500, nas quais a injeção de vapor só ocorre na câmara de combustão, todos os estágios do gerador de gases foram tratados como um único conjunto. Os parâmetros previamente conhecidos eram a pressão à entrada do gerador - igual à pressão de compressão, por não ter sido considerada perda de carga na câmara - e a temperatura à entrada - igual à temperatura máxima no caso da operação sem injeção de vapor.

Duas relações foram utilizadas para que a eficiência de expansão no gerador de gases pudesse ser explicitada

$$T_{int} = T_{max} - \left[W_c / (m_{gc} \cdot C_{pgc} \cdot \eta_{gg} \cdot \eta_m) \right] \quad (13)$$

$$T_{in} = T_{max} - \eta_{gg} \cdot (T_{max} - T_{int}) \quad (14)$$

onde

T_{in} e T_{int} = temperaturas real e teórica dos gases à entrada da turbina de potência, respectivamente [°C];

η_{gg} e η_m = eficiência isoentrópica do gerador de gases e eficiência mecânica, respectivamente.

⁹ A informação sobre a composição do gás de gaseificação é atribuída pelos autores a Erbes, M. R. correspondendo ao gás obtido da gaseificação de briquetes de biomassa, cuja composição, em base seca, é muito similar à do bagaço de cana.

Essas relações permitem o cálculo da temperatura à saída do gerador de gases, ou à entrada da turbina de potência, parâmetro este que deve ser igual, por sua vez, ao valor especificado pelo fabricante para cada máquina. Assim, assumindo um valor de eficiência de transmissão mecânica entre o gerador de gases e o compressor e com todos os demais parâmetros fixados, pode-se determinar a eficiência de expansão do gerador de gases.

Na realidade, dentro do procedimento de ajuste aos parâmetros de operação da turbina com gás natural, a imposição do valor pré-estabelecido de T_{in} ao sistema de equações (6) a (14), desde que a eficiência η_{gg} não esteja explicitada nas equações, permite a avaliação da eficiência isoentrópica do processo de compressão - η_c .

Conhecidas a eficiência de expansão e as temperaturas à entrada e à saída do gerador de gases, pode-se determinar a pressão à entrada da turbina de potência - P_{in} :

$$P_{in} = P_{max} \cdot (T_{in}/T_{max})^{\delta/(\delta-1)} \quad (15)$$

onde .

δ = relação entre o calor específico dos gases de combustão, após a injeção de vapor, a pressão e a volume constante.

A aplicação de uma relação similar para a variação da pressão do gás na turbina de potência permite a determinação da temperatura teórica de escape - T_{esc}

$$T_{esc} = T_{in} \cdot (P_{esc}/P_{in})^{(\delta-1)/\delta} \quad (16)$$

Atribuindo-se valores à eficiência isoentrópica de expansão na turbina de potência - η_{tp} -, à eficiência do gerador elétrico e à eficiência mecânica, pode-se determinar a potência elétrica - W_{ele} :

$$W_{ele} = m_{gc} \cdot C_{pgc} \cdot \eta_{gel} \cdot \eta_m \cdot \eta_{tp} \cdot (T_{in} - T_{esc}) \quad (17)$$

E, finalmente, a temperatura de escape dos gases - T_{esc} - será determinada pela relação:

$$T_{esc} = T_{in} - \eta_{tp} \cdot (T_{in} - T_{esc}) \quad (18)$$

Na turbina LM 5000 o fator diferenciador em relação ao acima apresentado é a possível injeção de vapor entre os estágios de alta e baixa pressão do gerador de gases, o que obriga o detalhamento do processo de expansão e o cálculo de uma nova condição de mistura gases/vapor.

Considera-se, para efeito de simplificação do procedimento, que a injeção do vapor de baixa pressão ocorre, independente do regime operacional, a 1,16 MPa e 360 °C¹⁰.

A injeção do vapor de baixa pressão ocorre à pressão intermediária - P_{tr} . A temperatura resultante da expansão no corpo de alta pressão do gerador de gases pode ser calculada pela relação:

$$T_{tr} = T_{max} \cdot \left\{ 1 - \eta_{ta} \cdot \left[1 - (P_{tr}/P_{max})^{(\delta-1)/\delta} \right] \right\} \quad (19)$$

a partir da atribuição de um valor para a eficiência isoentrópica na expansão no corpo de alta pressão do gerador de gases - η_{ta} .

Como a injeção de vapor reduz a temperatura da mistura gases/vapor, a nova temperatura da mistura - T_{mis} - pode ser avaliada pelo balanço de energia dos vários fluxos no ponto de injeção:

$$m_{gc} \cdot C_{pgc} \cdot (T_{tr} - T_1) + m_{vit} \cdot C_{pv} \cdot (T_{it} - T_1) = m_{gt} \cdot C_{pgt} \cdot (T_{mis} - T_1) \quad (20)$$

onde

$$m_{gt} = m_{gc} + m_{vit} \quad (21)$$

e

$$C_{pgt} = (m_{gc} \cdot C_{pgc} + m_{vit} \cdot C_{pv}) / m_{gt} \quad (22)$$

com

$$m_{vit} = \text{fluxo de vapor que é injetado ao longo da expansão dos gases pela turbina [kg/s]}$$

O estágio de alta pressão do gerador de gases contribui com parte da potência necessária ao acionamento do compressor - W_{al} -, contribuição que pode ser facilmente avaliada pela relação:

$$W_{al} = m_{gc} \cdot C_{pgc} \cdot (T_{max} - T_{tr}) \quad (23)$$

O estágio de baixa pressão deve produzir o restante da potência necessária ao acionamento do compressor - W_{bx} :

$$W_{bx} = (W_c / \eta_m) - W_{al} \quad (24)$$

¹⁰ Valores tomados do esquema apresentado por LARSON & WILLIAMS (1990), cuja informação é atribuída a Erbes.

Essa imposição permite a avaliação do estado termodinâmico à saída do gerador de gases. A temperatura e a pressão podem ser determinadas pelas seguintes relações:

$$T_{in} = T_{mis} - [W_{bx} / (m_{gt} \cdot C_{pgt})] \quad (25)$$

e

$$P_{in} = P_{tr} \cdot \left\{ 1 - \left\{ (1 / \eta_{tb}) \cdot [1 - (T_{int} / T_{mis})] \right\} \right\}^{\kappa / (\kappa - 1)} \quad (26)$$

onde

κ = relação entre o calor específico dos gases, após a injeção de vapor na turbina, a pressão e a volume constante.

Como a temperatura de entrada dos gases na turbina de potência - T_{in} - deve ser igual ao valor utilizado como referência, das equações (25) e (26) pode-se determinar tanto o valor da eficiência isoentrópica de expansão no corpo de baixa pressão do gerador de gases, quanto o valor da pressão no escape do mesmo corpo.

A aplicação de relações similares à (16), (17) e (18), definidas anteriormente para as turbinas LM 1600 e LM 2500, permite a avaliação da potência elétrica e da temperatura dos gases de escape no caso da turbina LM 5000.

C.2.4 Resultados do ajuste às turbinas estudadas

A avaliação dos parâmetros não especificados - eficiências de compressão e de expansão e as pressões intermediárias entre os vários corpos da turbina - foi feita se considerando a operação das turbinas em regime contínuo, com e sem a injeção de vapor.

Para cada turbina existiam quatro grupos de dados:

- (i) dados técnicos característicos da máquina, que foram obtidos das referências anteriormente citadas;
- (ii) dados que puderam ser definidos a partir de certas considerações, dados esses, em geral, associados ao combustível ou ao vapor injetado;

(iii) parâmetros que tiveram seus valores atribuídos, ao longo do procedimento de ajuste, dentro de certa ordem de grandeza, tais como as eficiências mecânicas, a eficiência do gerador elétrico e a pressão de escape da turbina de potência;

(iv) e, finalmente, os dados que foram empregados para o ajuste em si, de forma que os parâmetros da turbina - potência elétrica, eficiência térmica e temperatura de escape - pudessem ser reproduzidos dentro de uma margem pré-estabelecida de erro. Os parâmetros de ajuste empregados foram, basicamente, as eficiências de compressão e de expansão - iguais, nesse caso, para todos os corpos de expansão de cada máquina.

A aplicação do procedimento descrito não leva a uma solução única, dado que o conjunto de equações confere um certo número de graus de liberdade. Nesse sentido, o ajuste efetuado para cada turbina teve a preocupação de encontrar uma solução que igualasse a potência obtida ao valor especificado e permitisse a verificação dos valores de eficiência térmica e da temperatura de escape dentro de uma margem de erro de 3% em relação ao valor de referência.

Assim, os parâmetros ajustados devem ser encarados apenas como indicativos da operação de cada turbina nas condições de referência. Os parâmetros calculados pelo procedimento descrito e os parâmetros de referência - para a situação de injeção plena de vapor -, para cada máquina, são apresentados na Tabela C.1.

Tabela C.1 Comparação dos resultados do procedimento de simulação de turbinas a gás

Máquina	Parâmetro	Referência GTW 1993 *	Resultado com injeção de vapor	Resultado sem injeção de vapor
LM 1600 PB	Potência elétrica [kW]	16.900	16.900	14.792
	Eficiência térmica	0,397	0,388	0,362
	Temper. de escape [°C]	470,00	454,57	461,67
LM 2500 PH	Potência elétrica [kW]	27.100	27.100	22.876
	Eficiência térmica	0,403	0,391	0,363
	Temper. de escape [°C]	502,78	502,52	508,93
LM 5000 PD	Potência elétrica [kW]	51.100	51.100	40.033
	Eficiência térmica	0,432	0,420	0,369
	Temper. de escape [°C]	400,00	412,66	424,14

* Operação com plena injeção de vapor

Os resultados obtidos estão qualitativamente de acordo com o que é descrito na literatura (LARSON & WILLIAMS, 1987 e SARABCHI, 1992). A injeção de vapor permite a elevação da potência da máquina assim como a elevação de sua eficiência térmica, mas a uma taxa inferior, no caso do segundo parâmetro, face à necessidade de queima de uma maior quantidade de combustível para a manutenção do perfil de temperaturas dos gases em expansão. Por outro lado, a temperatura de exaustão dos gases cai na medida em que incrementa-se a injeção de vapor, reduzindo o diferencial de temperatura no "pinch-point", caso haja uma caldeira de recuperação instalada à saída da turbina.

Na Figura C.1 apresenta-se o comportamento desses parâmetros no caso da simulação de uma turbina LM 5000 PD, operando com gás natural nas condições ISO, em regime de base, com variação da injeção de vapor dentro da faixa possível. Para avaliação do "pinch-point" foi considerada a geração de vapor saturado a 0,8 MPa, assumindo-se efetividade constante da superfície de troca térmica.

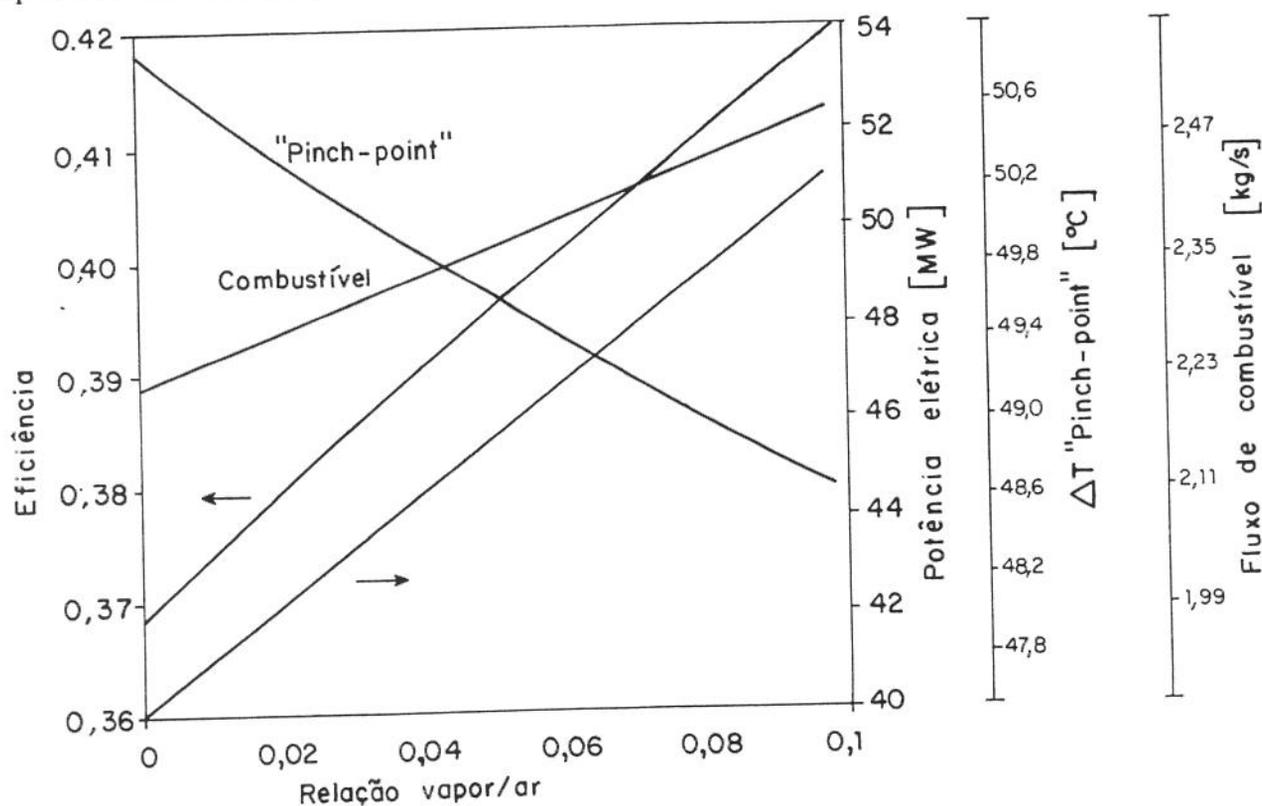


Figura C.1 Resultados da simulação de uma turbina LM 5000 STIG, com injeção de vapor

C.2.5 Ajuste dos resultados à operação com gás de gaseificação

Quase todos os trabalhos publicados sobre os sistemas BIG-STIG apresentam estimativas baseadas nos resultados de algumas unidades em escala piloto. Esses parâmetros serão as

principais referências de comparação para os resultados obtidos a partir da adoção do procedimento aqui descrito.

No entanto, para as finalidades deste trabalho, a simples adoção dos valores citados na literatura não era adequada. A razão principal foi o interesse na realização de uma análise global, para o que era necessária a determinação de outros valores além, simplesmente, da potência da turbina quando da operação com gás de gaseificação.

Para a avaliação do desempenho com gás de gaseificação, o procedimento seguido foi a transposição dos parâmetros calculados, quando da operação com gás natural. Foi feita apenas uma correção no estado inicial, para que este pudesse refletir, em relação às condições ISO, condições de pressão e temperatura mais próximas às de localização das usinas de açúcar e álcool no Brasil.

Como a potência calculada, para cada máquina e em cada regime de funcionamento, reflete não só a adequação da avaliação do desempenho das turbinas com o gás de gaseificação, mas também a influência de todas as restrições que são impostas ao sistema em seu conjunto, os resultados obtidos, assim como as comparações com os parâmetros de referência, devem ser analisados com cuidado. Dado o caráter de interrelação com os demais módulos, os resultados da operação das turbinas com gás de gaseificação são discutidos apenas após a apresentação de todo o equacionamento.

C.3 Equacionamento da Caldeira de Recuperação

A caldeira de recuperação recebe da turbina, à temperatura T_{esc} , o fluxo de gases de exaustão. Nessas condições, com a eventual queima suplementar do gás de gaseificação da biomassa, de fluxo m_{fc} , o equipamento deve gerar o vapor requerido pelo gaseificador, o vapor necessário à injeção na turbina aeroderivativa - no período de entre-safra - e o vapor necessário ao sistema convencional a vapor e/ou ao processo.

A água de alimentação da caldeira de recuperação pode ser pré-aquecida através de um fluxo de calor residual do gaseificador. Os esquemas de sistemas apresentados por LARSON & WILLIAMS (1990) e em um estudo realizado pela COPERSUCAR (ELETROBRÁS-COPERSUCAR, 1991) indicam que a recuperação de calor é, a grosso modo, proporcional à quantidade de gases produzidos. Na modelagem realizada, no entanto, essa recuperação não foi considerada.

Durante o período de safra, quando o sistema opera no modo cogeração, dois fluxos de vapor a diferentes níveis de pressão devem ser gerados. O fluxo de alta pressão, para a injeção de vapor na câmara de combustão da turbina a gás, deve ser gerado a 5,2 MPa e 390 °C. Para os

sistemas em que a turbina atua como máquina de topo de um ciclo combinado, o fluxo de baixa pressão, que alimenta o sistema de potência a vapor, deve ser gerado a 2,1 MPa, 280 °C. Por outro lado, nos sistemas em que a turbina a gás é máquina única, o vapor de baixa pressão deve ser gerado à pressão de processo - 0,247 MPa -, ligeiramente superaquecido - 137 °C. No período de entre-safra, quando o sistema opera no modo STIG, só ocorre geração de vapor no maior nível de pressão.

O equacionamento da caldeira de recuperação está baseado no balanço de energia da instalação. Na realidade, para que o perfil de temperatura dos gases ao longo da caldeira de recuperação pudesse ser determinado, foram estabelecidos balanços de energia independentes para os circuitos de alta e baixa pressão. Adicionalmente, algumas condições devem ser impostas para que seja assegurada a operacionalidade de todo o sistema.

Nas caldeiras de recuperação é fundamental a verificação das restrições associadas ao "pinch-point", à diferença de temperaturas entre os gases à entrada e o vapor à saída da caldeira e, no caso específico em estudo, da temperatura dos gases de escape para que seja assegurada sua utilização como agente na secagem da biomassa. Foram considerados 30 °C como diferencial mínimo de temperaturas no "pinch-point", tanto na superfície de evaporação do vapor de alta quanto de baixa pressão, 50 °C como limite mínimo na diferença terminal entre os gases e o vapor superaquecido (ALLEN & KOVACIK, 1984) e 260 °C para o limite inferior da temperatura de exaustão dos gases (ELETROBRÁS-COPERSUCAR, 1991).

Uma restrição adicional deve ser observada com relação ao balanço do fluxo de ar de gaseificação¹¹. Em algumas condições a restrição determinante pode ser a extração de "blast-air" do compressor, parâmetro que influencia a produção de gás combustível. Deve haver, por conseguinte, uma extração mínima que possibilite a produção de gás na quantidade necessária à operação da turbina.

O balanço de energia no superaquecedor e no evaporador do circuito de alta pressão da caldeira de recuperação permite a determinação da temperatura de "pinch-point" T_{pap} (ver Figura C.2):

$$m_{gt} \cdot C_{pgt} \cdot (T_{esc} - T_1) + m_{fc} \cdot [C_{pfc} \cdot (T_f - T_1) + PC] - [(m_{gt} + m_{fc}) \cdot C_{pgc} \cdot (T_{pap} - T_1)] = m_{vap} \cdot (h_{vap} - h_{satap}) \quad (27)$$

com

$$m_{vap} = m_{vg} + m_{vic} + m_{vit} \quad (28)$$

¹¹ Extração de "blast-air" do compressor da turbina a gás para a alimentação do gaseificador.

e

$$C_{pgc} = (m_{gt} \cdot C_{pgt} + m_{fc} \cdot C_{pfc}) / (m_{gt} + m_{fc}) \quad (29)$$

onde

h_{satap} e h_{vap} = entalpia de saturação e do vapor de alta pressão, respectivamente [kJ/kg];

m_{fc} = fluxo de combustível auxiliar queimado na caldeira de recuperação [kg/s];

m_{vap} = fluxo de vapor de alta pressão gerado na caldeira de recuperação [kg/s];

m_{vg} = fluxo "blast-steam", vapor injetado no gaseificador [kg/s];

T_{pap} = temperatura de "pinch-point" dos gases no evaporador de alta pressão [°C].

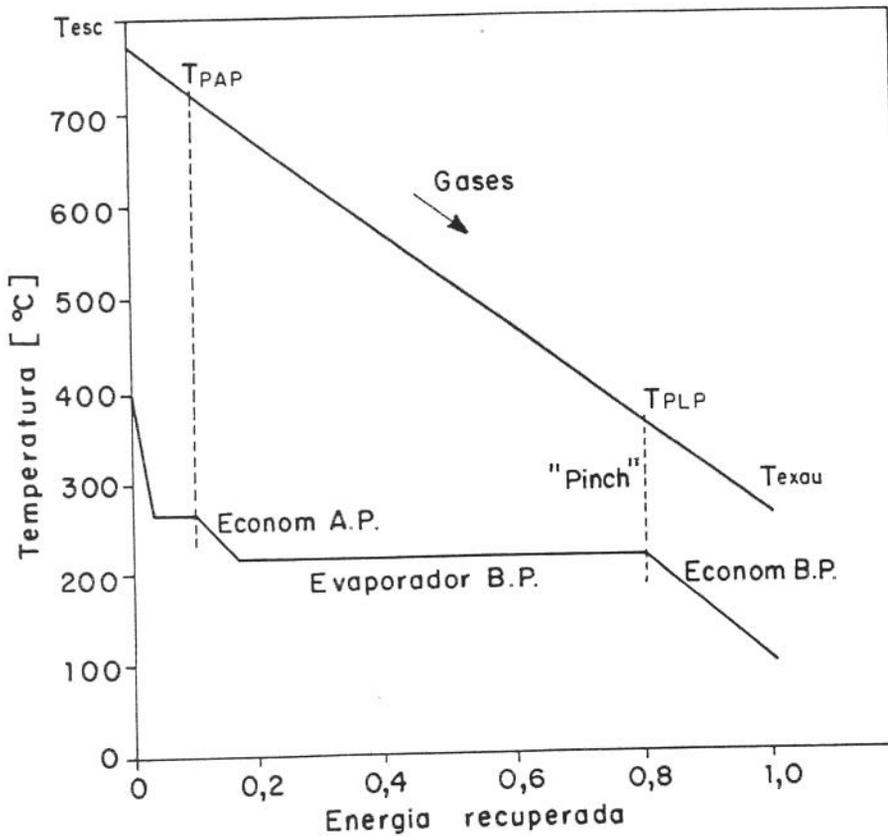


Figura C.2 Perfil de temperaturas na caldeira de recuperação

A consideração de que a efetividade - ϵ - da superfície de troca de calor entre as entradas nos evaporadores dos circuitos de alta e baixa pressão - isto é, entre T_{pap} e T_{pbp} - é constante, permite, para um dado valor de efetividade, a determinação da temperatura de "pinch-point" no circuito de baixa pressão - T_{pbp} :

$$\epsilon = (T_{pap} - T_{pbp}) / (T_{pap} - T_{satbp}) \quad (30)$$

Definida a temperatura T_{pbp} , a realização de um balanço de energia entre as entradas dos evaporadores dos circuitos de alta e baixa pressão permite a determinação do fluxo de vapor de processo - mv_{bp} - que pode ser gerado em cada condição de simulação.

$$(m_{gt} + m_{fc}) \cdot C_{pgc} \cdot (T_{pap} - T_{pbp}) = mv_{bp} \cdot (h_{vbp} - h_{satbp}) \quad (31)$$

onde

h_{satbp} e h_{vbp} = entalpia de saturação e do vapor de baixa pressão [kJ/kg].

Finalmente, a temperatura de exaustão dos gases - T_{exau} - pode ser determinada pela realização do balanço de energia na seção dos economizadores dos circuitos de alta e baixa pressão:

$$(m_{gt} + m_{fc}) \cdot C_{pgc} \cdot (T_{pbp} - T_{exau}) = (mv_{bp} + mv_{ap}) \cdot (h_{satbp} - h_{ali}) \quad (32)$$

onde

h_{ali} = entalpia da água de alimentação da caldeira de recuperação [kJ/kg].

C.4 Equacionamento do Gaseificador

O equacionamento do gaseificador permite a determinação dos fluxos mássicos de ar e de vapor necessários à produção de gás na quantidade necessária à operação da turbina e à geração de vapor. O equacionamento permite, também, a determinação da demanda de biomassa e a realização de balanços em relação à sua disponibilidade.

Os esquemas apresentados por Erbes (LARSON & WILLIAMS, 1990) e pela COPERSUCAR (ELETROBRÁS-COPERSUCAR, 1991) consideram sistemas com gaseificadores pressurizados de leito fixo. A análise desses esquemas permitiu a definição de algumas relações que, tomadas como invariáveis para qualquer regime de operação, permitiram tanto a quantificação do fluxo de vapor necessário à gaseificação quanto do gás que pode ser gerado para queima auxiliar na caldeira de recuperação.

Os dados das duas referências citadas estão baseados nas mesmas relações mássicas: uma necessidade de 0,934 kg de ar por kg de biomassa seca e 0,352 kg de vapor/kg de biomassa seca. Esses números são ligeiramente diferentes das relações apresentadas por LARSON et alii (1989), que indicam a necessidade de 0,80 kg de ar/kg de biomassa seca e 0,30 kg de vapor / kg de biomassa.

A relação mássica entre o fluxo de ar disponível e o fluxo de gás que pode ser produzido é dada por:

$$\text{marg} = 0,4120 \cdot (\text{mft} + \text{mfc}) \quad (33)$$

enquanto a relação mássica entre o fluxo de vapor necessário e o fluxo de gás produzido é dada por:

$$\text{mvg} = 0,1553 \cdot (\text{mft} + \text{mfc}) \quad (34)$$

Uma terceira relação pode ser escrita permitindo a avaliação das necessidades de biomassa associadas à produção de gás - $M_{\text{bio}15}$. O gaseificador considerado deve ser alimentado com uma carga de biomassa com no máximo 15% de umidade, condição em que a avaliação foi feita. Assim,

$$M_{\text{bio}15} = 0,4410 \cdot (\text{mft} + \text{mfc}) \quad (35)$$

Existe também um fluxo mássico de menor importância que corresponde à extração das cinzas residuais.

C.5 Equacionamento das Instalações Pré-Gaseificador

Nas usinas de açúcar e álcool o bagaço de cana normalmente está disponível com um teor de umidade que excede a especificação de alimentação do gaseificador. Na condição "in natura", à saída do processo de extração do caldo, o bagaço tem normalmente 50% de umidade.

O preparo da carga de biomassa dos gaseificadores de leito fixo requer, em princípio, sua secagem e peletização. A secagem é feita com o aproveitamento da energia dos gases de exaustão da caldeira de recuperação e com um aporte de potência associado à movimentação da matéria. Existe uma estimativa (ELETROBRÁS-COPERSUCAR, 1991) de que a energia requerida é da ordem de 4,58 kWh/tonelada de biomassa com 50% de umidade que é processada.

A peletização, para a compactação e a uniformização dimensional da carga, requer um montante superior de energia, estimado em 85,4 kWh/tonelada de biomassa com 15% de umidade. Tal nível de consumo é bastante significativo e representa uma fração não desprezível da potência gerada.

C.6 Solução do Conjunto de Equações e Análise dos Resultados

O procedimento de simulação envolve a solução simultânea das equações (9) a (35), caracterizando a interrelação da operação da turbina a gás com a caldeira de recuperação e o sistema de preparo e gaseificação da biomassa.

O conjunto de equações é solucionado a partir da adoção de um valor de extração do fluxo de ar do compressor para que o mesmo possa ser utilizado como "blast-air" do gaseificador. Para cada valor de extração de ar, é possível a produção de uma certa quantidade de gás combustível, que é prioritariamente enviado à alimentação da turbina. O gás remanescente, se houver, é empregado na queima auxiliar na caldeira de recuperação.

Para cada fluxo de combustível tem-se uma condição de operação da turbina a gás. As propriedades termodinâmicas do fluxo de gases, a potência elétrica gerada e a eficiência térmica da turbina podem, então, ser calculadas.

Na caldeira de recuperação a geração de vapor prioritária é a do fluxo de alta pressão, que alimenta o gaseificador e supre, quando da operação no modo STIG, as injeções de vapor na turbina. O calor remanescente é empregado na geração do fluxo de vapor de baixa pressão que, por sua vez, alimenta o ciclo "bottoming" a vapor - no sistema em ciclo combinado - ou diretamente o processo de produção de açúcar e álcool.

Entre as soluções factíveis, a mais adequada é aquela que, com a menor demanda de biomassa, viabiliza a geração dos fluxos de vapor de alta e baixa pressão nas quantidades especificadas, assim como satisfaz as restrições associadas (i) ao perfil de temperaturas dos gases na caldeira de recuperação e (ii) ao balanço do fluxo de "blast-air" do gaseificador.

Com relação a esse último ponto, é importante a seguinte observação: extrações muito pequenas de "blast-air" não viabilizam a produção de gás combustível, na quantidade requerida, para a alimentação da turbina a gás. Esses pontos são, portanto, infactíveis.

Na tabela C.2 são apresentados os resultados, em termos da potência produzida e da potência líquida do sistema BIG-STIG, para as várias turbinas simuladas. Os resultados correspondem à produção de vapor de baixa pressão de maneira a satisfazer uma demanda de vapor de processo equivalente a 360 kg/TC.

Uma outra especificação de alguns parâmetros, como, por exemplo, da efetividade da caldeira de recuperação, certamente implicaria em uma nova solução, embora relativamente próxima da apresentada, tanto em termos da potência produzida e da necessidade de blast-air, como da relação entre as extrações de ar e a geração de vapor de baixa pressão. Também pode haver uma alteração entre as restrições determinantes, como, por exemplo, a passagem da satisfação da temperatura de exaustão para uma condição secundária e a valorização da observação do diferencial mínimo de temperaturas no "pinch-point".

Para a avaliação da acuidade do procedimento proposto, os resultados apresentados na Tabela C.2 são comparados com algumas informações disponíveis na literatura. Essas informações são, em geral, atribuídas à fabricantes ou empresas de engenharia que trabalham no desenvolvimento desses sistemas.

Tabela C.2 Resultados da simulação do sistema BIG-STIG

	LM 5000			LM 2500		LM 1600	
	Ciclo combinado	apenas TG	TG STIG	Ciclo combinado	TG STIG	ciclo combinado	TG STIG
Operação	s/ injeção	s/ injeção	c/ injeção	s/ injeção	c/ injeção	s/ injeção	c/ injeção
Pot. produzida - MW pela TG	42,82	37,59	51,12	25,75	28,04	17,00	17,79
pelo ciclo bottoming	37,12	37,59	51,12	20,05	28,04	11,30	17,79
	5,70	---	---	5,70	---	5,70	---
Pot. requerida - MW proces. da biomassa pela usina	12,29	12,10	3,66	11,23	1,76	10,87	1,13
	4,34	4,15	3,66	3,28	1,76	2,92	1,13
	7,95	7,95	---	7,95	---	7,95	---
Pot. p/ venda - MW	30,53	25,49	47,46	14,52	26,28	6,13	16,66
Eficiência da TG *	0,340	0,343	0,407	0,328	0,390	0,290	0,388
Eficiência global **	0,223	0,203	0,325	0,173	0,375	0,121	0,374
"Blast-air" - kg/s	12,09	11,56	10,23	9,13	4,91	8,14	3,13

* A eficiência da turbina a gás é calculada como a relação entre a potência produzida e a potência do aporte de gás combustível, computado inclusive seu calor sensível.

** A eficiência global é calculada como a relação entre toda a potência produzida pela TG e pelo ciclo bottoming, descontada a potência requerida pelo processamento da biomassa, em relação ao aporte energético da biomassa - bagaço, pontas e/ou folhas.

LARSON et alii (1989) e LARSON & WILLIAMS (1990) citam dados da General Electric para caracterizar a operação da turbinas LM 5000 nas condições discutidas nesse trabalho. Na operação no modo STIG o sistema produziria, segundo o fabricante, 53 MW elétricos, com 32,5% de eficiência global, e 39 MW, com 28,6% de eficiência, quando da operação sem injeção de vapor. É importante notar que esses resultados são de uma época em que a especificação da turbina LM 5000 PD correspondia a valores de potência 3% superiores aos da especificação empregada neste trabalho (GAS TURBINE WORLD, 1993).

Para a turbina LM 2500 alguns parâmetros de comparação também são disponíveis. QUEIROZ & NASCIMENTO (1994) avaliam a produção de 21 MW elétricos em um sistema em

que a produção de vapor de baixa pressão corresponde a uma demanda de 350 kg/TC. Nessas condições o resultado obtido pela aplicação do procedimento descrito neste trabalho é 20,2 MW.

Para a turbina LM 1600 não existem referências de comparação.

Anexo D

Investimentos e Premissas da Análise Econômico-Financeira

D.1 Introdução

O presente texto descreve as premissas utilizadas na análise econômico-financeira de várias tecnologias e configurações de geração elétrica a partir dos subprodutos da cana-de-açúcar. Também são apresentadas as equações de custos dos principais equipamentos considerados, equações essas que foram ajustadas a partir das informações levantadas no estudo ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

D.2 Quadro de Investimentos

D.2.1 Investimentos de referência

No setor sucro-alcooleiro, excetuado o caso de construção de uma nova planta industrial, a oportunidade de geração de um maior montante de potência elétrica excedente surge no instante de substituição dos principais equipamentos da instalação existente. Neste trabalho foi assumida a necessidade de troca dos dois geradores de vapor da usina considerada, geradores que operam a 1,8 MPa e 280 °C e atendem a uma demanda de vapor de processo equivalente a 500 kg/tc¹.

O setor considera que os custos de caldeiras de mesma capacidade, de pressão de geração menor ou igual a 2,2 MPa, são praticamente iguais, independentemente da temperatura do vapor.

¹ Na planta considerada, de 300 tc/h de moagem efetiva, as caldeiras devem atender, nas condições acima descritas, uma demanda de vapor da ordem de 150 t/h.

Assim, o investimento da situação referência corresponde ao custo de reposição de duas caldeiras de 80t/h de capacidade de geração, segundo a discriminação apresentada a seguir:

Geradores de vapor de 80 t/h, geração de vapor a 2,2 MPa e 300 °C	
2 geradores de vapor	4.211,42 mil US\$
tubulação de vapor	400,00 mil US\$
montagem	720,00 mil US\$
abrandamento da água	122,00 mil US\$
construção e obras civis	150,00 mil US\$
imprevistos	300,00 mil US\$
Investimento total	5.903,42 mil US\$

D.2.2 Configuração 1

No contexto de oportunidade definido acima, de acordo com o que foi apresentado no capítulo 7, duas situações devem ser diferenciadas: a realização de investimentos a partir de uma planta que já está próxima da auto-suficiência, dentro da qual alguns equipamentos poderão ser aproveitados, e a realização de investimentos em uma planta que está relativamente distante da condição de auto-suficiência.

A configuração 1 corresponde a dois geradores de vapor de 80 t/h, operando a 2,2 MPa e 300 °C, a uma turbina de contra-pressão de 5.000 kW e a um gerador elétrico de 6.250 kVA, 13,8 kV. A estrutura de custos da instalação completa, com a configuração com a qual foi feita a simulação de seu desempenho, implica na seguinte estrutura de custos:

Geradores de vapor de 80 t/h, geração de vapor a 2,2 MPa e 300 °C, com estrutura de custos igual à identificada anteriormente

Subtotal	5.903,42 mil US\$
----------	-------------------

Turbina a vapor de contra-pressão, de 5.000 kW de potência nominal, com alimentação a 2,2 MPa e escape a 0,247 MPa

1 turbina a vapor	920,00 mil US\$
tubulação e montagem	175,00 mil US\$

Subtotal	1.095,00 mil US\$
----------	-------------------

Gerador elétrico de 6.250 kVA, 13,8 kV

1 gerador elétrico	594,00 mil US\$
sistemas de comando, controle e distribuição, montagem e ligação com a rede externa.....	1.056,70 mil US\$
imprevistos	291,30 mil US\$
Subtotal	1.942,00 mil US\$
Investimento total	8.940,42 mil US\$

Este valor total de investimentos foi utilizado como valor de referência na segunda parte da análise econômico-financeira realizada, quando se estuda a viabilidade da geração de excedentes elétricos em larga escala.

Para a primeira parte da análise, que corresponde ao estudo de viabilidade da auto-suficiência no abastecimento elétrico, foram introduzidas algumas hipóteses adicionais. No caso da transformação da configuração que está relativamente distante da auto-suficiência, considerou-se a necessidade de aquisição dos equipamentos listados acima. No entanto, foi considerada a oportunidade de venda e/ou aproveitamento de alguns dos equipamentos existentes de maneira a que o investimento líquido total fosse reduzido em 400 mil US\$ em relação à estimativa inicial. Portanto, para a conversão de uma instalação inicialmente distante da auto-suficiência, o investimento total corresponde a:

Investimento total	8.540,42 mil US\$
--------------------	--------------------------

Já no caso da instalação que está mais próxima da condição de auto-suficiência, a suposição feita é que um conjunto turbo-gerador pode ser aproveitado. Restaria, então, a necessidade de complementação da instalação em relação aos 5.000 kW do potencial identificado. Os custos associados correspondem a:

Geradores de vapor de 80 t/h, geração de vapor a 2,2 MPa e 300 °C

Subtotal	5.903,42 mil US\$
----------	-------------------

Turbina a vapor de contra-pressão, de 2.000 kW de potência nominal, com alimentação a 2,2 MPa e escape a 0,247 MPa

1 turbina a vapor	527,00 mil US\$
tubulação e montagem	100,00 mil US\$
Subtotal	627,00 mil US\$
Gerador elétrico de 2.500 kVA, 13,8 kV	
1 gerador elétrico	340,00 mil US\$
sistemas de comando, controle e distribuição, montagem e ligação com a rede externa.....	719,00 mil US\$
imprevistos	190,00 mil US\$
Subtotal	1.249,00 mil US\$
Investimento total	7.779,42 mil US\$

D.2.3 Configuração 2

Os investimentos par a configuração 2 correspondem ao custo de aquisição e instalação de geradores de vapor, de turbinas a vapor de contra-pressão e de seus respectivos geradores elétricos. A estrutura de custos considerada é a seguinte:

Geradores de vapor de 80 t/h, sendo uma unidade de geração de vapor a 2,2 MPa e 300 °C e outra para produção de vapor a 6,2 MPa e 450 °C. A unidade de 2,2 MPa tem custo unitário aproximadamente igual ao anteriormente especificado, a menos da parcela de imprevistos, totalizando o valor abaixo:

Subtotal	3.025,71 mil US\$
Gerador de vapor de 80 t/h, geração de vapor a 6,2 MPa e 450 °C	
1 gerador de vapor	3.372,00 mil US\$
tubulação de vapor	290,00 mil US\$
montagem	760,00 mil US\$
abrandamento da água	120,00 mil US\$
construção e obras civis	90,00 mil US\$
imprevistos	400,00 mil US\$

Subtotal	5.032,00 mil US\$
----------	-------------------

Turbina a vapor de contra-pressão, de 5.000 kW de potência nominal, com alimentação a 2,2 MPa e escape a 0,247 MPa, com custos iguais ao da configuração 1

Subtotal	1.095,00 mil US\$
----------	-------------------

Turbina a vapor de contra-pressão, de 5.000 kW de potência nominal, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 2,2 MPa

1 turbina a vapor	1.821,00 mil US\$
tubulação e montagem	346,71 mil US\$

Subtotal	2.167,71 mil US\$
----------	-------------------

Geradores elétricos (duas unidades) de 6.250 kVA, 13,8 kV, com custos idênticos aos apresentados na configuração 1

Subtotal	3.884,00 mil US\$
----------	-------------------

Investimento total	15.204,42 mil US\$
--------------------	---------------------------

D.2.4 Configuração 3

Os investimentos na configuração 3 correspondem ao custo de aquisição e instalação de geradores de vapor de 6,2 MPa, de turbinas a vapor de contra-pressão e de seus respectivos geradores elétricos. A estrutura de custos considerada é a seguinte:

Geradores de vapor de 80 t/h (duas unidades), para produção de vapor a 6,2 MPa e 450 °C. Os custos unitários correspondem aos custos explicitados, para unidade similar, na configuração 2

Subtotal	10.064,00 mil US\$
----------	--------------------

Turbina a vapor de contra-pressão, de 6.000 kW de potência nominal, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 0,247 MPa

2 turbinas a vapor	4.277,70 mil US\$
tubulação e montagem	814,46 mil US\$

Subtotal	5.092,16 mil US\$
----------	-------------------

Turbina a vapor de contra-pressão (uma unidade), de 5.000 kW de potência nominal, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 2,2 MPa. Custo similar ao anteriormente apresentado

Subtotal	2.167,71 mil US\$
----------	-------------------

Gerador elétrico, uma unidade de 6.250 kVA, 13,8 kV, com custos idênticos aos apresentados anteriormente

Subtotal	1.942,00 mil US\$
----------	-------------------

Geradores elétricos de 7.500 kVA, 13,8 kV

2 geradores elétricos	1.346,86 mil US\$
sistemas de comando, controle e distribuição, montagem e ligação com a rede externa.....	2.551,97 mil US\$
imprevistos	688,03 mil US\$

Subtotal	4.586,86 mil US\$
----------	-------------------

Investimento total	23.852,73 mil US\$
--------------------	---------------------------

D.2.5 Configuração 4

Os investimentos na configuração 4 correspondem não só ao custo de aquisição e instalação dos equipamentos necessários - geradores de vapor, turbinas a vapor de contra-pressão e de seus respectivos geradores elétricos - mas também ao custo da eletrificação total das etapas de preparo e moagem. A estrutura de custos considerada é a seguinte:

Geradores de vapor de 80 t/h (duas unidades), para produção de vapor a 6,2 MPa e 450 °C. Os custos correspondem aos custos explicitados na configuração 3

Subtotal	10.064,00 mil US\$
----------	--------------------

Turbinas a vapor de contra-pressão, de 7.000 kW de potência nominal, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 0,247 MPa

4 turbinas a vapor	8.389,67 mil US\$
tubulação e montagem	1.598,03 mil US\$
Subtotal	9.987,70 mil US\$

Geradores elétricos de 8.750 kVA, 13,8 kV, com custos explicitados abaixo

4 geradores elétricos	2.908,00 mil US\$
sistemas de comando, controle e distribuição, montagem e ligação com a rede externa.....	5.875,40 mil US\$
imprevistos	660,60 mil US\$
Subtotal	9.444,00 mil US\$

Eletrificação total do preparo e da moagem

Subtotal	4.950,00 mil US\$
-----------------	--------------------------

Investimento total 34.445,60 mil US\$

D.2.6 Configurações extração-condensação

Duas configurações de sistemas extração-condensação foram consideradas neste trabalho. A primeira delas envolve a instalação de uma turbina de dupla extração e condensação, com manutenção do sistema convencional de acionamento mecânico dos dispositivos de preparo e de moagem da cana-de-açúcar. A segunda alternativa prevê a instalação de uma turbina de simples extração, para alimentação do processo industrial com vapor de baixa pressão, e condensação do fluxo remanescente. Todo o preparo e moagem da cana precisa ser eletrificado nessa alternativa.

Para o sistema de dupla extração a estrutura de investimentos é descrita a seguir:

Geradores de vapor, de 80 t/h de capacidade, para a produção de vapor a 8,1 MPa e 470 °C

2 geradores de vapor	8.000,00 mil US\$
montagem	1.500,00 mil US\$
desmineralização da água	156,00 mil US\$
materiais, instalação e mão-de-obra	380,00 mil US\$

construção e obras civis	150,00 mil US\$
imprevistos	900,00 mil US\$

Subtotal 11.086,00 mil US\$

Turbina a vapor de 30.000 kW, para alimentação a 8,1 MPa, duas extrações - a 2,2 e 0,247 MPa - e condensação 0,03 MPa

turbina	6.637,00 mil US\$
tubulação de vapor e sistema de resfriamento	547,60 mil US\$

Subtotal 7.184,60 mil US\$

Gerador elétrico de 37.500 kVA, 13,8 kV

gerador elétrico	1.601,86 mil US\$
sistema de controle, distribuição e ligação com a rede	574,60 mil US\$
materiais e mão-de-obra	1.620,71 mil US\$
construção e obras civis	534,10 mil US\$
ponte rolante	180,50 mil US\$
sistema de ambientação	84,70 mil US\$
imprevistos	688,80 mil US\$

Subtotal 5.285,27 mil US\$

Redução do consumo do vapor de processo

Subtotal 608,00 mil US\$

Manipulação, transporte e armazenamento do bagaço

Subtotal 4.150,00 mil US\$

Investimento total **28.313,87 mil US\$**

Já para o sistema com turbina de simples extração e condensação foi assumida a mesma estrutura de custos apresentada acima, acrescida dos custos de eletrificação do preparo e moagem da cana:

Eletrificação total dos sistemas de preparo e moagem da cana-de-açúcar

Subtotal	4.950,00 mil US\$
Investimento total	33.263,87 mil US\$

D.2.7 Configurações BIG-STIG

A avaliação dos custos de investimento para os sistemas BIG-STIG tem um caráter especulativo porque os mesmos ainda não são comerciais. As estimativas de custos empregadas neste trabalho tomaram por base valores citados por WILLIAMS & LARSON (1992) e pela ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

Para os sistemas BIG-STIG que operam em ciclo combinado, foram considerados os custos associados à turbina a gás, aos sistemas de preparo e gaseificação da biomassa, aos equipamentos de manipulação e armazenamento de bagaço e pontas e folhas e à redução do consumo de vapor de processo. Não foram considerados, portanto, eventuais custos associados ao ciclo "bottoming" a vapor, considerado existente.

Os custos das turbinas STIG e das caldeiras de recuperação foram calculados a partir de uma expressão paramétrica apresentada por WILLIAMS & LARSON (1992). Todos os custos relativos ao sistema de biomassa foram calculados de forma proporcional² em relação aos custos apresentados pela ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991), para uma instalação BIG-STIG em ciclo combinado, com uma turbina LM 5000, em uma usina de 300 tc/h de moagem efetiva. A estrutura de custos considerada é apresentada a seguir:

Sistema BIG-STIG em ciclo combinado com turbina LM 1600	
turbina LM 1600 e caldeira de recuperação	24.200,00 mil US\$
sistemas de gaseificação, preparo, manipulação transporte e armazenamento de biomassa....	5.576,00 mil US\$
Redução do consumo de vapor de processo	608,00 mil US\$
Investimento total	30.384,00 mil US\$

² A relação de proporcionalidade foi estabelecida em função dos consumos de biomassa, ao longo do período de safra, em cada situação. Estima-se que cerca de 60% dos custos do sistema de biomassa estão associados à secagem e à peletização.

Sistema BIG-STIG em ciclo combinado com turbina LM 2500

turbina LM 2500 e caldeira de recuperação	35.000,00 mil US\$
sistemas de gaseificação, preparo, manipulação transporte e armazenamento de biomassa...	6161,00 mil US\$
Redução do consumo de vapor de processo	608,00 mil US\$
Investimento total	41.769,00 mil US\$

Sistema BIG-STIG em ciclo combinado com turbina LM 5000

turbina LM 5000 e caldeira de recuperação	57.400,00 mil US\$
sistemas de gaseificação, preparo, manipulação transporte e armazenamento de biomassa...	8018,00 mil US\$
Redução do consumo de vapor de processo	608,00 mil US\$
Investimento total	66.026,00 mil US\$

O custo do sistema BIG-STIG em que a turbina a gás é a única máquina motriz da instalação, foi estimado a partir dos dados acima, com a incorporação dos custos associados à eletrificação das etapas industriais de preparo e moagem da cana-de-açúcar. Do valor alcançado foi descontado 2.000 mil US\$ a título de valor residual dos equipamentos que forem desativados.

Sistema BIG-STIG com turbina LM 5000

turbina LM 5000 e caldeira de recuperação	57.400,00 mil US\$
sistemas de gaseificação, preparo, manipulação transporte e armazenamento de biomassa...	7.533,00 mil US\$
Redução do consumo de vapor de processo	608,00 mil US\$
Eletrificação do preparo e moagem	4.950,00 mil US\$
Investimento líquido total	68.491,00 mil US\$

D.2.8 Configurações BIG-STIG em produção independente

Para a avaliação da viabilidade dos sistemas BIG-STIG operando em instalações de produção independente, foram considerados os custos associados à turbina a gás LM 5000 e sua

respectiva caldeira de recuperação, aos sistemas de preparo e gaseificação da biomassa e aos equipamentos de manipulação e armazenamento de bagaço e pontas e folhas.

Os custos da turbina STIG e de sua caldeira de recuperação são iguais aos dos casos anteriores. Os investimentos relativos aos sistemas de preparo e gaseificação da biomassa e aos equipamentos de manipulação e armazenamento foram calculados a partir do custos de referência do estudo ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991), de acordo com procedimento descrito anteriormente. A estrutura de custos considerada é apresentada a seguir:

Sistema BIG-STIG em ciclo combinado com turbina LM 5000

turbina LM 5000 e caldeira de recuperação	57.400,00 mil US\$
sistemas de gaseificação, preparo, manipulação transporte e armazenamento de biomassa....	6682,00 mil US\$

Investimento total **64.082,00 mil US\$**

D.3 Premissas da Análise Econômico-Financeira

D.3.1 Cronograma de investimentos

Para todos os empreendimentos, exceto as instalações com tecnologia BIG-STIG, o cronograma de investimentos adotado corresponde a um desembolso equivalente a 34% do investimento total no primeiro ano e os 66% restantes no segundo ano. Para os sistemas BIG-STIG prevê-se o dispêndio de 67% do investimento total no primeiro ano e os 33% restantes no ano seguinte. Para todas as configurações e tecnologias foi considerada a incidência de juros durante o período de construção.

D.3.2 Custo de manutenção

O custo anual de manutenção foi avaliado como equivalente a 2% do valor total do investimento no ano zero do fluxo de caixa, considerando, portanto, a incidência de juros durante o período de construção.

D.3.3 Custo da mão de obra adicional

A incidência do custo da mão de obra adicional só foi considerado no caso dos sistemas com turbinas de extração-condensação e no caso dos sistemas BIG-STIG. Em ambos os casos adotou-se o mesmo valor, 39,7 mil US\$/ano.

D.3.4 Custo de administração e comercialização

Para os sistemas que permitem a venda de grandes quantidades de excedentes elétricos considerou-se a incidência de uma parcela de custos relativa às atividades de administração do sistema e de comercialização dos excedentes. Adotou-se um valor único para os sistemas extração-condensação e BIG-STIG, equivalente a 94 mil US\$/ano.

D.3.5 Custo de estoque

O custo do estoque de peças de reposição foi estimado em 2% do investimento total. Ao estoque de combustível, avaliado em 5% da disponibilidade de bagaço próprio, não foi atribuído custo porque essa situação já corresponde à prática corrente nas situações referenciais.

D.3.6 Custo de manuseio do bagaço

Este custo só incide sobre o montante de bagaço excedente que é comercializado. O valor corresponde à 1,50 US\$/t.

D.3.7 Custo do combustível

Atribui-se custo ao consumo diferencial de bagaço em relação à situação de referência. Se o bagaço é o da própria usina, atribui-se o custo de oportunidade, i.e., 7,50 US\$/t no caso base. Para o aporte complementar de biomassa, na forma de bagaço de outras usinas ou pontas e folhas que precisam ser recuperadas na operação de colheita, atribui-se, no caso base, o valor de 10,00 US\$/t.

O bagaço excedente é valorizado a 7,50 US\$/t, no caso base. A receita líquida, deduzido o custo de manipulação, é de 6,00 US\$/t.

D.3.8 Vida útil e valor residual

Para todos os equipamentos considerados na avaliação dos custos de capital, adotou-se uma vida útil de 28 anos e um valor residual equivalente a 20% do valor inicial.

D.3.9 Depreciação

Adotou-se a hipótese de depreciação linear. No caso em que é considerado um regime normal de depreciação, o período correspondente é de 10 anos; para a avaliação da hipótese de depreciação acelerada foi considerado um período de 4 ou 5 anos, dependendo da tecnologia.

D.3.10 Impostos

Foram considerados os tributos referentes ao PIS, ao FINSOCIAL, ao Imposto de Renda e ao Imposto Estadual. As parcelas correspondentes ao PIS e ao FINSOCIAL são avaliadas em 2,65% da receita bruta.

O Imposto de Renda, por sua vez, é calculado sob a consideração de alíquotas progressivas: 30% sobre o lucro inferior a 90 mil US\$/ano, 35% sobre o lucro anual na faixa entre 90 e 180 mil US\$ e 40% sobre o lucro superior a 180 mil US\$. O Imposto Estadual, finalmente, é calculado como 5% do Imposto de Renda devido.

D.3.11 Linhas de financiamento

Uma das linhas de financiamento consideradas corresponde à prática do BNDES-FINAME para qualquer projeto industrial considerado de relevância: financiamento de até 65% do capital investido, taxas de juros de 12% a.a., um ano de carência e 3 anos para pagar.

À outra linha de financiamento considerada não está disponível no país e reflete condições reais de estímulo à produção de eletricidade a partir dos subprodutos da cana: financiamento de até 80% do investimento total, taxas de juros de 8% a.a., 3 anos de carência e 7 anos para a amortização da dívida.

D.3.12 Taxa de desconto

15,2% a.a. é o valor limite historicamente adotado pelo setor sucro-alcooleiro, no Brasil, para a realização de investimentos associados à sua atividade tradicional. Esse valor foi adotado neste trabalho como limite inferior de atratividade para os investimentos em produção de

eletricidade embora deva-se imaginar que o setor exigirá um retorno superior para a realização de empreendimentos dessa natureza.

D.3.13 Regime de operação

Para todos os sistemas adotou-se um fator de capacidade igual a 0,80. Para os sistemas que operam exclusivamente durante o período de safra³, tal hipótese implica em uma operação equivalente a 3.650 horas. No período fora de safra a mesma consideração corresponde a 3.360 horas de operação.

D.3.14 Tarifas elétricas

Para a tarifa de suprimento o valor de referência adotado é 65,00 US\$/MWh correspondendo, aproximadamente, à tarifa média praticada no primeiro semestre de 1994 para o subgrupo A-4. Para a eletricidade excedente, a tarifa base considerada é 55,00 US\$/MWh.

D.4 Funções de Custo de Capital

As funções apresentadas neste item correspondem aos ajustes obtidos sobre a base de dados levantada no estudo ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991). Segundo informações obtidas (LORENZ, 1993), os custos de capital apresentados nessa referência estavam de acordo com os valores praticados pelos fornecedores de equipamentos nacionais em Dezembro de 1992.

Os valores apresentados no item D.2 podem apresentar ligeira distorção em relação aos valores calculados por suas respectivas funções, em função de que, para algumas especificações de equipamentos, havia explicitação dos investimentos correspondentes, sem a necessidade de uso das expressões ajustadas.

D.4.1 Geradores de vapor

Custo unitário de um gerador de vapor de 2,2 MPa, 300 °C, em US\$ de 1992, na faixa de 40 a 100 t/h. Custo só do gerador de vapor, sem a consideração dos demais itens (montagem, tubulações, obras civis, imprevistos, etc.); desvio-padrão entre parênteses:

³ 190 dias por ano.

$$k_{gv} = 241,43 + 23,30 \cdot (\text{ton/h}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (36)$$

$$(49,44) \quad (1,14)$$

$$R^2 = 99,76\%$$

$$G.L. = 1$$

Custo unitário de um gerador de vapor de 6,2 MPa, 450 °C, em US\$ de 1992, na faixa de 40 a 100 t/h. Custo só do gerador de vapor, sem a consideração dos demais itens (montagem, tubulações, obras civis, imprevistos, etc.); desvio-padrão entre parênteses:

$$\ln(k_{gv}) = 7,4165 + 0,00908 \cdot (\text{ton/h}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (37)$$

$$(0,0532) \quad (0,00116)$$

$$R^2 = 96,84\%$$

$$G.L. = 2$$

Custo unitário de um gerador de vapor de 8,1 MPa, 470 °C, em US\$ de 1992, na faixa de 15 a 110 t/h. Custo só do gerador de vapor, sem a consideração dos demais itens (montagem, tubulações, obras civis, imprevistos, etc.); desvio-padrão entre parênteses:

$$\ln(k_{gv}) = 7,5131 + 0,00769 \cdot (\text{ton/h}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (38)$$

$$(0,0539) \quad (0,00068)$$

$$R^2 = 97,74\%$$

$$G.L. = 3$$

D.4.2 Turbinas a vapor

Custo unitário de uma turbina a vapor de contra-pressão, com alimentação a 2,2 MPa e escape a 0,247 MPa, em US\$ de 1992. Custo da turbina a vapor, montagem e imprevistos, na faixa de 250 a 5.000 kW; desvio-padrão entre parênteses:

$$k_{tv} = 301,40 + 0,1608 \cdot (\text{kW}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (39)$$

$$(21,656) \quad (0,0081)$$

$$R^2 = 99,50\%$$

$$G.L. = 2$$

Custo unitário de uma turbina a vapor de contra-pressão, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 2,2 MPa, em US\$ de 1992. Custo da turbina a vapor, montagem e imprevistos, na faixa de 1.500 a 4.000 kW; desvio-padrão entre parênteses:

$$k_{tv} = - 9.844,08 + 1410,30 \cdot \ln(\text{kW}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (40)$$

$$(88,974) \quad (124,78)$$

$$R^2 = 99,23\%$$

$$\text{G.L.} = 1$$

Custo unitário de uma turbina a vapor de contra-pressão, com alimentação a 6,2 MPa e escape a 0,247 MPa, em US\$ de 1992. Custo da turbina a vapor, montagem e imprevistos, na faixa de 1.500 a 4.000 kW; expressão derivada da relação (39):

$$k_{tv} = - 10.336,28 + 1480,82 \cdot \ln(\text{kW}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (41)$$

Custo unitário de uma turbina a vapor de extração-condensação, com alimentação a 8,1 MPa, extrações a 2,2 MPa e a 0,247 MPa e condensação a 0,03 MPa, em US\$ de 1992. Custo da turbina a vapor, montagem e imprevistos, na faixa de 17.000 a 27.000 kW:

$$k_{tv} = -13.067,11 + 1,8351 \cdot (\text{kW}) - 6,299 \cdot (10^{-5}) \cdot (\text{kW})^2 + 8,109 \cdot (10^{-10}) \cdot (\text{kW})^3$$

$$[1000 \text{ US\$}] \quad (42)$$

D.4.3 Geradores elétricos

Custo unitário de um gerador elétrico, de 13,8 kV, em US\$ de 1992. Custo do alternador, sem consideração dos custos de montagem, equipamentos de controle, ambientação, imprevistos, etc., até 8.750 kVA; desvio-padrão entre parênteses:

$$\ln(k_{gel}) = 0,8369 + 0,6361 \cdot \ln(\text{kVA}) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (43)$$

$$(0,0180) \quad (0,0081)$$

$$R^2 = 99,89\%$$

$$\text{G.L.} = 7$$

Custo unitário de um gerador elétrico, de 13,8 kV, em US\$ de 1992. Custo do alternador, sem consideração dos custos de montagem, equipamentos de controle, ambientação, imprevistos, etc., na faixa de 12.500 até 33.750 kVA; desvio-padrão entre parênteses:

$$k_{gel} = 662,86 + 0,02815 \cdot (kVA) \quad [1000 \text{ US\$}] \quad (44)$$

$$(29,754) \quad (0,00152)$$

$$R^2 = 98,01\%$$

$$G.L. = 7$$

D.4.4 Custo das turbinas STIG e de suas respectivas caldeiras de recuperação

De acordo com WILLIAMS & LARSON (1992), o custo unitário - em US\$/kW - das turbinas a gás STIG e suas caldeiras de recuperação podem ser calculados pela expressão a seguir:

$$(\text{US\$/kW})_{\text{stig}} = 2.669 \cdot (\text{MW})^{-0,22} \quad (45)$$

Os valores obtidos a partir dessa expressão, para o caso das turbinas LM 5000, estão de acordo com os valores apresentados por ELETROBRÁS-COPERSUCAR (1991).

Anexo E

Parâmetros Termodinâmicos de Desempenho

E.1 Definição dos Parâmetros

A avaliação de desempenho de uma planta de cogeração não é um procedimento elementar, como bem lembra MARECKI (1988), dada a dificuldade de determinação de uma medida de eficiência global em uma unidade onde os produtos principais - calor e potência -, embora da mesma natureza, têm diferente valor de uso.

KOTAS (1980) considera que os critérios tradicionais de desempenho de plantas térmicas podem ser classificados em duas categorias. Na primeira o autor coloca os parâmetros que são expressos na forma de relações de conversão de energia, como as eficiências térmicas globais, e que devem ser empregados na avaliação da planta em seu conjunto. As eficiências globais não devem ser entendidas como critérios de desempenho, mas apenas como relações de uso de energia. Um segundo tipo de critério, preferencialmente aplicado para componentes de uma planta, está associado às relações entre as produções reais e ideais.

Em princípio, não existe um único parâmetro adequado e sim condições em que um determinado indicador pode ser mais conveniente que os demais. Na sequência definem-se os parâmetros que foram computados para a análise das várias tecnologias e configurações consideradas neste trabalho.

E.1.1 Eficiência de geração elétrica

A eficiência de geração elétrica não é um parâmetro adequado à uma planta de produção combinada, evidentemente por não considerar a parcela relativa ao calor de processo. A eficiência de geração elétrica (η_e) é definida como:

$$\eta_{ele} = W_{ele} / (mf \cdot PC) \quad (46)$$

onde

W_{ele} = potência elétrica produzida [kW];

mf = consumo de combustível [kg/s];

PC = poder calorífico inferior do combustível [kJ/kg].

E.1.2 Eficiência de Primeira Lei

A eficiência energética, ou eficiência de primeira lei (η_I), é um indicador baseado no princípio físico da conservação de energia. HORLOCK (1987) refere-se a esse parâmetro como "Fator de Utilização de Energia". A relação empregada em sua avaliação é:

$$\eta_I = (W_{ele} + W_m + Q_p) / [(mf \cdot PC) + Q_{en}] \quad (47)$$

onde

W_m = potência mecânica produzida [kW];

Q_p = calor de processo [kJ/s];

Q_{en} = potência do fluido de trabalho à entrada do sistema¹ [kJ/s]

Existem várias restrições a esse parâmetro enquanto indicador de desempenho, entre as quais a principal está na não diferenciação entre a potência e o calor, dado que são formas energéticas de valor distinto. MARECKI (1988) e OLIVA RUIZ (1991) destacam também que, no caso da redução da potência elétrica gerada com aumento simultâneo da produção de calor de processo, a eficiência de primeira lei tende a aumentar já que as perdas mecânicas e as perdas do gerador elétrico são reduzidas; em um caso extremo, quando $W_{ele} = W_m = 0$, a eficiência seria máxima.

E.1.3 Eficiência de Gasparovic

Tentando contornar, ao menos parcialmente, as dificuldades acima relacionadas, N. Gasparovic (MARECKI, 1988) propõe uma modificação interessante no conceito de eficiência global em base energética, de maneira que três condições de contorno possam ser respeitadas:

¹ No caso dos sistemas a vapor, seria o aporte de energia associado à água de alimentação das caldeiras.

- (i) $\eta_{\text{Gas}} = 1$ na ausência de perdas;
- (ii) $\eta_{\text{Gas}} < 1$ na presença de perdas e, o mais importante;
- (iii) quando $W_{\text{ele}} + W_{\text{m}} + Q_{\text{p}} = \text{cte}$, $(\partial\eta_{\text{Gas}} / \partial W) > 0$ e $(\partial\eta_{\text{Gas}} / \partial Q_{\text{p}}) < 0$.

A expressão proposta por Gasparovic é:

$$\eta_{\text{Gas}} = [W + Q_{\text{p}} \cdot (W + Q_{\text{p}}) / Q_{\text{a}}] / Q_{\text{a}} \quad (48)$$

onde:

$$W = W_{\text{ele}} + W_{\text{m}} \quad (49)$$

e

$$Q_{\text{a}} = (\text{mf} \cdot \text{PC}) + Q_{\text{en}} \quad (50)$$

o que leva a:

$$\eta_{\text{Gas}} = [W + \eta_{\text{I}} \cdot (Q_{\text{p}} / Q_{\text{a}})] / Q_{\text{a}} \quad (51)$$

E.1.4 Eficiência de Segunda Lei

A eficiência global de uma instalação de produção combinada de calor e potência pode também ser avaliada em função do balanço dos fluxos de exergia do sistema. KOTAS (1980) destaca que o uso de uma forma de eficiência baseada no conceito de exergia é particularmente vantajosa no caso de uma planta de produção combinada de calor e potência já que, conforme citado anteriormente, os produtos não têm o mesmo valor termodinâmico. A eficiência exergética, ou eficiência de segunda lei (η_{II}), pode ser calculada pela relação:

$$\eta_{\text{II}} = (W_{\text{ele}} + W_{\text{m}} + E_{\text{p}}) / [(\text{mf} \cdot E_{\text{f}}) + E_{\text{en}}] \quad (52)$$

onde

E_{p} = exergia do fluxo de calor de processo [kJ/s]

E_{f} = exergia do combustível [kJ/s]

E_{en} = exergia do fluido de trabalho à entrada do sistema [kJ/s]

Aqui cabe uma observação importante quanto ao valor que deve ser atribuído à exergia do combustível - Ef. Em um trabalho anterior (WALTER et alii, 1992) foi empregado o procedimento proposto por Szargut & Styrylska (KOTAS, 1985) que resultou, para o bagaço de cana com 50% de umidade, em valores 30% superiores ao do próprio PCI do combustível². Já neste trabalho foi usado o próprio valor do PCI para a avaliação da exergia do combustível, o que é, na realidade, uma prática usual.

E.1.5 Eficiência racional

KOTAS (1980) considera que os parâmetros com a natureza das eficiências globais, como as eficiências de primeira e de segunda lei, são incapazes de fazer a diferenciação entre plantas eficientes e ineficientes. Assim, surge a proposta de utilização do conceito de eficiência racional que, ao mesmo tempo em que permite a diferenciação de plantas quanto à sua eficiência, também pode servir como ferramenta de análise de possíveis melhorias de uma dada instalação.

A eficiência racional é um parâmetro que se encaixa na classe das relações entre desempenhos reais e ideais. Em síntese, a eficiência racional pode ser entendida como uma medida de excelência de um dispositivo de operação não cíclica, como é o caso dos sistemas analisados neste trabalho. Quantitativamente, é uma relação entre o trabalho real e o trabalho ideal, reversível, de uma instalação (HAYWOOD, 1980).

Embora útil na análise de instalações exclusivamente de potência, seu emprego, no entanto, pode ser questionado no caso das instalações de cogeração por não considerar a parcela associada ao calor de processo.

Neste trabalho foi empregada a definição de eficiência racional apresentada por KOTAS (1985), segundo a qual:

$$\phi = (W_{ele} + W_m) / \Delta E_v \quad (53)$$

onde

$\Delta E_v \equiv$ variação da exergia do vapor no ciclo termodinâmico - entre o estado em que o vapor é gerado e imediatamente após a formação da mistura, na linha de pressão de processo.

² 10.258 kJ/kg para a exergia e 7.842 kJ/kg para o PCI, segundo LLAGOSTERA BELTRÁN et alii (1988).

E.1.6 Relação potência/calor

Na realidade, a relação entre a potência e o calor produzidos em uma planta de cogeração não pode ser considerado um parâmetro de desempenho. Neste trabalho foi utilizada a notação σ para esse parâmetro, também chamado índice de produção combinada por alguns autores. A relação que o define corresponde à equação (1):

$$\sigma = W_e / Q_p$$

Na Tabela E.1 são apresentados os valores calculados dos seis parâmetros anteriormente descritos, para cada uma das configurações tratadas neste trabalho. Todos os valores apresentados dizem respeito aos resultados obtidos para a condição de operação durante o período de safra, dentro das hipóteses explicitadas no Capítulo 6. A eficiência racional, da maneira como foi anteriormente definida, não pode ser calculada para os sistemas BIG-STIG.

Tabela E.1 Parâmetros de desempenho das tecnologias e configurações simuladas

Tecnologia /configuração	η_e	η_I	η_{II}	η_{Gas}	ϕ	σ
Sistemas de contra-pressão						
"Configuração 1"	0,0306	0,6600	0,2277	0,4553	0,5373	0,0956
"Configuração 2"	0,0578	0,6767	0,2521	0,4847	0,5687	0,1387
"Configuração 3"	0,0922	0,7062	0,2851	0,5790	0,6470	0,1923
"Configuração 4"	0,1391	0,6919	0,2922	0,5182	0,7224	0,2272
Sist. extração-condensação						
"Configuração 5"	0,1773	0,5661	0,2860	0,3914	0,7592	0,4050
"Configuração 6"	0,1226	0,5425	0,2606	0,3583	0,6646	0,3465
Sistemas BIG-STIG						
LM 1600 CC	0,0988	0,6351	0,2721	0,4492	-----	0,2465
LM 2500 CC	0,1541	0,6392	0,3107	0,4717	-----	0,3770
LM 5000 CC	0,2197	0,6017	0,3422	0,4548	-----	0,6318
LM 5000 TG	0,2234	0,5957	0,3245	0,4404	-----	0,5507

Embora existam claras diferenças entre as várias tecnologias quanto à eficiência de geração elétrica e quanto à relação potência/calor, alguns parâmetros, como a eficiência de Primeira Lei e a eficiência de Gasparovic, são praticamente iguais nos vários casos, evidenciando sua pouca aplicabilidade aos propósitos da análise de desempenho.

Uma outra análise que pode ser de algum interesse diz respeito à influência do perfil da instalação. A título de exemplificação, apresentam-se na Tabela E.2 as variações percentuais dos seis indicadores considerados, em resposta à alterações da pressão e da temperatura do vapor gerado e da pressão de escape das turbinas de contra-pressão³, i.e., a pressão do vapor de processo. O sistema considerado é aquele representado pela "configuração 1".

Tabela E.2 Efeito da configuração da instalação sobre os indicadores de desempenho *

Parâmetro	η_e	η_I	η_{II}	η_{Gas}	ϕ	σ
Temperatura de geração do vapor passagem de 270 para 340 °C	14,2%	0,2%	1,3%	0,7%	3,6%	8,1%
Pressão de geração do vapor passagem de 2,0 para 4,0 MPa	25,1%	0,1%	2,8%	0,8%	- 10,8%	13,3%
Pressão de escape da turbinas passagem de 0,3 para 0,2 MPa	41,9%	2,6%	5,0%	5,6%	1,4%	20,2%

* Variação percentual em relação ao valor inicial. Para uma dada alteração, o calor de processo é invariável.

Um esclarecimento deve ser feito com relação ao decréscimo da eficiência racional em resposta à elevação da pressão de geração do vapor, o que está, aparentemente, em desacordo com a teoria. Ocorre que as simulações foram feitas sob dadas condições, o que pode levar a uma certa distorção dos resultados. No caso em questão, foi assumido que as turbinas de acionamento mecânico permanecem sendo alimentadas a 2,0 MPa, mesmo com a elevação da pressão de geração do vapor. Nesse sentido, a queda do valor da eficiência racional reflete exatamente as irreversibilidades associadas à expansão de uma grande quantidade de vapor em válvulas redutoras de pressão.

Os dados da Tabela E.2 reforçam a noção de que os parâmetros de desempenho, especificamente no caso dos sistemas de cogeração, só podem ser bem empregados a partir da exata compreensão do fenômeno físico associado.

³ Sabe-se que para as instalações de potência a vapor esses parâmetros exercem forte influência sobre a eficiência.

E.2 Variação dos Parâmetros de Desempenho em Regime de Carga Variável

O desenvolvimento de um procedimento de simulação computacional permitiu a análise da variação dos parâmetros de desempenho em diferentes regimes de operação. Essa análise foi feita apenas para os sistemas de cogeração com turbinas a vapor.

A Figura E.1 apresenta a variação da eficiência de Primeira Lei, de Segunda Lei e da eficiência racional em função dos desequilíbrios entre as linhas de alta/média e baixa pressão de uma instalação de contra-pressão, representada pela "configuração 1". Valores negativos correspondem a fluxos mássicos pela válvula redutora de pressão, enquanto valores positivos representam descargas de vapor para a atmosfera.

O perfil das três curvas é influenciado pelas funções de eficiência do gerador de vapor e da turbina. Para a eficiência de Primeira Lei prevalece o efeito da curva do gerador de vapor, enquanto que para a eficiência racional é determinante a curva de eficiência da turbina.

A eficiência de Segunda Lei é a única que mostra um comportamento mais simétrico em relação à linha de centro, o que poderia levar à conclusão de que esse é um parâmetro mais apropriado para a avaliação da racionalidade operacional do sistema. Deve-se notar que o ponto de máximo, para um dado valor de geração de vapor, pode ser deslocado tanto à direita quanto à esquerda dependendo da correspondência entre o fluxo nominal de vapor pela turbina e o desequilíbrio entre as linhas de alta e baixa pressão.

Por outro lado, os dados da Figura E.1 levam à conclusão que a eficiência de Primeira Lei, - assim como a eficiência de Gasparovic, que tem comportamento similar - é, definitivamente, agora sob o aspecto dinâmico, um parâmetro inadequado para a análise de desempenho de sistemas de cogeração.

Os parâmetros não representados - relação potência-calor e eficiência de geração têm, qualitativamente, comportamento similar ao apresentado pela eficiência racional.

Para os sistemas com turbinas de extração-condensação resultados similares são apresentados na Figura E.2. O caso ilustrado é o da "configuração 5", i.e., um sistema com uma extração automática e condensação do fluxo remanescente. A variação das eficiências é apresentada em associação com o fluxo de vapor que é levado à condensação.

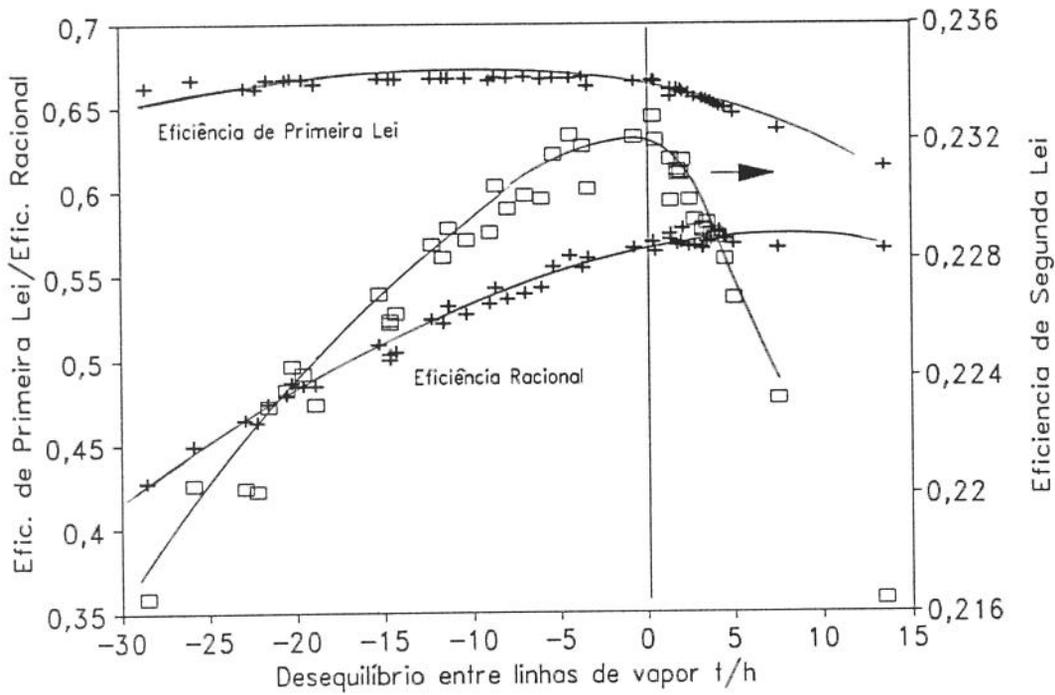


Figura E.1 Comportamento dos parâmetros de desempenho em função de desequilíbrios entre as linhas de vapor - "configuração 1"

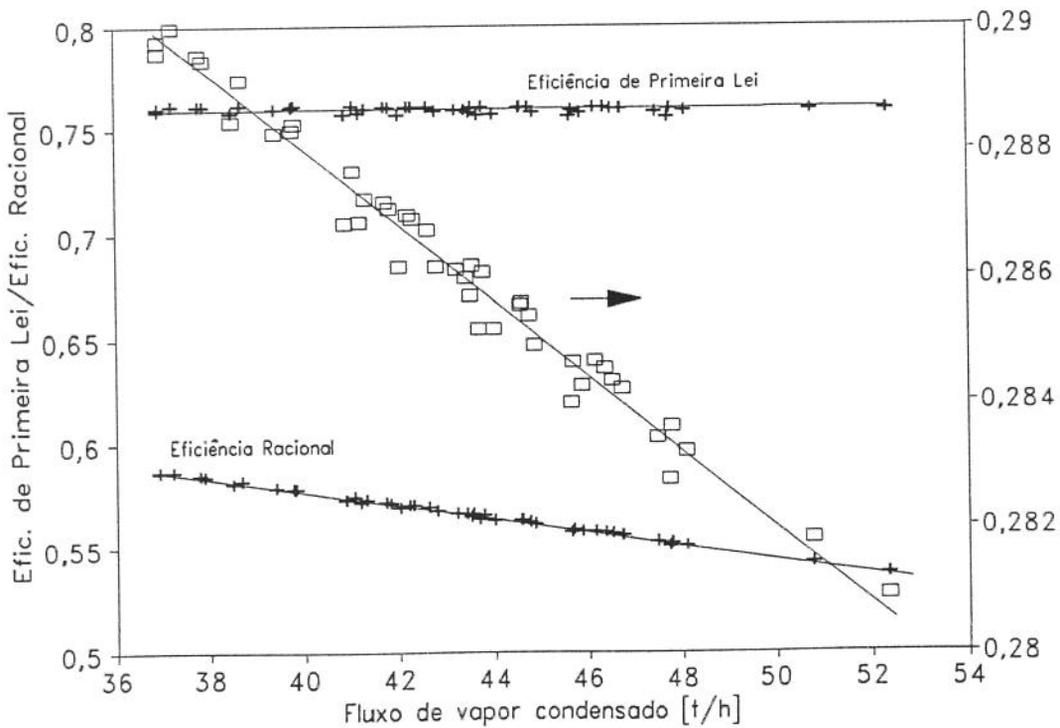


Figura E.2 Comportamento de parâmetros de desempenho em função do fluxo de vapor levado à condensação - "configuração 5".

Também para os sistemas extração-condensação a eficiência de Primeira Lei mostra-se um parâmetro inadequado, com comportamento praticamente invariável em toda faixa de operação. Por outro lado, tanto a eficiência de Segunda Lei quanto a eficiência racional apresentam um comportamento previsível dado que são tanto menores quanto maiores forem as irreversibilidades associadas ao processo de condensação.

Já a eficiência de geração elétrica e a relação potência/calor - parâmetros não apresentados graficamente no presente anexo - crescem na medida em que é aumentado o fluxo de vapor levado à condensação. Portanto, entre esses dois parâmetros e a eficiência racional, ao contrário do verificado com os sistemas de contra-pressão, existe uma correlação negativa.

O comportamento dos parâmetros de desempenho, conforme apresentado nas Figuras E.1 e E.2, foi analisado na busca de uma possível associação com a tendência dos custos de produção de eletricidade. O que era buscado, em última análise, era um resultado menos evidente em relação aquele apresentado nas Figuras 7.12 e 7.13, entre a eficiência de geração elétrica e os custos da eletricidade produzida.

É possível a identificação de uma boa correlação entre os custos de produção de eletricidade e a eficiência de Segunda Lei e/ou a eficiência racional. No caso dos sistemas a vapor com turbinas de contra-pressão essa associação é adequada, já que nos pontos em que se verifica maior eficiência tem-se também os menores custos de produção de potência, e vice-versa. No entanto, para os sistemas a vapor com turbinas de extração-condensação existe uma correlação positiva e essa associação carece de lógica: maiores valores de eficiência operacional se correspondem com custos maiores de produção de eletricidade.

Na realidade, a abordagem realizada foi bastante simplista na medida em que se limitou aos custos da eletricidade produzida, sem consideração dos custos de produção do calor. Cabe lembrar que a análise dos custos em sistemas de cogeração pode ser convenientemente tratada dentro do escopo da Termoeconomia. Como esse tema fugia do escopo do presente trabalho, fica registrada a conveniência do estudo dessas questões, de uma forma mais adequada, em outra oportunidade.

Anexo F

Análise de Grupamento Aplicada às Usinas de Açúcar e Álcool

F.1 Introdução

A análise de grupamento¹ é uma técnica estatística de análise multivariada, largamente empregada na definição de grupos. A técnica considera cada observação do conjunto objeto de estudo² como um ponto no espaço, cujas coordenadas são especificadas pelos parâmetros escolhidos para a formação dos grupos. Os grupamentos são definidos considerando as distâncias euclidianas entre os pontos, juntando os pontos mais próximos entre si, ou seja, agrupando as observações que apresentam características semelhantes.

A análise de grupamento já foi empregada no Brasil em estudos sobre os custos de produção do álcool (IPT, 1986 e CHUNG et alli, 1987). Esses trabalhos serviram como referencial para a proposição de um procedimento de determinação de grupos homogêneos de usinas, com o objetivo de melhor caracterizar tendências quanto à cogeração no setor sucro-alcooleiro (WALTER et alli, 1990).

Neste anexo, as premissas e a metodologia empregadas são apresentadas. São também discutidos os principais resultados alcançados.

F.2 Premissas e Metodologia

A hipótese inicial é que grupos homogêneos de usinas, definidos por parâmetros característicos de cada unidade industrial, tais como a moagem horária, o número de horas de

¹ "Cluster Analysis".

² No caso, cada usina produtora de açúcar e/ou de álcool.

operação e o rendimento industrial, possam ter, por sua vez, parâmetros técnicos³ muito bem definidos e diferenciados entre si. Imagina-se, também, que as usinas maiores e mais eficientes do ponto de vista da produção industrial, tenham parâmetros característicos de desempenho energético igualmente melhores⁴. Assim, com a definição dos grupos homogêneos, poderia ser possível a realização de um estudo de avaliação do potencial de cogeração a partir da realização de procedimentos diferenciados de simulação para cada grupo.

Em uma primeira oportunidade (WALTER et alli, 1990) a metodologia foi aplicada à uma amostra relativamente reduzida de usinas: 24 anexas e 12 autônomas. Embora as premissas tenham sido, em linhas gerais, comprovadas, o reduzido número de observações não permitiu evidenciar estatisticamente a efetiva diferenciação entre os grupos.

Retomou-se então o procedimento, agora com uma base de dados mais confiável⁵ e ampliada - 61 usinas anexas e 29 autônomas -, quase todas localizadas no Estado de São Paulo. Os parâmetros empregados na caracterização das usinas foram:

- (i) eficiência industrial de conversão da sacarose - EFI -, avaliada como a relação entre a produção em toneladas anuais de sacarose, na forma de açúcar e álcool, e o aporte de sacarose através da cana moída ao longo de um ano⁶;
- (ii) um índice associado à moagem da instalação - MOA -, calculado como a relação entre a moagem de cana e o número efetivo de horas de moagem em uma safra;
- (iii) um índice indicativo do número de horas de operação efetiva da instalação - HOR -, calculado como a relação entre o número de horas efetivas de moagem e o número total de horas em um ano - 8760 horas.

Seria adequado poder contar com valores médios desses parâmetros ao longo de alguns anos, de sorte que distorções operacionais pontuais de algumas usinas pudessem ser minimizadas.

³ Nível de pressão do vapor gerado e do vapor de processo consumido e idade dos equipamentos principais - geradores de vapor e turbinas.

⁴ Demanda de vapor de processo, as demandas de potência elétrica e mecânica e o índice de autosuficiência no abastecimento elétrico.

⁵ A base de dados é a mesma - COPERSUCAR (1991), SOPRAL (1991) e CORTEZ & DIAS (1992) - empregada na caracterização dos sistemas de cogeração das usinas brasileiras, no Capítulo 6.

⁶ O procedimento de cálculo adotado baseou-se em um trabalho de MACEDO (1990). Foram considerados os seguintes fatores para a avaliação, em sacarose equivalente, da produção das várias formas de açúcar e álcool:

- (i) 0,993, 0,995 e 0,997, para a conversão de toneladas de açúcar standard, superior e especial, respectivamente, em toneladas de sacarose;
- (ii) 0,993 e 0,938 para a conversão de álcool anidro e hidratado, respectivamente, em álcool absoluto;
- (iii) 1,467 como fator de conversão estequiométrica entre kg de sacarose e litros de álcool absoluto; e
- (iv) 15% como teor de sacarose médio da cana moída ao longo de um ano; foi empregado o mesmo valor do teor de sacarose para todas as usinas.

Infelizmente, em função das limitações da base de dados, as informações empregadas correspondem a apenas um dado ano.

O procedimento estatístico da análise de agrupamento foi aplicado de forma separada às usinas anexas e autônomas. O procedimento foi repetido para diferentes critérios de formação dos grupos e para diferentes combinações dos parâmetros acima descritos⁷.

F.3 Análise dos Resultados

A análise dos resultados da aplicação do procedimento indicou a conveniência de formação de três grupos para as usinas anexas e dois para as usinas autônomas. No primeiro caso os grupos foram definidos com a utilização das três variáveis de caracterização, enquanto para as usinas autônomas só os parâmetros MOA e HOR foram empregados⁸.

Para as usinas anexas foi definido um conjunto de 7 usinas, designadas como Grupo 1, outro de 28 usinas e finalmente um terceiro com 26 instalações, identificadas, respectivamente, como Grupos 2 e 3. As usinas do Grupo 1 são tipicamente de grande porte, com alta eficiência industrial; as usinas do Grupo 2 são de médio porte, com médio e alto rendimento de conversão de sacarose, enquanto as usinas do Grupo 3 são instalações de pequeno e médio porte, de baixo e médio rendimento industrial. Quanto ao número de horas de operação das usinas, a única diferença mais evidente é o maior valor das usinas do Grupo 2.

As usinas autônomas foram classificadas em dois grupos, basicamente diferenciando-as quanto ao porte: no Grupo 4 foram alocadas 15 usinas de maior porte e no Grupo 5 foram classificadas 14 usinas pequenas. Também quanto ao número de horas de operação das autônomas a diferença entre os dois grupos é pouco marcante.

Foram então calculadas, para cada grupo, as médias e os desvios-padrão dos parâmetros técnicos e de eficiência energética para os quais o número de informações era significativo em cada amostra⁹. Esses valores são apresentados na Tabela F.1.

⁷ Para tal finalidade, empregou-se uma versão para micro-computador do "Statistical Analysis System" - SAS -, que oferece onze critérios de agregação diferentes.

⁸ Como a produção de álcool não era conhecida para todas as usinas, o reduzido número de registros da variável EFI acabou prejudicando a alternativa de classificação das usinas com o uso de todos os parâmetros.

⁹ O nível de pressão do vapor de processo é pouco variável em todo o setor sucro-alcooleiro, no Brasil, e por isso esse parâmetro não foi objeto de avaliação. Para a demanda de vapor de processo não haviam dados suficientes para a análise entre os grupos homogêneos.

Tabela F.1 Média dos parâmetros de caracterização dos grupos homogêneos de usinas anexas e autônomas - desvios-padrão entre parênteses

Parâmetro	Usinas Anexas			Usinas Autônomas	
	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5
Número de usinas	7	28	26	15	14
Eficiência industrial de conversão da sacarose ¹⁰	0,7805 (0,0227)	0,7418 (0,0759)	0,6791 (0,1039)	0,5935 (0,0919)	0,7103 (0,0461)
Moagem média horária ao longo da safra [tc/h]	999,40 (283,40)	343,58 (171,98)	262,81 (74,14)	204,24 (78,50)	93,29 (27,54)
Percentual de operação ao longo do ano	38,88 (5,65)	49,32 (6,10)	37,17 (5,84)	34,27 (6,87)	33,79 (8,46)
Pressão de geração do vapor [MPa]	2,04 (0,07)	1,92 (0,22)	1,96 (0,20)	2,06 (0,10)	2,06 (0,17)
Demanda de energia elétrica [kWh/tc]	12,30 (1,64)	11,30 (2,48)	12,35 (3,13)	13,43 (2,72)	13,44 (5,33)
Autosuficiência no abastecimento elétrico	0,9271 (0,0966)	0,8786 (0,1085)	0,6888 (0,2921)	0,8220 (0,1729)	0,8226 (0,1133)

No que diz respeito às usinas anexas, uma primeira análise dos dados apresentados na Tabela F.1 confirma a hipótese original, i.e., que as usinas maiores e mais eficientes do ponto de vista da produção industrial possuem maior eficiência quanto à autoprodução de energia elétrica¹¹. Já para as usinas autônomas, não se confirma essa proposição.

No entanto, a confirmação da hipótese original só pode ser efetivamente considerada após um aprofundamento da análise estatística. Para tanto, foram realizados testes de hipótese entre as médias dos parâmetros acima apresentados, considerando um discernimento estatístico ao nível de 5%.

Feita a análise, para as usinas anexas pode-se concluir que existem diferenças entre os três grupos quanto ao nível de pressão do vapor gerado e quanto ao índice de autosuficiência no abastecimento elétrico. Quanto à demanda de energia elétrica, só o Grupo 2 pode ser considerado estatisticamente distinto dos demais. Por outro lado, para as usinas autônomas pode-se afirmar que a diferenciação das usinas quanto ao seu porte não implica em diferenciação quanto aos parâmetros técnicos e de eficiência.

¹⁰ Para as usinas autônomas, esse parâmetro foi calculado sobre 8 observações, no caso do Grupo 4, e apenas 6 observações, no caso do Grupo 5.

¹¹ Considerado o índice de autosuficiência no abastecimento elétrico como indicador da maior eficiência de autoprodução.

Dessa forma, conclui-se que ao menos as usinas anexas poderiam, em princípio, ser tratadas de forma mais adequada se a análise da viabilidade da cogeração fosse feita com diferenciação entre os grupos homogêneos.

Uma questão que tem um certo interesse diz respeito à conveniência e à possibilidade de distinção entre usinas anexas e autônomas. Foi aplicado então um teste de hipótese entre os valores médios das usinas dessas duas classes, dados esses que são apresentados na Tabela F.2.

Tabela F.2 Média dos parâmetros de caracterização dos sistemas de energia de usinas anexas e autônomas - desvios-padrão entre parênteses

Parâmetro	Usinas anexas	Usinas autônomas
Número de observações	61	29
Demanda de vapor de processo ¹² [kg/tc]	497,94 (53,37)	503,44 (130,61)
Pressão de geração do vapor [MPa]	1,95 (0,20)	2,06 (0,14)
Demanda de energia elétrica [kWh/tc]	11,86 (2,75)	13,43 (4,19)
Autosuficiência no abastecimento elétrico	0,8032 (0,2370)	0,8223 (0,1472)

Para os quatro parâmetros acima apresentados pode-se afirmar que, do ponto de vista estatístico, existe igualdade entre as amostras de usinas anexas e autônomas apenas quanto à demanda de vapor de processo. Para os demais parâmetros, dentro de um nível de discernimento de 5%, fica caracterizada a diferenciação entre os grupos.

Algumas observações devem ser feitas quanto ao fato de se ter optado pela não diferenciação das usinas anexas e autônomas quando da realização dos procedimentos de simulação de algumas tecnologias de cogeração (vide Capítulo 6). O primeiro ponto a ser destacado é que os resultados apresentados no Capítulo 6 seguem sendo válidos para qualquer classe de usinas, dado que não existem diferenças substanciais quanto à demanda de vapor de processo e à pressão de vapor de processo. A diferença verificada quanto ao atual nível de pressão do vapor gerado influencia, evidentemente, os sistemas atuais, mas não afeta os sistemas de cogeração que venham a ser construídos.

Já a demanda de energia elétrica afeta a avaliação do montante de excedente passível de comercialização e, evidentemente, a economicidade da cogeração. A opção pelo emprego do valor

¹² Para 18 observações entre as usinas anexas e 25 entre as autônomas.

médio de todo o setor se deveu a dois fatores: (i) porque a média entre as usinas autônomas é mais elevada face à influência das usinas de menor porte, que são também as de menor potencial para a comercialização de excedentes, e (ii) porque esse foi o único parâmetro que se mostrou muito discrepante em relação aos valores médios observados em trabalho anterior (WALTER et alii, 1990), gerando uma certa suspeita quanto à precisão dessa informação.

F.4 Classificação das Usinas para a Avaliação do Potencial de Cogeração

Para a avaliação do potencial de cogeração interessa a identificação, entre todas as usinas existentes, daquelas que têm maiores possibilidades técnicas, econômicas e gerenciais de viabilização dos empreendimentos correspondentes.

Em princípio, é de se supor que esses atributos possam ser mais facilmente identificados nas usinas mais eficientes e nas que operam em regime mais constante. Também é razoável supor que as maiores usinas, em função da maior disponibilidade de biomassa, da influência dos fatores de escala e da possibilidade de gerarem maiores blocos de energia, sejam também consideradas mais adequadas e de maior interesse. Assim, em uma primeira análise, foram consideradas prioritárias aos empreendimento em cogeração todas as usinas classificadas nos Grupos 1 e 2 e algumas classificadas no Grupo 4.

Cabe notar, a título de curiosidade, que a comparação entre os resultados obtidos neste trabalho e aqueles alcançados no estudo sobre os custos de produção do álcool (IPT, 1986)¹³, reforça as suposições acima apresentadas: 30 das 35 usinas classificadas no presente trabalho nos Grupos 1 e 2 aparecem no trabalho do IPT entre as de menor custo de produção do álcool; no caso das autônomas, 6 das 10 maiores usinas do Grupo 4 estão listadas no trabalho do IPT como unidades de baixo custo de produção. É importante também notar que em termos da moagem de cana a correspondência entre os resultados é ainda mais significativa.

Ocorre que a análise de grupamento, tal como descrito anteriormente, foi aplicada a um conjunto de usinas que, embora representativo, não corresponde à totalidade das instalações do Estado de São Paulo¹⁴. Para a alocação de todas as usinas dentro dos grupos anteriormente definidos foi então adotado o seguinte procedimento:

(i) criou-se, a partir dos registros do extinto Instituto do Açúcar e do Alcool - IAA - para a safra 1989/1990, uma nova base de dados com informações de todas as 142 usinas em operação naquele ano;

¹³ O estudo do IPT trabalhou com dados de três safras anteriores a 1986.

¹⁴ Conjunto sobre o qual se deseja avaliar o potencial da produção de eletricidade a partir dos sub-produtos da cana.

(ii) a partir dessas informações, foram calculados os parâmetros índice de moagem - MOA - e índice de horas de operação - HOR;

(iii) as usinas foram então alocadas nos 5 grupos definidos pela análise de grupamento, através da comparação de seus indicadores com os valores médios desses parâmetros em cada grupo. No caso de conflito entre a classificação segundo um ou outro parâmetro, deu-se prioridade à influência do porte da instalação, i.e., foi priorizado o parâmetro MOA.

(iv) não houve preocupação em se respeitar a alocação definida pela análise de grupamento. Em outras palavras, uma usina que foi classificada no Grupo 2, por exemplo, em função da aplicação do procedimento, poderia nessa fase ser realocada no Grupo 1 ou mesmo no Grupo 3, se seus parâmetros de caracterização naquele ano levassem a isso.

De uma forma geral, tal procedimento permitiu que algumas usinas maiores e mais eficientes fossem transferidas dos Grupos 2 e 5 para os Grupos 1 e 4, respectivamente.

Tabela F.3 Comparação entre classificações das usinas anexas e autônomas em grupos homogêneos

Parâmetro	Procedimento de alocação	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4	Grupo 5
Número de usinas	Análise de Grupamento	7	28	26	15	14
	Alocação pelo valor médio	12	23	39	28	40
Índice de moagem	Análise de Grupamento	999,40 (283,40)	343,58 (171,98)	262,81 (74,14)	204,24 (78,50)	93,29 (27,54)
	Alocação pelo valor médio	922,30 (317,70)	299,00 (121,60)	221,20 (92,40)	203,60 (70,90)	78,30 (33,70)
Índice de operação	Análise de grupamento	0,3888 (0,0565)	0,4932 (0,0610)	0,3717 (0,0584)	0,3427 (0,0687)	0,3379 (0,0846)
	Alocação pelo valor médio	0,4146 (0,0627)	0,4656 (0,0497)	0,3667 (0,0609)	(0,3952) (0,0689)	0,2936 (0,0888)
% da moagem do Estado de São Paulo	Análise de grupamento*	---	---	---	---	---
	Alocação pelo valor médio	31,85	22,40	22,49	16,54	6,72

Nota: o cálculo não se aplica porque se trata de uma classificação feita sobre uma amostragem

Na Tabela F.3 são apresentados, a título de comparação, os valores médios dos parâmetros de classificação para os dois conjuntos de usinas anteriormente descritos: a classificação original resultado da aplicação da análise de agrupamento e a alocação de todas as usinas em função de seus valores médios. Essa última classificação serviu de referência na avaliação do potencial de cogeração no Estado de São Paulo.

Referências Bibliográficas

- AFME, **La Cogénération en France, Bilan et Perspectives - Données Relatives a L'Industrie**, Paris, 1988.
- AFME, **La Cogénération dans les Reseaux de Chaleur Français - Situation Actuelle et Développement**, Paris, 1989.
- AFME, **La Cogénération en Europe: 5 Reseaux de Chaleur**, Paris, 1990
- AFME, **La Cogénération dans le Secteur Tertiaire en France - Perspectives de Développement**, Paris, 1990.
- AFME, **L'Energie - Faits et Figures**, Paris, 1990.
- AIE/OCDE, **Prévision de Coûts de L'Électricité Produite par des Centrales Mises en Service en 1995-2000**, Paris, 1990.
- Albert-Thenet, J.R. (a), "Steam Economy in Cane Sugar Factories". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991, pp. 223-243.
- Albert-Thenet, J.R. (b), "The Efficient Use of Process Steam". **Cogeneration in the Cane Sugar Industry**, ed: Payne, J.R., Elsevier, Amsterdam, 1991.
- Allen, R.P. & Kovacic, J.M., "Gas Turbine Cogeneration - Principles and Practice". **ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, Vol. 106, 1984, pp. 725-730.

- ANFAVEA - Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. **Anuário Estatístico 1957-1992**. São Paulo, 1993
- Arantes, R.L. (Companhia Paulista de Força e Luz - CPFL). Comunicação pessoal, 1994.
- Azor Brito, A., "La Cogeneración de Electricidad en Cuba", Comisión Nacional de Energía, Inspección Estatal Energética, Santiago de Cuba, 1991.
- Bajay, S.V. e Walter, A.C.S., "Geração Descentralizada de Energia Elétrica". **Anais do I Simpósio Brasileiro sobre Co-Geração de Energia na Indústria**, Campinas, 1989, pp. 19-42.
- Bajay, S.V., Walter, A.C.S., Cruz, G.M.M. & Berni, M.D., **Estudo Prospectivo Sobre a Evolução dos Veículos Automotores**. Relatório do Convênio de Pesquisa Equipamentos Clark/UNICAMP, Campinas, 1991.
- Bajay, S.V., Walter, A.C.S., Carvalho, E.B. & Guerra, S.M-G., "Sistemas Energéticos Comparados - Fase I; Informe Preliminar - Brasil". Relatório do Sub-Grupo de Trabalho nº 9: Política Energética do MERCOSUR, Campinas, 1994.
- Balbo, J.M. & Padovani Neto, A., "Excedentes de Energia Elétrica e Sobra de Bagaço para Diferentes Concepções e Sistemas de Conversão e Utilização de Energia Aplicáveis à Indústria Sucro-Alcooleira". **STAB**, Vol. 6, nº 2, Novembro/Dezembro de 1987, pp.52-58.
- Banco Mundial, **Economic Aspects of Alcohol Program** (documento preliminar citado em COPERSUCAR, 1989), 1984.
- Berman, C., **Os Limites dos Aproveitamentos Energéticos para Fins Elétricos**. Tese de Doutorado, FEM/UNICAMP, Campinas, 1991.
- Borges, J.M.M., "Programa Nacional do Alcool: Perspectivas para os Anos de 1990 e 2000", trabalho apresentado no seminário Potencial de Mercados para Fontes Não-Convencionais de Energia no Brasil para o Ano 2000, Rio de Janeiro, COPPE/FINEP, 1984.
- Borges, J.M.M., "The Effect on Labor and Social Issues of Electricity Sales in the Brazilian Sugarcane Industry". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

- Borges, J.M.M., "Custos, preços e Competitividade do Álcool Combustível". **Revista Brasileira de Energia**, Vol 2, nº 2, 1992, pp. 163-175.
- Bouvet, E.P., "Cane-based Power for Export: Overview and Hawaii Experience". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.
- Brun, M.J., **La Cogénération en France**. Institut Français de L'Energie, Paris, 1988.
- Brun, M.J., **La Cogénération dans le Monde**. Institut Français de L'Energie, Paris, 1989.
- Buonfiglio, A. & Bajay, S.V., "Uma Modelo Abrangente para a Projeção das Demandas de Gasolina e Álcool Carburante". **Anais do XI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica**, São Paulo, 1991.
- Campos, R.M. (Assessoria Econômica da COPERSUCAR). Comunicação pessoal, 1994.
- Carvalho, L.C.C. (Associação das Indústrias do Açúcar e do Álcool). Comunicação pessoal, 1994.
- Case, J.C. and Ciolek, M.G., "One Firm to Many: The Demise of the Monopoly Argument for Energy Providers". **Proceedings of the 15th Annual International Conference of IAEE**, Tours, France, May 1992, Vol. 1, pp. A 25-32.
- CENAL - Comissão Executiva Nacional do Álcool. **Relatório Anual 1987**, Brasília, 1988, 30 pp.
- Chabot, B., "Énergies Renouvelables et Production Décentralisée D'Electricité. **Colloque La Production Décentralisée d' Electricité**, Paris, Janvier 1991, pp. 77-106.
- Chaitipa-arsana, S., "Case History: Thailand". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.
- Chung, S.L., Hwa, C.M.F., Andreoni, S. & Miyake, M.Y., "Caracterização do Proálcool no Estado de São Paulo: Formação de Grupos Homogêneos de Usinas e Destilarias". **Anais do IV Congresso Brasileiro de Energia**, 1987, Rio de Janeiro, Vol. 3, 1014-1024.

- CNE, **Avaliação do Programa Nacional do Álcool**, Comissão Nacional de Energia, Brasília, 1987.
- Coelho, S.T., **Avaliação da Cogeração de Eletricidade a partir de Bagaço de Cana em Sistemas de Gaseificador/Turbina a Gás**. Dissertação de Metrado, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.
- COPERSUCAR, **PROÁLCOOL: Fundamentos e Perspectivas**. Cooperativa de Produtores da Cana, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo, São Paulo, 1989.
- COPERSUCAR. Base de dados fornecida pela Cooperativa de Produtores da Cana, Açúcar e Álcool do Estado de São Paulo, 1991.
- COPERSUCAR, **Gasification Technology Report**. Relatório técnico COPERSUCAR RT-687-94/95, Piracicaba, 1994.
- Cortez, L., Magalhães, P. & Happ, J., "Principais Sub-Produtos da Agroindústria Canavieira e sua Valorização". **Revista Brasileira de Energia**, Vol. 2, nº 2, 1992, pp. 111-46.
- Cortez, L.A.B., & Dias, L.F.C., "Avaliação do Potencial de Cogeração nas Destilarias Anexas do Estado de São Paulo Fora do Complexo COPERSUCAR - Parte I". **Anais do IV Encontro Nacional de Ciências Térmicas - ENCIT 92**, Rio de Janeiro, 1992.
- Cury, L.A.B. (Departamental Comercial & Marketing - CESP). Comunicação pessoal, 1994.
- Disdier, A.R., "El Mercado Potencial de la Cogeneración en la Industria Española". **Cogeneración 88 - Jornadas Técnicas - Ponencias**, IDAE, Madrid, 1989, pp 7-41.
- DNAEE, Relatório do Grupo de Trabalho sobre Auto-produtores de Energia Elétrica - Módulo III, Potencial de Auto-produtores. Brasília, 1987.
- ELETROBRÁS, "O Panorama Histórico e Institucional do Setor Elétrico". Nota Técnica da Assessoria de Comunicações da ELETROBRÁS, Rio de Janeiro, 1984.
- ELETROBRÁS-COPERSUCAR, **Geração de Eletricidade nas Usinas de Açúcar e Álcool**, Relatório do Convênio ELETROBRÁS-COPERSUCAR, Vol. 1 e 2, Piracicaba, 1991.

- ELETRÓBRÁS (a), **Plano 2015 - Estudo de Oferta e Demanda / Estratégia de Expansão do Sistema**, Rio de Janeiro, 1993.
- ELETRÓBRÁS (b), **Plano 2015 - Projeto 3: Perspectivas do Mercado e da Conservação de Energia Elétrica**, Rio de Janeiro, 1993.
- ELETRÓBRÁS (c), **Plano 2015 - Projeto 4: A Oferta de Energia Elétrica / Tecnologia, Custos e Disponibilidade; Sub-projeto "Resíduos da Cana-de-açúcar"**, Rio de Janeiro, 1993.
- Elliott, T.P., "Brazilian Biomass Power Demonstration Project". *Energy for Sustainable Development*, Vol. 1, nº 1, May 1994, pp. 41-42.
- Ennes, S.A.W., Ramos, D.S., Corsetti, M. & Paula, C.P., "As Perspectivas da Cogeração no Suprimento do Sistema Interligado Sul-Sudeste do Brasil". Trabalho apresentado no CIGRÉ/4º ERLAC, Puerto Iguazu, Argentina, 1991.
- Ennes, S.W., "Alternativas para a Geração Elétrica no Brasil". Seminário apresentado no Ciclo de Seminários da AIPSE/UNICAMP, em Setembro de 1993.
- FAO, **FAO Trade Yearbook**, FAO, Roma, Vol. 3, 1979, a Vol. 43, 1989.
- FAO, **FAO Production Yearbook**, FAO, Roma, Vol. 30, 1976, a Vol. 44, 1990.
- FAO, **FAO Quartely Bulletin of Statistics**, FAO, Roma, Vol. 3, nº 4, 1990, Vol. 5, nº 4, 1992.
- Farias, J.C.M. (Superintendente de Planejamento da Expansão da CHESF). Comunicação pessoal, 1994.
- Finon, D., "A Comparison of Recent Developments in the Energy Grid Industries in the USA and in Europe: the Lessons for Europe". **Proceedings of the 15th Annual International Conference of IAEE**, Tours, France, May 1992, Vol. 1, pp. A 33-41.
- Foel, W.K., "The Status and Environment for Cogeneration and Private Power in ASEAN Countries". **Proceedings of the Sixth Asian School on Energy - Rational Use of Energy in Industry**, AFME and Asian Institute of Technology, November, 14-25 1988, Bangkok, pp. 1-25.

- Fraize, W.E. & Kinney, C., "Effects of Steam Injection on the Performance of Gas Turbine Power Cycles". **ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, Vol. 101, 1979, pp. 217-227.
- FURNAS - Centrais Elétricas S.A., **Estatísticas Energéticas 1990**, Rio de Janeiro, 1990.
- FURNAS - Centrais Elétricas S.A., **Estatísticas Energéticas 1993**, Rio de Janeiro, 1993.
- Garcia, F., "Les Temps de la Cogénération est-il Venu". **Revue de l'Énergie**, Vol. 430, Mai 1991, pp. 311-317.
- Garcez, N. (Agência para a Aplicação da Energia do Estado de São Paulo). Comunicação pessoal, 1994.
- Gas Turbine World, "1993 Performance Specs". **Gas Turbine World**, Pequot Publishing Inc., Fairfield, USA
- Gazeta Mercantil, exemplar de 26/04/1994, pg. 13.
- Goldemberg, J., Johansson, T.B., Reddy, A.K.N. & Williams, R.H.. **Energy for a Sustainable World**, New Delhi, India, Wiley Eastern Limited, 1988.
- Greiner, P. Seminário apresentado no Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP, Abril de 1994.
- Guibal, J.C., "Institutional Aspects of Decentralized Electricity Production - Orientations of the CEC". **Colloque La Production Décentralisée d' Electricité**, Paris, Janvier 1991, pp 449-470.
- Haywood, R.W.. **Analysis of Engineering Cycles**, Pergamon Press, Oxford, UK, 1980.
- Hollanda, J.B. (ELETROBRÁS). Comunicação pessoal, 1994.
- Horlock, J.H.. **Cogeneration: Combined Heat and Power - Thermodynamics and Economics**. Pergamon Press, 1987.
- Hu, S.D.. **Cogeneration**, Reston Publishing Co., Reston, USA, 1985.

Hunt, S., "Concurrence et Privatisation: le Marché de l'Électricité en Angleterre et au Pays de Galles". **Revue de l'Énergie**, n° 436, Janvier 1992, pp. 27-34.

IEA - International Energy Agency. **Energy Efficiency and the Environment**, OECD/IEA, Paris, 1991.

INESTENE. **La Cogénération dans le Secteur Tertiaire en Europe**, Paris, 1990.

INESTENE. **Le Développement de la Cogénération en Europe**, Paris, 1990.

IPT. **Perspectivas de Mudanças no Custo de Produção do Álcool de Cana no Estado de São Paulo**, Relatório IPT/DES - APOE n° 24.736/86, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 1986.

IPT. **Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e do Álcool - Manual de Recomendações**, ed. Camargo, C.A., Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 1990.

Jenkins, A., "Case History: Costa-Rica". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

Joskow, P.L., "The Evolution of Competition in the Electric Power Industry". **Annual Review of Energy**, Vol. 13, 1988, pp. 215-38.

Kahane, A., "World Electricity and Gas Industries: Pressures for Structural Change". **Annual Review of Energy**, Vol. 15, 1990, pp. 245-53

Kinoshita, C.M., "Potential for Cane Energy". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

Koch, M., "Independent Generation and Cogeneration in Industry". **Colloque La Production Décentralisée d' Electricité**, Paris, Janvier 1992, pp. 26-47.

Kotas, T.J., "Exergy Criteria of Performance of Thermal Plants". **The International Journal of Heat and Fluid Flow**. Vol. 2, n°4, 1980, pp. 147-163.

Kotas, T.J.. **The Exergy Method of Thermal Plant Analysis**, Butterworths, London, 1985.

Kovacik, J.M., "Cogeneration", in: **Energy Management Handbook**. Ed: Turner, W.C., John Wiley, New York, USA, pp. 203-30, 1982.

Krause, G.G., "Politics and Economics of Cogeneration in Europe". Trabalho apresentado no Seminário Regional OLADE/GTZ: Marco Legal y Características de la Producción Combinada de Calor y Energía Eléctrica (Cogeneración) en América Latina y el Caribe. Monterrey, Mexico, Diciembre de 1992.

Larson, E.D. & Williams, R.H., "Steam-Injected Gas Turbines". **ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, Vol. 109, 1987, pp. 55-63.

Larson, E.D., Svenningsson, P. & Bjerle, I., "Biomass Gasification for Gas Turbine Power Generation", in: **Electricity - Efficient End-Use and New Generation Technologies, and Their Planning Implications**, ed.: Johansson, T.B., Bodlund, B. & Williams, R.H.. Lund University Press, Lund, Sweden, pp. 697-739.

Larson, E.D. & Williams, R.H., "Biomass-Gasifier Steam-Injected Gas Turbine Cogeneration". **ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, Vol. 112, 1990, pp. 157-163.

Linke, S. & Schuler, R.E., "Electrical-Energy-Transmission Technology: The Key to Bulk-Power-Supply Policies". **Annual Review of Energy**, 1988, Vol. 13, pp. 23-45.

Lions, "Les Perspectives de Développement de la Cogénération au Gaz Naturel en France". Trabalho apresentado no seminário MEI'90, Paris, 1990.

Littlechild, S.C., "Spot Pricing of Electricity - Arguments and Prospects". **Energy Policy**, August, 1988, pp. 398-403.

Llagostera Beltrán, J.I., Oliva, G.A. & Salazar, S., "Aplicação do Método da Exergia à Análise Termodinâmica de Sistemas de Cogeração em Usinas de Açúcar e Alcool. **Anais do Encontro Nacional de Ciências Térmicas - ENCIT 88**, Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, 1988, pp. 277-280.

- Macedo, I.C., "Eficiências de Conversão Obtidas na Produção Industrial de Açúcar e de Álcool". **Boletim Técnico COPERSUCAR**, nº 49, Janeiro de 1990, São Paulo, pp.17-20.
- Macedo, I.C. (Centro de Tecnologia COPERSUCAR). Comunicação pessoal, 1994.
- Marecki, J. **Combined Heat & Power: Generating Systems**, Peter Peregrinus Ltd., London, U.K., 1988.
- Marshall, E., "CHP and Deregulation". **Energy Policy**, Vol. 21, nº 1, 1993. pp. 73-78.
- Medeiros, R.A., **Intervenção Estatal e Perspectivas de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação de Mestrado COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1993.
- Mello, F.H., & Pellin, E.R.. **As Soluções Energéticas e a Economia Brasileira**. São Paulo, Hucitec, 1984, 146 pp.
- MME - Ministério das Minas e Energia. **Balço Energético Nacional**. Brasília, vários anos.
- Ministério del Azúcar de Cuba, "La Caña de Azúcar como Base de un Desarrollo Agro-Industrial Sostenible". Texto apresentado na Conferência Mundial sobre o Desenvolvimento e o Meio-Ambiente, Rio de Janeiro, 1992.
- Morsel, H., "Étude Comparée des Nationalisations de l'Électricité en Europe Occidentale Après la Deuxième Guerre Mondiale". In: **Électricité et Électrification dans le Monde**, ed. Monique Trédé, Presse Universitaires de France, Paris, 1992.
- Mutanen, K., "Opportunities for Bioenergy in Power Generation", paper apresentado em Electric Utility Congress'93, Junho de 1993, Boston, Massachusetts, USA.
- Nishimura, K., "District Heating & Cooling Industry as a New Energy Industry". **Energy in Japan Special**, October 1989.
- Nogueira, L.A.H. **Análise da Utilização de Energia na Produção de Álcool de Cana de Açúcar**. Tese de Doutorado, FEC-UNICAMP, 1987.

Nogueira, L.A.H., & Santos, A.H.M., "Cogeração Industrial: Aspectos Técnicos e Econômicos". **Revista Desenvolvimento Tecnológico**, EFEI, Itajubá, 1987..

Nogueira, L.A.H. **Marco Legal y Características Económicas de la Cogeneración en Brasil**. OLADE, Quito, 1992.

Nogueira, L.A.H., "Marco Legal e Barreiras à Cogeração". **STAB**, Vol. 11, nº 4, 1993, pp. 35-38.

OCDE, **Energy Policies and Programmes of IEA Countries - 1988 Review**, OCDE, Paris, 1989.

Ogden, J.M., Hochgreb, S. & Hylton, M.G., "Process Energy Efficiency and Cogeneration in Cane Sugar Factories". **Proceedings of the XX International Society of Sugar Cane Technology Congress**, 1989, Vol.1, pp.441-451.

Ogden, J.M., Williams, R.H. & Fulmer, M.E., "Cogeneration Applications of Biomass Gasifier/Gas Turbine Technologies in the Sugar and Alcohol Industries". Paper apresentado na Conference on Global Warming and Sustainable Development, São Paulo, 1990.

Oliva Ruiz, L., "Plantas Combinadas para la Producción de Energia Eléctrica y Calorífica", texto de notas de aula, Instituto Superior Politécnico "Julio Antonio Mella", Santiago de Cuba, 1991.

Oliveira, A., "Reassessing the Brazilian Alcohol Programme", **Energy Policy**, Jan/Feb. 1991, pp. 47-55.

Oliveira, A., "Performance do Setor Elétrico: Situação Atual e Perspectivas", in Relatório Técnico nº 01 do convênio "Planejamento da Expansão da Geração na ELETROPAULO", Campinas, Dezembro de 1992.

Oliveira, A., "A Reestruturação do Setor Elétrico e suas Possíveis Implicações para as Distribuidoras de Energia Elétrica", in Relatório Técnico nº 07 do Convênio "Planejamento da Expansão da Geração na ELETROPAULO, Campinas, Junho de 1993.

Olivério, J.L., Denardi Neto, J. & Miranda, J.F.P., "Cogeração de Energia Elétrica nas Usinas e Destilarias: Estudo de Viabilidade Técnico-Econômica". Texto apresentado no seminário "A Crise

do Setor Elétrico: a Solução Passa pela Iniciativa Privada", Federação das Indústrias do Estado de São Paulo, São Paulo, Junho de 1988.

Paturau, J.M. (a), "Electrical Energy from Bagasse". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

Paturau, J.M. (b), "Alternate Markets for Sugarcane By-products". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

Payne, J.R.. **Cogeneration in the Cane Sugar Industry**, Elsevier, Amsterdam, 1991.

Percebois, J., "Les Aspects Macro-Économiques de la Production Décentralisée d' Electricité". **Revue de l' Énergie**, n° 430, Mai 1991, pp. 301-310.

Pera, H.. **Geradores de Vapor**, Editora Fama, São Paulo, 1991.

Pereira, M.V.F. & Lima, J.W.M., "Pedágio: Um Novo Negócio". **Anais do VI Congresso Brasileiro de Energia - VI CBE**, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Vol. II, 1993, pp. 451-459.

Pita, V.P., "Tarifas y Marco Legal de la Cogeneración". **Cogeneración 88 - Jornadas Tecnicas - Ponencias**, IDAE, Madrid, 1989, pp. 68- 77.

Pulliam, E., "Distributed Energy Systems: A Case Study". **Anais do I Simpósio Brasileiro Sobre Co-geração de Energia na Indústria**, UNICAMP, Campinas, 1989, pp. 55-71.

Pulliam, E., "Cogeneration: The California Experience". **Anais do I Simpósio Brasileiro Sobre Co-Geração de Energia na Indústria**, UNICAMP, Campinas, 1989, pp. 109-32.

Queiroz, L.C. & Nascimento, M.J.M., "Potential for BIG/CC Technology in the Sugarcane Industry". **International Cane Energy News**, International Cane Energy Network, Winrock International, January, 1994, pp. 5-8.

Reinoso, E., "La Perspectiva de Autogenerador". **Cogeneración 88 - Jornadas Tecnicas - Ponencias**, IDAE, Madrid, 1989, pp. 299- 309.

Revue de l'Énergie (opinião dos editores), nº 430, Maio 1991.

Rice, I.G., "Thermodynamic Evaluation of Gas Turbine Cogeneration Cycles: Part II - Complex Cycle Analysis". **ASME Journal of Engineering for Gas Turbines and Power**, Vol. 109, 1987, pp. 8-15.

Ripoli, T.C., Molina Jr., W.F., Stupiello, J.P., Nogueira, M.C. & Saccomano, J.P., "Potencial Energético de Resíduos de Cosecha de la Caña Verde". **STAB**, Vol. 10, nº 1, Set.Out. 1991, pp. 22-28.

Riviere, M.P., "Power Cogeneration in Reunion Island". **Proceedings of the International Conference on Energy from Sugarcane: Progress and Prospects**, Hilo, Hawaii, 1991.

Roda, R., "Un Primo Bilancio dell'Attuazione della Lege nº 308". **Energie Alternative HTE**, anno 8, nº 39, 1986.

Rodrigues, A.P. & Hermann, J., "Condições Econômico-financeiras do Setor Elétrico no Brasil". **São Paulo Energia**, número 59, Dezembro de 1989, pp. 19-38.

Romero, S., Seminário apresentado no Ciclo de Seminários da AIPSE/UNICAMP, em Setembro de 1993.

Roncato, J.P., (Mission Cogénération - Gaz de France). Comunicação pessoal, 1992.

Rosa, L.P., "Contribuição à Busca do Equilíbrio entre Estado e Participação Privada no Exemplo da Energia Elétrica". Texto para Discussão 001/92, COPPE/UF RJ, Programa de Planejamento Energético, Abril 1992.

Ruzzi, E. & Waisman, D., "Em Busca da Nova Estrutura do Setor Elétrico". **São Paulo Energia**, nº 67, Novembro/Dezembro de 1990.

Sarabchi, K., "Parametric Analysis of Steam-Injected Gas Turbine Cycle". **ASME Cogen-Turbo VII Proceedings**, ASME, New York, pp. 209-214.

Schegliáiev, A.V., **Turbinas de Vapor**, Editorial Mír, Moscow, 1985.

Schramm, G., "Electric Power in Developing Countries: Status, Problems, Prospects". **Annual Review of Energy**, vol. 15, 1990, pp. 307-333.

Secretaria de Energia do Governo do Estado de São Paulo. **Programa de Cogeração e Produção Particular de Energia Elétrica no Setor Sucro-alcooleiro do Estado de São Paulo**, São Paulo, 1992, 20 pp.

SOPRAL. Base de dados fornecida pela Sociedade dos Produtores de Alcool, 1991.

Sullivan, J.B., "Private Power in Developing Countries: Early Experience and a Framework for Development". **Annual Review of Energy**, Vol. 15, 1990, pp. 335-63.

Summerton, J. and Bradshaw, T.K., "Towards a Dispersed Electrical System". **Energy Policy**, January/February, 1991, Vol. XX, pp, 24-34.

Suzor, N.C. & Bouvet, P.E.. **Identifying the Basic Conditions for Economic Generation of Public Electricity from Surplus Bagasse in Sugar Mills**, World Bank, Washington, 1991.

Synergic Resources Co., "Cogeneration and Utilities: Status and Prospects", Final Report, Pennsylvania, 1988.

Tabarelli, D. e Vestrucci, P., "Livello di Attuazione della Legge 308/1982". **Energia**, Vol. 1 - 1987, pp 68-77.

Tribunal de Contas da União. **PROÁLCOOL - Programa Nacional do Alcool: Relatório de Auditoria Operacional**, Brasília, 1990.

Unterwurzacher, E., "Impacts of Energy Markets and Government Policies". **Energy Policy**, Vol. 20, (9), 1992, pp. 893-900.

USAID - US Agency for International Development. **Advancing Cogeneration in the Indian Sugar Industry: Three Mills in Tamil Nadu and Maharashtra**, a Report of the Office of Energy and Infrastructure, Washington, 1993.

Verbruggen, A., "Combined Heat and Power: a Real Alternative When Carefully Implemented". **Energy Policy**, Vol. 20, (9), 1992, pp. 884-92.

- Walter, A.C.S., Bajay, S.V., Carrillo, J.L.L. & Nogueira, L.A.H., "Grupos Homogêneos de Usinas, Cenários de Desenvolvimento e Configurações Básicas na Otimização dos Sistemas de Cogeração do Setor Sucro-alcooleiro". **Anais do V Congresso Brasileiro de Energia**, 1990, Rio de Janeiro, Vol. 3, pp. 1149-1158.
- Walter, A.C.S., Bajay, S.V. & Nogueira, L.A.H., "Métodos de Alocação de Custos Comuns em Instalações de Cogeração". **Anais do XI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica**, São Paulo, 1991, pp. 153-155.
- Walter, A.C.S., Bajay, S.V., Nogueira, L.A.H., "Thermodynamic and Economic Simulations of Steam Turbine Cogeneration Systems Fueled by Sugar-Cane Bagasse". **Proceedings of the ECOS'92 - The International Symposium on Efficiency, Costs, Optimization and Simulation of Energy Systems**, ASME, New York, 1992, pp. 345-354.
- Walter, A.C.S., "Potencial Energético da Cana-de-Açúcar". **STAB**, Vol 11, (4), 1993, pp. 29-34.
- Westfield, F.M., "Electric Power, Competition or Centralization". **Energy Policy**, August, 1988, pp. 378-403.
- Williams, R.H. & Larson, E.D., "Advanced Gasification-Based Biomass Power Generation and Cogeneration". **Fuels and Electricity from Renewable Sources of Energy**, ed: Johansson, T.B., Kelly, H., Reddy, A.K.N. & Williams, R.H., Island Press, Washington, 1993.
- Zablonitte, E.S.. **Empleo de Cogeneración en Cuba**, OLADE, Quito, 1992.
- Zarpon, F., "Perspectivas da Utilização da Energia nas Usinas de Açúcar e Álcool". **STAB**, Vol.9, número 1/2, Setembro/Dezembro de 1990, pp. 52-56.
- Zarpon, F., "Panorama da Cogeração em Alguns Países Produtores de Cana-de-Açúcar". Texto apresentado em "Jornada Produção Particular de Energia Elétrica ", Companhia Paulista de Força e Luz, Campinas, 1992.
- Zylberstajn, D., "Avaliando a Proposta de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro". SBPE, 1991.