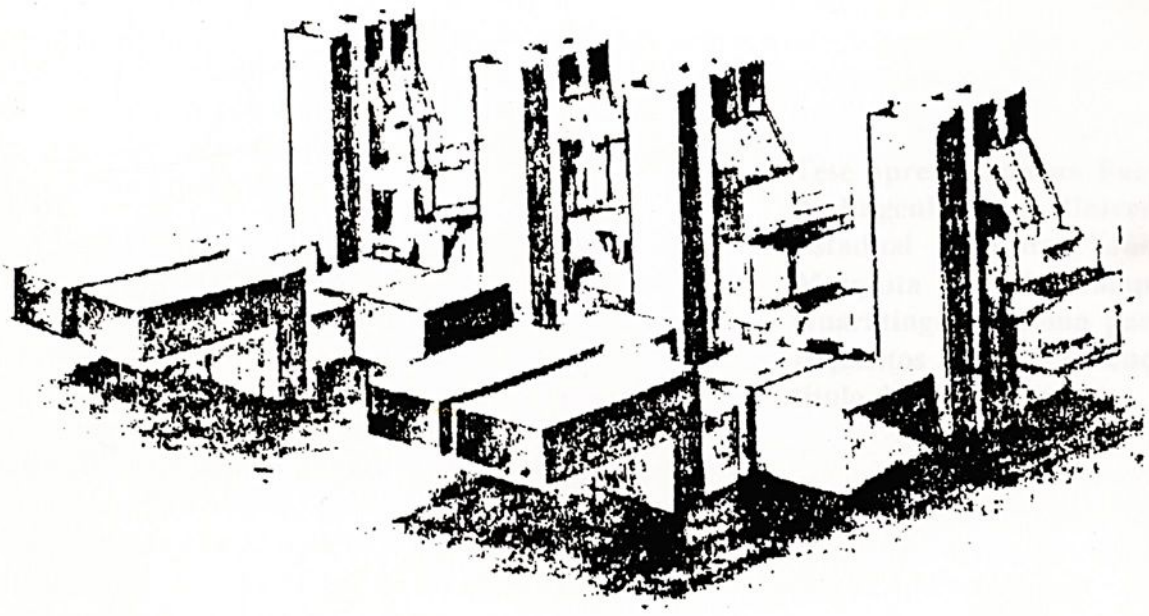
UNESP
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá

Guaratinguetá
1997

PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO

- PROJETO, OPERAÇÃO E EXPANSÃO -



José Antonio Perrella Balestieri

unesp

JOSÉ ANTONIO PERRELLA BALESTIERI

CARO LEITOR NÃO
RISQUE O LIVRO

PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO
PROJETO, OPERAÇÃO, EXPANSÃO

Tese apresentada na Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Câmpus de Guaratinguetá, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Livre-Docente.

FACULDADE DE ENGENHARIA
DE GUARATINGUETÁ
BIBLIOTECA

348

Guaratinguetá

1997

348

T.536.72(043)
B184p

Apresentação

Este trabalho procura apresentar de forma agregada as atividades desenvolvidas pelo autor ao longo dos últimos dez anos de sua atuação em pesquisa, docência e extensão universitária, no campo da Energia e, mais precisamente, na linha de pesquisa *Cogeração e Análise Energética*, do Departamento de Energia da Faculdade de Engenharia da Unesp, Câmpus de Guaratinguetá.

Uma tese de livre-docência pode ser organizada de modo a consolidar os resultados alcançados pelo pesquisador ao longo de sua carreira até um certo momento, ao mesmo tempo em que é válida a consideração de uma nova vertente em sua linha de pesquisa; no presente caso, procuramos implementar um misto das duas possibilidades ao repensar os diversos pontos pelos quais passamos ao longo da carreira e ao agregar aspectos relativos à operação e à expansão das centrais de cogeração, sem esquecer de mencionar o fato de sinalizarmos para novas vertentes que tão amplo campo do conhecimento nos presenteia.

O momento pode ser considerado especial na área de Energia: o país se encontra aberto à iniciativa privada e com tendência ao aumento da produção, trazendo consigo a necessidade de maiores e melhores investimentos no campo da geração; companhias energéticas estaduais se encontram em pleno processo de privatização, leis e decretos atualizando as relações de compra e venda de energia elétrica têm sido igualmente publicados, revelando uma disposição do governo federal em uma maior participação da iniciativa privada. Além disso, há que se considerar a necessidade de que os novos investimentos sejam ambientalmente adequados, com minimização das emissões de poluentes e particulados; nesse particular, a cogeração é uma das tecnologias que melhor têm se prestado à geração de energia, uma vez que permite um maior aporte de energia útil a partir da combustão de uma mesma fonte combustível e por seu caráter de solução racional para o uso das fontes energéticas.

Esse trabalho foi planejado visando auxiliar o estudo da cogeração, apresentando os aspectos básicos da questão, os equipamentos necessários e as preocupações que podem surgir no planejamento de uma central de cogeração; são discutidas diferentes metodologias para o seu projeto, com destaque para a metodologia multiobjetiva desenvolvida pelo autor. Estudos de caso mostrando como se procede em um projeto de tais unidades são igualmente apresentados. Uma análise acerca das questões envolvidas na operação, inclusive com discussão das estratégias operacionais e do comportamento típico de cada unidade em operação, permite ao leitor elucidar o comportamento desses sistemas. Finalmente, um estudo acerca das potencialidades do crescimento da unidade projetada a partir das novas tecnologias que vêm sendo formuladas é apresentado no contexto da fase de expansão das unidades de cogeração existentes; uma proposta de integração das três etapas do planejamento de centrais de cogeração, assim como perspectivas sobre as questões que entendemos conterem maior relevância, são finalmente apresentadas.

Guaratinguetá, Dezembro de 1997.

José Antonio Perrella Balestieri

unesp

DADOS CURRICULARES

JOSÉ ANTONIO PERRELLA BALESTIERI

Nascimento:	25.02.63 - São José do Rio Pardo - SP
Filiação:	José Antonio Balestieri Maria Benedicta de Lima Perrella Balestieri
1982-1987	Curso de graduação em Engenharia Mecânica Escola Federal de Engenharia de Itajubá - Itajubá (MG)
1988-1990	Pós Graduação em Engenharia Mecânica, nível de mestrado Escola Federal de Engenharia de Itajubá - Itajubá (MG)
1989	Ingresso por concurso público na UNESP - Câmpus de Guaratinguetá, como auxiliar de ensino
1990-1994	Pós Graduação em Engenharia Mecânica, nível de doutorado Faculdade de Engenharia Mecânica - UNICAMP
1995	Credenciado no Programa de Pós Graduação da Unesp/Guaratinguetá, área de Transmissão e Conversão de Energia
1996-1997	Diretor-Presidente da Fundação para o Desenv. Científico e Tecnológico e Coordenador da Rede Unesp de Difusão da Ciência e da Tecnologia
1996-1997	Vice-Presidente da Comissão de Pesquisa do Câmpus de Guaratinguetá
1996-1997	Membro do Conselho de Pós Graduação da Faculdade de Engenharia - UNESP/Câmpus de Guaratinguetá, área Transmissão e Conversão de Energia
1997-1998	Vice Chefe do Departamento de Energia da Faculdade de Engenharia -UNESP

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

Agradecimentos

Ao longo desse processo contínuo de formação, gostaria de agradecer a todos aqueles que favoreceram, com seu auxílio desvelado e com suas experiências pessoais, a consecução deste trabalho:

- A Deus, por se fazer presente em cada um de meus atos e por ter-se revelado em cada momento de minha vida nas figuras queridas de meus pais, meus avós, minha esposa e nossos familiares;
- Aos verdadeiros amigos, aos poucos que souberam entender a angústia dos momentos mais sofridos de cada um dos meus dias e que se regozijaram pelas pequenas conquistas da minha caminhada;
- Ao Departamento de Energia, da Faculdade de Engenharia da Unesp/Guaratinguetá, em cada um de seus professores, funcionários e alunos envolvidos em ensino, pesquisa e extensão, pelo apoio e incentivo sempre presentes;
- Aos meus professores e orientadores, ao longo das diversas etapas até aqui trilhadas;
- Aos meus alunos e orientados, molas propulsoras do desenvolvimento profissional e científico do pesquisador e do educador, por suas constantes indagações e sede de saber.

"SOMOS QUEM PODEMOS SER,
SONHOS QUE PODEMOS TER..."

Humberto Gessinger

unesp

ÍNDICE

Capítulo 1 - A cogeração no contexto da Conservação de Energia

1.1- Introdução 1
1.2- Políticas de Conservação de Energia 1
1.3- Aspectos técnicos e econômicos da geração de energia 2
1.4- Cogeração 4
1.5- Histórico da cogeração 4
1.6- Aspectos institucionais da cogeração no Brasil 6
1.7- Apresentação dos Módulos e Capítulos 7
Referências do Capítulo 8

Capítulo 2- Aspectos básicos da cogeração

2.1- Introdução 9
2.2- Contexto para a prática da cogeração 9
2.3- Aspectos básicos da cogeração industrial 11
2.3.1- Ciclos disponíveis para a cogeração 12
2.3.2- Parâmetros para seleção do ciclo 15
2.3.3- Considerações gerais para seleção do ciclo 18
Referências do Capítulo 20

Capítulo 3- Análise das unidades de processo

3.1- Introdução 21
3.2- Parâmetros de caracterização dos processos/setores industriais
3.2.1- Razão entre potência e calor de processo 21
3.2.2- Fluxos mássicos e temperaturas de processo 24
3.3- Equalização das demandas de energia 24
3.4- Modelos para previsão de cargas 27
3.5- Gerenciamento de cargas 31
3.6- Integração de processos
3.6.1- Conceitos sobre integração de processos 35
3.6.2- A técnica do *Pinch Point* 36
3.6.3- Algoritmo para locação do *Pinch Point* 37
3.6.4- Exemplo 37
Referências do Capítulo 39

Capítulo 4- Avaliação de demanda para planejamento do projeto

4.1- Introdução 41
4.2- Avaliação do histórico de demandas de energia 41
4.3- Análise de previsão segundo modelo econométrico 43
4.4- Conclusões 47
Referências do Capítulo 47

Capítulo 5- Tecnologias de geração de energia

5.1- Introdução 48
5.2- Equipamentos de geração 48
5.2.1- Caldeiras 49
5.2.2-Turbinas a gás 51
5.2.3- Turbinas a vapor 52
5.2.4- Motores Diesel 53
5.3- Configurações possíveis
5.3.1- Apresentação de algumas configurações 54
5.3.2- Análise termodinâmica de ciclos e configurações 55
5.4- Considerações acerca da escolha de configurações 58
5.5- Aspectos econômicos e financeiros de máquinas térmicas 59

Referências do Capítulo 62

Capítulo 6- Modelos para projeto de centrais de cogeração

6.1- Introdução 63
6.2- Considerações gerais sobre o projeto de centrais de cogeração 63
6.3- Métodos analíticos para projeto de centrais de cogeração 65
6.4- Modelos de otimização para projeto de centrais de cogeração 72
6.5- Metodologias de análise econômica e financeira para avaliação de centrais de cogeração 74
Referências do Capítulo 76

Capítulo 7- Avaliação de propostas para uma central de cogeração

7.1- Introdução 78
7.2- Panorama da cogeração no setor em análise 78
7.3- Demandas energéticas assumidas na análise 80
7.4- Estudo de configurações propostas 81
7.5- Análise técnica e econômica 84
7.6- Conclusões 86
Referências do Capítulo 86

Capítulo 8- Modelagem multiobjetiva para projeto de centrais de cogeração

8.1- Introdução 87
8.2- Abordagem multiobjetiva de projeto de centrais de cogeração 88
8.3- Configurações disponíveis no Módulo de Projeto 92
8.4- Formulação do modelo de otimização 93
Referências do Capítulo 98

Capítulo 9- Projeto básico de uma central de cogeração

9.1- Introdução 99
9.2- Aspectos gerais do projeto de centrais de cogeração 100
9.3- Obtenção de solução matemática com emprego do modelo multiobjetivo 101
9.4- Conclusões 109
Referências do Capítulo 109

Capítulo 10- Características operacionais das centrais de cogeração

10.1- Introdução 110
10.2- Estratégias operacionais 110
10.3- Modelos d otimização para a operação de centrais de cogeração 112
10.4- Características técnicas de máquinas térmicas 114
10.5- Levantamento de fluxos em máquinas térmicas 117
10.6- Condições operacionais em cargas parciais e total 119
10.6.1- Condições parciais em motores Diesel de grande porte 121
10.6.2- Condições parciais de caldeiras a vapor 125
10.6.3- Condições parciais de turbinas a gás 126
10.6.4- Condições parciais de ciclos combinados 128
Referências do Capítulo 129

Capítulo 11- Análise de expansão em centrais de cogeração

11.1- Introdução 131
11.2- Aspectos gerais da expansão de centrais de cogeração 131
11.3- Impacto da oferta de combustíveis na expansão da central de cogeração 133
11.4- Alterações nas demandas térmica e elétrica das unidades de processo 135
11.5- Novas tecnologias com potenciais de emprego em cogeração 136
Referências do Capítulo 143

unesp

Capítulo 12- Modelo geral de expansão em centrais de cogeração
12.1- Introdução 145
12.2- Análise de modelos existentes 145
12.3- Modelo de expansão para centrais de cogeração 152
Referências do Capítulo 153

Capítulo 13- Avaliação de rotas alternativas para o planejamento de centrais de cogeração
13.1- Introdução 155
13.2- Caracterização da unidade de processo 155
13.3- Modelagem para obtenção de rotas alternativas de expansão 156
13.4- Cenários propostos e resultados 159
13.5- Conclusões 163
Referências do Capítulo 164

Capítulo 14- Comentários e Conclusões
14.1- Considerações gerais 165
14.2- Perspectivas para o futuro 166
Referências do Capítulo 169

Anexo 1- Noções de análise econômica
A1.1- Definições 170
A1.2- Diagramas de fluxo de caixa 170
A1.3- Juros e depreciação 171
A1.4- Fórmulas de juros 171
A1.5- Avaliação de projetos 172
Referências do Capítulo 173

Anexo 2- Planilha padrão para coleta de dados em planejamento de centrais de cogeração
A2.1- Demandas dos processos 174
A2.2- Equipamentos de geração existentes 177

Anexo 3- Modelo em Visual Basic® para projeto de centrais de cogeração
A3.1- Introdução 178
A3.2- Desenvolvimento da planilha 178
A3.3- Recursos disponíveis na planilha proposta 179
Referências do Capítulo 179

RESUMO 182

ABSTRACT 183

RELAÇÃO DE FIGURAS

1.1-	Rendas diferenciais para diferentes unidades de geração	3
1.2-	Sistema de elevação a partir de gases quentes (*smokejacks*)	5
2.1-	Alternativas de geração de energia: (a) independente (b) cogeração	10
2.2-	Central de cogeração a vapor e correspondente ciclo termodinâmico	11
2.3-	Esquema básico de atendimento de demandas de energia	12
2.4-	Ciclos térmicos de cogeração	13
2.5-	Níveis de geração em regime *bottoming* e *topping*	14
2.6-	Modelo entrada-saída em central de cogeração	15
2.7-	Comportamento da razão potência/calor gerado	16
2.8-	Acoplamento central de cogeração/unidade de processo	18
2.9-	Custo diferencial em ciclos de cogeração a vapor	20
3.1-	Esquema genérico de unidade de processo	21
3.2-	Comportamento temporal da razão potência/calor de processo - Brasil	23
3.3-	Comportamento temporal da razão potência/calor de processo - Brasil	23
3.4-	Curvas de carga em processos de curto termo	25
3.5-	Curvas de carga em processo de longo termo	25
3.6-	Representação tridimensional de curvas de carga diárias, referentes a 5 dias úteis	26
3.7-	Descompasso no atendimento da demanda em função de sua variabilidade	26
3.8-	Curvas diária e anual de energia elétrica	27
3.9-	Construção de uma curva de duração a partir da curva de carga	28
3.10-	Processo aleatório interpretado como família de trajetórias	28
3.11-	(a) cenários sobre série histórica (b) séries sintéticas (em curvas de duração)	30
3.12-	Curvas de demanda diária de energia elétrica em uma unidade de processo	32
3.13-	Curva de carga em edifício	34
3.14-	Curva composta temperatura x calor	35
3.15-	Intervalos de temperatura para análise em cascata	36
4.1-	Curvas históricas mensais de uma unidade de processo	42
4.2-	Ajuste das equações aos dados disponíveis	45
4.3-	Apresentação das curvas de demanda com cenários	46
5.1-	Instalação de caldeira convencional	49
5.2-	Princípio de funcionamento de caldeira de combustão em leito fluidizado	50
5.3-	Caldeira flamotubular de recuperação de calor	51
5.4-	Componentes principais de turbina a gás	52
5.5-	Turbinas a vapor	53
5.6-	Possíveis aproveitamentos de energia num motor de combustão interna	53
5.7-	Ciclo a vapor - configurações simples possíveis	54
5.8-	Ciclo a gás - configurações simples possíveis	54
5.9-	Ciclo combinado - configurações simples possíveis	55
5.10-	Ciclo Diesel - configurações simples possíveis	55
5.11-	Custo de investimento em caldeiras convencionais	60
5.12-	Custo de investimento em turbinas a vapor - condensação/extração	60
5.13-	Custo de investimento em turbinas a vapor - contrapressão	60
5.14-	Custo de insvestimento em conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação	61
6.1-	As soluções eficientes no contexto das demais soluções	64
6.2-	Classes de modelos matemáticos	64
6.3-	Algoritmo proposto por Gurney *et al.*	66
6.4-	Algoritmo proposto por Babus'Haq *et al.*	69
6.5-	Algoritmo proposto por Verbruggen *et al.*	70
6.6-	Biblioteca de componentes e exemplo de configuração possível	71
6.7-	Árvore de decisão para a avaliação de viabilidade da cogeração	71
6.8-	Algoritmo proposto por Mohanty e Panda	72
6.9-	Algoritmo proposto por Block e Turkenburg	73

unesp

6.10-	Algoritmo proposto por Egelioglu *et al.*	74
7.1-	Fluxograma de processo	80
7.2-	Configuração 1	81
7.3-	Configuração 2	82
7.4-	Configuração 3	82
7.5-	Configuração 4	83
7.6-	Configuração 5	83
7.7-	Configuração 6	83
7.8-	Relação entre as diferentes configurações propostas	85
8.1-	Demandas (a) em base diária (mês Março) e (b) em base mensal	87
8.2-	Representação de um grafo generalizado	90
8.3-	Limites inferior e superior da curva operacional de um equipamento	91
8.4-	Níveis de relacionamento entre as técnicas do modelo multiobjetivo	91
8.5-	Proposta multiojbetiva para especificação de centrais de cogeração	91
8.6-	Módulo de Projeto de centrais de cogeração (MPCC)	92
8.7-	Representação esquemática de central de cogeração para análise inicial	94
8.8-	Rede de grafos correspondente à configuração proposta	95
8.9-	Esquema básico para planejamento de centrais de cogeração na análise final	96
8.10-	Rede de grafos para análise final	96
9.1-	Estruturas de projeto	100
9.2-	Soluções eficientes no espaço x	101
9.3-	Configurações propostas para seis critérios de projeto	101
9.4-	Solução final proposta	108
10.1-	Curva de carga térmica superior à elétrica	111
10.2-	Curva de carga elétrica superior à térmica	111
10.3-	Representação esquemática de máquinas térmicas	115
10.4-	Curva operacional de uma máquina térmica	115
10.5-	Diagrama de consumo para turbina a vapor de condensação	116
10.6-	Diagrama de consumo para turbina a vapor de contrapressão	116
10.7-	Diagrama de consumo de turbina a vapor mista	117
10.8-	Comportamento do consumo específico de combustível em carga parcial	119
10.9-	Quadrantes operacionais no ponto de projeto	120
10.10-	Condição operacional com demandas inferiores à geração no ponto de projeto	121
10.11-	Variação da potência efetiva de motores Diesel	122
10.12-	Potência efetiva de unidades Diesel de menor porte	122
10.13-	Consumo específico de unidades Diesel em cargas parciais	123
10.14-	Comportamento da pressão média efetiva	123
10.15-	Variação da temperatura dos gases de escape	124
10.16-	Variação da temperatura da água após turbo	124
10.17-	Variação da temperatura do óleo após turbo	124
10.18-	Variação da vazão em massa do fluido de trabalho com a carga da caldeira	125
10.19-	Comportamento de superaquecedores em face à variação da carga de caldeiras	126
10.20-	Curvas características de um compressor	127
10.21-	Curvas características de uma turbina a gás	127
10.22-	Comparativo entre os ciclos	129
11.1-	Processo aleatório de uma família de trajetórias	133
11.2-	Configuração geral e correspondente rede de grafos	134
11.3-	Configurações (a) cenário 1 (b) demais cenários	135
11.4-	Unidade BIG-STIG	137
11.5-	Caldeira de leito fluidizado borbulhante	138
11.6-	Caldeira de leito fluidizado circulante	138
11.7-	Ciclo combinado com caldeira PFBC convencional	139
11.8-	Sistema híbrido IGCC e caldeira de leito fluidizado pressurizado	139
11.9-	Ciclo Kalina proposto para geração de energia	140
11.10-	Esquema básico para célula de combustível	141
11.11-	Esquema típico de cogeração com célula de combustível de alta temperatura	141

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

12.1-	O processo de expansão da capacidade	145
12.2-	Comportamento da função incremento de capacidade x	146
12.3-	Comportamento da capacidade ótima da instalação, x*	146
12.4-	Rede de grafos correspondente à formulação de expansão de Zangwill	148
12.5-	Representação em rede de grafos do modelo UFL&CAP	152
12.6-	Rede de grafos proposta para expansão de centrais de cogeração	153
13.1-	Representação esquemática da configuração geral para expansão	156
13.2-	Resultados do Caso 1	159
13.3-	Resultados do Caso 2	160
13.4-	Resultados do Caso 3	161
13.5-	Resultados do Caso 4 (a) cenário i11; (b) demais cenários	162
13.6-	Resultados do Caso 5	163
14.1-	Diagrama esquemático de etapas do planejamento de centrais de cogeração	166
A1.1-	Representação gráfica de fluxo de caixa	171
A1.2-	Representação gráfica de fluxo de caixa	172
A1.3-	Cálculo da taxa interna de retorno	173
A3.1-	Tela principal do Visual Basic®	180
A3.2-	Representação da composição de uma configuração utilizando o modelo proposto	180
A3.3-	Janela da análise técnico-econômica	181

RELAÇÃO DE TABELAS

1.1-	Custo de investimento de fontes de geração elétrica	3
2.1-	Faixa de produção da razão potência/calor gerado em ciclos térmicos - regime *topping*	15
2.2-	Características de centrais para geração elétrica	19
2.3-	Parâmetros técnico-econômicos de ciclos utilizáveis em centrais de cogeração	19
3.1-	Razão potência/calor de processo de setores industriais brasileiros	22
3.2-	Faixas de utilização de temperatura de processos	24
3.3-	Valores da rede de fluxos	38
3.4-	Ajuste e ordenamento das temperaturas	38
3.5-	Balanceamento entálpico	38
4.1-	Variação mensal de demanda térmica e elétrica de uma unidade de processo (kW)	42
4.2-	Valores disponíveis na escala temporal	43
4.3-	Cenários considerados na análise	45
4.4-	Resultado das projeções de demanda de energias eletromecânica e térmica	46
5.1-	Características gerais de ciclos usados em cogeração	60
5.2-	Custo de investimento anualizado para equipamentos	61
6.1-	Combinações de capacidade e regime de operação	67
7.1-	Potência/calor de processo	79
7.2	Potência/calor de geração	79
7.3-	Excedentes obtidos em diferentes condições de saída do vapor vivo	82
7.4-	Índices técnicos e econômicos	85
7.5-	Índices econômico - financeiros	85
8.1-	Variação anual da razão de demanda (potência/calor)	88
8.2-	Valores apurados para as configurações escolhidas para atenderem as curvas de demanda da figura 6.1	88
8.3-	Correspondência entre arcos e equipamentos na rede de grafos da análise inicial	95
8.4-	Correspondência entre arcos e equipamentos na rede de grafos da análise final	97
9.1-	Valores iniciais das configurações de acordo com objetivos isolados (10^6kg/mês)	102
9.2-	Valores iniciais e ideais	103
9.3-	Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)	103
9.4-	Valores extremos e intermediários da primeira interação	104
9.5-	Valores extremos e intermediários da segunda interação	105
9.6-	Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)	105
9.7-	Valores extremos e intermediários da terceira interação	106
9.8-	Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)	106
9.9-	Valores extremos e intermediários da quarta interação	107
9.10	Valores referentes à solução final proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)	107
9.11-	Valores correspondentes à solução final proposta	108
10.1-	Vazão em turbinas a gás de diferentes fabricantes	117
10.2-	Fluxos e taxas de fluxo em caldeiras a vapor	118
10.3-	Fluxos em conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação (sem queima suplementar)	118
11.1-	Planejamento da expansão em múltiplos estágios	132
11.2-	Cenários de preço e disponibilidade de combustíveis	135
11.3-	Valores técnico-econômicos de algumas tecnologias emergentes	142
12.1-	Características de diferentes tecnologias de geração	148
12.2-	Representação dos arcos da rede de grafos da figura 9.6	152
13.1-	Valores de demanda energética em diferentes cenários	156
13.2-	Representação dos arcos da rede de grafos da figura E4.1	157
13.3-	Aspectos técnicos e econômicos de algumas tecnologias de cogeração	158
13.4-	Resultados alcançados no Caso 1- vazões em 10^6 kg/ano	159
13.5-	Resultados alcançados no Caso 2- vazões em 10^6 kg/ano	160
13.6-	Resultados alcançados no Caso 3- vazões em 10^6 kg/ano	161
13.7-	Resultados alcançados no Caso 4- vazões em 10^6 kg/ano	162

unesp

13.8-	Resultados alcançados no Caso 5- vazões em 10^6 kg/ano	163
A1.1-	Fórmulas de Juros	172
A2.1.1-	Vapor nos processos	174
A2.1.2-	Energia elétrica	174
A2.1.3-	Períodos ativos da empresa	174
A2.1.4-	Demandas mensais de vapor e água quente	175
A2.1.5-	Demandas diárias de vapor e água quente	175
A2.1.6-	Demandas mensais de água gelada	176
A2.1.7-	Demandas diárias de água gelada	176
A2.2.1-	Caldeiras a vapor	177
A2.2.2-	Turbinas a vapor	177
A2.2.3-	Turbinas a gás	177

CAPÍTULO 1

A COGERAÇÃO NO CONTEXTO DA CONSERVAÇÃO DE ENERGIA

1.1- Introdução

Foi a partir da década de 1970, com a ocorrência de duas crises internacionais envolvendo o abastecimento de petróleo - a primeira em 1973 e a segunda em 1979 - que o mundo tomou consciência de que os recursos energéticos são finitos.

Em todos os países, com exceção dos Estados Unidos e do Brasil, ao primeiro sinal de elevação exagerada dos preços do petróleo, programas de racionalização do uso da energia começaram a ser elaborados[4]. Com o segundo choque, intensificou-se a discussão acerca do problema da utilização da energia e, ainda que defasado no tempo, também o Brasil iniciou programas de incentivo à redução da demanda de energéticos.

A idéia inicial de racionalização impôs uma mentalidade que ficou fortemente marcada pelo que se convencionou chamar de Conservação de Energia, que consistiu naquele instante de um conjunto de práticas de alcance limitado, destinadas a eliminar desperdícios flagrantes no consumo de energia. Contudo, conforme assinala La Rovere[7], hoje se sabe ser esse apenas o primeiro nível de um conjunto maior de práticas e é mister reconhecer na Conservação de Energia seu significado mais abrangente.

Num sentido amplo, a Conservação de Energia engloba não apenas a diminuição da quantidade de energia primária necessária para propiciar o consumo de um mesmo nível de energia útil mas também a construção de um Estilo de Desenvolvimento que implique mais baixo perfil de demanda da energia útil para um mesmo padrão de satisfação das necessidades sociais.

Entende-se por Estilo de Desenvolvimento a maneira como se organizam os recursos materiais e humanos dentro de um determinado sistema, com o objetivo de resolver as questões relativas a "o que", "para quem" e "como" produzir os bens e serviços. Concorrem para sua definição o passado histórico do país, especialmente sua relação com os demais países, assim como a capacidade de resolver seus próprios problemas, buscando soluções originais.

Não é intenção desse trabalho discutir os motivos históricos que levaram o Brasil a adotar o seu atual Estilo de Desenvolvimento, um modelo colonialista de dependência aos países desenvolvidos, marcado por relações de defasagem tecnológica e implantação gradual de indústrias energointensivas de transformação da matéria-prima[3], mas sim apresentar alternativas de práticas conservacionistas, que venham ao encontro das reais necessidade energéticas do presente momento e que possam vir a alterar o direcionamento adotado pelo país.

1.2- Políticas de Conservação de Energia

Enquanto conjunto de práticas voltadas à redução de desperdícios, a Conservação de Energia se encontra restrita ao primeiro nível de intervenção sobre a demanda. Nessa condição,

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

aplicada de forma isolada do contexto de outras atuações, se apresenta com resultados práticos limitados.

A Conservação de Energia passa realmente a beneficiar à população (produtores de bens e serviços e consumidores em geral) e ao país na exata medida em que os mesmos se aprofundam na adoção de políticas ditadas pelos seguintes níveis de intervenção[7]:

- eliminação dos desperdícios na acepção estrita do termo, que corresponde ao conceito primeiro de Conservação de Energia;
- melhoria no funcionamento dos sistemas de produção e consumo, existentes graças a uma organização mais eficiente e à racionalização administrativa;
- reestruturação do aparelho produtivo, buscando-se tecnologias poupadoras de energia, através da adoção de processos e equipamentos mais eficientes;
- reestruturação do aparelho de consumo, através da concepção de produtos com normas de uso reduzido de energia, seja direta (melhoria da eficiência dos equipamentos, por exemplo) ou indiretamente (redução do conteúdo energético dos materiais empregados, reciclagem, recuperação de resíduos, etc.);
- exploração de formas alternativas de satisfação da mesma necessidade social, especialmente no que diz respeito aos serviços (prioridade para o transporte coletivo de passageiros e ferroviário para cargas) e à utilização de equipamentos coletivos nas habitações;
- ação sobre os determinantes da demanda de transportes, reduzindo o volume de tráfego de mercadorias e pessoas, assim como a distância a que devem ser transportadas, pela modificação do modelo de configuração espacial de economia tipo centro-periferia; e
- mudança de valores que podem alterar a estrutura da demanda social, inclusive os esforços para promover a auto-limitação dos níveis de consumo material, em nome de postulados éticos e/ou estéticos.

Diante desse enfoque geral da Conservação de Energia, que incorpora a idéia de alteração do Estilo de Desenvolvimento do país para que as metas de redução da demanda por energia sejam alcançadas, a cogeração e as técnicas de gestão de cargas podem ser situadas em diferentes níveis de intervenção como práticas coadjuvantes e salutares para esse processo.

1.3- Aspectos técnicos e econômicos da geração de energia

Do ponto de vista macroeconômico, concorrem com as centrais de cogeração todos os demais empreendimentos já existentes da área de geração, públicos ou privados.

Os investimentos em geração, no Brasil, foram alocados preferencialmente em usinas hidrelétricas, com algumas poucas opções termelétricas que operam apenas na ponta do sistema e nos períodos hidrológicos mais desfavoráveis. Cada uma das unidades apresenta um custo operacional diferenciado, em decorrência de sua depreciação ao longo do tempo.

A inserção de novas unidades de geração, com custos que refletem a remuneração do capital investido, apresenta um diferencial monetário em relação às unidades mais antigas; isso faz com que a operação na base se faça preferencialmente com as unidades de menores custos, lançando-se mão das unidades de maiores custos de acordo com o crescimento da demanda.

Uma vez que os recursos disponíveis para o financiamento de novas unidades públicas de geração se encontram escassos, a cogeração se apresenta como uma fonte de renda marginal, que deverá ser incorporada ao planejamento do sistema elétrico nacional tão logo a demanda por eletricidade apresente forte tendência de crescimento. A tabela 1.1 apresenta valores referentes a custo de algumas formas de geração elétrica; observa-se que a cogeração se situa, nesse contexto,

unesp

como uma fonte de geração elétrica competitiva se comparada à geração termelétrica convencional, especialmente quando se considera sua maior eficiência (resultado do aproveitamento conjunto de calor e de eletricidade).

A disposição das quantidades e custos de três formas de geração pode ser visualizada na figura 1.1, com a apresentação de rendas diferenciais pelo uso das fontes de menor custo comparativamente à fonte de renda marginal (no caso, a cogeração). As distorções nos custos apresentados para as fontes hidrelétricas se devem principalmente à coexistência de unidades já depreciadas, portanto com baixo custo, ao lado de novas e caras unidades, bem como ao fato de tais valores se referirem a condições internacionais, o que acarreta uma discrepância considerável quando comparado à realidade brasileira, por decorrência dos transporte desses equipamentos (quase sempre intercontinental) e encargos inerentes; entretanto, é importante que se atente para a preocupação aqui expressa de apresentar a cogeração face às demais formas de geração.

Tabela 1.1- Custo de investimento de fontes de geração elétrica

Fonte de geração	Faixa de custo (US$/kW)
Hidrelétrica	1820-4680
Termelétrica a óleo	780
Termelétrica a gás (CC)	611
Termelétrica a carvão	1066
Cogeração (óleo)	975
Cogeração (biomassa)	2600
Cogeração (gás - CC)	715

Nota: CC- ciclo combinado
Fonte:[6].

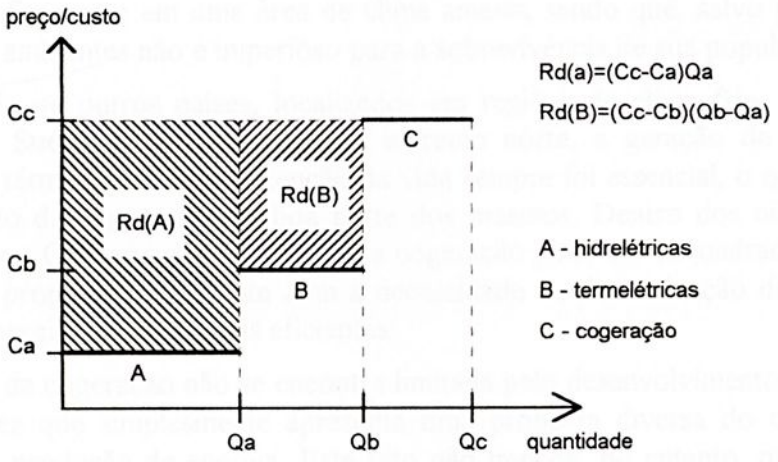


Figura 1.1- Rendas diferenciais para diferentes unidades de geração

Tecnicamente, a cogeração se destaca dentre as demais formas de geração, especialmente:

- por elevar a eficiência conjunta de conversão da energia química dos combustíveis em energia útil para patamares da ordem de 85% (cerca de 35 % elétrica e 50% térmica, variando de acordo com o ciclo adotado);
- por ser uma tecnologia "ecológica", não apenas por reduzir a cadência com que a humanidade vem exaurindo as fontes energéticas não-renováveis mas também pelo fato de apresentar, comprovadamente, menores índices de emissão de poluentes[10];
- por garantir à empresa ou unidade que a pratica maior confiabilidade na geração de seus insumos energéticos, especialmente naqueles setores que contam com subprocessos aos quais não se permitem falhas no fornecimento de energia (sistemas prioritários);

unesp

- por ser uma prática cuja tecnologia pode ser facilmente dominada pelo quadro técnico da empresa, visto que não incorre em grandes inovações mas especialmente em nova mentalidade operacional;
- por constituir uma nova fonte de geração de renda para a empresa, desde que a central de cogeração se encontre interligada ao sistema da concessionária local e que as tarifas de compra e venda de energia elétrica se encontrem em patamares adequados que remunerem o capital empatado.

1.4- Cogeração

A cogeração corresponde à produção simultânea de diferentes formas de energia útil, como as energias eletromecânica e térmica, para suprir as necessidades de uma unidade de processo, seja ela do setor industrial, agrícola, terciário ou um sistema isolado, a partir de uma mesma fonte energética primária.

Esta prática pode ser considerada uma alternativa positiva se comparada ao atual estágio de geração de energia, tal como é concebido o sistema interligado. Neste, as necessidades de energia elétrica são atendidas mediante contrato de compra com uma concessionária, sendo as necessidades térmicas (quentes ou frias) atendidas mediante autoprodução. A energia elétrica também pode ser autoproduzida, sendo que nestes casos as unidades de geração devem ser dimensionadas para operarem de forma independente das concessionárias, garantindo desta forma a confiabilidade do sistema isolado.

O histórico brasileiro na área de geração de energia é marcado por uma alternância entre os agentes públicos e privados na condução desse processo; no entanto, a geração de utilidades térmicas sempre esteve a cargo dos agentes privados, principalmente pelo fato de o Brasil estar localizado geograficamente em uma área de clima ameno, sendo que, salvo poucas exceções, o aquecimento dos ambientes não é imperioso para a sobrevivência de sua população.

Na história de outros países, localizados em regiões de clima frio, tais como Canadá, Estados Unidos, Suécia e outros países no extremo norte, a geração de formas de energia eletromecânica e térmica para a manutenção da vida sempre foi essencial, o que em parte explica a forte penetração da cogeração em boa parte dos mesmos. Dentro dos níveis de intervenção apresentados para a Conservação de Energia, a cogeração pode ser enquadrada na terceira etapa, visto que é uma proposta consonante com a necessidade de disseminação de novas tecnologias poupadoras de energia, portanto mais eficientes.

A prática da cogeração não se encontra limitada pelo desenvolvimento de novas máquinas térmicas, uma vez que simplesmente apresenta uma proposta diversa do conceito atualmente vigente quanto à produção de energia. Este fato não impede, no entanto, que novas formas de geração sejam paulatinamente incorporadas no processo de expansão das centrais de cogeração tão logo se mostrem competitivas com o atual estado-da-arte da geração de energia.

A cogeração não tem sido praticada no Brasil na intensidade que poderia apresentar; existem diversos setores favorecidos por demandas energéticas adequadas a esta prática que poderiam habilitar-se a ela. A participação da cogeração no mercado brasileiro de produção de energia ainda pode crescer de forma significativa, desde que sejam estabelecidas tarifas adequadas e que o mercado pratique taxas de juros realistas que incentivem esta prática.

1.5- Histórico da cogeração

O conceito de cogeração está associado à geração combinada de energias térmica e eletromecânica a partir de uma mesma fonte primária. Seu uso vem apresentando, especialmente nas duas últimas décadas, uma forte tendência de crescimento. A origem desta prática está

unesp

associada ao desenvolvimento de sistemas para climatização de ambientes (aquecimento e resfriamento).

Num interessante trabalho de investigação histórica, Pierce, 1995, identifica a origem da cogeração nos sistemas de elevação a partir de gases quentes - *smokejacks* (figura 1.2), basicamente uma "turbina" movida pelo ar aquecido que sobe por uma chaminé. Esses sistemas teriam sido introduzidos na Europa no século 14 e constam de ilustrações alemãs datadas de 1350. Referências diversas citam o emprego dos *smokejacks* na Alemanha e na Itália no século 16, assim como na descrição do inglês John Evelyn em 1685, que dizia ter um desses em sua casa havia mais de cem anos. Benjamin Franklin sugeriu em 1758 que tais sistemas poderiam produzir energia no verão a partir da ventilação natural das chaminés.

Babus´Haq *et al.*, 1986, apresentam uma revisão histórica mais recente para a cogeração, situando o início do desenvolvimento moderno de sua prática em meados de 1870, realizado por máquinas a vapor de eixo alternativo acopladas a geradores elétricos, em áreas urbanas com alta densidade populacional. Naquela oportunidade, a cogeração estaria intimamente ligada ao aquecimento de ambientes, o que em muito teria ajudado para a difusão desta tecnologia. Segundo a mesma referência, até 1909 haveria nos Estados Unidos apenas 150 sistemas de aquecimento de ambientes (*district heating*), muitos deles operados com baixos níveis de eficiência.

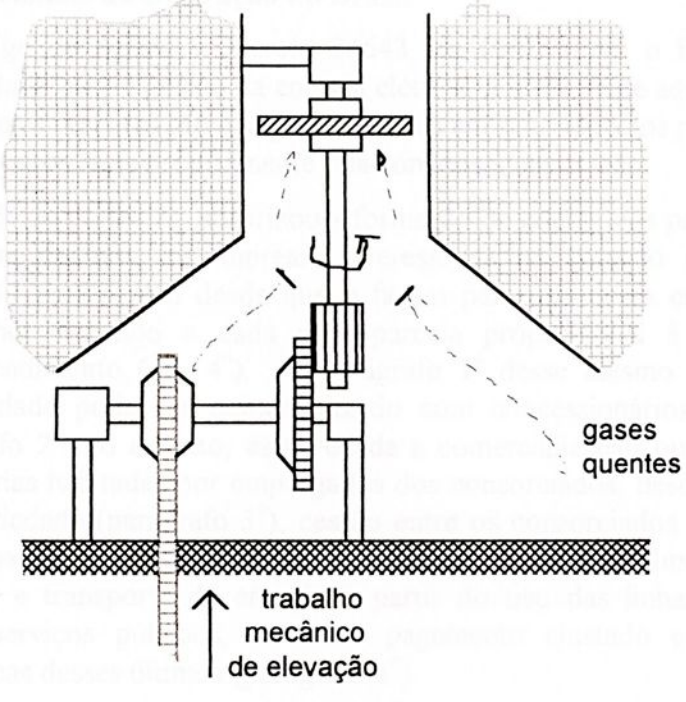


Figura 1.2- Sistema de elevação a partir de gases quentes (*smokejack*)

As décadas de 1920 e 1930 se caracterizaram pelo desenvolvimento de sistemas de aquecimento de ambientes na Europa, especialmente nos países do Norte, bem como na então União Soviética e países do bloco comunista. Um número significativo de centrais de cogeração somente passa a ser evidenciado após a Segunda Grande Guerra; a principal causa da lenta difusão desses sistemas nas demais regiões deve ter por razão o baixo custo unitário dos combustíveis e/ou a abundância de combustíveis fósseis.

Com a crise do petróleo em 1973/74 e 1979/80 e as resistências ambientalistas às formas de geração nuclear, os sistemas de cogeração e aquecimento central receberam grande impulso, especialmente nos Estados Unidos, com a publicação em 1978 do PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), cuja seção 210 impôs às concessionárias a compra de energia a preço não-discriminatório, baseado nos custos evitados de geração, bem como atender às necessidades energéticas de cogeradores e pequenos geradores que atendessem às qualificações estabelecidas

unesp

neste mesmo conjunto de leis - *qualifying facilities*,QF (Berman, 1983). O PURPA abriu novos horizontes na indústria de geração na medida em que introduziu a noção de competição em mercado aberto de energia elétrica e rompeu a estrutura verticalmente integrada das concessionárias públicas.

Observou-se na década de 1980 um forte impulso no emprego da cogeração em diversos países, especialmente porque o apelo que esta apresenta quanto ao uso racional da energia vem garantindo desde então o crescente interesse nessa forma de geração. Na década de 1990, especialmente na Europa e nos Estados Unidos, a cogeração responde por um grande número de aplicações, em diversos setores, tanto em termos de sistemas compactos quanto de grande porte.

Mais recentemente, em 1992, foi criado nos Estados Unidos a figura do EWG - *exempt wholesale generator*- uma espécie de grande gerador de energia que estaria livre de obrigações prescritas no PURPA: qualquer pessoa ou corporação, inclusive entidades afiliadas a concessionárias elétricas, pode desde então investir em unidades de geração. Como as concessionárias podem deter até 100% de uma EWG, segundo a *National Energy Policy Act* (contra os 50% impostos no PURPA para uma QF), abre-se aí uma grande oportunidade de bancar projetos de geração fora de seu território de atuação.

1.6- Aspectos institucionais da cogeração no Brasil

Desde o Código de Águas - Decreto 24643, de 10/07/1934, o Brasil conta com uma extensa legislação voltada para a gestão da energia elétrica, notadamente aquela gerada a partir de recursos hídricos; as mais recentes são a seguir revisadas em seus aspectos principais, nos quais se procura ilustrar os aspectos mais propriamente relacionados à cogeração.

O **Decreto 915**, de 06/09/93, autorizou a formação de consórcios para geração de energia elétrica; segundo esse decreto, as empresas interessadas na geração de eletricidade ficam autorizadas a se reunir para tanto desde que o façam para uso dessa energia nas respectivas unidades consumidoras, cabendo a cada uma parcela proporcional à sua participação na realização do empreendimento (art. 4°). O parágrafo 1° desse mesmo artigo assinala que o excedente de eletricidade pode ser comercializado com concessionários públicos de energia elétrica; pelo parágrafo 2°, no entanto, está vedada a comercialização ou cessão a terceiros, a menos de vilas operárias habitadas por empregados dos consorciados, desde que construídas em terrenos de sua propriedade (parágrafo 3°), cessão entre os consorciados de parte da energia e potência que lhes caibam, por meio de mecanismo compensatório formalmente acertado entre as partes (parágrafo 4°) e transporte de energia a partir do uso das linhas de transmissão dos concessionários de serviços públicos, mediante pagamento ajustado e de acordo com as disponibilidades técnicas desses últimos (parágrafo 5°).

A partir do **Decreto 1009**, de 22/12/93, criou-se o SINTREL - Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica, administrado pela ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras S.A.; por esse órgão, integrou-se a malha básica de transmissão dos sistemas interligados das regiões Sul/Sudeste/Centro Oeste e Norte/Nordeste, dando possibilidade de integrar os autoprodutores ao sistema. Segundo o parágrafo único do artigo 3°, *"entende-se como autoprodutor a pessoa jurídica pública ou privada que esteja capacitada a produzir individualmente ou de forma consorciada energia elétrica para uso próprio, fornecendo o excedente ao concessionário de serviço público"*.

A **Lei 8987**, de 13/02/95, dispõe sobre o regime de concessão e permissão de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal; nela podem se enquadrar os autoprodutores de energia elétrica e consórcios para geração de energia.

A **Lei 9074**, de 07/07/95, trata em seu artigo 4° de concessões, permissões e autorizações para exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético de

unesp

cursos de água. Segundo o artigo 7º, o limite para as instalações termelétricas de potência superior a 5000 kW, destinadas a uso exclusivo do autoprodutor, demandam autorização do poder concedente, ao passo que instalações com potência igual ou inferior a esse valor estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, cabendo apenas uma comunicação ao mesmo (art. 8º).

Na Seção II, que compreende os artigos 11º a 14º, identifica-se como *"produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco"*. Há aqui uma abertura para a venda de energia elétrica também a outros consumidores que não um concessionário de serviço público de energia elétrica, visualizado no artigo 12º, com crescente liberação ao longo dos anos seguintes à publicação da lei (artigo 15º).

1.7- Apresentação dos módulos e capítulos

Este trabalho se compõe, basicamente, de três partes, as quais procuram apresentar as três principais fases do planejamento de centrais de cogeração. Na primeira parte, são apresentados os aspectos relativos ao Projeto de centrais de cogeração; para tanto, os aspectos básicos dessa prática são estabelecidos no capítulo 2. Uma visão acerca dos setores industriais, mostrando as potencialidades de cada um, é mostrada no capítulo 3; nesse mesmo capítulo são introduzidas também algumas das mais recentes práticas para a gerência das cargas industriais, metodologias de tratamento e redução dos picos de carga e ainda uma noção acerca de modelos de integração de fluxos e processos (método de *Pinch Point*).

No capítulo 4 é apresentado um estudo de caso para a avaliação de demanda que irá subsidiar a análise do projeto e da expansão das centrais de cogeração; o capítulo 5 apresenta informações técnicas e econômicas de máquinas térmicas empregadas na composição de configurações para centrais de cogeração, isoladas ou conjuntamente; uma breve discussão sobre o comportamento em cargas parciais e sua influência na estratégia operacional das centrais de cogeração completam o capítulo.

O capítulo 6 apresenta algumas metodologias propostas para o projeto de centrais de cogeração, com especial ênfase para os valores básicos para a definição dos arranjos, bem como para a definição *a priori* das configurações ou sua pesquisa continuada ao longo das estruturas de decisão. Ilustrando a técnica de proposição de configurações com base apenas em simulação a partir de equacionamento termodinâmico, no capítulo 7 é apresentada uma análise técnico-econômica de algumas propostas para empresa do sub-setor cervejeiro. O capítulo 8 apresenta os rudimentos da metodologia multiobjetiva desenvolvida pelo autor para o projeto de centrais de cogeração; em complemento a esse capítulo, o capítulo 9 ilustra a técnica multiobjetiva através da resolução de um problema de determinação das configurações mais eficientes de uma certa empresa a partir de um conjunto conflitante de objetivos.

Na segunda parte deste trabalho, que trata da operação de centrais de cogeração, o capítulo 10 está voltado à questão da operação de unidades de cogeração; apresenta as principais estratégias operacionais, os modelos utilizados em operação e as características das unidades em condições operacionais.

A terceira parte, que trata da expansão de centrais de cogeração, conta com os capítulos 11, no qual são apresentadas as condições gerais que influem no problema da expansão de centrais de cogeração; no capítulo 12 faz-se uma revisão dos principais modelos, definindo-se um modelo baseado em redes de grafos para o estudo de expansão das centrais de cogeração. O capítulo 13 procura ilustrar essa última questão pela imposição de condições tecnológicas e econômicas tais que viabilizem um ou outro cenário proposto para análise e discussão.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

Referências

1. BABUS'HAQ, R.F., PROBERT, S.D., SHILSTON, M.J. The total energy approach: evolution of CHP for DH and/or DC. Applied Energy, v. 25, n. 2, p. 9-166, 1986.
2. BERMAN, I.M. Cogeneration, combined cycles and synthetic fuels: an overview. Power Engineering, v. 87, n. 11, p. 42-50, 1983.
3. BRITO, S.S. Energia em países em desenvolvimento. In: LA ROVERE, E.L. Economia e tecnologia da energia. Marco Zero/FINEP, p. 562-472, 1985.
4. FURTADO, A. T. Crise energética mundial e o Brasil. Novos Estudos CEBRAP, No. 11, p. 17-29, 1985.
5. KRAUSE, G. G. et al. Viabilização da tecnologia de cogeração no Brasil. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, X. Anais. Curitiba,GPT 19, 1989.
6. LARSON, E.D. Biomass-gasifier/gas turbine cogeneration in the pulp and paper industry. Journal of Engineering for Gas Turbines and Power, v. 114, n. 4, p. 665-675, 1992.
7. LA ROVERE, E.L. Conservação de energia em sua concepção mais ampla: estilos de desenvolvimento a baixo perfil de consumo de energia. In: La Rovere, E.L. *et al.* (edt.), op.cit., p. 474-89, 1985.
8. PIERCE, M.A. A history of cogeneration before PURPA. ASHRAE Journal, v. 37, n. 5, p. 53-60, 1995.
9. SMITH, D.J. The market for cogeneration will average $3.5 bilion/year. Power Engineering, vol.96, no. 2, p. 9, 1992.
10. WILSON, D. Quantifying and comparing fuel-cycle greenhouse-gas emissions. Energy Policy, v. 18, n. 6, p. 550-562, 1990.

unesp

CAPÍTULO 2

ASPECTOS BÁSICOS DA COGERAÇÃO

2.1- Introdução

A cogeração é uma tecnologia que apresenta potencial de aplicação tanto no setor industrial quanto no setor terciário (especialmente em aeroportos, hotéis e hipermercados), tanto em sistemas interligados quanto em sistemas isolados, para os quais não existem opções de acesso a outras formas de geração, distinguindo-se pelo porte dos sistemas então empregados.

No setor industrial, as empresas de papel e celulose, assim como as químicas e petroquímicas, são as que apresentam maiores potenciais para a prática da cogeração. Desse modo, apresentam-se neste capítulo conceitos básicos sobre o planejamento de unidades de cogeração, as características básicas de tais sistemas e as principais considerações para seleção das tecnologias e configurações possíveis.

2.2- Contexto para a prática da cogeração

A demanda de energias térmica e eletromecânica ocorre de forma quotidiana, tanto em nível residencial quanto industrial, agrícola ou comercial. Sem perda de generalidade, serão apresentadas as condições de atendimento da demanda energética em nível industrial.

Para bem estabelecer a cogeração dentro da perspectiva do uso racional da energia em base industrial é necessário estabelecer o conceito de unidade de processo como um conjunto de fábricas e/ou subprocessos de um certo setor, que se encontram em área física próxima e que se interrelacionam para a produção de bens.

Há duas alternativas de geração de energias térmica e eletromecânica para um processo industrial que necessita destes insumos para a composição de seus produtos ou para a produção de bens; uma delas, a mais usual, consiste em adquirir a energia elétrica diretamente de uma concessionária e produzir a energia térmica necessária (vapor, águas quente e gelada) mediante o consumo (direto ou indireto) de mais de uma forma de energia primária.

A partir da cogeração, as formas de energia eletromecânica e térmica são produzidas em conjunto a partir de uma mesma fonte de energia primária; na figura 2.1, uma unidade de processo demanda energia nas formas térmica (para secagem, aquecimento, cozimento, desinfecção, entre outros usos) - simbolizado por S (de *steam*, vapor em inglês, ainda que possa também representar outras manifestações térmicas, como água quente ou gelada) - e eletromecânica (iluminação, acionamento de máquinas, bombas, motores) - simbolizado por E - e é atendida pelas duas alternativas de geração.

unesp

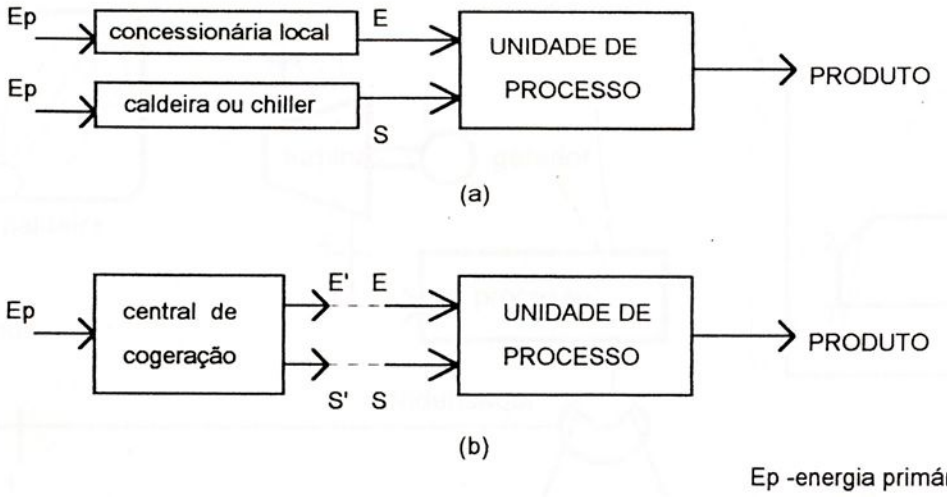


Figura 2.1- Alternativas de geração de energia: (a) independente (b) cogeração

A cogeração não é a única forma de geração de energia, tampouco foi a mais difundida até as últimas décadas. Concorrem com ela a geração independente de calor em caldeiras convencionais para o suprimento de energia térmica e a compra de energia elétrica da concessionária local para suprimento da demanda eletromecânica. A forte penetração da cogeração no mercado produtivo decorre do fato de haver um melhor aproveitamento da energia primária consumida neste caso, em comparação com a outra opção, em que para o mesmo montante de energias demandadas há consumo de energia primária tanto no gerador de vapor quanto no gerador elétrico.

Um exemplo ilustrativo, adaptado de Witte *et al.*[9], permite vislumbrar quantitativamente o potencial de conservação de energia que a cogeração pode propiciar pela redução na quantidade do combustível necessário para fornecer energia ao processo. Seja uma certa indústria que disponha de uma caldeira com 80 % de eficiência e que gera 12,5 kg/s de vapor a 5.0 MPa e 370 °C. A partir do uso de uma turbina a vapor de contrapressão, com eficiência de 80%, a empresa gera eletricidade, sendo o vapor exaustado da mesma a 1.0 MPa e enviado para o processo; posteriormente, o vapor é condensado para recuperar o calor e retornado à caldeira ainda a 1.0 MPa.

Se comparadas as quantidades de combustível demandadas neste caso e numa situação em que a geração é feita de forma independente para o atendimento da necessidade de vapor pelo processo, verifica-se que há vantagens na cogeração; alguns números são aqui omitidos, porém facilmente resgatáveis para fins de verificação. A figura 2.2 ilustra o sistema de cogeração adotado, bem como o diagrama termodinâmico correspondente.

Considerando-se a eficiência da turbina, a potência gerada na máquina pode ser calculado por

$$\dot{W} = \dot{m}(h_3 - h_4)$$

que resulta em 3.70 MW; o calor fornecido ao processo será dado por

$$\dot{Q} = \dot{m}(h_4 - h_{4''})$$

que resulta em 25.80 MW; a energia contida no combustível gasto será

$$\dot{F} = \dot{m}(h_3 - h_2)/\eta_b$$

tendo por resultado 35.85 MW. Desse modo, a eficiência total obtida é de 80% [(3.70 + 25.80)/35.85], sendo que 4" é a simbologia para representar o ponto 4 na condição de líquido resfriado e que a entalpia do ponto 4 já considera a eficiência da turbina.

unesp

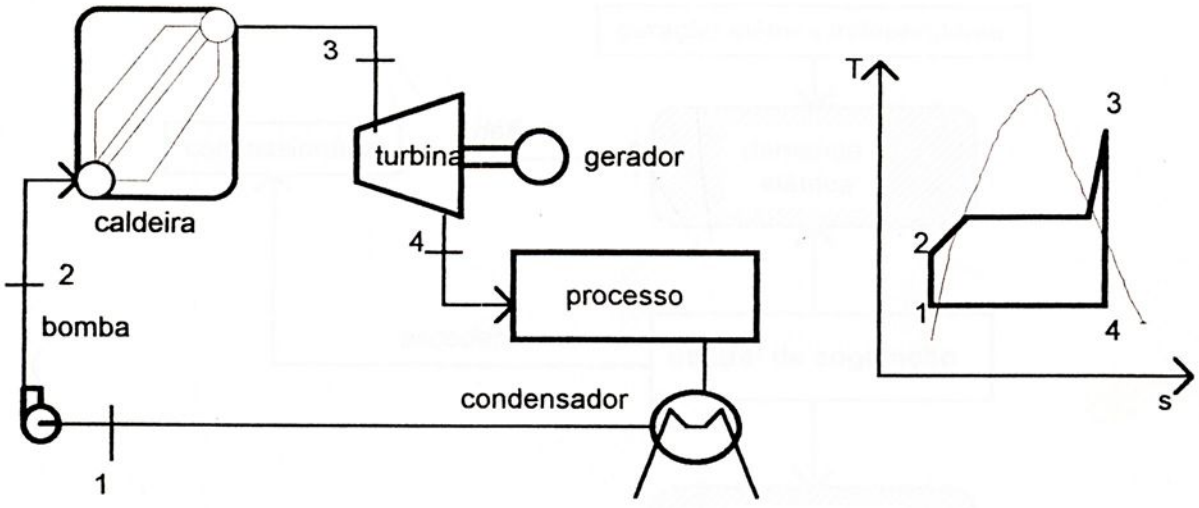


Figura 2.2- Central de cogeração a vapor e correspondente ciclo termodinâmico

Tomando-se então para comparação um sistema independente a partir de uma unidade de geração elétrica com consumo específico de calor típico de 10550 kJ/kWh, a necessidade de energia do combustível será de 10.84 MW para geração elétrica, que somada com os 32.25 MW para geração de calor, considerando as mesmas condições anteriores, resulta 43.09 MW, isto é, 6.25 MW a mais em energia do combustível se comparado com a cogeração, o que resulta em maior vazão de combustível se considerado o mesmo poder calorífico em ambos os casos. Estes valores validam afirmações anteriores de que, tecnicamente, a cogeração é um meio eficiente de geração de energia.

2.3- Aspectos básicos da cogeração industrial

Uma central de cogeração apresenta máquinas térmicas semelhantes àquelas utilizadas, por exemplo, em uma central de utilidades que gere vapor e energia elétrica de forma independente. A grande distinção presente entre estas duas formas de geração consiste, basicamente, na caracterização do uso da energia utilizada para atendimento das demandas apresentadas pela empresa ou população.

O esquema básico do atendimento das demandas por meio de central de cogeração deve apresentar conexão a sistemas independentes de geração eletromecânica, à concessionária de energia elétrica local e a caldeiras auxiliares, de modo a aumentar a confiabilidade de geração térmica e elétrica nos impedimentos da unidade; essas últimas devem estar presentes para suprir a demanda de energia nas condições de saída forçada das centrais de cogeração, bem como nas situações em que a estratégia de operação desta última dispõe pelo seu desligamento. A figura 2.3 ilustra o esquema básico a ser adotado no planejamento de unidades de cogeração.

Um projeto de central de cogeração, além de ser capaz de atender às necessidades de demanda do processo associado, deve ser também economicamente viável, em função dos elevados custos de investimento que sua implantação representa (os empreendimentos na área de energia são naturalmente capital intensivos); isto implica na necessidade de que o projeto proposto seja conceitualmente adequado e com limites de custo aceitáveis. No que tange aos aspectos técnicos, o projeto deve considerar níveis mínimos de eficiência das máquinas, de emissões de poluentes e de confiabilidade, para garantir o adequado funcionamento da unidade de geração.

unesp

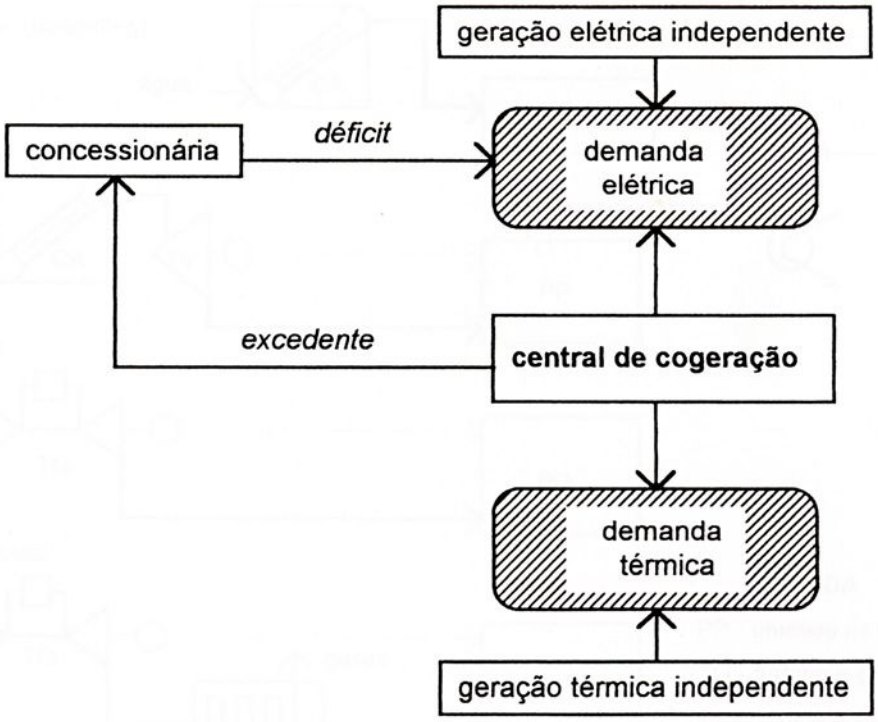


Figura 2.3- Esquema básico de atendimento de demandas de energia

2.3.1- Ciclos disponíveis para a cogeração

Um projeto de central de cogeração conceitualmente adequado é aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo mas também consegue garantir o nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência.

Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que lhe são decorrentes ocasionam, respectivamente, aumentos nos custos de operação e manutenção devido ao pagamento de multas contratuais e aumento nos custos dos combustíveis utilizados (ainda que a central queime resíduos ou sub-produtos do processo).

Os principais ciclos utilizados para configurações de centrais de cogeração são:

- ciclo Rankine ou a vapor
- ciclo Brayton ou a gás
- ciclo Combinado
- ciclo Diesel

este último de grande utilização na Europa e Estados Unidos, especialmente empregado em unidades compactas e em muitos sistemas isolados (como em embarcações navais).

Em termos de projeto, faz-se necessário definir também, uma vez estabelecido o ciclo, a disposição conceitual da central. Quando projetados para atender primeiramente à demanda térmica, sendo os rejeitos desta usados para suprir a demanda eletromecânica, diz-se que o ciclo opera em regime *bottoming*; se, por outro lado, o atendimento à demanda eletromecânica se faz primeiramente em relação à demanda térmica, diz-se que o ciclo opera em regime *topping*. Na figura 2.4 apresentam-se as configurações básicas de tais ciclos, sendo que apenas a primeira configuração de ciclo a vapor se apresenta em regime *bottoming*, sendo as demais referentes ao regime *topping*.

unesp

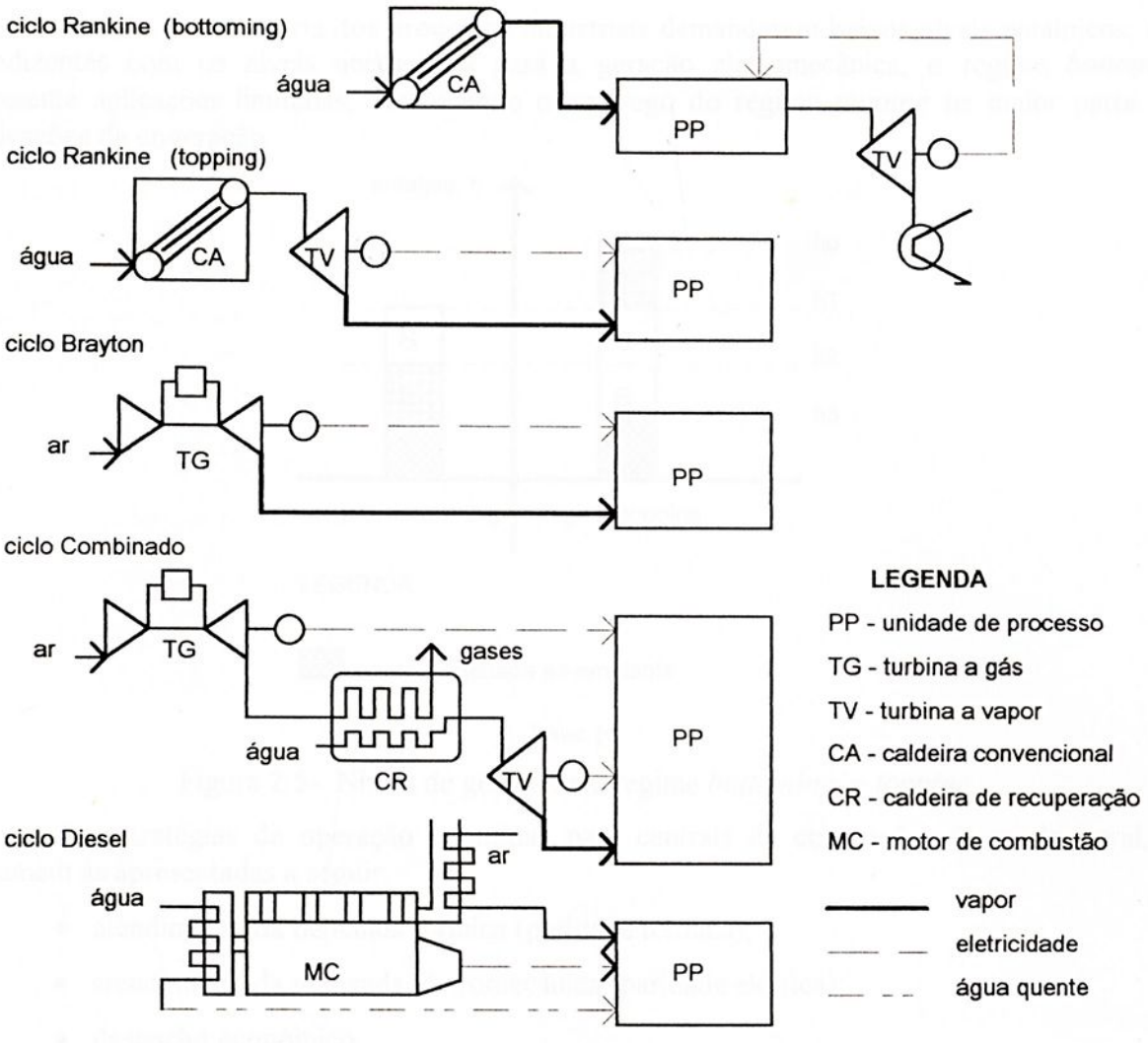


Figura 2.4- Ciclos térmicos de cogeração

O ciclo a vapor pode ser operacionalizado pela existência de caldeiras aquatubulares de alta pressão associadas a turbinas de condensação e extração ou turbinas de contrapressão. É o ciclo mais empregado atualmente no país, o que representa uma maior disponibilidade de peças e serviços de assistência para os equipamentos que o compõe.

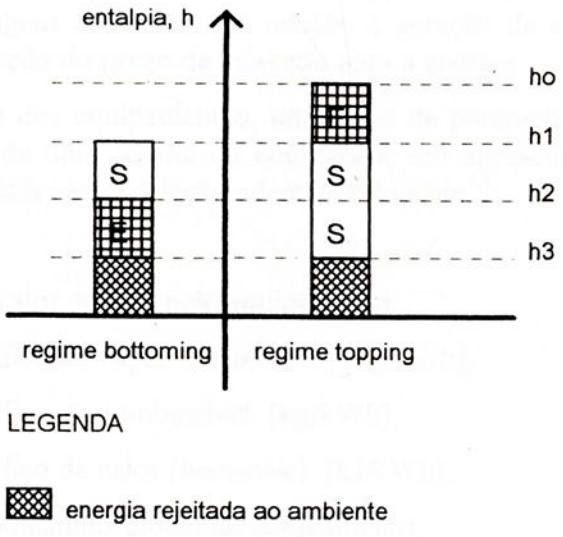
O ciclo a gás faz uso de conjuntos geradores acoplados compressor-câmara de combustão-turbina a gás, sendo os gases de exaustão resultantes da queima aproveitados nos processos que admitem sua aplicação direta (nos casos, por exemplo, de secagem) ou na troca de energia com água, para gerar vapor em caldeiras de recuperação nos processos que só admitem aplicações indiretas, por não poderem ser contaminados.

O ciclo combinado mais utilizado no momento é o que acopla turbinas a gás com caldeiras de recuperação como unidade superior e turbinas a vapor como unidade inferior, ainda que possa admitir outros geradores; tem por vantagem o duplo conjunto para produção de energia eletromecânica, o que pode garantir maiores níveis de excedente de energia elétrica. O ciclo Diesel, por seu turno, apresenta elevada produção eletromecânica comparativamente à sua capacidade de produção térmica (água e ar quentes).

A figura 2.5 compara os regimes *topping* e *bottoming*, apresentando diferenças conceituais em termos energéticos. Para a comparação entre centrais de cogeração com esses regimes, a parcela de calor gerada no regime *bottoming* é inferior ao do *topping*, porém se observa que no regime *topping* é necessário que uma massa adicional de combustível seja queimada para que o nível entálpico h_o seja alcançado; isto equivale a dizer que é necessário gerar-se o vetor energético (vapor, por exemplo) a um maior nível de pressão. Vale ressaltar

unesp

que, em função de a maioria dos processos industriais demandarem baixos níveis entálpicos, não condizentes com os níveis necessários para a geração eletromecânica, o regime *bottoming* apresenta aplicações limitadas, favorecendo o emprego do regime *topping* na maior parte das aplicações de cogeração.



Fonte: [4]

Figura 2.5- Níveis de geração em regime *bottoming* e *topping*

As estratégias de operação admitidas para centrais de cogeração, de modo geral, se resumem às apresentadas a seguir:

- atendimento da demanda térmica (paridade térmica);
- atendimento da demanda eletromecânica (paridade elétrica);
- despacho econômico.

Quando se considera a estrutura industrial brasileira, o atendimento da demanda térmica é prioritário, uma vez que não é prática consolidada a negociação de vapor e outras formas de energia térmica; a central de cogeração pode, porém, atender parcialmente à demanda térmica, sendo complementado pela unidade auxiliar. O mesmo se aplica ao atendimento da demanda eletromecânica, com importação.

No atendimento da demanda térmica, a central de cogeração opera de acordo com a curva de demanda térmica da unidade de processo, podendo ou não haver suplemento de calor pelas caldeiras da unidade auxiliar, em caso de alta demanda. A eletricidade é exportada, no caso de atendimento total da demanda eletromecânica com sobras, ou importada se necessário.

Na estratégia voltada à demanda eletromecânica, a central de cogeração atende às necessidades da unidade de processo regida pela curva de demanda eletromecânica; o calor liberado como decorrência deste processo é usado para atender a demanda térmica e as caldeiras da unidade auxiliar podem ser usadas como suplemento, se necessário, ou calor pode ser eliminado da unidade se houver excesso. A eletricidade pode ser importada se a central de cogeração não for grande o suficiente para atender à demanda, ou suplementada pela central de utilidades.

O despacho econômico corresponde à colocação da central de cogeração em funcionamento apenas nos períodos em que a tarifa paga pela concessionária corresponda a um retorno de interesse do investidor. A central de cogeração poderá ficar desligada da concessionária nos casos em que não houver uma atratividade econômica em sua operação, ainda que isto implique em custos devido à ociosidade dos equipamentos.

unesp

2.3.2- Parâmetros para seleção do ciclo

A escolha acertada do ciclo que deverá compor o sistema de cogeração permitirá que sejam alcançadas as premissas básicas do projeto, quais sejam o atendimento das demandas operacionais da unidade de processo sob condições favoráveis de custo, eficiência e confiabilidade, com vantagens adicionais em relação à geração de excedentes, que poderão ou não ser negociados em função do preço de mercado para a energia.

Do ponto de vista dos equipamentos, uma série de parâmetros devem ser considerados quando do planejamento de uma central de cogeração; são apresentadas a seguir algumas das variáveis admitidas essenciais para a seleção adequada do ciclo[4,5]:

- razão potência/calor gerado pelo equipamento;
- consumo específico de vapor (*steam rate*) [kg/kWh];
- consumo específico de combustível [kg/kWh];
- consumo específico de calor (*heat-rate*) [kJ/kWh];
- eficiência termodinâmica global do equipamento;
- variações da eficiência sob cargas parciais;
- temperatura do fluxo térmico retirado do equipamento [C];
- limite de rejeição do equipamento;
- disponibilidade e confiabilidade do equipamento;

A razão potência/calor gerado de uma máquina térmica é a razão entre duas variáveis de iguais unidades, a saber:

E´ ... potência elétrica gerada, [kW]

S´ ... potência térmica gerada, [kW]

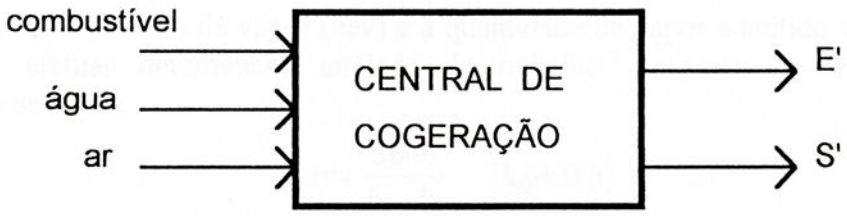


Figura 2.6- Modelo entrada/saída em central de cogeração

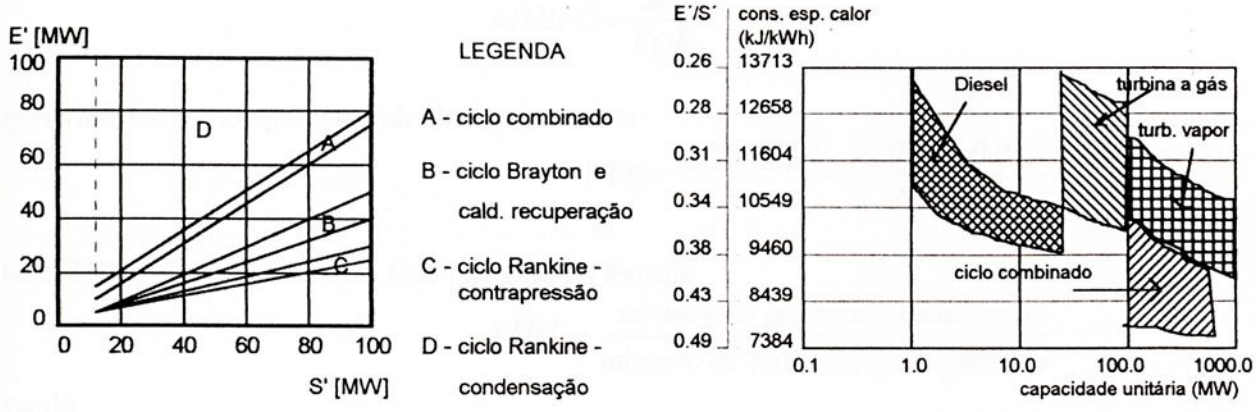
Os índices potência/calor gerado variam segundo faixas, de acordo com variações tecnológicas e com o ciclo adotado; a tabela 2.1 apresenta as faixas usuais presentemente praticadas. Observe que, para o exemplo apresentado anteriormente, a razão entre a potência elétrica e o calor resulta em um valor em torno de 0.14, o que é condizente com os resultados previsto na tabela 2.1 para ciclo Rankine com turbinas de contrapressão.

Tabela 2.1- Faixa de produção da razão potência/calor gerado em ciclos térmicos - regime *toping*

ciclo a vapor	ciclo a gás	ciclo combinado	ciclo Diesel
0.10 a 0.30 - contrapressão 0.40 a 1.50 - condensação	0.30 a 0.80	0.60 a 1.50	0.80 a 2.40

Fonte: [8]

Valores na razão potência/calor gerado superiores a 1 indicam maior capacidade do ciclo em gerar energia eletromecânica, para uma quantidade unitária de energia térmica; quando a razão é menor que a unidade, o ciclo correspondente apresenta maior capacidade de geração de energia térmica. A figura 2.7 apresenta o campo de atuação em alguns ciclos, para dois fornecedores diferentes.



Fonte: [1] Fonte: [3]

Figura 2.7- Comportamento da razão potência/calor gerado

A eficiência térmica global de cogeração é obtida pela razão entre todas as formas de energia efetivamente produzidas no ciclo e o calor gerado na queima do combustível. Esse índice se revela útil como ferramenta termodinâmica para comparação entre os ciclos, muito embora seu peso na decisão final seja reduzido, uma vez que não expressa a disponibilidade de combustível; por isso, associado a ele, trabalha-se também com o consumo específico do equipamento para sua avaliação.

O consumo específico de combustível é fator determinante para uma avaliação da viabilidade do retorno do investimento, em face das possibilidades de geração apresentada pelo equipamento. É definido como a relação entre a vazão mássica de combustível efetivamente queimado nos combustores pela potência líquida obtida no ciclo; conhecida a potência, é possível estimar-se o volume de combustível necessário para a operação da unidade por certo período.

O consumo específico de vapor (cev) é a quantidade de vapor admitido em uma máquina geradora para efetuar determinada unidade de trabalho. A partir da Primeira Lei da Termodinâmica se deduz:

$$cev = \frac{3600}{h_3 - h_4} \quad [\text{kg/kWh}]$$

sendo: h_3 - entalpia específica na entrada da máquina geradora [kJ/kg]

h_4 - entalpia específica na saída da máquina geradora [kJ/kg]

O consumo específico de calor é a relação expressa pelo calor recebido pelo fluido térmico para se conseguir uma unidade de trabalho no gerador; este valor é obtido pelo produto do consumo específico de vapor pela variação entálpica específica ocorrida no combustor.

Do ponto de vista da operação de uma central de cogeração, assume grande importância a confiabilidade das unidades de modo a se preservar a confiabilidade total do sistema ao qual ela estará vinculado. Com respeito à probabilidade de falha no fornecimento de energia por um sistema, independente do ciclo considerado, deve-se assumir que a confiabilidade global do ciclo é função da confiabilidade de cada equipamento que o compõe; os índices descritos a seguir se referem à confiabilidade dos equipamentos de geração.

unesp

(a) FOF - Fator de Saída Forçada

$$FOF = \frac{FOH + FUH + FSH}{PH}$$

(b) MTBFO - Tempo Médio entre Saídas Forçadas

$$MTBFO = \frac{SH}{FOE}$$

(c) *availability* - Disponibilidade do Equipamento

$$availability = \frac{PH - FOH - FUH - MUH - MSH}{PH}$$

(d) STRT - Confiabilidade do Equipamento na Partida

$$STRT = \frac{número\ de\ partidas\ com\ sucesso}{número\ de\ tentativas\ para\ partida}$$

sendo:

FOE - número de eventos de saídas forçadas em serviço

FOH - horas de saídas forçadas da unidade em um ano

FSH - número de horas de falha na partida

FUH - número de horas de indisponibilidade forçada (unidades em reserva)

MSH - número de horas de manutenção programada

MUH - número de horas de manutenção não-programada

PH - período de horas de um ano (1 ano = 8760 h)

SH - horas em serviço

A baixa confiabilidade dos equipamentos de uma central de cogeração fará com que o empreendimento incorra regularmente em multas contratuais, o que pode passar a ser um centro de custos à parte e considerável. Além disso, toda indisponibilidade da central de cogeração por problemas afeitos a problemas técnicos resulta em custos relativos às horas paradas do equipamento. Do ponto de vista da confiabilidade operacional de uma central de cogeração, estabeleceu-se devem operar o maior número possível de tempo de modo a alcançar retornos financeiros razoáveis, isto é, cerca de 6000 a 8000 horas por ano[6].

Do ponto de vista do processo, algumas características devem ser avaliadas para uma adequada seleção do ciclo que deverá ser associada à unidade de processo; é apresentada a seguir a relação das informações necessárias nessa fase, agrupadas em três partes[4]:

- **unidade de processo :**

- quantidade de calor requerida;
- fluxos de massa para calor de processo requeridos e os respectivos níveis de temperatura;
- curvas de carga da potência eletromecânica (E), com variações diárias e sazonais;
- idem para potência térmica (S);
- picos de potência e calor alcançáveis no processo;
- componentes de demanda contínua, separados das demandas variáveis com a temperatura.

unesp

- **componentes do processo** (visando suavizar as curvas de carga):

- existência de equipamentos de resfriamento (*chillers*);
- existência de equipamentos geradores de água quente;
- existência de bombas de calor.

- **combustíveis** (considerações operacionais e localização da central):

- disponibilidade e limitações de combustíveis, inclusive resíduos;
- capacidade de armazenagem de combustíveis;
- capacidade de uso de combustíveis duais em equipamentos;
- impactos ambientais decorrentes do seu uso (quantidade de NO_X, SO_X, CO_2, particulados).

2.3.3- Considerações gerais para seleção do ciclo

Uma vez definidas as características de ambas as unidades, de processo e de cogeração, é necessário que se faça a conexão entre o sistema de geração e o centro de consumo, tal como apresentado esquematicamente na figura 2.8.

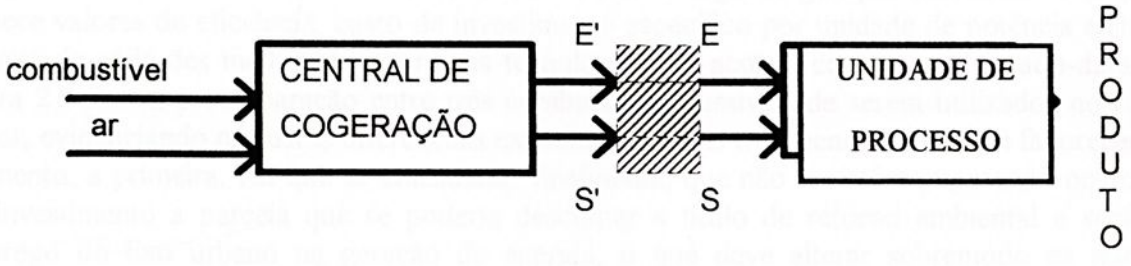


Figura 2.8- Acoplamento central de cogeração/unidade de processo

Ajustar os níveis de atendimento corresponde a avaliar a quantidade de energia gerada que será consumida, quanto será comercializado, em quais períodos de tempo e mediante quais condições; tudo isso varia com a estratégia proposta para a central de cogeração, seu dimensionamento e a existência de alternativas operacionais.

Do ponto de vista do consumo específico de combustível, o ciclo a vapor é o que apresenta mais alta taxa de utilização do combustível (maior consumo de combustível para gerar 1 kW); o ciclo Diesel apresenta a taxa mais baixa. Do ponto de vista da razão potência/calor gerado, o ciclo a vapor é o que converte maior parcela da energia do combustível para vapor (razão $E'/S' < 1$) e o ciclo Diesel converte maior parcela da energia do combustível para energia eletromecânica ($E'/S' > 1$).

O fato de a razão potência/calor gerado de um equipamento gerador ser constante ou variável ao longo do tempo, dentro de certa faixa, levando-se em conta as variações sazonais, deve ser ponderado para definir a melhor estratégia de operação da central de cogeração, no atendimento das demandas do processo. De modo geral, a central de cogeração não deve ser empregada para atender picos de demanda; sua melhor forma de utilização é a operação no ponto de projeto, ou próximo deste, e com capacidade contínua por muitas horas do ano. O atendimento dos picos de demanda deve ser feito por equipamentos específicos para esse fim, mantidos na central de utilidades como unidades auxiliares, ou então pela concessionária, através de contrato específico para tais níveis de demanda eletromecânica. A tabela 2.2 avaliza as considerações anteriores.

unesp

Tabela 2.2- Características de centrais para geração elétrica

Missão	Fator de Serviço	Configuração
CONTÍNUA: operação contínua, parando na manutenção	mais de 90 %	cogeração
BASE: opera a maior parte do tempo	mais de 50 %	ciclo combinado
CÍCLICO: operação periódica regular	de 10 a 50 %	ciclo combinado
PICO: atua nos picos diários e sazonais	de 1 a 10 %	turbinas a gás
STAND-BY: acionada em testes e falha do sistema principal	menos de 1 %	turbinas a gás

Fonte: [7]

Finalmente, vale acrescentar que o planejamento de uma central de cogeração deve considerar todos estes fatores indicativos sem, contudo, se pautar única e exclusivamente nos mesmos. A complexidade de tais unidades, assim como suas características econômico/financeiras, faz com que a responsabilidade de se assumir uma ou outra configuração seja respaldada em modelos específicos que permitam definir a configuração mais adequada, em termos de disposição das máquinas, tipo, capacidade e quantidade de cada uma, com base em estimativas realistas e confiáveis da previsão de demandas por energias térmica e elétrica da unidade de processo.

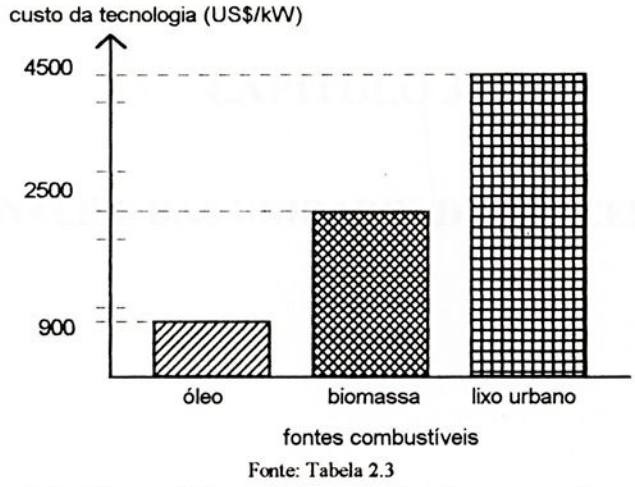
Outros aspectos de grande importância para o planejamento de centrais de cogeração dizem respeito tanto às emissões de poluentes, de acordo com o combustível empregado em cada caso, como aos custos de investimento, conforme a tecnologia de geração escolhida. A tabela 2.3 fornece valores de eficiência, custo de investimento específico por unidade de potência elétrica e valores de emissões médios de diferentes tecnologias, de acordo com o atual estado-da-arte; a figura 2.9 ilustra a comparação entre três combustíveis possíveis de serem utilizados no ciclo a vapor, evidenciando os custos diferenciais existentes entre as três tecnologias e que favorecem, no momento, a primeira. Há que se considerar, finalmente, que não se está computando nos custos de investimento a parcela que se poderia descontar a título de retorno ambiental e social do emprego do lixo urbano na geração de energia, o que deve alterar sobremodo os números apresentados.

Tabela 2.3 - Parâmetros técnicos e econômicos de ciclos utilizados em centrais de cogeração

ciclo/ combustível	investimento (US$/kW)	eficiência total (%)	emissão SO_2 (kg/MWh)	emissão CO_2 (kg/MWh)	emissão NO_x (kg/MWh)
vapor/óleo	840-1000	-	0.36	277	0.18
vapor/carvão	1300-1800	-	2.16	330	-
vapor/lixo urbano	4500	80	0.14	90	0.36
vapor/biomassa	2100-2600	86	-	-	0.18
gás/gás natural	500-900	87	0.007	198-240	0.18
gás/biomassa gaseificada	1700-2000	77-80	-	-	0.18
combinado/gás natural	550-850	85	0.007	198	-
Diesel/gás natural	1240	85	0.007	198	3.6

Fonte: [2]

unesp



Fonte: Tabela 2.3

Figura 2.9 - Custo diferencial em ciclos de cogeração a vapor

Referências

1. ABB - ASEA BROWN BOVERI. A comparison of power plants for cogeneration of heat and electricity. Publ. CH-KW 2007 88E, 1986.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, Departamento de Energia - UNICAMP, tese (Doutorado), 1994.
3. BERMAN, I.M. Cogeneration, combined cycles and synthetic fuels: an overview. Power Engineering, v. 87, n. 11, p. 42-50, 1983.
4. GORGES, H.A. Cogeneration for the industrial end user. Part 1. Gas Turbine World, v. 12, n. 5, p. 42-47, 1982.
5. GURNEY, J.D., HYDE, R.G.F., PICKERING, S.J., SHUTE, M. Industrial combined heat and power: investment, savings and decision-making. Proc. Instn. Mechanical Engineers, v. 202, n. A1, p. 23-37, 1988.
6. HESS, H. Combined heat and power: high value energy with maximum fuel exploitation. Heating and Ventilation Engineer, v. 63, n. 703, p. 17-20, 1990.
7. STAMBLER, I. EPRI seeks dramatic gains in maintenability and reliability. Gas Turbine World, v. 19, n. 4, p. 15-20, 1989.
8. WALTER, A.C.S. Cogeração: análise de tecnologias, fatores condicionantes e experiências internacionais. Campinas, Departamento de Energia - UNICAMP (publicação interna), 1991.
9. WITTE, L.C., SCHIMIDT, P.S., BROWN, D.R. Industrial energy management and utilization. Hemisphere Pub. Co, N.Y., 1988.

CAPÍTULO 3

ANÁLISE DAS UNIDADES DE PROCESSO

3.1- Introdução

A perfeita compreensão quanto às formas pela qual a energia é consumida em um processo ou setor industrial é de fundamental importância para o seu posterior acoplamento a uma central de cogeração. Diversos parâmetros podem ser assinalados para a caracterização energética dos mesmos, contudo são os fluxos em massa de componentes energéticos (vapor, água, gases de exaustão e combustíveis), as faixas de temperatura empregadas em cada processo e a relação entre o consumo de energia eletromecânica e energia térmica aqueles que mais se destacam para a análise de integração da unidade de processo a uma central de cogeração.

3.2- Parâmetros de caracterização dos processos/setores industriais

3.2.1- Razão entre potência e calor de processo

Os setores industriais em análise necessitam de vapor em algumas etapas de seus processos em atividades de secagem, evaporação, aquecimento ou cozimento, e de energia elétrica ou mecânica para transporte de materiais, bombeamento, acionamento de motores, compressores, bombas, correias transportadoras e guindastes, dentre outras atividades. Nesses casos, é possível configurar-se tais necessidades de forma genérica a partir de um parâmetro adimensional que as relaciona. Considerando-se que os insumos possam ser definidos por:

E - consumo de potência eletromecânica do processo ou setor

S - consumo de potência térmica do processo ou setor

ambos em mesma base unitária (MW), a relação que se obtém do quociente entre tais variáveis é uma variável adimensional, definida como razão potência/calor de processo.

$$\text{potência/calor processo} = \frac{E}{S}$$



Figura 3.1- Esquema genérico de uma unidade de processo

O valor da razão potência/calor de processo é característico para cada setor e mesmo subsetor ou indústria, sendo que varia dentro de certa faixa em função de diferenças tecnológicas e/ou fatores regionais, sendo ainda interessante observar importantes tendências dinâmicas a partir de variações na escala temporal. Um levantamento setorial para a indústria nacional foi realizado com valores do consumo de energéticos desde 1970 até 1986, conforme tabela 3.1[1]; em face da diversidade de bases de dados para o levantamento, foram utilizados os Balanços Energéticos Nacional e dos Estados de São Paulo, Minas Gerais e Rio de Janeiro para a avaliação de dez setores industriais.

Os índices são apresentados em seus valores mínimo, médio e máximo para os ditos setores em base anual e com distinção espacial; a base temporal utilizada difere ligeiramente de um Estado para outro em função da disponibilidade de informações. Para efeito de rateio da parcela de utilização da energia contida nos combustíveis destinados a calor de processo e aquecimento direto foram utilizados os índices fornecidos pelo Balanço de Energia Útil da Comissão Nacional de Energia, cujas constantes K_i específicas de cada setor podem ser multiplicadas pelo consumo de vapor para processo S na composição da razão potência/calor de processo.

$$K_i = \frac{E_{cp} + E_{ad}}{E_u}$$

sendo:

E_{cp} - energia para calor de processo (vapor, fluido térmico)

E_{ad} - energia para aquecimento direto (fornos, secadores)

E_u - energia útil total do setor

Os valores de K_i são apresentados na tabela 3.1 como um fator de eficiência de conversão de cada setor industrial. Os valores referentes ao consumo de eletricidade, tomados para o Brasil, foram convertidos segundo a praxe termodinâmica (1kWh = 860 kcal = 3600 kJ) e não segundo a proposta pelo Balanço Energético Nacional, que valoriza a participação dessa parcela sobre as demais, pelo que os valores de eletricidade do mesmo tiveram que ser preliminarmente tratados segundo o fator de conversão indicado (1tEP = 0,290 MWh) para se alcançar os valores reais.

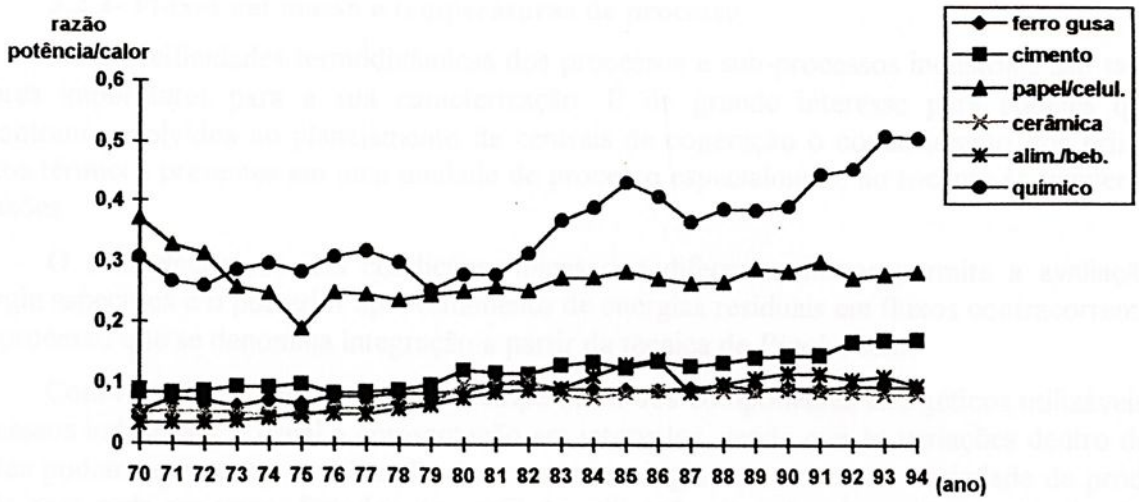
Tabela 3.1- Razão potência/calor de processo de setores industriais brasileiros

	K_i	Minas Gerais			São Paulo			R. de Janeiro			Brasil		
setor	(%)	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Max	Min	Méd	Max	Min	Méd	Max
cimento	80.8	0.10	0.12	0.15	nd	nd	nd	0.29	0.29	0.30	0.08	0.11	0.14
ferro gusa	99.7	0.11	0.12	0.13	0.27	0.47	0.68	0.34	0.35	0.36	0.05	0.08	0.10
ferro liga	92.1	0.77	0.84	0.94	nd	nd	nd	nd	nd	nd	0.65	1.03	1.63
outros metais	48.1	nd	nd	nd	0.36	0.60	0.85	0.45	0.46	0.46	2.70	2.76	3.04
miner./pelotização	61.1	0.68	1.07	1.35	nd	nd	nd	nd	nd	nd	0.17	0.32	0.82
papel celulose	73.8	0.05	0.13	0.16	0.19	0.32	0.57	0.46	0.47	0.48	0.23	0.36	0.58
cerâmica	77.1	0.03	0.04	0.04	0.11	0.14	0.19	0.52	0.65	0.74	0.05	0.11	0.27
têxtil	65.3	0.59	0.74	0.90	0.23	0.41	0.62	0.40	0.42	0.43	0.44	0.70	1.31
alim./bebidas	98.6	0.06	0.09	0.14	0.24	0.53	0.89	0.33	0.39	0.42	0.03	0.07	0.14
química	75.9	0.92	1.09	1.26	0.19	0.23	0.30	0.38	0.41	0.46	0.23	0.33	0.50

Fonte: [1] Nota: (nd) - não disponível

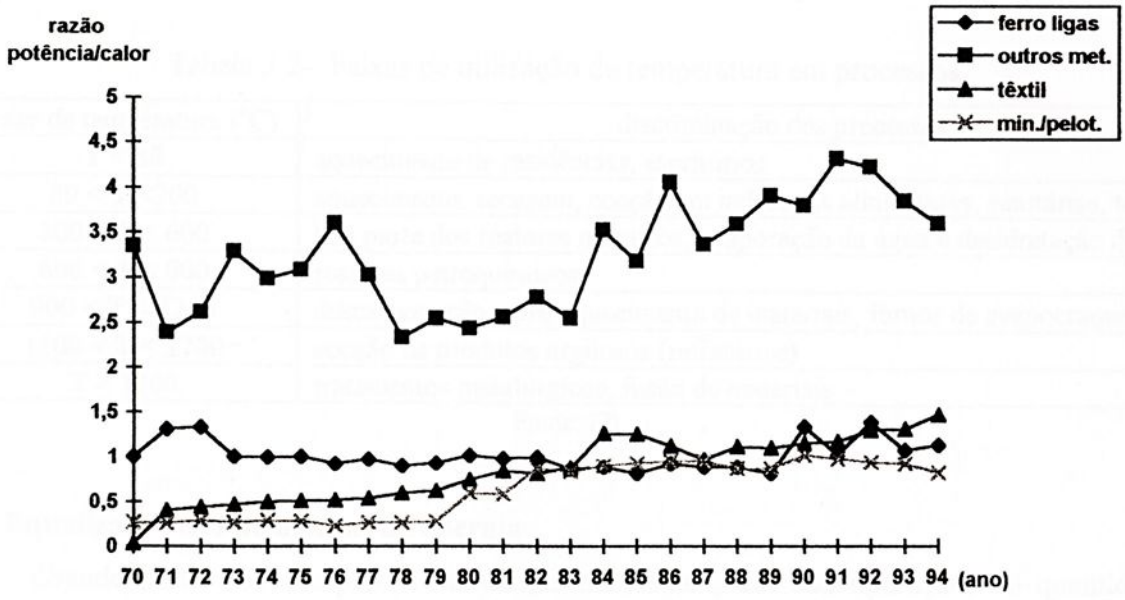
Graficamente (fig. 3.2 e 3.3) nota-se que alguns dos setores apresentam comportamento pouco estável na razão potência/calor de processo como conseqüência de alterações na estrutura de consumo de energia no bojo de modificações no contexto econômico/energético mundial.

unesp



Fonte: [1] (atualizado pelo Balanço Energético Nacional)

Figura 3.2- Comportamento temporal da razão potência/calor de processo - Brasil



Fonte: [1] (atualizado pelo Balanço Energético Nacional)

Figura 3.3- Comportamento temporal da razão potência/calor de processo - Brasil

Uma interpretação dos resultados para os diversos setores industriais que apresentam um comportamento crescente na razão potência/calor de processo conduz à constatação de um crescente aumento da participação da energia elétrica nesses setores. Essa tendência pode ser atribuída à necessidade de um aumento da proteção ambiental pelo uso de formas mais limpas de energia, tal como já se observou em outras situações[3]; além disso, em muitos casos, processos térmicos de separação e concentração tem evoluído tendo em vista a incorporação de certos processos mecânicos, com conseqüente elevação da participação relativa da energia elétrica. Tal fato corrobora a tendência de geração independente por parte de alguns setores industriais.

unesp

3.2.2- Fluxos em massa e temperaturas de processo

As especificidades termodinâmicas dos processos e sub-processos industriais são também fatores importantes para a sua caracterização. É de grande interesse para aqueles que se encontram envolvidos no planejamento de centrais de cogeração o conhecimento dos principais fluxos térmicos presentes em uma unidade de processo especialmente no tocante às temperaturas e vazões.

O estabelecimento das condições típicas dos diferentes fluxos permite a avaliação da energia específica e o posterior aproveitamento de energias residuais em fluxos contracorrente em um processo que se denomina integração a partir da técnica de *Pinch Point*.

Com respeito às faixas usuais de temperatura dos componentes energéticos utilizáveis nos processos industriais, é usual a apresentação em intervalos, sendo que as variações dentro desses limites podem representar a utilização de novas tecnologias ou uma certa variedade de produtos finais para cada processo. Estudos do perfil de utilização do calor de processo, distribuído por faixas de temperatura, permitem identificar os setores que atuam nas faixas de alta, média e baixa temperaturas e assim organizá-los de tal modo que sejam supridos por adequados sistemas de geração térmica[16]. Os valores apresentados na tabela 3.2 ilustram alguns processos e respectivas faixas de temperatura.

Tabela 3.2- Faixas de utilização de temperatura em processos

faixas de temperatura (°C)	discriminação dos processos
T < 80	aquecimento de residências, escritórios
80 < T <200	aquecimento, secagem, cocção em indústrias alimentares, sanitárias, têxteis
200 < T < 600	boa parte dos reatores químicos, evaporação da água e desidratação de produtos
600 < T < 900	reatores petroquímicos
900 < T < 1200	descarbonação e pré-aquecimento de materiais, fornos de evapocraqueamento
1200 < T < 1700	cocção de produtos argilosos (refratários)
T > 1700	tratamentos metalúrgicos, fusão de materiais

Fonte: [7]

3.3- Equalização das demandas de energia

Grande parte dos complexos industriais necessitam, em sua operação, de quantidades variáveis de vapor ao longo de escalas temporais diversas, em função do seu uso descontinuado e da diversidade de processos.

Nesses casos, a autoprodução de energia se torna uma necessidade imperiosa para bem garantir a continuidade do processo produtivo, uma vez que certas áreas são consideradas prioritárias no atendimento da demanda, em função dos níveis de confiabilidade exigidos para cada operação.

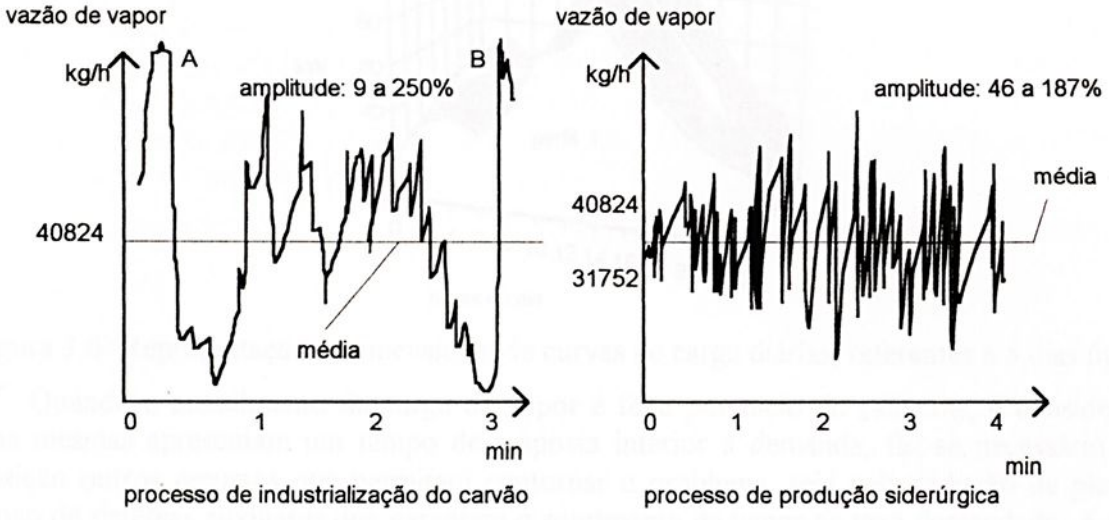
A vantagem econômico/financeira da prática da cogeração é proporcional à quantidade de energia consumida nos processos, devendo-se portanto dedicar especial atenção aos motivos que conduzam às variações das curvas de demanda, bem como aproveitar-se de técnicas que permitam eliminar desperdícios. As técnicas apresentadas visam garantir uma operação mais estável das curvas de carga em torno de valores médios a partir do seu gerenciamento, bem como o prévio aproveitamento de fluxos energéticos da unidade de processo para redução da curva de carga elétrica, a partir da integração de processos.

Em geral, as curvas de carga de vapor se apresentam extremamente variáveis, registrando em determinados instantes estabilização em torno de patamares, para logo a seguir apresentar-se em picos de duração relativamente curtos se comparado com o total da curva. Vale dizer que

unesp

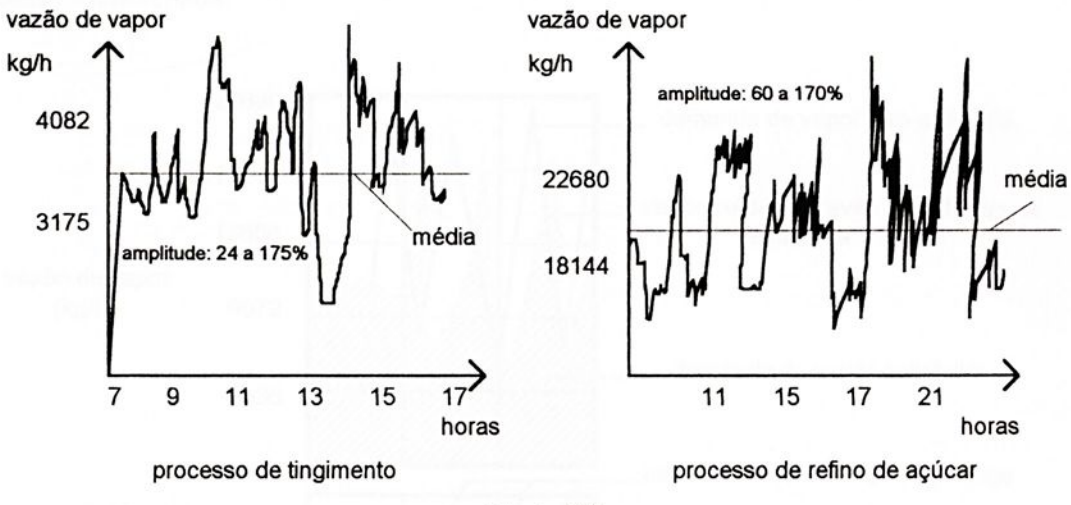
cada setor ou processo industrial apresenta um comportamento médio singular que o distingue dos demais e que tal comportamento se deve às necessidades específicas de vapor que o mesmo apresenta.

Desse modo, pode-se distinguir aqueles processos que apresentam variações sensíveis em períodos de minutos, então chamados de processos de curto termo e aqueles cujas variações são sensíveis em períodos de horas, quando então são referendados como processos de longo termo. As figuras 3.4 e 3.5 apresentam exemplos de comportamento, respectivamente, de processos de curto e longo termos.



Fonte: [9]

Figura 3.4- Curvas de carga em processos de curto termo



Fonte: [9]

Figura 3.5- Curvas de carga em processos de longo termo

Em todos os exemplos apresentados, existe sempre uma razão técnica relativa ao processo que explica o porque de tais variações ocorrerem em certos períodos específicos de tempo. Assim é que, para exemplificar, poder-se-ia afirmar que os picos A e B apresentados na figura 1.a, relativa à industrialização do carvão, se deve à entrada em operação de três sopradores simultaneamente.

É preciso, portanto, prever-se que tais fatos inerentes aos processos irão ocorrer em certos intervalos determinados de tempo e que de alguma maneira deverá ser suprida essa demanda. Vale observar ainda que, da continuidade de um certo processo ao longo do tempo, é possível obter-se um comportamento médio da curva de carga que melhor o representa, fazendo

unesp

notar que tal curva média mascara quaisquer alterações aleatórias porventura sofridas pelo processo. A figura 3.6 exemplifica tal afirmativa, pois que representando uma coleção de curvas de carga, obtidas para diferentes dias do mês em certo processo, apresenta uma topografia irregular de vales e picos que tende a um comportamento médio.

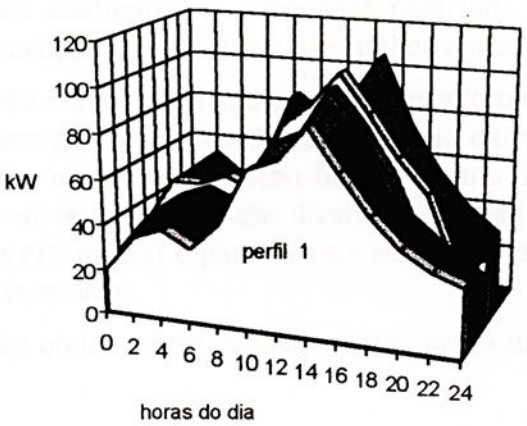
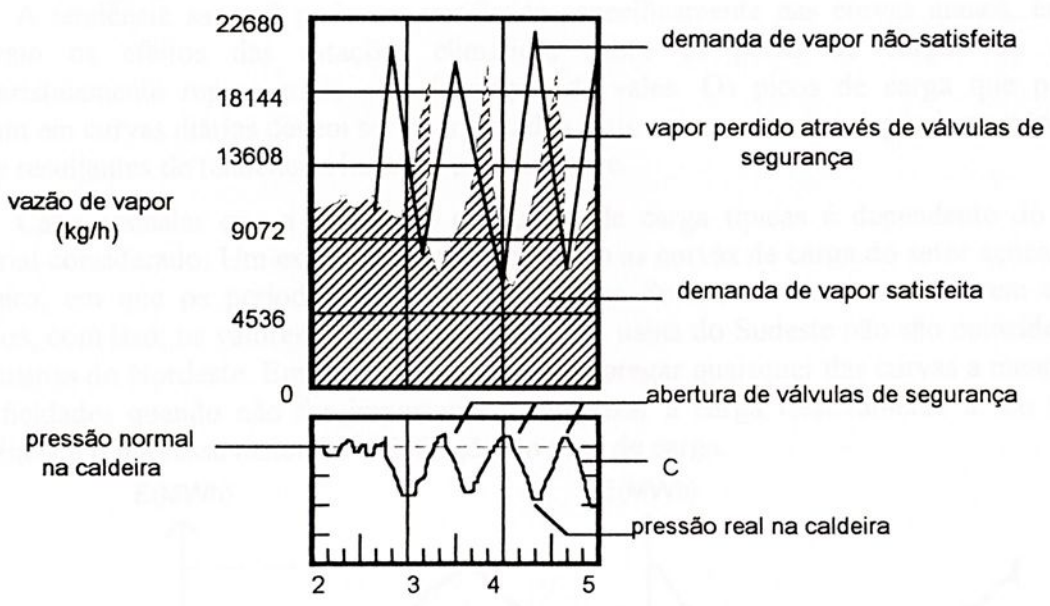


Figura 3.6- Representação tridimensional de curvas de carga diárias, referentes a 5 dias úteis

Quando o atendimento da carga de vapor é feita por meio de caldeiras, e considerando que as mesmas apresentam um tempo de resposta inferior à demanda, faz-se necessário ter à disposição outros recursos que permitam contornar o problema, seja pela redução de picos ou pelo uso de sistemas auxiliares que garantam o suprimento de vapor na taxa demandada. A figura 3.7 apresenta em linha cheia a carga de vapor conforme necessário ao processo, a linha pontilhada corresponde à taxa de produção de vapor pela caldeira e a linha indicada por C representa a pressão do vapor, caracterizando desse modo o descompasso no atendimento da carga de vapor de processo mencionada.



Fonte: [9]

Figura 3.7- Descompasso no atendimento da demanda em função de sua variabilidade

Do ponto de vista da modelagem matemática, é possível fazer previsões quanto aos níveis futuros de demanda das diversas formas de energia em diferentes escalas temporais, ou ainda considerando-se variáveis econômicas de grande interesse na análise. O item a seguir descreve algumas das técnicas de previsão de cargas empregadas em simulações de curvas de carga.

unesp

3.4- Modelos para previsão de cargas

Do ponto de vista do planejamento e do projeto de centrais de cogeração, a análise dinâmica das demandas de energia em um processo industrial representa uma etapa fundamental para o sucesso do empreendimento. Conforme apresentado anteriormente, a pesquisa de curvas de carga referentes às energias térmica e eletromecânica ao longo do tempo são requisitos básicos para o início da pesquisa de configurações adequadas para uma central de cogeração, visto representarem o elo entre a unidade de processo e a central de cogeração.

As curvas de carga são obtidas mediante um levantamento temporal que se realiza sobre o consumo de vapor de processo nos diferentes níveis de pressão e temperatura, assim como sobre o consumo de energia elétrica necessária ao pleno funcionamento da unidade de processo. Tais curvas podem ser expressas em termos de escalas diversas - diárias (24 horas), semanais (7 dias), mensais (30/31 dias), anuais (12 meses) e plurianuais - sendo que para cada análise faculta-se o emprego de uma ou outra das mesmas.

A primeira informação obtida da curva de carga temporal é sua tendência, que pode ser:

- crescente;
- decrescente;
- constante;
- sazonal;
- aleatória.

As curvas de carga que apresentam tendência aleatória dificilmente permitem uma avaliação precisa dos sistemas, contudo sua freqüência é relativamente baixa nos processos industriais de interesse para a prática da cogeração. A tendência aleatória poderia ser traduzida, em última análise, como um processo em que a faixa de variação da variável de decisão fosse infinitamente grande para cada unidade de tempo t_i considerada.

A tendência sazonal pode ser verificada especificamente nas curvas anuais, em que se observam os efeitos das estações climáticas sobre os perfis de cargas do processo, caracteristicamente representada pela formação de vales. Os picos de carga que porventura ocorram em curvas diárias devem ser interpretados mais como variações dependentes do processo do que resultantes de tendências horárias propriamente.

Cabe assinalar que a existência de curvas de carga típicas é dependente do processo industrial considerado. Um exemplo ilustrativo seriam as curvas de carga do setor açúcar e álcool brasileiro, em que os períodos de safra das regiões Sudeste e Nordeste ocorrem em meses distintos; com isso, os valores da curva anual de uma usina do Sudeste não são coincidentes com os de usinas do Nordeste. Em tais casos, pode-se empregar quaisquer das curvas a menos de suas especificidades quando não for importante caracterizar a carga relativamente a seu tempo de ocorrência e o interesse maior for a definição do pico de carga.

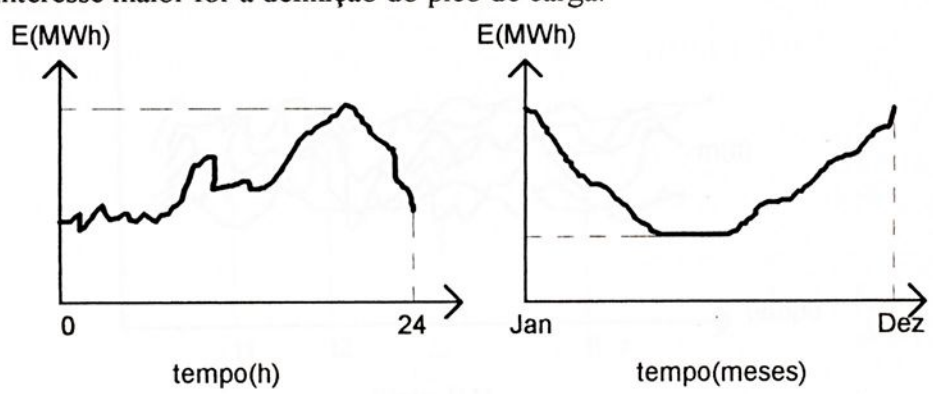


Figura 3.8- Curvas diária e anual de energia elétrica

Uma forma alternativa de apresentação das cargas seria a partir das curvas de duração ou de permanência de cargas. A curva de duração contém a mesma informação da curva de carga, porém os dados são apresentados de tal maneira que permita a visualização dos diversos níveis de carga alcançados no processo, ordenados desde o valor de pico até o valor base; é obtida a partir da curva de carga pela estruturação dos valores médios das cargas em cada unidade de tempo numa seqüência decrescente; assim, para cada valor de carga tomado na ordenada, pode-se conhecer a freqüência ou período de tempo em que o mesmo ou valores inferiores foram requeridos.

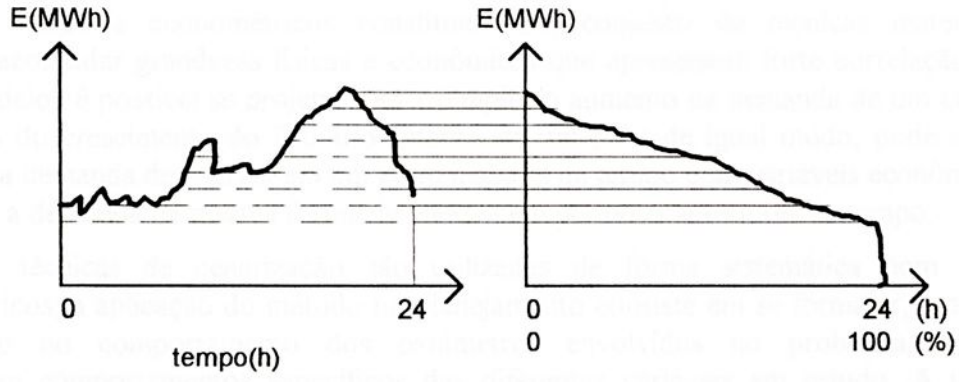
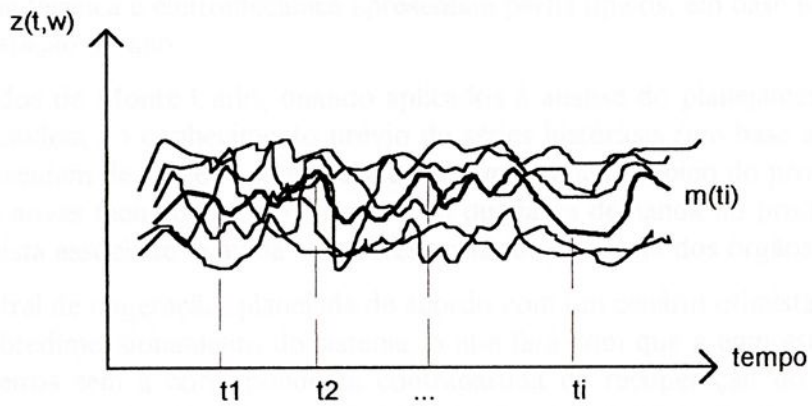


Figura 3.9- Construção de uma curva de duração a partir da curva de carga

Quando a curva de duração apresenta no eixo das abcissas unidades de tempo relativas, as freqüências obtidas expressam a probabilidade de ocorrência das unidades de carga. Segundo já se constatou[6], a curva de duração produz uma ferramenta visualmente intuitiva para o dimensionamento da capacidade de uma central de cogeração e para uma estimativa precisa de seu desempenho. Se por um lado a formulação matemática para a curva de duração é muito simples, por outro lado desaparecem com seu uso informações quanto à tendência da curva e o instante da ocorrência de cada carga.

As curvas de carga reais são mais complexas em sua formulação matemática; a análise temporal de curvas de carga pode ser interpretada como um processo aleatório. Isso equivale a dizer que, em um determinado processo, a coleção das curvas de carga, mensuradas na mesma unidade de tempo, deverá apresentar um comportamento próximo porém distinto para cada curva individualmente, o que permite seja gerada uma família de trajetórias eqüiprováveis de ocorrências das cargas. A curva média $m(t_i)$ representaria, desta forma, o valor médio ou mais provável de ocorrência da função $z(t,w)$ em cada instante t_i (w representa a componente aleatória do processo). Para o planejamento de centrais de cogeração, a função $z(t,w)$ poderia assumir os valores tanto de energia eletromecânica quanto as vazões de vapor em diferentes níveis de pressão nos diversos pontos de consumo da unidade de processo.



Fonte: [11]

Figura 3.10- Processo aleatório interpretado como família de trajetórias

Os modelos de projeção da demanda procuram entender e quantificar o comportamento das cargas para fornecer ao modelo de otimização valores coerentes para análise, bem como permitir que sejam feitas previsões com base nas expectativas estimadas. No caso do planejamento de centrais de cogeração, os principais modelos de projeção da demanda utilizados são:

- modelos econométricos;
- técnicas de cenarização;
- séries temporais.

Os modelos econométricos constituem um conjunto de técnicas matemáticas que permitem acomodar grandezas físicas e econômicas que apresentem forte correlação. Com base nesses modelos é possível se projetar, por exemplo, o aumento da demanda de um certo produto em função do crescimento do Produto Interno de um país; de igual modo, pode-se associar a variação da demanda de energia em um certo instante de tempo com variáveis econômicas, sociais ou mesmo à demanda da mesma forma de energia em períodos anteriores de tempo.

As técnicas de cenarização são utilizadas de forma sistemática com os modelos econométricos; a aplicação do método no planejamento consiste em se formular, a partir de uma prospecção no comportamento dos parâmetros envolvidos no problema, cenários que contemplem comportamentos específicos das diferentes variáveis em estudo. A utilização de cenários abre um amplo leque de opções para avaliação do problema que permite aos decisores, uma vez visualizadas possíveis dificuldades e/ou vantagens, interferir na análise com a possibilidade de tentar reverter a situação antes da ocorrência dos fatos.

Quando a variável tempo se encontra entre os parâmetros do problema, as séries temporais podem ser empregadas com bons resultados. As séries temporais podem ser consideradas, fundamentalmente, como sinais aleatórios com periodicidades sazonais, semanais e diárias conhecidas. Essas periodicidades garantem uma previsão aproximada da carga em um dado instante; a diferença entre a previsão e a carga realmente demandada é considerada decorrente de um processo estocástico. Pela análise do sinal aleatório, pode-se obter previsões melhor ajustadas; as técnicas utilizadas para análise do sinal aleatório incluem os filtros de Kalman, o método de Box-Jenkins, o modelo ARMA, a técnica de expansão espectral e mais recentemente as redes neurais [12,14].

Geralmente, as técnicas de séries temporais se revelam modelos adequados para a projeção da demanda, a menos que haja uma mudança abrupta nas variáveis sociológicas ou ambientais que se crê afetem o padrão das cargas. Essas séries usam um grande número de relações complexas, requerem alto esforço computacional e podem resultar em instabilidades numéricas, caso não sejam adequadamente formuladas. Para a previsão de cargas, pode-se assumir nos setores nos quais a cogeração se mostra factível que os processos que demandam formas de energia térmica e eletromecânica apresentam perfis típicos, em base horária, no período médio de cada estação do ano.

Os métodos de Monte Carlo, quando aplicados à análise do planejamento de centrais de cogeração, prescindem do conhecimento prévio de séries históricas (em base anual, mensal e/ou diária) que representem de maneira significativa o comportamento típico do processo, a menos da incorporação de novas tecnologias, do aumento ou queda na demanda do produto final do setor industrial a que está associado e ainda controles tarifários por parte dos órgãos públicos.

Uma central de cogeração, planejada de acordo com um cenário otimista, pode conduzir o projeto a um sobredimensionamento do sistema, o que fará com que a empresa incorra em altos encargos financeiros sem a correspondente contrapartida de recuperação do capital; de outro lado, com base em um cenário pessimista, pode-se subdimensionar os equipamentos,

unesp

comprometendo-se o contrato de venda de excedentes e até mesmo o atendimento à demanda da unidade de processo[6].

Independentemente da distribuição que possa estar associada a um par de curvas referentes às demandas elétrica e térmica dotadas de variação temporal, é possível reproduzir-se tantas novas séries sintéticas quantas forem necessárias para bem caracterizar o estudo de previsão de cargas, baseado no fato de que as séries históricas (realmente ocorridas ou projetadas) representam uma sucessão de eventos regidos por leis estatísticas, de cunho probabilístico, e que foram sorteadas aleatoriamente.

Cada novo par de séries sintéticas, todos distintos entre si, apresenta igual probabilidade de ocorrer comparativamente ao par de séries históricas que o gerou. Vale frisar que todo par de séries sintéticas apresenta, para com as respectivas curvas da série histórica, um comportamento de iguais média e desvio padrão. Com base nos resultados dessa simulação e uma vez definidos os parâmetros básicos da central de cogeração (ciclo, configuração, quantidade e capacidade individual de cada máquina térmica), é possível avaliar-se a capacidade excedente de eletricidade gerada mais provável em cada instante, bem como as demais variáveis tecnológicas e econômicas que envolvem o projeto.

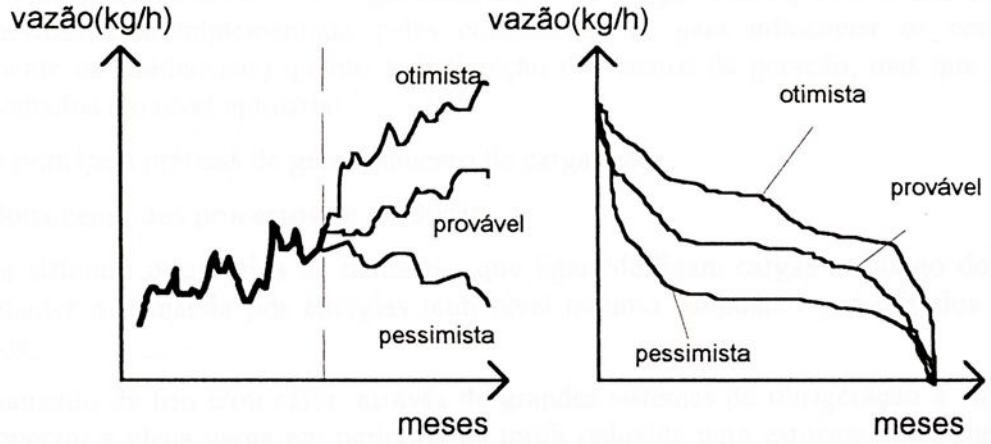


Figura 3.11- (a) Cenários sobre série histórica (b) séries sintéticas geradas, em curvas de duração

Algumas questões devem ser assinaladas quanto à propriedade do emprego de tais modelos:

- a menos das considerações impostas no exercício da cenarização, admite-se que a unidade de processo atuará, no futuro, em condições idênticas às registradas no passado (histórico), o que não necessariamente se verificará verdadeiro devido a incorporação de novas tecnologias de produção, lançamento de novos produtos no mercado com maior ou menor capacidade energointensiva, etc.;

- os modelos estatísticos exigem um certo número de observações amostrais para que os mesmos apresentem boa aderência com a realidade analisada, especialmente para melhor caracterização da distribuição apropriada;

- modelos neurais, de sua parte, demandam também considerável número de observações de tal modo a garantir a melhoria da capacidade de aprendizado da rede;

- boa parte dos modelos matemáticos é sensível a grandes oscilações em torno da média e a pontos discrepantes no contexto do histórico analisado; em casos de discrepância eventual, pode-se desconsiderar tais pontos admitindo que resultem de dificuldades operacionais da unidade de processo. No entanto, o mesmo não se aplica nas oscilações permanentes do histórico e que se constituem em característica de um certo processo.

unesp

Para esses casos, uma alternativa seria a aplicação de técnicas de gerenciamento de cargas, as quais possibilitam uma intervenção no processo com reais condições de alteração do perfil de demanda apresentado, em geral conduzindo a uma suavização de tais curvas; conhecer tais técnicas pode significar, portanto, a redução na variabilidade de cargas de uma certa unidade de processo ou a mudança de sua tendência temporal, o que em muitos casos se traduz em economicidade para o sistema gerador ou potencialização de estruturas de geração já existentes.

3.5- Gerenciamento de cargas

Gerenciamento ou gestão de cargas é uma expressão que cobre uma larga variedade de alternativas de administração da demanda de energia, aplicáveis ao uso industrial, comercial e de serviços. O conjunto de alternativas que o compõe pode ser enquadrado no segundo nível de intervenção das políticas de conservação de energia, uma vez que se busca com a sua implantação a diminuição dos picos de carga que porventura ocorram em partes específicas do período de tempo em análise e deste modo uma minimização da variabilidade de cargas, tornando os processos desse modo mais viáveis para a cogeração.

É importante salientar que o gerenciamento de cargas corresponde a um conjunto de práticas normalmente implementado pelas concessionárias para influenciar os consumidores (especialmente os residenciais) quanto à diminuição dos custos da geração, mas que podem ser bem aproveitados em nível industrial [4].

As principais práticas de gerenciamento de cargas são:

- o reescalonamento dos processos de produção;

- o uso de sistemas prioritários de demanda, que ligam/desligam cargas ao longo do tempo de modo a manter a demanda por energias num nível mínimo estipulado por critérios técnicos e econômicos;

- armazenamento de frio e/ou calor, através de grandes sistemas de refrigeração e aquecimento, os quais operam a plena carga em períodos de tarifa reduzida para estocagem da energia e que será posteriormente utilizada nos períodos com maior tarifação.

A redução dos picos de carga obtida através da adoção da gestão de cargas pode, em alguns casos, não alterar o consumo global de energia mas ainda assim contribui positivamente para o retorno monetário tanto das empresas que a praticam, visto que deixam de pagar pelo uso da energia nos períodos de tarifa sobretaxada, quanto para as concessionárias de energia, uma vez que a margem de reserva do sistema pode ser reduzida ou a necessidade de investimento em expansão pode ser postergada para um período de tempo mais favorável do seu planejamento de longo prazo. A figura 3.12 apresenta duas curvas hipotéticas de demanda de energia elétrica, sendo que a curva (a) diz respeito ao perfil original, variável ao longo do tempo e com pico de carga no período correspondente à ponta do sistema da concessionária, em que o custo é sobretaxado e a curva (b) representa a mesma unidade de consumo após a aplicação de técnicas de gestão de cargas.

Observa-se que a área sob ambas as curvas, que diz respeito à energia consumida, é a mesma para os dois perfis, no entanto a curva original (a) apresenta demanda compatível com o nível E1 no período entre 16 e 20 horas, em que o preço da energia é maior por corresponder à ponta de carga do sistema. Como a curva modificada (b) apresenta demanda inferior a E1 ao longo de todo o dia, a reserva de capacidade que o sistema deverá manter para atender a esse processo será menor que na curva original, trazendo benefícios tanto para a empresa quanto para o sistema como um todo.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

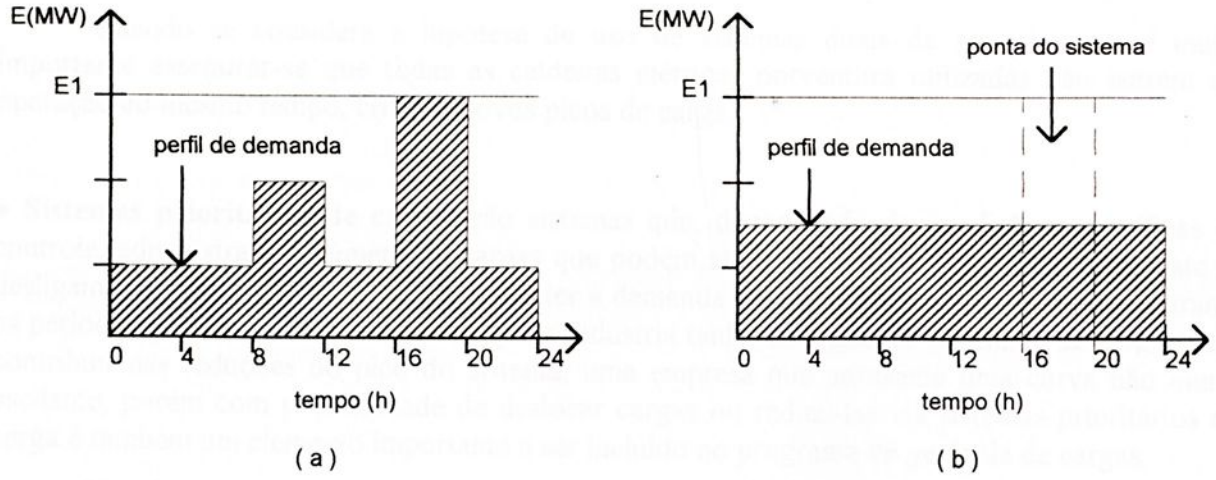


Figura 3.12- Curvas de demanda diária de energia elétrica em uma unidade de processo

O programa de gestão de cargas não é somente um elemento positivo para a prática da conservação de energia, mas também favorece fortemente a geração de excedentes de energia em centrais de cogeração na medida em que contribui para maximização da energia disponível na unidade de geração e que pode ser vendida em horários de ponta do sistema.

Existem vantagens e problemas na implantação do gerenciamento de cargas em indústrias, mas é consenso que a partir de seu emprego é possível alcançar-se bons resultados. Uma das grandes vantagens é o fato de que as cargas a controlar são altas, logo os custos do sistema gerenciador (elementos de comunicação, transmissores, receptores, computadores) serão bem menores se comparados com um sistema multi-carga para fins residenciais. Outro aspecto importante é que em sendo comuns certos problemas há a possibilidade de se transferir bases de dados entre as empresas que apresentem características similares de cargas de aquecimento e refrigeração.

Entre os problemas que se vislumbra está o fato de que o equipamento gerenciador de cargas deve trabalhar corretamente desde o início de sua operação, a menos de ocasionar graves perturbações na produção; uma perda na capacidade de produção pode ser muito cara. Os problemas, contudo, podem ser superados; as questões que devem ser respondidas para convencer a indústria e a concessionária de que o gerenciamento de cargas é atrativo são:

- quais cargas podem ser adequadas para o gerenciamento de cargas?
- qual o retorno econômico de um gerenciamento de cargas?
- como aplicar o gerenciamento de cargas a uma unidade de processo sem causar inconvenientes à produção?

As principais alternativas de gerenciamento das cargas industriais são:

• **Sistemas bivalentes de aquecimento:** são sistemas que usam duplo processo de aquecimento, dispondo de dispositivos para a queima de combustíveis (o que estiver com melhor preço no momento da decisão) assim como a eletricidade. A estratégia de uso desses sistemas é extremamente dependente da taxa com os preços dos energéticos vem sendo praticados, mas também das eficiências alcançadas pelas caldeiras, meios de transporte dos energéticos, etc. O principal objetivo de um sistema dual é mudar o pico de carga elétrica de aquecimento dos períodos de pico para períodos fora-de-pico. O principal resultado é um fator de carga aumentado devido a uma elevação do uso de eletricidade em períodos fora-de-pico.

unesp

Quando se considera a hipótese de uso de sistemas duais de aquecimento, é muito importante assegurar-se que todas as caldeiras elétricas porventura utilizadas não entrem em operação ao mesmo tempo, criando novos picos de carga.

• **Sistemas prioritários de carga:** são sistemas que, dependendo de condições específicas de controle, administram o número de cargas que podem atuar em cada intervalo de tempo, isto é, desligam e ligam cargas de tal modo a manter a demanda de energia em um nível mínimo durante os períodos de pico. Não é necessário que a indústria tenha uma grande variedade de cargas para contribuir nas reduções do pico do sistema; uma empresa que apresente uma curva não muito oscilante, porém com possibilidade de deslocar cargas ou reduzi-las via sistemas prioritários de carga é também um elemento importante a ser incluído no programa de gerência de cargas.

Um sistema prioritário de cargas as controla em uma ordem específica dependendo do número de prioridade de cada uma, que é diretamente relacionada com o ciclo de produção. Às cargas menos essenciais, como por exemplo para ventilação geral e aquecedores de água, são dados números de baixa prioridade, enquanto cargas relativas aos processos apresentam altos números de prioridade, se forem incluídas no sistema como um todo. É necessário também que sejam especificados o tempo em que cada carga pode ficar ausente antes que seja ligada novamente, o intervalo de tempo que deve existir entre duas interrupções consecutivas e a demanda de cada carga.

Sistemas prioritários de carga permitem que as cargas que se encontram no pico sejam cortadas e que a curva de carga nos vales seja preenchida. O propósito principal desta medida não é economizar energia, uma vez que tais sistemas somente provêm a realocação das cargas, mas é importante notar que o controle de cargas não essenciais pode causar substanciais economias para a empresa, na medida em que permite que se desloquem os picos para períodos de tarifas favoráveis.

• **Reescalonamento do processo:** é uma alternativa em que o processo como um todo ou em parte é rearranjado entre os diversos períodos do dia de tal modo que seja reduzido o pico de carga. A técnica de reescalonamento geralmente requer que o processo não seja altamente intensivo em mão-de-obra, que o processo não seja contínuo (seja um processo em batelada, com subprocessos que operam apenas em uma parte do dia) e finalmente que haja disponibilidade de uma capacidade de estocagem dos produtos de certos processos, que deverão ser tratados posteriormente. Esta é uma alternativa de gerenciamento de cargas que pode resultar em grandes benefícios econômicos enquanto mantém a produção em níveis constantes e com poucos custos extraordinários.

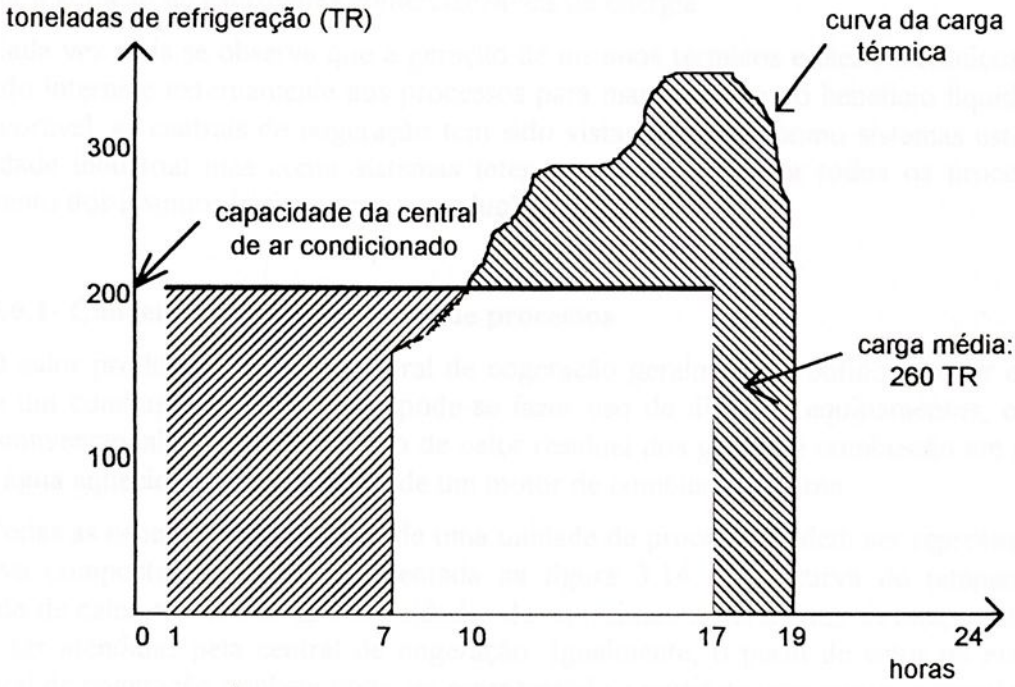
A técnica de reescalonamento pode causar grandes reduções no pico e preencher os vales da curva de carga de uma empresa. Isto aumenta o fator de carga e suaviza a curva de demanda. Os custos do reescalonamento se devem especialmente ao transporte interno de produtos dentro da empresa, à eventual necessidade de criação de pátios intermediários para armazenar os subprodutos dos processos e talvez pelo aumento do grau de automação, que pode se mostrar necessário por este e outros motivos.

• **Armazenamento térmico:** a capacidade de armazenagem térmico é essencial para um grande número de aplicações de gerenciamento de cargas. Calor pode ser armazenado em água, materiais em mudança de fase, cerâmicos, etc., enquanto o armazenamento de água gelada deve ser baseado em gelo e misturas água/gelo. Outros produtos que podem ser armazenados são produtos de processo, como vapor ou gases industriais. A operação de sistemas de estocagem deve ser sincronizada com outros processos, de modo a atender a necessidade desses produtos e

unesp

ainda manter a demanda baixa nos períodos fora-de-pico. A unidade de armazenagem deve ser carregada durante o período fora-de-pico e descarregada no período de pico, e deve ser dimensionada de modo a prover suficiente capacidade. Quando da decisão da capacidade de uma unidade armazenadora, é importante calcular com precisão as cargas a atender e também as perdas do sistema armazenador.

A figura 3.13 retrata a curva de carga de um prédio, com carga máxima de 328 TR; o sistema empregado para o resfriamento do edifício é de apenas 200 TR (entre 10 e 19 h a demanda é de 2340 TRh/dia; a central funciona de 7 a 17 h produzindo 2000 TRh/dia) e se utiliza de um tanque de água gelada, armazenada nos períodos fora-de-pico, para utilização nos horários em que a carga térmica excede a capacidade do equipamento. As vantagens seriam o menor porte do equipamento, com conseqüente redução de custo, da demanda e do consumo em horários de ponta. A capacidade armazenada à noite corresponde ao requerido para operação nas demais horas do dia.



Fonte: [5]

Figura 3.13- Curva de carga em edifício

• **Novos processos energéticos, com maior eficiência:** a possibilidade de se instalar novos processos, dotados de inovações tecnológicas que lhes garantam maiores eficiências, nem sempre é considerada como uma alternativa de gerenciamento de cargas, mas poderia ser considerada uma ação de gerenciamento de carga visto que influencia a demanda elétrica na indústria num processo de longo prazo. Está claro que esta alternativa só pode ser considerada à luz de uma contrapartida das concessionárias de energia, que devem premiar com taxas mais atrativas as empresas que procuram promover a renovação de seu parque com vistas à melhoria da demanda.

O gerenciamento de cargas não é somente um elemento positivo para a prática da conservação de energia, mas também contribui fortemente na geração de excedentes de energia em centrais de cogeração, na medida em que pode favorecer a maximização da energia a ser vendida em horários de ponta do sistema pela suavização da curva de demanda.

As técnicas de gerenciamento de cargas representam melhorias que podem ser implementadas na unidade de processo e na geração de utilidades com ganhos palpáveis. A

unesp

integração de processos, obtida pela aplicação do conceito do *Pinch Point*, representa uma outra categoria de iniciativas técnicas para o uso racional da energia, que se traduz em vantagens para a central de cogeração.

3.6- Integração de processos

A utilização de centrais de cogeração em unidades de processo pode se revelar um bom negócio, mesmo quando se considera a questão a menos de quaisquer modificações na estrutura produtiva. Contudo, algumas providências de ordem técnica podem ser utilizadas com vistas à maximização dos excedentes gerados, com conseqüente aumento nas receitas da unidade.

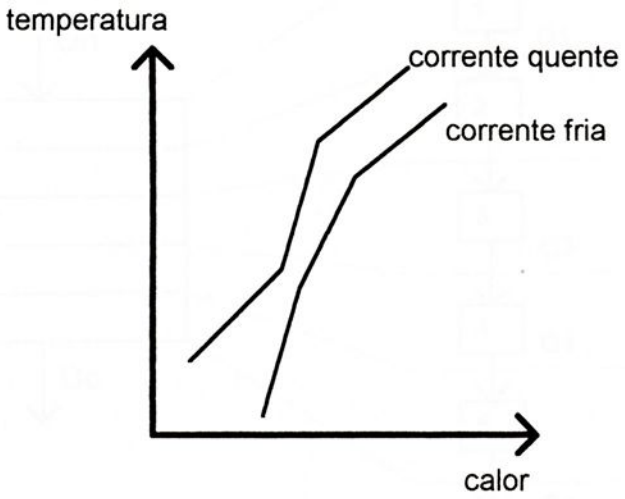
De um modo geral, quaisquer medidas de conservação de energia, desde que bem implementadas, podem vir a favorecer a prática da cogeração. No entanto, a integração entre processos e centrais de cogeração, a partir da chamada técnica de *Pinch Point*, juntamente com algumas alternativas de gerenciamento de cargas, podem resultar em melhores resultados para maximizar a geração de excedentes comercializáveis de energia.

Cada vez mais se observa que a geração de insumos térmicos e eletromecânicos tem sido empregado interna e externamente aos processos para maximização do benefício líquido. De um modo favorável, as centrais de cogeração tem sido vistas não mais como sistemas estanques de uma unidade industrial mas como sistemas integrados que servem a todos os processos pelo fornecimento dos insumos básicos para a produção.

3.6.1- Conceitos sobre integração de processos

O calor produzido em uma central de cogeração geralmente é obtido a partir da queima direta de um combustível. Para tanto, pode-se fazer uso de diversos equipamentos, como uma caldeira convencional, o aproveitamento de calor residual dos gases de combustão em turbinas a gás ou a água aquecida e gases quentes de um motor de combustão interna.

Todas as necessidades térmicas de uma unidade de processo podem ser representadas por uma curva composta, tal como apresentada na figura 3.14. Essa curva de temperatura por quantidade de calor representa as necessidades de aquecimento gerais que devem, na medida do possível, ser atendidas pela central de cogeração. Igualmente, o perfil de calor de exaustão de uma central de cogeração também pode ser representado a partir de uma curva composta.



Fonte: [10]

Figura 3.14- Curva composta temperatura *x* calor

As cargas térmicas, do mesmo modo que as temperaturas, são aditivas e assim é possível que sejam somados os diversos perfis para se obter um perfil único de troca térmica combinada. Essa nova forma de apresentação permite estabelecer as demandas térmicas em termos de quantidade de calor requerida e as temperaturas que se fazem necessárias.

A curva do perfil de exaustão de uma central de cogeração baseada em turbina a gás (desprezando efeitos de condensação) se posiciona acima da curva de demandas térmicas da unidade de processo, implicando no fato de que calor pode ser transferido do fluxo de exaustão para o processo. A separação vertical entre os dois perfis é a medida da disponibilidade térmica para transferência. Os recursos das curvas compostas e do *Pinch Point* permitem uma representação simples e rápida da termodinâmica dos fluxos de energia em uma unidade de processo, com claros benefícios para a implantação de centrais de cogeração.

3.6.2- A técnica do *Pinch Point*

O problema da otimização de rede de trocadores de calor, ou de integração térmica, é definido por uma série de fluxos de processo, quentes e frios que requerem tanto o resfriamento dos fluxos quentes quanto o aquecimento dos fluxos frios.

As trocas térmicas necessárias podem ser obtidas pelo uso de trocadores de calor entre fluxos do processo e/ou aquecedores e resfriadores alimentados a partir de uma central de utilidades. Cabe ao analista/projetista identificar a rede ótima de trocadores, aquecedores e resfriadores que irá garantir os melhores resultados quanto aos custos operacionais e de investimento tomados como séries anuais. A máxima carga térmica admitida por uma particular unidade de transferência de calor tem por restrição a mínima temperatura disponível entre os fluxos quente e frio, ΔT_{min}.

Qualquer problema de recuperação de calor cobre uma faixa de temperaturas que é canalizada (limitada) pelas temperaturas extremas quente e fria dos fluxos de uma unidade de processo. Essa faixa de temperaturas é dividida em um número de intervalos, como mostrado na figura 3.15. Calor do fluxo quente, Q_h, é suprido no primeiro intervalo; calor a ser rejeitado pela fonte, Q_c, deixa o último intervalo. A definição de intervalos de temperatura assegura que um valor mínimo de temperatura (ΔT_{min}) é mantido em todos os pontos.

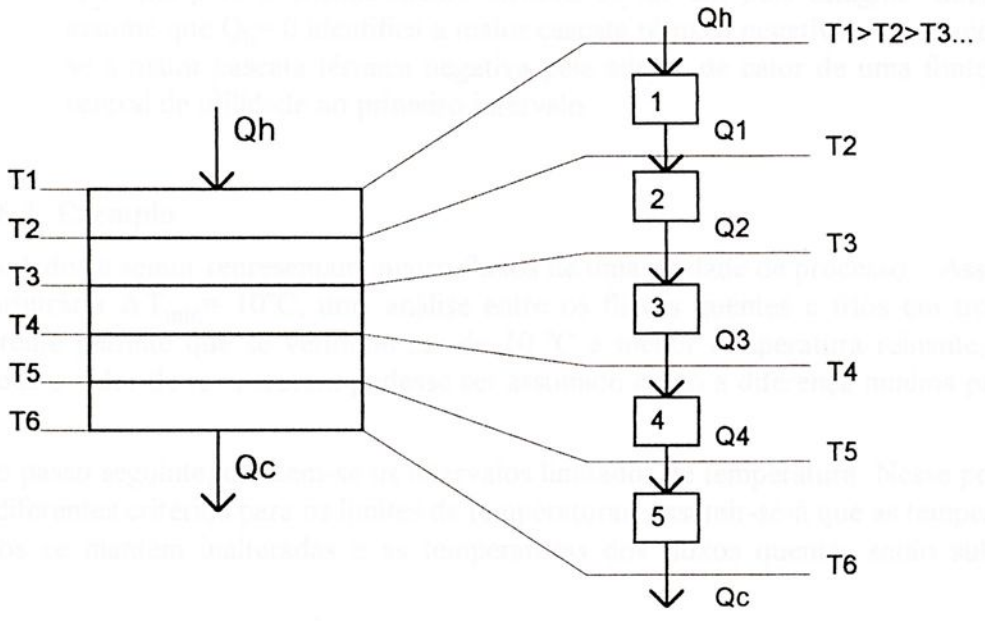


Figura 3.15- Intervalos de temperatura para análise em cascata

3.6.3- Algoritmo para locação do *Pinch Point*

O algoritmo para a determinação do *Pinch Point* pode ser limitado a quatro passos [8,15]:

- **Passo 1 - Entrada dos dados**

  Em sua forma mais simples, o algoritmo se restringe à solução dos problemas que apresentam por características:

  a. os fluxos tem capacidade térmica constante;

  b. a mínima temperatura permissível para transferência de calor, ΔT_{min}, se aplica a todas a junções processo/processo e processo/central de utilidades;

  c. não há razões técnicas, de segurança ou de localização em unidade que evitem que certos pares de fluxos sejam agrupados com quaisquer outros;

  d. há somente um nível de utilidade quente (no extremo quente do problema) e um só nível de utilidade frio (no extremo frio do problema).

- **Passo 2 - Intervalos de temperatura**

  Os intervalos de temperatura são definidos como "intervalos limitados de temperaturas". Desse modo, são definidos pelas temperaturas dos fluxos de suprimento, T_s, e temperaturas dos fluxos alvos, T_t, ajustados por ΔT_{min}.

- **Passo 3 - Balanço térmico nos intervalos**

  A partir de um ΔT_{min}, os intervalos são compostos de tal modo que uma transferência de calor completa é sempre factível entre os fluxos quente e frio em um intervalo; isso é obtido a partir da locação das faixas de fluxos frios e quentes nos intervalos limitados. O excedente líquido de calor ou seu *déficit* é dado pelo balanço entálpico:

$$\Delta H_i = \Delta C_p \ (T_i - T_{i+1})$$

  sendo ΔC_p a diferença entre o somatório das capacidades térmicas quentes e o somatório das capacidades térmicas frias em um mesmo intervalo de temperaturas.

- **Passo 4 - Cascata térmica**

  A rotina para o encadeamento térmico se faz em dois estágios. Inicialmente se assume que $Q_h = 0$ identifica a maior cascata térmica negativa; em seguida, elimina-se a maior cascata térmica negativa pela adição de calor de uma fonte quente da central de utilidade no primeiro intervalo.

3.6.4- Exemplo

Os dados a seguir representam quatro fluxos de uma unidade de processo. Assume-se de maneira arbitrária $\Delta T_{min} = 10°C$; uma análise entre os fluxos quentes e frios em troca térmica contracorrente permite que se verifique ser de 10 °C a menor temperatura reinante, ainda que qualquer outro valor de temperatura pudesse ser assumido como a diferença mínima para o início da análise.

No passo seguinte, definem-se os intervalos limitados de temperatura. Nesse ponto, pode-se impor diferentes critérios para os limites de temperaturas; assumir-se-á que as temperaturas dos fluxos frios se mantém inalteradas e as temperaturas dos fluxos quentes serão subtraídas de ΔT_{min}.

unesp

Tabela 3.3 - Valores da rede de fluxos

Fluxo de Processo	Temperatura T_s(°C)	Temperatura T_t(°C)	Cap. Térmica 10^4 kJ/h °C	Carga Térmica 10^4 kJ/h
1 FRIO	120	235	2.0	230
2 QUENTE	260	160	3.0	300
3 FRIO	180	240	4.0	240
4 QUENTE	250	130	1.5	180

Desse modo, é possível compor-se a tabela 3.4, que contém tanto os limites de temperaturas iniciais, as temperaturas ajustadas para composição dos intervalos limitados e um ordenamento das temperaturas, da mais quente à mais fria.

Tabela 3.4 - Ajuste e ordenamento das temperaturas

número	tipo	T_s (°C)	T_t (°C)	temp. ajustadas (°C)	ordenamento
1	frio	120	235	120	T_6
				235	T_3
2	quente	260	160	250	T_1
				150	T_5
3	frio	180	240	180	T_4
				240	T_2
4	quente	250	130	240	duplicado
				120	duplicado

As seis temperaturas resultam cinco intervalos:

250-240 / 240-235 / 235-180 / 180-150 / 150-120 (°C)

Para o cômputo das entalpias são montadas tabelas de intervalos quentes e frios; em ambas entram todos os valores ordenados, sendo que a tabela dos intervalos frios se equivalem às temperaturas ajustadas da tabela 3.4 e os intervalos quentes são defasados de ΔT_{min}; observe que em cada intervalo k a diferença de temperatura é sempre a mesma para ambas as correntes. Ao lado desses intervalos dispõe-se os fluxos da tabela 3.3, conforme legenda ao pé da tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Balanço entálpico

intervalo	tabela intervalos quentes	tabela intervalos frios
1	130-160 **Q**	120-150 **U**
2	160-190 **D Q**	150-180 **U**
3	190-245 **D Q**	180-235 **T U**
4	245-250 **D Q**	235-240 **T**
5	250-260 **D**	240-250 **T**

Nota: **U** - corrente 1 / **D** - corrente 2 / **T** - corrente 3 / **Q** - corrente 4

As entalpias para cada intervalo podem então ser calculadas:

$\Delta H_1 = (3 + 0 - 0 - 0)(250 - 240) = 30.0$

$\Delta H_2 = (3 + 1.5 - 4 - 0)(240 - 235) = 2.5$

$\Delta H_3 = (3 + 1.5 - 2 - 4)(235 - 180) = -82.5$

$\Delta H_4 = (3 + 1.5 - 2 - 0)(180 - 150) = 75.0$

$\Delta H_5 = (0 + 1.5 - 2 - 0)(150 - 120) = -15.0$

Admitindo-se que o fluxo $Q_h = 0$, então pode-se obter Q_i a partir da relação

$$Q_i = Q_{i-1} + \Delta H_i$$

Assim,

$Q_1 = Q_h + \Delta H_1 = 0.0 + 30.0 = 30.0$

$Q_2 = Q_1 + \Delta H_2 = 30.0 + 2.5 = 32.5$

$Q_3 = Q_2 + \Delta H_3 = 32.5 - 82.5 = -50.0$ <----- **resultado não factível**

$Q_4 = Q_3 + \Delta H_4 = -50.0 + 75.0 = 25.0$

$Q_5 = Q_4 + \Delta H_5 = 25.0 - 15.0 = 10.0$

Como o menor valor de Q_i é -50.0, admita-se então $Q_h = 50$.

$Q_1 = 50.0 + 30.0 = 80.0$

$Q_2 = 80.0 + 2.5 = 82.5$

$Q_3 = 82.5 - 82.5 = 0.0$

$Q_4 = 0.0 + 75.0 = 75.0$

$Q_5 = 75.0 - 15.0 = 60.0$

Três informações importantes podem então ser obtidas:

- o mínimo suprimento de calor de fontes externas necessário para um fluxo factível é de 50 unidades;
- a menor carga térmica externa correspondente é 60 unidades; e
- há um ponto em que a faixa de temperatura tem fluxo nulo; esse ponto é chamado "ponto de estrangulamento" ou *Pinch Point*.

Com base nesse conceito, é possível um aproveitamento muito maior das energias rejeitadas na unidade de processo para atendimento das correspondentes demandas, deslocando para a geração de excedentes a capacidade adicional de produção de energia porventura existente.

O conjunto de técnicas descritas sucintamente nesse capítulo pode permitir um melhor conhecimento da unidade de processo e, por conseguinte, um uso mais racional das energias envolvidas. Fica evidente, também, que são necessários o conhecimento dos dados necessários e um sistema confiável de coleta; uma vez implantados, devem permitir uma maximização dos retornos monetários por venda de excedentes pela redução de picos, elevação de vales da curva de carga e aproveitamento de fluxos antes desperdiçados.

Referências

1. BALESTIERI, J.A.P. Estudo de sistemas de cogeração com aplicação de Métodos de Monte Carlo. Escola Federal de Eng. de Itajubá, Dissertação de Mestrado. Itajubá, MG, 1990.
2. BALESTIERI, J.A.P. , CÉSAR, M.A.C. Gerenciamento de cargas. Simpósio de Pesquisa e Pós-Graduação em Ciências Exatas e Engenharia, 2, Campos do Jordão, SP, 1991.
3. BERMAN, I.M. Cogeneration, combined-cycles and synthetic fuels: an overview. Power Engineering, n. 11, p. 42-50, 1983.

4. BJORK,C.O., KARLSSON,B.G.. Load management application for industrial loads. IEEE Trans. on PAS, v.104, n. 8, p. 2058-63, 1985.

5. GUIMARÃES, E.T. Sistemas de ar condicionado. Seminário Conservação de Energia no Condicionamento Ambiental. Anais, Light and Power, série Cons. Energia, n. 2, Rio de Janeiro, p. 13-26, 1987.

6. GUINN, G.R. Planning cogeneration systems: load duration curves can accomplish preliminary design and evaluation analysis of cogeneration systems, ASHRAE Journal, v.33, no.2, p. 18-22, 1991.

7. LE GOFF, P. Energetique industrielle. Technique et Documentation, Paris, 1979.

8. LINNHOFF, B., TURNER, J.A. Heat-recovery networks: new insights yield big savings. Chemical Engineering, n. 11, p. 56-70, 1981.

9. LYLE, O. The efficient use of steam. London, Her Majesty's Stationery Office, 9ª. edição, 1968.

10. MAKANSI, J. Process/power integration offers new cogen-system opportunities. Power, n. 3, p. 89-98, 1988.

11. MORETTIN, P.A., TOLOI, C.M.C . Previsão de séries temporais. Atual Editora, São Paulo, SP, 1985.

12. PADGETT, M.L., ROPPEL, T.A. Neural networks and simulation: modeling for applications. Simulation, v. 58, n. 5, p. 295-305, 1992.

13. ROSSITER, A.P., CHANG,S.H.. Find cogeneration benefits by plotting plant´s heat needs. Power, v. 3, p. 100-101, 1988.

14. TANG, Z., ALMEIDA, C., FISHWICK, P.A. Time series forecasting using neural networks vs. Box-Jenkins methodology. Simulation, v. 57, n. 5, p. 303-310, 1991.

15. TOWNSEND, D.W., LINNHOFF, B. Heat and power networks in process design (Parts I and II). American Inst. of Chemical Engineering Journal, v. 29,n. 5, p. 742-771, 1983.

16. TREVISAN, O.V., MACEDO, I.C. Estudo da estrutura de uso industrial da energia térmica no Estado de São Paulo. Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, V, Anais, Campinas, p. 86-95, 1979.

unesp

CAPÍTULO 4

AVALIAÇÃO DE DEMANDA PARA PLANEJAMENTO DO PROJETO

4.1- Introdução

A informação básica para o dimensionamento de uma central de cogeração consiste na definição dos níveis de energia térmica e eletromecânica que devem ser atendidos; isso dependerá, basicamente, dos valores de capacidade (kW) dessas formas de energia demandados pela unidade de processo, mas também da estratégia de operação que a empresa pretende adotar.

Nesse primeiro estudo de caso serão apresentados, à luz de exemplos, os fatores que devem ser considerados na análise preliminar do planejamento de uma central de cogeração, alertando especialmente para os cuidados básicos no tratamento das curvas de carga de modo a garantir uma certa confiabilidade no dimensionamento do projeto.

4.2- Avaliação do histórico de demandas de energia

As dificuldades para a avaliação do histórico de demandas de energia em uma unidade de processo estão na proporção direta da sua disponibilidade e, mais precisamente, da confiabilidade dos valores apresentados. Um grande número de empresas conta com sistemas automatizados para a coleta dos valores relativos às demandas térmica e elétrica de suas unidades de processo, cujo acumulado de alguns anos permite vislumbrar informações importantes para o projeto.

Existem empresas, no entanto, que não contam com sistemas apropriados de coleta desses valores ou, se existe, não apresentam regularidade nos intervalos de coleta, ou contam com discrepâncias atípicas e não-explicáveis que acabam tornando os valores suspeitos para uma análise aprofundada e que constituam subsídios para o projeto. Uma outra categoria de situações problemáticas seria a das unidades de processo ainda em fase de elaboração e que, portanto, não existem fisicamente para terem um "histórico".

Os dois últimos casos são os que apresentam maiores problemas e necessitam cuidados da parte do projetista. Empresas ainda por se constituírem podem ser preliminarmente avaliadas a partir dos valores disponíveis para empresas do mesmo ramo, adequando-se os níveis de demanda térmica e elétrica a partir da capacidade de produção da unidade original e da projetada. Esse processo parte de um pressuposto forte, de que ambos os processos são iguais, o que é em muitos casos aceitável - uma destilaria anexa a uma usina de açúcar para produção de álcool pode variar muito pouco de uma unidade para outra, especialmente quando o projeto e os equipamentos adquiridos para a equipar provém de grupos com tecnologia conhecida e consolidada no cenário nacional; uma fábrica de papel tipo *kraft* pode apresentar singularidades mas não vai se afastar em demasia daquele conjunto de máquinas e seqüências tão bem estabelecidos. Não é possível, no entanto, querer aproximar os valores de uma indústria de produção de cervejas envasadas em garrafas de uma outra que não apenas envasa como também enlata as cervejas. Para esses casos,

unesp

manuais como o "*Energy Analysis of 108 Industrial Processes*" (Brown *et al.*, 1985) podem fornecer informações preliminares muito razoáveis para o projeto.

O outro caso, das empresas que dispõem de valores pouco confiáveis das demandas de energia, é mais problemático, uma vez que os dados disponíveis não são críveis. É praticamente impossível assegurar que uma oscilação para mais ou para menos tenha um significado físico que lhe eqüivalha e que seja, portanto, importante de ser considerado na análise. Os métodos de tratamento apresentados para equalização da demanda podem ser, aqui, de nenhuma valia.

Para essas situações, o respaldo de um tratamento probabilístico pode auxiliar na medida em que, por simulação das curvas históricas disponíveis, permite gerar múltiplas curvas, semelhantes a essas segundo um padrão de tendências resgatadas numa análise preliminar porém afetadas por aleatoriedades que possibilitem explorar a faixa de oscilação das curvas de demanda numa certa escala temporal. A tabela 4.1 e a figura 4.1 apresentam os valores de demanda térmica e elétrica de uma unidade de processo ao longo de seis anos consecutivos; com base nesses valores, serão apresentadas observações pertinentes ao tratamento dos dados para definição dos valores de projeto.

Tabela 4.1 - Variação mensal de demanda térmica e elétrica de uma unidade de processo (kW)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T83	4314	3272	4758	3624	5337	6486	7521	7319	6790	6249	7137	6860
T84	5877	6535	6977	5969	8572	8611	6504	7788	8453	9479	8636	6194
T85	7889	8183	8013	7292	8351	8202	9155	8695	8248	9330	8892	9242
T86	8532	7720	9223	9472	7035	9179	8218	8734	8652	9752	8011	7878
T87	8460	7665	8016	7558	7964	9730	10128	8305	10257	8600	9282	9011
T88	8993	7992	8991	8502	7576	8305	9381	7995	8246	9027	9616	8677
E83	1836	1888	2262	1849	2207	1900	2087	2511	2001	2000	2183	2456
E84	2194	2433	2160	2676	2419	2523	2619	2797	2687	2974	2993	2549
E85	3060	2365	2783	2676	3027	2779	2617	2828	2875	3162	2954	3573
E86	3263	2980	3168	3629	3062	3541	3785	3376	3470	3873	3449	3657
E87	3585	3251	3717	3380	3498	4269	3855	3630	3750	4046	3753	3515
E88	3403	3976	3937	3784	3655	3911	3825	4056	3989	3968	3834	3361

Notas: Tii- demanda térmica no ano ii / Eii- demanda elétrica no ano ii

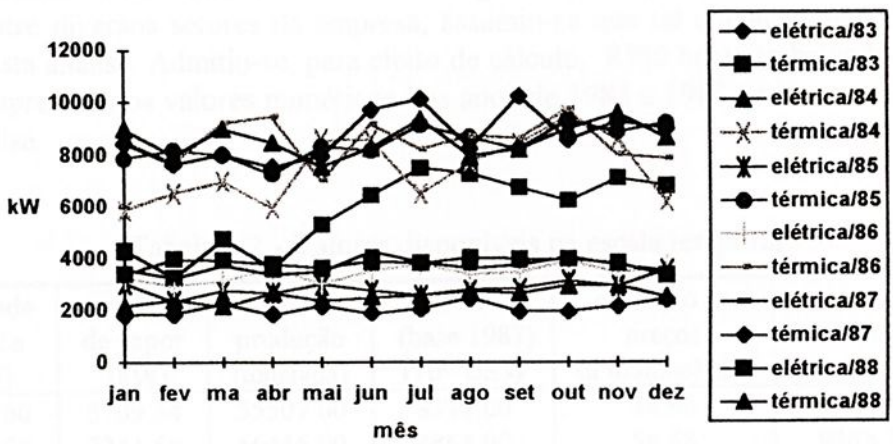


Figura 4.1 - Curvas históricas mensais de uma unidade de processo

O que se pode observar desse extrato de curvas de demanda é que:

- o pico de demanda térmica ocorreu no mês de setembro do ano de 1987 (10257 kW), e

- o pico de demanda elétrica ocorreu, no mesmo histórico, no mês de junho de 1987 (4269 kW), isto é, não houve necessariamente um emparelhamento nos meses de ocorrência dos picos. Igualmente, em ambas as curvas, houve redução na demanda no ano subsequente, nos mesmos meses.

Num projeto voltado para a paridade térmica, uma avaliação sumária indicaria que a capacidade de geração a ser instalada na central de cogeração deveria se situar em patamar superior a 10300 kW, de modo a garantir que o sistema teria condições de atender integralmente a essa necessidade em qualquer mês do ano. No entanto, não existe nenhuma garantia de que esse valor não possa ser superado nos anos seguintes, contando desse modo a unidade de processo com uma unidade de cogeração subdimensionada e incapaz de satisfazer a demanda térmica. No caso de se dimensionar a capacidade da central de cogeração além da necessidade, pode-se incorrer em uma questão de estratégia financeira difícil de ser aquilatada, uma vez que a oscilação na tarifa de compra da energia excedente pode comprometer a viabilidade do projeto.

A análise a seguir apresentada procura avaliar, com base no histórico anual de consumo de energia, as futuras necessidades da empresa com base em estratégias assumidas como viáveis no período considerado para a previsão de demandas, tomando-se por base valores econômicos e projeções de venda dos produtos da empresa.

4.3 - Análise de previsão segundo modelo econométrico

O histórico de demanda de energia da mesma indústria apresenta em sua evolução temporal a utilização de óleo Diesel (para partida das caldeiras) e óleo BPF para geração de vapor necessário ao processo industrial e de energia elétrica comprada da concessionária local para suprimento da demanda por energia eletromecânica. Essa forma de geração se deu até março de 1988, quando então a empresa passou a adquirir a energia tipo ETST e que, por ter oferta não garantida, apresenta preços vantajosos para geração de vapor em uma caldeira elétrica.

A caldeira elétrica gera vapor a 1,8 MPa, que atende a todos os processos, sendo o vapor exaustado até a condição atmosférica sem reaproveitamento do condensado por questões de contaminação; apenas um setor é atendido por vapor a 0,6 MPa e também exaustado à pressão atmosférica, sendo obtido através de válvula reguladora de pressão. Como este é um caso particular dentre diversos setores da empresa, assumiu-se que tal condição será desconsiderada para efeito desta análise. Admitiu-se, para efeito de cálculo, 8760 horas trabalhadas em cada ano. A tabela 4.2 apresenta os valores numéricos nos anos de 1983 a 1988 para as variáveis utilizadas para esta análise.

Tabela 4.2 - Valores disponíveis na escala temporal

ano	demanda elétrica (kW)	demanda de vapor (kW)	volume de produção (tonelada)	PIB (base 1987) (10^6 US$)	evolução de preços (u.m./tonelada)	preço eletricidade (u.m./kW)	preço óleo BPF (u.m./kW)
1983	2069.60	5709.34	55507.00	8173.00	58.95	9306.60	127305.20
1984	2512.08	7341.59	66456.00	8864.00	58.68	9465.20	125470.60
1985	2852.09	8317.22	67239.43	8707.00	66.73	9240.00	122485.30
1986	3390.62	8392.13	78053.50	9015.00	86.29	9382.80	124378.30
1987	3636.82	8602.68	80322.52	9319.00	94.45	11852.30	157114.00
1988	3755.92	8465.53	72782.88	9297.00	92.18	14246.40	188852.80

Nota: /u.m./- unidade monetária /PIB/- produto interno bruto (relativo ao país)

unesp

Fica evidente que o volume de produção deve ser considerada como variável de decisão, uma vez que regula a demanda de energia, ainda que tal relação não se dê de forma proporcional, uma vez que pode ocorrer ligeira queda de produção com manutenção das demandas que atendam cargas básicas (iluminação, motores, marcha lenta de caldeiras, fornos com refratários, etc.). O PIB do setor químico foi incorporado à análise em consonância com o volume de produção, e seu emprego se deve à necessidade de adicionar condicionantes de desenvolvimento econômico e social ao equacionamento.

A razão preço/tonelada produzida procura resgatar a atratividade do mercado aos produtos comercializados pela empresa; pelas leis de mercado, a empresa poderá se dispor a maior ou menor produção de acordo com os preços praticados. O preço da energia elétrica e do óleo BPF (mais Diesel) foi incluído por retratar uma variável econômica que pode influir negativamente na demanda, de acordo com a política de preços.

Serão testadas também, para efeito de análise, se existem correlações fortes entre as demandas de cada energético de um ano para o outro. Tais relações poderão permitir sejam assumidas práticas conservacionistas nos cenários de projeção. O equacionamento das duas demandas de energia em função destas variáveis escolhidas para análise será apresentado no próximo item, antecipando-se porém que a inclusão ou exclusão de cada variável nas equações se fará pela estatística t, de Student.

Serão admitidas relações entre as demandas por energia térmica e eletromecânica e as demais variáveis como sendo funções multipotenciais, conforme a relação a seguir:

$$P_t = a \cdot PROD^b \cdot PIB^c \cdot PRE^d \cdot PREE^e \cdot PREO^f \cdot P_{t-1}^g \qquad (1)$$

sendo:

P_t	demanda por energia térmica (S) ou eletromecânica (E) (kW)
PROD	volume de produção da empresa (t)
PIB	Produto Interno Bruto (US $ Milhões)
PRE	razão PREÇO/TONELADA PRODUZIDA ($/t)
PREE	preço da energia elétrica ($/kW)
PREO	preço do óleo Diesel +BPF ($/kW)
P_{t-1}	demanda por E ou S no período anterior a t (kW)
a	constante multiplicativa

b, c , d, e, f, g- potências para as variáveis do equacionamento

As curvas de regressão serão aproximadas através da aplicação de logaritmos naturais aos valores da tabela 1; isto garante que todos os coeficientes estimados representem elasticidades, o que, em última análise, corresponde às potências das variáveis da equação anterior.

O uso da estatística t confere ao equacionamento a confiabilidade dos resultados quanto à representatividade dos dados com relação à população, uma vez que os valores utilizados na regressão constituem amostra finita e parcial da mesma. Quando a estatística t de cada constante se situa acima do valor correspondente à distribuição normal para certo grau de liberdade e de significância, assegura-se que as variáveis independentes a elas associadas se relacionam, em maior ou menor grau, com as variáveis dependentes. O coeficiente de correlação apenas indica o desvio do ajuste de mínimos quadrados com relação aos dados apresentados.

Com base nestas considerações, foram obtidas as equações de ajuste apresentadas abaixo:

unesp

$$E_t = PROD^{0.270955} \cdot PRE^{0.687254} \cdot E_{t-1}^{0.021025} \quad (2)$$
$$(12.14) \qquad (7.04) \qquad (3.54)$$

$$S_t = PROD^{0.484946} \cdot S_{t-1}^{0.026277} \quad (3)$$
$$(202.14) \qquad (4.94)$$

sendo que os valores entre parêntesis representam a estatística t; para a equação (2), o grau de liberdade 3 ao nível de significância 0.025 tem por estatística padrão 3.182 e para a equação (3),com grau de liberdade 2 ao nível de significância 0.025, a estatística padrão vale 4.303.

A interpretação destes resultados é de que a demanda por energia eletromecânica varia proporcionalmente com o volume de produção, com os preços praticados para os produtos comercializados e com a energia eletromecânica do período anterior, sendo a maior elasticidade a verificada para os preços por unidade de produção, seguido pelo volume de produção e mais fracamente pela energia do período anterior. Já a demanda por energia térmica varia apenas com o volume de produção e a energia demandada no período anterior, nesta ordem de grandeza. Vale ressaltar que tais equações são as que melhor se ajustaram para o universo das amostras disponíveis, o que implica dizer que outras variáveis talvez possam ser inseridas à medida que a base de dados for ampliada. A figura 4.2 mostra o ajuste da equação (2) aos dados de energia eletromecânica e o ajuste da equação (3) aos dados de energia térmica.

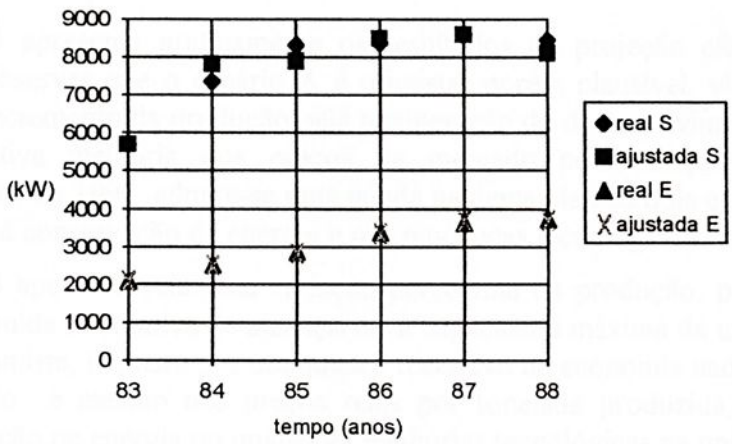


Figura 4.2- Ajuste das equações aos dados disponíveis

Para projetar-se a demanda de energia eletromecânica e térmica para os próximos anos, faz-se necessário sejam estabelecidos cenários que reflitam as condições desejadas ou expectativas em face do desenvolvimento histórico dos fatos. Para efeito desta análise, são apresentados os cenários dispostos na tabela 4.3.

Tabela 4.3- Cenários considerados na análise

	cenário A (otimista)	cenário B (provável)	cenário C (pessimista)
Volume de Produção	crescer 3% ao ano	crescer 1% ao ano	diminuir 2% ao ano
Preço/Ton. produzida	crescer 2% ao ano	inalterado	diminuir 0.5% ao ano
conservação de energia	conservar 0.5%	inalterado	inalterado

A partir destas considerações, as projeções obtidas são apresentadas na tabela 4.4. A conservação de energia será obtida via alterações da prática de operação e/ou investimentos em novas tecnologias, considerando-se que tais modificações sejam implantadas a partir de 1995.

Tabela 4.4 - Resultado das projeções de demanda de energias eletromecânica e térmica

	energia elétrica (kW)			energia térmica (kW)		
ano	cenário A	cenário B	cenário C	cenário A	cenário B	cenário C
1989	3673.19	3604.34	3562.72	8357.80	8278.70	8158.53
1990	3751.71	3610.94	3527.16	8475.61	8313.87	8071.15
1991	3835.40	3620.83	3495.11	8601.14	8355.01	7990.20
1992	3921.04	3630.81	3463.41	8728.70	8396.52	7910.20
1993	4008.59	3640.82	3432.00	8859.14	8438.23	7831.01
1994	4098.10	3650.87	3400.87	8989.51	8480.15	7752.61
1995	4018.93	3660.93	3370.03	8637.88	8522.28	7675.00
1996	4105.47	3671.03	3349.46	8755.50	8564.62	7598.17
1997	4196.62	3681.15	3369.18	8884.35	8607.16	7522.10
1998	4289.85	3691.31	3279.17	9015.29	8649.92	7446.80
1999	4395.14	3701.49	3249.43	9148.16	8692.90	7372.24
2000	4482.55	3711.69	3219.96	9282.99	8736.08	7298.44

A figura 4.3 apresenta graficamente os resultados da projeção efetuada nos diversos cenários. Deve-se observar que o cenário A é otimista, porém plausível, visto que considera a perspectiva de um incremento da produção pela recuperação do desenvolvimento, bem como uma lenta porém gradativa melhoria dos preços de mercado pela conquista de qualidade e produtividade; a partir de 1995, admite-se uma queda na demanda dos dois energéticos em função de práticas voltadas à conservação de energia e por mudanças tecnológicas do processo.

O cenário B apenas revela uma variação percentual da produção, positiva porém lenta, que poderia ser atribuída à tentativa de alcançar-se a capacidade máxima da unidade. O cenário C é uma previsão pessimista, imposto por um quadro recessivo da economia nacional, que apresenta declínio na produção e mesmo nos preços reais por tonelada produzida, sem incentivo às práticas de conservação de energia ou quaisquer melhorias tecnológicas na unidade de processo.

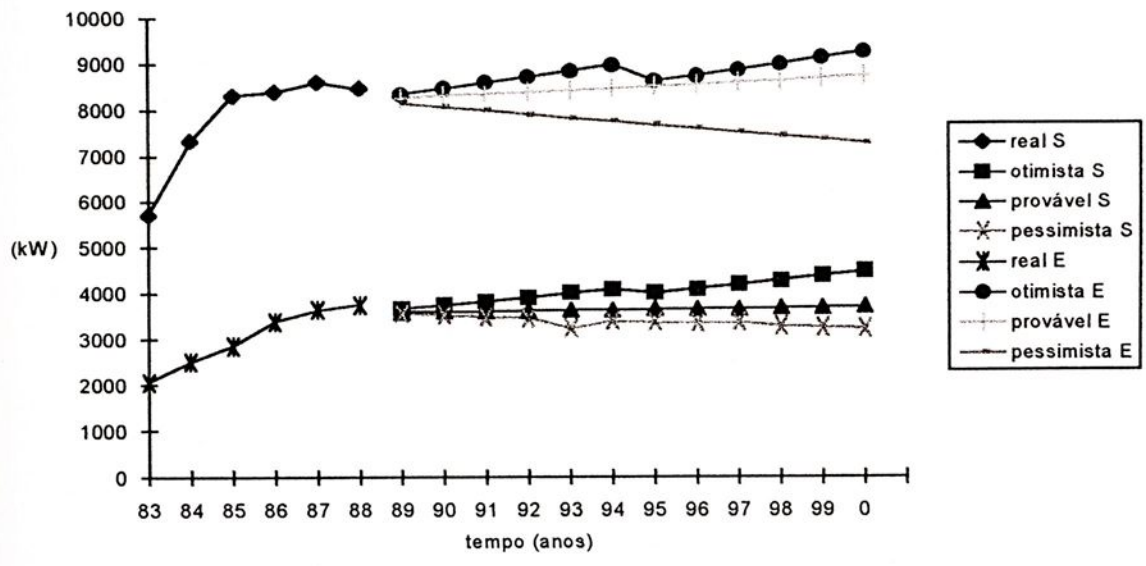


Figura 4.3 - Apresentação das curvas de demanda com cenários

4.4- Conclusões

A análise do comportamento da demanda de fluxos energéticos na empresa é uma ferramenta importante para o entendimento das principais variáveis envolvidas na geração e utilização destes insumos. A ampliação gradual desta base de dados deverá possibilitar, em futuro breve, ampliar-se o estudo, incorporando-se novos elementos e talvez descartando-se alguns dos atuais.

A prática de projeção com cenários, ainda que não capture todos os intrincados aspectos concernentes à demanda destes energéticos, permite que sejam traçadas metas a partir destas hipóteses, as quais devem ser revistas ao longo do tempo, conforme vão se sucedendo os acontecimentos, tornando-a assim mais consistente.

Referências

1. MINISTÉRIO DA INFRA-ESTRUTURA. Balanço Energético Nacional. Brasília, 1989.
2. BALESTIERI, J.A.P. Estudo de Sistemas de Cogeração com Aplicação de Métodos de Monte Carlo. Dissertação de Mestrado. Itajubá, EFEI, 1990.
3. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE QUÍMICA E DE PRODUTOS DERIVADOS. Anuário da Indústria Química Brasileira. São Paulo, Ano 16, 272 pag., 1989.
4. COSTA NETO, P.L.O. Estatística. São Paulo, Edgard Blucher, 1977.
5. KOURIS, G. Fuel Consumption for road transport in the USA. Energy Economics, April 1983, p.89-99.
6. BROWN, H.L. *et al*. Energy analysis of 108 industrial processes. Fairmont Press, 1985.

unesp

CAPÍTULO 5

TECNOLOGIAS DE GERAÇÃO DE ENERGIA

5.1- Introdução

Os ciclos a vapor, a gás, combinado e Diesel vêm sendo largamente empregados em centrais de cogeração, sendo que a escolha de um ciclo em detrimento dos demais se faz em função de diferentes parâmetros técnicos e econômicos e das premissas básicas do projeto. Entretanto, a busca do conhecimento acerca dos equipamentos empregados, bem como das tecnologias emergentes que cada vez mais se apresentam como alternativas promissoras para as próximas décadas, deve ser uma constante na atividade de um profissional envolvido no planejamento, projeto ou operação de centrais de cogeração.

Neste capítulo são apresentados índices relativos ao processo de geração de tal modo a se permitir a caracterização dos ciclos; um elenco de possíveis configurações e uma discussão quanto à sua aplicabilidade é apresentado a seguir. Para o perfeito acoplamento entre os equipamentos de processo a uma central de cogeração faz-se necessária a exata compreensão dos mesmos de forma individual; uma série de equipamentos mecânicos são aqui apresentados do ponto de vista das centrais de cogeração, independentemente dos ciclos termodinâmicos aos quais possam ser acoplados.

5.2- Equipamentos de geração

Os equipamentos de geração a seguir apresentados são componentes de um ou mais dos ciclos apresentados; o entendimento de seu funcionamento e o conhecimento das características operacionais de cada um irá auxiliar na discussão dos critérios de otimização do projeto de centrais de cogeração:

- caldeiras
  - convencionais
  - de combustão em leito fluidizado
  - recuperação
- turbinas a gás
- turbinas a vapor
  - condensação e extração
  - contrapressão
- motores Diesel

As informações apresentadas se limitam àquelas que possam ter alguma relevância para a avaliação de tecnologias utilizadas ou potencialmente utilizáveis em configurações de centrais de cogeração.

unesp

5.2.1- Caldeiras

Caldeiras ou geradores de vapor são equipamentos que permitem a geração de formas de energia térmica de amplo uso, tanto do ponto de vista industrial quanto comercial ou residencial, a saber o vapor e a água quente. Seu uso assume as mais variadas aplicações, como secagem, cozimento, geração de energia, lavagem de utensílios, desinfecção, aquecimento ambiental, dentre outros.

Para tanto, pode-se dispor de equipamentos geradores de vapor convencionais e de recuperação. O terceiro tipo citado, de combustão em leito fluidizado, constitui-se em uma forma de geração de vapor por combustão direta, porém distinta, com utilização de recursos de circulação da massa combustível.

• **caldeiras convencionais:** Os dispositivos destinados a produzir vapor ou água quente em pressões elevadas, proporcionado por calor liberado da queima de um combustível, constituem as caldeiras convencionais.

Ao conjunto formado pelo equipamento gerador de vapor e seus acessórios (sopradores de ar, bombas, chaminés, queimadores, etc.) denomina-se instalação de caldeiras; estes elementos existem ou não em uma instalação, na razão direta do combustível utilizado. Para uso industrial, utilizam-se especialmente caldeiras aquatubulares, que permitem a troca térmica entre os gases de combustão, que passam pelo casco da caldeira, e água, que passa no interior dos tubos, para a geração de vapor. Isto se deve ao fato de este sistema de troca térmica permitir maiores níveis de pressão (iguais ou superiores a 28 MPa); na figura 5.1 ilustram-se os principais componentes de uma instalação de caldeiras.

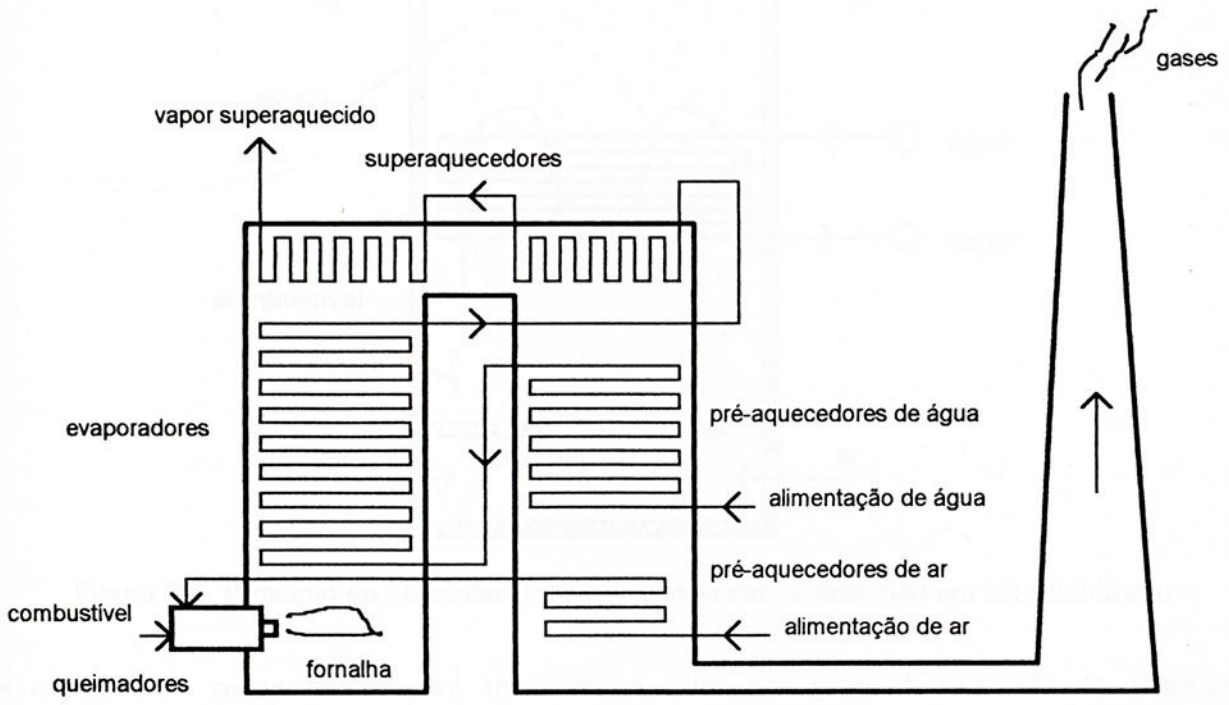


Figura 5.1- Instalação de caldeira convencional

As caldeiras flamotubulares, que apresentam os gases de combustão internos aos tubos, só permitem pressões inferiores a 1.7 MPa, o que as inviabilizam para certos processos, especialmente para a prática de cogeração.

Combustíveis como óleo, gases diversos, carvão e resíduos podem ser utilizados, necessitando os dois últimos que a fornalha seja composta de uma grelha que os assente; para a queima de óleo, utilizam-se queimadores dotados de atomizador, que regulam a vazão ar-combustível a níveis ótimos de queima.

unesp

• **caldeiras com combustão em leito fluidizado:** Na fornalha de caldeiras em leito fluidizado, combustíveis sólidos, líquidos ou gasosos, ou mistura de combustíveis com materiais inertes (sílica, alumina, cinzas) e/ou absorventes (cal) são postos em suspensão pela ação de ar primário, distribuído embaixo da mesa da fornalha.

A atratividade das caldeiras em leito fluidizado é explicada por suas características de combustão, favoráveis com relação ao tempo, turbulência e temperatura. A turbulência é promovida por fluidização, que faz com que a massa de sólidos se comporte, por inteiro, como líquido; a mistura de sólidos no leito melhora a combustão, gerando calor a temperaturas uniformemente distribuídas e substancialmente menores - 815 a 900°C. Uma fornalha em leito fluidizado adequadamente projetada irá gerar calor tal qual numa caldeira convencional, mas com menores temperaturas e teoricamente sem nenhuma perda de eficiência.

O mecanismo de fluidização oferece por vantagens menor volatização de componentes alcalinos, menor chance de haver pontos aquecidos nas partes metálicas (fontes de explosão em potencial), menor sensibilidade à quantidade e natureza de cinzas no combustível e menor volume na fornalha; não são necessários volumes extras para permitir às cinzas se resfriarem antes de serem extraídas por tiragem. As vantagens oferecidas pelas menores temperaturas se concentram no controle de emissões. Primeiramente, as temperaturas de operação são bem inferiores ao ponto de formação do NO_x induzido termicamente. A combustão estagiada pode ser aplicada para diminuir a formação de NO_x; não menos importante é a presença de um meio absorvente no leito, uma vez que SO_2 e outros gases ácidos são absorvidos pelos mesmos.

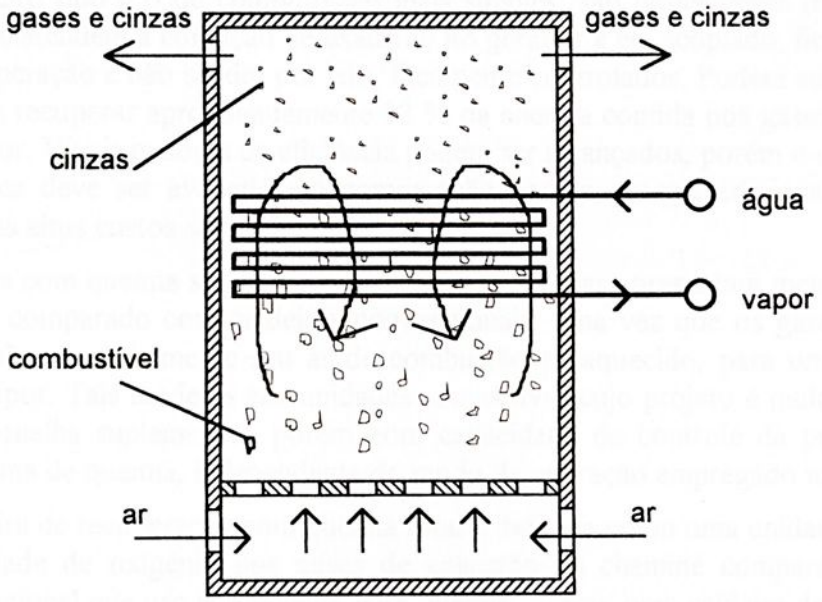


Figura 5.2- Princípio de funcionamento de caldeira com combustão em leito fluidizado

• **caldeira de recuperação:** para aproveitar o calor dos gases de exaustão de diferentes instalações industriais, inclusive fornos, empregam-se caldeiras de recuperação, que produzem vapor por troca térmica. Sendo alta a temperatura dos gases de exaustão (superiores a 900°C), estas caldeiras apresentam superfícies de transferência de calor por radiação, e têm a mesma composição das convencionais, porém sem a fornalha, conforme a figura 5.3.

Quando a temperatura dos gases de exaustão se encontra inferior a 900°C, as superfícies de troca térmica devem ser projetadas por áreas de convecção; é comum, nestes casos, não se empregarem câmaras de radiação, e construi-las totalmente com serpentinas.

A circulação de fluidos nos tubos é forçada, em geral; os parâmetros usuais de pressão do vapor variam de 1,8 a 4,5 MPa, com temperaturas da ordem de 385 C; a vazão de vapor varia em

unesp

ampla faixa, na ordem de 40 t/h. Caldeiras de recuperação de calor podem se apresentar, segundo as características do projeto, como :

- sem fornalha suplementar;
- com fornalha suplementar; e
- de queima completa.

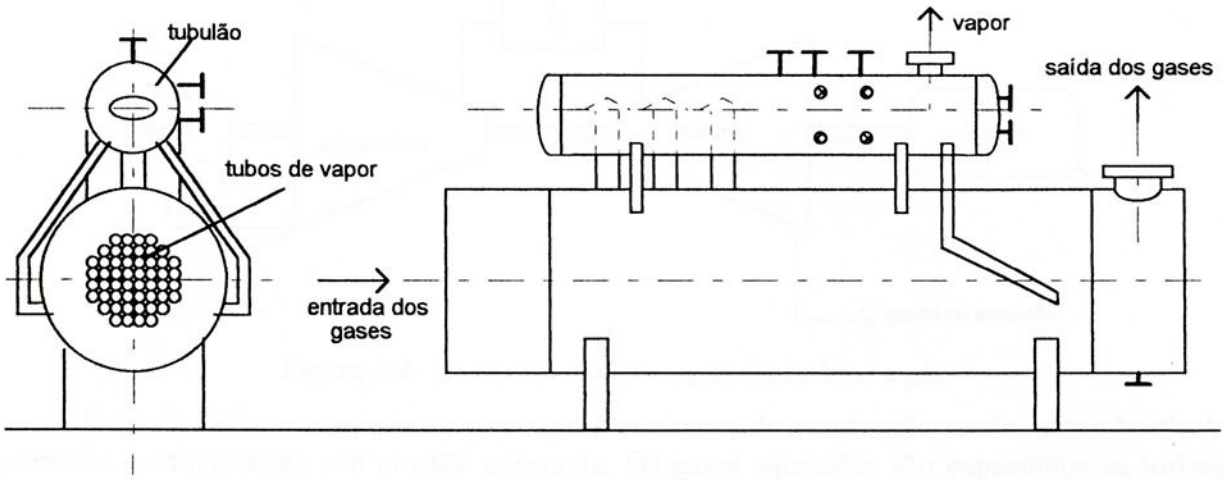


Figura 5.3- Caldeira flamotubular de recuperação de calor

O primeiro tipo é o de configuração mais simples; são basicamente trocadores de calor convectivos que atendem à condição de exaustão do gerador a ele acoplado, ficando amarrado ao seu modo de operação e não sendo, por isto, facilmente controlados. Podem ser economicamente projetados para recuperar aproximadamente 92 % da energia contida nos gases de exaustão para geração de vapor. Níveis maiores de eficiência podem ser alcançados, porém o custo da superfície de troca térmica deve ser avaliado em comparação com a energia adicional recuperada para estabelecer se os altos custos são vantajosos.

Modelos com queima suplementar em fornalha auxiliar apresentam menores consumos de combustível se comparado com caldeiras convencionais, uma vez que os gases de exaustão da turbina a gás são essencialmente seu ar de combustão preaquecido, para uma mesma taxa de produção de vapor. Tais modelos são unidades convectivas cujo projeto é muito parecido com o sistema sem fornalha suplementar, porém com capacidade de controle da produção de vapor através do sistema de queima, independente do modo de operação empregado na turbina.

A caldeira de recuperação com queima total é definida como uma unidade que apresenta a mesma quantidade de oxigênio nos gases de exaustão da chaminé comparativamente a uma caldeira convencional que use ar ambiente para queima. Assim, uma caldeira de recuperação com queima total é uma caldeira convencional em que os gases de exaustão da turbina a gás se prestam a atuar para suprimento de ar. Sua produção de vapor pode ser de 6 a 7 vezes maior que uma caldeira de recuperação sem queima suplementar, devido ao oxigênio remanescente da combustão e da temperatura dos gases de exaustão (10% de excesso de ar). Suas necessidades de combustível se situam 7,5 a 8% menores que uma caldeira convencional com idêntica capacidade de produção de vapor.

5.2.2- Turbinas a gás

A turbina a gás não é uma máquina isolada, mas uma combinação, geralmente de construção compacta, composta de compressor, câmara de combustão e turbina e, por vezes, mais unidades, correspondendo a todo um grupo gerador.

unesp

Na câmara de combustão queimam-se óleo desmineralizado, gás natural e gases oriundos de processos de gaseificação do carvão e mais recentemente de gaseificação de biomassas; o termo turbina a gás se refere aos gases que se formam e são consumidos como fluido de trabalho na câmara de combustão. O esquema da figura 5.4 apresenta os seus principais componentes.

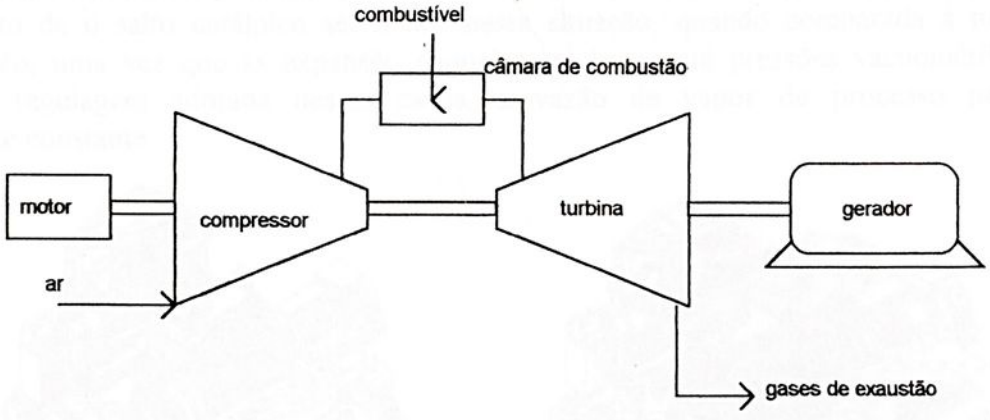


Figura 5.4- Componentes principais de turbina a gás

O ar entra no compressor e passa para a câmara de combustão, onde o combustível é queimado continuamente sob pressão constante. Os gases aquecidos são expandidos na turbina, que não só aciona o compressor mas também gera potência, por exemplo, para um gerador. O motor serve para a partida nos sistemas estacionários.

A tecnologia de turbinas a gás serve para uma larga faixa de aplicações; seu curto tempo para partida e o baixo custo de investimento do ciclo simples (em comparação com outros ciclos, a preços internacionais) fazem estas unidades ideais para atendimento de picos de carga. Um dos mais interessantes desenvolvimentos ocorridos nos últimos anos na indústria de turbinas a gás tem sido a redução das emissões de NO_x que a sua penetração no mercado externo tem forçado; os padrões americanos atuais fixam limites de 10 ppm em algumas jurisdições, e isto vem sendo alcançado através de redução catalítica seletiva em adição às injeções de água e vapor.

5.2.3- Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são turbomáquinas que operam com vapor de alta pressão na condição superaquecida e que, de acordo com as funções que se pretende sejam atendidas, podem ser classificadas em:

- **turbinas de contrapressão pura,** que fornecem integralmente a mesma vazão de vapor recebida para os trocadores de calor situados a jusante da turbina, submetendo-o a uma expansão desde a condição inicial (de alta pressão) até a níveis de pressão da ordem de 0.2 a 1.0 MPa;

- **turbinas de condensação e extração,** que recebem o vapor de alta pressão e em um ou mais pontos entre a admissão e a descarga é extraído vapor de processo com pressão pré-fixada conforme necessidade da unidade, sendo o restante expandido até a pressão do condensador (valores entre 0.005 e 0.01 MPa).

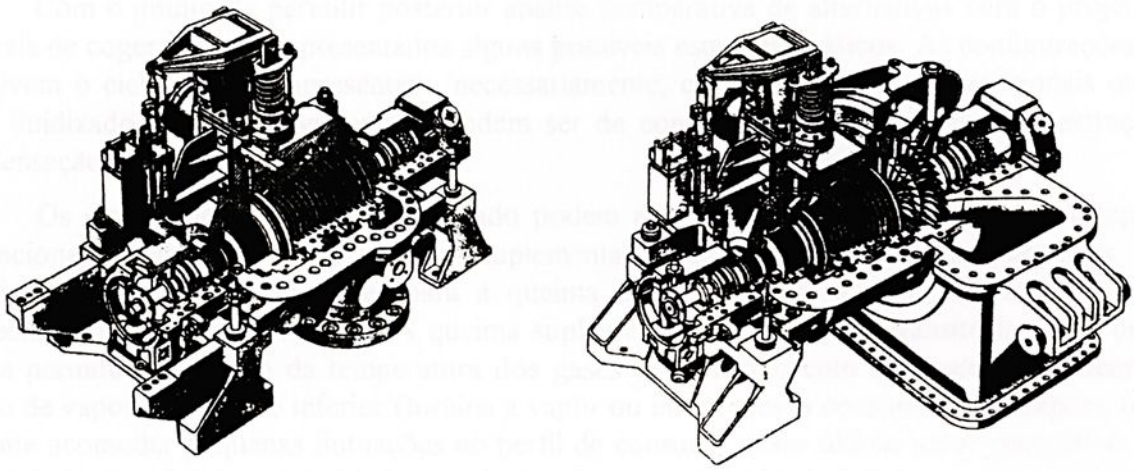
As turbinas de contrapressão são especialmente recomendadas nos processos industriais nos quais a demanda por calor de processo é aproximadamente igual à demanda por energia eletromecânica. Nestes equipamentos, é usual uma regulagem que mantém a pressão do vapor constante atrás da turbina, resultando a potência elétrica variável proporcionalmente ao consumo de vapor do processo.

Nos casos em que a demanda térmica é prioritária sobre a geração elétrica, é freqüente o emprego das turbinas de contrapressão, normalmente operadas com pressão constante do vapor

unesp

devido às imposições do processo, e sendo as flutuações na geração elétrica supridas pela conexão à rede da concessionária local.

As turbinas de condensação/extração são aplicadas em processos em que a produção de energia elétrica/mecânica é prioritária, ou equivalente à demanda de vapor do processo; isso se deve ao fato de o salto entálpico ser maior nessa situação, quando comparada à turbina de contrapressão, uma vez que as expansão naquelas se darem até pressões vacuométricas. Em função da regulagem adotada nesses casos, a vazão de vapor de processo permanece praticamente constante.



(a) contrapressão (b) condensação

Figura 5.5- Turbinas a Vapor

5.2.4- Motores Diesel

Os motores Diesel são máquinas térmicas de combustão interna a êmbolos, em cujos cilindros têm lugar a queima de um combustível e por conseqüência a transformação de calor em trabalho. Sua potência, em unidades estacionárias, varia no amplo leque de 20 a 25000 kW, sendo essas últimas unidades empregadas com freqüência para propulsão de embarcações navais.

Motores de combustão interna podem operar em ciclos de dois ou quatro tempos; no ciclo de quatro tempos, ocorre admissão da mistura combustível (primeiro tempo), compressão da mistura (segundo tempo), explosão, expansão dos produtos de combustão e escape (terceiro tempo) e expulsão dos produtos de combustão (quarto tempo). No ciclo de dois tempos, o primeiro tempo compreende a admissão da mistura e a compressão, sendo que no segundo tempo ocorrem a combustão, a expansão e o escape.

Os motores Diesel apresentam por distinção dos demais motores de combustão interna o fato de receberem o combustível através de injetores; nos cilindros do motor se comprime ar puro e, ao final da compressão, se injeta nos mesmos o combustível que, em meio ao ar quente, se inflama e queima a pressão constante.

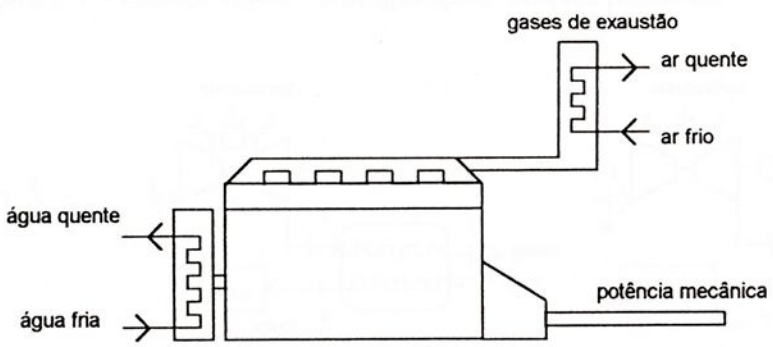


Figura 5.6- Possíveis aproveitamentos de energia num motor de combustão interna

5.3- Configurações possíveis

Conhecidos os principais ciclos que servem de base para a definição de uma central de cogeração, conforme definido no Capítulo 2, a saber: ciclo a vapor, ciclo a gás, ciclo combinado e ciclo Diesel, é importante que estejam estabelecidas as possíveis configurações que podem ser obtidas com base nas mesma para a geração conjunta de energia eletromecânica e térmica.

5.3.1- Apresentação de algumas configurações

Com o intuito de permitir posterior análise comparativa de alternativas para o projeto de centrais de cogeração, são apresentados alguns possíveis esquemas básicos. As configurações que envolvem o ciclo a vapor apresentam, necessariamente, caldeiras a vapor convencionais ou em leito fluidizado, turbinas a vapor que podem ser de contrapressão, contrapressão e extração e condensação e extração.

Os ciclos Diesel, a gás e combinado podem apresentar, em função de suas concepções operacionais, queimadores (fornalhas) suplementares, também denominadas *boosters*, que consistem em unidades auxiliares para a queima de combustível a partir do oxigênio extra fornecido ao combustor primário. A queima suplementar em condições transitórias num desses ciclos permite o aumento da temperatura dos gases de exaustão com conseqüente aumento da vazão de vapor da unidade inferior (turbina a vapor ou um processo consumidor de vapor), o que permite acomodar pequenas flutuações no perfil de consumo desse último vetor energético. Isso pode igualmente fazer com que haja excedentes de vapor na unidade inferior em certas situações pela produção de uma quantidade superior às necessidade do processo, o que dessa forma pode potencializar a prática da cogeração.

Para os ciclos térmicos que fazem uso de turbinas de condensação sem extração, admite-se que a fonte de demanda em questão é satisfeita pela baixa capacidade térmica resultante do aproveitamento do calor contido na água de resfriamento e que tais ciclos somente são recomendados para processos cujas necessidades térmicas o exijam por integração de fluxos térmicos. Finalmente, convém ressaltar que as necessidades de água resfriada ou gelada podem ser supridas mediante processos de absorção de vapor, a partir do aproveitamento do calor residual dos sistemas geradores.

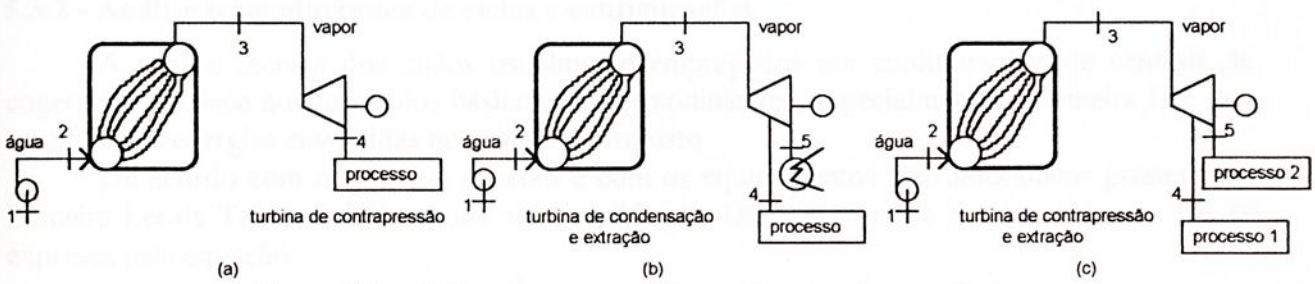


Figura 5.7 - Ciclo a vapor - configurações simples possíveis

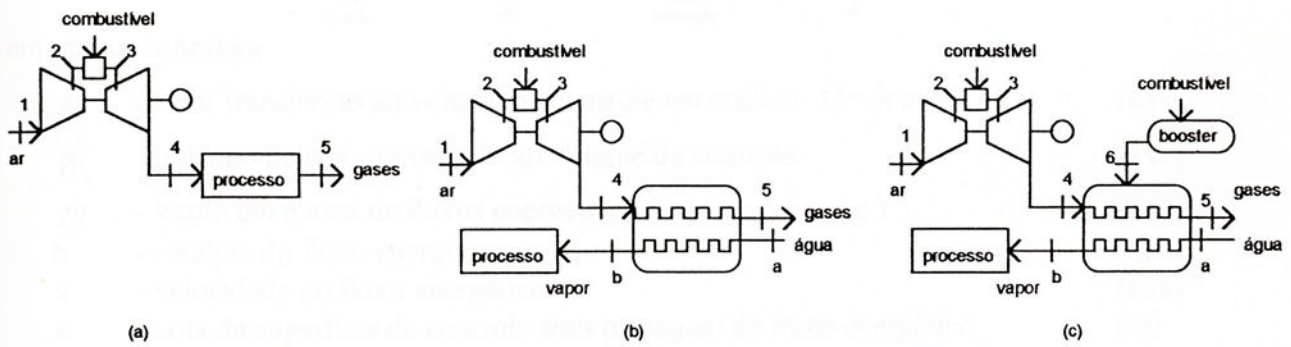


Figura 5.8 - Ciclo a gás - configurações simples possíveis

As configurações baseadas em ciclo a gás podem, a critério do tipo de unidade de processo em questão, comportar o aquecimento direto dos produtos a partir dos gases de exaustão; caso contrário, empregam-se caldeiras de recuperação dotadas ou não de queimadores suplementares.

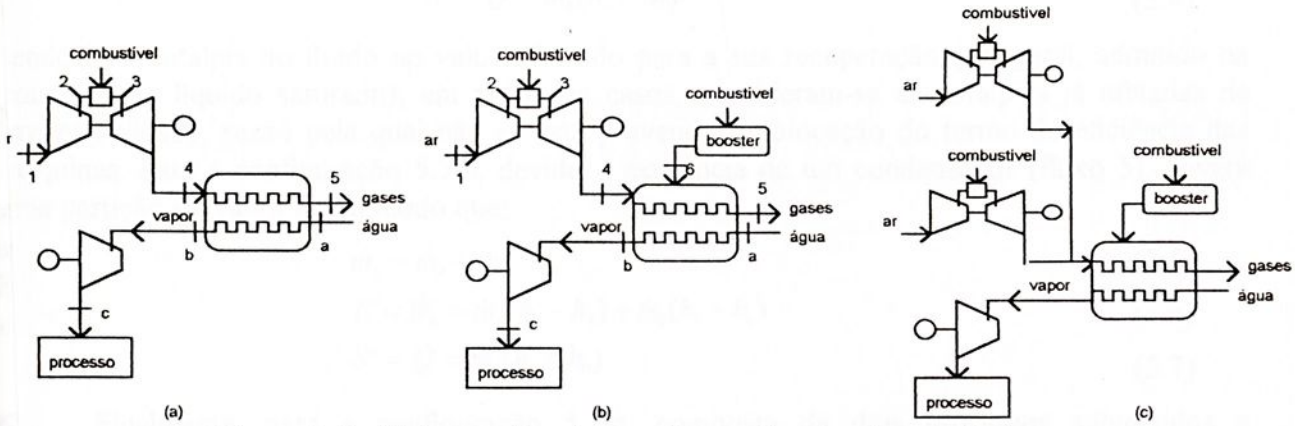


Figura 5.9 - Ciclo combinado - configurações simples possíveis

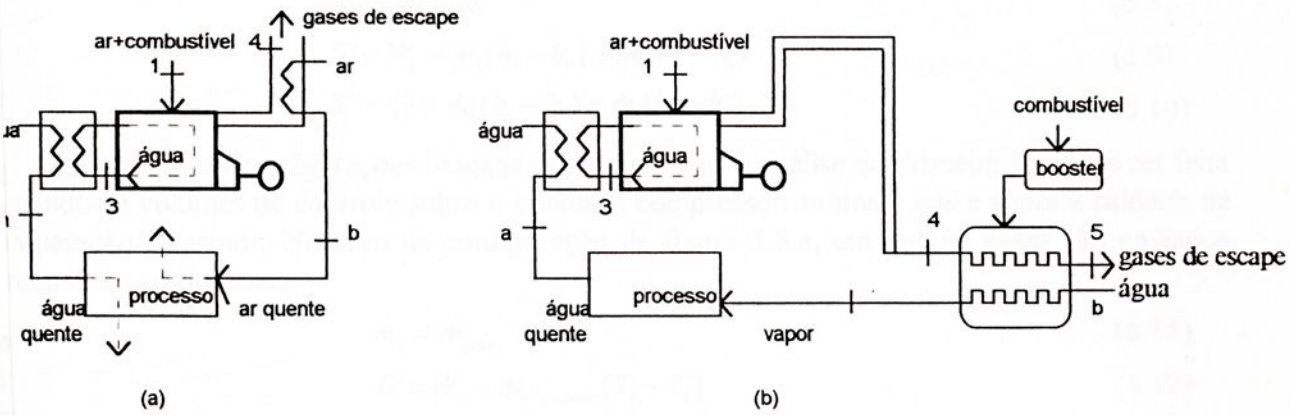


Figura 5.10 - Ciclo Diesel - configurações simples possíveis

.2 - Análise termodinâmica de ciclos e configurações

A análise técnica dos ciclos usualmente empregados em configurações de centrais de geração obedece aos princípios básicos da Termodinâmica, especialmente a Primeira Lei, que ntifica as energias envolvidas no esquema proposto.

De acordo com o ciclo em questão e com os equipamentos eletromecânicos presentes, a neira Lei da Termodinâmica pode ser simplificada. De uma maneira geral, a Primeira Lei se ressa pela equação:

$$\dot{Q} - \dot{W}_e = \sum_{saida} \dot{m}_s \left(h_s + \frac{v_s^2}{2} + g z_s\right) - \sum_{entrada} \dot{m}_e \left(h_e + \frac{v_e^2}{2} + g z_e\right) \qquad (5.1)$$

que se considera:

$\dot{Q}$	- calor transferido ao volume de controle em análise: $\dot{Q} = \dot{m}\, c\, (T_i - T_{i-1})$	(kW)
$\dot{W}_e$	- trabalho de eixo transferido ao volume de controle	(kW)
$\dot{m}$	- vazão em massa de fluxos energéticos (vapor, gases, etc.)	(kg/s)
	- entalpia do fluxo energético	(kJ/kg)
	- velocidade do fluxo energético	(m/s)
	- cota da superfície de controle com passagem de fluxo energético	(m)
	- calor específico do fluxo energético	(kJ/kg K)

Para a configuração da figura 5.7.a, tem-se:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 \tag{5.2}$$

$$E'' = \dot{W}_e = \dot{m}_4(h_3 - h_4) \tag{5.3}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_4(h_4 - h_0) \tag{5.4}$$

sendo h_o a entalpia do fluído no valor admitido para a sua recuperação (em geral, admitido na condição de líquido saturado); em todos os casos, consideram-se as entalpias já afetadas de irreversibilidade, razão pela qual não se está prevendo a colocação do termo de eficiência das máquinas. Para a configuração 5.7.b, devido à existência de um condensador (fluxo 5), haverá uma partição do vapor de tal modo que:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 + \dot{m}_5 \tag{5.5}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4(h_3 - h_4) + \dot{m}_5(h_3 - h_5) \tag{5.6}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_4(h_4 - h_0) \tag{5.7}$$

Finalmente, para a configuração 5.7.c, composta de dois processos submetidos a diferentes níveis de pressão e baseado em turbina de contrapressão com extração:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_4 + \dot{m}_5 \tag{5.8}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4(h_3 - h_4) + \dot{m}_5(h_3 - h_5) \tag{5.9}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_4(h_4 - h_0) + \dot{m}_5(h_5 - h_0) \tag{5.10}$$

No caso das configurações baseadas no ciclo a gás, a análise de Primeira Lei deve ser feita tomando-se volumes de controle sobre o conjunto compressor/turbina a gás e sobre a caldeira de recuperação de vapor. No caso da configuração da figura 5.8.a, em que os gases são enviados diretamente ao processo:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_{gases} \tag{5.11}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) \tag{5.12}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_4 c_{p,gaes}(T_4 - T_5) \tag{5.13}$$

No caso da configuração 5.8.b, vapor é gerado em uma caldeira de recuperação de eficiência η_{CR} para o atendimento das necessidades do processo; assim, o equacionamento seria:

$$\dot{m}_3 = \dot{m}_{gases} \tag{5.14}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) \tag{5.15}$$

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_g c_{p,gases}(T_4 - T_5)}{(h_b - h_0)} \eta_{cr} \tag{5.16}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_b(h_b - h_0) \tag{5.17}$$

Na configuração 5.8.c, tem-se um queimador suplementar (*booster*) na caldeira de recuperação para o caso de se fazer necessária a adição de vapor para o processo - observa-se, das equações que seguem, que o valor da vazão de vapor sofre um aumento em relação ao caso anterior pela adição de um novo termo relativo ao queimador suplementar; a geração de energia eletromecânica se mantém inalterada. Nessa situação, o combustível do queimador suplementar pode ou não ser do mesmo tipo empregado na turbina a gás; vale recordar que o valor do PCI - poder calorífico inferior - representa a energia química contida no combustível considerado, expresso em (kJ/kg).

unesp

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_{gases} \tag{5.18}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) \tag{5.19}$$

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_g c_{p,gases}(T_4 - T_5) + \dot{m}_6 PCI\,\eta_{cc}}{(h_b - h_0)}\eta_{cr} \tag{5.20}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_b(h_b - h_0) \tag{5.21}$$

Nas configurações em ciclo combinado da figura 5.9, observa-se uma maior capacidade de geração de energia eletromecânica, uma vez que a equação referente à mesma conta com duas parcelas, uma relativa ao conjunto compressor/turbina a gás e outra relativa à turbina a vapor; para a configuração 5.9.a, o equacionamento é apresentado a seguir, observando-se que a parcela térmica se mantém inalterada:

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_{gases} \tag{5.22}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) + \dot{m}_b(h_b - h_0) \tag{5.23}$$

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_g c_{p,gases}(T_4 - T_5)}{(h_b - h_0)}\eta_{cr} \tag{5.24}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_b(h_c - h_0) \tag{5.25}$$

Para a configuração 5.9.b em ciclo combinado, a adição do queimador suplementar irá permitir uma maior geração de energia na turbina a vapor, uma vez que a vazão de vapor será aumentada da parcela referente à queima do combustível suplementar:

$$\dot{m}_4 = \dot{m}_{gases} \tag{5.26}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) + \dot{m}_b(h_b - h_c) \tag{5.27}$$

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_g c_{p,gases}(T_4 - T_5) + \dot{m}_6 PCI\,\eta_{cc}}{(h_b - h_0)}\eta_{cr} \tag{5.28}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_b(h_c - h_0) \tag{5.29}$$

No caso da configuração 5.9.c, adicionou-se apenas mais um conjunto gerador compressor/turbina a gás para uma mesma caldeira de recuperação, dotada de queimador suplementar. Com isso, deve-se obter maior capacidade tanto de geração eletromecânica quanto de geração térmica:

$$\dot{m}_4 = 2\dot{m}_{gases} \tag{5.30}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_4 c_{p,gases}(T_3 - T_4) + \dot{m}_b(h_b - h_c) \tag{5.31}$$

$$\dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} = \frac{\dot{m}_g c_{p,gases}(T_4 - T_5) + \dot{m}_6 PCI\,\eta_{cc}}{(h_b - h_0)}\eta_{cr} \tag{5.32}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_b(h_c - h_0) \tag{5.33}$$

As configurações utilizando ciclo Diesel são, igualmente, analisadas através de equacionamento termodinâmico; para a configuração da figura 5.10.a:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{gases},\ \dot{m}_a = \dot{m}_{agua\ quente},\ \dot{m}_b = \dot{m}_{ar\ quente} \tag{5.34}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_c PCI\,\eta_t \tag{5.35}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_a(h_a - h_0) + \dot{m}_b c_p(T_b - T_0) \tag{5.36}$$

e para a configuração 5.10.b, dotada de queimador suplementar e de caldeira de recuperação:

unesp

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{gases},\ \dot{m}_a = \dot{m}_{agua\ quente},\ \dot{m}_b = \dot{m}_{vapor} \tag{5.37}$$

$$E' = \dot{W}_e = \dot{m}_c PCI \eta_t \tag{5.38}$$

$$\dot{m}_b = \frac{\dot{m}_{gases} c_p (T_4 - T_5) + \dot{m}_6 PCI \eta_{cc}}{(h_b - h_a)} \eta_{cr} \tag{5.39}$$

$$S' = \dot{Q} = \dot{m}_a (h_a - h_0) + \dot{m}_b (h_c - h_0) \tag{5.40}$$

5.4- Considerações acerca da escolha de configurações

A escolha de configurações adequadas a cada processo deve levar em consideração diversos fatores, tanto relativos ao processo que se deseja integrar à central de cogeração quanto aos equipamentos propriamente ditos. Apresentam-se, a seguir, características que são próprias dos diversos ciclos discutidos anteriormente, e que servem de base para a decisão sobre a escolha da arquitetura, de acordo com o que vem sendo apresentado em literatura[9].

Deve-se estabelecer, *a priori*, o fato de, por vezes, ocorrer de um certo equipamento ser dotado de algumas características interessantes para um dado processo, mas com incongruências, isto é, a melhoria de uma característica implicando na piora de outra(s): nestes casos, uma discussão profunda acerca de prioridades deve ser procedida para otimização do projeto da central de cogeração. O projeto de uma central de cogeração deve ser dimensionado de tal modo a acomodar flutuações nas demandas por energia térmica e eletromecânica. Estas flutuações podem ser geridas instalando-se configurações tais que operem na base da demanda térmica do processo sem queima suplementar, ou a um nível mínimo. A taxa suplementar de queima pode ser, então, aumentada para atender demandas de pico de vapor conforme se fizer necessário. Este é o procedimento apropriado para o projeto em que o objetivo primário da central é satisfazer a demanda térmica, sendo a geração de energia eletromecânica um subproduto, ou quando a razão potência/calor do processo for baixa.

Uma opção interessante consiste em dimensionar o sistema de cogeração pelo pico de demanda térmica, com injeção dos excedentes de vapor na turbina a gás nos períodos de queda dessa necessidade; isto permite um aumento da geração de energia eletromecânica nos períodos de baixa demanda térmica, porém incorrerá no aumento da demanda por água de alimentação da caldeira.

A avaliação das diferentes configurações deverá contemplar, de modo geral:

- a estrutura tarifária praticada, uma vez que valores altos de venda da energia incentivarão uma produção de potência superior às necessidade da unidade de processo;

- a viabilidade de uma certa configuração em dada localidade pode não o ser para outra localidade devido a diferenças nos preços de combustíveis e nos preços de eletricidade, em economias que apresentem preços diferenciados a nível regional para os insumos energéticos;

- processo a processo, uma avaliação deve ser feita em cada subprocesso ou equipamento para que todo sistema que possa ser diretamente acoplado aos geradores o seja, evitando-se desse modo perdas associadas a perdas elétricas, bem como os custos de investimento associados aos geradores , motores e equipamentos de linha para a transmissão;

- o uso direto de gases de exaustão nos processos de aquecimento (caso de fornos e secadores), quando estes não apresentarem restrições quanto à contaminação pelos poluentes existentes (especialmente NO_x, SO_x, particulados e lubrificantes), deve ser sempre que possível incentivado uma vez que elimina os custos referentes a trocadores de calor; outra opção é o uso de gases de exaustão como pré-aquecedores do ar enviado a aquecedores de processo a base de combustão, não apenas pela economia no investimento mas também por ser mais eficiente do ponto de vista termodinâmico;

unesp

• uma análise da confiabilidade individual de cada componente presente nas configurações propostas deve conduzir a um nível de disponibilidade da central de cogeração condizente com a sua proposta de operação, enquanto equipamento de atendimento na base de carga do sistema, segundo um regime vinculado à demanda térmica ou eletromecânica, parcial ou totalmente.

• o atendimento dos níveis mínimos de eficiência, formulados por regulamentações federais, estaduais ou municipais - quando existentes -, deve ser alcançado mesmo nas condições extremas de operação; o mesmo se aplica para os níveis de emissão de particulados, NO_x e SO_x pela queima de combustíveis em centrais de cogeração.

As considerações gerais apresentadas permitem estabelecer por norma de projeto que:

• cada indústria, ainda que de um mesmo setor e empregando idênticos processos, apresenta aspectos individuais que conduzem, forçosamente, a uma análise particular, com indicação de soluções específicas;

• características gerais, tais como temperaturas, vazões e pressões de fluxos térmicos e tendências de curvas de demanda, podem ser assumidas como primeiras indicações para um novo projeto, devendo-se proceder os devidos ajustes tão logo a unidade possa fornecer suas próprias informações;

• critérios diversos, e por vezes conflitantes, envolvem tanto o projeto quanto a operação de centrais de cogeração, limitando os níveis de geração eletromecânica e térmica, e por conseqüência, os níveis de excedentes desejados;

• informações detalhadas sobre cada classe de equipamento, de acordo com o nível de geração capaz de operar, eficiência, consumos específicos, confiabilidade, custos, emissões de poluentes para a atmosfera, capacidade de absorver variações de cargas, entre outros, devem ser conhecidos para balizar a composição das configurações e a decisão final.

5.5- Aspectos econômicos e financeiros de máquinas térmicas

Na análise para a adoção de uma solução final no projeto de centrais de cogeração é importante informações quanto a custos de investimento, de operação e manutenção, índices de confiabilidade, emissões de poluentes, razão potência/calor e eficiências por fabricante estejam disponíveis, para cada classe de equipamentos, ordenados segundo potências elétricas nominais.

Com relação aos custos, os valores apresentados em literatura são em geral expressos em função da potência elétrica instalada (kW) para os custos de investimento e da energia elétrica gerada (MWh) para os custos de operação/manutenção. A tabela 5.1 apresenta algumas características dos ciclos empregados em cogeração, cujos valores são indicativos para as tecnologias empregadas. Para os fins de análise desenvolvidos a seguir far-se-á necessário o levantamento dos custos de investimento desagregados para os componentes principais de cada central de cogeração proposta; assim, foram coletadas informações diversas e agrupadas em forma de gráficos, tal como se apresenta a seguir[4,5,6]; vale frisar que os valores de custo de equipamentos industriais sofrem influência de fatores aqui desconsiderados, como o fato de alguns serem tomados FOB (*Free of Board*) e outros não, disponibilidade de tecnologia de fabricação de certos componentes de maior complexidade e/ou potência concentrada em poucos fabricantes, etc., já que o objetivo do trabalho é o pré-dimensionamento da central de cogeração.

Por este motivo, cabe a ressalva de que melhores resultados podem vir a ser alcançados na medida em que se dispuser de uma base de dados mais próxima dos preços praticados no mercado desses equipamentos. Paralelamente, adotou-se ainda a prática de se apresentar os valores de forma contínua, sem se ater aos fabricantes, a partir de ajustes de regressão, com consistência conquistada a partir da seleção de níveis de pressão e temperatura semelhantes, quando tal se fez presente. Como na otimização do projeto os valores a serem manipulados na

unesp

função objetivo do critério de máximo benefício líquido devem ser apresentados em sua forma anualizada, são fornecidos a seguir valores[7] devidamente atualizados para o ano de 1992. Observa-se que estes valores contrariam, para as turbinas a vapor, o coeficiente linear nulo apresentado nos gráficos.

Tabela 5.1- Características gerais de ciclos usados em cogeração

Ciclo e Combustível	Consumo Espec. Calor	Custo de Investimento	Custo do Combustível	Custo O e M Fixo	Custo O e M Variável
	kJ/kWh	US$/kW	US$/GJ	US$/kWa	US$/MWh
Rankine carvão	10550 (a) 10097 (b)	5/20 MW:3000-1800 20/40 MW:1800-1400 40/+ MW: 1200 (d)	1.61 (a) 1.42 (b)	16.0 (a) 28.1 (b)	4.0 (a) 2.7 (b)
Rankine Gás Natural	10022 (a)	5/20 MW:1800-1000 20/40 MW:1000-800 40/+ MW:800 (d)	2.37 (a)	2.0 (a)	2.0 (a)
Brayton Gás Natural	12027 (a) 12132 (b)	1/5 MW:500-390 5/25 MW:430-360 25/60 MW:370-260 60/+ MW:210-180	2.37 (a) 2.51 (b)	1.0 (a) 0.7 (b)	1.0 (a) 7.3 (b)
Combinado Gás Natural	8176 (a) 7543 (b)	2/10 MW:1200-1000 10/60 MW:1000-800 150/+ MW:550-650	2.37 (a) 2.51 (b)	5.0 (a) 3.7 (b)	2.0 (a) 3.3 (b)
IGCC - carvão	9442 (b)	1700 (b)	1.42 (b)	38.8 (b)	3.7 (b)

Fontes: (a) Gas Turb.World 18(5):12-20,1988 - CR 600 a 800 MW/ CC 300 MW/ CB 200 MW/ taxa inflação 6 % a.a., taxa retorno 11,7 % a.a., vida útil 30 a, taxa fixa 16,5 % a.a., dólar 1990 (b) Power Engineering, 95(7):35-9,1991 - taxa retorno 12 % a.a., taxa fixa 18 % a.a., custo escal. unidade 4,5 % a.a., idem custo O&M (c) Cogeneration, v.3 n.5, 1986 (dólar de 1984)

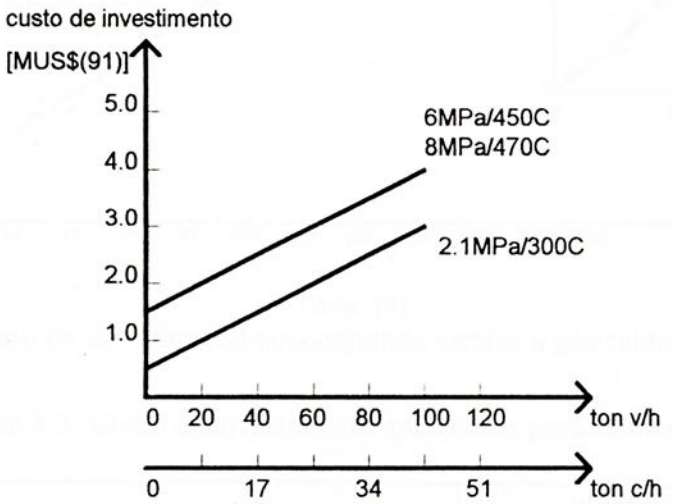
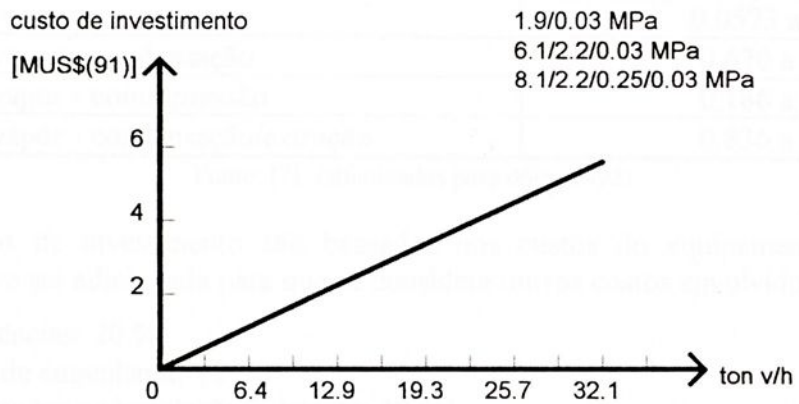
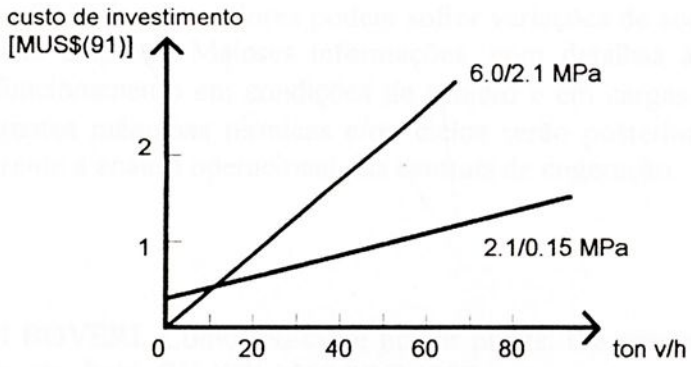


Figura 5.11- Custo de investimento em caldeiras convencionais



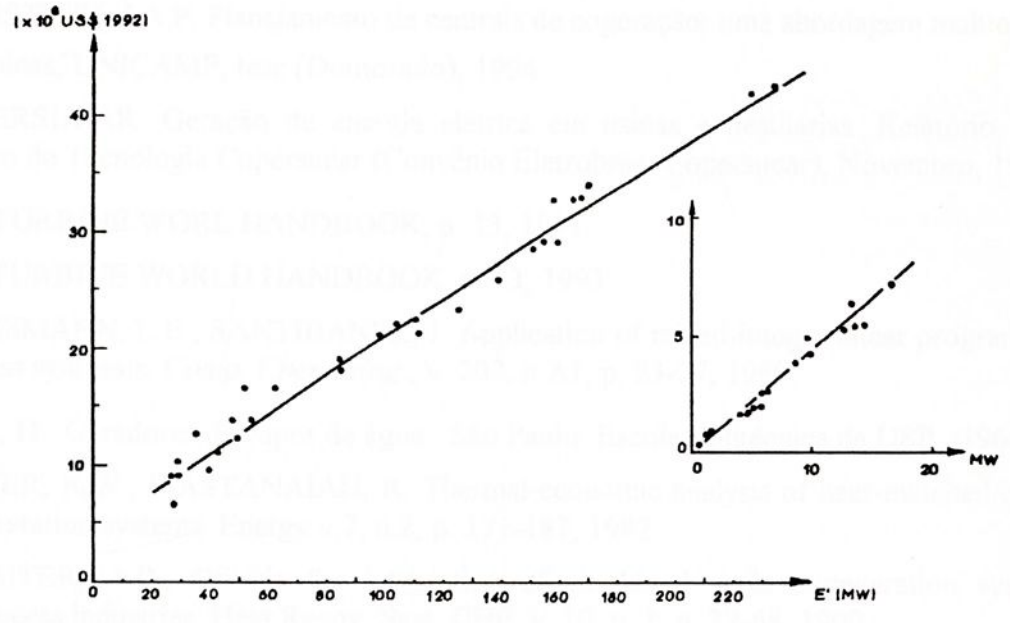
Tipo: condensação/condensação e extração

Figura 5.12- Custo de investimento em turbinas a vapor



Tipo: contrapressão

Figura 5.13- Custo de investimento em turbinas a vapor



Fonte: [6]

Figura 5.14- Custo de investimento em conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação

Tabela 5.2- Custo de investimento anualizado para equipamentos

Equipamento	investimento anualizado (milhões US$/a), dólar de 1992
caldeira a vapor	0.0573 a 0.155
turbina a vapor - condensação	0.670 a 0.690
turbina a vapor - contrapressão	0.186 a 0.190
turbina a vapor - condensação/extração	0.836 a 0.879

Fonte: [7] (atualizadas para dólar 1992)

Os custos de investimento são baseados nos custos do equipamento principal; uma porcentagem deve ser adicionada para que se considere outros custos envolvidos no projeto:

- contingências: 20 %;
- projeto de engenharia: 15 %;
- modificações na instalação existente: 10 %;
- administração de obras: 5 %,

o que totaliza 50 % [9]; esses valores podem sofrer variações de acordo com a estrutura de custos de cada empresa. Maiores informações, com detalhas acerca das capacidades, eficiências, funcionamento em condições de projeto e em cargas parciais, dentre outras, para as diferentes máquinas térmicas e/ou ciclos serão posteriormente apresentadas no capítulo referente à análise operacional das centrais de cogeração.

Referências

1. ASEA BROWN BOVERI, Combined-cycle power plants: the present state of progress and future developments. Publ. CH-KW 1560 87 E,1987.
2. ASEA BROWN BOVERI, A comparison of power plants for cogeneration of heat and electricity. Publ. CH-KW 2007 88 E, 1988.
3. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, UNICAMP, tese (Doutorado), 1994.
4. COPERSUCAR. Geração de energia elétrica em usinas e destilarias. Relatório Técnico, Centro de Tecnologia Copersucar (Convênio Eletrobrás- Copersucar), Novembro, 1991.
5. GAS TURBINE WORL HANDBOOK, n. 13, 1991.
6. GAS TURBINE WORLD HANDBOOK, n. 13, 1993.
7. GROSSMANN, L.E., SANTIBANEZ, J. Application of mixed-integer linear programming in process synthesis. *Comp. Chem. Eng.*, v. 202, n.A1, p. 23-27, 1989.
8. PERA, H. Geradores de vapor de água. São Paulo: Escola Politécnica da USP, 1966.
9. PORTER, R.W., MASTANAIAH, R. Thermal-economic analysis of heat-matched industrial cogeneration systems. Energy v.7, n.2, p. 171-187, 1982.
10. ROSSITER, A.P., Criteria for integration of combined cycle cogeneration systems in theprocess industries. Heat Recov. Syst. CHP, v. 10, n. 1, p. 37-48, 1990.
11. SCHEVTS, I. *et al. Thermal Engineering.* Moscou: Peace Publ., 19??.

unesp

CAPÍTULO 6

MODELOS PARA PROJETO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO

6.1- Introdução

Uma vez apresentados os sistemas geradores, associados aos principais parâmetros que lhes dizem respeito, faz-se necessário expor as metodologias que permitem acoplá-los aos processos com potenciais de cogeração. Neste capítulo são apresentadas as premissas básicas de um projeto e discutidas diversas metodologias relatadas em publicações internacionais, sendo algumas baseadas em simulação a partir de modelos analíticos e outras em modelos de otimização.

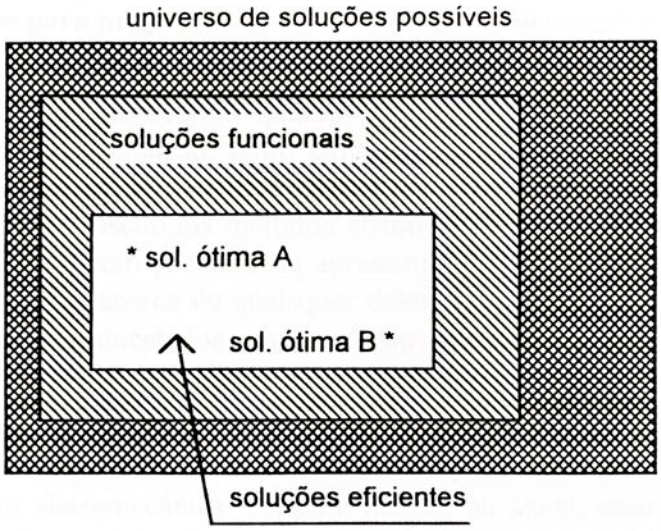
6.2- Considerações gerais sobre o projeto de centrais de cogeração

O planejamento de uma central de cogeração que seja destinada a atender integralmente as necessidades térmicas da unidade de processo e que ainda procure gerar excedentes elétricos para venda à concessionária deve buscar, necessariamente, as melhores soluções disponíveis em termos do arranjo, da capacidade, do tipo e da quantidade de máquinas, de modo que garanta um retorno econômico/financeiro adequado e opere durante um número de horas razoável para o atendimento das necessidades para as quais foi projetada.

A pesquisa de soluções para essa questão esbarra em restrições (técnicas, econômicas, ambientais, institucionais), assim como pode apontar para uma ou outra direção quando são considerados diferentes critérios de projeto. Do universo de soluções que podem vir a ser propostas para a definição de uma configuração, algumas soluções podem ser consideradas não-funcionais por não se prestarem a produzir os elementos estabelecidos em um projeto desse porte, quais sejam eletricidade e calor. Dentre as soluções funcionais restantes é possível distinguir as eficientes (ou satisfatórias, ou factíveis) por atenderem ao conjunto de restrições existentes para cada situação. No contexto das soluções eficientes também se pode evidenciar diferentes soluções ótimas, cada qual representativa de um objetivo (figura 6.1).

Convém elucidar que em problemas para os quais concorrem mais de uma alternativa para a decisão não faz sentido a pesquisa de soluções ótimas, características dos problemas monobjetivos, visto que múltiplos critérios, referentes a cada alternativa, devem ser considerados. Assim, soluções intermediárias entre as diferentes soluções ótimas devem ser pesquisadas; essas soluções são eficientes, também chamadas soluções de Pareto. A classe dos modelos matemáticos que auxiliam na busca de soluções eficientes engloba modelos de avaliação do ambiente e de otimização; a interação entre eles deve assegurar a obtenção de soluções adequadas.

unesp

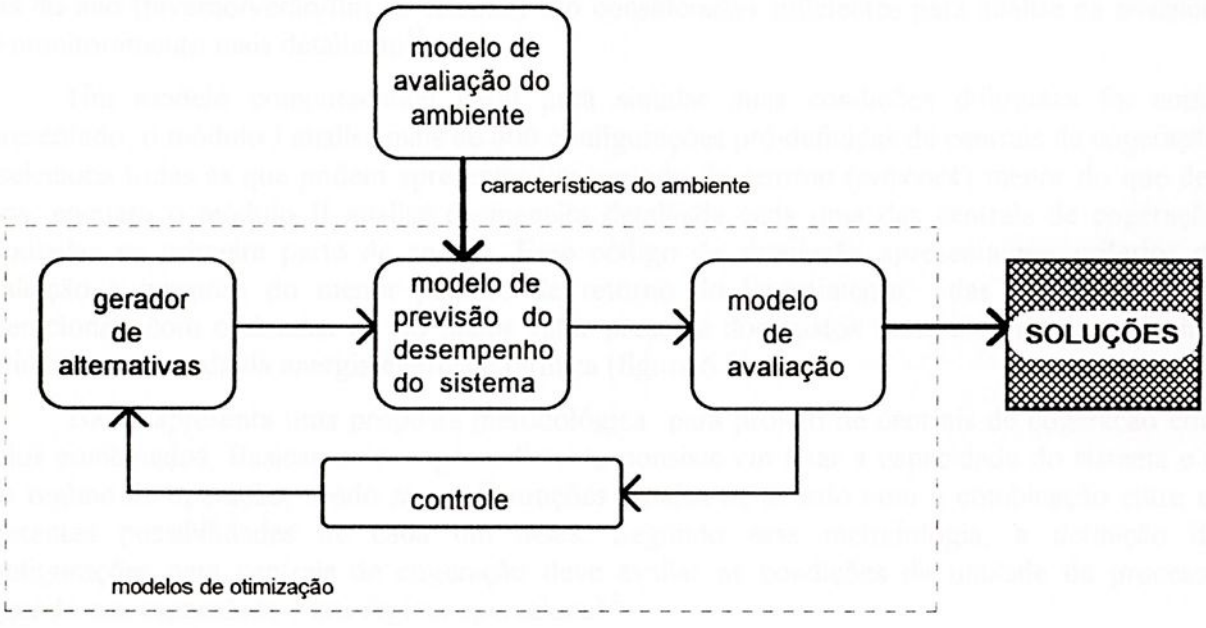


Fonte: [5]

Figura 6.1- As soluções eficientes no contexto das demais soluções

Os diversos modelos matemáticos interagem entre si, fornecendo informações uns aos outros para que o processo culmine com a proposta de uma ou mais soluções para o problema proposto. Os modelos de avaliação do ambiente são aqueles que visam primordialmente coletar, analisar e interpretar os valores, ponderais ou não, que deverão servir de subsídio para o desenvolvimento dos modelos de otimização na busca das soluções, fornecendo-lhes as características funcionais do ambiente em que se inserirá a solução final adotada.

Os modelos de otimização contam com diferentes estruturas, tal como apresentado na figura 6.2; basicamente, são geradas soluções eficientes que, levadas a uma estrutura que simula o desempenho do sistema pela avaliação das funções objetivo indicadas, apresenta a expectativa de resultados futuros a serem alcançados. Tais resultados são comparados com padrões vigentes, práticas usuais, resultados anteriores ou mesmo com expectativas de valores a serem alcançados - dessa comparação sairá a decisão em admitir a solução presente como aquela que deve ser implantada ou, a partir de um módulo de controle, impõem-se novas condições e parte-se para a geração de novas soluções.



Fonte: [7]

Figura 6.2- Classes de modelos matemáticos

6.3- Métodos analíticos para projeto de centrais de cogeração

Diferentes procedimentos para avaliação de centrais de cogeração tem sido propostos na literatura de modo a auxiliar na decisão quanto ao sistema (ciclo, configuração e regime de operação) indicado para cada situação, tanto em termos de metodologias simplificadas quanto elaboradas. Nos itens que seguem procuram-se apresentar algumas delas com as devidas distinções; na seqüência são discutidos métodos analíticos expeditos e modelos de otimização. Cabe comentar que neste aspecto pretende-se apresentar alguns modelos contidos na literatura sem contudo entrar no mérito acerca de quaisquer deles, haja visto que cumprem seus objetivos no âmbito em que foram concebidos, assim como apresentam vantagens e desvantagens comparativamente aos demais.

O melhor método de avaliação de excedentes e que conta com a aprovação unânime de todos os envolvidos nesta questão consiste no uso de perfis de demanda horários, tanto de demanda térmica quanto eletromecânica, em base mensal ou anual, caso seja necessário incluir efeitos sazonais. A grande restrição, neste caso, é o fato das novas unidades não apresentarem seus próprios históricos de demandas, além do fato de que mesmo unidades já existentes por vezes não as apresentam a contento por ser sua coleta e manipulação um processo temporal e financeiramente dispendioso.

Segundo Hu, o perfil de demandas de energia para a integração depende das cargas térmicas e elétricas presentes no processo, temperatura e pressão de cada ramo da rede de utilização de vapor, da existência (ou não) de calor recuperado do processo, da temperatura e umidade ambientes[14]; de acordo com o mesmo autor, as 36 combinações (3x3x4) de períodos de tempo são suficientes para definir os perfis anuais:

- 3 períodos nas horas do dia: pico / pico parcial / base
- 3 períodos na semana: pico diário /pico médio / fim de semana
- 4 estações do ano: primavera / verão / outono / inverno

Um procedimento que estima os perfis diários em termos de porcentagens das demandas máximas foi desenvolvido por Gurney *et al.*, sendo as demandas reais calculadas a partir do consumo anual total; consideram ser tal procedimento mais apropriado do que tentar estimar as demandas horárias (kW) sem monitoramento de longo termo, uma vez que as demandas podem ficar superestimadas e os consumos anuais muito elevados. Perfis de demandas típicos para três dias do ano (inverno/verão/fim de semana) são considerados suficientes para análise na ausência de monitoramento mais detalhado[12].

Um modelo computacional geral para simular duas condições diferentes foi então apresentado; o módulo I analisa mais de 600 configurações pré-definidas de centrais de cogeração e seleciona todas as que podem apresentar um período de retorno (*payback*) menor do que dez anos, enquato o módulo II analisa de maneira detalhada cada uma das centrais de cogeração apontadas na primeira parte da análise. Esse código de simulação apresenta por critérios de avaliação a pesquisa do menor período de retorno do investimento, das maiores receitas operacionais com o sistema ou do maior valor presente dos custos fixos e variáveis e receitas obtidas com a venda da energia elétrica e térmica (figura 6.3).

Bantz apresenta uma proposta metodológica para projeto de centrais de cogeração com ciclos combinados. Basicamente, o procedimento consiste em fixar a capacidade do sistema e o seu regime de operação, sendo as configurações fixadas de acordo com a combinação entre as diferentes possibilidades de cada um deles. Segundo essa metodologia, a definição de configurações para centrais de cogeração deve avaliar as condições da unidade de processo segundo sua capacidade e seu regime operacional [2].

unesp

Quanto à capacidade, uma central pode ser dimensionada para satisfazer:

- s1 - máxima demanda elétrica (pico);
- s2 - mínima demanda elétrica ;
- s3 - máxima demanda térmica (pico);
- s4 - mínima demanda térmica .

Quanto ao regime de operação, pode-se ter a central de cogeração:

- r1 - operando com potência térmica e elétrica e capacidade constante na saída;
- r2e - operando segundo a curva de demanda elétrica;
- r2t - operando segundo a curva de demanda térmica.

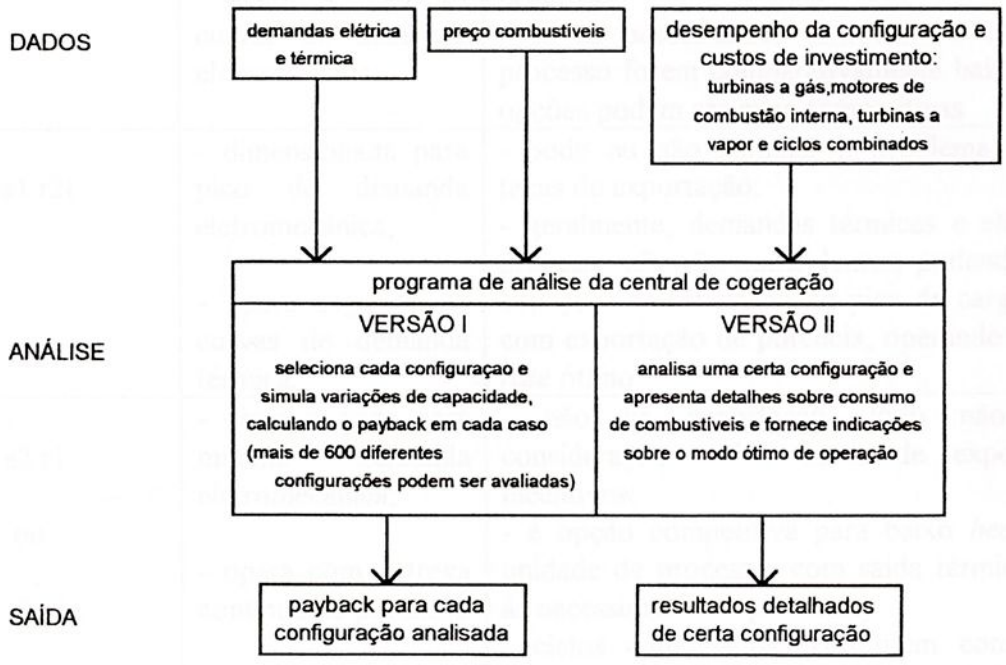


Figura 6.3 - Algoritmo proposto por Gurney *et al.*

Uma vez identificadas as alternativas pertinentes a cada caso, pode-se selecionar as opções de equipamentos específicos para posterior avaliação. A tabela 6.1 resume as dez opções que surgem da combinação dois a dois de capacidades e regimes de operação: tais opções são ponto de partida em um processo iterativo para definir manualmente as configurações particulares que atendem a um processo, que pode ainda admitir valores intermediários de capacidade e regime.

O método proposto por Jackson para otimizar a escolha do sistema cogerador foi desenvolvido em uma planilha de cálculos [16]. Usando perfis de demanda elétrica reais, fornecidos por clientes, ou resultados de discussões sobre estas curvas para incorporar futuras necessidades da unidade e uma taxa potência/calor de processo que acople a demanda térmica ao perfil elétrico, perfis "idealizados" térmicos e elétricos podem ser obtidos, tendo por relação entre os perfis ideal e real a área sob as curvas.

Birur e Lee apresentam um sistema especialista para auxiliar na seleção do sistema cogerador, baseado em respostas técnicas sobre as aplicações, cargas térmicas e elétricas, custos de operação e taxas de geração de energia elétrica e em uma base de conhecimento para fazer recomendações sobre as tecnologias candidatas que apresentam maior potencial para a escolha final [3].

unesp

Tabela 6.1 Combinações de capacidade e regime de operação

opção	capacidade e regime	significados	comentários
1	s1 r1	- dimensionado para pico de demanda eletromecânica; - opera como entrega contínua de potência.	- exporta energia para a concessionária; - sua atratividade depende do preço de compra da energia pela rede pública e dos incentivos dados; - o preço de compra está, em geral, vinculado ao preço marginal do combustível.
2	s2 r2e	- dimensionado para pico de demanda eletromecânica; - opera segundo as curvas de demanda eletromecânica.	- elimina os problemas de baixas taxas de exportação; - é viável quando a carga térmica de cogeração excede a demanda térmica da unidade de processo; - se as necessidades térmicas da unidade de processo forem comparativamente baixas, outras opções podem ser mais competitivas.
3	s1 r2t	- dimensionada para pico de demanda eletromecânica; - opera segundo as curvas de demanda térmica.	- pode ou não eliminar o problema de baixas taxas de exportação; - geralmente, demandas térmicas e elétricas do processo não são coincidentes, podendo ocorrer situações de satisfação do pico de carga térmico com exportação de potência, operando com *heat rate* ótimo.
4	s2 r1 ou s2 r1e	- dimensionada para mínima demanda eletromecânica; - opera com entrega contínua de potência.	- não há exportação, logo não existem considerações sobre taxas de exportação e incentivos; - é opção competitiva para baixo *heat rate* da unidade de processo, com saída térmica inferior às necessidades do processo; - ciclos combinados constituem configurações interessantes para utilizar o excedente térmico; - é uma opção menos desejável que a opção 3 do ponto de vista da economia de escala, uma vez que o aumento da capacidade da unidade implica diminuição do custo de investimento.
5	s2 r2t	- dimensionada para mínima demanda elétrica; - opera segundo curvas de demanda térmica.	- não há exportação; - menos favorável para apresentar economia de escala; - é possível que a carga térmica do processo seja excedida em certos instantes; a viabilidade dependerá da freqüência com que isso ocorre; - para certos processos, esta opção pode ter *heat rate* melhor que a opção 3 e é comparativamente uma melhor opção visto ser seu custo de investimento menor ou igual ao desta.

unesp

Tabela 6.1 Combinações de capacidade e regime de operação (*continuação*)

opção	capacidade e regime	significados	comentários
6	s3 r1	- dimensionada para pico de demanda elétrica; - opera com entrega contínua de potência.	- opera com excesso de saída térmica em certos instantes, que pode ser perdido para a atmosfera ou usado para geração de energia em ciclo combinado; - se for usado ciclo combinado, a economia será proporcional ao valor da eletricidade gerada e ao investimento incremental na turbina a vapor; - se a energia elétrica gerada for maior que as necessidades do processo, o retorno monetário estará atrelado aos preços de exportação e incentivos; - quando a opção 6 for viável, as opções 8 e 9 também o poderão ser.
7	s3 r2e	- dimensionada para pico de demanda térmica; - opera segundo curva de demanda eletromecânica.	(o original não apresenta comentários)
8	s3 r2t	- dimensionada para pico de demanda térmica; - opera segundo curva de demanda térmica.	- não há excesso de calor e o *heat rate* será alto; - não é uma boa alternativa de ciclo combinado; - esta opção se beneficia da economia de escala além de ser afetada por preços de exportação se a saída elétrica exceder a demanda do processo.
9	s4 r1	- dimensionada para mínima demanda térmica; - opera com entrega contínua de potência.	- não produz excedentes térmicos; - não se beneficia da economia de escala; - é afetada por preços de exportação se a saída elétrica supera a demanda elétrica do processo; - é uma opção comparativamente melhor que a opção 8 quando o preço de exportação de energias e torna insuficiente para compensar os custos marginais dos combustíveis.
10	s4r2e	- dimensionada para mínima demanda térmica; - opera segundo curva de demanda eletromecânica.	(o original não apresenta comentários)

Fonte: [2]

Babus'Haq *et al.* apresentam uma metodologia de simulação que permite discutir a viabilidade econômica de algumas configurações de centrais de cogeração, bem como auxiliam na definição da capacidade total das mesmas por meio de uma avaliação das necessidades energéticas da unidade de processo e do desempenho de seus componentes, além do cálculo do benefício líquido anual (receitas menos despesas) considerando condições com e sem exportação de energia elétrica para a concessionária e o período operacional requerido para que o empreendimento se pague [1]. A figura 6.4 mostra o algoritmo proposto.

unesp

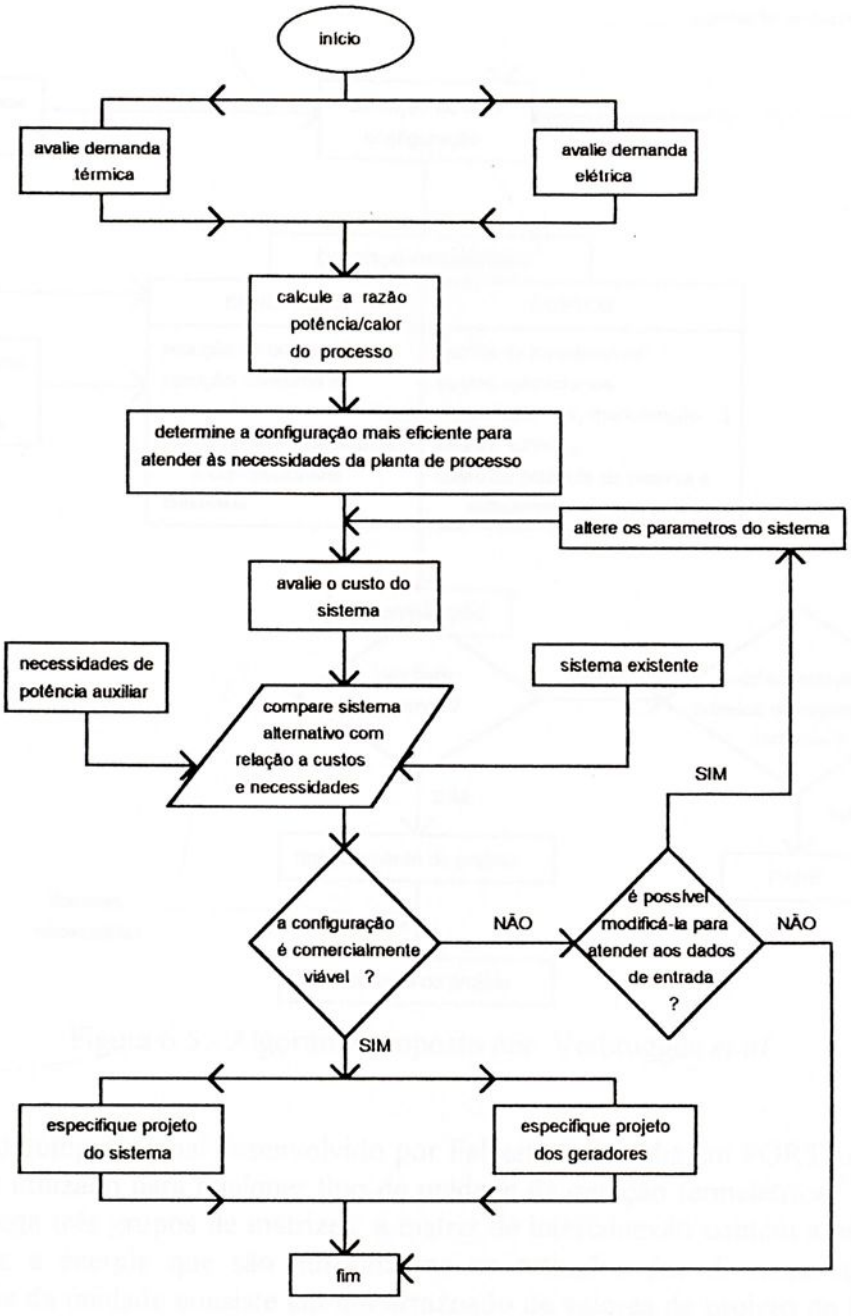


Figura 6.4 - Algoritmo proposto por Babus´Haq *et al.*

Verbruggen *et al.* desenvolveram um modelo de avaliação econômica para projeto de centrais de cogeração que simula a operação horária da mesma para obter estimativas confiáveis da factibilidade da configuração [19]. Um dia típico é usado para representar o perfil de demanda horária; o modelo de simulação obtém de arquivos de dados os valores médios para a tarifa de energia elétrica, os quasi permitem estimar os benefícios e os custos envolvidos e, assim, possibilitam uma decisão baseada no balanço econômico, recomendando aceitar a configuração em análise ou pesquisar nova proposta. A proposta desta metodologia está voltada à análise detalhada do comportamento da configuração escolhida, hora a hora ao longo de todos os dias do ano, com evidente necessidade de se prover o histórico completo das curvas de carga para possibilitar sua utilização, por coleta ou estimativa. A figura 6.5 apresenta o correspondente algoritmo; observe que as restrições ambientais já são consideradas nesta metodologia, mas como um fato adicional e externo ao projeto.

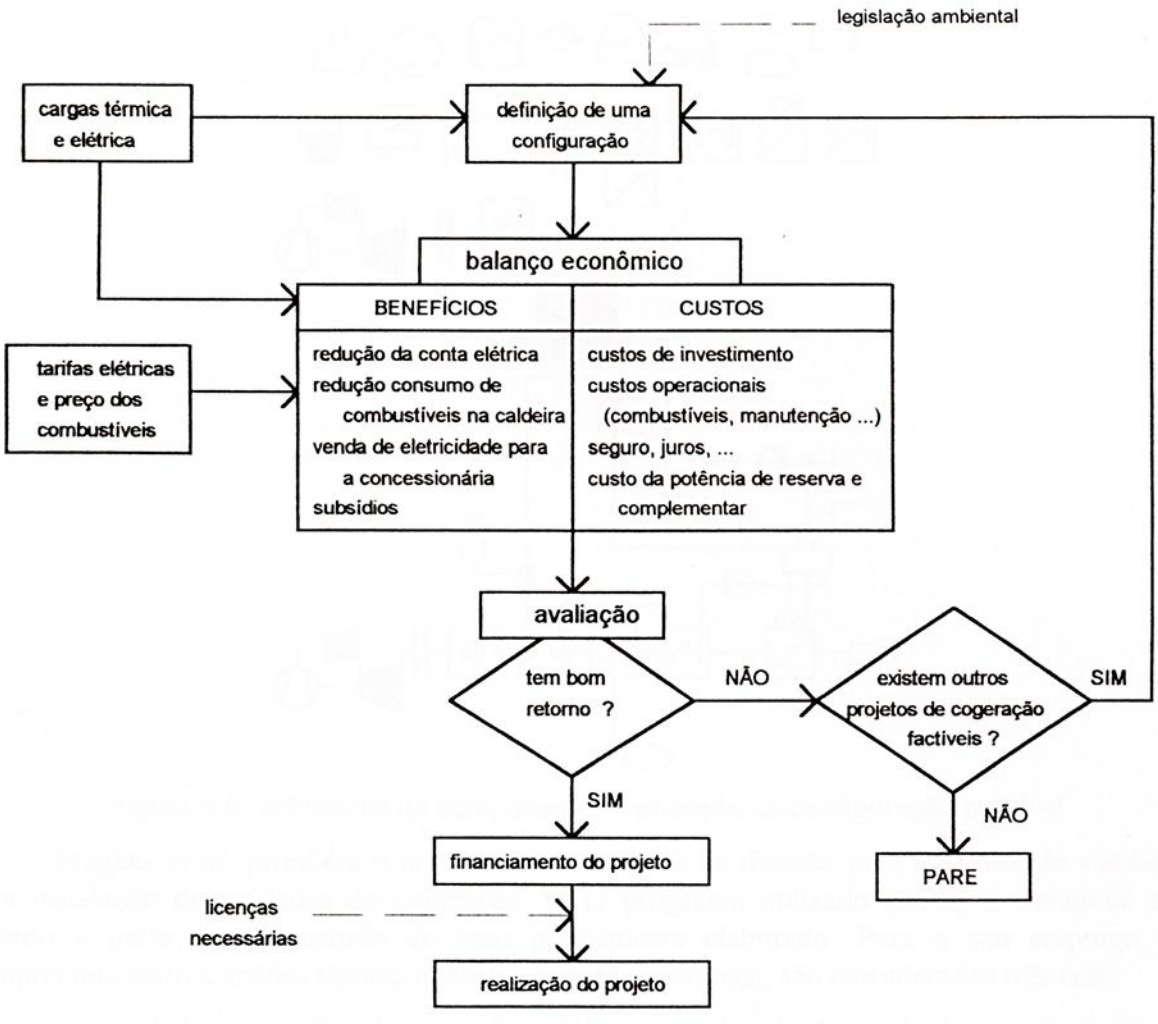


Figura 6.5 - Algoritmo proposto por Verbruggen *et al*.

O código computacional desenvolvido por Falcetta e Sciubba em FORTRAN tem caráter geral e pode ser utilizado para qualquer tipo de unidade de geração termelétrica [11]. O modelo de simulação emprega três grupos de matrizes: a matriz de interconexão contém a estruturação dos fluxos de massa e energia que são introduzidos ou retirados dos diversos componentes da unidade, a matriz da unidade consiste em um arrazoado de valores de projeto de todos os fluxos da unidade e a matriz topográfica contém os elementos que permitem a locação lógica de qualquer componente elencado nas matrizes anteriores.

Witzani e Pechtl apresentam um modelo de simulação que utiliza os perfis de demanda térmica e elétrica para avaliação [20]; baseado em planilha de cálculos e associado a bibliotecas gráficas que apresentam diferentes equipamentos utilizáveis na composição de configurações, o modelo apresentado é composto de duas partes: o módulo de projeto e o módulo de avaliação operacional em cargas parciais.

Os módulos são distintos e tem por suporte balanços de massa e energia, os quais permitem no módulo de projeto que sejam estabelecidos valores para os parâmetros físicos pertinentes (vazões, temperaturas, capacidades, etc.) e no módulo de avaliação operacional em cargas parciais, que já recebe a informação da configuração pré-definida, uma análise da configuração na sua condição futura de instalação (*as built*).

unesp

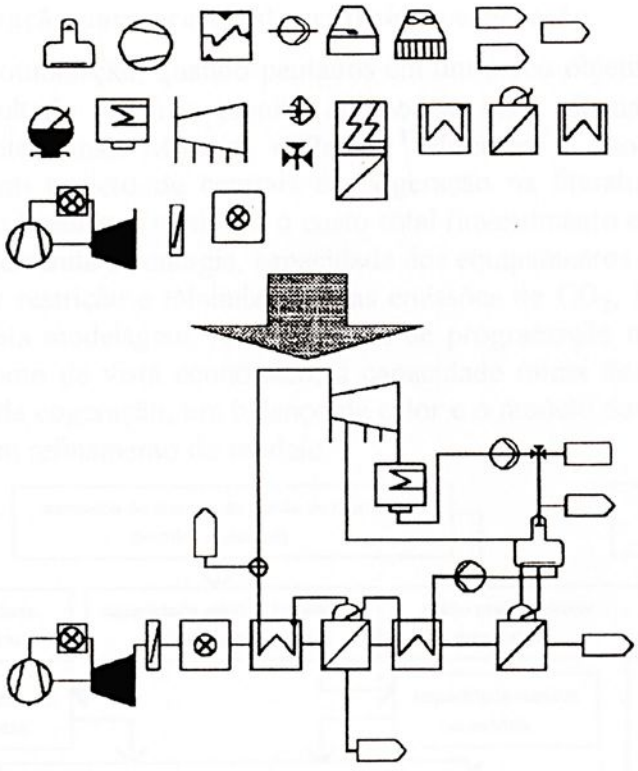


Figura 6.6- Biblioteca de componentes e exemplo de configuração possível

Hughes *et al.* propõem o emprego dos modelos de decisão para a análise de viabilidade para instalação de unidades de cogeração [15]. O programa utilizado (DPL) é comercial e foi testado a partir de um estudo de caso previamente elaborado. Para o seu emprego, que compreende tanto a análise técnica quanto a análise econômica, são consideradas três fases:

- entrada de dados, necessitando sejam fornecidos os valores de demanda de energia da unidade de processo, preços tanto do combustível quanto da eletricidade, detalhes da central de utilidades porventura existente e das configurações propostas;
- seção de cálculos;
- sumário de resultados, que apresenta resultados econômicos (tempo de retorno e economia anual esperada com a implantação das configurações).

O modelo de árvores de decisão permite expandir cada um dos critérios considerados em múltiplas possibilidades e de acordo com os valores atribuídos a cada uma das rotas projetam-se perfis de distribuição do risco no investimento em cogeração; a decisão final será determinada pela atitude da empresa frente aos riscos apresentados para cada alternativa.

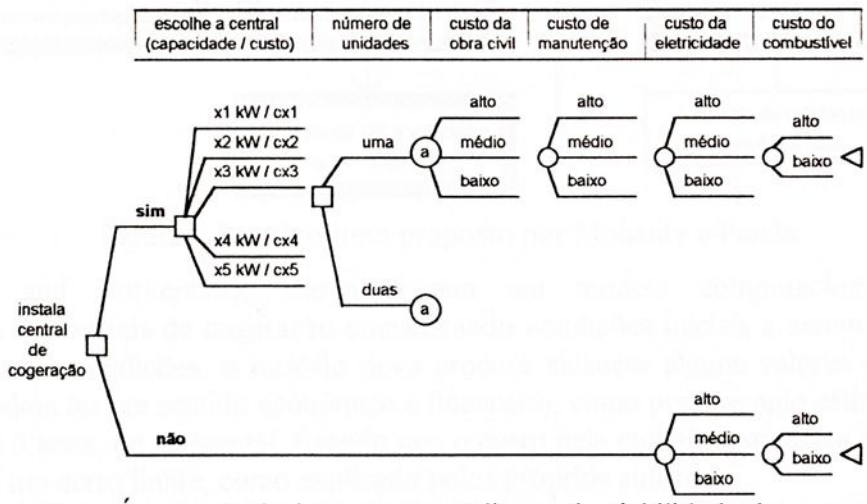


Figura 6.7 - Árvore de decisão para a avaliação de viabilidade da cogeração

6.4- Modelos de otimização para projeto de centrais de cogeração

Os modelos de otimização, quando pautados em um único objetivo, conduzem a solução do problema a um resultado ótimo; a escolha do modelo mais adequado para cada problema depende de suas características. Mohanty e Panda [17] discutem o uso de alguns modelos de otimização utilizados em projeto de centrais de cogeração na literatura [10] e apresentam um modelo de programação linear que minimiza o custo total (investimento e operacional) do projeto sujeito a restrições de demanda de energia, capacidade dos equipamentos e do balanço de energia, considerando ainda por restrição a minimização das emissões de CO_2, SO_2 e NO_x. A paridade térmica foi adotada nesta modelagem. A modelagem de programação matemática é empregada para determinar, do ponto de vista econômico, a capacidade ótima dos equipamentos a serem empregados na central de cogeração; um balanço de calor e o modelo de transporte de energia da concessionária fazem um refinamento do modelo.

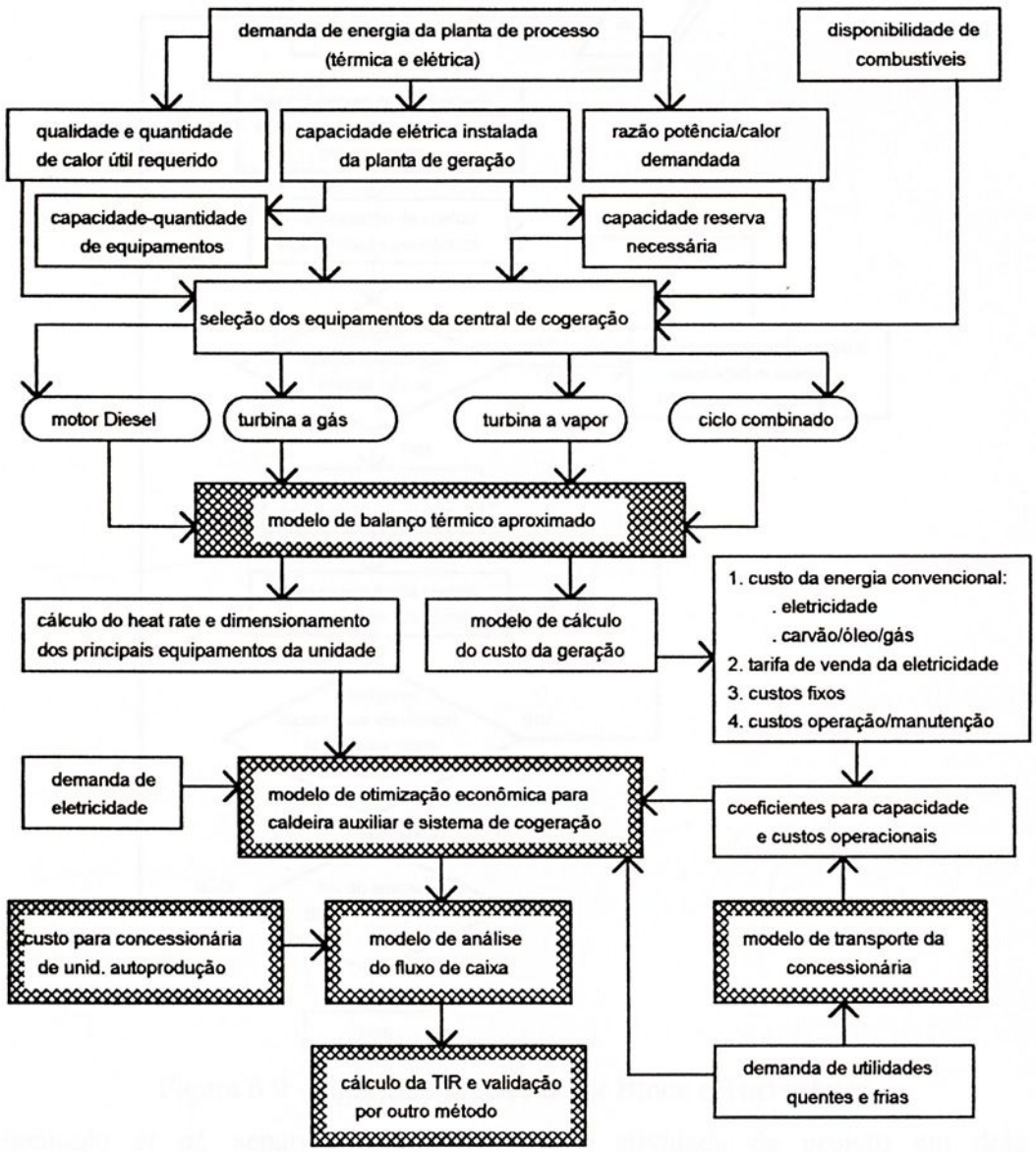


Figura 6.8 - Algoritmo proposto por Mohanty e Panda

Block and Turkenburg, desenvolveram um modelo computacional que simula configurações de centrais de cogeração considerando condições iniciais a serem satisfeitas [4]. De acordo com essas condições, o modelo deve procura alcançar alguns valores admitidos como metas (que podem ter um sentido econômico e financeiro, como por exemplo estimar um *payback* menor do que 5 anos, ou ambiental, fixando que o custo pela emissão específica de CO_2 deva ser menor do que um certo limite, como explicado pelos próprios autores).

unesp

Alguns dos valores contidos no bloco BIN da figura 6.9 são:

- número de horas anuais de operação da unidade de processo;
- consumo final e produção própria de eletricidade;
- quantidades consumidas de combustíveis (opções de gás natural, óleo e carvão);
- vapor produzido por caldeiras convencionais;
- pressão do vapor vivo;
- curva de duração de carga do consumo de vapor (em intervalos de 1500 h).

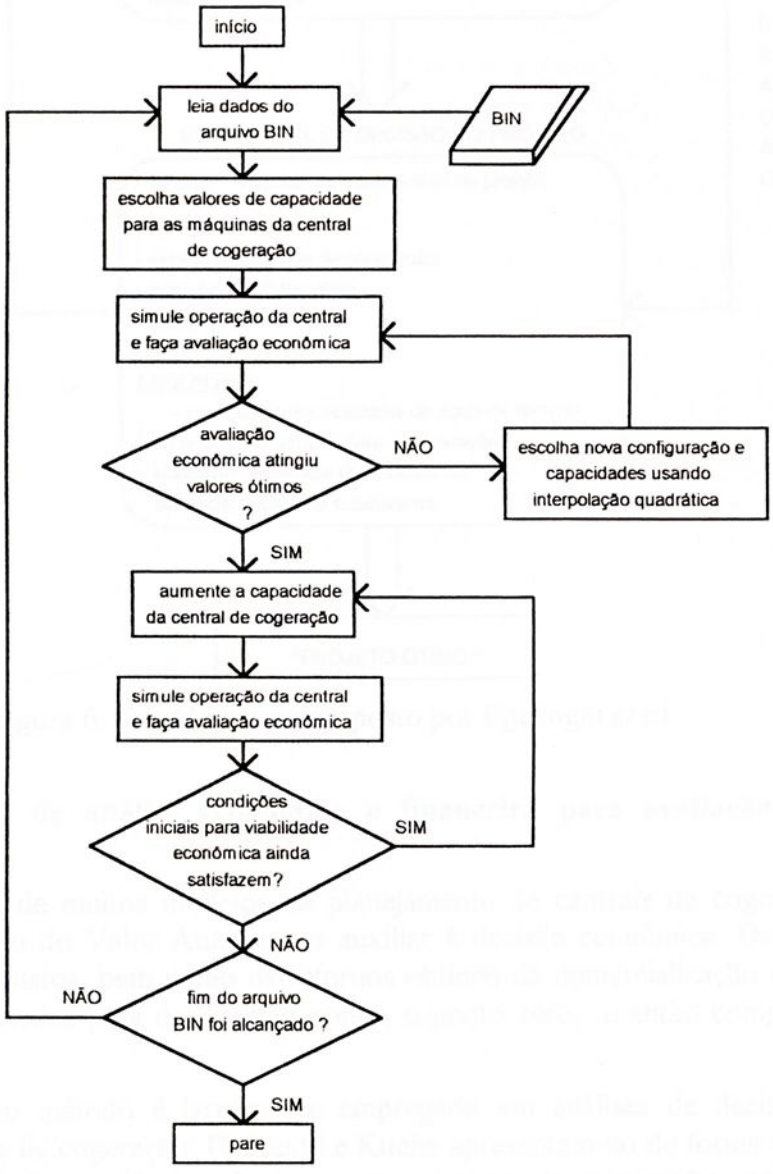


Figura 6.9 - algoritmo proposto por Block e Turkenburg

Egelioglu *et al.* separaram didaticamente a atividade de projeto em dois níveis, denominados micro e macro-níveis, em que no primeiro decisões acerca do projeto e aspectos de otimização são baseados nas capacidades, objetivos e limitações do ambiente de projeto e no segundo a otimização da capacidade dos equipamentos e as estratégias operacionais para uma certa configuração já definida são então consideradas [9]. Uma versão em planilha de dados é apresentada, a título de exemplo, para caracterizar o emprego do modelo proposto; a análise é conduzida segundo o critério econômico, norteado pela taxa interna de retorno (TIR). Conforme se apresenta na figura 6.10, ambos os níveis podem ser continuamente solicitados para conduzir a solução a um projeto adequado, de acordo com as premissas do decisor.

unesp

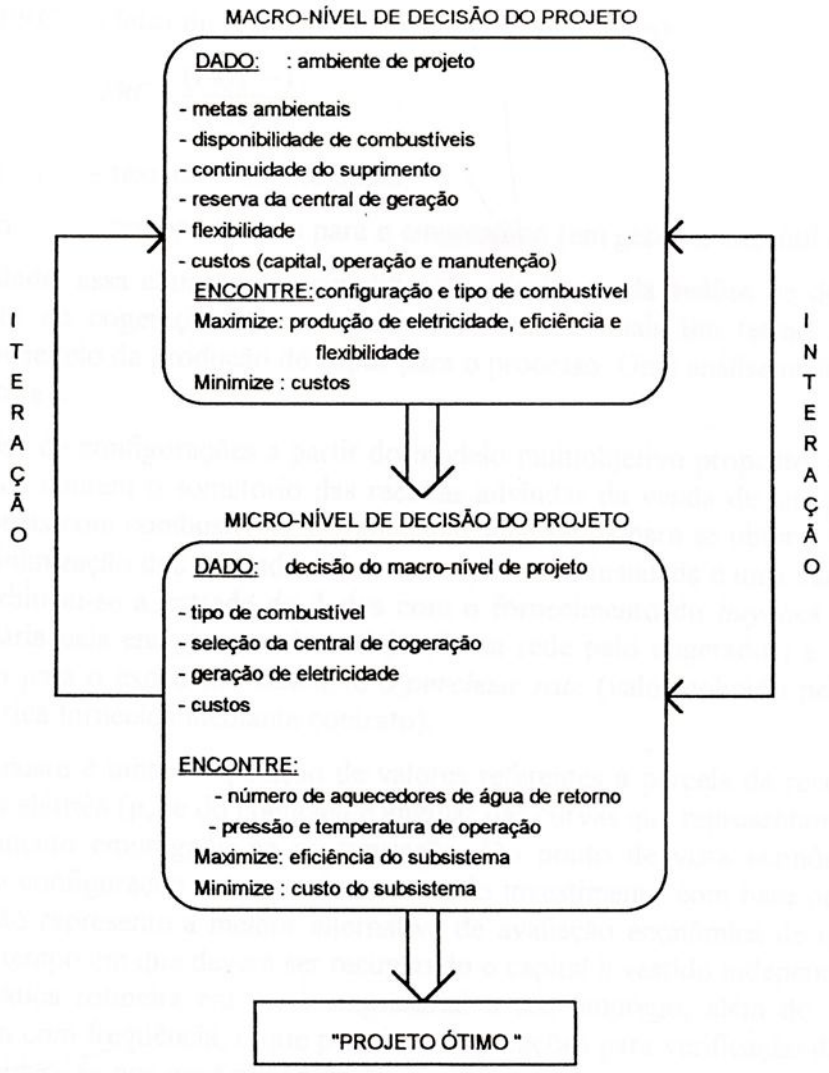


Figura 6.10 - Algoritmo proposto por Egelioglu *et al.*

6.5- Metodologias de análise econômica e financeira para avaliação de centrais de cogeração

A estrutura de muitos modelos de planejamento de centrais de cogeração se encontra baseada no Método do Valor Atual como auxiliar à decisão econômica. De acordo com esse método, todos os custos, bem como os retornos obtidos da comercialização da energia elétrica devem ser transportados para um mesmo ponto, o ponto zero, e então comparados os valores atuais obtidos.

Esse mesmo método é largamente empregado em análises de decisão econômica de projetos de centrais de cogeração; Derbentli e Kuehn apresentam-no de forma simplificada para a análise de viabilidade econômica de um certo sistema de cogeração, com base anual de comparação [8]. Nesse caso, o ganho anual G é expresso por

$$G = \sum (p_e * u_e) - \sum (p_u * u_f / \eta_f) - \sum (CFIX - FRC) - M$$

sendo:
- p_e - preço da eletricidade, em US$/kWh
- p_f - preço do combustível, em US$/kWh
- u_e - produção anual de eletricidade, em kWh/a
- u_f - calor incremental anual requerido para o ciclo de cogeração, em kWh/a
- η_f - eficiência do gerador de vapor
- CFIX - custo de investimento, em 10^6US$
- M - custo anual de operação e manutenção, em 10^6 US$/a

e ainda FRC - fator de recuperação de capital, em (1/ano)

$$FRC = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n i}$$

i - taxa de desconto anual,

n - tempo em anos para o empréstimo (em geral, a vida útil da unidade)

Em verdade, essa equação é a simplificação resultante da análise de decisão econômica para um projeto de cogeração, que originalmente contém mais um termo de receita e que equivaleria ao benefício da produção de vapor para o processo. Uma análise mais precisa pode ser obtida na literatura [7].

Na análise de configurações a partir do modelo multiobjetivo proposto, a função objetivo do critério custos contém o somatório das receitas advindas da venda de energia elétrica e dos custos operacionais com combustíveis, devidamente sinalizados para se obter a maximização dos primeiros e a minimização dos segundos. Como a capacidade instalada é uma variável dependente do problema, arbitrou-se a entrada de dados com o fornecimento do *buyback rate* (valor pago pela concessionária pela energia excedente injetada na rede pelo cogerador) e posteriormente é feito o recalculo para o excedente mediante o *purchase rate* (valor cobrado pela concessionária pela energia elétrica fornecida mediante contrato).

O vetor custo é uma composição de valores referentes à parcela de receitas advindas da venda de energia elétrica (p_e) e do coeficiente angular das curvas que representam o custo unitário de cada equipamento empregado na configuração. Do ponto de vista econômico, procura-se definir para cada configuração o tempo de retorno do investimento com base no *payback*; ainda que o mesmo não represente a melhor alternativa de avaliação econômica de um projeto, visto que considera o tempo em que deverá ser recuperado o capital investido independente de taxas de juros, é uma prática rotineira em nível empresarial o seu emprego, além do fato de diversos autores o citarem com freqüência, o que permite comparações para verificação da adequação dos resultados. Considera-se por *payback* a relação

$$payback = \text{CFIX/G} \quad \text{(anos)}$$

A análise de viabilidade econômica pode ser conduzida, ainda, segundo a taxa interna de retorno do empreendimento (TIR). A condição de atratividade econômica é alcançada para [13]:

$$E = FRC * (K_f - K_e) \geq I$$

sendo:

E - economia obtida com a implantação da central de cogeração (US $/kW)
I - investimento adicional com a central de cogeração (US $/kW)
FRC - fator de recuperação de capital
K_f - custo anual total (eletricidade comprada e energia térmica produzida) (US $/kW ano)
K_e - custo operacional da central de cogeração em um ano (US $/kW ano)

$$K_f = t\left(P_e + \frac{P_f}{\frac{E'}{S'}\eta_{cald}}\right) + pp$$

$$K_e = t\left(\frac{P_e}{\eta_{el}}\right) + u$$

t - tempo de operação (h/ano)
P_e - preço da energia comprada da concessionária (US $/kWh)
P_f - preço do combustível (US $/kWh)

unesp

pp - preço da potência da caldeira (US$/kW ano)
(E´/S´) - potência/calor de geração da caldeira
u - custo de manutenção (US$/kWh)
η_{cald} - eficiência da caldeira (%)
η_{el} - eficiência elétrica (%)

Agrupando as equações tem-se:

$$E = FRC\{t[P_e - u + (\frac{\eta_g - \eta_{el} - \eta_{cald}}{\eta_{el}\eta_c})P_f] + pp\} \geq I$$

sendo: η_c - eficiência global da configuração (%).

Referências

1. BABUS´HAQ, R.F., PROBERT, S.D., O´CALLAGHAN, P.W. Assessing the prospects and commercial viabilities of small-scale CHP schemes. Applied Energy, v. 31, p. 19-30, 1988.
2. BANTZ, T. Evaluating cogeneration retrofit alternatives. Energy Engineering ,v. 86, n. 5, p. 38-48, 1989.
3. BIRUR, G.C., LEE, R. An expert system for cogeneration energy system selection. Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 23. Proceedings, ASME, Washington, p. 129-134, 1988.
4. BLOCK, K. , TURKENBURG, W.C. CO_2 emission reduction by means of industrial CHP in The Netherlands. Energy Conversion Managment, v. 35, n.4, p. 317-340, 1994.
5. BOEHM, R.F. Design analysis of thermal systems. New York, John Wiley, 1987.
6. BUFFA, E.S., DYER, J.S. Essentials of management science/operations research. John Wiley, New York, N.Y., 1978.
7. BULLARD, C.W., PIEN, S.J. Optimal sizing of cogeneration systems. ASHRAE Journal, v. 93, Pt. 2, p. 321-332, 1987.
8. DERBENTLI, T., KUEN, T.H.. Thermodynamic and economic analysis of cogeneration steam cycles. ASHRAE Transactions, v. 93, p. 309-320, 1987.
9. EGELIOGLU, F., MOHAMED, J.A., GUVEN, H.M. A computer model for economic analysis and design synthesis of small steam-cycle power plants. Florence World Energy Research Symposium, III, Proceedings, Florence, p. 173-189, 1994.
10. EHMKE, H.-J. Size optimization for cogeneration plants. Energy, v. 15, n. 1, p. 35-44, 1990.
11. FALCETTA, M.F., SCIUBBA, E. A computational, modular approach to the simulation of powerplants. Heat Recovery Systems and CHP, v. 15, n.2, p. 131-145, 1995.
12. GURNEY, J.D. *et al*. Industrial combined heat and power: investment, savings and decision-making. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, v. 202, n. A1, p. 23-37, 1988.
13. HESS, H. Combined heat and power: high value energy with maximum fuel exploitation. Heating and Ventilation Engineer, v. 63, n. 703, p. 17-20, 1990.
14. HU, S.D. Cogeneration. Heston Publ., Heston, 1985.
15. HUGHES, R.A., RAMSAY, B.. ROSSINI, C. A knowledge-based decision support system for combined heat and power investment appraisal and plant selection. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, v. 210, n. A1, p. 15-24, 1996.

unesp

16. JACKSON, H. Using the ELF (electric load following) model and the personel computer to optimize the cogeneration system choice. The Cogeneration Journal, v. 3, n. 2, p. 67-78, 1988.

17. MOHANTY, B., PANDA, H. Integrated energy system for industrial complexes. Part I: a linear programming approach. App. Energy, v. 46, n.4, p. 317-340, 1994.

18. PORTER, R.W., MASTANAIAH, R. Thermal-economic analysis of heat-matched industrial cogeneration systems. Energy, v.7, n.2, p. 171-187, 1982.

19. VERBRUGGEN, A., DUFAIT, N., MARTENS, A. Economic evaluation of independent CHP projects. Energy Policy, v. 21, n.4, p. 408-417, 1993.

20. WITZANI, M., PECHTL, P. Modeling of (cogeneration) power plants on time-dependent power demands of the consumer. Journal of Engineering for Gas Turbine and Power, v. 118, n. 2, p. 353-358, 1996.

unesp

CAPÍTULO 7

AVALIAÇÃO DE PROPOSTAS PARA UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO

7.1 - Introdução

O setor Alimentos/Bebidas tem sido freqüentemente lembrado, quando se discute a cogeração no Brasil, devido à maior penetração que a indústria de produção de açúcar e álcool tem conseguido alcançar junto a algumas concessionárias de energia elétrica; os níveis de demanda térmica e elétrica obtidos nessas unidades de processo, assim como a coincidência do período de safra, no Sudeste brasileiro, com o de hidraulicidade menos favorável dos rios, têm permitido uma vantajosa interação entre eles.

No entanto, o setor não é uniforme, acomodando diferentes processos e produtos, o que conduz, na média, a relações não muito favoráveis para a prática da cogeração. Uma análise baseada na variação temporal da relação potência/calor demandado no setor mostra que o valor médio no período compreendido entre 1970 e 1986 é de apenas 0,07 (isto é, 0,07 unidades eletromecânicas para uma unidade térmica). Em geral, valores muito baixos dessa relação desestimulam a prática da cogeração, visto que é mais vantajosa a compra da parcela de potência (ver Tabela 7.1).

Médias, porém, mascaram resultados; a análise isolada de cada processo ou mesmo unidade industrial pode permitir uma avaliação mais adequada para esse setor. Assim, a avaliação de configurações para centrais de cogeração na indústria cervejeira se torna pertinente em vista dos recentes investimentos que as diversas empresas do país vem realizando para a expansão da produção.

7.2- Panorama da cogeração no setor em análise

A cogeração consiste na geração conjunta de duas ou mais formas de energia final a partir de uma mesma fonte primária de energia; com base nessa definição, percebe-se que o conceito da cogeração está inserido no contexto das práticas mais modernas da Conservação de Energia - as eficiências se elevam dos usuais 35-40% relativos à geração elétrica independente para cerca de 85% com a recuperação do calor residual em geral rejeitado para o ambiente.

Alguns parâmetros determináveis a partir de valores normalmente apontados no setor de utilidades permite uma avaliação inicial da empresa quanto às suas demandas de energia. As curvas de consumo de energia elétrica ao longo do dia e o agregado das vazões de energias térmicas necessárias ao processo (devidamente multiplicadas pelas variações de energia entre a produção e a utilização desses insumos) fornecem os valores das demandas E (energia elétrica) e S (energia térmica) da unidade de processo que, estando nas mesmas unidades (kW, por exemplo), podem originar um índice conhecido por razão potência/calor do processo, dado por:

$$\text{(potência/calor) processo} = \frac{E}{S}$$

unesp

A Tabela 7.1 fornece alguns valores da razão potência/calor demandado para certos setores industriais brasileiros, a título de comparação entre os valores mínimo, médio e máximo, com destaque para os índices apresentados pelo setor Alimentos/Bebidas, em que se encaixam as indústrias cervejeiras.

Tabela 7.1 - Potência/calor de processo

setor	Min	Med	Máx
cimento	0,080	0,110	0,140
ferro gusa	0,050	0,008	0,100
ferro liga	0,650	1,030	1,630
outros metais	2,700	2,760	3,040
mineração/pelotização	0,170	0,320	0,820
papel e celulose	0,230	0,360	0,580
cerâmica	0,050	0,110	0,270
têxtil	0,440	0,700	1,310
alimentos/bebidas	**0,030**	**0,070**	**0,140**
química/petroquímica	0,230	0,330	0,500

Nota: valores para o período (1970-1986)
Fonte: [1]

Os setores industriais que apresentam maior interesse para a cogeração são aqueles que possuem uma razão potência/calor demandado no processo inferior a unidade, com maiores possibilidades de geração de excedentes elétricos; esses valores são dinâmicos, variando de acordo com a economia do país, bem como representam uma média, podendo cada empresa do setor apresentar valores distintos em função de diferenças tecnológicas, escalas de produção, localização geográfica, dentre outros.

Do ponto de vista dos ciclos térmicos que podem ser recomendados para a cogeração, existe também um parâmetro equivalente, que é a razão potência/calor de geração das máquinas térmicas empregadas, dado pela relação:

$$(\text{potência/calor})_{\text{geração}} = \frac{E'}{S'}$$

Tais ciclos são compostos por equipamentos termomecânicos diversos, desde aqueles que usualmente se encontra em uma indústria (caldeiras, motores Diesel) até unidades ainda pouco convencionais na atual estrutura brasileira de geração, tais como as unidades de ciclo combinado. A tabela 7.2 fornece faixas de valores da razão potência/calor de geração para alguns ciclos.

Tabela 7.2 - Potência/calor de geração

ciclo vapor	ciclo gás	combinado	Diesel
0,10-0,30/a 0,40-0,50/b	0,30-0,80	0,60-1,50	0,80-2,40

Nota: /a/ contrapressão /b/ condensação/extração
Fonte: [2]

Como se pode observar, as faixas de operação de cada ciclo se superpõem em certos valores, o que faz com que uma análise mais aprofundada seja necessária para uma definição do ciclo e das configuração mais adequada a cada caso.

unesp

7.3- Demandas energéticas assumidas na análise

As indústrias cervejeiras apresentam, em função dos diferentes processos que envolvem a fabricação do seu produto, demandas de vapor, água quente, água gelada e eletricidade. Trabalhos voltados para a questão energética no setor[4] apontam para o emprego de ciclos combinados para o atendimento integral das necessidades energéticas da unidade de processo.

As demandas energéticas utilizadas para a presente avaliação tomaram por base os valores consolidados apresentados por Brown *et al.*[5], em que se analisou um universo amostral de empresas para compor o perfil médio das indústrias cervejeiras americanas dotadas de envazamento em garrafas e latas; os índices a seguir apresentados são expressos em unidades atemporais que permitem estabelecer os valores de projeto tão logo se defina o porte da empresa considerada.

- água quente - 453,04 kJ - 1,77 kg - 85°C
- vapor - 162,16 kJ - 0,08 kg - 125°C
- água gelada - 201,41 kJ - 4,46 kg - -20°C
- energia elétrica - 147,88 kJ

Ajustando os valores segundo uma unidade de processo real (a unidade apresentada por Curran *et al.* [4], cuja demanda elétrica é de 10 MW), foram obtidos os valores de demanda de projeto, referentes a uma produção de 143,5 t/h de cerveja:

- água quente - 45,3 MW - 177,0 kg/s - 85°C
- vapor - 16,2 MW - 8,1 kg/s - 125°C
- água gelada - 20,1 MW - 446 kg/s - -20°C
- energia elétrica - 14,8 MW

A figura 7.1 apresenta a descrição sumária do processo em análise[5], com destaque apenas para as etapas em que são consumidas as formas de energia anteriormente previstas.

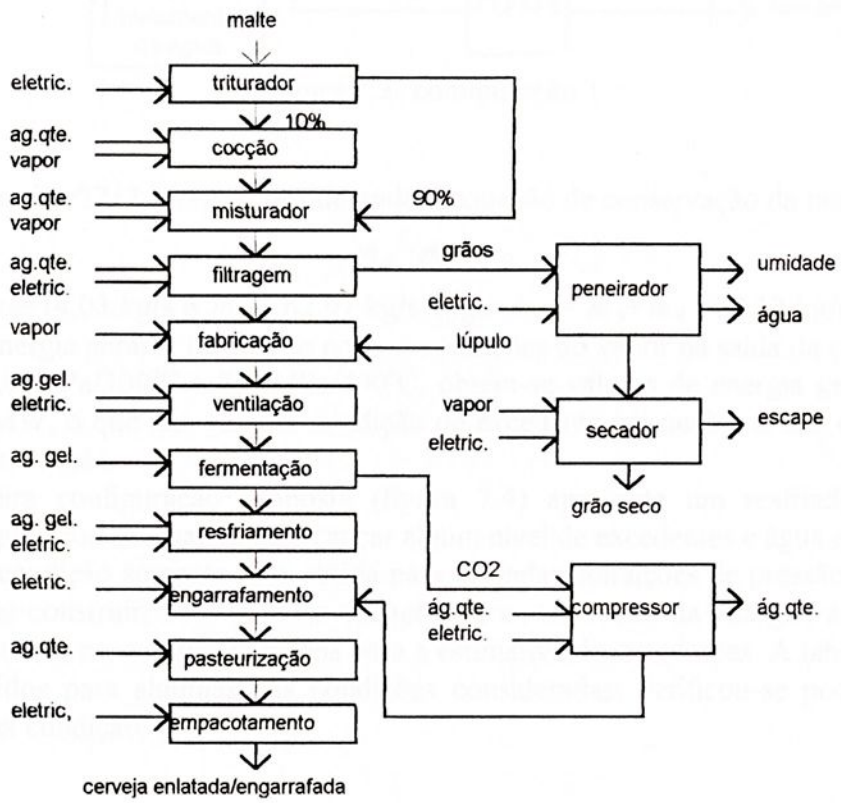


Figura 7.1- Fluxograma de processo

7.4- Estudo de configurações propostas

Os valores estabelecidos para a demanda de projeto conduzem a uma relação potência/calor de processo da ordem de 0,18, que é ligeiramente superior ao limite máximo alcançado pelo setor Alimentos/Bebidas no Brasil no período entre 1970 e 1986. De acordo com índices práticos, essa ordem de valores poderia conduzir num primeiro momento ao ciclo a vapor e num segundo instante ao ciclo a gás; ciclos combinados são ainda possíveis de serem aventados, conforme já se assinalou anteriormente.

Esse amplo leque de possibilidades permite que sejam propostas diferentes configurações. A primeira delas (figura 7.2) conta com um resfriador (*chiller*) acionado eletricamente, de acordo com a premissa adotada nos valores de projeto, e foi descartada em função dos níveis entálpicos necessários na saída da turbina (algo em torno de 9020 kJ/kg).

A segunda configuração proposta (figura 7.3) ainda conta com *chiller* acionado eletricamente, sendo a água quente obtida em um aquecedor. Como se observará, essa alternativa não produz excedentes, o que conduz a novas configurações.

Da equação de conservação de energia sobre o aquecedor de mistura se obtém que

$$Q = \dot{m}_7 h_7 - \dot{m}_6 h_6 - \dot{m}_9 h_4$$

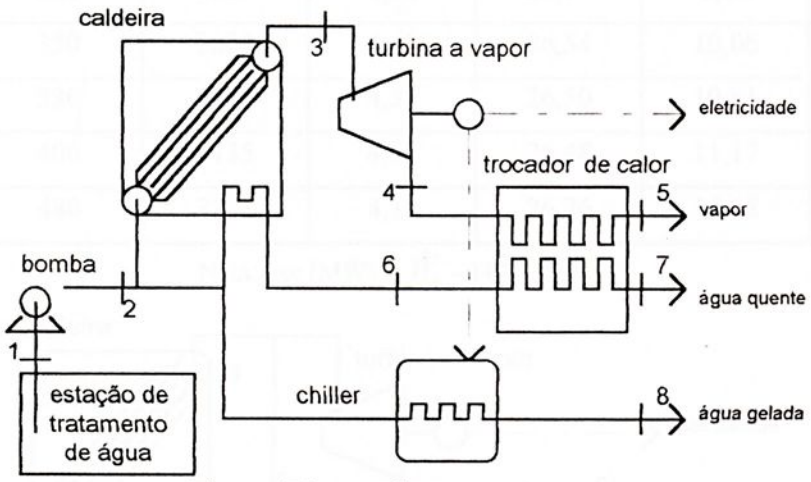


Figura 7.2- configuração 1

Sendo $h_4=h_5=2713$ kJ/kg e considerando a equação de conservação da massa, pela qual

$$\dot{m}_6 = \dot{m}_7 - \dot{m}_9$$

determina-se $\dot{m}_9=14{,}03$ kg/s e $\dot{m}_6=162{,}97$ kg/s, logo $\dot{m}_4 = \dot{m}_5 + \dot{m}_9 = 22{,}13$ kg/s. Com tal valor, computa-se a energia gerada, de acordo com as condições do vapor na saída da caldeira; variando a pressão de 2,0 MPa/300°C a 8,0 MPa/400°C, obtém-se valores de energia gerada desde 6,86 MW até 9,34 MW, o que não garante condição de excedente em nenhuma das condições, o que inviabiliza sua indicação.

A terceira configuração proposta (figura 7.4) apresenta um resfriador (*chiller*) por absorção de vapor, numa tentativa de alcançar algum nível de excedentes e água quente obtida em aquecedor; tal condição somente será obtida para elevadas condições de pressão. A partir destes valores, pode-se construir, com base na equação de conservação da energia, a equação para a energia gerada tendo m_3 e h_3 por variáveis para a estimativa de excedentes. A tabela 7.3 apresenta os valores obtidos para algumas das condições consideradas; verificou-se pequeno excedente apenas na última condição.

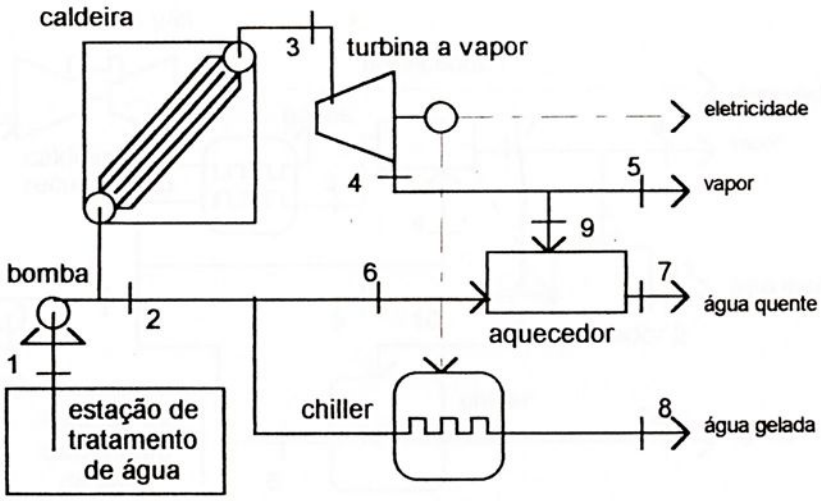


Figura 7.3- configuração 2

Tabela 7.3- Excedentes obtidos em diferentes condições de saída do vapor vivo

P_3(MPa)	T_3(C)	h_3 (kJ/kg)	$\dot{m}_{11}$ (kg/s)	$\dot{m}_3$(kg/s)	$\dot{W}_e$ (MW)	exc (MW)
2,0	300	3023	4,52	26,64	8,26	-6,54
4,0	350	3092	4,41	26,54	10,06	-4,74
6,0	380	3121	4,37	26,50	10,81	-3,99
8,0	400	3135	4,35	26,48	11,17	-3,63
12,0	480	3291	4,13	26,26	15,18	+0,38

Nota: exc (MW) = $\dot{W}_e$ - 14,8 (MW)

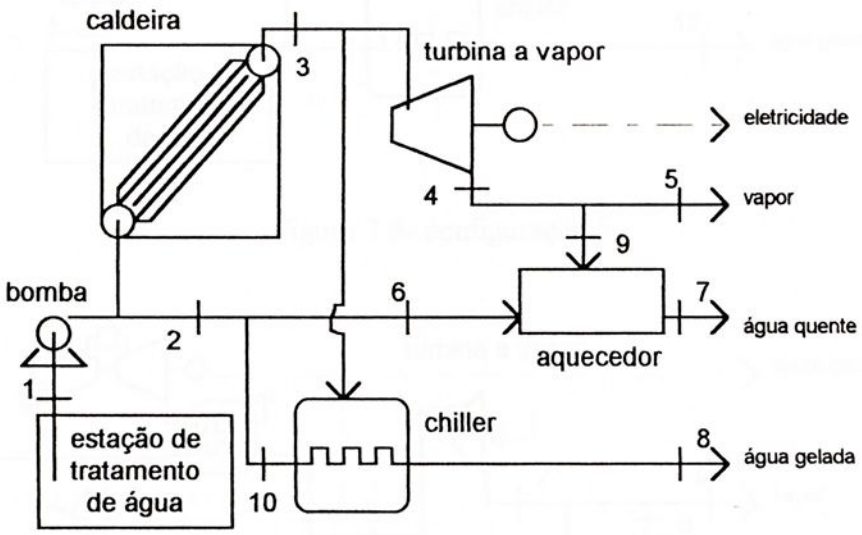


Figura 7.4- configuração 3

As alternativas propostas em ciclo a gás (figuras 7.5 e 7.6) contemplam uma e duas unidades do conjunto turbina a gás com caldeira de recuperação, respectivamente. Em ambas as configurações foram adotados resfriadores (*chillers*) por absorção de vapor.

Há atendimento integral das necessidades de energia da unidade de processo com geração de excedente, maior no segundo caso e com um nível de pressão e temperatura do vapor na saída das caldeiras de recuperação (2,62 MPa e 232°C) tais que permitem aventar a possibilidade do emprego de um ciclo combinado (figura 7.7); a nova proposta é idêntica à anterior, acrescida unicamente de uma turbina a vapor.

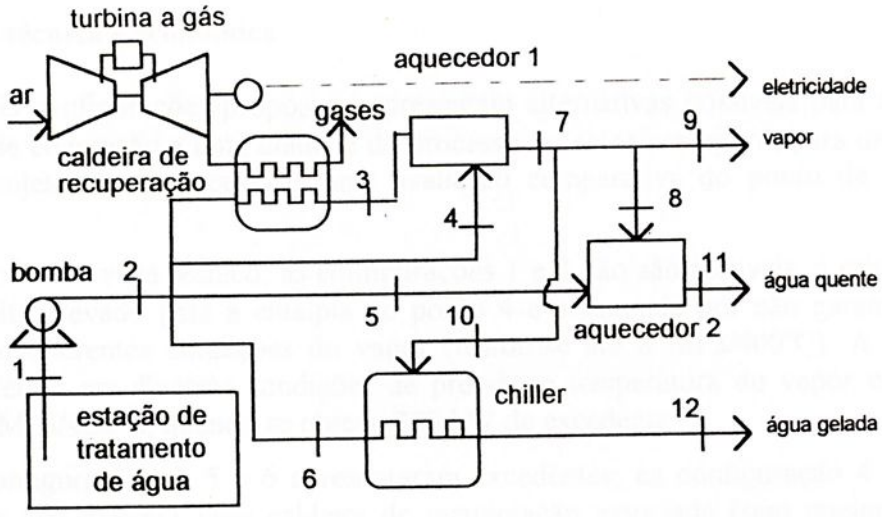


Figura 7.5- configuração 4

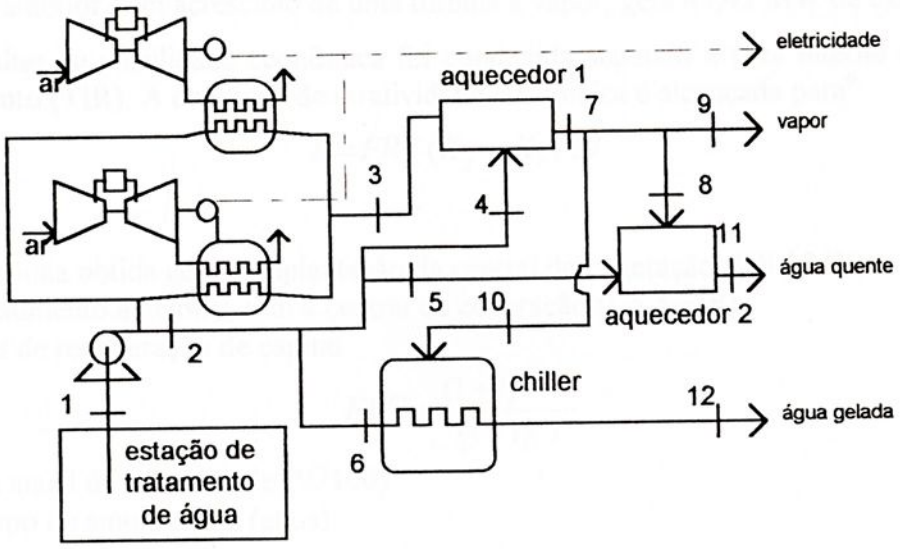


Figura 7.6- configuração 5

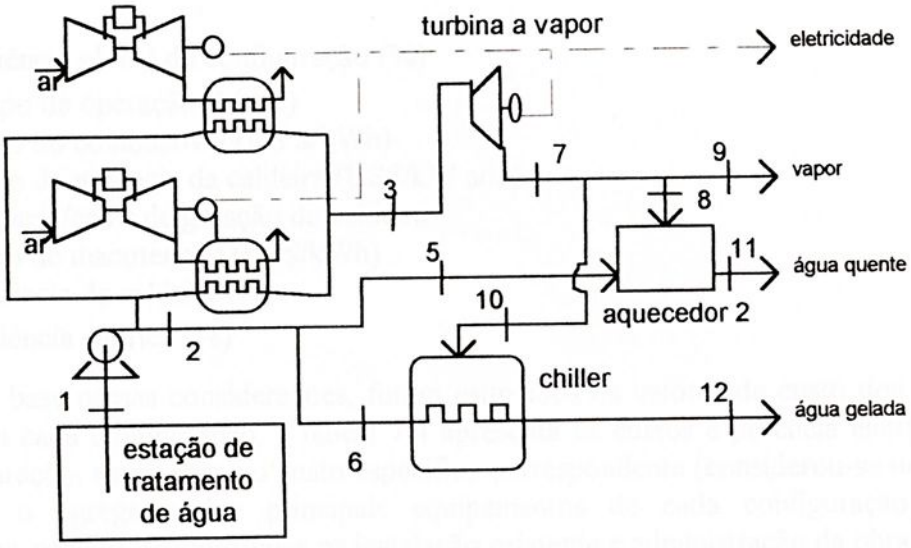


Figura 7.7- configuração 6

7.5 - Análise técnica e econômica

As seis configurações propostas representam alternativas possíveis para a integração de uma central de cogeração a uma unidade de processo do setor cervejeiro; para uma decisão final acerca do projeto faz-se necessária uma avaliação comparativa do ponto de vista técnico e econômico.

Do ponto de vista técnico, as configurações 1 e 2 não são factíveis, a primeira por impor um valor muito elevado para a entalpia do ponto 4 e a segunda por não garantir condição de excedente em diferentes condições do vapor (testou-se até 8 MPa/400°C). A configuração 3 apresentou déficit em diversas condições de pressão e temperatura do vapor com exceção da condição 12 MPa/480°C, quando se obteve 380 kW de excedente.

As configurações 4, 5 e 6 apresentaram excedentes; na configuração 4 admitiu-se uma turbina a gás GE PG6531 com caldeira de recuperação associada (sem queima suplementar), resultando um excedente de 9,49 MW; a configuração 5 conta com duas unidades GE LM5000 PC com caldeiras de recuperação associadas (sem queima suplementar) obtendo-se 44,45 MW de excedente; finalmente, a configuração 6, em ciclo combinado que utiliza a mesma estrutura da configuração anterior com acréscimo de uma turbina a vapor, gera 47,42 MW de excedente.

A análise de viabilidade econômica foi conduzida segundo a taxa interna de retorno do empreendimento (TIR). A condição de atratividade econômica é alcançada para[6]:

$$E = FRC\,(K_f - K_e) \geq I$$

sendo:

E - economia obtida com a implantação da central de cogeração (US $/kW)
I - investimento adicional com a central de cogeração (US $/kW)
FRC - fator de recuperação de capital

$$FRC = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n\, i}$$

i - taxa anual de atratividade (%/100)
n - tempo de amortização (anos)

$$E = FRC\{t[P_e - u + (\frac{\eta_g - \eta_{el} - \eta_{cald}}{\eta_{el}\eta_c})P_f] + pp\} \geq I$$

sendo:

η_c - eficiência global da configuração (%)
t - tempo de operação (h/ano)
P_e - preço do combustível (US $/kWh)
pp - preço da potência da caldeira (US$/kW ano)
(E´/S´) - potência/calor de geração da caldeira
u - custo de manutenção (US$/kWh)
η_{cald} - eficiência da caldeira (%)
η_{el} - eficiência elétrica (%)

Com base nessas considerações, foram estimados os valores de custo dos equipamentos presentes em cada configuração; a tabela 7.4 apresenta os custos e potência elétrica gerada em cada configuração, assim como o custo específico correspondente (considerou-se um adicional de 50% sobre o agregado dos principais equipamentos de cada configuração a título de contingências, projeto, modificações na instalação existente e administração da obra[7].

unesp

Tabela 7.4- Índices técnicos e econômicos

	custo	potência	custo específico
	10^6 US $	MW	US $/kW
config. 3*	9,72	14,70	661,22
config. 4	12,90	24,29	531,08
config. 5	27,90	59,25	470,89
config. 6	28,95	62,22	465,28

Para a análise de viabilidade econômica foram considerados os seguintes valores (o combustível utilizado é gás natural):

t = 7500 h/ano
P_e = 0.05 US $/kWh [8]
P_f = 0.072 US $/kWh [8]
u = 0.029 US $/kWh
pp = 70 US $/kW ano
n = 20 anos
η_{el} = 35%
η_c = 85% (35% elétrico + 50% térmico)
η_{cald} = 90%

Com base nesses valores foram feitas simulações empregando a expressão final obtida, da qual resultaram os valores de *payback* e taxa interna de retorno apontados na Tabela 7.5.

Tabela 7.5- Índices econômico - finaceiros

	payback	TIR
	anos	% a.a.
config. 3*	3,00	30
config. 4	2,41	40
config. 5	2,13	45
config. 6	2,11	47

Nota: * - condição 8 MPa/450°C

Considerando o universo amostral das seis propostas analisadas, é possível estabelecer a relação entre elas de acordo com sua condição de satisfação das necessidades demandadas pela unidade de processo, conforme se observa na figura 7.8.

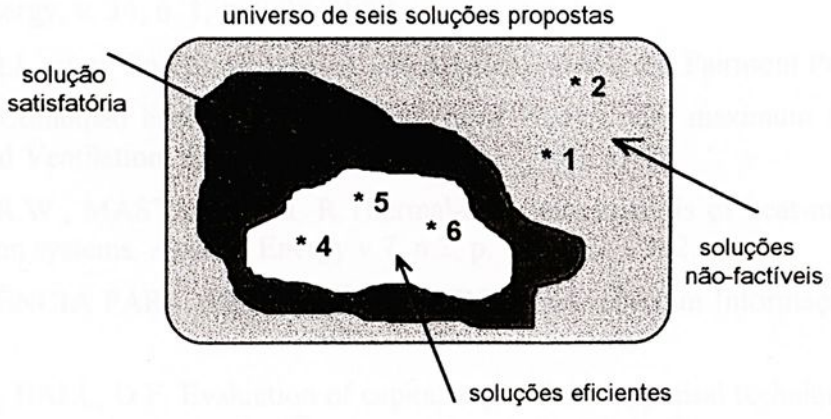


Figura 7.8 - Relação entre as diferentes configurações propostas

7.6 - Conclusões

Com base nos resultados alcançados, é possível tecer os seguintes comentários com relação ao potencial de cogeração em indústrias cervejeiras:

- o setor Alimentos/Bebidas, que de início aparenta não oferecer grande potencial para a cogeração quando analisado sob a ótica exclusiva dos índices médios globais, apresenta na análise diferenciada dos subsetores valores condizentes com essa prática; notadamente, no setor cervejeiro, verifica-se a viabilidade do empreendimento quando certas condições de demanda são estabelecidas;
- os valores de projeto assumidos para essa análise consideram, no valor da demanda elétrica, uma parcela referente ao acionamento elétrico do *chiller*; como isso não se mostrou viável na configuração com ciclo a vapor, adotou-se *chiller* por absorção de vapor. Com isso reduziu-se a demanda elétrica e, como conseqüência, houve aumento de excedentes;
- o ciclo a vapor, de ampla utilização no país, não se mostrou o mais indicado para a prática de cogeração no subsetor cervejeiro em face das baixas relações verificadas para a relação potência/calor de processo; a geração de excedentes ocorreu em níveis de pressão incompatíveis com o atual estado-da-arte do subsetor, o que representaria, no caso de sua implantação, uma inadequação técnica e econômica;
- tanto o ciclo a gás quanto o ciclo combinado se revelaram atraentes para a prática da cogeração no subsetor cervejeiro, com tempos de retorno e taxas internas de retorno muito próximas nas duas últimas configurações;
- os índices econômicos obtidos para as quatro últimas configurações são pertinentes para o tipo de empreendimento em questão e se encontram na faixa preconizada em Smith e Ball[9].

Referências

1. BALESTIERI, J.A.P. Estudo de sistemas de cogeração com aplicação de Métodos de Monte Carlo. Itajubá, Escola Fed. Eng. Itajubá, dissertação (Mestrado), 1990.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, UNICAMP, tese (Doutorado), 1994.
3. BERMAN, I.M. Cogeneration, combined cycles and synthetic fuels: an overview. Power Engineering, v. 87, n. 11, p. 42-50, 1983.
4. CURRAN, J.S, SMITH, J., HOLMS, W. Heat and power in industrial fermentation process. Applied Energy, v. 34, n. 1, p. 9-20, 1989.
5. BROWN, H.L. *et al.* Energy analysis of 108 industrial processes. Fairmont Press, 1985.
6. HESS, H. Combined heat and power: high value energy with maximum fuel exploitation. Heating and Ventilation Engineer, v. 63, n.703, p. 17-20, 1990.
7. PORTER, R.W., MASTANAIAH, R.Thermal-economic analysis of heat-matched industrial cogeneration systems. Applied Energy v.7, n.2, p. 171-187, 1982.
8. AAE - AGÊNCIA PARA APLICAÇÃO DE ENERGIA. Boletim Informação, ano 7, n. 32, 1994.
9. SMITH, B., BALL, D.F. Evaluation of capital-expenditure appraisal techniques for combined heat and power projects. Applied Energy v. 45, p. 269-277, 1993.
10. GUSHIKEN, A. N. Avaliação do potencial de cogeração no setor Alimentos/Bebidas. Relatório Interno, Departamento de Eletricidade - UNESP/Guaratinguetá, 1995.

unesp

CAPÍTULO 8

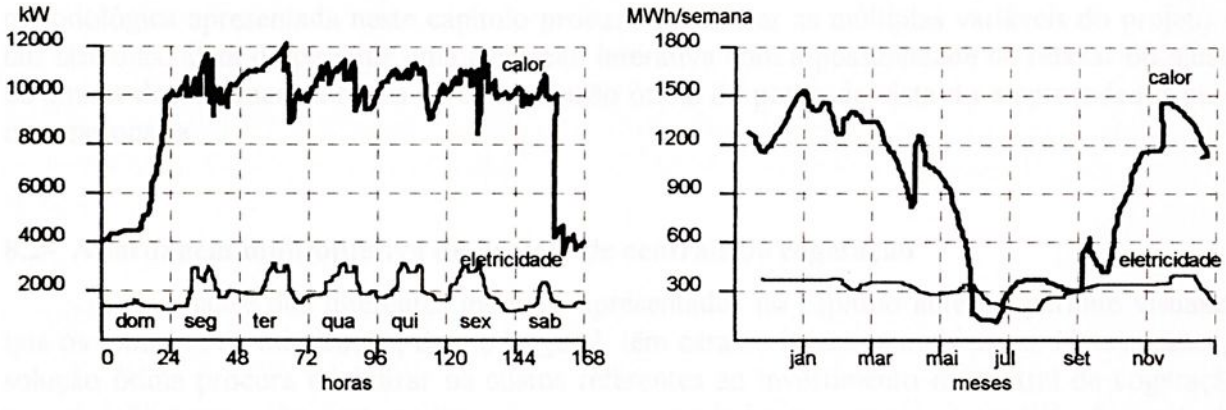
MODELAGEM MULTIOBJETIVA PARA PROJETO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO

8.1- Introdução

Uma vez disponíveis as demandas de energia térmica e eletromecânica de uma unidade de processo e considerando-se que uma política tarifária adequada esteja vigente, criando dessa forma interesse pela prática da cogeração, faz-se necessário estudar os meios pelo qual é viável associar a mesma a uma central térmica. Dentre as metodologias apresentadas com o intuito de dimensionar a capacidade individual das máquinas que compõem uma central de cogeração, normalmente a otimização se faz às custas de um único objetivo (minimização dos custos de investimento, operação e manutenção e maximização do retorno obtido pela venda de excedentes).

Outra constatação que poderia ser abstraida seria o fato de as configurações serem especificadas *a priori* e analisado o seu comportamento durante a operação de modo a otimizá-las. Não é frequente encontrar propostas metodológicas que procurem otimizar mais de um objetivo ao mesmo tempo que permitam alterações na configuração inicial de tal modo a adequá-la à realidade do empreendedor (no caso, o "candidato" a futuro cogerador).

Para que seja constatado o caráter multiobjetivo do projeto de uma central de cogeração far-se-á um exemplo que admite como critérios de projeto o custo do investimento, a probabilidade de falha dos componentes propostos e o nível de excedentes de energia elétrica esperado. Considere as curvas de demanda térmica e eletromecânica apresentadas nas figuras 8.1a e 8.1b. Elas representam as condições de demanda para um certo processo industrial já em operação e que deverá ser integrado a uma central de cogeração. Com base nessas informações, é possível compor-se um tabela com valores que representam a razão entre as demandas eletromecânica e térmica (Tabela 8.1).



(a) (b)

Fonte: [10]

Figura 8.1- Demandas (a) em base diária (mês Março) e (b) em base mensal.

Tabela 8.1 - Variação anual da razão de demanda (potência/calor)

JAN	FEV	MAR	ABR	MAI	JUN	JUL	AGO	SET	OUT	NOV	DEZ
0.27	0.33	0.22	0.34	0.32	1.10	1.00	0.80	1.00	0.40	0.38	0.23

A razão entre as demandas varia consideravelmente ao longo do ano e uma vez que os ciclos térmicos disponíveis apresentam sua faixa de produção conforme apresentado na Tabela 2.1, os ciclos Rankine com turbinas a vapor de condensação e extração juntamente com o Combinado se revelam alternativas interessantes, numa primeira análise.

A decisão final por um ciclo e configuração poderá ser alterada caso sejam adotadas estratégias de acompanhamento da curva térmica, com atendimento integral dessa demanda ao longo do ano pela central de cogeração, ou outras como atendimento da demanda eletromecânica ou atendimento parcial da demanda térmica, com complemento por caldeiras auxiliares.

Para simplicidade dessa análise, considere que fazem parte das configurações propostas apenas as máquinas referentes ao ciclo Rankine; a configuração 1 será composta por duas turbinas a vapor de contrapressão de 5 MW, a configuração 2 por quatro turbinas de contrapressão de 2.5 MW e a configuração 3 por quatro turbinas de condensação/extração de 2.5 MW; cada proposta apresenta apenas uma caldeira a vapor convencional. A Tabela 8.2 apresenta valores referentes aos três projetos.

Tabela 8.2- Valores apurados para as configurações escolhidas para atenderem as curvas de demanda da figura 8.1

	configuração 1	configuração 2	configuração 3
tipo de turbina a vapor	contrapressão	contrapressão	condensação
número e capacidade (MW)	2 x 5.0	4 x 2.5	4 x 2.5
custo de investimento (US$/MW)	538.00	575.00	1000.00
Probabilidade de Falha (LOLP) (h/a)	4.01	1.54	1.54
excedente esperado (MW/ano)	36.55	36.55	882.25

Observe-se que a escolha dentre as alternativas apresentadas poderá favorecer a um dos critérios em detrimento dos demais; é certo que muito dificilmente será obtida uma solução de compromisso dentre as alternativas consideradas que se apresente ótima com relação a todos os critérios individualmente.

A partir dos valores apurados para essas propostas, poderá ocorrer de as mesmas não serem do agrado do empreendedor, requerendo a pesquisa de novas configurações. A proposta metodológica apresentada neste capítulo procura considerar as múltiplas variáveis do projeto de tais sistemas, além de permitir uma avaliação interativa com a possibilidade de relaxar ou ajustar os limites das mesmas na busca de uma solução ótima do ponto de vista do empreendedor ou da concessionária.

8.2- Abordagem multiobjetiva de projeto de centrais de cogeração

Uma análise dos diferentes modelos apresentados no capítulo anterior permite visualizar que os modelos de otimização, de modo geral, têm características monobjetivas. Nesses casos, a solução ótima procura minimizar os custos referentes ao investimento da central de cogeração, manutenção e operação, juntamente com os recursos relativos ao retorno monetário da venda dos excedentes de energia, que devem ser maximizados.

unesp

As restrições variam caso a caso mas apresentam como quesito comum paridade térmica, um fato compreensível para as aplicações industriais no Brasil, uma vez que o mercado de venda de energia térmica é bem menos atuante que o da energia elétrica; desse modo, a proposta multiobjetiva ora formulada apresenta por estratégia de operação o atendimento da demanda térmica. Uma outra observação que pode ser feita é o fato de as configurações serem propostas de antemão, quanto ao tipo, à capacidade e quantidade de máquinas, com base em critérios técnicos.

O otimização da operação de uma central de cogeração deve ser feita com base em configurações existentes, isto é, uma vez definida a central, suas máquinas em número e capacidade, deseja-se operá-la de modo a potencializar sua utilização. Pela ótica do pré-dimensionamento, a otimização da operação de uma central de cogeração passa a ser um elemento posterior e complementar; nesse caso, as configurações não se encontram definidas *a priori*, a escolha de uma ou outra máquina deve ser feita com base em diversos critérios, por vezes conflitantes, que conduzem a uma análise multiobjetivo.

Apresenta-se a seguir uma proposta metodológica para o pré-dimensionamento de centrais de cogeração, a qual permite sejam assumidas diferentes estruturas de geração termelétrica na fase inicial, sob o crivo de múltiplos objetivos, para a definição de uma configuração básica (escolha do ciclo térmico). Com base nesse resultado, é analisada a fase final, também multiobjetiva, que irá conduzir à configuração final da central (Tipo, Capacidade e Quantidade de máquinas).

- Análise inicial

A análise inicial deve ser realizada de acordo com um perfil de demanda das energias térmica e elétrica da empresa que pretende praticar a cogeração, expressa por curvas de carga mensais ou anuais, relativas ao período em que se firma o contrato. Os contratos de longo prazo para venda de energia cogerada são estabelecidos para um mínimo de dez anos [6]; como os valores das cargas futuras são desconhecidas, algumas considerações devem ser estabelecidas para auxiliar o pré-dimensionamento da central de cogeração.

Os valores anuais a serem considerados nessa análise podem ser obtidos mediante utilização de valores colhidos do histórico passado do consumo de energia para o processo em estudo; tal aproximação prescinde da premissa de que nenhuma alteração tecnológica e/ou institucional significativa será implantada no período considerado, de tal sorte que o passado possa auxiliar a projetar a condição futura. Modelos de incerteza podem ser utilizados sobre tais dados garantindo-lhes maior confiabilidade [3].

Outro recurso seria a análise da conjuntura econômica e das metas da empresa para que a curva esperada fosse projetada para os próximos anos; fixando-se certos condicionantes básicos (níveis de produção desejáveis para certos produtos, conquista de novos mercados, expansão do parque fabril, terceirização de certas atividades, etc.) é possível que uma boa estimativa de demanda por energia seja fixada. Cabem aqui os recursos da análise econométrica e dos modelos de incerteza para auxílio nas projeções, bem como o balizamento de pesquisas de tendências sócio-culturais.

- Análise final

Com base na configuração básica estipulada, a análise final deve ser realizada para períodos mensais ou diários, correspondentes aos anos associados à análise inicial, e irá especificar a configuração final de cada etapa do período anual analisado, pela definição de conjuntos TCQ (Tipo de equipamento / Capacidade de geração / Quantidade de máquinas).

unesp

A composição dos conjuntos TCQ é feita mediante a aplicação dos critérios de projeto já adotados na análise inicial ao modelo multiobjetivo, que nesse caso apresenta diversas opções de geração térmica e elétrica para os diversos níveis de pressão considerados no Módulo de Projeto. A metodologia proposta emprega programação multiobjetivo interativa[11], associada a grafos generalizados inteiros[8], cuja formulação matemática será apresentada a seguir. A formulação multiobjetiva interativa foi escolhida, em detrimento das demais técnicas multicritério, por permitir que o processo de modificação da configuração da central de cogeração se faça passo-a-passo, em cada nível de análise, a partir do comportamento observado nas funções objetivo.

O uso de grafos generalizados permite um equacionamento real da rede de fluxos de um sistema termelétrico, uma vez que sua possibilidade de considerar ganhos nos arcos permite modelar, de forma simples e confiável, as transformações físico-química operadas no processo de queima dos combustíveis e transformação de água em vapor, a partir da troca térmica dos gases exaustos, em caldeiras e conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação.

Um arco é um ente matemático composto de nós e arcos[1]; um nó origem i se conecta a um nó destino j a partir de um arco n. Esse arco permite passar um certo fluxo x_{ij} entre os nós destino e origem mediante um custo c_{ij}; como a rede formada pelos diversos arcos pode ser não-conservativa (isto é, a soma dos fluxos que entram em um nó não necessariamente equivalem à soma dos fluxos que dele saem), atribui-se um fator de conversão w_n ao arco, que poderá representar ganho ou redução no fluxo origem.

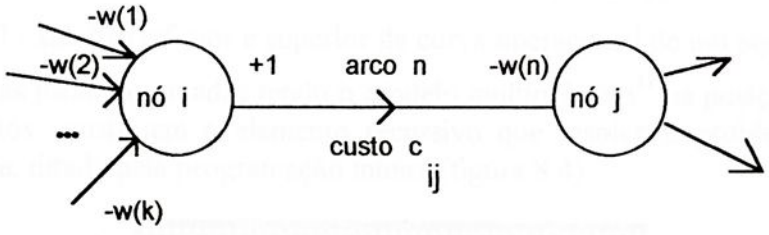


Figura 8.2 - Representação de um grafo generalizado

O fluxo em um certo arco (i,j) é um número $x_{ij} \geq 0$ que representa a quantidade que pode passar por ele; os fluxos nos arcos de uma rede generalizada devem satisfazer nos nós ao critério de conservação de massa considerando que o fator de ganho é atribuído a cada arco de modo a representar a eficiência de conversão do equipamento. O fluxo total que entra no nó deve ser igual ao fluxo total que sai do nó, isto é, em cada nó i:

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} - \sum_{k=1}^{n} w_k x_{ki} = 0$$

sendo a primeira soma o fluxo total do nó i e a segunda soma o fluxo total para o nó i, de acordo com a figura 8.2.

A técnica de programação inteira (*branch-and-bound*)[9] é necessária para a formulação proposta por causa das restrições econômicas; muitos equipamentos de geração equivalentes são disponíveis em igualdade de capacidade, porém com diferenças nos custos de investimento e desse modo o código multiobjetivo deve decidir entre as diversas possibilidades aquelas que deverão compor a solução final. A extensão inteira dos grafos generalizados apresenta aplicação tanto na análise inicial, em que se analisa a os custos de investimento na aquisição de novos equipamentos para a central de cogeração, quanto na análise final, em que as características operacionais de certos equipamentos demandam o uso dessa técnica para que bem se caracterize a condição em que se encontram em certo momento (*on-off*).

Uma vez que o código computacional propõe soluções de forma dinâmica, os equipamentos que porventura se encontram na solução inicial podem não constar da solução final.

unesp

A técnica inteira se baseia na álgebra Booleana, segundo a qual se associa a cada uma das variáveis econômicas uma variável $y \in [0,1]$, que expressa as condições operacionais do equipamento[5] (isto é, caso ele exista - y = 1 - ou não - y = 0 - na solução proposta) de acordo com a função:

$$c = ax + Fy$$
$$yx_m \leq x \leq yx_M$$
$$y \in [0,1]$$

Os custos fixos do equipamento somente são incluídos na equação econômica do problema de otimização se y=1 e para uma certa faixa especificada de capacidade do mesmo.

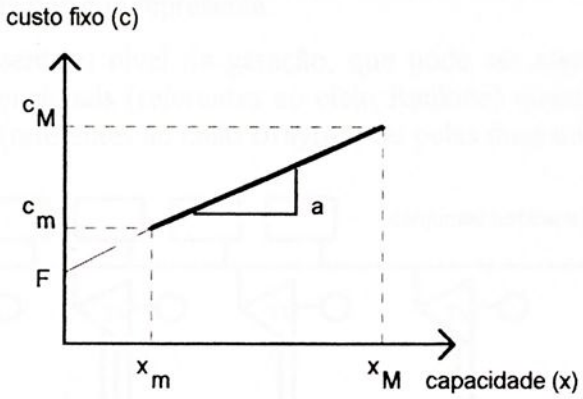


Figure 8.3 - Limites inferior e superior da curva operacional de um equipamento

Tais técnicas foram agrupadas tendo o modelo multiobjetivo[11] na posição mais externa; os grafos generalizados constituem o elemento recursivo que resolve o problema linear de cada simulação dinâmica, ditada pela programação inteira (figura 8.4).

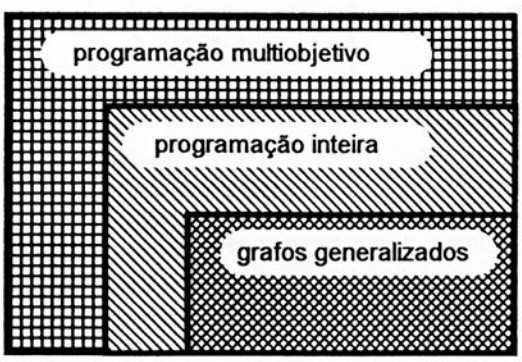


Figura 8.4 - Níveis de relacionamento entre as técnicas do modelo multiobjetivo

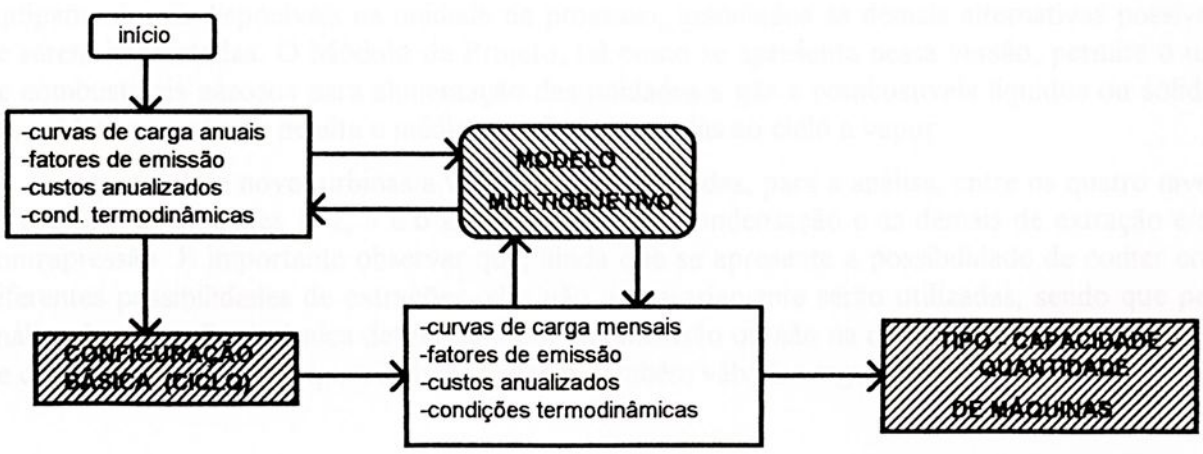


Figura 8.5 - Proposta multiobjetiva para especificação de centrais de cogeração

8.3- Configurações disponíveis no Módulo de Projeto

O Módulo de Projeto de centrais de cogeração (MPCC) se encontra organizado de modo a permitir a integração de centrais de cogeração a processos que apresentem até quatro diferentes níveis de pressão/temperatura. Para facilitar o manuseio do Módulo, tais níveis foram denominados como sendo de Alta (AP), Média (MP), Baixa Pressão (BP) e Condensação (CD).

O Módulo é apresentado como uma planilha básica que contém um conjunto de máquinas térmicas, as quais podem ser escolhidas para a composição da configuração mais adequada a cada objetivo em análise. A distinção do mesmo para as fases inicial e final reside no fato de que no primeiro caso consideram-se fluxos unitários entre os diversos níveis, como se as máquinas apresentadas separadamente no Módulo de Projeto se encontrassem representadas por uma única, de capacidade igual à soma das que representa.

O nível AP representa o nível de geração, que pode ser atendido tanto pelas unidades geradoras de vapor convencionais (referentes ao ciclo Rankine) quanto pelas unidade geradoras de vapor de recuperação (referentes ao ciclo Brayton) ou pelas duas unidades ao mesmo tempo.

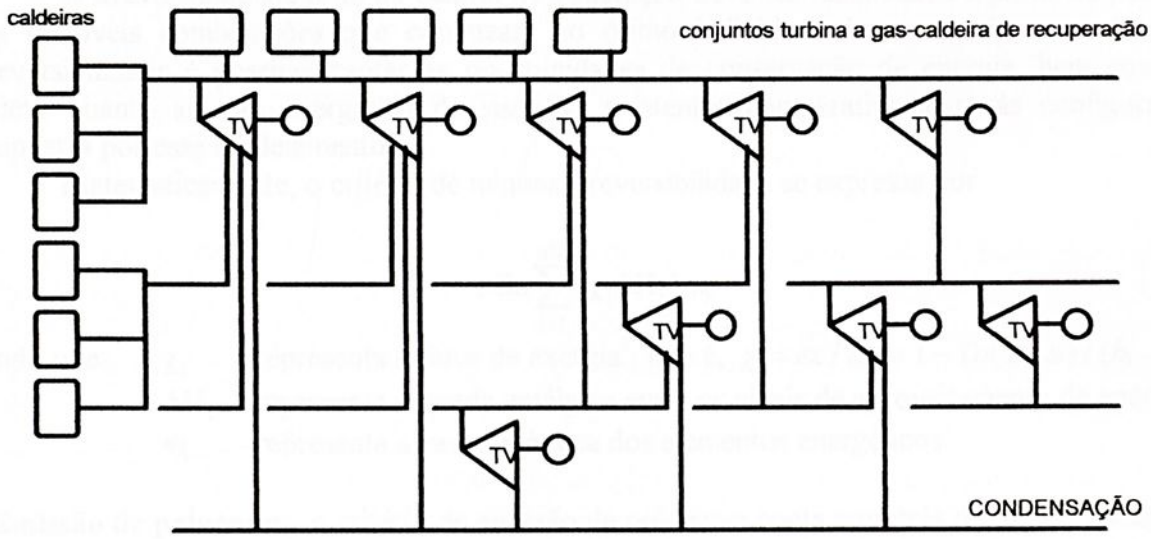


Figura 8.6 - Módulo de Projeto de centrais de cogeração (MPCC)

As unidades geradoras de vapor de recuperação contam com até cinco unidades, compostas de conjuntos completos turbina a gás/caldeira de recuperação, não se considerando, todavia, a possibilidade de equipamento suplementar de queima. As unidades geradoras de vapor convencionais contam com a possibilidade de se fazer incluir até três unidades no nível AP.

O nível MP recebe o aporte de até três caldeiras convencionais; essa possibilidade apresentada pelo Módulo tem por objetivo permitir a avaliação da conservação de eventuais equipamentos já disponíveis na unidade de processo, associados às demais alternativas possíveis de serem implantadas. O Módulo de Projeto, tal como se apresenta nessa versão, permite o uso de combustíveis gasosos para alimentação das unidades a gás e combustíveis líquidos ou sólidos nas caldeiras auxiliares de alta e média pressão, associadas ao ciclo a vapor.

Um total de nove turbinas a vapor são consideradas, para a análise, entre os quatro níveis de pressão; as unidades 1, 2, 5 e 6 são de extração e condensação e as demais de extração e/ou contrapressão. É importante observar que, ainda que se apresente a possibilidade de contar com diferentes possibilidades de extrações, elas não necessariamente serão utilizadas, sendo que pela análise da operação dinâmica definir-se-á por sua inclusão ou não na configuração final da central de cogeração. Unindo os quatro níveis existem também válvulas reguladoras de pressão.

unesp

8.4 - Formulação do modelo de otimização

A abordagem multiobjetivo para planejamento de centrais de cogeração admite que o fluxo de elementos energéticos (combustíveis, gases de combustão e vapor) constitui a variável de decisão do problema.

A formulação aqui apresentada considera a paridade térmica para estratégia de operação da central de cogeração, ainda que a metodologia permita o emprego das outras estratégias, visto ser esta a prática mais adequada no caso brasileiro. Desse modo, considera-se que o atendimento da demanda elétrica se fará de forma secundária, a partir dos níveis de geração alcançados pelo sistema.

O modelo de otimização considera para essa análise os seguintes critérios:

- **irreversibilidade**: o conceito de irreversibilidade está associado à Segunda Lei da Termodinâmica e estabelece as relações qualitativas entre os diferentes fluxos considerados no Módulo de Projeto.

A irreversibilidade total da central de cogeração deve ser minimizada a partir da pesquisa das possíveis combinações que conduzam ao ótimo individual desse critério; com base na irreversibilidade é possível captar as oportunidades de conservação de energia, bem como se refletir quanto ao uso energético de sistemas existentes comparativamente às configurações propostas por esse modelamento.

Matematicamente, o critério de mínima irreversibilidade se expressa por

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{nK} (\chi_i \Delta H_i)\, \dot{m}_i$$

sendo que: χ_i representa o fator de exergia[7], isto é, $\chi = ex / en = 1 - To(s_j - s_i) / (h_j - h_i)$

ΔH_i representa a queda entálpica entre os níveis de aproveitamento de energia,

$\dot{m}_i$ representa a vazão mássica dos elementos energéticos.

- **Emissão de poluentes**: o critério de emissão de poluentes conta com três diferentes elementos, distintos quanto ao seu processo de formação, equacionamento quantitativo, índices de emissão e limites técnicos para diferentes países:

- o CO_2 é um elemento responsável por efeitos globais; juntamente com o metano, atribui-se a ele um grande peso na ocorrência do efeito estufa (*greenhouse effect*);
- o SO_x resulta em efeitos locais, como as chuvas ácidas, sendo em geral computado em termos de dióxido de enxofre;
- o NO_x, também de efeitos locais, que apresenta aspectos mais complexos no equacionamento por resultar da combinação de duas fontes, o NO_x térmico (devido à temperatura de chama) e o de constituição, que varia com o equipamento, tipo de queimador, características de vorticidade dadas ao combustível na queima, dentre outros, o que dificulta sua formulação.

Matematicamente, tais critérios se expressam por:

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{2} \text{ECO}_{2,i}\, \dot{m}_i$$

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{2} \text{ESO}_{2,i}\, \dot{m}_i$$

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{2} \text{ENOx}_i\, \dot{m}_i$$

unesp

sendo que ECO_2, ESO_2 e ENO_X representam fatores de emissão correspondentes a diversos combustíveis. A formulação poderia incluir ainda os particulados, porém não se pode expressá-los satisfatoriamente para essa análise.

- **confiabilidade**: essa variável é analisada, no modelo multiobjetivo, com base no algoritmo do fluxo máximo, que procura impor às configurações propostas o mais amplo emprego de máquinas de geração elétrica que disputam entre sí em igualdade de condições para comporem a solução de compromisso, sendo a probabilidade de perda de carga (LOLP) indiretamente mensurada.

Matematicamente, a função objetivo para o critério de fluxo máximo pode ser expressa por:

$$\text{Max} \sum_{i=5}^{nK} (\dot{m}_i)$$

em que se considera apenas os arcos que representam equipamentos de geração elétrica.

- **econômico**: o critério econômico procura avaliar o máximo benefício líquido de cada configuração proposta, considerando os custos operacionais e de investimento, assim como as receitas advindas da venda de excedentes de energia elétrica às concessionárias.

A expressão do máximo benefício líquido se expressa matematicamente por:

$$Max \sum_{i=5}^{nK} (pe_i \, \dot{m}_i) - \sum_{i=3}^{5} (pu_i \, \dot{m}_i) - \sum (FIX / F) - M$$

em que a somatória positiva representa a receita da venda de energia elétrica excedente e os dois termos negativos expressam, respectivamente, as despesas operacionais por consumo de combustíveis e os custos fixos de investimento em equipamentos devidamente anualizados. Podem constar, ainda, dessa expressão, porcentagens relativas aos custos de operação e manutenção e aprovisionamentos para contingências, administração de obras, engenharia, e outros.

As restrições impostas ao problema multiobjetivo são distintas para a análise inicial e final; em ambas as etapas, contudo, as restrições dizem respeito à conservação do fluxo de massa que chega e que sai de cada um dos nós dos grafos. Seja a figura 8.7 representativa de uma central de cogeração na forma em que se realiza a análise inicial; nela, os números apresentados sobre os arcos representam conjuntos de equipamentos, agrupados para facilidade de análise, conforme correspondência apresentada na Tabela 8.3.

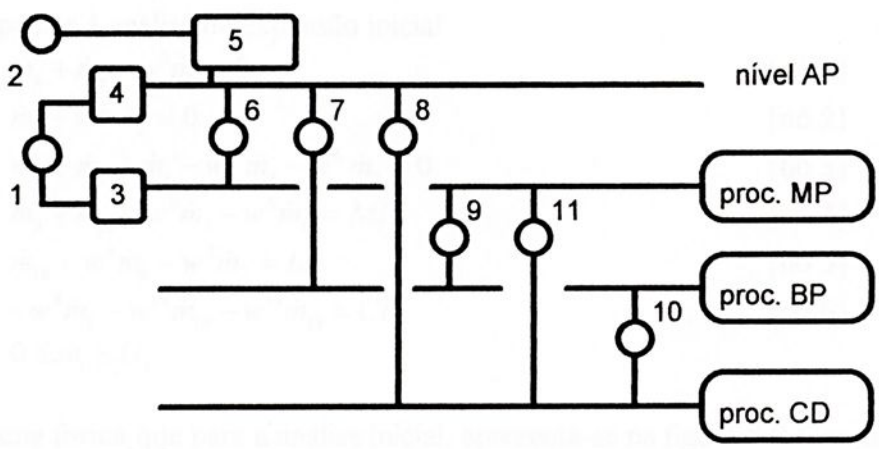


Figura 8.7 - Representação esquemática de central de cogeração para análise inicial

Tabela 8.3- Correspondência entre arcos e equipamentos na rede de grafos da análise inicial

Arcos	Grupos de Equipamentos
1	reservatório e dutos de óleo combustível
2	estação de compressão e dutos de gás natural
3	grupo de caldeiras de média pressão
4	grupo de caldeiras de alta pressão
5	grupo de conjuntos turbina a gás e caldeira de recuperação
6	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta e Média Pressões
7	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta e Baixa Pressões
8	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Alta Pressão e Condensação
9	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Média e Baixa Pressões
10	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Baixa Pressão e Condensação
11	grupo de turbinas a vapor conectando linhas de Média Pressão e Condensação

Em termos de grafos generalizados, uma rede de arcos e nós correspondente ao esquema proposto na figura 8.7 pode ser montada; a figura 8.8 ilustra a rede de grafos correspondente.

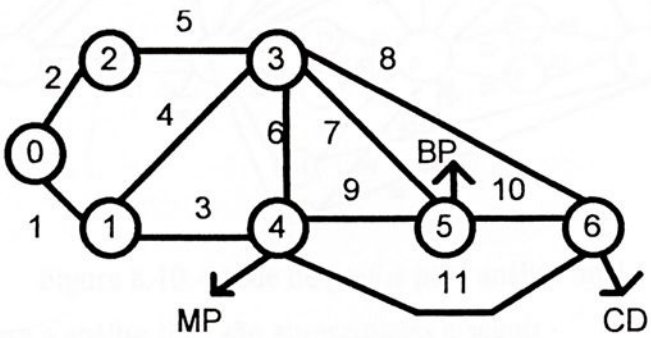


Figura 8.8 - Rede de grafos correspondente à configuração proposta na figura 8.4

Os números internos aos nós caracterizam os nós origem e destino de cada arco; o nó 0 é um artifício de programação e não apresenta qualquer significado físico. As equações das restrições, obtidas pela conservação do fluxo de massa em cada nó, são apresentadas a seguir:

- restrições impostas à análise de expansão inicial

$$\dot{m}_4 + \dot{m}_3 - w^1 \dot{m}_1 = 0 \qquad \{\text{nó } 1\}$$

$$\dot{m}_5 - w^2 \dot{m}_2 = 0 \qquad \{\text{nó } 2\}$$

$$\dot{m}_6 + \dot{m}_7 + \dot{m}_8 - w^4 \dot{m}_4 - w^5 \dot{m}_5 = 0 \qquad \{\text{nó } 3\}$$

$$\dot{m}_9 + \dot{m}_{11} - w^3 \dot{m}_3 - w^6 \dot{m}_6 = MP \qquad \{\text{nó } 4\}$$

$$\dot{m}_{10} - w^9 \dot{m}_9 - w^7 \dot{m}_7 = LP \qquad \{\text{nó } 5\}$$

$$-w^8 \dot{m}_8 - w^{10} \dot{m}_{10} - w^{11} \dot{m}_{11} = CD \qquad \{\text{nó } 6\}$$

$$0 \le \dot{m}_i \le U_i$$

Da mesma forma que para a análise inicial, apresenta-se na figura 8.9 o esquema de central de cogeração para a análise final, e que corresponde ao Módulo de Projeto já apresentado. Para uma correspondência com os equipamentos, agora discriminados um a um, o significado dos números nos arcos da figura 8.10 consta da Tabela 8.4.

unesp

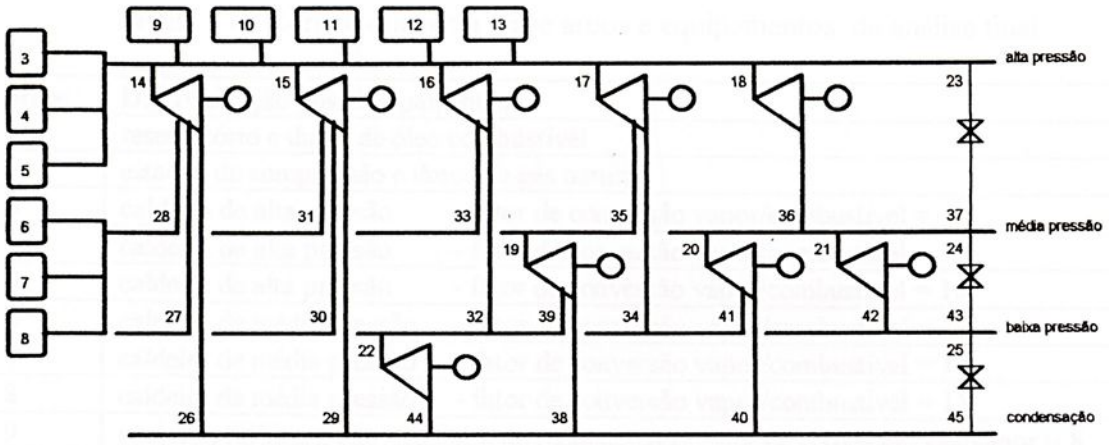


Figura 8.9 - Esquema básico para planejamento de centrais de cogeração na fase de análise final

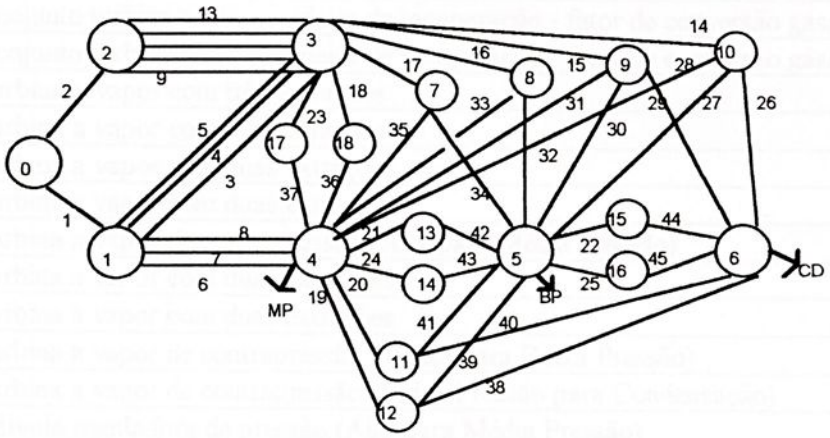


Figura 8.10 - Rede de grafos para análise final

As restrições para a análise final são apresentadas a seguir.

$$\dot{m}_3 + \dot{m}_4 + \dot{m}_5 + \dot{m}_6 + \dot{m}_7 + \dot{m}_8 - w^1\dot{m}_1 = 0$$

$$\dot{m}_9 + \dot{m}_{10} + \dot{m}_{11} + \dot{m}_{12} + \dot{m}_{13} - w^2\dot{m}_2 = 0$$

$$\dot{m}_{14} + \dot{m}_{15} + \dot{m}_{16} + \dot{m}_{17} + \dot{m}_{18} + \dot{m}_{23} - w^6\dot{m}_6 - w^7\dot{m}_7 - w^8\dot{m}_8 - w^9\dot{m}_9 - w^{10}\dot{m}_{10} - w^{11}\dot{m}_{11} - w^{12}\dot{m}_{12} - w^{13}\dot{m}_{13} = 0$$

$$\dot{m}_{19} + \dot{m}_{20} + \dot{m}_{21} + \dot{m}_{24} - w^3\dot{m}_3 - w^4\dot{m}_4 - w^5\dot{m}_5 - w^{37}\dot{m}_{37} - w^{36}\dot{m}_{36} - w^{35}\dot{m}_{35} - w^{33}\dot{m}_{33} - w^{31}\dot{m}_{31} - w^{28}\dot{m}_{28} = IP$$

$$\dot{m}_{22} + \dot{m}_{25} - w^{27}\dot{m}_{27} - w^{30}\dot{m}_{30} - w^{32}\dot{m}_{32} - w^{34}\dot{m}_{34} - w^{39}\dot{m}_{39} - w^{41}\dot{m}_{41} - w^{42}\dot{m}_{42} - w^{43}\dot{m}_{43} = BP$$

$$-w^{26}\dot{m}_{26} - w^{29}\dot{m}_{29} - w^{38}\dot{m}_{38} - w^{40}\dot{m}_{40} - w^{44}\dot{m}_{44} - w^{45}\dot{m}_{45} = CD$$

$$\dot{m}_{34} + \dot{m}_{35} - w^{17}\dot{m}_{17} = 0$$

$$\dot{m}_{32} + \dot{m}_{33} - w^{16}\dot{m}_{16} = 0$$

$$\dot{m}_{29} + \dot{m}_{30} + \dot{m}_{31} - w^{15}\dot{m}_{15} = 0$$

$$\dot{m}_{26} + \dot{m}_{27} + \dot{m}_{28} - w^{14}\dot{m}_{14} = 0$$

$$\dot{m}_{40} + \dot{m}_{41} - w^{20}\dot{m}_{20} = 0$$

$$\dot{m}_{38} + \dot{m}_{39} - w^{19}\dot{m}_{19} = 0$$

$$\dot{m}_{42} - w^{21}\dot{m}_{21} = 0$$

$$\dot{m}_{43} - w^{24}\dot{m}_{24} = 0$$

$$\dot{m}_{44} - w^{22}\dot{m}_{22} = 0$$

$$\dot{m}_{45} - w^{25}\dot{m}_{25} = 0$$

$$\dot{m}_{37} - w^{23}\dot{m}_{23} = 0$$

$$\dot{m}_{36} - w^{18}\dot{m}_{18} = 0$$

$$0 \le \dot{m}_i \le U_i$$

Tabela 8.4- Correspondência entre arcos e equipamentos da análise final

arcos	Discriminação dos Equipamentos
1	reservatório e dutos de óleo combustível
2	estação de compressão e dutos de gás natural
3	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível = 10
4	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível = 8
5	caldeira de alta pressão - fator de conversão vapor/combustível = 10
6	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível = 14
7	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível = 14
8	caldeira de média pressão - fator de conversão vapor/combustível = 15
9	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor = 8
10	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor = 7
11	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor = 7
12	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor = 6
13	conjunto turbina a gás - caldeira de recuperação - fator de conversão gás/vapor = 6
14	turbina a vapor com três extrações
15	turbina a vapor com três extrações
16	turbina a vapor com duas extrações
17	turbina a vapor com duas extrações
18	turbina a vapor de contrapressão (Alta para Média Pressão)
19	turbina a vapor com duas extrações
20	turbina a vapor com duas extrações
21	turbina a vapor de contrapressão (Média para Baixa Pressão)
22	turbina a vapor de contrapressão (Baixa Pressão para Condensação)
23	válvula reguladora de pressão (Alta para Média Pressão)
24	válvula reguladora de pressão (Média para Baixa Pressão)
25	válvula reguladora de pressão (Baixa Pressão para Condensação)
26	- parcela de condensação da turbina 14
27	- extração para Baixa Pressão da turbina 14
28	- extração para Média Pressão da turbina 14
29	- parcela de condensação da turbina 15
30	- extração para Baixa Pressão da turbina 15
31	- extração para Média Pressão da turbina 15
32	- extração para Baixa Pressão da turbina 16
33	- extração para Média Pressão da turbina 16
34	- extração para Baixa Pressão da turbina 17
35	- extração para Média Pressão da turbina 17
36	saída de vapor da turbina 18
37	saída de vapor da válvula redutora de pressão 23
38	- parcela de condensação da turbina 19
39	- extração para Média Pressão da turbina 19
40	- parcela de condensação da turbina 20
41	- extração para Média Pressão da turbina 20
42	saída de vapor da turbina 21
43	saída de vapor da 24
44	saída de vapor da turbina 22
45	saída de vapor da válvula redutora de pressão 25

unesp

Referências

1. AHUJA, R. K. *et al.* Network flows. Prentice Hall, 1993.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Tese (doutorado), Faculdade de Eng. Mecânica, Univ. Estadual de Campinas, Campinas, 1994.
3. BALESTIERI, J.A.P. Estudo de sistemas de cogeração com aplicação de Métodos de Monte Carlo. Dissertação (mestrado), Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá, 1990.
4. BALESTIERI, J.A.P, CORREIA, P.B. Planning cogeneration systems: a multiobjective expansion analysis. Florence World Energy Research Symposium,III, Florence, p. 1075-1083, 1994.
5. BOHEM, R.F. Design analysis of thermal systems. John Wiley, 1987.
6. CESP. Aquisição de energia elétrica excedente de autoprodutores e cogeradores: normas e procedimentos técnico-comerciais. São Paulo, CESP, 1990 (Publicação da Diretoria de Distribuição).
7. CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of Large-Scale Industrial Energy Systems - I. Simulation. *Energy.*, v. 9, n. 1, p. 21-34; II. Optimization and Synthesis. *Energy*, v. 9, n. 8, p. 679-692, 1984.
8. GLOVER, F. *et al.* Generalized network: a fundamental computer-based planning tool. Managment Science, v. 24, n. 12, p. 1209-1220, 1978.
9. NEMHAUSER, F., WOSLEY, L. Integer and combinatorial optimization. John Wiley, 1988.
10. RODRIGUES, C.M., CAVANNA, J. Optimisation of combined heat and power schemes on industrial sites with complex energy patterns. In: O'CALLAGHAN, P.W. Energy in industry. Oxford, Pergamon, p. 207-220, 1978.
11. STEUER, R.E. Multiple criteria optimization. John Wiley, 1986.

unesp

CAPÍTULO 9

PROJETO BÁSICO DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO

9.1- Introdução

A definição da configuração de uma central de cogeração deve obedecer a certas premissas acerca dos custos do futuro sistema gerador em comparação às receitas esperadas pela venda de excedentes elétricos; além disso, deve atentar para a confiabilidade da unidade projetada, definida pelo número de horas por ano em que a mesma irá permanecer parada ou em reserva, o que irá garantir a qualidade do fornecimento de energia à unidade de processo.

Com base em uma análise de otimização, verifica-se serem esses dois critérios conflituosos, redundando na proposição de duas centrais de cogeração distintas, caso considerados isoladamente. Para o planejamento de centrais de cogeração devem confluir as informações tanto da unidade de máximo benefício líquido quanto daquela de máxima confiabilidade, considerando-se que entre tais soluções extremas devam existir soluções que podem ser assumidas como alternativas razoáveis para uma aplicação prática.

Do ponto de vista econômico, o investimento em cogeração deve apresentar um adequado rateio entre as parcelas referentes a energia consumida na unidade de processo e o excedente produzido. Estando o preço da energia sujeito a critérios governamentais, será pela redução dos custos de produção que se irá assegurar um benefício líquido positivo na operação da unidade.

Com respeito à confiabilidade, as centrais de cogeração devem ser planejadas para operarem na base do sistema, garantindo assim que um mínimo de energia deva ser adquirida da concessionária, assim como devem dispor de redundâncias que garantam sua atividade contínua mesmo quando paradas para manutenção de algumas unidades forem necessárias.

O fato de o mercado de geração de energia ser amplo e promissor traz consigo, ainda, sérias responsabilidades: as unidades que serão implantadas devem primar pelo atendimento às melhores normas internacionais de proteção ambiental com relação à emissão de poluentes, bem como deve ser dada preferência às máquinas térmicas e de geração elétrica de melhor desempenho na conversão de energia, garantindo um melhor aproveitamento dos recursos naturais.

Todos esses fatores devem ser conjugados no planejamento de uma central de cogeração ainda que, por vezes, possam conduzir a soluções díspares. Apresenta-se neste estudo de caso a aplicação do modelo multiobjetivo de apoio à decisão na pesquisa de soluções para a escolha da configuração mais adequada aos valores apresentados; a definição das condições operacionais de uma unidade química é o ponto de partida para a apresentação desta metodologia em um estudo de caso que ilustra a utilização da técnica; uma análise de pós-simulação permite adequar a configuração proposta pelo modelo às máquinas e equipamentos comercialmente disponíveis. Uma re-avaliação dos principais parâmetros técnicos e econômicos deve ser então conduzida para correção de valores.

unesp

9.2 - Aspectos gerais do projeto de centrais de cogeração

O projeto de uma central de cogeração consiste em definir os arranjos de máquinas e equipamentos de geração que melhor atendam às demandas energéticas de uma unidade de processo segundo uma determinada estratégia operacional. De acordo com o estudo de caso anterior, as soluções propostas foram definidas mais em função da experiência do projetista do que por uma seqüência lógica de decisões, baseada em alguma rotina de cálculos; assim, ao "problema real" - projetar uma central de cogeração - foram propostas "soluções reais" - seis arranjos definidos *a priori* para análises técnica e econômica - a partir de máquinas comercialmente disponíveis, quando aplicável.

Como nem sempre a passagem do "problema real" para a "solução real" se faz através de um percurso "direto" como no estudo de caso anterior, é recomendável que se procure trilhar um caminho alternativo, porém com maiores garantia de sucesso e possibilidade de alcançar melhores resultados - o assim chamado percurso "indireto". Pela análise apurada do "problema real" é possível transformá-lo em um "problema físico/matemático", que será tão mais representativo do primeiro quanto maiores forem os cuidados na formulação do segundo.

A partir do "problema físico/matemático" pode-se encontrar modelos que permitam obter "soluções matemáticas" para o mesmo; tais valores devem ser validados, a partir de um processo de análise dos resultados, de modo a se obter finalmente as "soluções reais" originalmente desejadas; esse processo pode ser visualizado na figura 9.1. A vantagem relativa do percurso "indireto" se encontra tanto no método para a pesquisa de soluções, a qual elimina o empirismo na proposição de soluções, quanto na possibilidade de se obter soluções ótimas, na dependência do modelo matemático empregado.

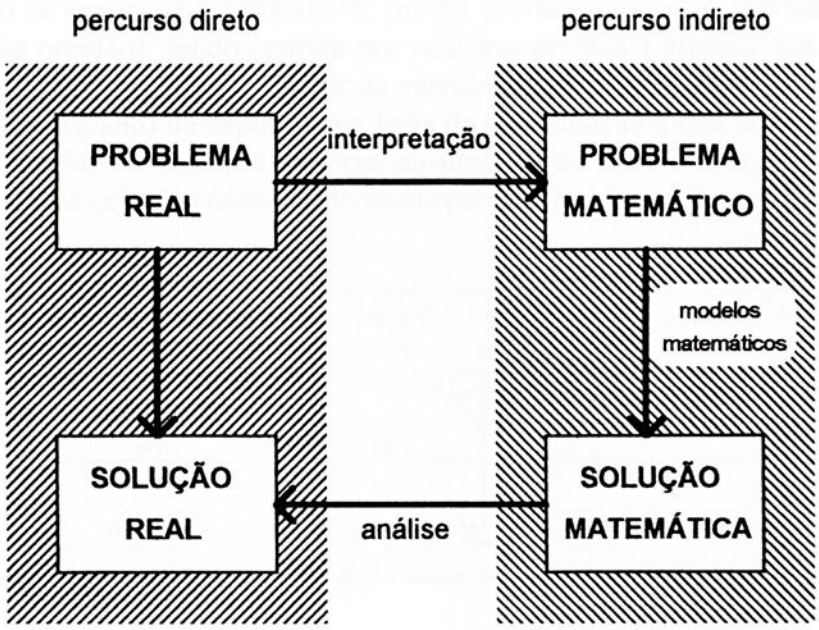


Figura 9.1 - Estruturas de projeto

Diferentes modelos foram apresentados para auxiliar a passagem do "problema matemático" para a "solução matemática"; nesse estudo de caso serão apresentados de forma detalhada as etapas do modelo multiobjetivo formulado por Balestieri[1], assim como serão feitas as análises necessárias para a transformação das "soluções matemáticas" propostas em "soluções reais".

FACULDADE DE ENGENHARIA DE GUARATINGUETÁ
BIBLIOTECA

9.3- Obtenção de solução matemática com emprego do modelo multiobjetivo

O modelo multiobjetivo procura selecionar, dentre as soluções eficientes, aquela que se apresenta mais próxima das convicções do decisor; como consta basicamente de uma rotina de otimização matemática, o modelo multiobjetivo é formado pelas equações que definem os critérios de projeto (as funções objetivo) e pelas equações de restrição.

Como em meio a múltiplos objetivos não é possível definir um único ponto ótimo, mas vários (tantos quanto forem as funções objetivo), procura-se definir uma solução eficiente na região factível, definida pelo conjunto de restrições; as soluções eficientes estarão contidas nos segmentos em que se verificar que para a melhoria de uma variável as demais serão penalizadas (figura 9.2).

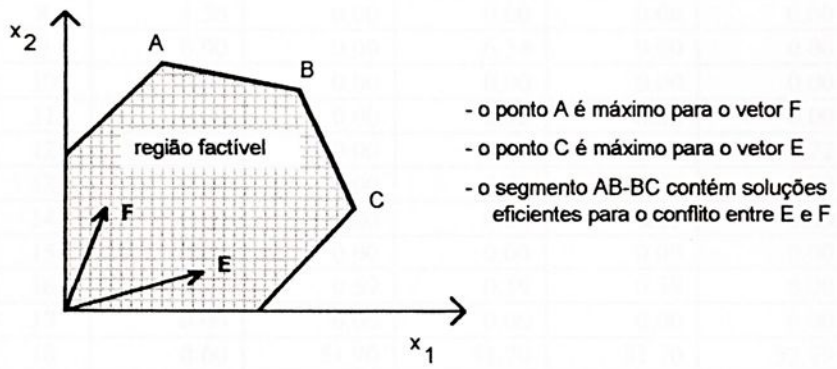


Figura 9.2 - Soluções eficientes no espaço x

A unidade de processo considerada, de uma indústria química, demanda em média $105x10^6$ (kg/ano) de vapor a 1.8 MPa/205ºC (média pressão) e $6.2x10^6$ (kg/ano) de vapor a 0.6 MPa/180ºC (baixa pressão), sendo suprido por caldeiras de média pressão que queimam óleo; a demanda de baixa pressão é suprida a partir de válvula redutora de pressão. Considerando-se que se destine $500x10^6$ (kg/ano) de vapor para a linha de condensação e que há demanda de 3.4 MW para o atendimento das necessidade elétricas da unidade de processo, o modelo multiobjetivo estima, inicialmente, as soluções ótimas individuais para cada objetivo (figura 9.3).

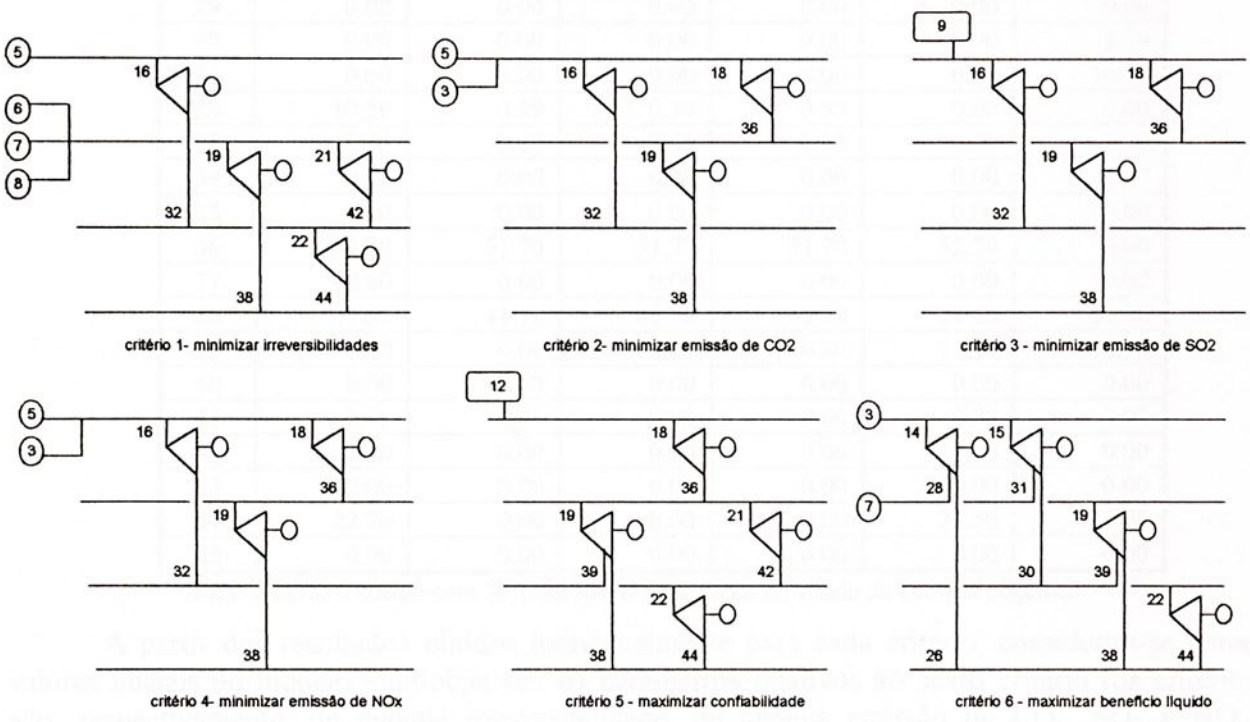


Figura 9.3 - Configurações propostas para seis critérios de projeto

Com base nos resultados apresentados para cada objetivo considerado, são pesquisadas as principais rotas para a decisão por uma configuração; a tabela 9.1 fornece os resultados referentes às configurações da figura 9.3, formulados segundo o modelo multiobjetivo.

Tabela 9.1 - Valores inciais das configurações de acordo com objetivos isolados (10^6 kg/mês)

arco	critério 1	critério 2	critério 3	critério 4	critério 5	critério 6
1	-5.19	-3.50	0.00	-3.50	0.00	-4.38
2	0.00	0.00	-6.54	0.00	-8.71	0.00
3	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	2.88
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.69	3.30	0.00	3.30	0.00	0.00
6	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
7	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	1.50
8	1.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
9	0.00	0.00	6.54	0.00	0.00	0.00
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
12	0.00	0.00	0.00	0.00	8.72	0.00
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.40
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.89
16	10.29	0.59	0.59	0.59	0.00	0.00
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18	0.00	51.70	51.70	51.70	52.29	0.00
19	19.50	41.70	41.70	41.70	29.79	35.00
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
21	12.50	0.00	0.00	0.00	12.50	0.00
22	22.20	0.00	0.00	0.00	27.50	27.50
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.90
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.50
29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.39
31	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.50
32	10.29	0.59	0.59	0.59	0.00	0.00
33	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
34	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
35	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
36	0.00	51.70	51.70	51.70	52.29	0.00
37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
38	19.50	41.70	41.70	41.70	14.20	11.30
39	0.00	0.00	0.00	0.00	15.59	23.70
40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
42	12.50	0.00	0.00	0.00	12.50	0.00
43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
44	22.20	0.00	0.00	0.00	27.50	27.50
45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Nota: critério 6 obtido com 35 US$/MWh para preço de venda da energia cogerada

A partir dos resultados obtidos individualmente para cada critério, considerou-se como valores iniciais do modelo multiobjetivos os parâmetros relativos ao sexto critério (os critérios são, respectivamente, de mínima irreversibilidade, de mínima emissão de CO_2, SO_2 e NO_x, máxima confiabilidade e máximo beneficio líquido). O vetor critério ideal corresponde aos valores

unesp

das funções objetivo de cada critério, sendo desse modo valores extremos (máximos ou mínimos) que devem servir como parâmetro de comparação no processo de decisão.

Tabela 9.2- Valores iniciais e ideais

vetor critério inicial (referente ao critério 6)	
irreversibilidade da configuração	65.97 [MW]
emissões de CO_2 da configuração	16.55 [ton/mês]
emissões de SO_2 da configuração	0.12 [ton/mês]
emissões de NO_x da configuração	0.03 [ton/mês]
fluxo máximo da configuração	205.58 [ton v/mês]
(Despesa-Receita) da configuração	-29.66 [10^6 US$/ano]

vetor critério ideal					
I	CO_2	SO_2	NO_x	fluxo	(D-R)
36.20	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66

Com base nesses resultados, o modelo multiobjetivo propõe uma nova solução, que aponta para o aproveitamento de turbinas a gás, em consonância com a configuração proposta segundo o critério de mínima emissão de SO_2 (tabela 9.3); resultados intermediários entre a solução inicial (T_k =0) e a nova solução proposta (T_k=1) podem ser obtidos por meio de interpolação numérica.

Tabela 9.3 - Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)

arco	vazão	arco	vazão	arco	vazão
1	0.00	16	0.00	31	0.00
2	-6.54	17	52.29	32	0.00
3	0.00	18	0.00	33	0.00
4	0.00	19	14.20	34	28.09
5	0.00	20	0.00	35	24.20
6	0.00	21	0.00	36	0.00
7	0.00	22	27.50	37	0.00
8	0.00	23	0.00	38	14.20
9	6.54	24	0.00	39	0.00
10	0.00	25	0.00	40	0.00
11	0.00	26	0.00	41	0.00
12	0.00	27	0.00	42	0.00
13	0.00	28	0.00	43	0.00
14	0.00	29	0.00	44	27.50
15	0.00	30	0.00	45	0.00

A tabela 9.4 fornece os resultados extremos e intermediários para os seis critérios empregados de modo a permitir uma primeira decisão, tomando por referência os valores ideais reproduzidos logo abaixo; apenas os pontos extremos têm seus valores discriminados em termos de potência individual dos equipamentos, níveis de emissão de poluente, confiabilidade em índices normalmente praticados em normas.

Ao se escolher o valor de T_k correspondente a 0.4, o vetor da nova solução proposta é idêntico ao apresentado na tabela 9.3, isto é, aponta novamente para a indicação de uma configuração baseada em turbinas a gás; observe que os valores constantes na linha correspondente a 0.4 da tabela 9.4 assumem, na tabela 9.5, a condição de novo ponto inicial, T_k=0, ao passo que a linha correspondente a T_k=1 permaneceu inalterada.

unesp

Tabela 9.4 - Valores extremos e intermediários da primeira interação

Vetor de Decisão						
T_k	I	CO_2	SO_2	NO_x	fluxo	(D-R)
0.0	**65.97**	**16.55**	**0.12**	**0.03**	**205.58**	**-20.71**
0.2	60.67	16.74	0.10	0.03	182.45	-18.99
0.4	55.36	16.94	0.07	0.03	159.32	-18.52
0.6	50.06	17.13	0.05	0.04	136.19	-18.05
0.8	44.75	17.32	0.03	0.04	113.06	-17.57
1.0	**39.45**	**17.52**	**0.01**	**0.04**	**89.94**	**-18.67**
Vetor Critério Ideal						
	36.20	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66

		solução inicial: T_k=0	nova solução: T_k=1
Potência Instalada	MW	28.07	43.19
Demanda Elétrica	MW	3.40	3.40
Excedente Elétrico	MW	24.67	39.79
Potência em cada arco:	MW	Pot[22]= 17.0284	Pot[9]= 14.5628
		Pot[26]= 1.9850	Pot[22]= 17.0284
		Pot[28]= 0.8084	Pot[34]= 1.5280
		Pot[30]= 0.2388	Pot[35]= 1.1857
		Pot[31]= 0.8084	Pot[38]= 8.8849
		Pot[38]= 7.0703	
		Pot[39]= 0.1280	
LOLP	h/a	1611.45	1166.84
LOLP (percentual)	%	18.40	13.32
Emissão de CO_2	$kgCO_2$/MWh	1003.47	649.88
Emissão de SO_2	$kgSO_2$/MWh	7.17	0.24
Emissão de NO_x	$kgNO_x$/MWh	1.92	1.39
Custo da unidade	10^6 US$	48.63	44.32
Payback	ano	2.35	2.37
custo específico	US$/kW	1732.45	1025.92

Esse procedimento pode ser conduzido sucessivamente, permitindo que a partir das interações do decisor junto ao modelo multiobjetivo sejam geradas novas soluções, todas eficientes. Compete ao decisor definir em cada etapa do processo os caminhos que deseja analisar na etapa seguinte, permitindo dessa forma conduzir o problema a uma solução final cujos valores se apresentem o mais próximo possível daqueles ideais, alcançados pelos critérios que estão norteando o projeto. Como cada critério conduz a uma solução ótima, relativamente aos parâmetros considerados, a solução final deve refletir a opinião do decisor ou do grupo que o mesmo representa, sempre ponderando mais intensamente os critérios que refletem tais opiniões.

A nova decisão se faz, então em termos dos valores correspondentes a T_k=0.6; a tabela 9.6 apresenta os valores correspondentes às vazões na nova configuração. Igualmente, novos valores intermediários são recalculados e apresentados ao decisor (tabela 9.7). Uma análise do critério 6, referente ao benefício líquido, revela uma tendência declinante desse valor, chegando a valores tais que não podem ser considerados adequados para o elevado grau de comprometimento do capital. Para que essa tendência seja revertida, o decisor pode então escolher o valor T_k=1, isto é, pode escolher o maior valor alcançado na tabela 9.7 para esse critério; desse modo, a nova solução (tabelas 9.8 e 9.9) deverá apontar para valores mais elevados do benefício líquido, revertendo a tendência de queda.

unesp

Tabela 9.5 - Valores extremos e intermediários da segunda interação

Vetor de Decisão						
T_k	I	CO_2	SO_2	NO_x	fluxo	(D-R)
0.0	**55.36**	**16.94**	**0.07**	**0.03**	**159.32**	**-17.64**
0.2	52.18	17.05	0.06	0.03	145.45	-17.85
0.4	49.00	17.17	0.05	0.04	131.57	-18.05
0.6	45.81	17.28	0.03	0.04	117.69	-18.26
0.8	42.63	17.40	0.02	0.04	103.81	-18.46
1.0	**39.44**	**17.52**	**0.01**	**0.04**	**89.94**	**-18.67**
Vetor Critério Ideal						
	36.20	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66

		solução inicial: T_k=0	nova solução: T_k=1
Potência Instalada	MW	34.12	43.19
Demanda Elétrica	MW	3.40	3.40
Excedente Elétrico	MW	30.72	39.79
Potência em cada arco:	MW	Pot[9]= 5.8251	Pot[9]= 14.5628
		Pot[22]= 17.0284	Pot[22]= 17.0284
		Pot[26]= 1.1910	Pot[34]= 1.5280
		Pot[28]= 0.4851	Pot[35]= 1.1857
		Pot[30]= 0.1433	Pot[38]= 8.8849
		Pot[31]= 0.4851	
		Pot[34]= 0.6112	
		Pot[35]= 0.4743	
		Pot[38]= 7.7962	
		Pot[39]= 0.0768	
LOLP	h/a	1381.85	1166.84
LOLP (percentual)	%	15.77	13.32
Emissão de CO_2	$kgCO_2/MWh$	818.59	649.88
Emissão de SO_2	$kgSO_2/MWh$	3.55	0.24
Emissão de NO_X	$kgNO_X/MWh$	1.64	1.39
Custo equipamentos	10^6 US$	62.40	44.32
Payback	ano	3.96	2.27
custo específico	US$/kW	1828.84	1025.92

Tabela 9.6 - Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)

arco	vazão	arco	vazão	arco	vazão
1	0.00	16	0.00	31	0.00
2	-6.54	17	0.59	32	0.00
3	0.00	18	0.00	33	0.00
4	0.00	19	14.20	34	0.59
5	0.00	20	0.00	35	0.00
6	0.00	21	0.00	36	0.00
7	0.00	22	0.00	37	0.00
8	0.00	23	0.00	38	0.00
9	6.54	24	0.00	39	0.00
10	0.00	25	0.00	40	0.00
11	0.00	26	41.70	41	0.00
12	0.00	27	0.00	42	0.00
13	0.00	28	10.00	43	0.00
14	0.00	29	0.00	44	0.00
15	0.00	30	0.00	45	0.00

unesp

Tabela 9.7 - Valores extremos e intermediários da terceira interação

Vetor de Decisão						
T_k	I	CO_2	SO_2	NO_x	fluxo	(D-R)
0.0	**1286.41**	**17.28**	**0.03**	**0.04**	**117.69**	**-18.26**
0.2	1310.28	17.33	0.03	0.04	116.14	-15.37
0.4	1334.15	17.38	0.02	0.04	114.59	-15.77
0.6	1358.02	17.42	0.02	0.04	113.04	-16.18
0.8	1381.90	17.47	0.01	0.04	111.49	-16.59
1.0	**1405.77**	**17.52**	**0.01**	**0.04**	**109.94**	**-18.80**
Vetor Critério Ideal						
	1016.57	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66

		solução inicial: T_k=0	nova solução: T_k=1
Potência Instalada	MW	39.56	43.63
Demanda Elétrica	MW	3.40	3.40
Excedente Elétrico	MW	36.16	40.23
Potência em cada arco:	MW	Pot[9]= 11.0677	Pot[9]= 14.5628
		Pot[22]= 17.0284	Pot[26]= 28.5433
		Pot[26]= 0.4764	Pot[28]= 0.4900
		Pot[28]= 0.1940	Pot[34]= 0.0321
		Pot[30]= 0.0573	
		Pot[31]= 0.1940	
		Pot[34]= 1.1613	
		Pot[35]= 0.9012	
		Pot[38]= 8.4494	
		Pot[39]= 0.0307	
LOLP	h/a	1239.89	1150.50
LOLP (percentual)	%	14.15	13.13
Emissão de CO_2	$kgCO_2$/MWh	706.88	641.97
Emissão de SO_2	$kgSO_2$/MWh	1.36	0.24
Emissão de NO_x	$kgNO_x$/MWh	1.47	1.37
Custo equipamentos	10^6 US$	62.18	39.35
Payback	ano	4.16	1.68
custo específico	US$/kW	1571.79	901.90

Tabela 9.8 - Valores referentes à nova solução proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)

arco	vazão
1	-3.73
2	0.00
3	3.30
4	0.44
5	0.00
6	0.00
7	0.00
8	0.00
9	0.00
10	0.00
11	0.00
12	0.00
13	0.00
14	51.70
15	0.00

arco	vazão
16	0.00
17	0.59
18	0.00
19	0.00
20	0.00
21	0.00
22	0.00
23	0.00
24	0.00
25	0.00
26	41.70
27	0.00
28	10.00
29	0.00
30	0.00

arco	vazão
31	0.00
32	0.00
33	0.00
34	0.59
35	0.00
36	0.00
37	0.00
38	0.00
39	0.00
40	0.00
41	0.00
42	0.00
43	0.00
44	0.00
45	0.00

unesp

Tabela 9.9 - Valores extremos e intermediários da quarta interação

Vetor de Decisão						
T_k	I	CO_2	SO_2	NOx	fluxo	(D-R)
0.0	**1405.77**	**17.52**	**0.01**	**0.04**	**109.94**	**-23.37**
0.2	1405.82	16.84	0.03	0.04	108.63	-20.72
0.4	1405.88	16.16	0.04	0.03	107.32	-18.08
0.6	1405.93	15.48	0.06	0.03	106.01	-15.44
0.8	1405.99	14.80	0.08	0.03	104.71	-12.80
1.0	**1406.05**	**14.12**	**0.10**	**0.03**	**103.40**	**-11.17**
Vetor Critério Ideal						
	1016.57	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66

		solução inicial: T_k=0	nova solução: T_k=1
Potência Instalada	MW	43.63	29.07
Demanda Elétrica	MW	3.40	3.40
Excedente Elétrico	MW	40.23	25.67
Potência em cada arco:	MW	Pot[9]= 14.5628	Pot[26]= 28.5433
		Pot[26]= 28.5433	Pot[28]= 0.4900
		Pot[28]= 0.4900	Pot[34]= 0.0321
		Pot[34]= 0.0321	
LOLP	h/a	1150.50	1473.01
LOLP (percentual)	%	13.13	16.82
Emissão de CO_2	$kgCO_2$/MWh	641.97	811.02
Emissão de SO_2	$kgSO_2$/MWh	0.24	5.79
Emissão de NO_x	$kgNO_x$/MWh	1.37	1.55
Custo equipamentos	10^6 US$	39.35	28.03
Payback	ano	1.68	2.09
custo específico	US$/kW	901.90	964.22

Admitindo-se que o valor obtido para o payback de 1,68 anos é adequado às necessidades da empresa e que os demais níveis técnicos alcançados são satisfatórios, decidiu-se por encerrar a interação com essa solução; a tabela 9.10 resume os fluxos na solução final e a tabela 9.11 discrimina os correspondentes índices técnicos e econômicos. A figura 9.4 ilustra a solução final.

Tabela 9.10 - Valores referentes à solução final proposta pelo modelo (10^6 kg/mês)

arco	vazão	arco	vazão	arco	vazão
1	0.00	16	0.00	31	0.00
2	-6.54	17	0.59	32	0.00
3	0.00	18	0.00	33	0.00
4	0.00	19	0.00	34	0.59
5	0.00	20	0.00	35	0.00
6	0.00	21	0.00	36	0.00
7	0.00	22	0.00	37	0.00
8	0.00	23	0.00	38	0.00
9	6.54	24	0.00	39	0.00
10	0.00	25	0.00	40	0.00
11	0.00	26	41.70	41	0.00
12	0.00	27	0.00	42	0.00
13	0.00	28	10.00	43	0.00
14	51.70	29	0.00	44	0.00
15	0.00	30	0.00	45	0.00

unesp

Tabela 9.11 - Valores correspondentes à solução final proposta

Potência Instalada	MW	43.63
Demanda Elétrica	MW	3.40
Excedente Elétrico	MW	40.23
Potência em cada arco:	MW	Pot[9]= 14.5628
		Pot[26]= 28.5433
		Pot[28]= 0.4900
		Pot[34]= 0.0321
LOLP	h/a	1150.50
LOLP (percentual)	%	13.13
Emissão de CO_2	$kgCO_2/MWh$	641.97
Emissão de SO_2	$kgSO_2/MWh$	0.24
Emissão de NO_x	$kgNO_x/MWh$	1.37
Custo equipamentos	10^6 US$	39.35
Payback	ano	1.68
custo específico	US$/kW	901.90

Funções Objetivo Ideais					
I	CO_2	SO_2	NO_X	fluxo	(D-R)
1016.57	13.23	0.01	0.03	252.88	-29.66
Funções Objetivo Reais					
1405.77	17.52	0.01	0.04	109.94	-31.24

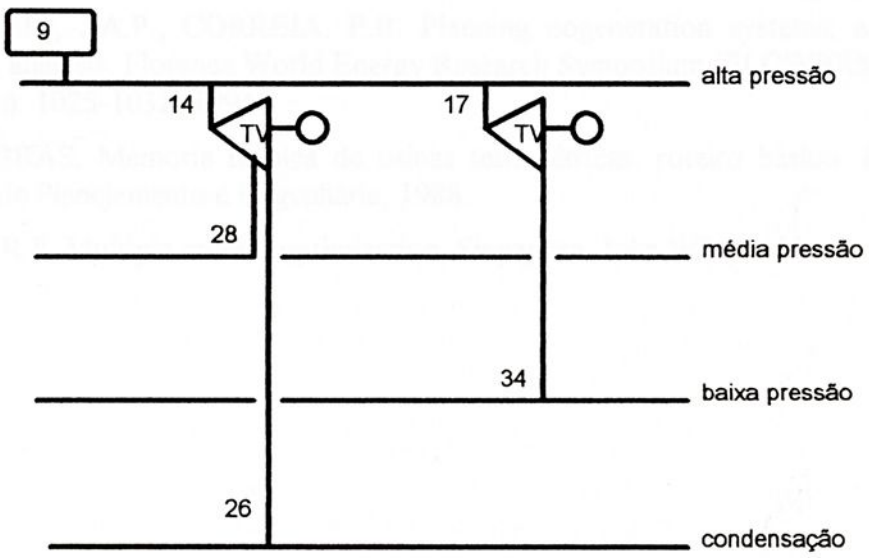


Figura 9.4- Solução final proposta

Observe-se que os valores técnicos nos quais o decisor se baseou para a decisão por tal configuração foram os de prover total atendimento das demandas de vapor com um LOLP próximo de 20 % (o que equivaleria a manter a central operando cerca de 7000 h/ano, valor tido como satisfatório para tal tecnologia) e o menor período de retorno do investimento (*payback*).

Uma vez disponível a solução matemática acima, resta adequá-la às máquinas comercialmente disponíveis, de modo a se garantir uma solução real; para tanto, é preciso procurar, dentre os fabricantes, equipamentos que se ajustam aos valores obtidos para a solução matemática; uma vez definidos e especificados, os valores econômicos e financeiros e técnicos do projeto devem ser recalculados, de modo a se validar os prognósticos da solução matemática.

9.4 - Conclusões

Baseado nos resultados obtidos na simulação apresentada, é possível atestar as potencialidades do modelo de otimização multiobjetivo proposto em aplicações de planejamento e projeto de centrais de cogeração, especialmente no que diz respeito ao seu emprego nas fases de estudo de viabilidade do empreendimento[3].

O grande auxílio prestado pelo modelo proposto na pesquisa de configurações fica evidenciado na ampla gama de diferentes propostas que podem ser aventadas em face dos critérios considerados, especialmente quando se considera a extrema rapidez e reduzido esforço computacional conseguido graças ao emprego das redes de grafos. É preciso salientar que, como qualquer metodologia que trabalha com projeções, algumas aproximações foram necessárias para o desenvolvimento do modelo, sem contudo afetar sua sensibilidade na pesquisa de resultados.

Os índices obtidos para o custo relativo de investimento (868 e 790 US$/kW, respectivamente, para cada alternativa estudada) se situa ligeiramente acima da esperada para ciclos combinados com potência superior a 150 MW (650 US$/kW). Acredita-se que, com pequenos ajustes nas curvas de regressão de custos, obtidos de forma pontual em alguns casos, será possível uma determinação mais próxima da realidade para os valores de *payback* e benefício anual líquido.

Referências

1. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP). Tese (Doutorado), 1994.
2. BALESTIERI, J.A.P., CORREIA, P.B. Planning cogeneration systems: a multiobjective expansion analysis. Florence World Energy Research Symposium (FLOWERS), Proceedings. Florence, p. 1025-1032, 1994.
3. ELETROBRAS. Memória técnica de usinas termelétricas: roteiro básico. Rio de Janeiro, Diretoria de Planejamento e Engenharia, 1988.
4. STEUER, R.F. Multiple criteria optimization. Singapore, John Wiley, 1986.

unesp

CAPÍTULO 10

CARACTERÍSTICAS OPERACIONAIS DAS CENTRAIS DE COGERAÇÃO

10.1- Introdução

Uma vez estabelecidas as condições para o projeto de uma central de cogeração, é importante que sejam conhecidas as características operacionais das máquinas térmicas que serão empregadas. Para tanto, é apresentada uma discussão mais aprofundada acerca das estratégias operacionais que podem ser adotadas no projeto, de modo a consolidar as informações já estabelecidas no Capítulo 2; discutem-se os modelos de otimização empregados na modelagem da operação de centrais de cogeração; uma apresentação das características operacionais de diversas máquinas térmicas estabelece os níveis alcançados pelos diversos fluxos (combustíveis, ar, gases, vapor) e suas taxas relativas, assim como os limites mínimo e máximo alcançáveis para garantir uma operação adequada. Finalmente, estabelecem-se faixas operacionais de diferentes variáveis em condições parciais de carga para algumas das máquinas térmicas e ciclos utilizados.

10.2- Estratégias operacionais

A definição da estratégia operacional que deverá ser adotada em um projeto é de fundamental importância, uma vez que nela se encerra a filosofia da empresa no tocante ao atendimento das suas necessidades energéticas (auto-suficiência, excedente ou *déficit*) assim como o esquema de pagamento do capital empatado (com receitas oriundas apenas da unidade de processo no caso de *déficit*/auto-suficiência ou pela receita oriunda da venda de excedentes térmicos e/ou elétricos).

Alguns exemplos são apresentados a seguir para caracterizar a questão:

• **paridade térmica :** nesse primeiro caso, o atendimento das necessidades térmicas (vapor, água quente ou fria) da unidade de processo é prioritário; no caso de empresas brasileiras, com exceção daquelas que se encontram em pólos industriais, é usual o atendimento integral das utilidades térmicas visto que essas não se encontram facilmente disponíveis para compra. No entanto, não existem problemas técnicos para o atendimento parcial a partir da cogeração desde que haja outras opções disponíveis para a devida complementação das ditas necessidades. As figuras 10.1 e 10.2 apresentam duas situações, sendo a primeira representativa de um maior nível de demanda de energia térmica relativamente à energia elétrica e a segunda a condição oposta.

Nessa condição, para o caso da figura 10.1 tem-se uma situação em que a maior necessidade energética da unidade de processo é térmica e a razão potência/calor demandado médio é de 0.3875, com extremos entre 0.2774 e 0.5769. Esses valores revelam uma propensão inicial, de acordo com os índices apresentados pelos ciclos motores, para projetos voltados principalmente aos ciclos a vapor e a gás e bem possivelmente também ao ciclo combinado, numa análise prospectiva de configurações.

unesp

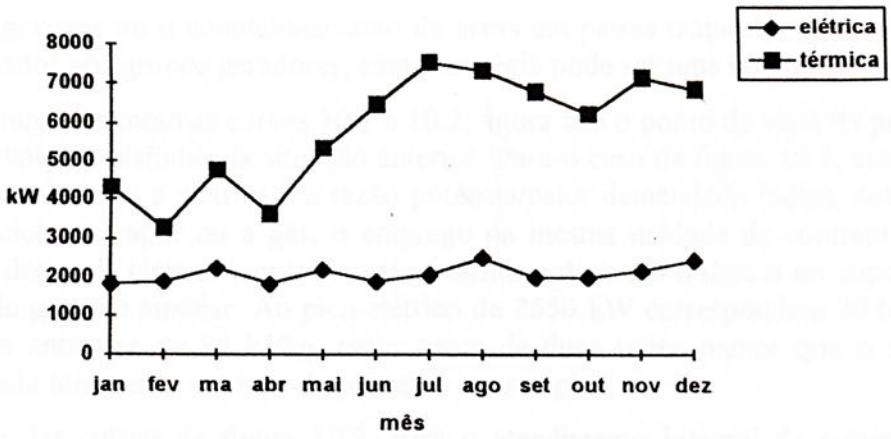


Figura 10.1- Curva de carga térmica superior à elétrica

Considerando-se que a queda entálpica no vapor de processo seja da ordem de 84 kJ/kg entre a geração a 2.1 MPa/300°C e sua utilização a 1.8 MPa/260°C, a vazão necessária para atender ao pico térmico ocorrido no mês de julho seria de 89.5 kg/s, o que resultaria na produção de cerca de 4500 kW de energia elétrica numa configuração a vapor baseada em turbina de contrapressão (eficiência de 60%). O sistema apresentaria nessas condições excedente elétrico de cerca de 2426 kW em julho e de apenas 76 kW em fevereiro (média de 1385 kW/ano) na condição de paridade térmica integral. No caso da figura 10.2, a razão potência/calor demandado médio é de 2.7556 com extremos de 1.7335 e 3.6043. Nesse caso, a recomendação *a priori* seria para o emprego de unidades de geração Diesel, em função das altas relações obtidas.

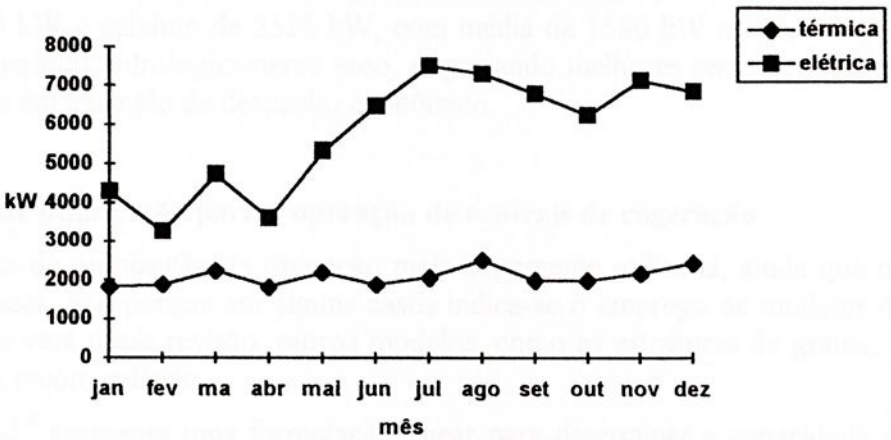


Figura 10.2 - Curva de carga elétrica superior à térmica

Para uma mesma condição de pressão e temperatura do vapor de processo, um grupo Diesel com consumo específico de 180 g/kWh (a 100% de carga) e dimensionado para 2550 kW (agosto) de demanda térmica consumirá 405 kg/h de combustível; se for utilizado um óleo Diesel com poder calorífico inferior (PCI) de 40000 kJ/kg, o calor fornecido à unidade será de 4500 kW. Como cerca de 30% desse total é eliminado no resfriamento do motor, chega-se a uma produção de energia térmica de 1350 kW, o que é insuficiente para a unidade de processo em análise.

Considerando, então, um outro grupo gerador Diesel, com consumo específico de 200 g/kWh (100% de carga) e queimando gás natural (PCI = 60000 kJ/kg), ter-se-ia 8500 kW de calor fornecido e cerca de 2550 kW na produção térmica; uma unidade de 18 cilindros, a 200 kW por cilindro, poderia alcançar 3600 kW de produção elétrica, o que caracterizaria o atendimento integral da demanda térmica e parcial da elétrica; o único mês com excedente seria fevereiro (327 kW).

• **paridade elétrica :** nessa estratégia, a preocupação prioritária está no atendimento da curva de carga elétrica. Desse modo, pode ocorrer excedente ou *déficit* de energia térmica gerada, dependendo do grupo gerador empregado; nos casos em que o excedente de energia térmica encontra possibilidade de ser utilizado para outros fins, como em calefação de ambientes nos países

com invernos rigorosos ou o condicionamento de áreas em países tropicais, a partir de sistemas de absorção associados aos grupos geradores, essa estratégia pode ser uma boa opção de projeto.

Considerando as mesmas curvas 10.1 e 10.2, agora sob o ponto de vista da paridade elétrica, observam-se condições distintas da situação anterior. Para o caso da figura 10.1, em que a curva de carga térmica é maior que a elétrica e a razão potência/calor demandado indica, como se observou anteriormente, ciclos a vapor ou a gás, o emprego da mesma unidade de contrapressão atenderia integralmente a demanda elétrica e parcialmente a térmica, devendo o *déficit* ser suprido por alguma outra unidade de geração auxiliar. Ao pico elétrico de 2550 kW correspondem 30.6 kg/s de vapor, para uma queda entálpica de 84 kJ/kg, valor cerca de duas vezes menor que o necessário para atender à demanda térmica da unidade de processo em seu pico.

No caso das curvas da figura 10.2, para o atendimento integral da curva elétrica faz-se necessário definir um sistema gerador que produza, no pico, 7550 kW. Uma unidade Diesel com 10 cilindros em V, 450 rpm, consumo específico de combustível de 177 g/kWh a 100% de carga e produção de 7750 kW atenderia integralmente as necessidades elétricas com produção com excedente; no pico, os 30% de calor eliminado por resfriamento do motor equivaleriam a 4570 kW, o que redundaria em excedente de energia térmica ao longo de todo o ano.

• **despacho econômico:** a condição de despacho econômico procura atender à comercialização de excedentes em períodos de tempo limitados, seja na escala temporal diária quanto mensal, na medida em que excedentes térmicos ou elétricos existam e apresentem atratividade econômico-financeira.

No primeiro exemplo apresentado, a unidade a vapor operada segundo uma estratégia voltada à paridade térmica apresentava excedentes razoáveis no período entre março e dezembro (mínimo de 326 kW e máximo de 2526 kW, com média de 1580 kW no período). A venda desses excedentes no período hidrologicamente seco, negociando melhores remunerações para a venda de energia, consiste em exemplo de despacho econômico.

10.3- Modelos de otimização para a operação de centrais de cogeração

A técnica de otimização da operação mais largamente utilizada, ainda que não a única, é a programação linear, isto porque em alguns casos indica-se o emprego de modelos de programação inteira. Como se verá nessa revisão, outros modelos, como as estruturas de grafos, podem também ser muitas vezes recomendáveis.

Bouilloud [4] apresenta uma formulação linear para determinar a capacidade da produção de vapor em caldeiras a serem instaladas em uma unidade de processo; a configuração proposta é fixa, baseada em ciclo Rankine, contando com quatro níveis de pressão, sendo o último de condensação. Stoecker[30] analisa a partição de vapor entre os níveis de média e baixa pressão em uma turbina de extração a partir da formulação linear; o objetivo é maximizar o benefício total para a central de cogeração considerando por restrições as combinações permissíveis das taxas de extração.

Clark e Helmick [8] utilizam a programação linear para otimizar as variáveis chaves do processo, de modo a minimizar o custo líquido (ou maximizar o benefício líquido) em sistemas de distribuição de vapor. Na existência de mais de uma alternativa factível, o modelo determina a configuração ótima, baseado na seleção entre acionamento motor por meios elétrico ou a vapor, assim como realiza o dimensionamento/seleção de superaquecedores e resfriadores de condensado opcionais. Segundo esses autores, três funções objetivo típicas na otimização da operação de centrais de cogeração seriam:

- minimizar o consumo total de combustíveis;

- minimizar os custos totais de operação;

- minimizar os custos variáveis totais do sistema, que corresponde aos custos operacionais, de investimento e os retornos advindos do seu uso.

unesp

Bengiamin [3] apresenta uma análise de despacho econômico para a operação de centrais de cogeração com demanda térmica e compra parcial de eletricidade à rede pública. O objetivo perseguido no trabalho é dividir a carga entre as unidades de geração da unidade de geração e a rede pública de modo a se obter um compromisso ótimo em termos econômicos, ao mesmo tempo em que a demanda térmica do processo é satisfeita. A estratégia de otimização não fica, contudo, clara uma vez que não é mencionada.

Jenkins e Fietz [24] avaliam quatro estratégias para otimização da escolha das variáveis de operação de uma central de cogeração considerando o custo total da energia usada para as demandas térmica e elétrica do processo e a variação da eficiência de conversão das unidades de geração de acordo com as oscilações de carga. Para tanto, uma configuração típica foi estabelecida (ciclo Rankine simples, com uma turbina de condensação/extração) com a ressalva de ser possível utilizar-se configurações que incorporem unidades a gás. As estratégias consideradas são otimização não-linear por gradiente reduzido, heurísticas para alocação seqüencial das variáveis e para alocação da geração local para as demandas máximas conhecidas e programação linear, sendo as duas últimas as mais efetivas.

Numa linha de trabalho voltado à otimização da capacidade individual de unidades, a metodologia proposta por Fawkes e Jacques [16] procura otimizar as quantidades de energia a serem geradas na central de cogeração, bem como de combustível consumido, de modo a maximizar os excedentes; para tanto, se utiliza de programação linear. Puttgen e Macgregor [27] apresentam um modelo linear par determinar a política operacional ótima de uma central de cogeração quando o mercado se encontra aberto a uma política de preços diferenciada por períodos de horas (*spot pricing*). A função objetivo a ser maximizada é o benefício líquido.

A técnica proposta por Tomsic e Al-Mansour [32] para a otimização da operação de centrais de cogeração em indústrias é baseada em análise de simulação, em que se investiga a influência dos modos de operação na economia da geração. Gustafsson e Karlsson [19] se utilizam do modelo linear para otimizar uma central de cogeração conectada a uma unidade de aquecimento distrital, procurando encontrar a combinação ótima entre produção e compra de eletricidade da rede pública, associada à produção de calor para calefação. A solução ótima é caracterizada pelo menor custo operacional alcançado no período de um ano.

Moleshi *et al.* [25] desenvolvem através de modelo linear a otimização da operação de curto prazo em um sistema com diversas centrais de cogeração de um grande complexo industrial; tendo por objetivo minimizar os custos totais dos combustíveis utilizados, bem como de água, no período de 24 horas. A solução proposta é baseada na otimização coordenada dos sistemas térmico e elétrico.

A programação inteira mista tem se revelado uma ferramenta poderosa na operação de centrais de cogeração para o auxílio em algumas das análises; em Cavalieri *et al.*[5] se encontra a proposição de programação inteira para a investigação da capacidade de expansão de uma unidade de geração térmica em uma indústria de papel que pretende instalar novas máquinas, de tal modo que sejam propostas alternativas que cubram o consumo crescente de energia da forma mais econômica. Os autores alertam, nas considerações de escolha das alternativas, a necessidade de não se considerar apenas o aspecto econômico, mas também a confiabilidade e flexibilidade operacionais, assim como a capacidade de reserva do sistema.

Grossmann e Santibanez [18] estudam a possibilidade de atender às demandas térmicas de alta, média e baixa pressão de um processo industrial considerando quatro diferentes opções de caldeiras no primeiro nível, três no segundo e uma caldeira no terceiro nível, bem como economizadores e unidades de redução de pressão. A vazão total enviada ao tubulão (*header*) de alta pressão é utilizada em turbinas a vapor para a geração de energia elétrica, e podem ser de condensação pura ou com extrações (uma no nível de média e outra no de baixa pressão); o tubulão (*header*) de média pressão alimenta turbinas de contrapressão e economizadores e o de baixa pressão trocadores de

unesp

calor. A seleção de uma configuração ótima via programação inteira elimina grande parte desses componentes.

Stacy e Gaines [30] formulam o problema de otimização da central de cogeração para seu uso em condições parciais e totais de carga. Um exemplo de aplicação é a proposta de modificação no processo, o que cria a necessidade se rever o comportamento da unidade de geração. A configuração proposta apresenta cinco caldeiras convencionais e quatro de recuperação, bem como quarenta e duas turbinas a vapor acopladas a geradores elétricos. Nath e Holliday [26] aplicam programação inteira em uma unidade de processo químico de modo a determinar a política de operação mais adequada do ponto de vista da minimização de custos e da satisfação das demandas energéticas, bem como das exigências contratuais de suprimento energético da rede pública; a técnica se presta a determinar a condição ligada/desligada e o nível operacional de cada equipamento da configuração, bem como o volume de combustíveis e eletricidade a serem comprados.

Horii *et al.* [21] se propõem a determinar a configuração ótima dos equipamentos de uma central de cogeração a partir da programação inteira considerando a política operacional ótima da unidade para as demandas anuais de eletricidade e calor de processo, dadas *a priori*. Baseado no método do custo anual, a economicidade de longo prazo da unidade é avaliada pelos custos anuais totais, que é a função objetivo a ser minimizada. Ademais, apresenta índices de custos de investimento, curvas de geração de energia térmica e elétrica contra consumo de combustível para três tipos de turbinas a gás e dois tipos de caldeiras.

Nessa mesma linha está o trabalho de Ehmke [13] que procura otimizar a capacidade ótima dos equipamentos a serem empregados nas centrais de cogeração, e que utiliza programação inteira, incorporando os custos de investimento para compra e manutenção de um número arbitrário de elementos da central, na função objetivo do modelo, para comandar o acionamento ou desligamento dos mesmos.

Ito *et al* [23] investigam a influência do custo dos combustíveis em uma central de cogeração baseada em ciclo a gás (Brayton) a partir de técnica inteira. Uma política operacional para cada equipamento é determinada de modo a minimizar os custos operacionais; o objetivo é minimizar o custo operacional horário. Gustafsson [20], apresenta um formulação inteira mista para otimizar o uso de eletricidade produzida e comprada à rede pública, dos combustíveis e a implantação de medidas de conservação de energia no sistema de aquecimento distrital de uma cidade.

Redes de grafos podem ser aplicadas com sucesso na otimização de centrais de cogeração, como o provam as referências apresentadas a seguir. Chinneck e Chandrashekar [7,8] ressaltam vantagens na aplicação de redes de grafos comparativamente à programação linear no que tange ao esforço computacional e à facilidade de solução do problema, uma vez efetuada a descrição do sistema e estabelecidas suas interconexões. Ressaltam também que o objetivo do modelo de grafos enquanto otimização da operação é determinar a taxa ótima a que devem ser operados os componentes da central de cogeração, e enquanto a síntese é selecionar, interconectar e dimensionar a capacidade dos componentes do sistema energético do modelo otimizado. A função objetivo compreende a minimização da perda exergética ao longo dos componentes da central.

Utilizando também o conceito de grafo, porém com extensão para o caso em que ocorre ganho ao longo dos arcos, tal como na realidade ocorre em sistemas de conversão de energia (grafos generalizados), Farghal *et al.*[15] apresentam um estudo sobre a operação otimizada de central de cogeração conectada com a rede pública e dispondo de centros auxiliares para geração de vapor. O objetivo principal é dividir as demandas térmica e elétrica entre a rede pública e a geração interna (central de cogeração + centros auxiliares) de modo a minimizar o custo total.

10.4- Características técnicas de máquinas térmicas

Do ponto de vista operacional, uma máquina térmica pode ser analisada segundo um modelo entrada/saída (*input-output*), que se revela vantajoso sob certas circunstâncias. O modelo

unesp

entrada/saída para uma máquina térmica apresenta usualmente por entrada uma quantidade energética (devido ao combustível ou a resíduos térmicos de outra máquina térmica), expressa em kJ/h ou outra unidade de iguais dimensões, tendo por saída o nível de geração de potência ativa da unidade, expresso em MW. No caso de equipamentos de combustão, o aporte energético é relativo ao combustível; a geração de potência pode ser relativamente à porção térmica ou elétrica.



Figura 10.3- Representação esquemática de máquinas térmicas

Tal modelo pode ser apresentado na forma gráfica de uma curva convexa e suave, em que a ordenada comporta os consumos específicos, o custo horário ou a vazão do combustível e na abcissa a potência elétrica ativa, conforme figura 10.4.

Essas informações podem ser coletadas em planilhas de projeto ou de testes de desempenho, normalizados segundo padrões internacionais; quando esses últimos são utilizados, é usual verificar-se que os pontos não traduzem uma curva suave. Se a quantidade energética na entrada de uma máquina térmica corresponder ao fornecimento de mistura ar-combustível, o prolongamento da curva apresentada na figura 10.4 cortaria a ordenada no ponto de menor fornecimento de combustível para operação do equipamento, o que numa curva de custos operacionais equivaleria à condição de custo a vazio, Co, que corresponde à potência nula; observe que não se permite a uma unidade operar com potência nula, pois se a mesma estiver conectada ao sistema gerador, deverá ser carregada entre a mínima e a máxima capacidade.

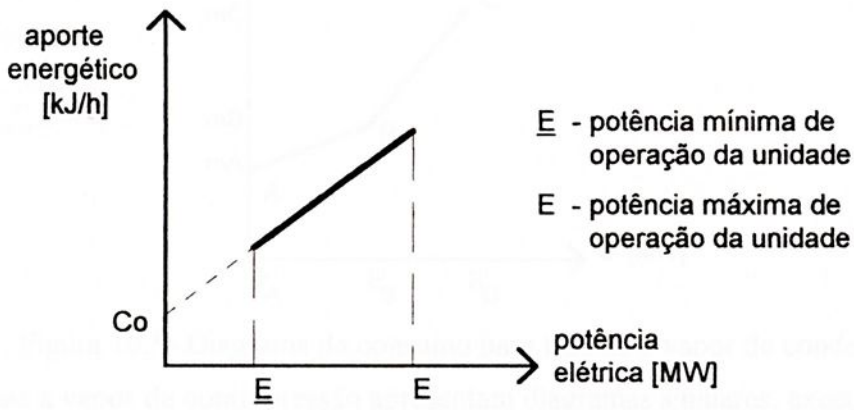


Figura 10.4- Curva operacional de uma máquina térmica

Segundo Wood e Wollenberg [33], unidades com turbinas a vapor apresentam várias restrições operacionais críticas; geralmente, a carga mínima à qual a unidade pode operar é influenciada mais pelo gerador de vapor e pelo ciclo regenerativo do que pela turbina propriamente. Turbinas a vapor com grande capacidade de geração apresentam um número considerável de válvulas de admissão de vapor que são abertas em seqüência para que seja obtida uma potência sempre crescente da unidade; tal fato pode conduzir a uma característica não-convexa na estrutura entrada/saída, em que as técnicas de otimização que requerem características convexas não podem ser utilizadas. A adoção de linhas de coleta única de vapor (*common-headers*) pode ser uma solução técnica para esse problema, uma vez que a combinação de várias caldeiras e turbinas a vapor pode resultar em diferentes características tanto de entrada quanto de saída.

As limitações de carga mínima em unidades a vapor são impostas, em geral, pela necessidade de se manter estável a combustão na fornalha do gerador de vapor, bem como por restrições próprias do projeto, como é o caso de caldeiras supercríticas (unidades com pressão superior a 28

unesp

MPa), que não podem operar abaixo de 30% de sua capacidade de projeto, pois um fluxo dessa ordem é requerido para resfriar adequadamente os tubos que passam pela fornalha.

Turbinas a gás não são normalmente operadas em cargas parciais, considerando-se a princípio que estejam a plena carga todo o tempo em que se encontram disponíveis. Quando componentes de ciclos combinados, podem operar como ciclo simples, estando a caldeira de recuperação e/ou turbinas a vapor indisponíveis, pelo desvio (*by-pass*) dos gases de exaustão.

As caldeiras apresentam níveis máximo e mínimo de capacidade de geração de vapor dentre os quais se recomenda sejam operadas. Segundo Cavalieri *et al.* [5], a capacidade mínima de um gerador de vapor pode ser assumida como cerca de 20 % da capacidade máxima. Além das questões técnicas relativas à eficiência, é prática operacional respeitar o limite mínimo devido às dificuldades de atuação dos geradores de vapor em baixas cargas. Dentro destes limites, a eficiência dos geradores de vapor é admitida constante; essa consideração é razoável, visto serem as oscilações de eficiência sob cargas variáveis pequenas e pelo fato de se estar utilizando de tais valores no dimensionamento de centrais de cogeração.

As turbinas a vapor são caracterizadas pela razão entre a vazão de vapor que lhes é entregue e a potência gerada no alternador; tal razão se apresenta descrita em diagramas de consumo. De modo geral, esses diagramas para turbinas a vapor de condensação têm por característica o fato de serem convexos e por apresentarem um valor mínimo de vazão abaixo do qual não há geração elétrica (ponto A da figura 10.5). O ponto B representa a condição de máxima eficiência (m/E´ é máxima) e o segmento BC representa faixa de operação forçada com válvula aberta, assumindo-se que o equipamento a possua.

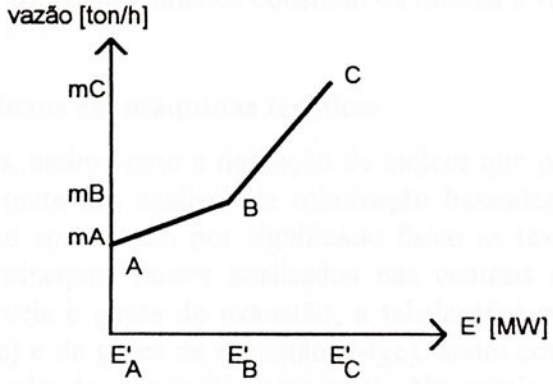


Figura 10.5- Diagrama de consumo para turbina a vapor de condensação

As turbinas a vapor de contrapressão apresentam diagramas similares, exceto por consistirem de segmentos ligeiramente curvos; para aplicação de programação matemática assumem-se segmentos retos, com erros mínimos para a análise (figura 10.6).

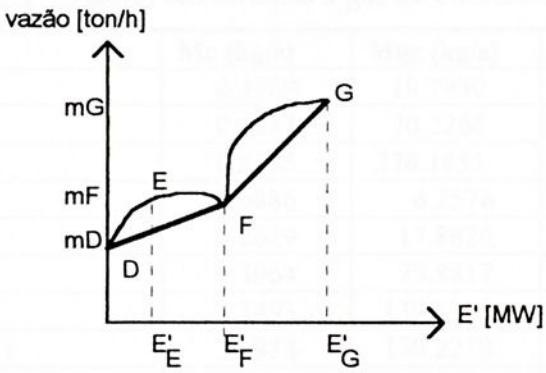


Figura 10.6- Diagrama de consumo para turbina a vapor de contrapressão

Turbina mista é a denominação que se emprega para o equipamento a vapor com condensação e extrações; nesse caso, o diagrama de consumo consiste de um grupo de linhas paralelas, cada uma relativa a uma extração de pressão controlada, sendo uma delas referente a

condensação. Para esses casos, uma alternativa simplificada para análise operacional seria considerar-se a turbina a vapor mista como composta de duas unidades, uma de condensação e outra de contrapressão, sob o mesmo eixo; desse modo, valem as seguintes condições:

- o fluxo na unidade de condensação não pode ficar abaixo de um valor mínimo, necessário para o resfriamento do casco, e não pode estar parada se a unidade de contrapressão estiver rodando;
- a potência gerada é a soma da potência das duas unidades;
- o fluxo de vapor na unidade de condensação é a diferença entre o fluxo que entra na unidade de contrapressão e o fluxo das extrações para processo;
- o fluxo de vapor nas extrações controladas pode variar de zero até seu valor máximo, de acordo com o projeto de cada máquina.

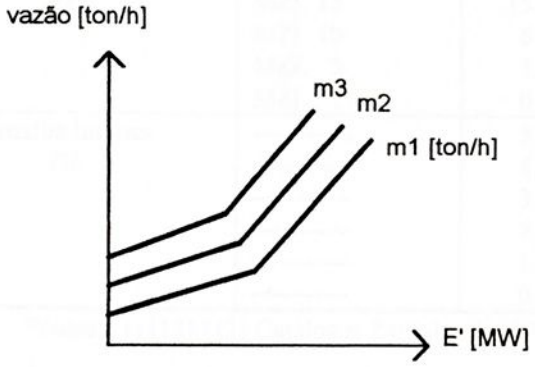


Figura 10.7- Diagrama de consumo de turbina a vapor mista

10.5 - Levantamento de fluxos em máquinas térmicas

A análise dos fluxos, assim como a definição de índices que possibilitem expressar a relação entre os mesmos, é importante nas análises de otimização baseadas em grafos, especialmente os generalizados, uma vez que apresentam por significado físico as taxas de conversão de um vetor energético em outro. Os principais fluxos analisados nas centrais de cogeração são os que se referem a vapor, combustíveis e gases de exaustão; a tabela 10.1 apresenta valores referentes às vazões de combustível (Mc) e de gases de exaustão (Mge), assim como as correspondentes razões, para algumas turbinas a gás de produção comercial. Na tabela 10.2 são apresentadas tais características para caldeiras a vapor, enquanto se considera conjuntos de turbinas a gás e caldeiras de recuperação na tabela 10.3.

Tabela 10.1 - Vazões em turbinas a gás de diferentes fabricantes

Denominação	Mc (kg/s)	Mge (kg/s)	(Mc / Mge)	(Mge / Mc)
Allison 570 KA	0.3769	18.7930	0.0200	49.86
Allison 571 KB	0.4043	20.2266	0.0199	50.03
Brown Boveri 13 D	6.2335	378.1855	0.0165	60.67
Solar Saturn	0.0886	6.2576	0.0142	70.63
Solar Centaur	0.2629	17.8626	0.0147	67.94
Sulzer Type 10	1.3964	73.8817	0.0189	52.91
Turbo Power FT4C-3F	2.1493	139.1365	0.0154	64.73
General Electric PG6531	2.6934	139.2270	0.0193	51.69
Kongsberg KG 5	0.3215	20.9603	0.0153	65.19
Kraftwerk Union V94	8.8162	490.9930	0.0180	55.69
MÉDIAS	-----	-----	0.0172	58.93

Nota: Mge = Mc + Mar
Fonte: Cogeneration, diversos números

unesp

Tabela 10.2 - Fluxos e taxas de fluxo em caldeiras a vapor

Descrição	Modelo	Mv (t/h)	Mc (t/h)	(Mv/Mc)
caldeira queimando gás siderúrgico /1/	--------	255.56	252.32	1.01
caldeira aquatubular -	AZ 380	80.00	33.86	2.36
(bagaço de cana) /2/	AZ 365	65.00	27.60	2.36
	AZ 353	53.00	22.50	2.36
	AZ 340	40.00	17.00	2.35
caldeira aquatubular	PCT 2400	16.00	6.80	2.35
(lenha em toras) /2/	PCT 1500	10.00	4.10	2.44
	PCT 800	6.00	2.30	2.61
caldeira aquatubular	MZL 16	20.00	1.54	13.00
(óleo BPF) /2/	MZL 15	15.00	1.15	13.00
	MZL 10	6.00	0.46	12.99
	MZL 5	1.50	0.12	13.04
	MZL 1	0.25	0.02	13.16
caldeira flamotubular com fornalha interna	----------	5.00	0.37	13.40
(óleo n. 6) /3/	----------	4.00	0.25	13.40
	----------	3.00	0.22	13.40
	----------	2.00	0.15	13.40
	----------	1.00	0.08	13.40
	----------	0.50	0.04	13.40

Fontes: (1) [12] / (2) Catálogos Zanini / (3) [27]

Tabela 10.3 - Fluxos em conjuntos turbina a gás-caldeira de recuperação (sem queima suplementar)

Fabricante	Mv1 kg/s	Mv2 kg/s	Ma / Mc	Mc / Mge	Ma / Mv1	Ma / Mv2	Mc / Mv1	Mc / Mv2	Mge/ Mv1	Mge/ Mv2
Eur. Hurricane	7.0	0.13	53.32	0.018	6.44	5.44	0.12	0.10	6.56	5.54
Dresser KG2-3E	14.8	0.25	58.40	0.017	7.59	6.20	0.13	0.11	7.72	6.30
N. Pignone PGT2	10.0	0.16	61.50	0.016	7.76	6.24	0.13	0.10	7.88	6.30
Allison 501 KB5	15.4	0.29	53.02	0.018	6.82	5.61	0.13	0.10	6.95	5.72
N. Pignone PGT10	41.0	0.70	58.75	0.017	0.85	7.89	0.18	0.13	11.03	8.02
Solar T14000	37.9	0.65	58.43	0.017	---	7.00	---	0.12	---	7.12
Cooper Royce 2000	78.0	1.14	70.04	0.014	---	10.15	---	0.14	---	10.30
N. Pignone PGT 25	66.0	1.27	52.08	0.019	8.32	6.47	0.16	0.12	8.43	6.60
Turbo Power FT8	83.0	1.46	56.97	0.017	---	9.15	---	0.16	---	9.33
GE LM 5000 PC	119.8	2.07	57.84	0.017	---	9.70	---	0.17	---	9.87
GE PG 6541B	136.5	2.44	55.96	0.018	8.03	6.37	0.14	0.11	8.17	6.49
GE LM 6000 PA	124.7	2.31	53.91	0.018	---	9.16	---	0.17	---	9.33
Westingh. 251B12	169.6	2.98	57.02	0.017	9.28	7.01	0.16	0.12	9.45	7.14
ABB GT11N	310.3	5.70	54.39	0.018	8.95	6.96	0.16	0.13	9.12	7.08
Westingh. 501D5	357.9	6.55	54.67	0.018	8.74	6.76	0.16	0.12	8.91	6.90
GE MS7001 E/F	409.2	7.33	55.82	0.018	8.12	6.49	0.14	0.12	826	6.61
Westingh. 501 F	427.3	8.84	47.94	0.020	6.78	5.42	0.14	0.11	6.92	5.54
Turbo Power V84.4	414.2	8.73	47.46	0.021	7.74	6.20	0.16	0.13	7.90	6.33
GE PG7201 F	417.3	8.84	7.23	0.021	6.62	6.57	0.14	0.12	6.76	5.68
European 9101 F	600.1	12.42	48.31	0.020	6.62	5.54	0.14	0.11	6.75	5.65
MÉDIA	—	—	**53.15**	**0.018**	**7.91**	**6.97**	**0.12**	**0.12**	**8.06**	**7.09**

Notas: (a) Mge = Mc + Ma , sendo Ma a vazão de ar engolida na turbina ;(b) valores para geração na base, a 15 C, nível do mar, sendo gás natural o combustível utilizado com pressão de 993 Pa na entrada (perda de carga no filtro) e 2.48 kPa de perda na saída (contrapressão da caldeira) ;(c) condições do vapor: Mv1 a (8.1 MPa / 470 C) - Mv2 a (2.1 MPa / 315 C) ;(d) caldeiras de recuperação com queima suplementar podem ter sua produção de vapor até dobrada se comparadas a esses valores

Fonte: [17]

unesp

10.6- Condições operacionais em cargas parciais e total

Uma central de cogeração emprega diferentes máquinas térmicas, de acordo com o ciclo térmico e a configuração recomendadas para cada caso. Tais máquinas térmicas apresentam comportamentos característicos, os quais podem ser estabelecidos a partir de curvas que retratam o comportamento das variáveis fundamentais em função da carga de esforço a que a mesma pode ser submetida.

O emprego de máquinas térmicas em centrais de cogeração contempla, nas avaliações preliminares (por exemplo, no projeto básico), valores de eficiência, potência de geração, consumos específicos e outras variáveis fundamentais no chamado ponto de projeto. As avaliações técnicas e econômico/financeiras feitas a partir dos valores do ponto de projeto expressam valores médios que devem ser obtidos pela central de cogeração quando em operação, mas não fazem menção a possíveis diferenças possíveis de ocorrer no caso de variação nas premissas de projeto.

A título de exemplo, suponha uma máquina térmica como a da figura 10.8, projetada para operar a 90% de carga e que apresenta um certo consumo específico de combustível nesse ponto, o qual deverá se deslocar na medida em que a carga variar; a variação da carga em laboratório pode ser obtida por meio da mudança de tensão em um freio, o que simula as mudanças na solicitação da máquina térmica em sua operação em campo. Mesmo nos setores industriais mais constantes em suas curvas de carga térmica e elétrica (elementos fundamentais de um projeto de central de cogeração), como indústrias de papel e celulose, por exemplo, ocorrem por vezes oscilações no perfil diário ou mensal em decorrência de problemas operacionais, alterações no planejamento da produção, etc., obrigando a variações de carga nas máquinas térmicas para acomodar tais oscilações.

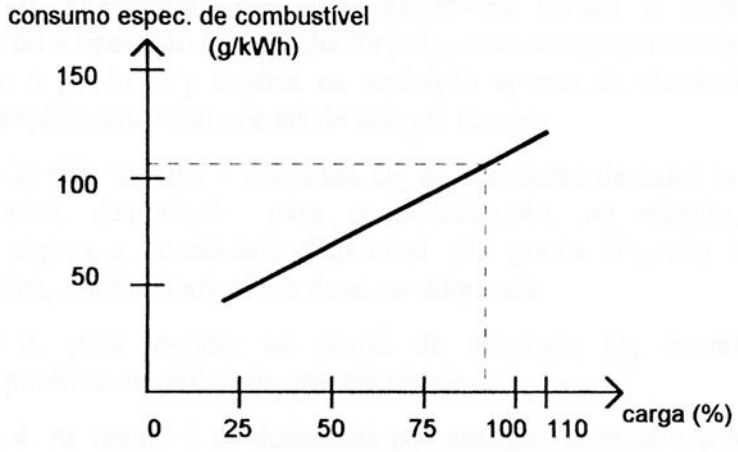
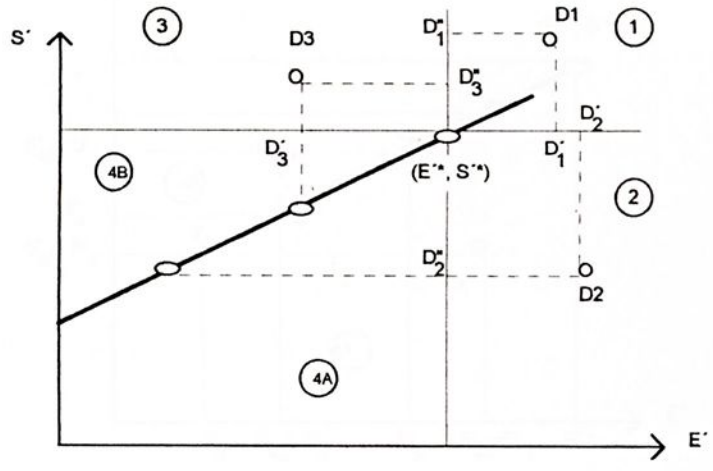


Figura 10.8- Comportamento do consumo específico de combustível em carga parcial

Notadamente no caso de sistemas isolados (fazendas sem eletrificação, ilhas, navios), as oscilações podem ser muito maiores por necessidade de acomodação de manobras próprias de cada atividade (operação de descarga em navios, por exemplo); nesses casos, a avaliação de um projeto de central de cogeração apenas no ponto de projeto pode mascarar os resultados esperados e por conseqüência deturpar os índices econômicos e financeiros.

O projeto de uma central de cogeração é usualmente desenvolvido para a condição operacional mais favorável de todo o sistema, que é seu ponto de projeto ou de carga total; assim, uma vez estabelecida a estratégia a ser seguida (paridade térmica, paridade elétrica ou despacho econômico), é importante validar o comportamento do arranjo proposto em condições operacionais adversas, isto é, fora do ponto de projeto. A capacidade de geração térmica e eletromecânica de uma configuração ou arranjo de máquinas proposto para uma central de cogeração pode ser enquadrada, dentro de certas faixas operacionais, em um diagrama que relaciona sua capacidade de produção de energias térmica (S′) e eletromecânica (E′); a figura ilustra um diagrama deste tipo. Na figura 10.9, o ponto (E′*, S′*) é admitido como o ponto de projeto adotado segundo a estratégia proposta para a integração entre a unidade de processo e a unidade de cogeração[21].

unesp



Fonte:[22]

Figura 10.9 - Quadrantes operacionais no ponto de projeto

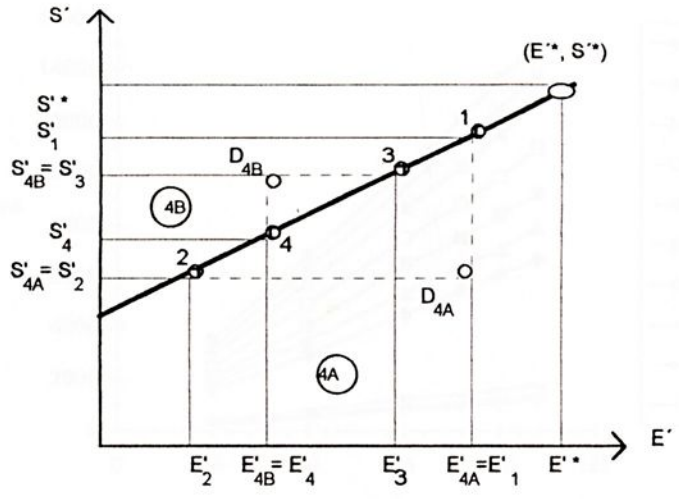
De acordo com a figura 10.9, a demanda por energias térmica e eletromecânica da unidade de processo pode ser enquadrada em um dos quatro quadrantes relativamente à curva operacional da central de cogeração; desse modo, a unidade poderá ser operada no ponto de projeto ou fora dele nos pontos ao longo da curva. Os quatro modos de operação a seguir descritos, considerando que se parta da análise no ponto de projeto (E´*,S´*), são:

- **Quadrante 1**: a demanda D_1 supera as necessidades térmicas e elétricas da central de cogeração; as alternativas que são disponíveis seriam a compra de energia suplementar ou a operação em marcha forçada, caso os equipamentos utilizados assim o permitam; o ponto D'_1 implica na aquisição apenas de eletricidade enquanto o ponto $D"_1$ implica aquisição apenas de energia térmica.
- **Quadrante 2**: para atender à demanda D_2 há excedente de calor ou outra forma de energia térmica, disponível para comercialização; no entanto, a eletricidade demandada supera a quantidade disponível. No ponto D'_2 não há excedente de energia térmica, porém eletricidade deve ser adquirida.
- **Quadrante 3**: para atender ao ponto de demanda D_3 haverá excedente de eletricidade porém com *déficit* de energia térmica.
- **Quadrante 4**: na região 4 as demandas por energias térmica e elétrica são sempre inferiores àquelas que podem ser supridas pela central de cogeração no ponto de projeto. Assim, operar no ponto (E´*,S´*) significa dispor de excedentes térmicos e elétricos para venda.

De acordo com a figura 10.10, que representa quatro pontos de carga parcial dentro do quarto quadrante, é possível analisar a condição operacional de uma central de cogeração dimensionada para o ponto de projeto porém submetida a demandas inferiores à sua capacidade nominal.

Para demandas situadas no quadrante 4A, que representa a parte superior da curva, as demandas por energia térmica e elétrica são ambas inferiores àquela que pode ser suprida pela central de cogeração no ponto de projeto. Assim, operar no ponto (E'*, S'*) significa dispor de excedentes térmicos e elétricos para venda. Uma alternativa seria operar a central no ponto 1, com excedente de energia térmica ($S'_4 - S'_{4A}$) e atendimento integral da energia elétrica ($E'_1=E'_{4A}$); outra alternativa, menos interessante, seria operar no ponto 2, com atendimento integral da demanda térmica ($S'_2=S'_{4A}$) porém com déficit de energia elétrica ($E'_{4A} - E'_2$).

unesp



Fonte: [22]

Figura 10.10 - Condição operacional com demandas inferiores à geração no ponto de projeto

Na região 4B as demandas térmica e eletromecânica são novamente inferiores às energias produzidas na central de cogeração, logo a unidade pode operar com excedente de ambas as formas de energia. De modo alternativo, a operação da unidade no ponto 3 garantiria atendimento integral da demanda térmica e excedente de eletricidade ($E'_3 - E'_{4B}$); se a demanda elétrica for atendida integralmente no ponto 4, haverá déficit de energia térmica ($S'_{4B} - S'_4$).

Na prática, uma central de cogeração deverá certamente responder às mudanças na demanda, que ocorrem diária e mensalmente em decorrência de oscilações na solicitação pela unidade de processo, notadamente no primeiro caso, e devido a pressões horo-sazonais, devendo contar com estruturas alternativas da própria unidade ou externas para o pleno atendimento.

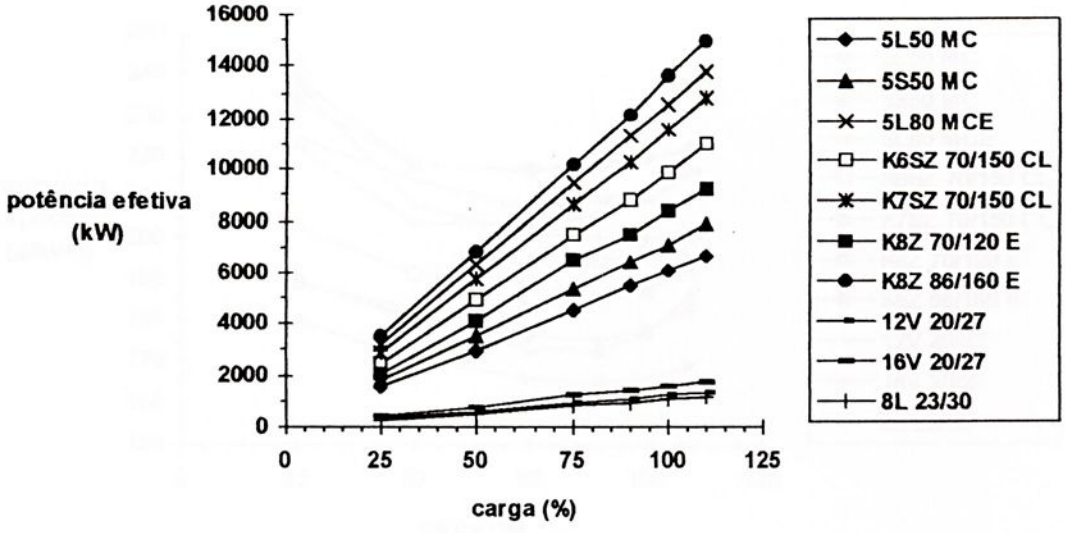
10.6.1 - Condições parciais em motores Diesel de grande porte

As principais variáveis de interesse para a análise do potencial de utilização de unidades Diesel em centrais de cogeração para aplicações navais são:

- potência efetiva (W),
- consumo específico (Bsfc),
- pressão média efetiva (Bmep),
- temperatura dos gases de escape (T_g),
- temperatura da água após turbo ($T_{água}$)
- temperatura do óleo ($T_{óleo}$).

As unidades de geração apresentam valores variáveis de tais parâmetros de acordo com a carga imposta no freio dinamométrico, o qual simula as condições operacionais para um certo sistema em atividades de regime permanente ou transitório, de acordo como normas técnicas padronizadas para o ensaio. Apesar de projetados para operar no ponto de máxima eficiência, nem sempre a unidade se encontra em tal condição, sendo importante o conhecimento acerca do comportamento dos parâmetros mais importantes do sistema para o seu melhor gerenciamento operacional. As condições de cargas parcial e total de interesse para o ensaio de unidades de geração são 25% (condição inferior de teste), 50%, 75%, 90%, 100% e 110% (limite superior de teste), representando deste modo um leque considerável de possíveis situações operacionais. A avaliação da potência efetiva pode ser ilustrada na figura 10.11 para aceleração máxima do equipamento e carga absorvida no freio dinamométrico a partir de sua potência máxima.

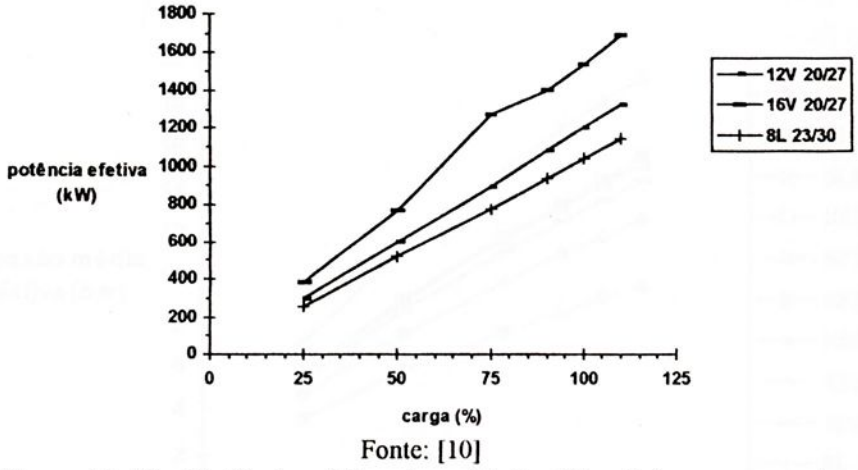
unesp



Fonte: [10]

Figura 10.11- Variação da potência efetiva de motores Diesel

Os modelos 20/27 (12 e 16 cilindros em V) e 23/30 (8 cilindros em linha) apresentam potência efetiva de até 1800 kW em carga parcial, enquanto os demais modelos podem atingir valores mais altos (até 16000 kW a 110% de carga para o modelo K8Z 86/160E). Deste modo, apresentam-se os resultados dos modelos de menor porte em separado, na figura 10.112.

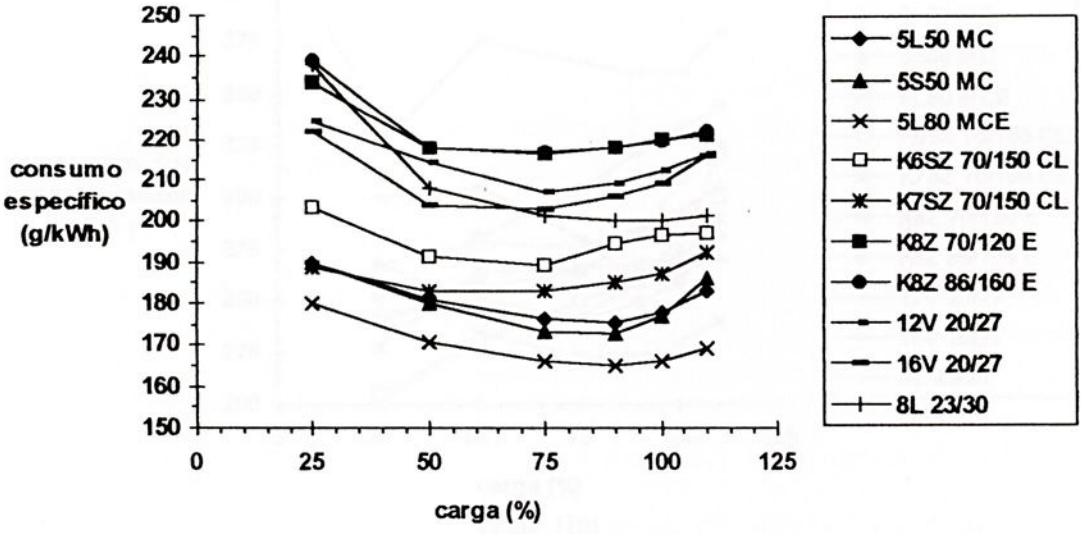


Fonte: [10]

Figura 10.12 - Potência efetiva de unidades Diesel de menor porte

O consumo específico é outro parâmetro importante na análise de comportamento das unidades de geração; com base nele definem-se as quantidades necessárias para certos percursos da embarcação naval, assim como aquelas referentes à reserva estratégica. A figura 10.13 identifica as unidades em diferentes condições de carga parcial; usualmente, tais valores são computados para condições ISO (25°C de temperatura ambiente, 25°C de temperatura da água de resfriamento do resfriador de ar, pressão barométrica de 1 bar) e poder calorífico inferior de 42700 kJ/kg (10200 kcal/kg) para o combustível (com tolerância de +-3%).

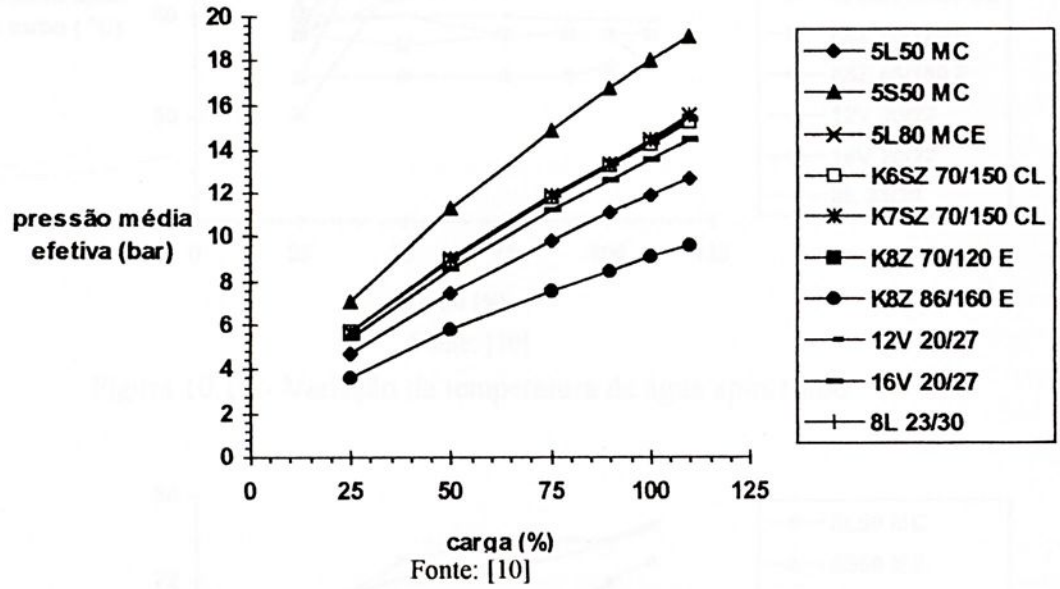
Observa-se, aqui, um fato interessante: a unidade 5L80 MCE é uma das que apresenta maior potência efetiva (12000 kW a 100% de carga) e no entanto conta com o menor consumo específico (cerca de 170 g/kWh a 100% de carga); as três unidades de menor potência efetiva (figura 10.12) apresentam consumos específicos superiores a esta unidade. A pressão média indicada representa uma pressão constante tal que, ao atuar sobre o êmbolo do pistão do motor, realiza um trabalho que é igual ao trabalho dos gases durante todo o ciclo (em forma gráfica, corresponde à altura de um retângulo cuja área e base são respectivamente iguais à área e à base do diagrama indicador); a pressão média efetiva é aquela que realmente se verifica no interior da unidade de geração.



Fonte: [10]

Figura 10.13 - Consumo específico de unidades Diesel em cargas parciais

A figura 10.14 apresenta, para as unidades Diesel em estudo, o comportamento da pressão média efetiva nas diferentes condições de carga parcial; observa-se um comportamento crescente com o aumento da carga, sendo que muitas das unidades se apresentam coincidentes sobre a mesma faixa de variação (1,4 MPa a 100% de carga).

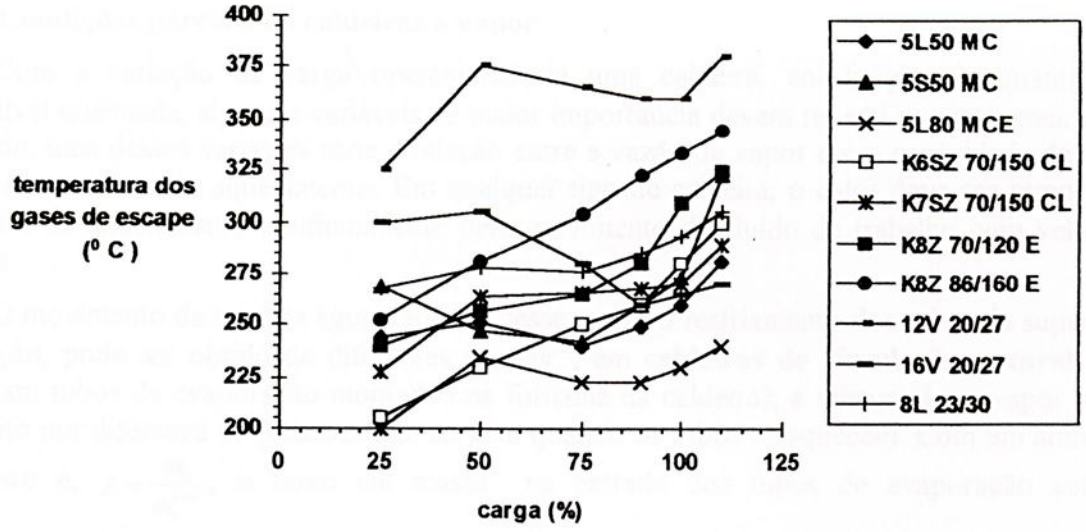


Fonte: [10]

Figura 10.14 - Comportamento da pressão média efetiva

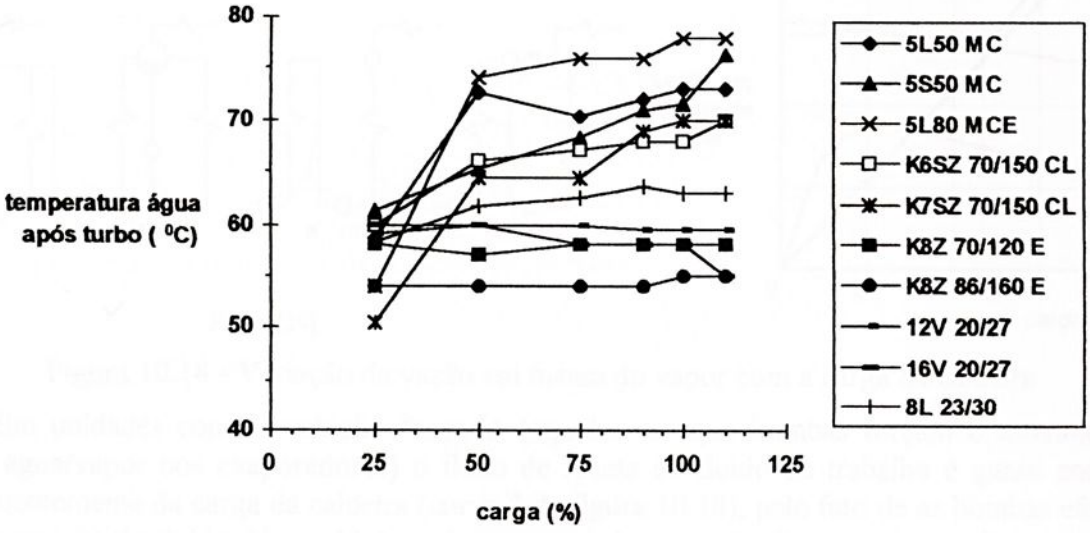
As temperaturas que seguem foram coletadas de modo a garantir elementos para uma análise de recuperação térmica em uma eventual unidade de cogeração. De acordo com as figuras 10.15, 10.16 e 10.17, observa-se que as maiores temperaturas são obtidas junto aos gases de escape do motor. A maior temperatura obtida (cerca de 375ºC a 50% de carga) não está vinculada a uma máquina de grande potência, mas sim a uma unidade pequena (12V 20/27). As temperaturas da água após o turbo e do óleo após o turbo (respectivamente, figuras 10.16 e 10.17) apresentam valores da ordem de até 80ºC, o que possibilita seu posterior emprego em atividades auxiliares, de acordo com a vazão em massa disponível.

unesp



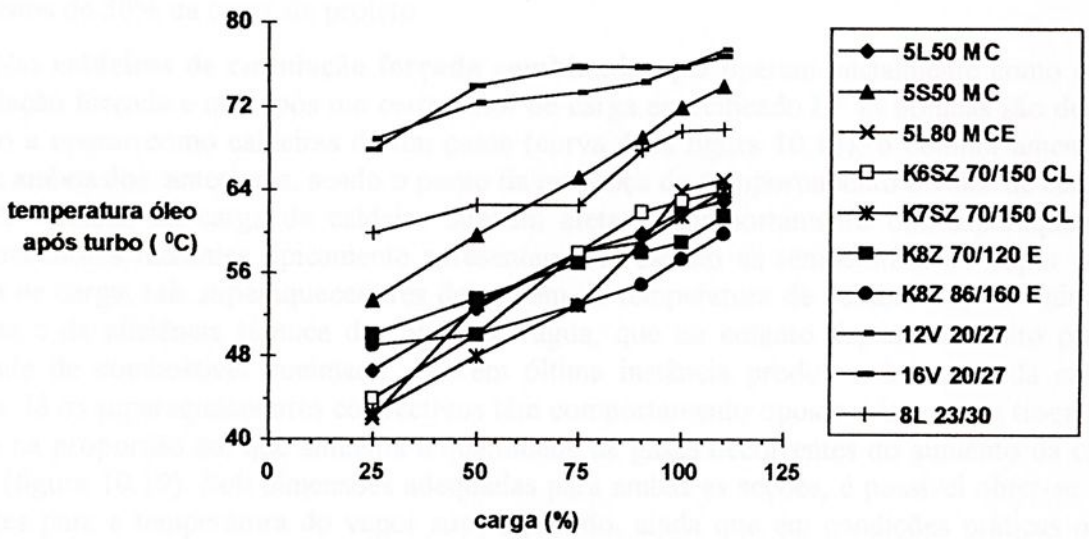
Fonte: [10]

Figura 10.15 - Variação da temperatura dos gases de escape



Fonte: [10]

Figura 10.16 - Variação da temperatura da água após turbo



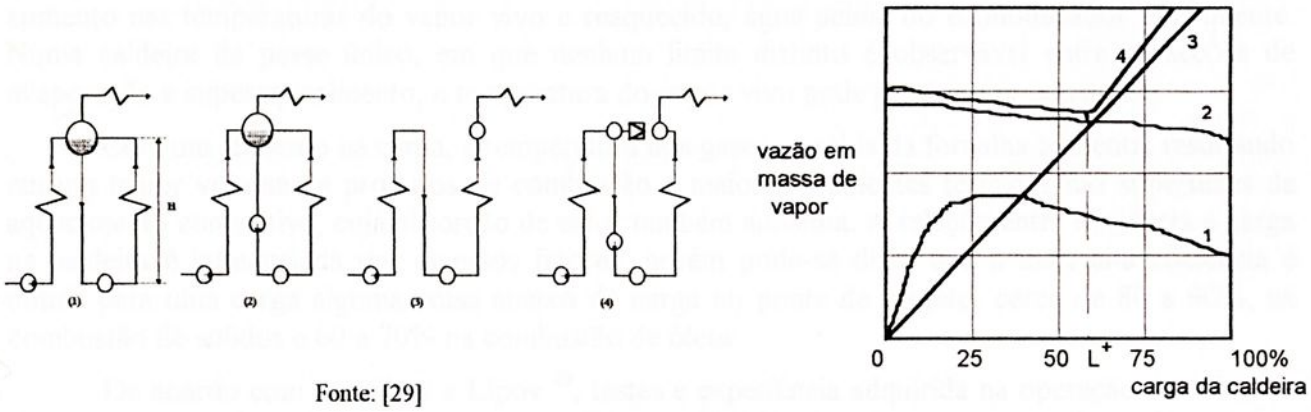
Fonte: [10]

Figura 10.17 - Variação da temperatura do óleo após turbo

10.6.2- Condições parciais de caldeiras a vapor

Com a variação da carga operacional de uma caldeira, em função da quantidade de combustível queimada, algumas variáveis de maior importância devem ter seu comportamento médio conhecido; uma dessas variáveis seria a relação entre a vazão de vapor e sua capacidade de retirar o calor das superfícies de aquecimento. Em qualquer tipo de caldeira, o calor deve ser removido das superfícies de aquecimento continuamente pelo movimento do fluido de trabalho com velocidades definidas

O movimento da mistura água/vapor, e desse modo o resfriamento dos tubos da superfície de evaporação, pode ser obtido de diferentes formas[28]; em **caldeiras de circulação natural** (as que apresentam tubos de evaporação montados na fornalha da caldeira), a mistura água vapor se move no circuito por diferença de pressões que surgem quando os tubos se aquecem. Com um aumento na carga, isto é, $L = \frac{\dot{m}_v}{\dot{m}_v^{max}}$, o fluxo em massa na entrada dos tubos de evaporação aumentam rapidamente até um valor máximo e estabilizam (ou decaem ligeiramente) visto que o aumento na vazão resultará em um aumento na resistência (perda de carga) nos tubos (curva 1 da figura 10.18).



Fonte: [29]

Figura 10.18 - Variação da vazão em massa do vapor com a carga da caldeira

Em unidades com **circulação forçada** (aquelas em que bombas forçam o movimento da mistura água/vapor nos evaporadores) o fluxo de massa do fluido de trabalho é quase constante, independentemente da carga da caldeira (curva 2 da figura 10.18), pelo fato de as bombas efetuarem a movimentação do fluido. Nas **caldeiras de um passe** (as que não dispõem de tubulões e em que o fluido de trabalho passa uma única vez nos tubos de evaporação), a vazão em massa é proporcional à carga da caldeira (curva 3 da figura 10.18); assim, a baixa carga o fluxo em massa pode ser inadmissivelmente baixo e causar o rompimento dos tubos, pelo que a carga mínima deve ser restrita a não menos de 30% da carga de projeto.

Nas **caldeiras de circulação forçada combinada**, que operam inicialmente como caldeiras de circulação forçada e que após um certo valor de carga especificado L^+ as bombas são desligadas passando a operar como caldeiras de um passe (curva 4 da figura 10.18), o comportamento é um misto de ambos dos anteriores, sendo o ponto da mudança de comportamento o valor de carga L^+.

A variação na carga da caldeira também afeta o comportamento dos superaquecedores; superaquecedores radiantes tipicamente apresentam decréscimo na temperatura do vapor com um aumento de carga; tais superaquecedores dependem da temperatura de combustão, da emissividade de chama e da eficiência térmica das paredes d'água, que no entanto dependem muito pouco da quantidade de combustível queimada, que em última instância produz o aumento da carga nas caldeiras. Já os superaquecedores convectivos têm comportamento oposto, visto que a troca térmica aumenta na proporção em que aumenta a quantidade de gases decorrentes do aumento da carga na caldeira (figura 10.19). Sob dimensões adequadas para ambas as seções, é possível obter-se valores constantes para a temperatura do vapor superaquecido, ainda que em condições práticas ocorram variações em decorrência da temperatura da água de alimentação, do excesso de ar na fornalha, da umidade do combustível.

unesp



Fonte: [29]

Figura 10.19 - Comportamento de superaquecedores em face a variação da carga de caldeiras

A condição de regime permanente em uma caldeira pode variar de acordo com a carga; as variações de um parâmetro de interesse na análise de caldeiras em particular com relação à carga constituem sua característica estática. Um aumento na carga diminui a fração de calor absorvido por radiação e aumento aquela absorvida por convecção; numa caldeira com tubulão, isso leva a um aumento nas temperaturas do vapor vivo e reaquecido, água acima do economizador e ar quente. Numa caldeira de passe único, em que nenhum limite distinto é observável entre as seções de evaporação e superaquecimento, a temperatura do vapor vivo pode permanecer constante.

Com um aumento na carga, a temperatura dos gases na saída da fornalha aumenta, resultando em um maior volume de produtos de combustão e maiores gradientes térmicos nas superfícies de aquecimento convectivo, cuja absorção de calor também aumenta. A relação entre eficiência e carga na caldeira é influenciada por diversos fatores, porém pode-se dizer que a mais alta eficiência é obtida para uma carga alguma coisa abaixo da carga no ponte de projeto, cerca de 80 a 90%, na combustão de sólidos e 60 a 70% na combustão de óleos.

De acordo com Reznikov e Lipov [29], testes e experiência adquirida na operação de caldeiras sinalizam as seguintes faixas para cargas mínimas: 40-50% da carga no ponto de projeto para a combustão de óleos, gás e carvões altamente voláteis; 50-60% para carvões de baixo poder de queima; a mais baixa carga para uma operação estável é, em geral, 30-40% da carga de projeto.

10.6.3- Condições parciais de turbinas a gás

A operação em condições parciais de carga dos conjuntos turbina a gás deve contemplar o desempenho do compressor e do componente turbina a gás, além das curvas relativas ao acoplamento desse sistema a caldeiras de recuperação de calor, quando pertinente[9].

As características de desempenho dos componentes individuais pode ser estimado com base em testes reais; quando os mesmos são agrupados num conjunto, a faixa de possíveis condições operacionais de cada componente é consideravelmente restringida; o problema consiste, então, em encontrar os pontos operacionais correspondentes no diagrama de cada componente quando o conjunto está operando em condição de equilíbrio. Quando se determina a condição fora do ponto de projeto para um conjunto turbina a gás é importante verificar não apenas o efeito do consumo específico de combustível em cargas parciais mas também a influência das condições ambientes (temperatura e altitude) na capacidade máxima de produção de energia. Todos os cálculos fora do ponto de projeto dependem basicamente de satisfazer as condições essenciais de compatibilidade de vazão, potência geradas e velocidade rotacional entre os componentes.

A variação da vazão em massa, da taxa de pressão e da eficiência com a velocidade rotacional do compressor e da turbina é obtida das curvas características de cada um deles; a curva característica de um compressor associado ao conjunto turbina a gás é melhor representado tendo a variação da eficiência colocada ao lado das curvas de velocidade constante, sendo os eixos formados pela taxa de pressão e pela vazão em massa.

unesp

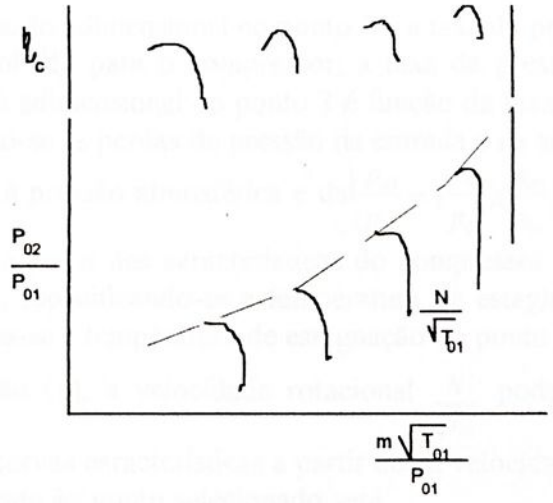


Figura 10.20 - Curvas características de um compressor

As curvas características de turbinas a gás, por não apresentarem variações significativas na vazão adimensional para diferentes velocidades adimensionais, podem ser razoavelmente aproximadas por uma única curva; no entanto, as curvas reais apresentam um conjunto de curvas próximas, tal como apresentado na figura 10.21. O índice 0 (zero) de cada variável indica que se está empregando valores correspondentes às variáveis de estagnação, o que em termos de pressão e temperatura corresponde aos valores estáticos acrescidos de uma correção calculada em termos de energia cinética ($T_o = T + \frac{v^2}{2c_p}$ e $\frac{p_0}{p} = \left(\frac{T_0}{T}\right)^{\frac{k}{k-1}}$); os índices 1 e 2 indicam entrada e saída do compressor, enquanto 3 e 4 indicam entrada e saída da turbina a gás.

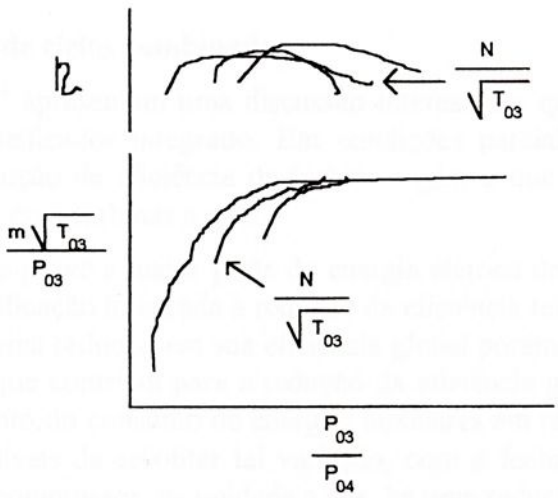


Figura 10.21 - Curvas características de uma turbina a gás

Numa turbina de eixo único, em que compressor e turbina são diretamente acoplados, é necessário que haja compatibilidade entre as velocidades rotacionais:

$$\frac{N}{\sqrt{T_{03}}} = \frac{N}{\sqrt{T_{01}}}\sqrt{\frac{T_{01}}{T_{03}}} \qquad (1)$$

A compatibilidade entre a turbina e o compressor em termos de fluxos adimensionais pode ser dada pela relação que segue, considerando-se que haja conservação de fluxo (desprezam-se as perdas de pressão), isto é, $m = m_1 = m_3$:

$$\frac{m\sqrt{T_{03}}}{p_{03}} = \frac{m\sqrt{T_{01}}}{p_{01}}\frac{p_{01}}{p_{02}}\frac{p_{02}}{p_{03}}\sqrt{\frac{T_{03}}{T_{01}}} \qquad (2)$$

Dessa expressão, a vazão adimensional no ponto 1 e a taxa de pressão entre 1 e 2 são fixados pelo ponto operacional escolhido para o compressor; a taxa de pressão entre os pontos 2 e 3 é admitida constante e a vazão adimensional no ponto 3 é função da taxa de pressão na turbina, entre os pontos 3 e 4. Desprezando-se as perdas de pressão na entrada e na saída, a pressão de estagnação dos pontos 1 e 4 são iguais à pressão atmosférica e daí $\frac{p_{03}}{p_{04}} = (\frac{p_{03}}{p_{02}})(\frac{p_{02}}{p_{01}})$; com isso, todos os termos da equação são conhecidos a partir das características do compressor e da turbina, exceto a razão entre as temperaturas 3 e 1; especificando-se a temperatura de estagnação do ponto 1 a partir da temperatura ambiente, calcula-se a temperatura de estagnação do ponto 3.

Com base na equação (1), a velocidade rotacional $\frac{N}{\sqrt{T_{03}}}$ pode ser obtida; a eficiência da turbina pode ser obtida das curvas características a partir dessa velocidade rotacional e de p_{03}/p_{04}; a potência líquida correspondente ao ponto selecionado será:

$$\dot{W}_{liq} = mc_{pg}\Delta T_{034} - \frac{1}{\eta_m} mc_{pa}\Delta T_{012}$$

$$m = \frac{m\sqrt{T_{01}}}{p_{01}} \frac{p_a}{\sqrt{T_a}} \quad , \quad \Delta T_{012} = \frac{T_{01}}{\eta_c}\left[\left(\frac{p_{02}}{p_{01}}\right)^{\frac{k-1}{k}} - 1\right]$$

$$\Delta T_{034} = \eta_t T_{03}\left[1 - \left(\frac{1}{p_{03}/p_{04}}\right)^{\frac{k-1}{k}}\right]$$

10.6.4- Condições parciais de ciclos combinados

Davidson e Soothil [11] apresentam uma discussão interessante quanto ao comportamento de ciclos combinados com gaseificador integrado. Em condições parciais, a eficiência do ciclo cai devido principalmente à redução de eficiência da turbina a gás, o que ocorre de modo similar em quaisquer ciclos combinados com turbinas a gás.

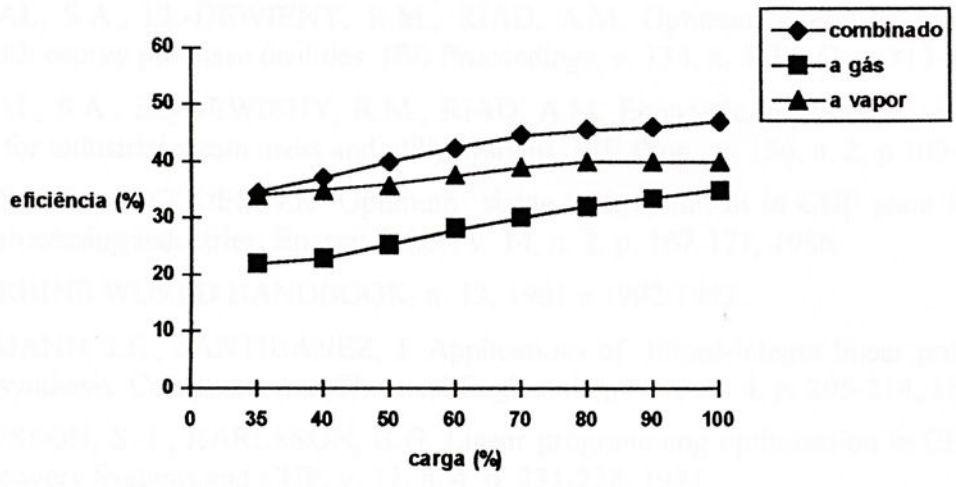
Como a turbina a gás provê a maior parte da energia elétrica desse tipo de ciclo, em muitos ciclos combinados com gaseificação integrada a redução da eficiência tende a ser grande. A turbina a vapor também experimenta uma redução em sua eficiência global porém essa queda é menor que nas turbinas a gás. Outro fator que contribui para a redução da eficiência global dos ciclos combinados em cargas parciais é o aumento do consumo de energias auxiliares em relação à energia total gerada. Como uma das formas possíveis de se obter tal variação, com o fechamento parcial dos dutos de entrada de entrada de ar do compressor, na unidade a gás, há uma redução da vazão de ar; a taxa de pressão também se reduz e como a temperatura de queima é mantida essencialmente constante, a temperatura na saída da turbina aumenta; água deve então ser injetada no superaquecedor para evitar que a temperatura de projeto seja excedida, impondo cargas adicionais ao sistema.

Quando apenas a turbina a gás deve ser desligada do ciclo combinado, sempre que possível pelo fechamento parcial dos dutos de entrada de ar, a temperatura de queima é reduzida; isso faz com que a temperatura de exaustão também diminua. Em ciclos combinados com gaseificação os vapores superaquecido e reaquecido são obtidos em caldeiras de recuperação associadas à turbina a gás; a queda na temperatura de exaustão da turbina a gás resulta portanto numa rápida queda na temperatura do vapor, o que reduz a eficiência do ciclo a vapor.

O ar empregado no gaseificador na unidade em questão é extraído da saída do compressor do grupo gerador da turbina a gás e passado por um compressor suplementar (*booster*), cuja razão de compressão é mantida constante em cargas parciais. Isso possibilita manter a velocidade de fluidização até cerca de 60% da carga da turbina a gás porque a pressão do ar cai proporcionalmente

unesp

com a vazão mássica de ar no gaseificador. A velocidade de fluidização começa a cair para cargas mais baixas ainda, porém permanece dentro de limites aceitáveis. A figura 10.22 ilustra comparativamente o comportamento de ciclos combinados em relação às unidades através das quais o mesmo é composto; observa-se que a eficiência da unidade combinada é superior à da unidade *topping* e *bottoming* do ciclo combinado (nesse caso, as expressões são empregadas para sinalizar os ciclos térmicos que juntos compõem o ciclo combinado; outras alternativas possíveis de unidades *topping* seriam os ciclos motores de combustão interna, por exemplo, através do aproveitamento dos gases de escape e água de arrefecimento dos cilindros).



Fonte: [11]

Figura 10.22 - Comparativo entre os ciclos

Referências

1. ABDEL-RAHMAN, A.A., IBRAHIM, M.K., SAID, A.A. An improvement of part load performance of diesel engines operating at constant speed conditions. Proc. Instn. Mech. Engineers, v. 208, p. 21-25, 1994.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetivo. Campinas, UNICAMP, tese (doutorado), 1994.
3. BENGIAMIN, N.N. Operation of cogeneration plants with power purchase facilities. IEEE Trans.PAS, v. 102, n. 10, p. 3467-3472, 1983.
4. BOUILLOUD, P. Compute steam balance by LP. Hydrocarbon Proc., v. 48, n. 8, p. 127-128, 1969.
5. CAVALIERI, F. *et al.* Use of mixed integer programming to investigate optimum running conditions for a thermal power station and possible extension to capacity. Op. Res. Quart., v. 22, n. 3, p. 221-236, 1972.
6. CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of large-scale industrial energy systems - I. Simulation. Energy, v. 9, n. 1, p. 21-34, 1984a..
7. CHINNECK, J.W., CHANDRASHEKAR, M. Models of large-scale industrial energy systems - II. Optimization and Synthesis. Energy, v. 9, n. 8, p. 679-692, 1984b.
8. CLARK, J.K., HELMICK, N.E. How to optimize the design of steam systems. Chem. Engineering, v. 87, n. 5, p. 116-128, 1980.
9. COEHN, H., ROGERS, G.F.C., SARAVANAMUTTOO, H.I.H. Gas turbine theory. Singapura, Longman, 1987.
10. COSTA, H.L. Cogeração em sistemas isolados: estudo de caso em embarcações navais. Faculdade de Engenharia, Unesp/Guaratinguetá, dissertação (mestrado), 1997.

11. DAVIDSON, J.E., SOOTHIL, C.D. Theoretical predictions of the full- and part-load performance of an air-blown fluidized bed gasification combined cycle. Proc. Inst. Mech. Eng, v. 208, p. 191-197, 1994.

12. DONATELLI, J.L.M., HORTA NOGUEIRA, L.A. Análise exergética de uma caldeira de grande porte empregando gases siderúrgicos. In: Enc. Nac. Ciências Térmicas, 3, Itapema, SC, p. 1061-66, 1990.

13. EHMKE, H.-J., Size optimization for cogeneration plants. Energy, v. 15, n. 1, p. 35-44, 1990.

14. FARGHAL, S.A., EL-DEWIENY, R.M., RIAD, A.M. Optimum operation of cogeneration plants with energy purchase facilities. IEE Proceedings, v. 134, n. 5, Pt. C, p. 313-319, 1987.

15. FARGHAL, S.A., EL-DEWIENY, R.M., RIAD, A.M. Economic justification of cogeneration systems for industrial steam users and utiliy systems. IEE Proc., v. 136, n. 2, p.100-107, 1989.

16. FAWKES, S.D., JACQUES, J.K. Optimum sizing of investiment in CHP plant for beverage-related processing industries. Energy Policy, v. 14, n. 2, p. 167-171, 1986.

17. GAS TURBINE WORLD HANDBOOK, n. 13, 1991 e 1992/1993.

18. GROSSMANN, I.E., SANTIBANEZ, J. Applications of mixed-integer linear programming in process synthesis. Computers and Chemical Engineering, v. 4, no. 4, p. 205-214, 1980.

19. GUSTAFSSON, S.-I., KARLSSON, B.G. Linear programming optimization in CHP networks. Heat Recovery Systems and CHP, v. 11, n. 4, p. 231-238, 1991.

20. GUSTAFSSON, S.-I. Optimization of building retrofits in a combined heat and power network. Energy, vol. 17, no. 2, p. 161-71, 1992.

21. HORI, S. et al. Optimal planning of gas turbine co-generation plants based on mixed-integer linear programming. International Journal of Energy Research, v. 11, n. 4, p. 507-18, 1987.

22. HORLOCK, J.H. Cogeneration: combined heat and power. Exeter, Pergamon, 1987.

23. ITO, K., YOKOYAMA, R., AKAGI, S., MATSUMOTO, Y. Influence of fuel cost on the operation of a gas-turbine-waste heat boiler cogeneration plant. Trans. ASME, v. 112, n. 1, p. 122-28, 1990.

24. JENKINS, D.M., FIETZ, M.E. Optimization of the operation of cogeneration plant with purchase under a maximum demand tariff. Engineering Optimization, v. 9, n. 1, pp. 1-20, 1985.

25. MOLESHI, K. et al. Optimization of multiplant cogeneration system operation including electric and steam networks. IEEE Transactions on Power System, v. 6, n. 2, pp. 484-490, 1991.

26. NATH, R., HOLLIDAY, J.F. Optimizing a process plant utility system. Mech. Eng. v. 92, n. 4, p.44-50, 1985.

27. PERA, H. Geradores de vapor de água. São Paulo: Escola Politécnica da USP, 1966.

28. PUTTGEN, H.B., MACGREGOR, P.R. Optimum scheduling procedure for cogenerating small power producing facilities. IEEE Trans. Power Apparatus Systems, v. 4, n. 3, p. 957-963, 1989.

29. REZNIKOV, M.I., LIPOV, Y.M. Steam boilers of thermal power plants. Mir, Moscou, 1985.

30. STACY, G.D. GAINES, L.D.. Optimize steam system by computer. Hydrocarbon Processing, vol. 60, n. 8, p.75-81, 1981.

31. STOECKER, W.F. Design of thermal systems. McGraw Hill Kogakusha, Tokyo, 1971.

32. TOMSIC, M., AL-MANSOUR, F. Optimal operation of cogeneration plants in industry. Energy, v. 14, n. 8, p. 483-90, 1989.

33. WOOD, A.J., WOLLENBERG, B.F. Power Generation, Operation and Control. New York: John Wiley, 1984.

unesp

CAPÍTULO 11

ANÁLISE DE EXPANSÃO EM CENTRAIS DE COGERAÇÃO

11.1- Introdução

A análise de expansão das centrais de cogeração deve ser iniciada em conjunto com o desenvolvimento do projeto, especialmente porque a definição das estratégias operacionais de médio e longo prazos das configurações propostas depende das políticas comercial e de *marketing* da empresa.

Conforme se observou nos capítulos anteriores, a proposição da configuração mais adequada para a central de cogeração a ser integrada a uma certa unidade de processo deve considerar um elenco de variáveis de projeto, como o benefício líquido obtido com sua operação, a confiabilidade da geração elétrica, as emissões de poluentes, dentre outros. A configuração proposta deverá operar segundo uma certa estratégia, que represente a melhor condição de atendimento às necessidades energéticas da unidade de processo.

Do ponto de vista da expansão, deve existir uma relação intrínseca entre a configuração proposta num certo tempo e as eventuais alterações que a mesma irá sofrer ao longo de sua vida útil para acomodar as flutuações de demanda de energia ou eventuais mudanças no combustível empregado; para tanto, é necessário que já estejam previstas, desde a fase de projeto, as potenciais alterações que poderão ser realizadas ao longo da vida útil da central de cogeração, assim como rotas alternativas de futuras expansões, de modo a manter a compatibilidade com o sistema originalmente proposto, além de garantir a correta aplicação dos conceitos de modularização dos conjuntos geradores.

11.2- Aspectos gerais da expansão de centrais de cogeração

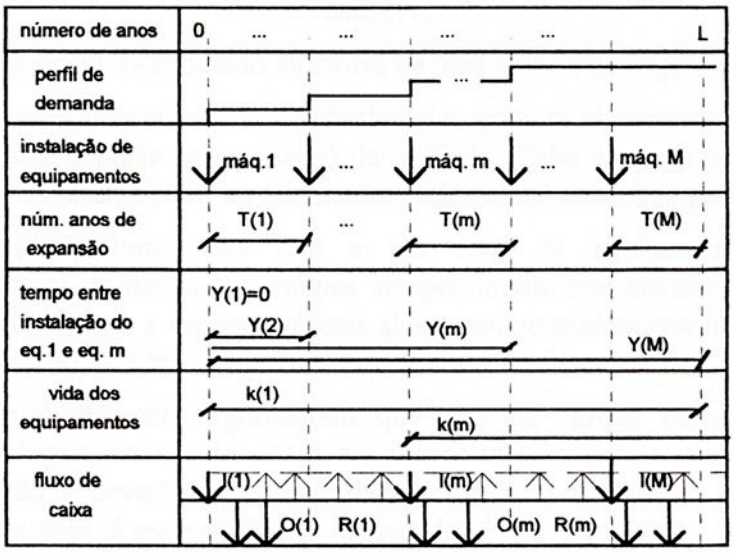
O planejamento de uma central de cogeração, assim como de quaisquer empreendimentos energéticos, apresenta fases distintas que se sucedem em uma escala temporal, diferenciada de acordo com as tecnologias de geração:

- **análise**: recolhem-se as informações gerais acerca das necessidades do processo industrial e as possibilidades técnicas existentes que possam ser aproveitadas;
- **projeto**: essa fase envolve a viabilidade técnica e econômica, com a apresentação de diferentes alternativas e a escolha de uma delas, assim como o cômputo dos índices relativos à mesma incluindo o projeto de execução com a especificação de cada componente da unidade;
- **construção**: inclui todas as atividades vinculadas à compra de equipamentos e materiais, gerenciamento de obras, administração e contabilidade dos recursos econômicos e financeiros;
- **comissionamento**: etapa que envolve a partida, os testes gerais e o início de operação do empreendimento.

unesp

Variando com o grau de sofisticação tecnológica empregada, a existência de equipamentos produzidos ou não em série, dentre outros, o tempo médio desde a análise até o comissionamento pode ficar situado em 1 a 2 anos para uma unidade a gás, 2 a 3 anos para ciclos combinados, 2 a 4 anos para cogeração com ciclo combinado, 3 a 4 anos para ciclo combinado com gaseificação de carvão, 3 a 5 anos para empreendimentos hidrelétricos, 6 a 8 anos para unidade nuclear [21]; o planejamento da expansão das centrais de cogeração no seu período de vida útil deve contemplar tais intervalos de tempo na incorporação de novos módulos (Tabela 11.1), sob pena de não atender às demandas energéticas com a disponibilidade e qualidade desejadas.

Tabela 11.1- Planejamento da expansão em múltiplos estágios



Fonte: [16]

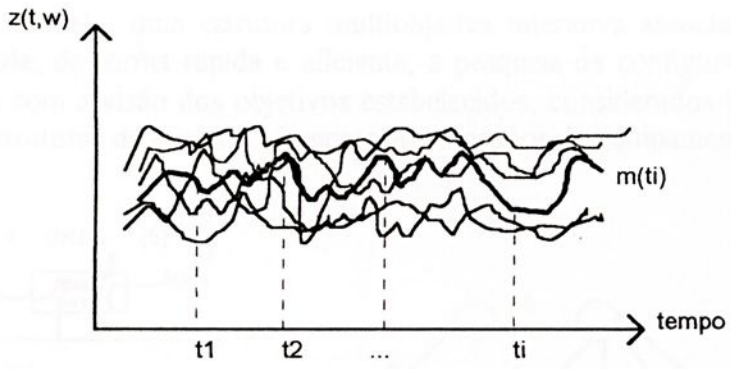
Durante os períodos de tempo assinalados, podem ocorrer variações em alguns dos principais parâmetros do projeto. Algumas das incertezas que assumem maior relevância seriam:

- variações na oferta de fontes combustíveis por oscilações no preço e na disponibilidade;
- variações decorrentes de alterações nas demandas térmica e elétrica dos processos industriais, por pressões do mercado (aumento de vendas, supressão de produtos, etc.) ou inseridas no contexto de uma política de desenvolvimento da empresa (crescimento projetado, previsão de investimentos ou contratos futuros, etc.);
- o surgimento de novas tecnologias, superiores em termos técnico-econômicos às atuais.

Com relação aos dados da unidade de processo, é necessário um cuidado especial com as curvas de carga térmica e elétrica que deverão orientar o dimensionamento dos equipamentos de geração. Considerando-se a variabilidade diária das curvas de carga elétrica ou térmica (figura 11.1), percebe-se que a escolha de valores de projeto segundo critérios determinísticos pode resultar uma configuração não-satisfatória em termos de atendimento das necessidades da unidade de processo com geração de excedentes; acresça-se a essa análise a variação sazonal das séries mensais e se constatará que o perfil das cargas térmica e elétrica varia ao longo do ano.

A análise temporal de curvas de carga pode ser interpretada como um processo aleatório, como anteriormente abordado. A coleção das curvas de carga de uma unidade de processo, mensuradas na mesma unidade de tempo, deverá apresentar um comportamento próximo, porém distinto, para cada curva individualmente, o que permite seja gerada uma família de trajetórias eqüiprováveis de ocorrências das cargas.

unesp



Fonte: [17]

Figura 11.1- Processo aleatório de uma família de trajetórias

A escolha de uma das curvas, individualmente, para o planejamento de uma central de cogeração irá determinar o porte (capacidade) da unidade. Cabe ao projetista, de comum acordo com a empresa que irá cogerar, definir os parâmetros pelos quais deverá se pautar o projeto.

Um outro aspecto importante tem a ver com os equipamentos de processo; o desenvolvimento potencial de novas tecnologias sempre impõe aos envolvidos com o projeto de unidades de geração um dilema: a espera por mais algum tempo poderá resultar numa proposta mais vantajosa pela incorporação de componentes mais modernos e eficientes?

Schwarzenback e Wunsch argumentam que não há razões para se esperar o súbito aparecimento de tecnologias emergentes, as quais não se tornam comerciais em curtos espaços de tempo, de modo que não se deve temer a perda da oportunidade de se obter algo melhor quando da decisão em favor de sistemas já estabelecidos e conhecidos [21].

No entanto, novas e diversificadas tendências tem surgido e instigam aos envolvidos em projetos energéticos face a possibilidade de se obter melhores resultados[14], especialmente no Brasil, que conta com alto potencial de aplicação energética para as biomassas (resíduos, bagaço, lixívia, etc.); tal é o caso dos ciclos combinados com gaseificação de biomassa (IBGCC), o emprego de turbinas a gás com gaseificação de biomassa (BIG/GT), de turbinas a gás com gaseificação de biomassa e com injeção de vapor (BIG/STIG), de turbinas a gás com gaseificação de biomassa, com injeção de vapor e com resfriamento intermediário (BIG/ISTIG) e diferentes tecnologias que empregam caldeiras de leito fluidizado, notadamente para queima de lixo urbano. Unidades experimentais têm sido testadas com sucesso para elevados valores de geração elétrica, sinalizando sua potencial adequação em futuro próximo.

Finalmente, as condições de incerteza quanto a disponibilidade e preço das fontes combustíveis constitui mais uma das dificuldades presentes no planejamento de centrais de cogeração. A alocação ótima de fontes energéticas pode considerar toda a gama de recursos disponíveis em uma certa localidade mediante os custos do combustível e do seu transporte, bem como as restrições de diversas ordens (p. ex., ambiental, institucional, capacidade de estocagem, atendimento às necessidades de processo, etc.)[19].

11.3- Impacto da oferta de combustíveis na expansão da central de cogeração

De acordo com recomendações prescritas pela ELETROBRÁS para os estudos de viabilidade de uma central térmica deve-se especificar os possíveis arranjos estudados, a configuração final adotada e os parâmetros técnico-econômicos a ela referidos [6].

Diferentes modelos de projeto têm sido apresentados em literatura[4]; o modelo proposto por Balestieri [2] parte de condições típicas de cargas térmica e elétrica das unidades de processo para definir o tipo, a capacidade e a quantidade de equipamentos de geração presentes na configuração final.

unesp

Segundo esse modelo, uma estrutura multiobjetiva interativa associada a redes de grafos permite que se proceda, de forma rápida e eficiente, a pesquisa da configuração mais adequada a cada caso, de acordo com a visão dos objetivos estabelecidos, considerados individualmente ou de forma conjunta. As estruturas da figura 11.2 representam grupos de equipamentos.

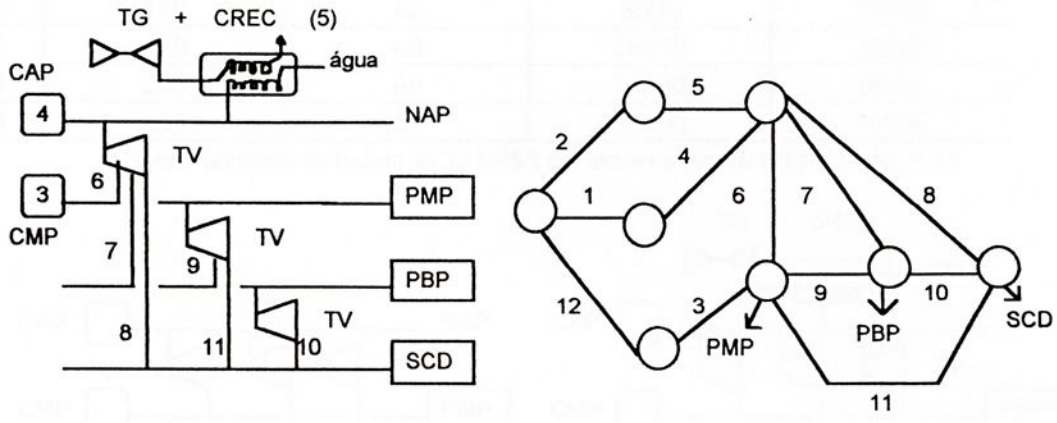


Figura 11.2. Configuração geral e correspondente rede de grafos

No entanto, alterações significativas na estrutura da oferta de alguns dos combustíveis, em termos de preço e disponibilidade, irão influenciar a decisão quanto a configuração a ser adotada em cada caso. O exemplo apresentado, de uma indústria de celulose e papel interessada em praticar cogeração, ilustra essa questão. As necessidades térmicas do processo de média pressão (PMP) são de 144000 kg/h de vapor a 1.3 MPa/275ºC e 140000 kg/h de vapor de baixa pressão (PBP) a 0.3 MPa/170ºC (vazões médias anuais). Uma previsão quanto a destinar-se parte do vapor à condensação (SCD) implica na geração adicional de 285000 kg/h para esse fim.

Admitindo-se as oscilações de preço e disponibilidade dos combustíveis existentes na unidade de processo (óleo combustível, gás natural e lixívia) registrados na Tabela 11.2, observa-se uma variação marcante entre as configurações do cenário 1 e dos demais cenários pela inexistência de unidades de geração a gás natural no primeiro caso (figura 11.3), de acordo com o modelo de otimização apresentado nas seguintes equações (com valores referentes ao cenário 1):

Max (-150.00 $\dot{m}$1 -180.00 $\dot{m}$2 -30.00 $\dot{m}$12 +3.75 $\dot{m}$5 +
+ 3.85 $\dot{m}$6 + 6.11 $\dot{m}$7 + 39.52 $\dot{m}$8 + 2.26 $\dot{m}$9 +
+ 33.40 $\dot{m}$10 + 35.70 $\dot{m}$11)

sujeito a:

$\dot{m}$3 - $\dot{m}$12 = 0	$\dot{m}$2 <= 8000
$\dot{m}$4 - $\dot{m}$1 = 0	$\dot{m}$9 <= 30000
$\dot{m}$5 - $\dot{m}$2 = 0	$\dot{m}$10 <= 330000
$\dot{m}$6 + $\dot{m}$7 + $\dot{m}$8 - 8 $\dot{m}$5 - 15 $\dot{m}$4 = 0	$\dot{m}$11 <= 950000
$\dot{m}$9 + $\dot{m}$11 - 10 $\dot{m}$3 - $\dot{m}$6 = -1063000	$\dot{m}$12 <= 18000
$\dot{m}$10 - $\dot{m}$7 - $\dot{m}$9 = -1230000	
- $\dot{m}$8 - $\dot{m}$10 - $\dot{m}$11 = -2500000	

Notas: (1) fator de conversão (vapor/combustível) igual a 8 para turbina a gás/caldeira de recuperação, igual a 15 para caldeira convencional de alta pressão e igual a 10 para caldeira convencional de média pressão.

(2) as restrições de disponibilidade nas variáveis $\dot{m}$9, $\dot{m}$10 e $\dot{m}$11 dizem respeito aos limites físicos admitidos pelo sistema existente na unidade de processo.

unesp

Tabela 11.2 - Cenários de preço e disponibilidade de combustíveis

	preço		disponibilidade	
	óleo combustível US$/t	gás natural US$/t	gás natural t/ano	lixívia t/ano
1	150	180	8000	18000
2	150	60	8000	18000
3	150	60	16000	18000
4	200	60	16000	18000
5	200	60	35000	40000

Notas: (a) custo da lixívia de 30 US$/t em todos os cenários (b) 1000 kg = 1 t

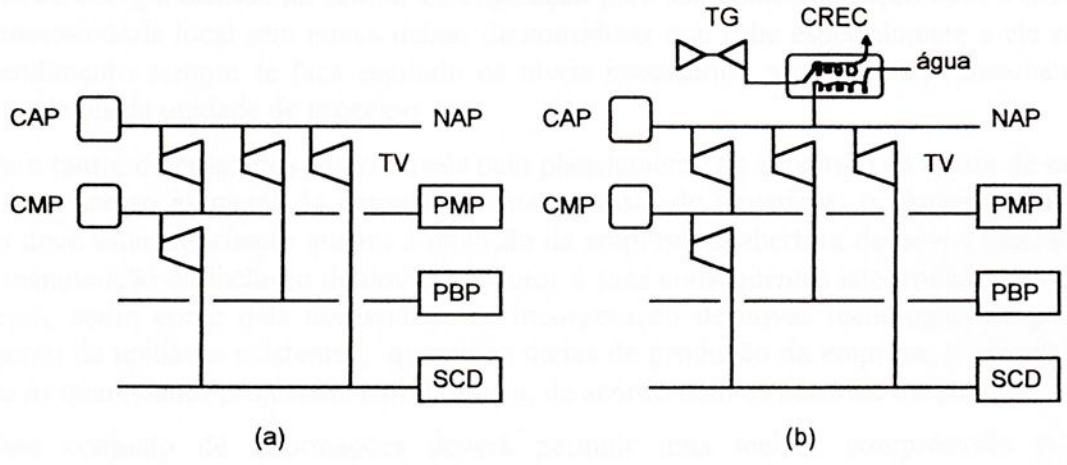


Figura 11.3- Configurações (a) cenário 1 (b) demais cenários

Tais resultados se devem basicamente aos seguintes fatos:

- com preço elevado (140 US$/m^3, parcela variável para consumidores acima de 1 milhão de m^3, segundo AAE,1995), o gás natural não compete com os demais combustíveis, o óleo e a lixívia, assim como a configuração do cenário 1 não deve possuir unidades de geração termelétrica a gás TG/CREC (as caldeiras de alta pressão CAP e de média pressão CMP queimam óleo e lixívia, respectivamente);

- uma redução no preço do gás natural, em decorrência de sua maior disponibilidade no mercado brasileiro, ainda que sob restrição de fornecimento aos consumidores, apontaria para a entrada de unidades de cogeração em ciclo combinado (figura 11.3b);

- o aumento gradual do fornecimento de gás natural aos consumidores favoreceria um aumento na preferência de geração *topping* com turbinas a gás enquanto um aumento no preço do óleo apenas significaria uma redução no benefício líquido da venda de energia elétrica às concessionárias, isto é, tal intervenção não configura uma política necessária, no momento;

- o aumento gradual de geração deve ser feito preferencialmente com o aumento do número de equipamentos de queima e recuperação de calor com gás natural e caldeiras para queima de lixívia, dando margem a reais possibilidades de se estruturar o planejamento da expansão da central de cogeração com base nos conceitos de Projeto Modular.

11.4- Alterações nas demandas térmica e elétrica das unidades de processo

Já se observou, em capítulos anteriores, algumas das questões mais relevantes no que diz respeito às variações nas demandas térmica e elétrica de uma unidade de processo, especialmente com relação à necessidade de se proceder estudos de análise e projeção das mesmas em médio e longo prazos.

Os sistemas de geração puramente termelétricos são fortemente influenciados por diversos fatores, como o clima, as condições sócio-econômicas e demográficas da população que se pretende sejam atendidas com a energia ali produzida; para esses casos, variáveis como temperatura, umidade relativa, velocidade do vento, precipitações, nível de radiação solar, número de consumidores conectados ao sistema, produto interno bruto da população ou setor, etc., assim como outras variáveis que representam condições localizadas no tempo, como eventos religiosos, feriados nacionais, dentre outros, podem ser de importância na análise.

No caso do atendimento das necessidade energéticas de unidades de processo, algumas dessas variáveis não apresentam interesse para a análise, sendo suplantadas por outras que se revelam mais relevantes; o setor de utilidades de uma empresa pode se empenhar em produzir excedentes de energia elétrica na central de cogeração para sua comercialização com o mercado ou com a concessionária local sem nunca deixar de considerar que cabe especialmente a ele zelar para que o atendimento sempre se faça segundo os níveis necessários para o pleno funcionamento de todas as unidades da unidade de processo.

Para tanto, o acesso dos responsáveis pelo planejamento da expansão da oferta de energia na unidade de processo às metas da empresa é uma necessidade imperiosa; o planejador da área de utilidades deve estar informado quanto à intenção da empresa na abertura de novos mercados, com retirada, manutenção ou inclusão de novos produtos e suas conseqüentes necessidades energéticas e de processo, assim como pela necessidade de incorporação de novas tecnologias de produção e sucateamento de unidades existentes; quanto às metas de produção da empresa, o planejador deve ter acesso às quantidades projetadas para o futuro, de acordo com os cenários estipulados.

Esse conjunto de informações deverá permitir uma melhor compreensão quanto ao comportamento futuro das demandas energéticas da unidade de processo em análise, assim como deverá possibilitar a redução do nível de incerteza que geralmente está associado a essa questão; a definição de cenários, baseado em variáveis pertinentes à análise e de acordo com as premissas sinalizadas para cada uma delas no momento de sua realização, permite uma ampla varredura da condição futura da empresa e, com base nesses resultados, se torna então mais fácil a identificação de dificuldades que devem ser superadas e suas causas, quando o histórico a ser registrado ao longo do tempo revele a aderência da realidade aos cenários menos otimistas.

11.5- Novas Tecnologias com potenciais de emprego em cogeração

As principais unidades que vêm sendo desenvolvidas para geração termelétrica envolvem, basicamente, o emprego de combustíveis sólidos que, gaseificados, podem ser empregados em turbinas a gás, e na forma de briquetes, em caldeiras de leito fluidizado. No primeiro caso encontram-se carvões e resíduos de biomassa; no segundo caso, principalmente as biomassas.

As turbinas a gás estão inseridas no contexto das principais tecnologias que vêm sendo testadas em todo o mundo, como os ciclos combinados com gaseificação integrada e caldeiras em leito fluidizado. Turbinas a gás com injeção de vapor (STIG) representam uma alternativa eficiente para o incremento da potência gerada em um ciclo; conceitualmente, o processo de injeção consiste em expandir o vapor junto com o ar na mesma turbina ao invés de desviá-lo para uma turbina a vapor. A injeção de vapor em turbinas a gás tem sido empregada de modo a aumentar a eficiência dos ciclos em cargas parciais, uma vez que o vapor pode deslocar a demanda de combustível na câmara de combustão.

A flexibilidade é outra característica vantajosa do processo de injeção de vapor, do ponto de vista da estratégia operacional em unidades de cogeração; operando em paridade térmica, quando a unidade de processo reduz a necessidade de vapor, a existência de tal sistema permite a geração de maiores quantidades de energia elétrica. Finalmente, o processo de injeção de vapor é um dos meios mais aceitos de redução das emissões de NO_X; reduções abaixo de 25 ppm (a 15% de O_2) são garantidas por fabricantes (Tuzson, 1992).

unesp

O emprego de sistemas STIG com queima de gás natural já é comum nos Estados Unidos, porém em decorrência das incertezas na sua disponibilidade e preço no longo prazo já estão adiantados os estudos voltados à gaseificação de carvão e biomassa (Larson e Williams, 1990), o primeiro assinalado como CIC/STIG (*coal-integrated gasifier/steam injected gas turbine*) e o último como BIG/STIG (*biomass-integrated gasifier/steam injected gas turbine*).

A gaseificação é um processo químico de conversão de materiais sólidos em gases combustíveis, gases redutores ou gases para síntese química. Historicamente, seu desenvolvimento sofreu forte retração pelo advento de combustíveis derivados do petróleo, porém suas técnicas são conhecidas desde o século 18. Hoje, especialmente por sua flexibilidade e atendimento a restrições ambientais, a gaseificação volta a ser uma tecnologia em discussão, operando entre 2 e 4 MPa (dependendo das necessidades na entrada do combustor) e com temperaturas de cerca de 1500 C.

A maior incerteza associada ao sistema CIG/STIG é a viabilidade comercial do sistema de remoção de enxofre dos gases de exaustão. De acordo com Larson e Williams[13], o sistema de gaseificação de biomassa requer menores esforços por causa de sua menor reatividade comparativamente ao carvão.

As caldeiras de leito fluidizado operam basicamente pela injeção de ar comprimido na parte inferior da fornalha e nos pontos de injeção de ar secundário; a divisão de ar primário e secundário reduz as emissões de NO_x e também ajuda a controlar a operação de cargas. Em termos da pressurização do leito, distinguem-se as caldeiras pressurizadas (PFBC- *pressurized fluidized bed*) e sob pressão atmosférica (AFBC- *atmosphere fluidized bed combustion boilers*).

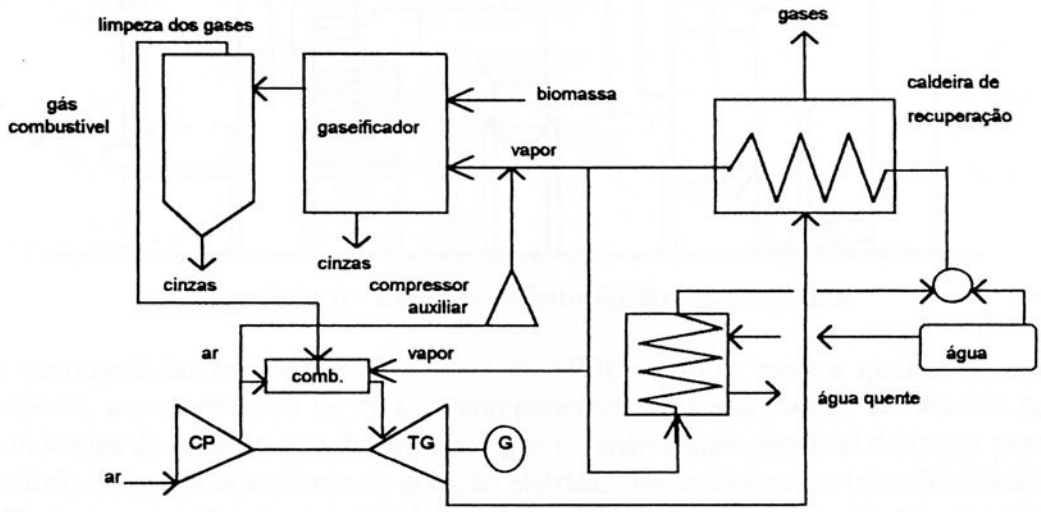


Figura 11.4 - Unidade BIG-STIG

As vantagens no emprego do leito fluidizado estão na possibilidade de queimar qualquer tipo de carvão, bem como outros combustíveis não-convencionais, resíduos e biomassas; mais de 95% do conteúdo de enxofre pode ser removido; as emissões de NO_x são baixas (< 0,2 g/Nm^3) e a temperatura no leito durante a combustão é baixa (cerca de 850 C); a unidade é do tipo modular e o menor período de construção significa menor custo de investimento. Nesse item, o custo de uma unidade PFBC pode ser menor que o de uma unidade AFBC de igual capacidade pelo tamanho comparativamente reduzido e pelo menor custo de turbinas a gás com queima direta que podem ser utilizados para geração de energia[29].

Dois sistemas básicos de leito fluidizado podem ser propostos, o **circulante** e o **borbulhante**, tanto para as caldeiras AFBC quanto PFBC. Na configuração de leito fluidizado circulante, a velocidade de fluidização do ar é mais alta que no leito borbulhante (de 4 a 5 m/s), carregando os sólidos até o combustor; isso faz com que todo o combustor esteja disponível para atuar como superfície transmissora de calor, mas requer a captação dos sólidos num ciclone e a recirculação dos mesmos para o combustor [26].

unesp

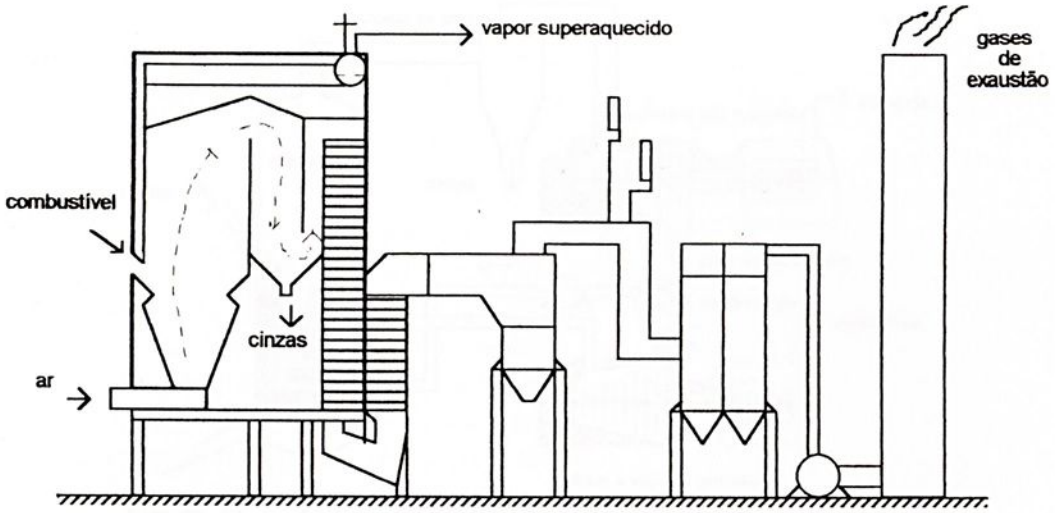


Figura 11.5 - Caldeira de leito fluidizado borbulhante

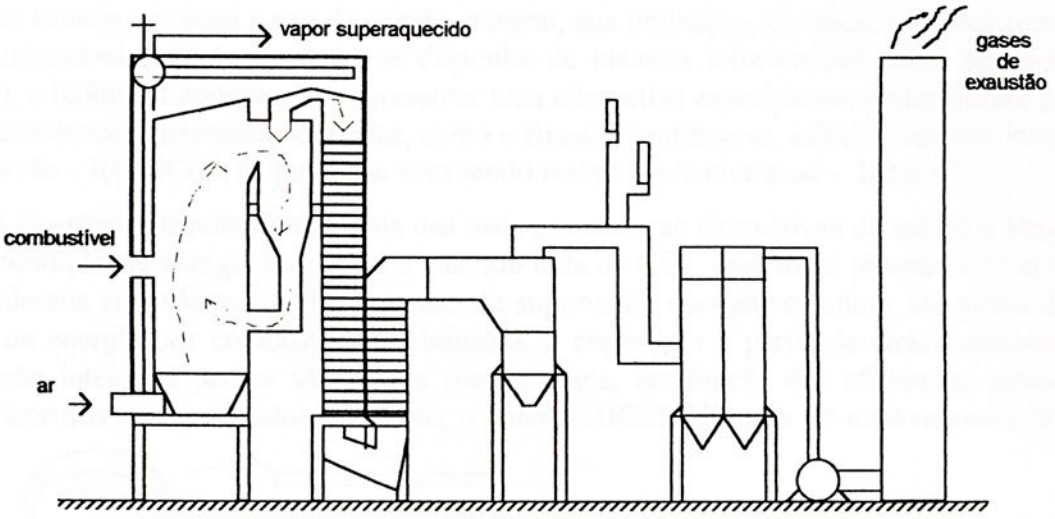


Figura 11.6 - Caldeira de leito fluidizado circulante

As vantagens das caldeiras PFBC sobre as AFBC estão na melhor queima do combustível, maior eficiência, menor emissão de NO_X e componentes mais compactos. De acordo com Smith, 1991a, as unidades de geração que deverão compor o cenário mais provável de longo prazo deve se situar nas faixas de maior capacidade de geração elétrica, com caldeiras em leito fluidizado entre 100 e 200 MW, a serem utilizadas em unidades que necessitem pequenas adições de capacidade e flexibilidade de combustíveis com emissões limitadas; sua associação a ciclos combinados também é uma realidade, conforme se observa na figura 11.7.

Os sistemas integrados gaseificação-ciclo combinado (IGCC, *integrated gasification combined cycle*) representam a conjugação de diversas tecnologias de conversão de energia; unidades de gaseificação de carvão mineral ou biomassa produzem gases combustíveis que acionam turbinas a gás, estas produzindo energia elétrica. Os gases de exaustão das turbinas a gás geram vapor de água em uma caldeira de recuperação, com ou sem queima auxiliar, acionando uma turbina a vapor, que por sua vez também gera energia elétrica; parcela do vapor gerado pode ser usada como agente indutor da gaseificação ou como vapor de processo em um complexo industrial.

Sistema híbridos utilizando caldeiras em leito fluidizado e sistemas integrados vem sendo objeto de estudos recentes especialmente por seu controle intrínseco da emissão de NO_X para a atmosfera, já que a vazão de vapor injetada é normalmente maior do que o mínimo requerido para o controle desse poluente e pela economia de espaço e diminuição dos custos de investimento e operação, como conseqüência da não utilização do ciclo a vapor [11].

unesp

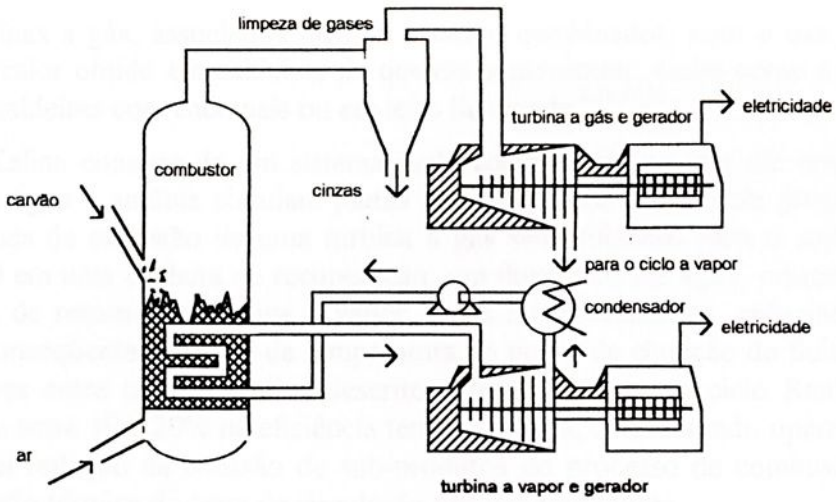


Figura 11.7 - Ciclo combinado com caldeira PFBC convencional

Até o presente momento, os maiores esforços despendidos na avaliação de sistemas integrados tomam por base o uso do carvão mineral; sua utilização, contudo, não está restrita a essa fonte combustível e ainda que não se disponha de maiores informações sobre seu potencial de utilização, a biomassa poderá vir a representar uma alternativa especialmente interessante para países com características fortemente agrícolas, como o Brasil. Identifica-se, assim, o sistema integrado que utiliza carvão - I(C)GCC - daquele que vem sendo testado com biomassa - I(B)GCC.

A biomassa desponta como uma das mais promissoras alternativas de médio e longo prazos; por sua condição de energia renovável e emissão nula de CO_2, essa fonte potencial de energia deve ser considerada em análises de planejamento do suprimento energético futuro. Do ponto de vista da geração de energia por combustão de biomassa, a cogeração a partir de ciclos combinados com gaseificação integrada parece ser a mais recomendada, em função das eficiências alcançadas; no entanto, face aos custos do calor associado, o sistema BIG/STIG pode ser mais recomendável[7].

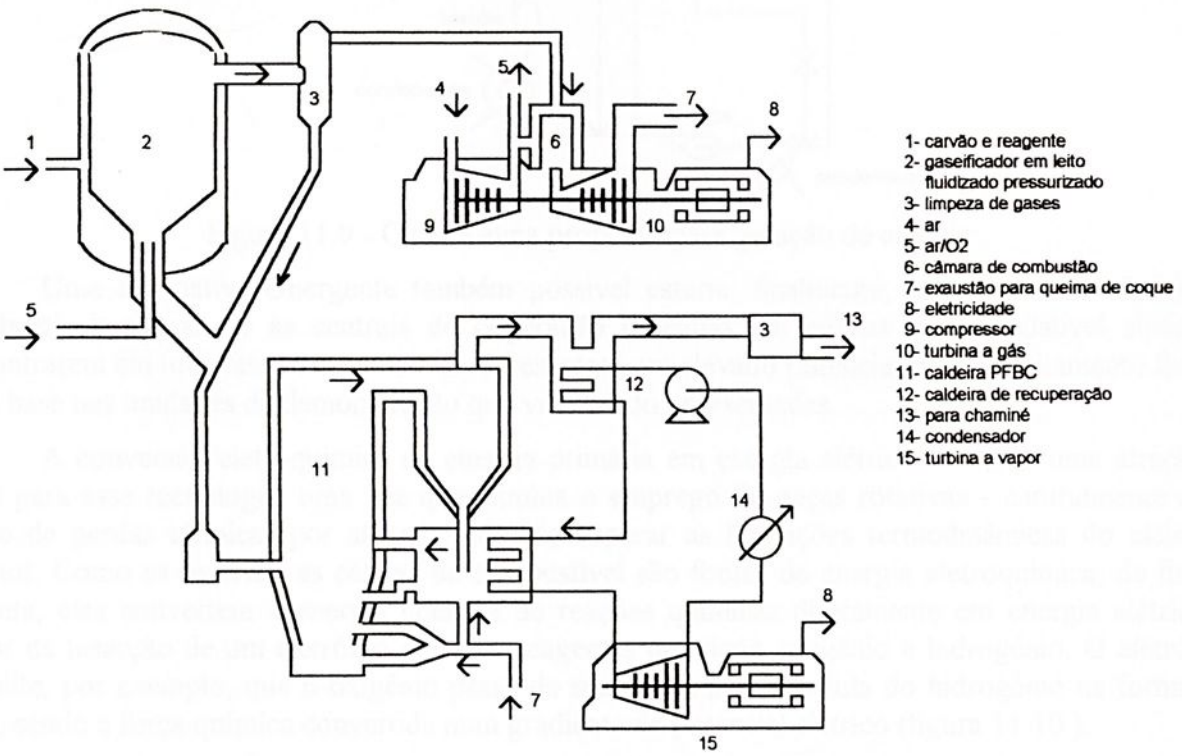


Figura 11.8 - Sistema híbrido IGCC e caldeira de leito fluidizado pressurizado

O aproveitamento de lixo urbano, os chamados resíduos sólidos municipais, é outra potencialidade interessante para a prática da cogeração em futuro próximo, visto que no momento os custos diferenciais não o recomendam. Algumas análises demonstram a viabilidade técnica do

emprego de turbinas a gás, associados ou não a ciclos combinados, com o uso de gases gerados pelos resíduos e calor obtido em caldeiras de queima suplementar, assim como a incineração direta dos mesmos em caldeiras convencionais ou em leito fluidizado [8,15,19,20].

O ciclo Kalina consiste de um sistema multi-componente no que diz respeito ao fluido de trabalho, em que água e amônia circulam juntas em um mesmo fluxo. Pela proposta de Ibrahim e Kovach [9], os gases de exaustão de uma turbina a gás são utilizados para o superaquecimento da mistura NH_3/H_20 em uma caldeira de recuperação; um fluxo rico em água, oriundo do separador, é injetado na linha de retorno da turbina a vapor, antes do condensador, reduzindo o conteúdo de amônia com o conseqüente aumento da temperatura do ponto de ebulição do fluido de trabalho. As vantagens relativas entre o ciclo Kalina descrito (figura 11.9) e um ciclo Rankine convencional seriam o aumento entre 10 e 20% na eficiência termodinâmica, considerando operação em condições similares; possível redução na emissão de sub-produtos do processo de combustão, como o SO_2; redução da poluição térmica da água de circulação nos condensadores.

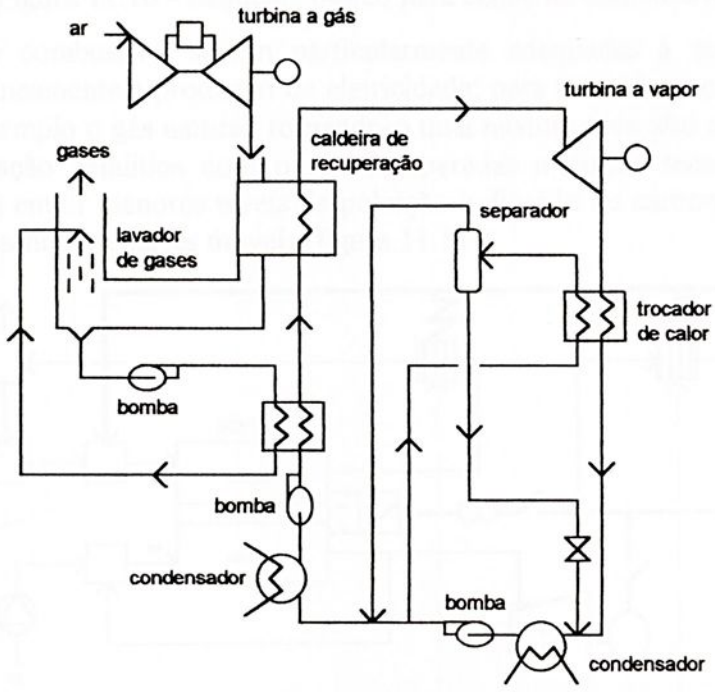


Figura 11.9 - Ciclo Kalina proposto para geração de energia

Uma alternativa emergente também possível estaria, finalmente, nas chamadas células de combustível; apesar de as centrais de cogeração baseadas em células de combustível ainda se encontrarem em uma fase não-comercial, apresentam um elevado potencial de aproveitamento futuro com base nas unidades de demonstração que vêm sendo apresentadas.

A conversão eletroquímica de energia primária em energia elétrica tem sido uma atração a mais para essa tecnologia, uma vez que elimina o emprego de peças rotativas - naturalmente uma fonte de perdas térmicas por atrito - além de superar as limitações termodinâmicas do ciclo de Carnot. Como as baterias, as células de combustível são fontes de energia eletroquímica; de forma sucinta, elas convertem a energia liberada de reações químicas diretamente em energia elétrica a partir da inserção de um eletrólito entre os reagentes químicos, oxigênio e hidrogênio. O eletrólito permite, por exemplo, que o oxigênio passe de sua célula para a célula do hidrogênio na forma de íons, sendo a força química convertida num gradiente de potencial elétrico (figura 11.10).

Células de combustível de média temperatura com ácido fosfórico (PAFC - *phosphoric-acid fuel cell*) já se encontram em testes; células de óxido sólido de alta temperatura, cerca de 1000°C (SOFC - *solid-oxide fuel cell*) se encontram em desenvolvimento e são consideradas as mais adequadas para a cogeração por suas potencialidades econômica e ambientais [5].

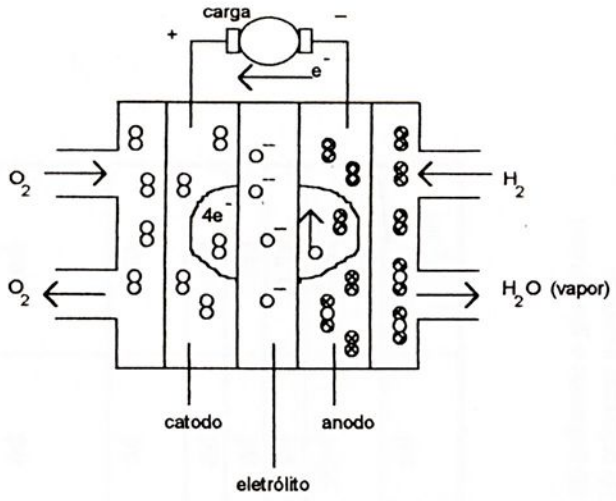


Figura 11.10 - Esquema básico para célula de combustível

As células de combustível seriam particularmente adequadas à cogeração pelo fato de gerarem calor simultaneamente à produção de eletricidade; para tanto é necessário, contudo, alterar o combustível, por exemplo o gás natural, tornando-o uma mistura com alto conteúdo de hidrogênio para facilitar a oxidação catalítica com o ar. Comparadas a outras tecnologias, as células de combustível poderiam emitir menores níveis de poluição e dióxido de carbono, além do baixo nível de ruído por não apresentarem partes móveis (figura 11.11).

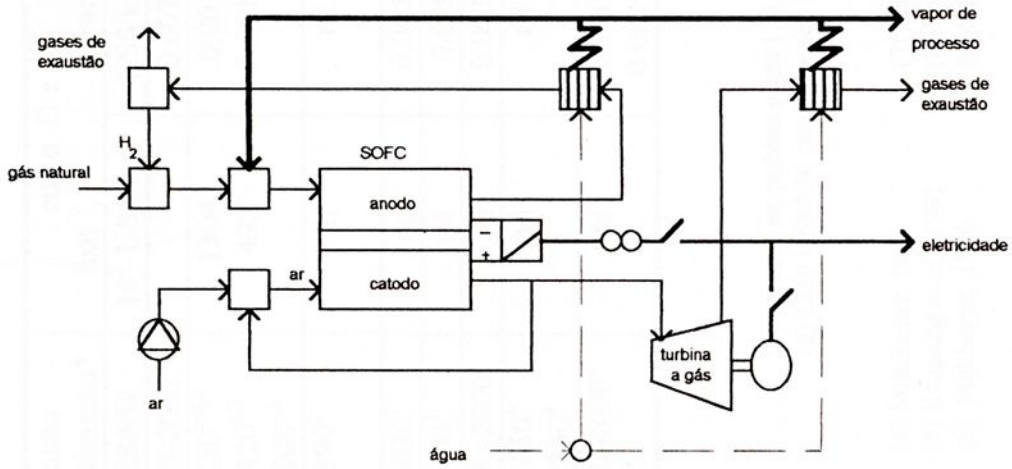


Figura 11.11 - Esquema típico de cogeração com célula de combustível de alta temperatura

A análise técnica e econômica de tecnologias emergentes esbarra principalmente no fato de muitos desses sistemas não estarem, até o presente momento, em condições de operação nominal com capacidade plena, o que pode resultar em distorções localizadas em uma ou outra das variáveis analisadas. Do ponto de vista técnico, a eficiência é uma das mais importantes variáveis de comparação entre as tecnologias, visto que apresenta a capacidade de conversão em energia elétrica do conteúdo energético do combustível utilizado. Nesse caso, os resultados obtidos em unidades experimentais normalmente são validados durante sua operação normal, quando colocadas no mercado. Outros índices de grande importância na atual conjuntura mundial dizem respeito às quantidades de NO_x, SO_2, CO_2 e particulados emitidos, visto que os padrões para emissões resultantes de produção de energia têm sido reduzidos em níveis cada vez mais estreitos, projetando-se contínua queda.

Do ponto de vista econômico, surgem questões relativas à variação dos custos de investimento e operacionais ao longo do tempo, uma vez que as tecnologias emergentes são produzidas em quantidades limitadas, o que implica em maiores valores, os quais devem ser reduzidos à medida em que venham a fazer parte das tecnologias convencionais. A tabela 11.3 apresenta uma coletânea de valores técnicos e econômicos para algumas tecnologias emergentes.

unesp

Tabela 11.3- Valores técnicos e econômicos de algumas tecnologias emergentes

	eficiência (geral - PCS)	custo investimento*	custo O e M fixo	custo O e M variável	emissões NO_X	emissões SO_2	emissões CO_2
tecnologia	%	US$/kW	10^3 US$/ano	US$/kWh	mg/m^3	kg/kWh	kg/kWh
CIG/STIG	35.60[1]	1100-2000[7]		0.0071[7]	nd	nd	nd
BIG/STIG	32.50[1] 34.00[6]	1150[b,d,2] 1420[b,2] 1900[c,2]	1304[a] 492[b]	0.001[a] 0.001[b,6]	nd	nd	nd
BIG/ISTIG	42.10[2] 42.90[7]	890[2]	nd	nd	nd	nd	nd
ISTIG- carvão	42.10	1030[7]	nd	0.0060[7]	nd	nd	md
ISTIG- gás nat.	47.00	400[7]	nd	0.029[7]	nd	nd	md
I(C)GCC	40-42	1700-2000	nd	0.0037[5]	120-300	99	0.78[4]
CC/PFBC	40-48[3]	1650[4] 2350[8]	nd	nd	150-300	90-95	0.82[4]
cél. combustível	43-44	1000-4000[9]	nd	0.0009[a] 0.0029[10]	nd	nd	0.40[10,e] 0.70[10,f]

Notas:

(*) baseado na geração elétrica
(a) baseado na turbina a gás GE LM 5000
(b) baseado na turbina a gás GE LM 1600
(c) baseado na turbina a gás LM38 (5.4 MW)
(d) 1250 US$/kW considerando equipto. de secagem
(e) referente a gás natural
(f) referente a carvão

Fontes:

(1) Larson e Williams, 1990
(2) Larson, 1992
(3) Koenders *et al*, 1996
(4) Minchener, 1994
(5) Kaupang *et al*, 1991
(6) Mukherjee, 1986
(7) Mills, Wilson e Johansson, 1991
(8) Tornerefelt, 1992
(9) Silveira e Holanda, 1996.
(10) Drenckhahn, 1996

A comparação entre o nível de geração dos sistemas em construção e as necessidades das indústrias, quanto à capacidade dos sistemas de cogeração planejados ou em operação, revelam um descompasso na ordem de grandeza, que pode ser revertido mediante incentivos à autoprodução com geração de excedentes; numa análise em 244 projetos independentes em construção ou previstas[30], 46.3% escolheram gás natural como combustível, 22.5% resíduos sólidos municipais e 19% carvão; 84.4% dos projetos apresentavam capacidade de geração inferior a 100 MW, 26.2% do total na faixa entre 40 e 60 MW, 21.3% na faixa entre 20 e 40 MW e 21.3% entre 0 e 20 MW.

Por outro lado, verifica-se que por uma questão de economia de escala as unidades de geração em desenvolvimento se situam na faixa de maiores capacidades de geração elétrica, entre 400 e 600 MW [24]; no caso das caldeiras em leito fluidizado, parece haver um consenso entre os fabricantes quanto ao fato de o capacidade ótima desses equipamentos se situar em níveis próximos a 300 MW [25], devendo seu emprego encontrar maior penetração na faixa entre 100 e 200 MW, devido à sua flexibilidade no uso de combustíveis e emissões limitadas.

Apesar de haver muitas unidades com grande capacidade de cogeração em implantação, imagina-se que no médio prazo continuarão a ser implementados sistemas convencionais em decorrência da condição experimental de muitas das tecnologias apresentadas e principalmente por uma questão de rendas diferenciais que fazem, no momento, muitas delas se apresentarem como marginais em relação àquilo que o mercado vem praticando. No entanto, com a redução da oferta de fontes combustíveis tradicionais e a necessidade crescente de atendimento às novas demandas, o setor elétrico como um todo (incluindo cogeradores e produtores independentes) deverá aos poucos incorporar as novas tecnologias, notadamente aquelas com queima de biomassa e lixo urbano.

As questões apresentadas ilustram a preocupação que o mercado de geração privada deve sentir quanto às necessidades futuras de expansão do parque cogerador; visualizam-se os principais parâmetros que envolvem a questão, ressaltando-se a necessidade de uma análise detalhada dos mesmos na fase de projeto para que seja garantido, com alguma confiabilidade, um projeto alinhado em termos conceituais com as novas tendências do mercado consumidor, da oferta de combustíveis e de novas tecnologias que deverão ser incorporadas aos empreendimentos, novos e em andamento. É recomendável, então, que os projetos sejam planejados de acordo com critérios técnicos, econômicos e ambientais que suportem futuras ampliações do parque gerador em consonância com as melhores tecnologias disponíveis em cada momento, deixando-se margem à inclusão de novos e melhores equipamentos, com possibilidade de queima dual entre os combustíveis disponíveis.

Referências

1. AGÊNCIA PARA APLICAÇÃO DE ENERGIA. Boletim Informação. Ano 8, n. 34,03/04-1995.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, Fac. Engenharia Mecânica, Unicamp. Tese (Doutorado), 1994.
3. BALESTIERI, J.A.P. Impactos da variação da oferta de gás natural no planejamento de centrais de cogeração. XII Congresso Bras. Eng. Mecânica, Belo Horizonte, MG, 1995.
4. BALESTIERI, J.A.P., CORREIA, P.B. Multiobjective interative linear model pre-feasibility cogeneration design. Energy, v. 22, n. 5, p. 537-548, 1997.
5. DRENCKHAHN, W. Solid-oxide fuel cells and CHP - an environmental solution in the making. Power Engineering Journal, v. 10, n. 2, p. 67-72, 1996.
6. ELETROBRÁS. Memória técnica de usinas termelétricas. Dir. Plan. Engª, R. Janeiro, 1988.
7. GUSTAVSSON, L., JOHANSSON, B. Cogeneration: one way to use biomasss efficiently. Heat Rec. Systems CHP, v. 14, n. 2, p. 117-127, 1994.

unesp

8. HANEDA, H. Efficiency improvement options for municipal waste-fired power generation-recent development activities in Japan. Proc. Inst. Mech. Eng., v. 209, p. 81-100, 1995.

9. IBRAHIM, M.B., KOVACH, R.M. A Kalina cycle application for power generation. Energy, v. 18, n. 9, p. 961-969, 1993.

10. KAUPANG, B.M. et al. How many gas turbines ? Power Eng., v. 95, n. 7, p. 35-39, 1991.

11. KRAUSE, G.G. Avaliação de tecnologia de sistemas integrados gaseificação-ciclo combinado para geração termelétrica no Brasil. Rio de Janeiro: COPPE-UFRJ. Tese (Mestrado), 1990.

12. KOENDERS, L.O.M. *et al.* Gasification using low-cost fuels in high-efficiency cycles. Power Technology International, Spring, v. 59-62, 1996.

13. LARSON, E.D., WILLIAMS, R.H. Biomass-gasifier steam injected gas turbine cogeneration. Journ.Eng. Gas Turb. Power, v. 112, n. 4, p.157-163, 1990.

14. LARSON, E.D. Biomass-gasifier/gas turbine cogeneration in the pulp and paper industry. Journ. Eng. Gas Turb. Power, v. 114, n. 4, p. 665-75, 1992.

15. LEMANN, M. The waste handling sytem of the Waste Disposal Department of the city of Zurich (Abfuhrwesen Zurich). Proc. Inst. Mech. Engineers, v. 209, p. 233-241, 1995.

16. MATSUMOTO, Y *et al.* Optimal multistage expansion planning of a gas turbine cogeneration plant. ASME Cogen Turbo, 7, Houston, p. 43-49, 1992.

17. MORETTIN, P.A., TOLOI, C.M.C. Previsão de séries temporais. Atual Editora, S. Paulo, 1985.

18. PEIXOTO, M.M., BALESTIERI, J.A.P. Alocação ótima de fontes energéticas em centrais de cogeração. Anais, Congr. Bras. Planejamento Energético, 2, Campinas, p. 433-437, 1994.

19. PENNER, S.S, WIESENHAHN, D.F., LI, C.P. Mass burning of municipal wastes. Annual Review of Energy, v. 12, p. 415-444, 1987.

20. PROBERT, S.D., KEAR, K., BROWN, J. Harnessing energy from domestic, municipal and industrial refuse. Applied Energy, v. 27, p. 89-168, 1987.

21. SCHWARZENBACK, A., WUNSCH, A.K. Flexible power generation systems and their planning. ABB Review, n. 6, p. 19-26, 1989.

22. MINCHENER, A.J. PFBC for coal-fired combined cycle power generation. Proc. Instn. Mech. Engrs, v. 209, p. 9-17, 1994.

23. SILVEIRA, J.L., HOLANDA, C.E.R. Cogeração com célula de combustível: aspectos técnicos e econômicos. Congresso de Eng. Mecânica Norte-Nordeste. Recife, ABCM ,p. 723-28,1996.

24. SMITH, D.J. Simple cycle units will supply the majority of new capacity. Power Eng., v. 95, n.4, p. 18, 1991a.

25. SMITH, D.J. Fluidized-bed technology probes unit size limits. Power Eng., v.95, n.12, p.18-23, 1991b.

26. SMOCK, R. Pressurized fluid bed demonstration units operate successfully. Power Eng. International, v. 1, n.1 p. 37-40, 1993.

27. TORNEREFELT, J. PFBC heads for Czecholovakia. Mod. Power Syst., v.12, n.11, p.37, 1992.

28. TUZSON, J. Status of steam-injected gas turbines. Journ. Eng. Gas Turb. Power, v.114, n.10, p. 682-686, 1992.

29. WILLIAMS, R.H. Industrial cogeneration. Ann. Rev. Energy, p. 313-356, 1978.

30. ----- Non utility projects. Power Engineering, v. 93, n. 9, p. 29-32, 1989.

unesp

CAPÍTULO 12

MODELO GERAL DE EXPANSÃO EM CENTRAIS DE COGERAÇÃO

12.1- Introdução

A análise de expansão em centrais de cogeração aproveita uma grande diversidade de modelos que vêm sendo apresentados na literatura; desde a década de 1950 se observa um interesse acentuado nos estudos quantitativos do problema de expansão de capacidade. As principais questões tratadas em um problema de decisão relativo à expansão de capacidade envolvem a definição da capacidade (ou porte) das novas unidades, o tempo em que se fará a inserção das mesmas e também sua localização.

Neste capítulo serão apresentados alguns dos modelos empregados para a atividade de expansão, de cunho geral, procurando-se explorar as particularidades que possam contribuir posteriormente para compor um modelo geral a ser proposto para a análise de expansão em centrais de cogeração, centrado na inserção de novas capacidades de geração.

12.2 - Análise de modelos existentes

A expansão de quaisquer unidades consiste na adição, ao longo do tempo, de adições de capacidade, seja pela ampliação das unidades existentes quanto pela aquisição de novas unidades que, em conjunto, devem atender à sempre crescente função de demanda em certos intervalos de tempo, tal como está ilustrado na figura 12.1; sempre que a demanda alcança a capacidade instalada, uma expansão de x unidades de capacidade deve ser providenciada.

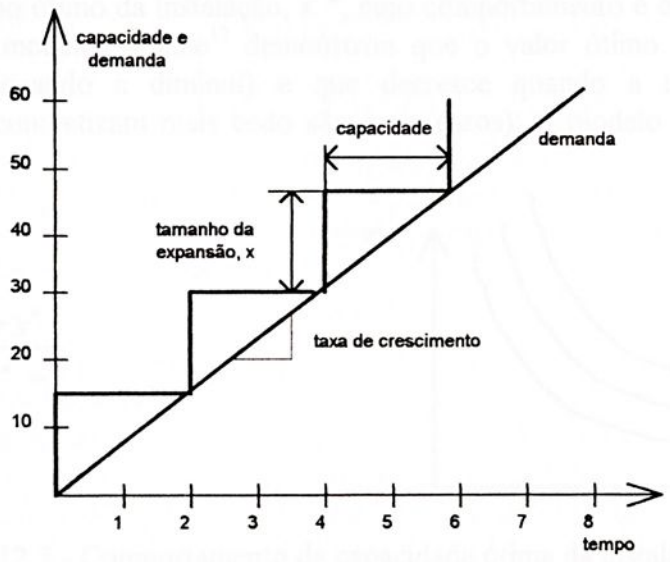


Figura 12.1- O processo de expansão da capacidade

As principais decisões associadas à expansão dizem respeito às seguintes questões:

- alternativas de capacidades possíveis de serem implantadas
- tempos de expansão relativos a cada alternativa
- localização de cada uma das alternativas e/ou tipo de unidade de geração

A pesquisa de rotas alternativas de expansão de capacidade em projetos de geração constitui elemento importante para a atratividade do empreendimento e por isso vem sendo tratado com relativa freqüência na literatura; são apresentados, na seqüência, alguns dos trabalhos publicados que consideram tal questão, assinalando-se a principal contribuição de cada um deles.

Manne, 1961, é uma das referências clássicas da análise de expansão da capacidade.; um modelo probabilístico é apresentado para diferentes aplicações como uma unidade de produção de aço, *pipeline* ou auto-estradas. Uma inevitável comparação com modelos determinísticos é também apresentada. O emprego de probabilidades para representar a taxa de crescimento de uma certa demanda por capacidade não representa, em si, maiores problemas à análise de expansão; uma implicação direta para o seu emprego está no fato de haver uma tendência natural à instalação de unidades de maiores capacidades comparativamente ao que seria ideal caso a demanda estivesse crescendo a taxas permanentes e iguais aos valores esperados dos incrementos probabilísticos.

A função de custo para se instalar o incremento de capacidade x ao longo do tempo seria:

$$C(x) = k\,x^{a},\ k > 0,\ 0 < a < 1$$

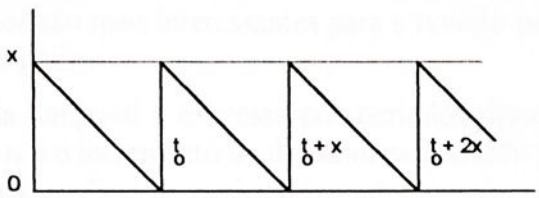


Figura 12.2 - Comportamento da função incremento de capacidade x

Se e^{-rt} representar o valor presente do investimento em t anos no futuro, sendo r (r > 0) a taxa de juros, a função de custo passa então a ser expressa por:

$$C(x) = k\,x^{a} + e^{-rx}\,C(x) \quad \Rightarrow \quad \frac{C(x)}{k} = \frac{x^{a}}{1 - e^{-rx}}$$

Tomando-se o logaritmo da expressão, diferenciando-se para x e igualando-se a expressão a zero obtém-se o tamanho ótimo da instalação, x *, cujo comportamento é expresso na ilustração da figura 12.3; com esse modelo, Manne[12] demonstrou que o valor ótimo x* aumenta quando há economia de escala (quando a diminui) e que decresce quando a taxa de juros aumenta (investimentos que se concretizam mais cedo são mais caros); o modelo probabilístico apresenta similaridades.

$$a = \frac{r\,x^{*}}{e^{rx^{*}} - 1}$$

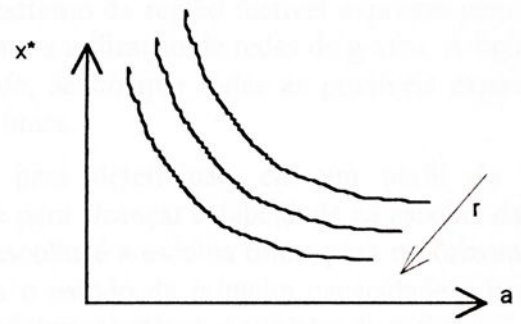


Figura 12.3 - Comportamento da capacidade ótima da instalação, x*

Thomas [14] apresenta a questão da expansão de unidades de geração a partir de um exemplo hipotético, no qual arrola os principais fatores de influência para o problema. A comparação entre alternativas é baseada principalmente na discussão entre os custos de cada alternativa; observa-se nesse artigo a tentativa do autor de apresentar a questão de uma maneira simplificada para o dia-a-dia da indústria, sem entrar no mérito das formulações matemáticas necessárias para o correto tratamento do problema.

Luss [10] apresenta uma revisão dos diferentes modelos existentes, algoritmos de solução e aplicações relevantes, especialmente indústrias de processo, redes de comunicação e serviços de geração elétrica. A questão dos substanciais investimentos necessários em médio e longo prazos de retorno dos mesmos é discutida considerando-se a determinação antecipada do tempo, tamanho, localização e tipo da unidade necessária. O problema básico de expansão da capacidade para esse autor seria, então, determinar o porte das unidades a serem adicionadas e os períodos associados às mesmas de modo a se ter o custo de valor presente de todas as expansões minimizado.

O autor ainda apresenta uma intensa discussão acerca de problemas de expansão de projetos unitários (que consideram apenas a expansão de capacidade) ou múltiplos (envolvendo ainda a localização dos empreendimentos e corresponderiam, por exemplo, aos aproveitamentos hidrelétricos possíveis de serem explorados em um mesmo curso d'água); como os projetos unitários são mais próximos da questão apresentada, relativa à cogeração, serão apresentados os modelos mais pertinentes a estes. Os projetos unitários podem ter sua expansão analisada em horizontes infinitos ou finitos de tempo, sendo que esses últimos são mais interessantes para a revisão proposta, visto que a abordagem se faz em termos de redes de grafos.

Nos problemas de horizonte finito, a escala temporal é expressa por períodos discretos de tempo t= 1, 2, ..., T, sendo T o horizonte finito. Se r_t é o incremento de demanda no período t, x_t é a capacidade expandida e I_t é o excesso de capacidade no final do período t, o objetivo do problema de horizonte infinito de expansão de capacidade é encontrar a política de expansão que minimiza os custos totais amortizados sobre os T períodos, considerando-se que não seja possível admitir falhas no suprimento. Matematicamente,

$$Min \sum_{t=1}^{T} [f_t(x_t) + h_t(I_t)]$$

sujeito a: $I_t = I_{t-1} + x_t - r_t \quad$ para t = 1,2, ...,T

$$I_t \geq 0$$

$$I_0 = I_T = 0$$

sendo que as funções $f_t(.)$ e $h_t(.)$ representam as funções de custo de expansão de capacidade e de ocupação do espaço fisico no período t, respectivamente (os correspondentes fatores de amortização já estariam incluídos nessas funções). Em muitas aplicações, tais funções são côncavas, em cujos casos existe uma solução ótima que é um ponto extremo da região factível expressa pelo conjunto anterior de restrições; Zangwill [16,17] propôs para tanto a utilização de redes de grafos. A figura 12.4 é a representação do problema de expansão em rede, sendo que todas as possíveis expansões são representadas por arcos que emanam de uma fonte única.

Bean e Smith[5] discutem um algoritmo para determinar, em um perfil de demanda determinístico, qual horizonte de tempo é suficiente para alcançar estabilidade na escolha da primeira unidade e, além disso, mostram que essa primeira escolha é a escolha ótima para o horizonte infinito do problema. Uma fórmula explícita analítica para o estudo da primeira capacidade a instalar e o tempo em que deve ocorrer, dentro de certo erro máximo aceitável, é também discutida.

unesp

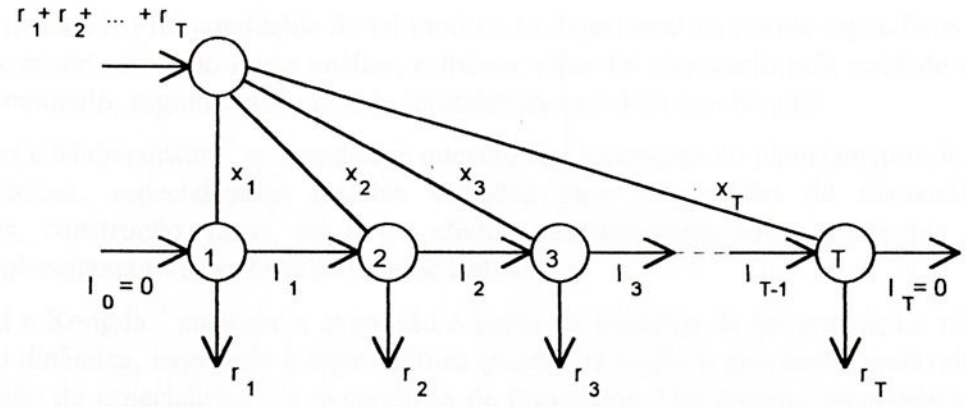


Figura 12.4 - Rede de grafos correspondente à formulação de expansão de Zangwill

Schwarzenback e Wunsch[13] ilustram a questão a partir de um método simplificado que conta com equações de cunho técnico e econômico pelas quais se consegue comparar diferentes tecnologias de geração - no caso, apenas as comercialmente disponíveis; os autores advertem que não existem razões para que a chegada de novas tecnologias impeça os investimentos no presente e que não se deve temer a perda de oportunidade de se obter, no futuro, algo significativamente melhor ao se decidir hoje por unidades do atual estado-da-arte de centrais de geração.

Do elenco de influências relacionadas à geração de energia, os autores alertam para os cuidados com a escolha do sistema de geração, o custo da tecnologia de geração e as projeções de demanda por energia. De preferência, os sistemas de geração devem ser escolhidos dentre aqueles cuja tecnologia esteja plenamente dominada, evitando-se dessa forma potenciais riscos técnicos no futuro; o custo das tecnologias de geração é um fator variável, uma vez que depende do combustível utilizado, das leis e normas ambientais do local de implantação e do tempo de construção da unidade, os quais podem ser difíceis de serem estimados em horizontes de longo prazo. A projeção da demanda, por outro lado, apresenta maior complexidade visto que depende da situação econômica do momento, dos preços dos combustíveis e dos padrões de comportamento dos consumidores; tais fatores podem mudar completa e repentinamente. Os autores recomendam, por isso, que a avaliação seja feita considerando-se as flutuações sobre as curvas diárias e anuais; a tabela 12.1 resume as características de algumas tecnologias.

Tabela 12.1 - Características de diferentes tecnologias de geração

tipo	custo específico[1]	tempo de construção	eficiência	combustível	adequado para atuar	tempo de partida[2]
	SFr/kW	anos	%			horas
hidrelétrica	2500-3500	3-5	~ 80	solar	base / pico	1/10 a 1/4
nuclear (PWR ou BWR)	3000-4000	6-8	30-40	urânio	base	30-50
vapor						
- com dessulfurização	1500-2200	4 (a 6)	37	carvão	meio a base	5-8
- sem dessulfurização	1200-1800	3 (a 5)	40	carvão		5-8
turbina a gás	450-750	1-2	28-32	gás natural	pico	1/4
ciclo combinado	700-1200	2-3	45-52	gás natural	meio a base	1/2 -2 1/2
cogeração						
-vapor com FGR	1600-2300	2-4	70-85	carvão, gás,	base	5-8
-ciclo combinado (cc)	730-1250	2-3	70-85	biomassa	base	1/2 -2 1/2
-cc/gaseificação de carvão	1750-2500	3-4	38.5	carvão	base	70

Fonte: [13]

Notas: /1/ I SF r= 1,3755 US$ em Nova York (15/01/1997) /2/ condição estática até plena carga

A avaliação de diferentes tecnologias (hidrelétrica; nuclear; termelétricas a carvão, com turbinas a gás e ciclo combinado; cogeração a vapor e com ciclo combinado; ciclo combinado com

unesp

gaseificação de carvão) foi conduzida de tal modo a se determinar os custos específicos anuais totais de cada uma; como resultado dessa análise, o menor valor foi alcançado pela unidade de cogeração com ciclo combinado, seguido pela unidade termelétrica em ciclo combinado.

Hobbs e Mahershwari [9] apresentam a questão das incertezas no planejamento da expansão de sistemas elétricos, especialmente aquelas voltadas para a previsão de demandas e custos (*combustíveis, construção, juros, etc.*). *Os efeitos das incertezas sobre diferentes objetivos no* processo de planejamento é também alvo desse trabalho.

David e Rongda [7] analisam a expansão a partir de modelos de programação, notadamente a *programação dinâmica, associada à lógica difusa (fuzzy) de modo a acomodar variáveis qualitativas* como a opinião de especialistas e a experiência de projetistas. Um sistema especialista gerencia as regras estipuladas, tanto as quantitativas quanto as qualitativas.

No exemplo apresentado, comparam-se as alternativas de expansão com base em tecnologia hidrelétrica, nuclear, turbinas a gás e termelétricas a óleo e a carvão; para cada uma das opções encontram-se disponíveis índices relativos à capacidade (MW), custo relativo de investimento (US$/kW) e operacional (US$/kWh), taxa de saída forçada (FOR, em %) e o número de unidades disponíveis. As regras quantitativas são expressas por equações, como por exemplo $1.1\ P_{pico} < P < 1.4\ P_{pico}$; já as regras qualitativas são do tipo "os valores de cada unidade para atendimento das *cargas de base, pico e emergência devem ser maiores do que certos valores dados*", *que podem ser* expressas através de atributos e funções do conjunto *fuzzy*.

A lógica difusa, tal como adaptada pelos autores para aplicação no problema de expansão, está associada a um modelo de programação dinâmica; no algoritmo de programação dinâmica, cada alternativa de geração disponível (as unidades candidatas à expansão) constitui uma dimensão separada do espaço de estados do problema; a cada uma das alternativas é associado um certo número de atributos, que podem ser de ordem estratégica, técnica ou gerencial e cujos julgamentos qualitativos foram estabelecidos anteriormente à sua incorporação ao processo de decisão.

Bean, Higle e Smith[4] consideram o problema de otimização associado ao crescimento *estocástico da demanda por capacidade em horizonte infinito. A proposta de transformação do* problema determinístico em estocástico se faz a partir de um modelo não-linear de movimento Browniano. Matsumoto *et al.*[11] apresentam a questão da expansão do ponto de vista de uma unidade *de cogeração com turbinas a gás para aquecimento/resfriamento distrital a partir da modelagem de* otimização matemática. A capacidade dos equipamentos em cada estágio de expansão é determinada de modo a minimizar o custo anual total considerando por restrição o crescimento gradual das demandas de energia.

Frey *et al.*[8] apresentam um modelo estocástico para avaliar incertezas no desempenho, emissões e custos de processos tecnológicos avançados e que, no momento, se encontram em estágios *iniciais* de desenvolvimento. *O* modelo estocástico permite avaliar o efeito simultâneo de múltiplas incertezas no processo tecnológico e obter-se estimativas mais realistas do desempenho e do custo do processo que só poderiam ser obtidos numa análise determinística pós-implantação.

Bean, Lohmann e Smith [5] analisam a questão da expansão à luz de mudanças tecnológicas ocorridas no horizonte em que o problema se desenvolve e as bases para a substituição de equipamentos nessas condições. Berman, Ganz e Wagner [6] *utilizam a técnica de cenários de* demandas futuras, a partir dos quais o modelo proposto gera uma seqüência recomendada para expansão de capacidade, bem como calcula os resultados econômicos para cada cenário; a seqüência gerada apresenta a capacidade, localização e tempo em que as expansões devem ocorrer de modo a maximizar o benefício esperado da empresa.

Um modelo de otimização que incorpora elementos probabilísticos para considerar incertezas na demanda futura gera uma seqüência de expansões, especificando a capacidade, a localização física e a escalação no tempo em que os empreendimentos devem ser realizados de modo a maximizar o

unesp

lucro esperado da empresa. A incerteza é incluída no modelo a partir da especificação de um conjunto de cenários discretos de demanda; em cada cenário, os valores para a demanda em cada unidade e em cada período de tempo j são especificados na forma de pesos, que correspondem à probabilidade de ocorrência de cada cenário. O objetivo é encontrar um plano de expansão que será implantado antes que as demandas reais sejam conhecidas e de modo que o valor esperado desse plano sobre todos os cenários seja máximo.

A oportunidade de se utilizar elementos desse modelo apontam para uma avaliação pormenorizada do artigo; em termos de formulação matemática, considera-se que exista uma lista de i = 1, ... , I possíveis locais para a implantação de novas unidades e que um horizonte discreto de tempo t = 0, ... , T períodos no qual o tempo t = 0 indica o período presente. As decisões acerca da quantidade de nova capacidade a ser alocada à unidade i no tempo t é denotada por $z_{i,t}$, sendo que esta última variável deve ser expressa nas mesma unidades da variável vendas, $x_{i,t}$.

O modelo determinístico linear formulado para o problema de expansão seria, então:

$$Z = max \sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} p_{i,t} x_{i,t} - \sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} b_{i,t} z_{i,t}$$

sujeito a:

$$x_{i,t} \leq D_{i,t}, \quad \forall i,t$$

$$x_{i,t} \leq q_i + \sum_{\tau=0}^{t} z_{i,\tau}, \quad \forall i,t$$

$$\sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} b_{i,t} z_{i,t} \leq G$$

$$z_{i,t} \geq 0, \quad \forall i,t$$

sendo:

$p_{i,t}$ - lucro operacional resultante dos produtos vendidos na unidade i no período t

$b_{i,t}$ - recursos requeridos para expansão da capacidade pela unidade i no período t

$D_{i,t}$ - demanda por produtos da unidade i no período t

q_i - capacidade inicial disponível na unidade i (no período t=0)

G - quantidade de recursos disponíveis para expansão da capacidade no horizonte finito de planejamento

Quando o problema assume incertezas na demanda, assume-se que essa irá ocorre para cada unidade i e no período de tempo t de acordo com um dos cenários s = 1, ..., S; cada cenário apresenta um peso $\pi_s (\pi_s \geq 0 \forall s, \sum_{s=1}^{S} \pi_s = 1)$ e assim o problema estocástico envolverá variáveis $z_{i,t}$ para expansão da capacidade na unidade i e no tempo t e $x_{i,t,s}$ para as vendas da unidade i no tempo t e sob o cenário s, conforme a formulação que segue; o problema então formulado é estocástico com múltiplos períodos e unidades e ainda conserva as características lineares; contudo, mesmo considerando-se número moderado de cenários, unidades e períodos de tempo, o esforço computacional será proporcionalmente elevado. Os autores propõem, então, um método de solução que apresenta relaxação lagrangeana para remover as restrições de recursos, permitindo dessa forma a decomposição do problema em I subproblemas, um para cada unidade. O algoritmo principal, desenvolvido a partir do problema estocástico original, é resolvido utilizando o método de decomposição de Dantzig-Wolfe.

unesp

$$\overline{Z} = max \sum_{s=1}^{S} \sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} \pi_s p_{i,t} x_{i,t,s} - \sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} b_{i,t} z_{i,t}$$

sujeito a:

$$x_{i,t,s} \leq D_{i,t,s}, \quad \forall i,t,s$$

$$x_{i,t,s} \leq q_i + \sum_{\tau=0}^{t} z_{i,\tau}, \quad \forall i,t,s$$

$$\sum_{i=1}^{I} \sum_{t=0}^{T} b_{i,t} z_{i,t} \leq G$$

$$z_{i,t} \geq 0, \ \forall i,t$$

Verter e Dincer[15] apresentam uma modelagem integrada para otimização simultânea da decisão estratégica quanto à locação da unidade e aos custos de aquisição de capacidade produtiva; isso se explica pelo fato de os custos variarem de acordo com o local onde uma unidade de processo ou geração está sendo locada, notadamente no contexto de globalização por que vêm passando a economia mundial nos últimos tempos.

O modelo linear-inteiro apresentado é apresentado numa primeira versão sem limite da capacidade máxima que pode ser construida em cada unidade i (modelo UFL&CAP, *uncapacited facility location and capacity acquisition problem*), matematicamente expresso por:

$$Min\ Z = \sum_{i \in I} [F_i Y_i + f_i(\sum_{j \in J} X_{i,j}) + \sum_{j \in J} C_{i,j} X_{i,j}]$$

sujeito a:

$$\sum_{i \in I} X_{i,j} = D_{i,j} \qquad j = 1..n$$

$$0 \leq X_{i,j} \leq Y_i D_j \quad i = 1..m, j = 1..n$$

$$Y_i \in \{0,1\} \qquad i = 1..m$$

sendo:

I, J	- conjuntos de localizações alternativas e mercados, respectivamente	
F_i	- custo fixo para implantação da unidade i	
$f_i( )$	- custos total de aquisição de capacidade da unidade i	
$C_{i,j}$	- custo unitário de produção e transporte de produtos da unidade i para o mercado j	
D_j	- demanda do mercado j	
$X_{i,j}$	- quantidade transportada da unidade i para o mercado j	(variável de decisão)
Y_i	- variável booleana (0 se a unidade inexiste, 1 se a unidade existe)	(variável de decisão)

O modelo pode receber um novo conjunto de restrições, que limitem a capacidade de expansão de cada unidade i, então passando a chamar modelo CFL&CAP (*capacited facility location and capacity acquisition problem*); para tanto, deve-se acrescentar ao conjunto de restrições anteriores as equações:

$$\sum_{j \in J} X_{i,j} \leq CAP_i \qquad i = 1..m$$

sendo CAP_i a máxima capacidade que pode ser construída na unidade i. O modelo UFL&CAP comporta a representação em rede de grafos, uma vez que o problema pode ser considerado linear; a figura 12.5 ilustra esse modelo.

unesp

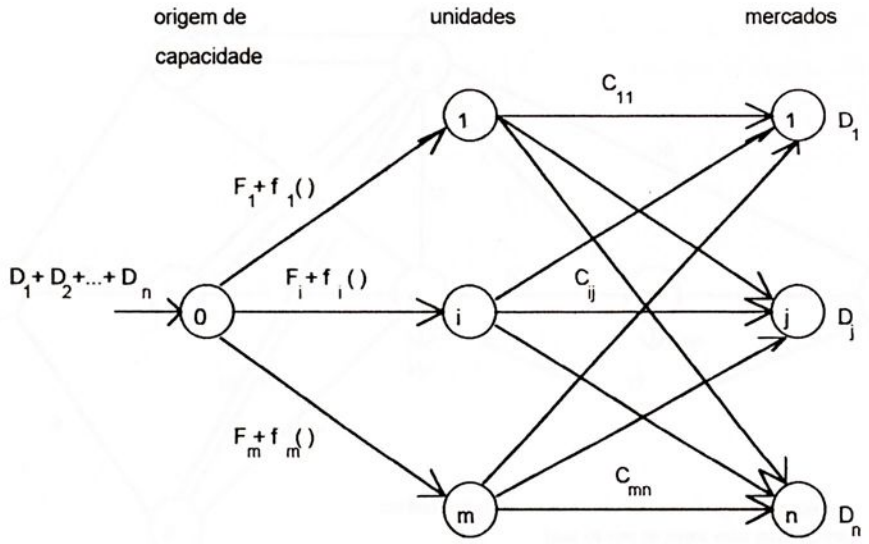


Figura 12.5 - Representação em rede de grafos do modelo UFL&CAP

12.3 - Modelo de expansão para centrais de cogeração

Para a expansão de centrais de cogeração, é proposto um modelo baseado em rede de grafos generalizados, conforme se apresenta na figura 12.6; a tabela 12.2 identifica fisicamente cada uma das alternativas representadas pelos arcos.

De acordo com esse modelo, a expansão de uma central de cogeração pode ser feita considerando-se o emprego de gás natural, óleo combustível ou biomassa (*in natura* ou gaseificada) em conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação e/ou caldeiras de alta e média pressão, possibilitando dessa forma uma boa diversidade de opções correntemente disponíveis ou em fase adiantada de desenvolvimento.

Tabela 12.2 - Representação dos arcos da rede de grafos da figura 12.6

arco	nós (i-j)	Representação
1	0-1	Suprimento de gás natural
2	0-2	Suprimento de óleo combustível (óleo leve nas turbinas a gás)
3	0-3	Suprimento de biomassa (biomassa gaseificada nas turbinas a gás)
4	1-4	Conjunto (turbina a gás - caldeira de recuperação) queimando gás natural
5	1-4	Caldeira de Alta Pressão queimando gás natural
6	1-5	Caldeira de Média Pressão queimando gás natural
7	2-4	Conjunto (turbina a gás - caldeira de recuperação) queimando óleo combustível
8	2-4	Caldeira de Alta Pressão queimando óleo combustível
9	2-5	Caldeira de Média Pressão queimando óleo combustível
10	3-4	Conjunto (turbina a gás-caldeira de recuperação) queimando biomassa gaseificada
11	3-4	Caldeira de Alta Pressão queimando biomassa
12	3-5	Caldeira de Média Pressão queimando biomassa
13	4-5	Turbina a vapor com expansão da Alta Pressão para Média Pressão
14	4-6	Turbina a vapor com expansão da Alta Pressão para Baixa Pressão
15	4-7	Turbina a vapor com expansão da Alta Pressão para Condensação
16	5-6	Turbina a vapor com expansão da Média Pressão para Baixa Pressão
17	5-7	Turbina a vapor com expansão da Média Pressão para Condensação
18	6-7	Turbina a vapor com expansão da Baixa Pressão para Condensação

unesp

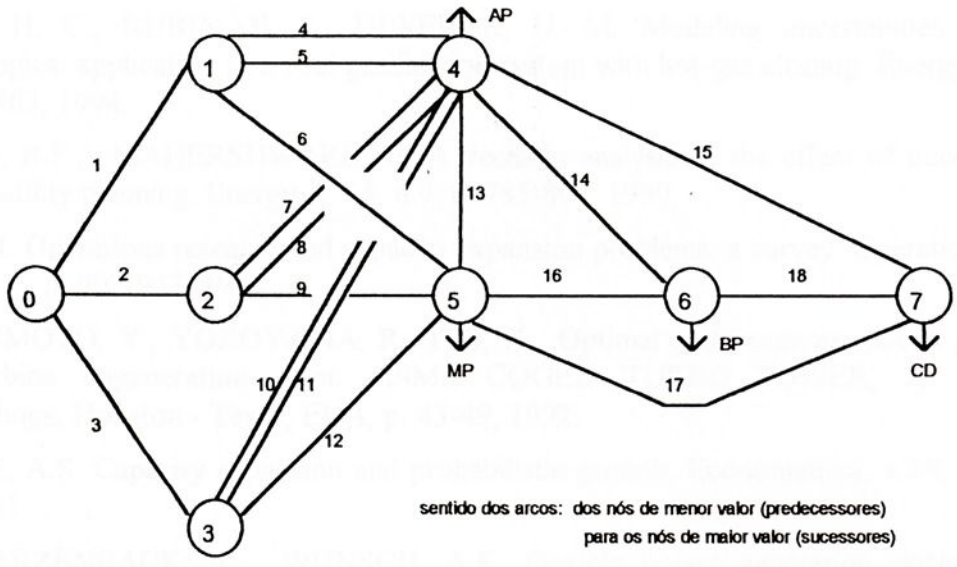


Figura 12.6 - Rede de grafos proposta para expansão de centrais de cogeração

Um modelo de otimização pode ser, então, formulado para a solução do problema de averiguar rotas alternativas para a expansão de centrais de cogeração; o modelo, tal como aquele proposto por Berman, Ganz e Wagner [6] incorpora elementos probabilísticos na medida em que se definem os diferentes cenários possíveis, os quais são analisados simultaneamente à luz de uma classe de modelos para pesquisa das soluções amplamente respaldado pela literatura, como se observou em capítulos anteriores, com programação linear ou seu equivalente em rede de grafos.

A unicidade de função objetivo, baseada exclusivamente na maximização do benefício líquido (isto é, maximização das receitas e minimização de despesas com investimento e custos operacionais), se deve ao fato de a expansão atuar com valores prospectivos em uma escala temporal de médio ou longo prazos, os quais nem sempre validam a incorporação de outros objetivos; análises que contam com variáveis ambientais têm sido propostas para esses casos mas constituem exceção[1].

Referências

1. AMAGAI, H., LEUNG, P.. The trade-off between economic and environmental objectives in Japan´s power sectors. The Energy Journal, vol. 12, no. 3, pp. 95-100,1991.
2. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, Univ. Estadual de Campinas - Unicamp. Tese (Doutorado), 1994.
3. BEAN, J.C., SMITH, R.L. Optimal capacity expansion over an infinite horizon. Management Science, v. 31, n.12, p. 1523-1532, 1985.
4. BEAN, J.C., HIGLE, J.L., SMITH, R.L. Capacity expansion under stochastic demands. Operations Research, v. 40, Supp., n.2, p. S210-S216, 1992.
5. BEAN, J.C., LOHMANN, J.R., SMITH, R.L. Equipment replacement under technological change. Naval Research Logistics, v. 41, p. 117-128, 1994.
6. BERMAN, O., GANZ, Z., WAGNER, J.M. A stochastic optimization model for planning capacity expansion in a service industry under uncertain demand. Naval Research Logistic, v. 41, p. 545-564, 1994.
7. DAVID, A.K., RONGDA, Z. An expert system with fuzzy sets for optimal planning. IEEE Trans. on Power Systems, v. 6, n.1, p. 59-65, 1991.

unesp

8. FREY, H. C., RUBIN, E. S., DIWEKAR, U. M. Modeling uncertainties in advanced technologies: application to a coal gasification system with hot-gas cleanup. Energy, v. 19, n. 4, p. 449-463, 1994.

9. HOBBS, B.F., MAHERSHWARI, P. A decision analysis of the effect of uncertainty upon electric utility planning. Energy, v. 15, n.9, p. 785-801, 1990.

10. LUSS, H. Operations research and capacity expansion problems: a survey. Operations Research, v. 30, n. 6, p. 907-947, 1982.

11. MATSUMOTO, Y., YOKOYAMA, R., ITO, K. Optimal multistage expansion planning of a gas turbine cogeneration plant. ASME COGEN TURBO POWER, 7, ASME/IGTI, Proceedings, Houston - Texas, EUA, p. 43-49, 1992.

12. MANNE, A.S. Capacity expansion and probabilistic growth. Econometrica, v.29, n. 4, p. 632-649,1961.

13. SCHWARZENBACK, A., WUNSCH, A.K. Flexible power generation systems and their planning. ABB Review, n. 6, p. 19-26, 1989.

14. THOMAS, W.B. Guide to utility expansion alternates. Hydrocarbon Processing, v. 60, n.8, p. 69-72, 1981.

15. VERTER, V., DINCER, M.C. Facility location and capacity acquisition: an integrated approach. Naval Research Logistics, v. 42, p. 1141-1160, 1995.

16. ZANGWILL, W.I. Minimum concave cost flows in certain networks. Managment Science, v. 14, p. 429-450, 1968.

17. ZANGWILL, W.I. A backloggin model and a multi-echelon model of a dynamic economic lot size production system - a network approach. Managment Science, v. 15, p. 506-527, 1969.



CAPÍTULO 13

AVALIAÇÃO DAS ROTAS ALTERNATIVAS PARA O PLANEJAMENTO *DA EXPANSÃO DE UMA CENTRAL DE COGERAÇÃO*

13.1- Introdução

Com o passar do tempo, é natural esperar-se que uma empresa, independentemente do setor a que pertença, pretenda expandir suas atividades com conseqüente necessidade de um planejamento adequado que contemple as múltiplas vertentes do mercado em que atua: preços, *marketing*, novos mercados, novos produtos, etc. Em outro extremo, o planejamento para o suprimento das utilidades energéticas da empresa também requer elementos que permitam decidir pelas melhores estratégias de sua produção.

Nesse estudo de caso são apresentadas as condições pelas quais se entende deva ser desenvolvida a avaliação de rotas alternativas para a expansão de um projeto de central de cogeração já executado; são fornecidos elementos referentes aos custos e eficiências de equipamentos que poderiam ser considerados na escolha, bem como traduzidos em um modelo de otimização de modo a proceder a escolha da rota de maior benefício líquido em diferentes cenários.

13.2- Caracterização da unidade de processo

Uma unidade de processo é caracterizada pelos valores constantes da tabela 13.1, na qual são apresentadas as demandas elétrica e térmicas (nos níveis de alta, média e baixa pressão, bem como no nível de condensação); como tais valores devem servir de subsídio à análise de expansão da central de cogeração, entende-se que devam ser gerados, na realidade, com base em um tratamento dos valores disponíveis no histórico da empresa, de acordo com cenários representativos de previsões futuras, conforme já explanado em capítulos precedentes.

Os dois intervalos de tempo considerados representam períodos de três anos, resultando num total de seis anos à frente de previsão; para cada intervalo de tempo, consideram-se dois possíveis cenários, aqui traduzidos como "cenário inferior" e "cenário superior", de modo a caracterizar condições mais restritas ou fartas na disponibilidade energética, bem como na capacidade de transformação da energia e na estrutura de preços praticada ao longo de alguns anos; a partir desse quadro, o analista deve procurar, com base em elementos do mercado, na estratégia de expansão da empresa, dos produtos da empresa - sempre considerando, inclusive, informações dos setores responsáveis pelo planejamento geral da empresa - ponderar as situações futuras possíveis nas quais as condições operacionais possam ser mais ou menos positivas para a empresa.

unesp

Tabela 13.1 - Valores de demanda energética em diferentes cenários

intervalos de tempo	cenário inferior	cenário superior
1	vazão AP = 0 vazão MP = 120.10^6 kg/ano vazão BP = 10.10^6 kg/ano vazão CD = 500.10^6 kg/ano dem. elétrica = 25 MW	vazão AP = 15.10^6 kg/ano vazão MP = 140.10^6 kg/ano vazão BP = 15.10^6 kg/ano vazão CD = 500.10^6 kg/ano dem. elétrica = 35 MW
2	vazão AP = 12.10^6 kg/ano vazão MP = 160.10^6 kg/ano vazão BP = 12.10^6 kg/ano vazão CD = 500.10^6 kg/ano dem. elétrica = 30 MW	vazão AP = 20.10^6 kg/ano vazão MP = 200.10^6 kg/ano vazão BP = 20.10^6 kg/ano vazão CD = 500.10^6 kg/ano dem. elétrica = 40 MW

Nota: AP- alta pressão / MP- média pressão / BP- baixa pressão / CD- condensação

Admitiu-se que a unidade de processo já conta, na área de utilidades, com alguns componentes que podem ser aproveitados na expansão da central de cogeração; a central preexistente conta com turbina a vapor de condensação e expansão para os níveis de baixa e média pressões; os limites impostos para a condensação decorrem da capacidade instalada do sistema pré-existente.

13.3- Modelagem para obtenção de rotas alternativas de expansão

A configuração geral proposta para o presente estudo de caso consta de três alternativas para as fontes combustíveis que poderão providenciar energia útil ao sistema de cogeração: gás natural, óleo combustível e biomassa compõem o elenco de possibilidades; no caso dessa última, está previsto seu aproveitamento tanto *in natura* quanto transformada a partir do emprego de sistemas de gaseificação.

Desse modo, constam das unidades geradoras conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação com queima de gás natural e de biomassa gaseificada; caldeiras convencionais podem estar associadas à combustão de óleo combustível unidades de alta e média pressão; finalmente, há também a possibilidade de se queimar biomassa *in natura* em caldeiras convencionais de média pressão. A tabela 13.2 e a figura 13.1 identificam e ilustram a rede de grafos correspondente ao conjunto de equipamentos, conforme apresentado.

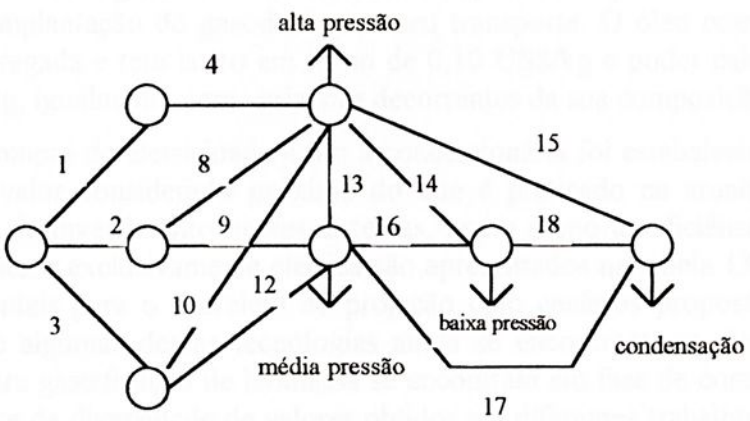


Figura 13.1- Representação esquemática da configuração geral para expansão

Tabela 13.2- Representação dos arcos da rede de grafos da figura 13.1

arco	Representação
1	Suprimento de gás natural
2	Suprimento de óleo combustível
3	Suprimento de biomassa *in natura* (biomassa gaseificada nas turbinas a gás)
4	Conjunto turbina a gás/caldeira de recuperação queimando gás natural
8	Caldeira de Alta Pressão queimando óleo combustível
9	Caldeira de Média Pressão queimando óleo combustível
10	Conjunto turbina a gás/caldeira de recuperação queimando biomassa gaseificada
12	Caldeira de Média Pressão queimando biomassa *in natura*
13	Turbina a vapor de alta para média pressão
14	Turbina a vapor de alta para baixa pressão
15	Turbina a vapor de alta para condensação
16	Turbina a vapor de média para baixa pressão
17	Turbina a vapor de média para condensação
18	Turbina a vapor de baixa para condensação

Um levantamento a partir da literatura [1,2,4,5] sinalizou para alguns valores que vêm sendo praticados no campo da gaseificação de biomassa, garantindo dessa forma coeficientes significativos para a análise desenvolvida com o modelo de expansão baseado em programação linear; de acordo com esses autores, a massa específica do gás resultante do processo de gaseificação tem massa específica em torno de 0,25 kg/Nm^3, poder calorífico inferior médio de cerca de 24.000 kJ/kg (cerca de 5.700 kcal/kg) nos sistemas com grelha aberta (os valores para sistemas com grelha fechada podem ser ligeiramente inferiores) e uma produtividade de cerca de 1,50 $Nm^3_{gás}/kg_{biomassa}$. Com esses resultados, é possível inferir-se uma produtividade em massa de cerca de 0,37 $kg_{gás}/kg_{biomassa}$.

Em termos econômicos, a biomassa *in natura* no Brasil, com preço projetado para o ano 2000, baseado no dólar de 1994, apresenta por valor 0,045 US$/kg para uma produção de 35.10^6 toneladas/ano; a biomassa gaseificada, por sua vez, apresenta um valor superior, de cerca de 0,075 US$/kg a 0,090 US$/kg, uma vez que agrega todos os custos operacionais de transformação do produto.

O gás natural conta com massa específica de cerca de0,65 kg/Nm^3 e um poder calorífico inferior entre 54.000 e 62.000 kJ/kg, dependendo de sua origem e do teor de metano e demais componente[2]; seu preço tem sido praticado no Brasil, na tarifa especial para cogeração, com valores em torno de 0,18 US$/kg. Há sinais de que tal valor possa até ser ligeiramente aumentado a partir da disponibilidade do gás natural vindo da Bolívia, uma vez que deverão ser agregados os custos referentes à implantação do gasoduto para seu transporte. O óleo combustível é a fonte energética mais empregada e tem custo em torno de 0,10 US$/kg e poder calorífico inferior em torno de 40.000 kJ/kg, igualmente com variações decorrentes da sua composição.

A tarifa de compra de eletricidade junto à concessionária foi estabelecida como sendo de 67 US$/MWh, um valor considerado próximo do que é praticado na atualidade no mercado brasileiro; os custos de investimento nesses sistemas, assim como as eficiências para produção exclusivamente térmica e exclusivamente elétrica são apresentados na tabela 13.3 e servem como parâmetros fundamentais para o exercício de projeção com cenários proposta no item que se segue; uma vez que algumas dessas tecnologias ainda se encontram em desenvolvimento (as primeira unidades para gaseificação de biomassa se encontram em fase de comissionamento e/ou construção) e em face da diversidade de valores obtidos em diferentes trabalhos, o procedimento a ser adotado na análise do item que se segue consistirá em estabelecer cenários tais que sinalizem condutas desejáveis para o desenvolvimento dessas tecnologias, sempre visando seu aproveitamento em cogeração, bem como identificar as condições a partir das quais haja interesse em sua incorporação a um projeto de central de cogeração.

cm 1 2 3 4 5 6 7 unesp 11 12 13 14 15 16 17 18

Tabela 13.3- Aspectos técnicos e econômicos de algumas tecnologias de cogeração

tecnologia	custo investimento US$/kW[1]	eficiência elétrica %	eficiência térmica %
a vapor combustível: óleo	1622,00	0,30	0,58
a vapor combustível: biomassa	2025,00	0,30	0,56
ciclo combinado combustível.: gás natural	987,00	0,43	0,43
ciclo combinado comb.: biom. gaseificada	2154,00	0,43	0,43

Nota: (1) referente à produção elétrica
Fonte: [4]

Um modelo de programação linear é formulado para a solução do problema de expansão, nos moldes previstos no Capítulo 9; dois cenários (inferior e superior) em dois períodos de tempo (cada um com três anos) são considerados nessa análise, a despeito de um maior número em ambos poder significar resultados mais consistentes. A razão para o emprego de tais quantidades diz respeito à capacidade do código computacional disponível e aquela necessária para sua consecução; o simples aumento de um intervalo de tempo pode inviabilizar o emprego do *software* utilizado, o LINDO 5.0[7].

A formulação básica, cujos coeficientes devem ser alterados de acordo com os cenários apresentados no item que se segue, pode ser matematicamente expresso por:

$$Max \sum_G p_e x_{gts} - \sum_F p_f x_{fts} - \sum_N \frac{CI}{FRC} + \delta F$$

sujeito a:

$$\sum_I x_{its} - \sum_J w_{jts} x_{jts} = 0 \quad para\ Demanda = 0$$

$$\sum_I x_{its} - \sum_J w_j x_{jts} = cte. \quad para\ Demanda \neq 0$$

$$\sum_J a_j x_{jts} \geq G_{jts}$$

$$\delta \underline{x}_{kts} \leq x_{kts} \leq \delta \bar{x}_k$$

$$\delta \in [0,1]$$

As duas primeiras equações de restrição se baseiam na conservação de massa em cada nó da malha apresentada na figura 13.1, sendo que o segundo membro (rhs, *right hand side*) é nulo naqueles nós que não apresentam demanda de vapor e têm o valor correspondente à demanda naqueles que contam com demanda; a terceira equação de restrição é de cunho energético e pondera que todos os arcos que representam componentes que têm capacidade de produção de eletricidade (arcos 4, 10, 13 a 18) devem ser projetados para produzir valores iguais (autosuficiência) ou superiores (cogeração com venda de excedentes) à necessidade elétrica da unidade de processo. Finalmente, as duas últimas restrições dizem respeito ao caráter linear-inteiro do modelo, uma vez que as máquinas térmicas apresentam uma curva operacional, não devendo ser conectadas ao sistema gerador a menos de a carga se encontrar dentro dos limites inferior e superior para a qual foram projetadas; a variável δ é booleana e permite ao modelo forçar a incorporação do equipamento à configuração apenas quando se enquadre na faixa operacional especificada. Esse mesmo conceito é empregado para a determinação dos custos dos componentes.

unesp

13.4- Cenários propostos e resultados

Com base no exposto, foram propostas cinco situações distintas, as quais foram formuladas visando analisar questões de interesse para fundamentar a análise de expansão em uma central de cogeração. Para a primeiro caso analisado, admitiu-se que os valores praticados ou previstos para a prática do mercado, em disputa aberta, contariam com os seguintes índices:

eficiência de conversão ($kg_{vapor}/kg_{combustível}$):

- caldeira alta pressão - óleo : 13,0 :1
- caldeira média pressão - óleo : 13,0:1
- caldeira média pressão - biomassa : 2,5 :1
- turbina a gás - gás natural : 8,0:1
- turbina a gás - biomassa gaseificada: 3,0:1

preço dos combustíveis (dois cenários, cada um com dois intervalos de tempo)

- gás natural : s1= (0,18/0,19) e s2=(0,19/0,20)
- óleo (CAP) : s1= (0,10/0,12) e s2=(0,12/0,15)
- óleo (CMP) : s1= (0,08/0,10) e s2=(0,10/0,12)
- biom. *in natura* : s1= (0,030/0,032) e s2=(0,032/0,035)
- biom. gaseificada: s1= (0,075/0,080) e s2=(0,080/0,085)

Nota: CAP - caldeira de alta pressão
CMP - caldeira de média pressão

Com base nesses índices e na simulação empregando o código computacional LINDO 5.0, obtém-se os resultados apresentados na tabela 13.4, cuja representação em rede de grafos é apresentado na figura 13.2.

Tabela 13.4 - Resultados alcançados no Caso 1- vazões em 10^6 kg/ano

	arcos da rede de grafos (i)				
its	2	8	9	14	15
i11	48,46	39,23	9,23	10,00	500,00
i21	51,54	40,77	10,77	15,00	500,00
i12	52,61	40,31	12,31	12,00	500,00
i22	56,92	41,54	15,38	20,00	500,00

Nota: no termo x_{its} i representa o arco, t representa o período de tempo, s representa o cenário

A partir desses resultados, pode-se inferir que a solução obtida é robusta, isto é, consiste em uma solução que se mantém inalterada nos diversos cenários e condições temporais, com variações unicamente na quantidade requerida para o atendimento das necessidades impostas (essa qualidade de solução é sempre desejável de ser obtida em problemas de expansão pela segurança que oferece ao analista no que diz respeito à decisão acerca das rotas a serem adotadas na situação em estudo).

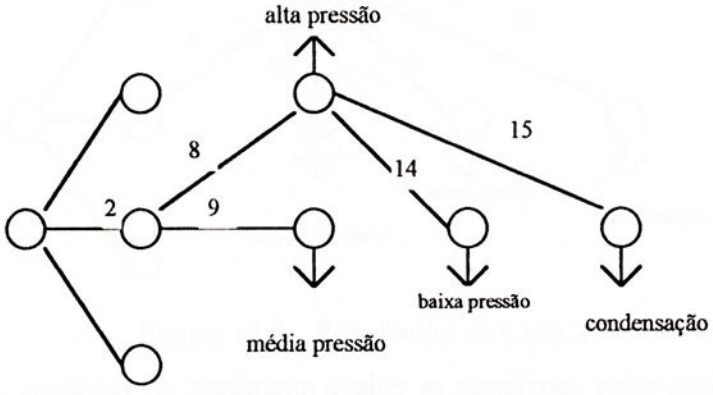


Figura 13.2 - Resultados do Caso 1

Com esses resultados, verifica-se uma disponibilidade de geração elétrica de 50,15/50,22 MW no primeiro cenário e de 50,18/50,30 MW no segundo cenário, garantindo em quaisquer casos margem de excedentes que vai de 25,18 MW a 10,30 MW nos casos extremos.

Para o Caso 2, consideram-se as mesmas condições do Caso 1 a menos da variação de custos no óleo combustível , conforme se verifica nos valores apresentados abaixo:

eficiência de conversão ($kg_{vapor}/kg_{combustível}$):

- caldeira alta pressão - óleo : 13,0 :1
- caldeira média pressão - óleo : 13,0:1
- caldeira média pressão - biomassa : 2,5 :1
- turbina a gás - gás natural : 8,0:1
- turbina a gás - biomassa gaseificada: 3,0:1

preço dos combustíveis (dois cenários, cada um com dois intervalos de tempo)

- gás natural : s1= (0,18/0,19) e s2=(0,19/0,20)
- óleo (CAP) : s1= (0,10/0,12) e s2=(0,12/0,15)
- óleo (CMP) : s1= (0,10/0,12) e s2=(0,12/0,15)
- biom. *in natura* : s1= (0,030/0,032) e s2=(0,032/0,035)
- biom. gaseificada: s1= (0,075/0,080) e s2=(0,080/0,085)

Nota: CAP - caldeira de alta pressão
CMP - caldeira de média pressão

Nessa nova situação, o Caso 2 apresenta a exclusão das caldeiras de média pressão, decorrendo disso a necessidade de incorporar a turbina a vapor referente ao arco 13 de modo a garantir o suprimento de vapor a todas as fontes consumidoras; a tabela 13.5 e a figura 13.3 ilustram os resultados alcançados. Da mesma forma que no caso anterior, a solução obtida é robusta, valendo as mesma observações tecidas para o Caso1; nesse caso, a adoção de mais uma turbina a vapor aumenta significativamente a produção elétrica, que se eleva para 103,00/106,50 MW no cenário inferior e 107,80/112,88 MW no cenário superior, com excedentes elevados.

Tabela 13.5 - Resultados alcançados no Caso 2- vazões em 10^6 kg/ano

	arcos da rede de grafos (i)				
its	2	8	13	14	15
i11	48,46	48,46	120,00	10,00	500,00
i21	51,54	51,54	140,00	15,00	500,00
i12	52,61	52,62	160,00	12,00	500,00
i22	56,92	56,92	200,00	20,00	500,00

Nota: no termo x_{its} i representa o arco, t representa o período de tempo, s representa o cenário

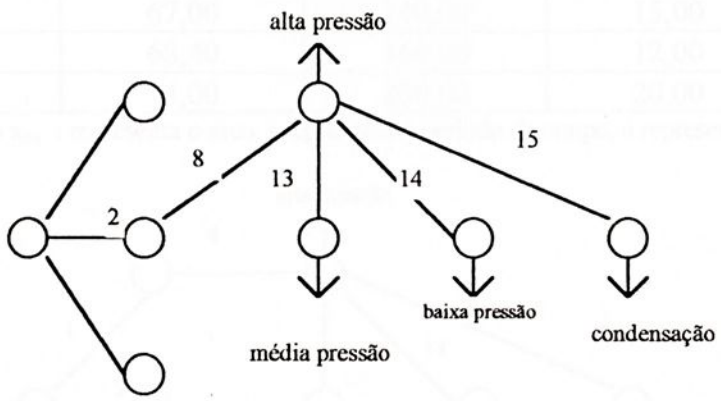


Figura 13.3 - Resultados do Caso 2

Para o Caso 3, considera-se pertinente avaliar as condições pelas quais o gás natural - e como conseqüência direta os conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação representados pelo arco 4 - pode ser recomendado; para tanto, foram testadas algumas condições de eficiência de

conversão de energia e custo dos combustíveis, sendo que os resultados que confluíram para a concretização dessa hipótese são os que seguem:

eficiência de conversão ($kg_{vapor}/kg_{combustível}$):

- caldeira alta pressão - óleo : 13,0 :1
- caldeira média pressão - óleo : 13,0:1
- caldeira média pressão - biomassa : 2,5 :1
- turbina a gás - gás natural : 10,0:1
- turbina a gás - biomassa gaseificada: 3,0:1

preço dos combustíveis (dois cenários, cada um com dois intervalos de tempo)

- gás natural : s1= (0,09/0,10) e s2=(0,10/0,11)
- óleo (CAP) : s1= (0,13/0,15) e s2=(0,15/0,16)
- óleo (CMP) : s1= (0,13/0,15) e s2=(0,15/0,16)
- biom. *in natura* : s1= (0,030/0,032) e s2=(0,032/0,035)
- biom. gaseificada: s1= (0,075/0,080) e s2=(0,080/0,085)

Nota: CAP - caldeira de alta pressão
CMP - caldeira de média pressão

A melhoria tecnológica referendada pelo aumento de 8:1 para 10:1 na eficiência de conversão de energia, a qual poderia ser obtida por meio de melhorias tecnológicas conquistadas pelos fabricantes, por si não favorece a entrada dos conjuntos turbina a gás/caldeira de recuperação, tampouco com o aumento da eficiência elétrica dos mesmos (impôs-se um aumento de 43% para 48% sem resultados); isso seria desejável mas não suficiente para que a competição entre as fontes combustíveis favorecesse o consumo de gás natural na análise de expansão.

A partir de uma política de preços, contudo, que sinalize para uma inversão na relação de custos dos combustíveis deve favorecer o gás natural (atente-se para o fato de que a análise de expansão não contempla aspectos ambientais, atendo-se exclusivamente ao custo, eficiência e disponibilidade das fontes combustíveis), vislumbra-se sua entrada como solução robusta (tabela 13.6), a qual implica na disponibilidade do produto na quantidade demandada pelo mercado e a disposição dos órgãos reguladores de sinalizar positivamente para essa tendência; questões como o posterior aproveitamento em outros setores de atividade da fonte combustível deslocada devem fazer parte do contexto dessa análise setorial. O nível de geração ficou em 51,29/51,56 MW no cenário inferior e 51,70/52,20 MW no superior, com excedentes.

Tabela 13.6 - Resultados alcançados no Caso 3- vazões em 10^6 kg/ano

	arcos da rede de grafos (i)				
its	2	8	13	14	15
i11	63,00	63,00	120,00	10,00	500,00
i21	67,00	67,00	140,00	15,00	500,00
i12	68,40	68,40	160,00	12,00	500,00
i22	74,00	74,00	200,00	20,00	500,00

Nota: no termo x_{its} i representa o arco, t representa o período de tempo, s representa o cenário

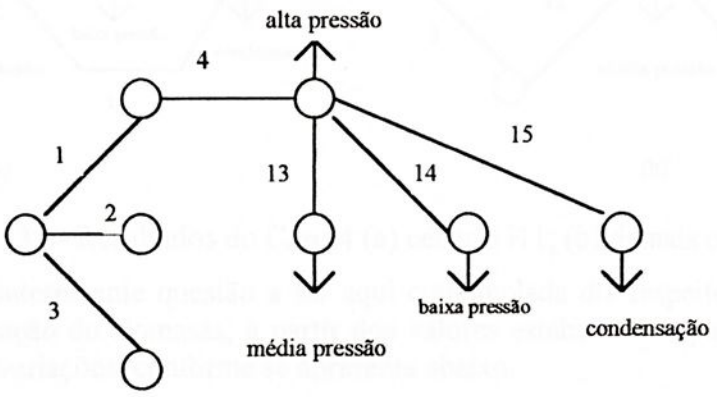


Figura 13.4 - Resultados do Caso 3

Na análise do quarto caso, procurou-se analisar as condições para as quais a biomassa poderia se tornar competitiva em relação às demais tecnologias em consideração; para isso, foram estabelecidas as seguintes considerações:

eficiência de conversão ($kg_{vapor}/kg_{combustível}$):

- caldeira alta pressão - óleo : 13,0 :1
- caldeira média pressão - óleo : 13,0:1
- caldeira média pressão - biomassa : 4,0 :1
- turbina a gás - gás natural : 8,0:1
- turbina a gás - biomassa gaseificada: 3,0:1

preço dos combustíveis (dois cenários, cada um com dois intervalos de tempo)

- gás natural : s1= (0,09/0,10) e s2=(0,10/0,11)
- óleo (CAP) : s1= (0,13/0,15) e s2=(0,15/0,16)
- óleo (CMP) : s1= (0,13/0,15) e s2=(0,15/0,16)
- biom. *in natura* : s1= (0,028/0,032) e s2=(0,032/0,035)
- biom. gaseificada: s1= (0,075/0,080) e s2=(0,080/0,085)

Nota: CAP - caldeira de alta pressão
CMP - caldeira de média pressão

Pela análise desses valores, observa-se que foram consideradas melhorias tecnológicas (a eficiência de conversão na caldeira de média pressão com queima de biomassa passou de 2,5:1 para 4,0:1, o que é possível com a atual tecnologia para algumas biomassas específicas, como a casca de coco por exemplo) e a redução do custo da biomassa *in natura* no primeiro intervalo de tempo do cenário 1; com isso, gerou-se uma solução não-robusta, visto que esse primeiro intervalo de tempo no cenário inferior produziu uma solução diversa das demais (tabela 13.7); a figura 13.5 ilustra as configurações obtidas no cenário i11 e nos demais cenários.

Tabela 13.7 - Resultados alcançados no Caso 4- vazões em 10^6 kg/ano

	arcos da rede de grafos (i)								
its	2	3	8	12	14	15	16	17	18
i11	21,92	86,25	21,92	86,25	10,00	275,00		225,00	
i21	5,00	151,25	5,00	151,25		50,00	240,00	225,00	225,00
i12	4,77	155,50	4,77	155,50		50,00	240,00	225,00	225,00
i22	5,38	167,50	5,38	167,50		50,00	240,00	225,00	225,00

Nota: no termo x_{its} i representa o arco, t representa o período de tempo, s representa o cenário

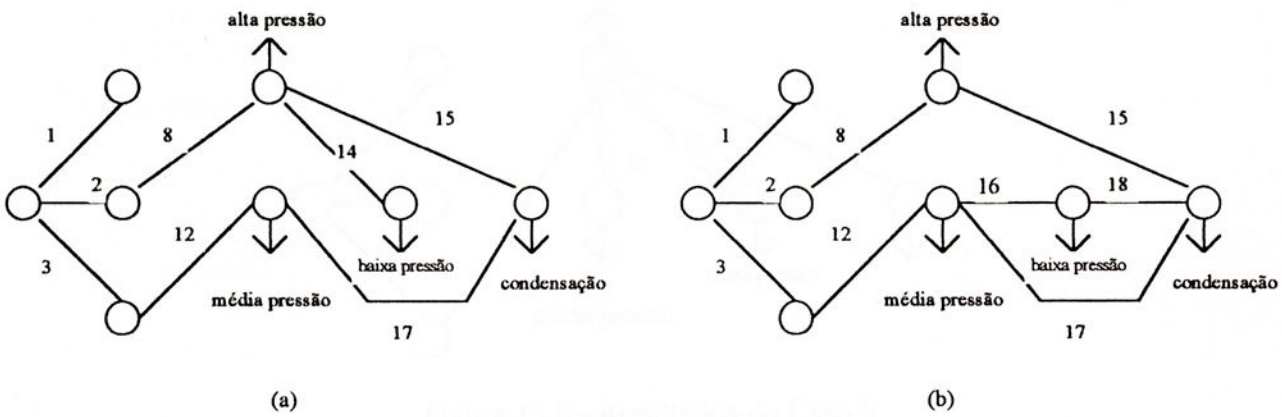


Figura 13.5- Resultados do Caso 4 (a) cenário i11; (b) demais cenários

Uma última e interessante questão a ser aqui contemplada diz respeito às oportunidades do sistema de gaseificação de biomassa; a partir dos valores estabelecidos para o Caso 1 foram consideradas algumas variações, conforme se apresenta abaixo:

eficiência de conversão ($kg_{vapor}/kg_{combustível}$):	• caldeira alta pressão - óleo : 13,0 :1 • caldeira média pressão - óleo : 13,0:1 • caldeira média pressão - biomassa : 2,5 :1 • turbina a gás - gás natural : 8,0:1 • turbina a gás - biomassa gaseificada: 3,0:1
preço dos combustíveis (dois cenários, cada um com dois intervalos de tempo)	• gás natural : s1= (0,18/0,19) e s2=(0,19/0,20) • óleo (CAP) : s1= (0,10/0,12) e s2=(0,12/0,15) • óleo (CMP) : s1= (0,08/0,10) e s2=(0,10/0,12) • biom. *in natura* : s1= (0,030/0,032) e s2=(0,032/0,035) • biom. gaseificada: s1= (0,075/0,080) e s2=(0,080/0,085)

Nota: CAP - caldeira de alta pressão
CMP - caldeira de média pressão

Nesse Caso5, o custo de investimento do conjunto turbina a gás/caldeira de recuperação associado ao sistema de gaseificação de biomassa, originalmente avaliado como sendo duas vezes superior ao do similar com turbinas a gás (confira na tabela 13.2), teve sua relação reduzida para cerca de 1,5 vezes, assim com o custo do combustível produzido nesse sistema apresentou reduções decorrentes da difusão da tecnologia e do deslocamento dessa fonte combustível na escala de custos diferenciais; além disso, do ponto de vista tecnológico considerou-se que a eficiência de conversão se elevou de 3:1 para 5:1 em face de novos desenvolvimentos como o emprego de catalisadores, projeto conceitual do gaseificador, escolha da biomassa e suas condições ao entrar no gaseificador, etc. A solução obtida é robusta, conforme se pode observar na tabela 13.8, cujos resultados estão esquematicamente ilustrados na figura 13.6.

Tabela 13.8 - Resultados alcançados no Caso 5- vazões em 10^6 kg/ano

	arcos da rede de grafos (i)				
its	3	10	13	14	15
i11	126,00	126,00	120,00	10,00	500,00
i21	134,00	134,00	140,00	15,00	500,00
i12	136,80	136,80	160,00	12,00	500,00
i22	148,00	148,00	200,00	20,00	500,00

Nota: no termo x_{its} i representa o arco, t representa o período de tempo, s representa o cenário

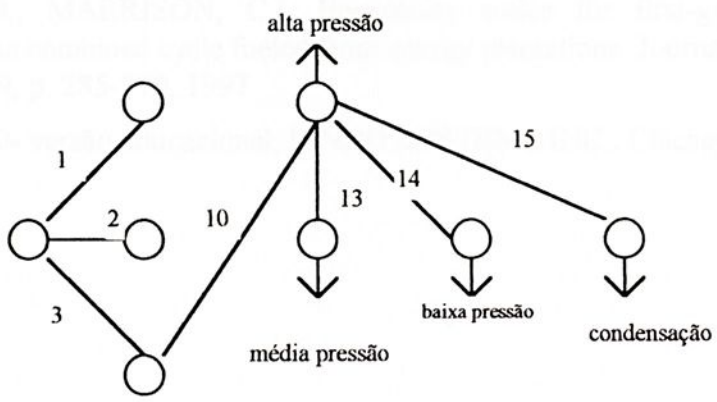


Figura 13.6 - Resultados do Caso 5

13.5- Conclusões

Com base na cenarização aqui desenvolvida a partir de um modelo de otimização baseado em programação linear-inteira e tendo por objetivo a função benefício líquido como única regra de orientação para a pesquisa de rotas alternativas ótimas da análise de expansão, é possível verificar que os aprimoramentos tecnológicos, assim como reduções no custo operacional,

associados ou não a reduções no custo de investimento, podem representar a diferença entre a viabilidade técnica e econômica de uma certa tecnologia ou sua supressão no âmbito da análise de uma central de cogeração.

Cabe sinalizar que muitos dos preços e fatores de eficiência de conversão podem ocultar, num certo momento, resultados que em outra unidade de tempo podem se tornar realidade; tais fatos validam a metodologia que sinaliza para a necessidade de se utilizar o recurso da construção de cenários para a avaliação de certas hipóteses, por garantir uma grande flexibilidade na pesquisa de índices que devem ser alcançados para o aproveitamento de tais tecnologias. O constante acompanhamento das inovações que estão surgindo, associado a uma análise crítica da pertinência do aproveitamento das mesmas em centrais de cogeração, irá permitir que o projeto originalmente desenvolvido com a tecnologia disponível no momento de sua realização apresente pontos de tangência (laços) com os quais seja possível inserir, num processo de continuidade, as novas tecnologias, garantindo assim que o projeto seja desenvolvido segundo os conceitos de modularidade, atendendo às necessidades de expansão à medida em que as curvas de demanda assim o obriguem.

Referências

1. CONSONNI, S., LARSSON, E.D. Biomass-gasifier/aeroderivative gas turbine combined cycle - Part B- performance calculations and economic assessment. Journal Eng. Gas Turbine and Power, v. 118, p. 516-525, 1996.
2. COSTA, M.H.A. Análise da viabilidade de sistemas de cogeração com gás natural. Guaratinguetá, Faculdade de Engenharia, Dissertação (mestrado), 1997.
3. GARCIA-BACAICOA,P., BILBAO, R., ARAUZO, J., SALVADOR, M.L. Scale-up of downdraft moving bed gasifiers (25-300 kg/h) - design, experimental aspects and results. Bioresource Technology, v. 48, p. 229-235, 1996.
4. GUSTAVSSON, L., Energy efficiency and competitiveness of biomass-based energy systems. Energy, v. 22, n.10, p. 959-967, 1997
5. LARSSON, E.D., WILLIAMS, R.H. Biomass-gasifier steam injected gas turbine cogeneration. Journal Eng. Gas Turbine and Power, v. 112, p. 157-163, 1990.
6. LARSSON, E.D., MARRISON, C.I. Economics scales for first-generation biomass-gasifier/gas turbine combined cycle fueled from energy plantations. Journal Eng. Gas Turbine and Power, v. 119, p. 285-290, 1997
7. LINDO versão 5.0- versão educacional; LINDO SYSTEMS INC., Chicago, Illinois, 1991.

unesp

CAPÍTULO 14

COMENTÁRIOS E CONCLUSÕES

14.1- Considerações gerais

A análise global do planejamento de centrais de cogeração deve considerar suas três vertentes, quais sejam o projeto, a operação e a expansão, numa seqüência tal que permita aos que a ela se dedicam um domínio mais completo da questão.

De início, tal como se apresenta no Capítulo 8, seria lícito supor que a seqüência ideal seria aquela preconizada pela prática da Engenharia:

- através do **projeto**, definem-se arranjos tais que componham soluções ao problema proposto e que permitam atender às necessidades básicas da unidade de processo;
- por meio da **operação**, seriam definidas as características específicas dos componentes presentes na instalação que foi adotada e comissionada; resultados previstos poderiam, dessa forma, ser confirmados ou, caso contrário, corrigidos mediante a proposição de alternativas tecnicamente compatíveis;
- a partir da análise de **expansão**, cenários prospectivos de mudanças em diferentes instâncias seriam imaginados e serviriam de subsídio às tentativas de ampliação/adequação da central de cogeração às condições impostas pelas contingências.

Com base no que se apresenta neste trabalho, é possível formular uma proposta que considere as mesmas fases não mais na mesma seqüência linear mas baseada em profunda interação, de tal modo a permitir que seus resultados sejam fechados em uma estrutura de auto-controle que sinalize anteriormente à fase de projeto condições mais favoráveis para a futura instalação; nessa concepção, as análises de operação e de expansão devem ser realizadas não apenas em seguida à fase de projeto mas de forma compartilhada com a etapa de projeto.

Já de longa data a etapa de operação contempla a simulação de condições operacionais de diferentes ciclos térmicos e seus componentes em condições de projeto e em cargas parciais, validando ou rejeitando os resultados alcançados na fase anterior; modelos computacionais de diferentes classes (analíticos, de otimização, de simulação, planilhas, etc.) e um embasamento termodinâmico rigoroso têm sido empregados numa saudável integração para possibilitar a análise do comportamento dos diversos componentes de centrais de cogeração em associação ou isoladamente. A figura 14.1 ilustra a visão proposta para o planejamento de centrais de cogeração à luz das questões apresentadas ao longo deste trabalho, buscando resgatar as informações levantadas em cada uma das fases preconizadas nessa atividade para juntas dotar o projeto de melhores condições de análise e validação dos resultados.

unesp

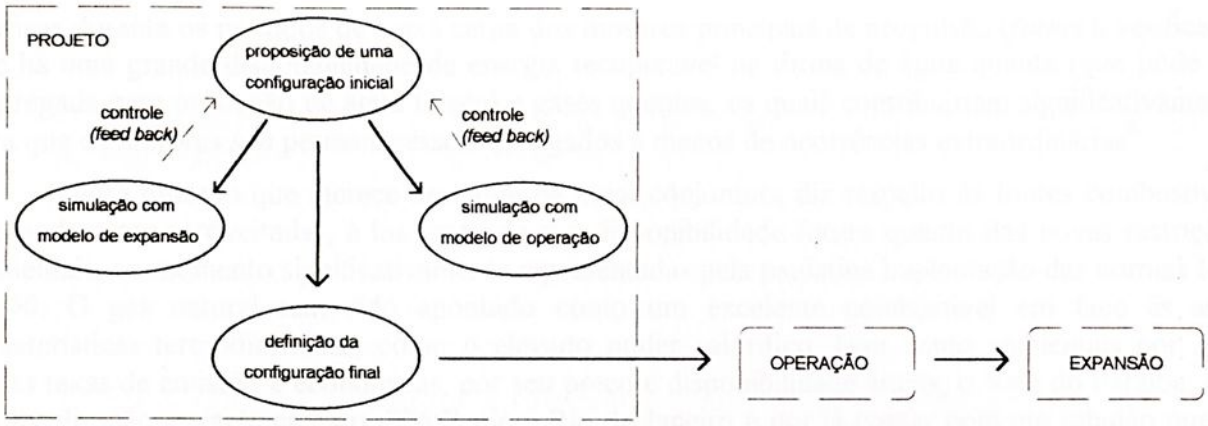


Figura 14.1- Diagrama esquemático de etapas do planejamento de centrais de cogeração

Em termos do projeto, a metodologia para a proposição de configurações iniciais dependerá da habilidade do analista e de sua disponibilidade de recursos técnicos, conforme se procurou apresentar no Capítulo 5; não se faz restrição a quaisquer dos métodos apresentados, tampouco outros porventura não contemplados nesse trabalho. Como expressão de crença do autor nos modelos de otimização, somos levados a neles depositar nossa particular recomendação, ainda que ressalvando quanto à necessária confiança nos valores de entrada do modelo bem como na integridade a ser imposta na análise e interpretação dos resultados obtidos; como contraponto a essa opinião, apresenta-se no Anexo 3 um modelo de projeto em desenvolvimento baseado em programação orientada a objetos e com fundamentação termodinâmica no equacionamento técnico.

O efeito do controle (*feed back*) de ambos os modelos auxiliares do projeto, quais sejam a expansão e a operação, deve permitir um refinamento na pesquisa de configurações mais adequadas para as centrais de cogeração, o primeiro revelando cenários tecnológicos, de preços e de disponibilidade das fontes combustíveis (bem como sinalizando para os aprimoramentos técnicos e/ou redução nos custos necessários para que certas tecnologias sejam viáveis em futuro próximo) e o segundo permitindo validar resultados que somente seriam possíveis a partir da constituição da unidade geradora, com todos os encargos que dela decorrem. Claro está que na seqüência do processo, tão logo seja disponível a configuração final, novos estudos de operação e expansão deverão se realizar ao longo dos prazos formalmente estabelecidos para essas etapas.

14.2- Perspectivas para o futuro

As oportunidades da cogeração, face às restrições na oferta de eletricidade como conseqüência direta do retardo no investimento decorrente da recente história econômica do país, têm se multiplicado nos setores industrial, terciário e mesmo residencial, para o qual pesquisas vêm recentemente sinalizando, sozinha ou em associação com outras técnicas de conservação de energia, tal como a gestão de cargas em edifícios e residências [1,4].

Tanto os sistemas interligados quanto os sistemas isolados merecem atenção nesse momento; especial destaque nesse último segmento seriam as propriedades agro-industriais e as embarcações navais. As embarcações navais se configuram como interessantes sistemas isolados, visto que demandam energia em suas mais diversas formas: energia mecânica para propulsão; energia elétrica para acionamento de sistemas eletro-eletrônicos de controle da embarcação, bem como iluminação; energias térmicas na forma de vapor e água quente para atendimento às necessidades de banho, cozinha, lavanderia, etc. e na forma de água gelada para sistemas de ar condicionado, refrigeração de alimentos e ambientes de carga.

O aspecto mais interessante dessa análise reside no fato de o navio ser um grande sistema isolado que deve transportar sua própria carga de combustíveis para o suprimento de necessidades energéticas durante o período em que não se encontra fundeado; ainda que já seja comum na prática naval o emprego de pequenos motores Diesel (*son*) para o atendimento exclusivo de necessidades

unesp

elétricas durante os períodos de baixa carga dos motores principais de propulsão (*father*), verifica-se que há uma grande disponibilidade de energia recuperável na forma de água quente (que pode ser empregada para produção de água fresca) e gases quentes, os quais contribuiriam significativamente para que os motores *son* permanecessem desligados a menos de ocorrências extraordinárias[2].

Outra questão que merece destaque na atual conjuntura diz respeito às fontes combustíveis que podem ser aproveitadas, à luz tanto de sua disponibilidade futura quanto das novas restrições ambientais, no momento significativamente representadas pela paulatina implantação das normas ISO 14000. O gás natural tem sido apontado como um excelente combustível em face às suas características termodinâmicas, como o elevado poder calorífico, bem como ambientais por suas baixas taxas de emissão e econômicas, por seu preço e disponibilidade atuais; o Vale do Paraíba, por sua localização estratégica entre São Paulo e Rio de Janeiro e por já contar com um tubulão que as interliga , tem sido merecedor de maiores atenções do governo estadual e vê crescendo o número de cidades que recebem o produto para atendimento industrial.

O trabalho desenvolvido por Costa[3] apresenta diferentes configurações baseadas em ciclos a *vapor, a gás, combinado e com motores Diesel para o atendimento de necessidades térmicas e* elétricas de uma unidade de processamento químico de material fotográfico; para cada ciclo são analisadas duas situações distintas para o atendimento das necessidades térmicas, com sistemas de compressão e absorção para resfriamento de ambientes.

A preocupação com a possibilidade de o mundo vir a sofrer as conseqüências de um colapso energético com a falta de combustíveis fósseis tem motivado diversos grupos de pesquisa a investigar a viabilidade do emprego de outras fontes combustíveis alternativas; em termos de biomassa já existem iniciativas em diversos países para a construção de unidades-piloto de centrais de cogeração com gaseificação integrada de biomassa - o Brasil também conta com iniciativa da CHESF, Companhia Hidrelétrica do São Francisco, para a construção de uma dessas unidades.

Na dissertação de mestrado "Avaliação do potencial de cogeração a partir de biomassas" (em desenvolvimento) está-se analisando prospectivamente os diferentes tipos de gaseificadores para biomassa existentes em literatura, coletando informações quanto ao seu desempenho na conversão energética desses produtos em gases com características apropriadas para a combustão e testando seu comportamento na associação dos mesmos aos ciclos térmicos disponíveis; pretende-se, com base nos seus resultados, obter subsídios para, num futuro projeto de pesquisa (que já se encontra em tramitação nos órgãos de fomento), direcionar-se o desenvolvimento/construção de gaseificadores mais adequados à prática da cogeração, bem com na montagem de um ciclo térmico em unidade-piloto que lhe seja compatível; a expectativa de defesa do trabalho é para 1998.

Na mesma linha de atuação da pesquisa anterior, a dissertação intitulada "Avaliação do potencial de cogeração a partir de resíduos sólidos municipais", procura atuar no outro elo da cadeia de consumo humana: se por um lado somos grandes produtores de biomassa para o sustento das necessidades vitais da população, por outro lado geramos um grande volume de lixo que se torna, a cada dia, um problema de maior complexidade; países com pequenas extensões territoriais, como o Japão por exemplo, não podem conceber a simples disposição dos rejeitos em aterros sob pena de comprometer um bem de elevado valor, a terra. Adiantando-se às discussões futuras, uma vez que em face da grande extensão territorial essa questão no Brasil deve ser adiada o mais possível, este trabalho visa levantar as principais propostas que têm sido postas em prática, discutindo-se a pertinência de sua aplicação para o caso nacional; agrega-se a essa discussão a viabilidade de criação de pólos industriais integrados, que possam fazer uso das energias térmicas geradas em sistemas de cogeração que queimem resíduos sólidos municipais; a previsão para a conclusão deste trabalho é na metade do ano de 1998.

Já se definiu a Conservação de Energia em termos de conceitos restrito e amplo, em que caberia ao primeiro a eliminação de desperdícios flagrantes, correspondendo igualmente ao primeiro nível de intervenção do conceito amplo; nos demais níveis se encontrariam a melhoria de eficiência

unesp

nos sistemas de produção, bem como nos equipamentos de geração de energia, mudanças na estrutura de transporte e circulação de bens, mudanças de hábitos e posturas pessoais, etc.

Dentro desse contexto, a dissertação de mestrado "Impactos da substituição de equipamentos na Conservação de Energia", tem por objetivo tentar responder como é possível melhorar-se o desempenho energético global de instalações produtivas a partir de um trabalho de renovação de peças e equipamentos de reposição, em oportunidades de manutenção, baseado não puramente no critério de mínimo custo de investimento mas também pela escolha de tecnologias mais eficientes; para tanto, vem coletando junto a fabricantes informações que lhe permitam compor uma base de dados que dêem suporte à análise pretendida.

Em termos da geração de modelos para o projeto de centrais de cogeração, três interessantes trabalhos estão sendo desenvolvidos em termos de Iniciação Científica:

- **Planilha eletrônica para o projeto de centrais de cogeração:** com suporte do CNPq, através de seu programa institucional de iniciação científica (PIBIC), vem sendo desenvolvido desde 1996 um código computacional baseado em Visual Basic® e com acesso à planilha Excel® com base no conceito de programação orientada a objeto; diversos componentes e máquinas térmicas são definidos na forma de ícones que podem ser escolhidos e justapostos para compor uma configuração a ser testada em termos técnicos e econômicos;

- **Modelo multiobjetivo para projeto de centrais de cogeração:** o modelo multiobjetivo desenvolvido por Balestieri[2] está recebendo recursos de visualização gráfica baseada em linguagem Delphi®, que é compatível com a linguagem Pascal em que foi originalmente concebido, a partir da concessão de uma bolsa de iniciação científica da FAPESP; as atividades incluem testes no código em questão, inclusão de outras ferramentas de análise econômica e implantação em rede no Departamento de Energia da Faculdade de Engenharia da Unesp/Guaratinguetá para uso em cursos de graduação e pós-graduação;

- **Modelagem para seleção de turbinas a gás associadas a caldeiras de recuperação de calor:** a indicação de turbinas a gás em aplicações de geração de energia em unidades estacionárias tem sido proposta não apenas para que atuem como componentes de unidades de cogeração ou na geração termelétrica mas também como uma alternativa aos motores de combustão interna em suas aplicações como sistema de reserva; como instrumento "de prateleira" que são, é importante que as turbinas a gás sejam facilmente detectadas as melhores alternativas para situações específicas, a partir de valores disponíveis de revistas especializadas e catálogos de fabricantes; a proposta apresentada nesta pesquisa consiste em reunir essas informações num sistema computacional que permita, a partir de uma lógica simples, detectar as melhores alternativas para situações específicas, sendo os valores de catálogo corrigidos quanto às influências de altitude, temperatura e perdas.

Cabe, finalmente, sinalizar para a necessidade de se desenvolver um sistema integrado nos moldes preconizados na proposta aqui apresentada, de interligação entre metodologias de projeto, expansão e operação, de modo a prover aos que se dedicam a analisar a questão do planejamento de centrais de cogeração de instrumentos adequados para suas avaliações e pesquisas. Estudos consistentes em termos da legislação vigente e eventuais inserções necessárias seriam igualmente desejáveis, assim como uma extensa detalhada revisão das principais tecnologias que têm surgido e que podem apresentar viabilidade de emprego em centrais de cogeração.

unesp

Referências

1. BABUS'HAQ, R.F., PROBERT, S.D., O'CALLAGHAN, P.W. Assessing the prospects and commercial viabilities of small-scale CHP schemes. Appl. Energy, v. 31, p. 19-30, 1988.
2. BALESTIERI, J.A P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Faculdade de Engenharia Mecânica, Unicamp. Tese (doutorado), 1994.
3. COSTA, H. L. Cogeração em sistemas isolados: estudo de caso em navios. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia, UNESP - Guaratinguetá, 1997.
3. COSTA, M. H. A. Estudo da viabilidade técnica e econômica para implantação de sistemas de cogeração a partir do uso de gás natural. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia, UNESP - Guaratinguetá, 1997.
4. FEW, P. C., SMITH, M. A ., TWIDELL, J.W. Modelling of a combined heat and power plant incorporating a heat pump for domestic use. Energy, v. 22, n. 7, p. 651-659, 1997.

ANEXO 1

NOÇÕES DE ANÁLISE ECONÔMICA

Os projetos na área de energia são, em geral, intensivos em capital (investimentos). Dependendo do porte dos equipamentos e das modificações envolvidas, os investimentos podem variar na faixa de centenas a milhões de dólares. Os investimentos são recuperados, deste modo, ao longo de um certo número de anos, dependendo de possibilidades econômicas e mesmo legais, e envolvem não apenas volumes de dinheiro mas também empréstimos, taxas diversas, inflação, seguros, etc. A finalidade deste anexo será a de fornecer elementos para o perfeito entendimento da comparação de alternativas de projeto com base em sua rentabilidade no tempo.

A1.1- Definições

- **Investimento inicial (ou capital investido)** - inclui o preço dos equipamentos e materiais envolvidos no projeto, assim como todos os custos adicionais (transporte, instalação, taxas, licenças, etc.).
- **Retorno do investimento** - quando o investimento inicial é concretizado, os retornos devem ser realizados sobre a vida útil do projeto. É desejável que haja um retorno líquido do projeto para que o mesmo seja empregado na amortização do investimento.
- **Vida útil econômica** - o retorno econômico de um investimento não dura para sempre; equipamentos têm uma vida útil física diferenciada. A vida econômica, usada na análise de investimentos, é a melhor estimativa do tempo em que um equipamento pode ser economicamente utilizado.
- **Valor residual** - o valor econômico de um bem no final de sua vida econômica deve ser incluido nos retornos do investimento, assim como taxas, custos operacionais e de manutenção devem ser subtraidos das entradas brutas do projeto.

A1.2- Diagramas de Fluxo de Caixa

O investimento inicial e os retornos do investimento, tomados ao longo da vida útil da unidade, permitem uma projeção gráfica dos detalhes do investimento. Admite-se negativa toda e qualquer saída monetária, tal como o é o investimento inicial. Em termos gráficos, no diagrama de fluxo de caixa, representa-se as saídas como flechas orientadas para baixo do eixo horizontal (do tempo).

Os retornos monetários são considerados entradas ou receitas e devem ser representados graficamente por flechas orientadas para cima do eixo horizontal. As flechas devem ser posicionadas no tempo em que ocorre a entrada ou saída de valores monetários no projeto.

unesp

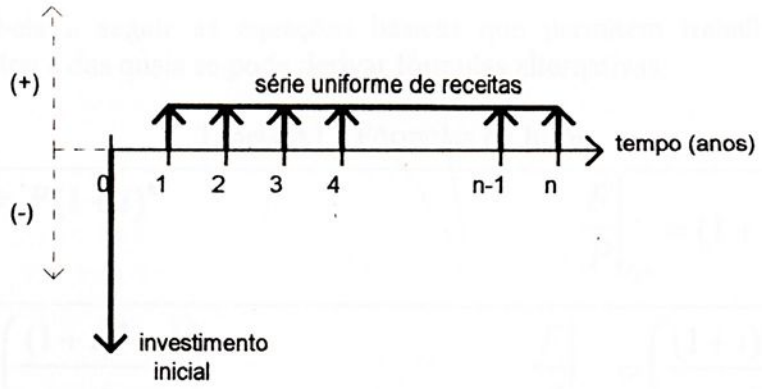


Figura A1.1- Representação gráfica de fluxo de caixa

A1.3- Juros e Depreciação

- **Depreciação** - é a amortização permissível de um investimento inicial sobre a vida útil econômica de um projeto. Também pode ser interpretada como a perda causada por deterioração de função ou obsolescência.
- **Juros** - é a taxa pagável ao fim de um certo tempo ao dinheiro tomado em empréstimo. Pode ser calculado na forma simples ou composta: **juros simples** são calculados sobre a vida do bem, isto é, tomando por referência sempre a última data do período percorrido na escala temporal de um fluxo de caixa, e **juros compostos** o são com base no montante tomado a empréstimo no início da escala de tempo do projeto. O mais usado é a fórmula composta.
- **Valor presente** - a visão de quem empresta e de quem toma dinheiro emprestado é distinta. Quem empresta faz um investimento de acordo com um plano de pagamento que inclui o capital mais os juros pagos por ele. O investimento necessário para assegurar o contrato de pagamento é o valor presente das parcelas, isto é, a totalização em certa data (em geral, a data zero) para avaliação deste novo montante.

Para quem toma empréstimo, o valor presente representa a soma atualizada no momento, que deve ser assegurada com a promessa de pagamento futuro.

Uma soma presente é sempre equivalente a uma soma maior de pagamentos futuros a certa taxa de juros. Em termos econômicos pode ser necessário determinar a taxa de juros que tornará duas séries de pagamentos equivalentes - esta taxa de juros é então chamada de TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR), que se constitui em um dos elementos da análise econômica para avaliação de projetos.

A taxa interna de retorno será tão mais atrativa quanto maior ela for, comparativamenta à TAXA MÍNIMA DE ATRATIVIDADE do mercado; esta última pode ser entendida como a melhor taxa que o mercado pode pagar, num certo momento, pelo capital disponível para aplicação.

A1.4- Fórmulas de juros

Considerando-se a seguinte nomenclatura:

i - taxa de juros em um certo período considerado

n - número de períodos de tempo (em geral, anos)

P - valor presente do conjunto de entradas e saídas do fluxo de caixa

A - valor anualizado de entradas e saídas do fluxo de caixa

F - soma equivalente a P, mediante taxa i, depois de n períodos

unesp

apresenta-se na tabela a seguir as equações básicas que permitem trabalhar com a avaliação econômica de projetos e das quais se pode derivar fórmulas alternativas.

Tabela A1 - Fórmulas de Juros

$F = P(1+i)^n$	$\left.\frac{F}{P}\right\|_{i,n} = (1+i)^n$
$F = A\left(\frac{(1+i)^n - 1}{i}\right)$	$\left.\frac{F}{A}\right\|_{i,n} = \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i}\right)$
$P = A\left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right)$	$\left.\frac{P}{A}\right\|_{i,n} = \left(\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right)$

Exemplo1. Qual o parcelamento anual requerido para produzir US$ 100.000 ao fim de 20 anos com taxa de juros de 15 % ao ano?

Solução: $F = A \{[(1+ i)^n - 1]/ i \}$

$F = A (1.15^{20} -1)/ 0.15 = 10.2459 \times A$ ou $A = 0.0976 \times F$

$A = 0.0976 \times 100.000 =$ US $ 9760

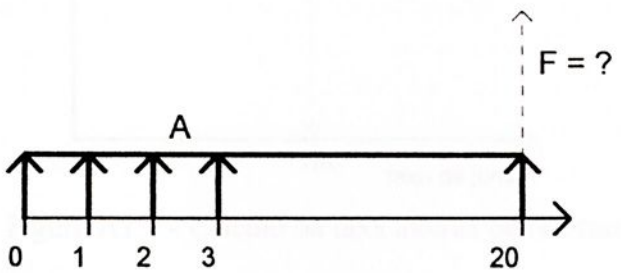


Figura A1.2- Representação gráfica de fluxo de caixa

Exemplo 2. Qual o valor presente para um parcelamento anual de US$ 1.000 ao fim de 10 anos com juros de 12 % ao ano?

Solução: $P = 1.000 (1.12^{10} - 1) / (0.12 \times 1.12^{10}) =$ US$ 5650,22

A1.5- Avaliação de Projetos

A decisão acerca de um projeto é tomada com base em conceitos administrativos em consonância com a política de ação da empresa; payback, taxa interna de retorno, custo anual são alguns dos métodos utilizados.

• **tempo de retorno do investimento ou payback** - é o número de anos necessários para recuperar um investimento do fluxo líquido de caixa. É um método simples e que não leva em conta taxas de juros.

$$payback = \frac{investimento\ inicial}{fluxo\ de\ caixa\ anual\ liquido}$$

• **taxa interna de retorno (TIR)** - é a taxa que, utilizada para rebater valores para o ponto zero, torna iguais os valores atuais das receitas e das despesas; essa taxa exprime a rentabilidade dos capitais investidos no projeto e depende apenas das características econômicas do projeto, daí o seu nome.

A taxa de retorno é obtida por tentativas, isto é, arbitram-se sucessivos valores da taxa i até que se obtenha um valor tal que iguale os valores atuais das receitas e das despesas. Uma certa taxa interna de retorno será recomendável para um projeto quando for superior à taxa mínima de atratividade da empresa para o momento em que se estiver analisando.

De modo geral, estabelecem-se duas equações, uma com os valores atuais de receita (VAR) e outra com valores atuais de investimentos (VAI); a função VAR apresenta a taxa i como variável de decisão e para ela são arbitrados valores de tal modo a que se chegue a um valor tal que VAR<VAI; por interpolação entre as duas últimas taxas se obtém a TIR.

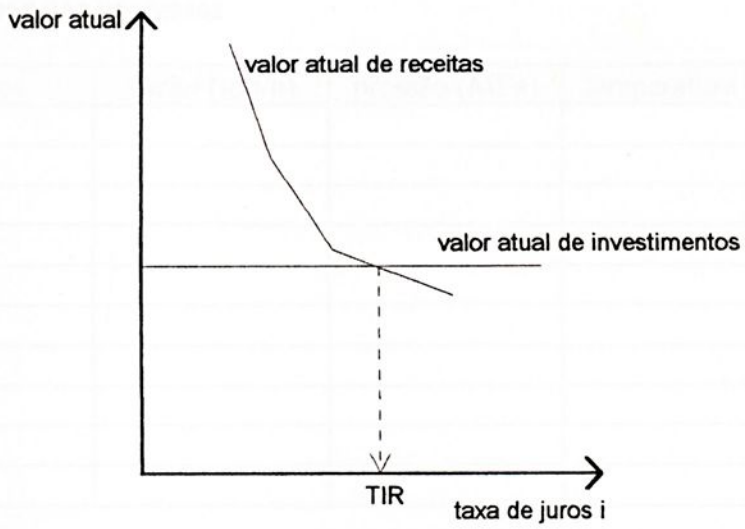


Figura A1.3 - Cálculo da taxa interna de retorno

Referência

1. MANNARINO, R. Introdução à engenharia econômica. Rio de Janeiro, Editora Câmpus, 1991.

ANEXO 2

PLANILHA PADRÃO PARA COLETA DE DADOS EM PLANEJAMENTO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO

A2.1- DEMANDAS DO PROCESSO

A2.1.1- Vapor nos processos

processos	vazão (ton/h)	pressão (MPa)	temperatura (°C)	tempo (h/dia)

A2.1.2- energia elétrica

		preço médio pago	potência contratada	demanda contratada
		US $/ MWh	MWh	kW
energia comprada da concessionária	ponta seca			
	ponta úmida			
	fora ponta seca			
	fora ponta úmida			
energia autogerada				

A2.1.3- Períodos ativos da empresa

dias da semana: _____ (horas/dia)
finais de semana/feriados: _____ (horas/dia)
número médio de horas ativas no ano : _____

unesp

A2.1.4- Demandas mensais de vapor e água quente

mês	vazão 1 (kg/h)	vazão 2 (kg/h)	vazão 3 (kg/h)	vazão 4 (kg/h)	vazão 5 (kg/h)	en. elétr. (kWh)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

A2.1.5- Demandas diárias de vapor e água quente

horas	vazão 1 (kg/h)	vazão 2 (kg/h)	vazão 3 (kg/h)	vazão 4 (kg/h)	vazão 5 (kg/h)	en. elétr. (kWh)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						

	vazão 1	vazão 2	vazão 3	vazão 4	vazão 5
pressão (MPa)					
temperatura (°C)					

unesp

A2.1.6- Demandas mensais de água gelada

mês	vazão 1 (kg/h)	vazão 2 (kg/h)	vazão 3 (kg/h)	vazão 4 (kg/h)	vazão 5 (kg/h)	en. elétr. (kWh)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						

A2.1.7- Demandas diárias de água gelada

horas	vazão 1 (kg/h)	vazão 2 (kg/h)	vazão 3 (kg/h)	vazão 4 (kg/h)	vazão 5 (kg/h)	en. elétr. (kWh)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						

	vazão 1	vazão 2	vazão 3	vazão 4	vazão 5
pressão (MPa)					
temperatura (°C)					

unesp

A2.2. EQUIPAMENTOS DE GERAÇÃO EXISTENTES

A2.2.1 Caldeiras a Vapor

		combustível		vapor			
Fabricante	modelo	tipo	consumo (kg/h)	pressão (MPa)	temper. (°C)	vazão (kg/h)	operação (h/dia)

A2.2.2 Turbinas a Vapor

	turbina 1			turbina 2			turbina 3			turbina 4			turbina 5		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
potência (kW)															
rotação (rpm)															
pressão (MPa)															
temper. (°C)															
extrac.1(kg/s)															
extrac.2(kg/s)															

A2.2.3- Turbinas a Gás

	turbina 1			turbina 2			turbina 3			turbina 4			turbina 5		
	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max	min	med	max
potência (kW)															
rotação (rpm)															
temperatura de saída (°C)															
vazão gases (kg/s)															

ANEXO 3

MODELO EM VISUAL BASIC® PARA PROJETO DE CENTRAIS DE COGERAÇÃO

A3.1- Introdução

Em publicação voltada à documentação da memória técnica do setor elétrico (Eletrobrás,1988), descrevem-se as diversas etapas por que devem passar os projetos relativos aos empreendimentos termelétricos brasileiros; dentre elas, o capítulo relativo aos estudos de viabilidade possibilitam estabelecer as condições básicas para a realização deste trabalho.

Na justificativa dessa etapa, enuncia-se que "o capítulo (*relativo ao estudo de viabilidade*) deve descrever os estudos preliminares que antecederam o projeto, informar as alternativas estudadas, a alternativa escolhida, o arranjo geral e o respectivo orçamento"; para aqueles que já se dedicaram a essa tarefa está claro que a definição das diferentes alternativas envolve não apenas um bom conhecimento acerca das possibilidades técnicas de se agrupar diferentes sistemas térmicos de modo a oferecer uma boa solução mas também uma certa paciência por causa das muitas vezes em que será obrigado a refazer certos cálculos.

Neste anexo, adaptado de um trabalho publicado[7], apresenta-se um modelo auxiliar para a definição de configurações (arranjos) de máquinas térmicas para sua associação a unidades de processo que pretendam praticar cogeração; o conceito básico que dá suporte ao mesmo é a utilização de planilhas eletrônicas associadas a recursos gráficos em ambiente Windows®, disponíveis em boa parte dos modernos computadores pessoais.

A3.2- Desenvolvimento da planilha

A idéia inicial do trabalho[7] foi a de criar um código computacional baseado em um método analítico, tendo como suporte as equações termodinâmicas relativas aos ciclos contemplados e funções baseadas em Engenharia Econômica. Este modelo é composto de duas partes, dividindo a execução do código computacional em duas fases .

Numa primeira fase, o usuário entra com valores correspondentes à demanda elétrica e térmica da unidade de processo e com estes dados o código calcula a razão entre a potência e o calor do processo necessários, determinando dessa forma em primeira aproximação os ciclos mais recomendados para se iniciar a análise, com maior eficiência, através de comparações com um arquivo de dados.

Na segunda fase, o usuário tem acesso a um simulador, no qual se pode impor variações nos ciclos indicados pela primeira fase; essa segunda fase é composta por uma interface gráfica na qual o usuário modela seu ciclo de cogeração, tendo acesso a uma biblioteca de componentes de ciclo térmico que permitem ao usuário determinar vazões, temperaturas e capacidades.

Na segunda fase, o usuário entra com valores de custos operacionais, o valor pago pela concessionária para a energia fornecida e custos de investimento para cada configuração simulada.

unesp

De posse desses valores, a planilha calcula o benefício líquido anual e o tempo de retorno (*payback*) para cada configuração. Todos esses cálculos são desenvolvidos a partir do emprego do código Visual Basic®, um produto da Microsoft®.

O Visual Basic® tem uma proposta muito próxima das antigas versões da linguagem Basic, ou seja, facilitar a programação em ambiente Windows®; a combinação de recursos já existentes na linguagem Basic com ferramentas de projeto visual introduz simplicidade e facilidade de uso, sem sacrifício do desempenho ou das característica gráficas que fazem desse sistema um ambiente agradável de trabalhar. Menus fontes, caixas de dialogo, campos de texto com barras de deslocamento e outros recursos podem ser facilmente projetados e controlados, demandando algumas poucas linhas de programação.

Visual Basic® é uma das primeiras linguagens de computação a suportar uma programação orientada aos eventos, um estilo de programação especialmente recomendado para o tratamento de interação gráfica com os usuários. Tradicionalmente, a programação tem sido basicamente orientada ao processo, numa característica passo-a-passo; um dos efeitos desse estilo é que o programador acaba assumindo o controle sobre o que vai acontecer, o que não é aceitável em aplicativos modernos, em que o objetivo é fazer com que o usuário final assuma o controle dos acontecimentos.

É exatamente isso que faz a programação orientada a eventos; ao invés de escrever um programa que estabeleça uma ordem fixa para os passos que serão executados, o programador escreve um programa que responda às ações do usuário. O programador cria não um grande programa numa certa linguagem de programação mas um aplicativo que, na realidade, é um conjunto de pequenos programas acionados por meio de eventos acionados pelo usuário final

Com as vantagens apresentadas pelo Visual Basic® e com a história que a estrutura dessa linguagem possui, o que permite supor que ela será continuamente atualizada para novos ambientes e deverá manter sua proposta inicial de garantir um ambiente facilmente acessível aos usuários, esta foi a linguagem escolhida para o desenvolvimento do código computacional para projeto de centrais cogeradoras.

A3.3- Recursos disponíveis na planilha proposta

A interface gráfica permite ao usuário selecionar componentes na biblioteca e colocá-los na janela de simulação; o usuário pode mover, apagar e interligar esses componentes, implementando assim o diagrama do modelo a ser simulado.

Para mover um componente na janela (figura A3.1), o usuário deve selecionar a opção "move" do menu "Edit" ou acionar o botão de atalho "move" e utilizar o recurso de "arrastar e soltar" do ambiente Windows®. Para conectar dois componentes na janela o usuário deve selecionar a opção "line" do menu Edit ou clicar no botão de "atalho line" e apertando o botão esquerdo do mouse sobre o primeiro componente e soltando-o sobre o segundo a interface gráfica traçará uma linha interligando os dois componentes.

Tanto a opção "node" do menu "Edit" como o botão de atalho servem para o usuário conectar duas linhas que se cruzam. Para isto, basta o usuário selecionar a opção "node" e colocar um nó sobre o cruzamento das duas linhas através de um "clique". Para apagar um componente ou uma linha de conexão o usuário deve marcar o item a ser apagado, através de um evento "clique" e selecionar a opção "delete" do menu "Edit".

Como se observa nos procedimentos acima, essa é uma interface gráfica de fácil ambientação para quem tem o mínimo de vivência no ambiente Windows®; até os menus auxiliares são similares aos de outros *softwares*.

unesp

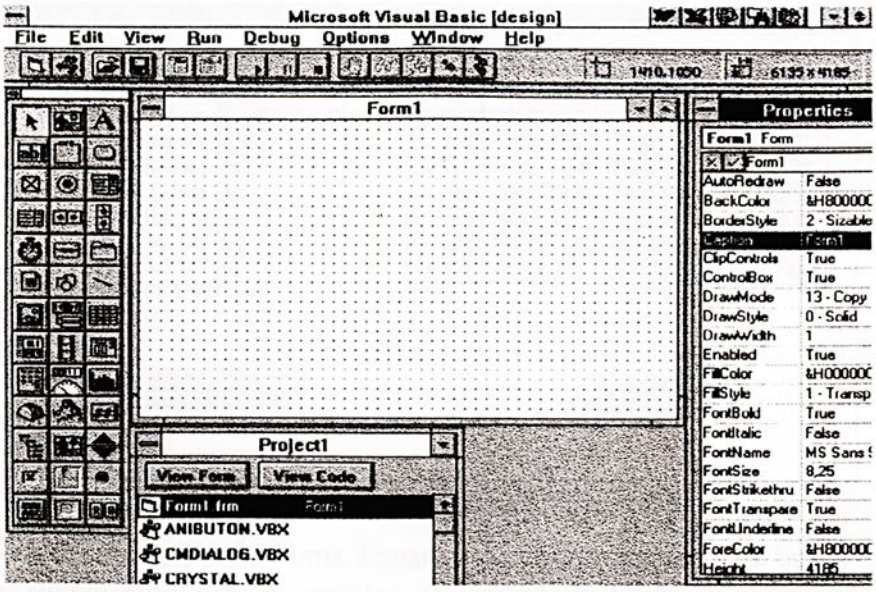


Figura A3.1 - Tela principal do Visual Basic®

O modelo se encontra completamente desenvolvido em termos de sua ambientação amigável com o usuário; as análises técnicas já podem ser feitas para o ciclo a vapor, uma vez que o módulo de trabalho conta com uma barra de componentes (barra lateral esquerda da figura A2) que apresenta caldeiras convencionais, turbinas a vapor de condensação e extrações, turbinas a vapor de contrapressão e extrações, condensadores e aquecedores de mistura, cabendo ainda incluir blocos correspondentes às unidades de processo. Além disso, a modelagem econômica das configurações propostas também já se encontra concluída; a figura A3.2 apresenta uma representação de uma configuração baseada em ciclo a vapor enquanto a figura A3.3 ilustra a tela de relatório dos resultados da análise econômica, baseada na taxa interna de retorno.

Está sendo estudada a inclusão de outros ciclos motores de geração, como o ciclo a gás (conjuntos com turbinas a gás e caldeiras de recuperação), ciclos combinados (ciclo a gás e a vapor) e ciclos de combustão interna, empregando motores alternativos Otto e Diesel. Estão previstos, ainda, outros conjuntos de equipamentos que deverão permitir ao usuário desta planilha uma maior versatilidade no projeto de centrais de cogeração, dentre eles os sistemas refrigeradores (*chillers*) por absorção e por compressão, além de sistemas de gaseificação de biomassas vegetais, lixo urbano e demais combustíveis sólidos. Finalmente, convém salientar a real possibilidade de se adaptar essa planilha para análise de outros sistemas térmicos.

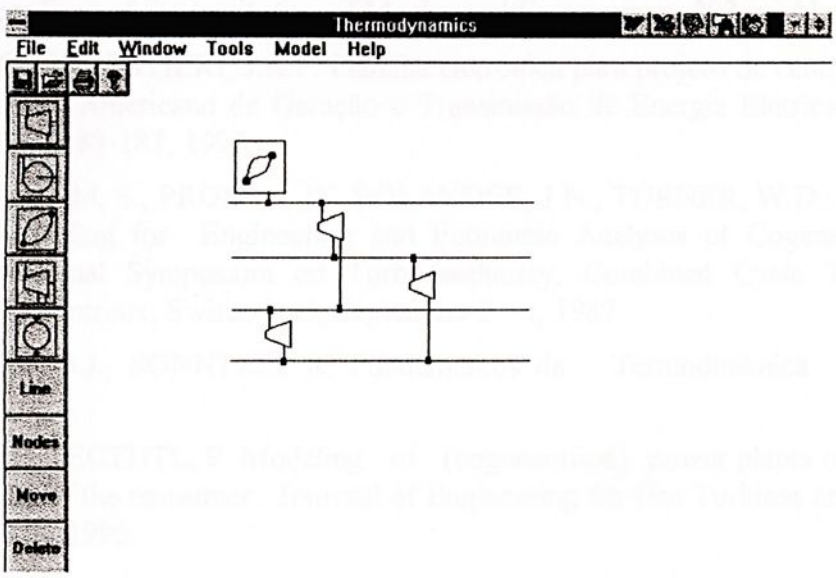


Figura A3.2 - Representação da composição de uma configuração utilizando o modelo proposto

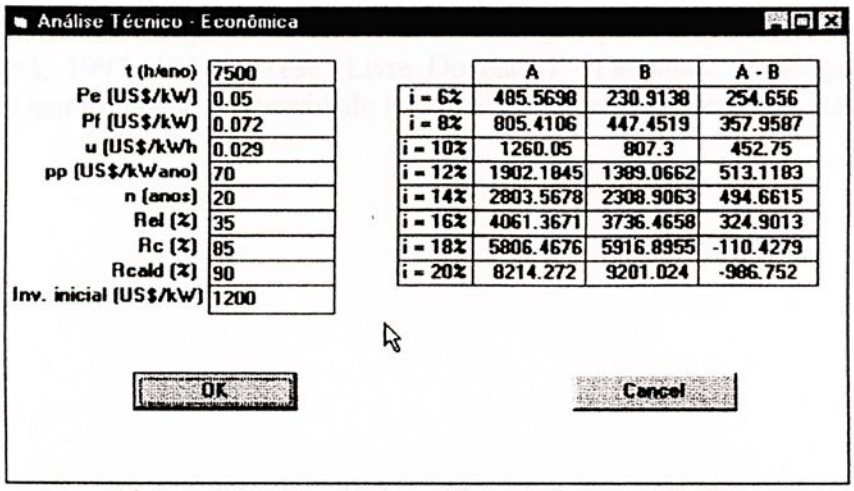


Figura A3.3- Janela da análise técnico-econômica

O modelo proposto responde a uma demanda do setor industrial, que busca uma metodologia confiável, porém simplificada, para os estudos de viabilidade técnica e econômica em centrais de cogeração. A partir das inclusões que se pretende operar na próxima versão, acredita-se que a planilha assim desenvolvida deverá cumprir com os objetivos que para ela foram propostos, de permitir avaliações simplificadas quanto à integração de centrais de cogeração a unidades de processo, bem como servir como um bom recurso didático para as atividades de ensino e extensão universitária.

Referências

1. BALESTIERI, J.A.P. Planejamento de centrais de cogeração: uma abordagem multiobjetiva. Campinas, Fac. Eng. Mecânica, UNICAMP, tese (doutorado), 1994.
2. BALESTIERI, J.A.P., CORREIA, P.B. Multiobjective linear model for pre-feasibility design of cogeneration systems. Energy, v. 22, n. 5, p. 537-548, 1997.
3. BOEHM, R.F. Design analysis of thermal systems. New York, John Wiley, 1987.
4. CRAIG, J. C. Microsoft Visual Basic ver. 3.0. São Paulo; Makron Books, 1994.
5. ELETROBRÁS. Memória técnica de usinas termelétricas: roteiro básico. Rio de Janeiro, Diretoria de Planejamento e Engenharia, 1988.
6. GURNEY, J.D. *et al.* Industrial combined heat and power: investment, savings and decision-making. Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, v. 202, n. Al, p. 23 - 37, 1988
7. LOPES, P.R.G., BALESTIERI, J.A.P. Planilha eletrônica para projeto de centrais de cogeração. Congresso Latino Americano de Geração e Transmissão de Energia Elétrica, III. Campos do Jordão, Anais, p. 183-187, 1997.
8. SOMASUNDARAM, S., PROPP, A.C., BOLANDER, J.N., TURNER, W.D.; "Using CECALP Computer Modeling for Engineering and Economic Analyses of Cogeneration Systems". ASME International Symposium on Turbomachinery, Combined Cycle Technologies and Cogeneration. Montreux, Switzerland, September 2 - 4, 1987.
9. VAN WYLEN, G.J., SONNTAG, R. Fundamentos da Termodinâmica Clássica, Edgard Blücher, 1993.
10. WITZANI, M., PECTHTL, P. Modeling of (cogeneration) power plants on time-dependent power demands of the consumer . Jourrnal of Engineering for Gas Turbines and Power, v. 118, n. 2, p.353 - 358, 1996.

unesp

BALESTIERI, J.A.P. *Planejamento de centrais de cogeração: projeto, operação e expansão*. Guaratinguetá, 1997. 184 p., Tese (Livre Docência) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Câmpus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho".

RESUMO

A cogeração, apesar de sua presente atualidade em face das restrições de fornecimento elétrico por parte de concessionárias elétricas públicas e privadas, remonta do século 17 em sua forma mais primitiva; resgatada como uma importante contribuição à Conservação de Energia, se não por outros aspectos ao menos por reduzir a degradação de fontes energéticas e dessa forma a emissão de poluentes, a cogeração já é uma opção importante de geração de energia e terá espaço garantido nos próximos anos no contexto termelétrico. Entende-se por *"planejamento de centrais de cogeração"* a abordagem da questão nos seus diversos e interrelacionados contextos: o *projeto*, pela análise quantitativa e qualitativa dos valores disponíveis nas unidades de processo e pela seleção de ciclos térmicos e configurações segundo diferentes modelos, analíticos ou de otimização; a *operação*, pela consideração do comportamento das configurações e seus componentes em condições de carga parcial; a *expansão*, pela avaliação de rotas alternativas para o projeto inicial que contemplem possibilidades de acomodação do mesmo às oscilações de preço e disponibilidade de combustíveis, variações nas demandas de energia para o processo e o surgimento de novas tecnologias com possibilidade de serem tornadas comerciais em um prazo razoável de tempo. São apresentadas em três módulos, correspondentes às três abordagens, os elementos que subsidiam o planejamento de centrais de cogeração; estudos de caso relativos aos principais itens discutidos são inseridos nos módulos de modo a melhor esclarecer e ilustrar os pontos assinalados no corpo dos capítulos; verifica-se que a abordagem integrada dos três itens resulta em valores mais confiáveis para a análise e recomenda-se que simulações acerca da operação e da expansão na fase do projeto sejam procedidas para auxiliar a fase de projeto.

Palavras-Chaves: cogeração, configurações, modelos de otimização, simulação, conservação de energia

unesp

BALESTIERI, J.A.P. *Cogeneration systems planning: design, operation and expansion*. Guaratinguetá, 1997. 184 p., Thesis (Post-Doctorate) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Câmpus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho".

ABSTRACT

Although cogeneration is recognized as an up-to-date method to produce electricity to avoid the use of the product generated by public and private concessionaires, this practice was firstly applied in the 17th century; nowadays presented as an important contribution to the Energy Conservation programs because of several aspects but specially for reducing the fossil sources depletion and the pollutant emissions as a consequence, cogeneration is now viewed as an important energy generation option and will be far more important in the future for the thermoelectric context. Cogeneration systems planning can be understood as an approximation for interpreting this important task in the following and interconnected contexts: the *design phase*, by doing a process plant energetic data qualitative and quantitative analysis as well as by selecting the thermal cycles and cogeneration schemes according to some analytical or optimization models; the *operational phase*, by considering the behavior of the proposed schemes and their components in the part load conditions; the *expansion phase*, by evaluating the original design alternative routes for accommodating fuels availability and price fluctuations, thermal and electric load patterns differences in a forward time-series scenario and the possibility of some new technologies become available to the market short time ahead the decision process. The elements for understanding each one of the three contexts described before are presented in modules; some case studies related to the topics described in the chapters are connected to the modules to clarify the explanation; it was concluded that the integrated analysis considering the three contexts together can generate more reliable results for conducting the cogeneration project decisions and it is recommended that operational and expansion techniques must be initially applied to generate some results that will contribute in the design phase.

Keywords: cogeneration, schemes, optimization models, simulation, energy conservation

Autorizo a reprodução deste trabalho.

Guaratinguetá, 16 de Dezembro de 1997.

JOSÉ ANTONIO PERRELLA BALESTIERI

unesp