

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
USP**

**Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
PIPGE**

(EP/FEA/IEE/IF)

**ACIONAMENTO DE MÁQUINAS DE FLUXO POR
MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA A GÁS NATURAL**

Antonio Gonçalves de Mello Júnior

**São Paulo
2006**

ANTONIO GONÇALVES DE MELLO JUNIOR

**ACIONAMENTO DE MÁQUINAS DE FLUXO POR
MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA A GÁS NATURAL**

Tese apresentada ao Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Doutor em Energia.

Orientação: Prof. Dr. Murilo Tadeu Werneck
Fagá

São Paulo
2006

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .

FICHA CATALOGRÁFICA

Mello Jr., Antonio Gonçalves

Acionamento de máquinas de fluxo por motores de combustão interna a gás natural /.Antonio Gonçalves de Mello Junior ; orientador Murilo Tadeu Werneck Fagá São Paulo, 2006.

217p. : il.; 30cm.

Tese (Doutorado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

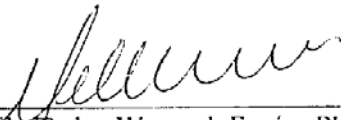
1. Gás natural 2.Motor elétrico. 3. Motor de combustão interna 4. Máquinas de fluxo I.Título.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

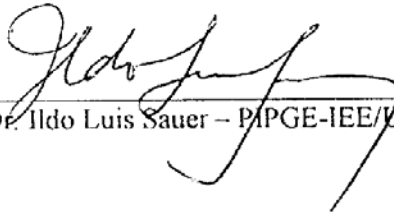
ANTONIO GONÇALVES DE MELLO JUNIOR

"Acionamento de Máquinas de Fluxo por Motores de Combustão Interna a Gás Natural"

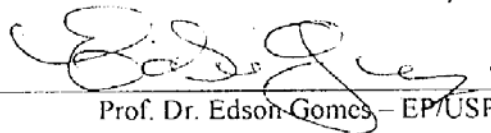
Tese defendida e aprovada em 06/11/2006 pela Comissão Julgadora:




Prof. Dr. Munilo Tadeu Werneck Fagá – PIPGE-IEE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



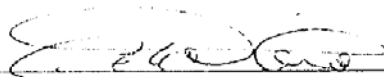
Prof. Dr. Ildo Luis Sauer – PIPGE-IEE/USP



Prof. Dr. Edson Gomes – EP/USP



Prof. Dr. Luiz Augusto Horta Nogueira – UNIFEI/Itajubá



Prof. Dr. Gilberto Oswaldo Ieno - FEI

DEDICATÓRIA

“Dedicado as duas Senhoras que sempre estão
perto, mesmo que um dia estejam distante”
“Dedicado aos meus filhos: Tuca e Keka”
e a lembrança de um amigo das
mais puras brincadeiras

AGRADECIMENTOS

Agradeço em primeiro lugar aos meus pais, Antonio e Edmer, pelo interesse e companhia de toda uma vida e que não pôde faltar durante a execução deste trabalho, com os dias de isolamento.

Ao meu orientador, Prof. Murilo Tadeu Werneck Fagá, que mais do que Orientador foi um verdadeiro amigo e incentivador do meu trabalho.

Aos colegas do IEE, professores e funcionários, pelos anos de convivência, sempre com renovações, durante esses dez anos.

Aos que colaboraram emprestando alguma contribuição, tantos, que se fosse nomear cada um precisaria de várias páginas.

A pessoa que me deu a primeira informação para esse trabalho, a Sra. Samantha, da EMBRAESP, pelo número de edifícios da cidade de S. Paulo.

Ao Eng. Antonio Pereto, gerente de energia da SABESP, pelas informações e permissão das visitas realizadas em estações de bombeamento e captação da Empresa.

Ao Dr. Eng. Pedro Martins, pelas informações e contatos sobre dados das bombas e instalações da PETROBRÁS e visitas nos terminais e refinarias.

Aos novos colegas da UFRGS e do Aeromóvel, Paulo Ricardo Podorodeczki e Diego Abs da Cruz, pelo interesse no trabalho e ajuda com dados sobre motores de combustão e a fórmula que não encontrava em nenhum lugar.

Aos colegas do Mackenzie, pelo incentivo e ajuda na coleta de alguns dados.

Aos alunos da FAAP e Mackenzie, por realizarem durante quatro semestres consecutivos, pesquisas sobre utilização de bombas nos diversos tipos de indústrias, tendo visitados mais de trinta indústrias.

Aos Professores Ildo Sauer e Edson Gomes pelas observações e sugestões durante a qualificação do trabalho, de muita valia, para abrir um novo campo de conhecimento.

Agradeço finalmente a Deus, por mais uma vez permitir que também conseguisse chegar até aqui.

RESUMO

MELLO JR., A. G. **Acionamento de máquinas de fluxo por motores de combustão interna a gás natural.** 217 p. Tese de Doutorado. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, S. Paulo, 2006.

O acionamento das máquinas de fluxo, sobretudo as bombas e ventiladores centrífugos, têm no motor elétrico seu principal meio de força motriz. O motor assíncrono, também denominado de motor de indução, é o mais utilizado para esse tipo de acionamento. O presente trabalho mostra as diversas alternativas para avaliar a viabilidade de utilização, em alguns casos, do motor de combustão interna substituindo o motor elétrico para acionamento de algumas máquinas de fluxo. As vantagens na utilização do gás natural como energia final, aliada a evolução tecnológica do motor de combustão interna para uso desse combustível, podem fornecer boas condições na escolha alternativa de acionamento. Certos fatores, tais como razão entre o preço do gás natural e o preço da energia elétrica para cada setor de consumo; o alto investimento para a aquisição do motor de combustão interna a gás natural e o aproveitamento para cogeração, são levados em consideração nas análises do presente trabalho. O aproveitamento do rejeito térmico dos gases de combustão do motor e da água de refrigeração do mesmo contribui favoravelmente para a utilização do motor de combustão interna a gás natural. A análise econômica, que permite a comparação entre os dois sistemas de acionamento de cada caso estudado, é também apoiada com a utilização da termoeconomia.

Palavras chaves: gás natural, motor elétrico, motor de combustão interna, máquinas de fluxo.

ABSTRACT

MELLO JR., A. G. **The driving of flow machines by natural gas internal combustion engines.** 217 p. Doctoral Thesis. Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, S. Paulo, 2006.

The driving of flow machines, above all centrifugal pumps and fans, have in electrical motor its main resource of driving power. Asynchrony motor, also called induction motor is the most used for that driving type. The present work shows the several ways for measuring the viability of the replacement of electric motor, in some cases, by the natural gas internal combustion engines driving flow machines. The advantages of employing natural gas, allied to the technological evolution of the internal combustion engine for use of that fuel, can produce good conditions for that drive alternative. Certain factors, such as the ratio between the current price of natural gas and the price of the electric power for each consumption sector; the high investment for the acquisition of natural gas internal combustion engine, as well as the use of this gas for cogeneration are factors to be considered in the analysis performed in this work. The reuse of combustion engines exhaust gas and of cooling system waters may successfully contribute for the choice of natural gas internal combustion engine. Economical analysis, which provides a comparison between the two kinds of driving systems investigate here, can also be supported by employing thermoeconomics tools.

Key Words: natural gas, internal combustion engines, flow machines, electrical motors.

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Quadro de potências para compressão do gás natural.....	26
Figura 1.2 Alimentação local e geração elétrica distante do centro de consumo.....	26
Figura 1.3 Alimentação local e geração de energia elétrica distante do centro de consumo com possibilidade de cogeração.....	29
Figura 1.4 Distribuição de gás natural nos diversos segmentos industriais.....	35
Figura 2.1 Participação das fontes primária na matriz energética mundial.....	43
Figura 2.2 Participação das fontes de energia nos usos finais e na eletricidade.....	44
Figura 2.3 Fontes de energia primária na produção de eletricidade.....	44
Figura 2.4 Reservas de gás natural no Brasil.....	46
Figura 2.5 Participação das fontes de energia primária na matriz energética nacional....	47
Figura 2.6 Participação do gás natural nos diversos setores do Estado de S. Paulo.....	50
Figura 2.7 Razão entre a tarifa de gás e eletricidade para diversos países.....	51
Figura 2.8 Proporção de aumento nas tarifas do gás natural entre 2003 e 2005.....	52
Figura 3.1 Bomba centrífuga radial.....	54
Figura 3.2 Bomba centrífuga axial.....	54
Figura 3.3 Curva das principais características da bomba centrífuga função da vazão...	56
Figura 3.4 Curva característica do sistema e ponto de funcionamento da bomba.....	56
Figura 3.5 Curvas das principais características de uma bomba	57
Figura 3.6 Representação de bombas semelhantes.....	58
Figura 3.7 Família de rotores de bombas conforme a velocidade específica n_s	59
Figura 3.8 Velocidade específica e família de ventiladores.....	60
Figura 4.1 Evolução no tamanho dos motores elétricos.....	63
Figura 4.2 Classificação geral dos motores elétricos.....	64
Figura 4.3 Curva conjugado x rotação.....	67
Figura 4.4 Características do conjugado e potência em função da rotação para determinados tipos de cargas.....	70
Figura 4.5 Funcionamento de um conversor PWM.....	77
Figura 4.6 Variação da tensão, potência e conjugado em um inversor PWM.....	78
Figura 4.7 Aplicação do conversor de frequência na economia de energia em uma máquina de fluxo.....	79
Figura 4.8 Relação entre o preço do inversor e do motor elétrico para a mesma potência.....	80
Figura 4.9 Classificação geral dos motores de combustão estacionários.....	81

Figura 4.10	Representação do ciclo Otto para motores de ignição por faísca.....	83
Figura 4.11	Ciclo diesel – ignição por compressão.....	84
Figura 4.12	Custo de instalação para conjunto gerador com motor de combustão a gás...	87
Figura 4.13	Aproveitamento do calor rejeitado em um motor de combustão interna.....	88
Figura 4.14	Aproveitamento do calor rejeitado utilizando o efeito looping.....	89
Figura 4.15	Calor aproveitado para diversas potências de motores de combustão a gás natural.....	90
Figura 4.16	Esquema de parte do aproveitamento do calor rejeitado em um motor de combustão a gás natural.....	90
Figura 4.17	Principais fabricantes mundiais de motores a combustão.....	91
Figura 4.18	Metas esperadas para melhoria dos motores de combustão interna até 2009..	95
Figura 4.19	Comparação entre o ciclo Otto e o ciclo Miller.....	96
Figura 4.20	Comparação de abertura e fechamento das válvulas no ciclo Otto e Miller...	97
Figura 4.21	Comportamento dos gases de emissão com relação a mistura ar/combustível.....	98
Figura 4.22	Emissão de NOx para motores de combustão com gás natural.....	99
Figura 4.23	Emissão de CO para motores a gás natural.....	100
Figura 4.24	Emissão de CO2 para motores a gás natural.....	101
Figura 4.25	Comparação entre as emissões atuais de NOx e a Norma EURO.....	104
Figura 4.26	Evolução histórica da temperatura interna e massa comprimida nas turbinas	106
Figura 4.27	Principais partes componentes de uma turbina a gás.....	106
Figura 4.28	Representação do ciclo Brayton.....	109
Figura 4.29	Representação do ciclo aberto (a) e ciclo fechado (b) para as turbinas a gás..	110
Figura 4.30	Efeito da altitude e temperatura sobre a potência e rendimento de uma turbina a gás.....	111
Figura 4.31	Comparação de potência e rendimento para um motor de combustão a gás e uma turbina em ciclo simples e cogeração.....	114
Figura 4.32	Quadro de comparação entre diversas fórmulas propostas para obtenção do preço inicial do equipamento para acionamento de máquinas de fluxo.	119
Figura 4.33	Gráfico para seleção do equipamento de combustão interna e motor elétrico para acionamento de máquinas de fluxo.....	120
Figura 4.34	Relação Potência x Preço e faixa de rotação para os equipamentos.....	120
Figura 4.35	Quadro de parâmetros utilizados na fórmula de preço de equipamentos motriz de máquinas de fluxo.....	121
Figura 5.1	Curva de torque de um motor de combustão comparada com a de um motor elétrico.....	123
Figura 5.2	Curvas de conjugado nominal para vários tipos de bombas centrífugas.....	124
Figura 5.3	Comparação da energia consumida na partida de um motor elétrico e um motor de combustão a gás natural.....	125

Figura 5.4	Economia anual tendo em conta o número de partidas e relação de preço entre gás natural e energia elétrica.....	126
Figura 5.5	Rendimentos com cargas parciais para motor elétrico e motor de combustão	127
Figura 5.6	Comparação de funcionamento em regime de carga parcial.....	128
Figura 5.7	Economia devido ao funcionamento dos motores fora da potência nominal..	129
Figura 6.1	Gráfico 3D-Tempo de retorno x fator de utilização x preço do gás natural....	131
Figura 6.2	Gráfico 3D- Tempo de retorno x Fator de utilização x Relação de preço do gás natural e eletricidade.....	132
Figura 6.3	Tempo de retorno na substituição de motores a gás natural para preço da energia elétrica 0,47 R\$/ kWh e taxa de juros de 12% aa.....	134
Figura 6.4	Características do conjunto SABESP a ser analisado.....	134
Figura 6.5	Tempo de retorno para motores de gás natural. Preço de referencia da energia elétrica 0,13 R\$/kWh e Taxa de juros de 12% aa.....	135
Figura 6.6	Esquema do sistema de bombeamento do terminal de Cubatão.....	136
Figura 6.7	Tempo de retorno para motores a gás natural no bombeamento de petróleo. Preço de referência da energia elétrica 0,193 R\$/kWh, juros 12% aa.....	137
Figura 6.8	Tempo de retorno com relação ao preço do gás e da taxa de juros no setor industrial.....	138
Figura 6.9	Gráfico resumo com as curvas dos quatro setores analisados.....	139
Figura 7.1	Desenho de sistemas termodinâmicos.....	142
Figura 7.2	Representação dos processos termodinâmicos.....	142
Figura 7.3	O ciclo de Carnot no diagrama P-v e T-s.....	144
Figura 7.4	Representação da composição da exergia física (exergia total).....	146
Figura 7.5	Diagrama de Grasmann para um motor de combustão interna	148
Figura 7.6	Aumento e degradação da exergia em um motor de combustão interna.....	149
Figura 7.7	Valores resumidos dos cálculos da exergia de exaustão e resfriamento para várias potências de motores.....	150
Figura 7.8	Valores do cálculo de exergia só da combustão para motor de 1000 kW.....	151
Figura 7.9	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1305 R\$/kWh e $f_u = 100\%$	152
Figura 7.10	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1865 R\$/kWh e $f_u = 70\%$	153
Figura 7.11	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1980 R\$/kWh e $f_u = 50\%$	154
Figura 7.12	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1933 R\$/kWh e $f_u = 100\%$	155
Figura 7.13	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,2512R\$/kWh e $f_u = 70\%$	156
Figura 7.14	Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1873 R\$/kWh e $f_u = 50\%$	157

LISTA DE TABELAS

	Pág.
Tabela 1.1 Comparação entre as emissões do motor e da turbina a gás.....	27
Tabela 1.2 Características técnicas de linhas de transmissão.....	28
Tabela 1.3 Comparação entre linha de transmissão e gasoduto.....	29
Tabela 1.4 Edifícios construídos na cidade de S. Paulo nos últimos 12 anos.....	31
Tabela 2.1 Participação do gás natural na matriz energética de alguns países.....	45
Tabela 2.2 Consumo de gás natural, por Estado e por concessionária.....	48
Tabela 2.3 Matriz energética do Estado de S. Paulo.....	49
Tabela 4.1 Relação entre corrente de partida e corrente nominal do motor	66
Tabela 4.2 Aplicações de variação de rotação com comutadores de pólos.....	72
Tabela 4.3 Aplicações de variação de rotação com inversor de frequência.....	73
Tabela 4.4 Emissões médias esperadas de motores estacionários.....	99
Tabela 4.5 Total de emissões em cogeração para uso comercial de grande escala.....	104
Tabela 4.6 Valores limites de emissões segundo o CONAMA - Ciclo ETC.....	105
Tabela 4.7 Comparação entre tecnologias para força motriz com utilização do gás natural.	116
Tabela 5.1 Folga para motores elétricos.....	127
Tabela 6.1 Valores de comparação para diversos parâmetros.....	131
Tabela 6.2 Dados para a análise de viabilidade econômica entre motores de combustão interna a gás natural e motor elétrico de pequena potência.....	133
Tabela 6.3 Dados para estudo de viabilidade entre motor elétrico e motor de combustão a gás natural.....	135
Tabela 6.4 Valores de dados e cálculos para a bomba do terminal da Petrobras.....	137
Tabela 6.5 Valores de dados e cálculos utilizados nas análise de bombas industriais.....	138
Tabela 7.1 Dados utilizados para cálculo da exergia do motor de combustão.....	149

Tabela 7.2	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 100\%$ e valor médio da eletricidade 0,1305 R\$/kWh.....	152
Tabela 7.3	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 70\%$ e valor médio da eletricidade 0,1865 R\$/kWh.....	153
Tabela 7.4	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 50\%$ e valor médio da eletricidade 0,1865 R\$/kWh.....	154
Tabela 7.5	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 100\%$ e valor médio da eletricidade 0,1933 R\$/kWh.....	155
Tabela 7.6	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 70\%$ e valor médio da eletricidade 0,2512 R\$/kWh.....	156
Tabela 7.7	Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 50\%$ e valor médio da eletricidade 0,1873 R\$/kWh.....	157
Tabela 7.8	Comparação entre análise econômica e termoeconômica com a fórmula (7.23).	160
Tabela 7.9	Comparação entre análise econômica e termoeconômica com a fórmula (7.27).	161

LISTA DE SÍMBOLOS

- A** - Área (m^2)
- a** - Expoente da Potência na fórmula proposta
-
- B** - Fluxo de exergia do processo ($kJ/kg.s$)
- b** - Expoente da Rotação na formula proposta
- b_{CH₄}** - Exergia do metano, gás natural (kJ/kg)
- C** - Conjugado ($N.m$)
- C_e** - Energia elétrica fornecida (kWh)
- C_{EQ}** - Custo do equipamento (R, US$$)
-
- C_{EQ}** - Custo específico do equipamento (R/s, US$/s$)
- C_f** - Energia fornecida pelo combustível (kWh)
- C_i** - Conjugado da carga em repouso ($kgf.m, N.m$)
- C_{mc}** - Conjugado médio da carga ($kgf.m, N.m$)
- C_{mm}** - Conjugado médio do motor elétrico ($kgf.m, N.m$)
- C_n** - Conjugado nominal do motor elétrico ($kgf.m, N.m$)
- C_p** - Conjugado de partida do motor elétrico ($kgf.m, N.m$)
- C_{max}** - Conjugado máximo do motor elétrico ($kgf.m, N.m$)
- C_r** - Conjugado resistente, Conjugado da carga ($kgf.m, N.m$)
- C_t** - Energia total fornecida (elétrica ou térmica)
- c_e** - Preço da energia elétrica (R/kWh$)
- c_g** - Preço do gás natural (R/m³)$
- c_p** - Calor específico
- c_{O&M}** - custo de operação e manutenção (R/ kWh; US$/kWh$)
- D** - Diâmetro de rotor (m)
- D_p** - Demanda de partida do motor (kW)
- d** - Diâmetro de tubulação (m)
- E** - Energia ($kWh, kgf.m, Joules$)
- E_c** - Energia cinética
- E_p** - Energia potencial
- E_{pc}** - Energia de partida no motor de combustão (kWh)

E_{pm}	- Energia de partida no motor elétrico (kWh)
f_c	- Coeficiente universal de perda de carga
f	- Frequência (Hz)
$f_{O\&M}$	- Fator de operação e manutenção
f_{rc}	- Fator de recuperação do capital
f_u	- Fator de utilização
g	- Aceleração da gravidade ($9,81m/s^2$)
H_m	- Altura manométrica (m)
$H_{est.}$	- Altura estática da instalação (m)
h	- Entalpia
I_e	- Investimento para motor elétrico (R\$, US\$)
I_g	- Investimento para motor a gás (R\$, US\$)
I_n	- Corrente nominal (A)
I_p	- Corrente de partida (A)
I_r	- Corrente de regime (A)
i	- Taxa anual de juros (%)
J_c	- Momento de Inércia da carga (kg.m)
J_m	- Momento de inércia do motor elétrico (kg.m)
J_t	- Momento de inércia total (kg.m)
j	- Consumo de gás por energia (m^3/kWh)
K	- Constante
k	- Constante
L	- Comprimento (m)
M	- Massa (kg)
m	- Massa (kg, lb)
m_{CH_4}	- Massa do metano, gás natural (kg)
\dot{m}	- Vazão mássica (kg/s)
N	- Potência (kJ/s, W, kW)
\bar{N}_m	- Potência média (CV)
N_n	- Potência nominal (kW)

N_p	- Número de pólos do motor elétrico
N_r	- Potência de regime (kJ/s, W, kW)
n	- Rotação (rpm)
n_s	- Velocidade específica (rpm)
n	- Tempo de retorno (anos)
P	- Pressão (kgf/m ² , N/m ² , Pa)
Q	- Vazão (m ³ /s, l/s,)
Q_H	- Calor da fonte quente (kCal)
\dot{Q}	- Fluxo de calor do processo (kW)
Q_H	- Calor da fonte quente ((kCal, BTU, kJkWh)
Q_L	- Calor da fonte fria (kCal, BTU, kJkWh)
Q_{mc}	- Energia de calor do motor a combustão (BTU, kWh, kJ, kcal)
Q_{tg}	- Energia de calor da turbina a gás (BTU, kWh, kJ, kcal)
R	- Constante dos gases
S	- Entropia (kJ/kg-K)
s	- Escorregamento do motor assíncrono (%)
T	- Temperatura (°C, K)
T_H	- Temperatura da fonte quente (K)
T_L	- Temperatura da fonte fria (K)
t	- Tempo (h, s)
U	- Energia interna do sistema (kJ/s, kWh, BTU/s)
V	- Tensão elétrica (V, Volts)
V_m	- Tensão média (V, Volts)
W_{útil}	- Trabalho útil (kW)
W_c	- Trabalho executado pelo motor a combustão (kW)
W_e	- Trabalho executado pelo motor elétrico (kW)
Z	- Impedância do enrolamento do rotor (ohms, Ω)

α	- Coeficiente que leva em conta “economia de escala”
γ	- Peso específico do líquido (kgf/m ³)
ΔH	- Perda de carga no sistema (m)
Δt	- Intervalo de tempo (s)
ε	- Exergia (kW)
ε_f	- Exergia física (kW)
\dot{E}_{in}	- Fluxo total de exergia na entrada do sistema (kW/s)
\dot{E}_{out}	- Fluxo de exergia na saída do sistema (kW/s)
ε_q	- exergia química (kW)
ε_t	- Exergia total (kW)
Φ	- Fluxo magnético (Weber- W_b)
η	- Rendimento (%)
η_b	- Rendimento da bomba (%)
η_c	- Rendimento do motor de combustão a gás natural (%)
η_e	- Rendimento energético (%)
η_{en}	- Rendimento energético (%)
η_{ex}	- Rendimento exerético (%)
η_v	- Rendimento do ventilador (%)
φ	- Eficiência racional
$\cos \varphi$	- Fator de potência
δ	- Eficiência rejeitada
λ	- Constante entre razão de misturas na combustão
π	- Constante (3,1416)
Σ	- Símbolo de somatória
ρ	- massa específica (kg/m ³)

LISTA DE ABREVIACOES

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIP	- American Institute of Physics
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
ANSI	- American National Standards Institute
ANP	- Agência Nacional do Petróleo e Gas
API	- American Petroleum Institute
ARES	- Advanced Reciprocating Engine System
ARAICE	- Advanced Reciprocating Internal Combustion Engines
BEESP	- Balanço Energético do Estado de S. Paulo
BEN	- Balanço Energético Nacional
BNDES	- Banco Nacional de Desenvolvimento Econmico e Social
BP	- British Petroleum
CI	- Compression Ignition
CELG	- Centrais Elétricas de Goiás
CHP	- Combined Heat and Power
GN	- Gás Natural
COMGAS	- Companhia de Gás de São Paulo
CONAMA	- Conselho Nacional do Meio Ambiente
GASBOL	- Gasoduto Bolívia-Brasil
GETAC	- Gas Engine Technical Advisory Committee
GIS	- Gas Research Institute
DOE	- Department Of Energy
EEA	- Energy and Environmental Analysis
EC/EO	- Fechamento e abertura da válvula de exaustão
EERE	- Energy Efficiency and Renewable Energy
EMBRAESP	- Empresa Brasileira do Estudo do Patrimnio
EPA	- Environmental Protection Agency

HHV	- Higher Heating Value
IC/IO	- Fechamento e abertura da válvula de admissão
ICE	- Internal Combustion Engine
IEA	- International Energy Agency
IEE	- Instituto de Eletrotécnica e Energia
LHV	- Lower Heating Value
MTR	- Máquina Térmica Reversível
NFPA	- National Fire Protection Association
NPSH	- Net Pressure Suction Head
NREL	- National Renewable Energy Laboratory
PCI	- Poder Calorífico Inferior
PCS	- Poder Calorífico Superior
PIPGE	- Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia
PMI	- Ponto Morto Inferior
PMS	- Ponto Morto Superior
SABESP	- Saneamento Básico do Estado de S. Paulo
SAE	- Society Automotive Engineer
SI	- Spark Ignition
SOTA	- State Of The Art (dos motores estacionários de combustão interna)
USCCTP	- United States Climate Change Technology Program
UFRGS	- Universidade Federal do Rio Grande do Sul
USP	- Universidade de S. Paulo

SUMÁRIO

	Pág.
<i>CAPÍTULO 1</i>	
INTRODUÇÃO	20
1.1 Objetivos.....	21
1.2 Estrutura capitular.....	21
1.3 Relevância e motivação.....	23
1.3.1 O consumo de gás natural para uso direto ou eletricidade.....	24
1.3.2 Comparação entre a emissões da geração local com a da central.....	27
1.3.3 Custos no transporte de gás natural e na transmissão da energia elétrica.....	27
1.3.4 Impacto no mercado de gás natural.....	29
1.3.4.1 Bombeamento em edifícios residenciais.....	30
1.3.4.2 Bombeamento em serviços públicos.....	32
1.3.4.3 Bombeamento em serviços de energia.....	33
1.3.4.4 Bombeamento no setor industrial.....	34
1.4 Metodologia.....	36
1.5 Revisão bibliográfica.....	36
 <i>CAPÍTULO 2</i>	
2 O GÁS NATURAL	43
2.1 Utilização do gás natural no mundo.....	43
2.2 Utilização do gás natural no Brasil.....	46
2.3 Utilização do gás natural no Estado de S. Paulo.....	49
2.3.1 Evolução do uso do gás natural no Estado de S. Paulo.....	49
2.3.2 Utilização do gás natural por setor de consumo.....	50
2.4 O contraste do preço do gás natural.....	51
 <i>CAPÍTULO 3</i>	
3 AS MÁQUINAS DE FLUXO.....	53
3.1 Bombas centrífugas.....	54
3.1.1 Classificação das bombas centrífugas.....	55
3.1.2 Características das bombas centrífugas.....	56
3.1.3 Teoria da semelhança em bombas centrífugas.....	58
3.1.4 Velocidade específica e família de rotores de bombas centrífugas.....	58
3.2 Ventiladores.....	59
3.2.1 Classificação dos ventiladores.....	59
3.2.2 Velocidade específica e família de rotores de ventiladores.....	60
3.3 Considerações.....	61
3.4 Principais fabricantes de bombas centrífugas e ventiladores.....	62

CAPÍTULO 4

4	ACIONAMENTOS DAS MÁQUINAS DE FLUXO.....	63
4.1	Motores elétricos.....	63
4.1.1	Classificação dos motores elétricos.....	64
4.1.2	Frequência em motores elétricos.....	65
4.1.3	Limitação de corrente de partida em motores trifásicos.....	66
4.1.4	Categorias de conjugados.....	67
4.1.5	Conjugado de carga do motor elétrico.....	68
4.1.6	Classes de isolamento.....	70
4.1.7	Principais fabricantes de motores elétricos.....	71
4.2	Conversores estáticos de frequência.....	72
4.2.1	Tipos de conversores estáticos de frequência.....	74
4.2.2	Conversor regulador indireto- conversores com circuito intermediário.....	74
4.2.2.1	Técnica da corrente imposta.....	74
4.2.2.2	Técnica de tensão imposta.....	75
4.2.5	Aplicações de conversores de frequência.....	79
4.3	Motores de combustão interna.....	81
4.3.1	Motores a gás natural.....	83
4.3.1.1	Motores a gás natural com ignição por faísca.....	84
4.3.1.2	Motores de combustão a gás natural com ignição por compressão.....	85
4.3.4	Custos envolvidos nos motores a gás natural.....	87
4.3.5	O uso dos motores de combustão interna a gás natural na cogeração.....	88
4.3.6	Fabricantes de motores de combustão a gás natural.....	91
4.3.7	Avanços e pesquisas para melhoria do desempenho de motores de combustão.....	94
4.3.8	Emissões em motores de combustão interna a gás natural.....	97
4.3.9	Controle de emissões de NO _x	102
4.3.10	Tecnologias emergentes para o controle de emissões de NO _x	103
4.3.11	Controle de emissões de CO.....	103
4.4	Turbinas a gás.....	105
4.4.1	Classificação das turbinas a gás.....	107
4.4.2	Tipos de turbinas a gás.....	107
4.4.3	Principais fabricantes de turbinas a gás.....	112
4.5	Seleção do equipamento a gás natural para acionamento de máquinas de fluxo.....	113
4.5.1	Gráfico para seleção do acionamento de máquinas de fluxo.....	117

CAPÍTULO 5

5	COMPARAÇÕES ENTRE O ACIONAMENTO DO MOTOR ELÉTRICO E O MOTORA GÁS NATURAL.....	122
5.1	Requisitos de partida.....	122
5.2	Requisitos de regime de trabalho.....	126

<i>CAPÍTULO 6</i>	
6	SUBSTITUIÇÃO DOS MOTORES ELÉTRICOS POR MOTORES A GÁS NATURAL NO ACIONAMENTO DE MÁQUINAS DE FLUXO..... 130
6.1	Análise econômica..... 130
6.2	Estudos de casos..... 133
6.2.1	Bombeamento de água em edifícios residenciais e comerciais..... 133
6.2.2	Aplicação em serviços de saneamento básico..... 134
6.2.3	Aplicações no setor de energia..... 136
6.2.4	Aplicações no setor industrial..... 138
6.2.4.1	Aplicação de estudo de caso em uma indústria têxtil..... 138
6.3.	Análise pela relação entre o preço do gás natural e o preço da eletricidade..... 138
<i>CAPÍTULO 7</i>	
7	ANÁLISE PELA ABORDAGEM EXERGÉTICA E TERMOCONÔMICA 142
7.1	Alguns conceitos da termodinâmica..... 142
7.2	Exergia..... 146
7.2.1	Exergia física..... 146
7.2.2	Exergia química..... 146
7.3	Diagrama de Grasmann..... 148
7.4	Aproveitamento exergético dos motores a gás natural..... 148
7.5	Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 100%..... 152
7.6	Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 70%..... 153
7.7	Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 50%..... 154
7.8	Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 100%..... 155
7.9	Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 70%..... 156
7.10	Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 50%..... 157
7.11	Análise econômica pelo enfoque termoeconômico..... 158
7.12	Comparação entre a análise econômica e a análise termoeconômica..... 160
<i>CAPÍTULO 8</i>	
8	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES..... 162
	REFERÊNCIAS..... 165
	APÊNDICES..... 173
	ANEXOS..... 202

CAPÍTULO 1

INTRODUÇÃO

A maioria dos acionamentos de força motriz é oriunda da energia mecânica transmitida pelo motor elétrico.

Com o advento da energia elétrica, em final do século IXX, e com o fácil acesso criado a esse tipo de energia, aliado a evolução tecnológica dos motores elétricos, tornou-se possível uma demanda, cada vez mais crescente, no acionamento de máquinas por meio desse equipamento eletromecânico.

Até o final do século IXX, o acionamento das máquinas rotativas era feito por motores de combustão externa, a máquina a vapor, nesse caso utilizando-se um mecanismo para transformação do movimento alternativo em circular.

Mesmo antes do advento do motor elétrico chegou-se a utilizar o motor de combustão interna no acionamento de diversas máquinas; o químico francês, Abbe d'Hautefeuille usou pólvora, no século XVII, como combustível para acionar um pistão, o qual movido através de um cilindro pôde funcionar como força motriz (MEINCK, 1996).

O preço da energia elétrica, a capacidade do aproveitamento hidrelétrico nacional e a difusão tecnológica dos motores elétricos entre inúmeros fabricantes brasileiros ajudaram a configurar o quadro de utilização dos mesmos até o início do século XXI.

Nos últimos anos, com o desafio da diversificação da matriz energética nacional, e com o aumento da oferta do gás natural, torna-se necessário a busca de alternativas, que não a sua utilização para geração de energia elétrica, que atendam, de forma prática e econômica, o acionamento motriz nos diversos setores de consumo.

O motor de combustão executa as mesmas funções do motor elétrico, ou seja, prover trabalho ao eixo para utilização em vários processos; acionar uma bomba, um compressor, um gerador, um ventilador, etc. Em muitas dessas aplicações o motor elétrico pode ser substituído pelo motor de combustão a gás natural¹.

Essa substituição dependerá de uma série de fatores, que vão desde a possibilidade de acesso ao combustível, até uma escala de fabricação para a inserção de fabricantes nacionais de motores estacionários que funcionem com o gás natural, principalmente de pequeno e médio porte.

¹ Considera-se neste caso, como motores de combustão interna, os motores de ciclo Otto, ciclo Diesel e as turbinas a gás.

Depois de meados do século XX, com a disseminação dos sistemas de cogeração, os motores de combustão interna tiveram acrescentado as suas características a possibilidade do aproveitamento do calor rejeitado no processo termodinâmico.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é comparar a utilização dos motores elétricos com os motores de combustão interna a gás natural no acionamento de máquinas estacionárias conceituadas como as máquinas de fluxo; bombas centrífugas e ventiladores.

Para atingir esse objetivo são estudados os seguintes aspectos, importantes, ao desenvolvimento do trabalho:

1. São avaliados os impactos causados sobre o recurso primário, sobre o meio ambiente e no transporte da eletricidade e do gás natural, quando a substituição da energia final, eletricidade, é feita por gás natural para acionamento motriz da máquina de fluxo .
2. Estado da arte e características de funcionamento dos principais componentes envolvidos: o motor elétrico, o motor de combustão interna e as máquinas de fluxo.
3. A viabilidade dessa substituição do ponto de vista econômico para o consumidor.
4. Estudo do aproveitamento dos gases de exaustão e do circuito de refrigeração do motor a combustão, utilizando como ferramenta de análise o princípio da exergia, complementado com uma comparação entre a análise de investimento econômica tradicional e a termoeconomia.

Este trabalho será composto de oito capítulos com uma abrangência que leve ao entendimento das condições para se atingir o objetivo proposto.

1.2 Estrutura capitular

No **primeiro capítulo**, além da introdução, objetivos, estrutura capitular, metodologia e revisão bibliográfica destaca-se a relevância do tema no que se refere às vantagens energéticas e ambientais na utilização direta do gás natural para acionamento de máquinas de fluxo em motores de combustão interna, quando este substitui o motor elétrico que utiliza a eletricidade gerada em uma central termoelétrica.

O **segundo capítulo** aborda os principais aspectos relativos ao uso do gás natural, a participação do mesmo na matriz energética de diversos países e a evolução na matriz energética nacional.

São descritas as principais concessionárias e a utilização do gás natural nos setores que farão parte do estudo: residencial, público, energia e industrial.

A análise compreende ainda uma comparação de tarifas do gás natural e da energia elétrica com outros países.

O **terceiro capítulo** deste trabalho aborda as principais características de funcionamento das máquinas de fluxo, bombas centrífugas e ventiladores, tendo como destaque os tópicos importantes a serem aplicados nos estudos dos capítulos seguintes como: classificação das máquinas de fluxo, potência necessária no acionamento do eixo, rendimentos, curvas características, classificação do tipo de rotor, etc.

O estudo da semelhança em bombas e ventiladores e principalmente à variação da potência de máquinas de fluxo com a variação da rotação, fundamental para o comportamento da potência de trabalho da máquina de acionamento em regime de carga variável.

Os critérios para seleção de bombas e ventiladores são destacados para a determinação das características do acionamento.

Dentro deste capítulo são relacionados os principais fabricantes nacionais de bombas centrífugas e ventiladores.

O **quarto capítulo** estuda os principais tipos de acionamento aplicáveis às máquinas de fluxo. Entre eles são destacados os motores elétricos, os motores de combustão interna, e as turbinas a gás.

Os principais tipos de motores elétricos para acionamento de máquinas de fluxo são estudados do ponto de vista de desempenho, comportamento quanto ao conjugado, corrente, rotação e potência.

Nos motores de indução trifásicos, a utilização do inversor de frequência para variação da rotação do motor é analisada, tendo em vista a variação da potência com relação à rotação.

Uma abordagem inicial justifica a escolha do motor de combustão interna com relação a outros equipamentos que poderiam executar o mesmo serviço com a utilização do gás natural, no caso, a turbina a gás e a microturbina a gás.

O motor de combustão interna é estudado com relação ao seu estado da arte e avanços tecnológicos, voltados principalmente para o aumento da eficiência e redução na emissão dos gases prejudiciais ao meio ambiente, destacando-se o NO_x , CO e CO_2 .

São mencionados os principais fabricantes de motores de combustão interna a gás natural e suas perspectivas de atendimento ao mercado nacional.

O **quinto capítulo** apresenta uma comparação entre o comportamento do motor de combustão interna e o motor elétrico, para uma mesma aplicação, estudando as curvas fundamentais de um motor elétrico como conjugado, corrente, potência e rotação, e de um motor de combustão interna, como conjugado, potência, consumo de combustível e rotação.

Uma análise do funcionamento de uma bomba centrífuga acionada por um motor elétrico utilizando um inversor de frequência comparada com o acionamento por um motor de combustão com gás natural, para diferentes rotações, é estudada neste capítulo. O consumo de energia do motor elétrico e do motor de combustão interna para vários ciclos liga-desliga, também é avaliado neste capítulo.

O **sexto capítulo** analisa as aplicações para quatro estudos de caso nos setores: residencial, serviços, energia e industrial, com estudo de viabilidade de aplicação tendo em conta parâmetros de investimento, preço do gás natural, preço da eletricidade e custos de manutenção e operação.

Esse estudo leva em conta apenas a conversão direta da energia da fonte primária, o gás natural em força motriz, não se importando com aproveitamento do rejeito térmico dos gases de combustão e a disponibilidade, oriunda do seu aproveitamento.

O **sétimo capítulo** apresenta um outro enfoque dos estudos anteriores, utilizando como ferramentas conceitos de exergia e termoeconomia para o aproveitamento do rejeito térmico (gases de exaustão e da água de refrigeração) do motor de combustão, que contribuem para diminuir o tempo de retorno do investimento.

O **oitavo capítulo** apresenta as conclusões tiradas dos estudos realizados, com recomendações para trabalhos futuros e perspectivas sobre utilização do gás natural na aplicação de força motriz.

1.3 Relevância e motivação

Neste item são abordados aspectos considerados pelo autor como relevantes e motivadores para o desenvolvimento do tema, alguns dos quais se tornaram interessantes e desafiadores após estudos realizados preliminarmente.

1.3.1 O consumo de gás natural para uso direto e para a geração de eletricidade

A seguir pretende-se comparar as vantagens da geração/cogeração local utilizando o motor de combustão a gás natural com a geração de uma central térmica de ciclo combinado, instalada no eixo do gasoduto Brasil Bolívia, que alimentará um motor elétrico no local de consumo.

A utilização local do acionamento motriz dá uma maior flexibilidade ao usuário, podendo utilizar o rejeito térmico de maneira mais adequada as suas necessidades.

A comparação a seguir levou em conta a distribuição de gás e da eletricidade até o ponto de consumo.

Até a central térmica, as características da tubulação afetam igualmente a alimentação de gás da central térmica e a alimentação da utilização local, que funcionará com o motor de combustão interna com gás natural. A partir desse ponto os dois caminhos possuem características diferentes.

A alimentação elétrica disponível pela central para suprir o motor elétrico será fornecida por meio da rede geral de transmissão e distribuição elétrica, devendo-se levar em conta as perdas na rede, que podem variar entre 7 e 12 % (GELLER, 1992). Estima-se que essas perdas podem atingir menos que 10% da potência transmitida, mas o seu valor exato deve ser obtido a partir de cálculos de otimização, que levem em conta os custos das perdas, o custo do condutor e a influência do seu diâmetro (portanto, o peso) sobre o projeto total da linha (LA ROVERE, 1985).

Cipoli (1998), avalia as perdas em distribuição e transmissão em 7,18%, sendo 2,51% na transmissão e 4,67% na distribuição.

A CELG – Centrais Elétricas de Goiás, em seu balanço de 2002, chama atenção para as perdas de energia em transmissão e distribuição que apresentou um acréscimo de 1,51 pontos percentuais em relação a 2001, sendo em 2001 de 11,43% e 2002 de 12,94%.

No Reino Unido, as perdas medidas na transmissão e distribuição da energia elétrica, em 1998, para um total de 350 TWh gerados, atingiram 26 TWh, correspondendo a 7,4% (PHILIPS, 2000). Nos Estados Unidos, as perdas em transmissão e distribuição foram de 7,2% em 1995, sendo ainda divididas em 60% nas linhas de transmissão e 40% na subestação e distribuição, com a maior parte na distribuição².

² Dados obtidos de U.S. Climate Change Technology Program-Technology Options for the Near and Long Term – nov. 2003, pag.34.

De qualquer forma, as perdas de energia elétrica no Brasil, em transmissão e distribuição, chegaram a atingir índices de 16,6% em 1970, quando se iniciou o grande salto no aproveitamento hidráulico brasileiro, e 15,4% em 1996 (BNDES, 1997).

O transporte do gás natural estará sujeito à perda de carga, havendo necessidade de estações de compressão que podem utilizar motores de combustão interna, consumindo gás natural. Esse consumo deve ser considerado como perda no transporte e dependerá das características do sistema.

No Reino Unido, as perdas no transporte e distribuição de gás natural atingiram 2,1%. De um total de 955,343 GWh/ano disponibilizados no sistema de distribuição nacional, constatou-se uma perda de 20,225 GWh/ano (UNITED KINGDOM ENERGY STATISTICS, 2002).

Conforme planilha de informações técnicas da TBG (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S. A.) pode-se tomar aproximadamente 721 kW (968 HP) para cada $1,0 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{dia}$ de gás natural pressurizado, tirado do quadro da figura 1.1³.

	Alguns Locais de Compressão do Gasoduto Bolívia-Brasil		
	Corumbá, Anastácio, Ribas do Rio Pardo, Mirandópolis.	Campo Grande e Penápolis	Araucária
Vazão de gás natural	15,5 MMm ³ /dia	7,9 MMm ³ /dia	1,3 MMm ³ /dia
Potência de compressão	15.000 HP	7.000 HP	1.200 HP

Figura 1.1 Quadro de potências para compressão do gás natural.
Fonte: TBG, 2005. Dados calculados pelo autor.

Para o caso em estudo com 10 estações de compressão tem-se 4,6 kW, ou seja, 4,6% de perda na compressão $((263,36 \times 24 \times 721 / 10^6) / 1000) \times 10$; uma estimativa de 6% de perda será considerada.

A seguir, apresenta-se uma análise do consumo de gás natural para um aproveitamento local de um motor de combustão interna de 1000 kW em comparação com a geração de eletricidade em uma central com turbina a gás que fornecerá energia para um motor elétrico no mesmo local (figura 1.2).

³ O gasoduto Bolívia-Brasil possui uma extensão de 3150 km, sendo 2.593 km do lado brasileiro, com uma capacidade de transporte de 30 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, com 13 estações de compressão no total.

Neste primeiro caso foi computada somente a geração de energia elétrica de uma central térmica a gás natural de ciclo combinado com um rendimento de 40% (STRAPASSON, 2004).

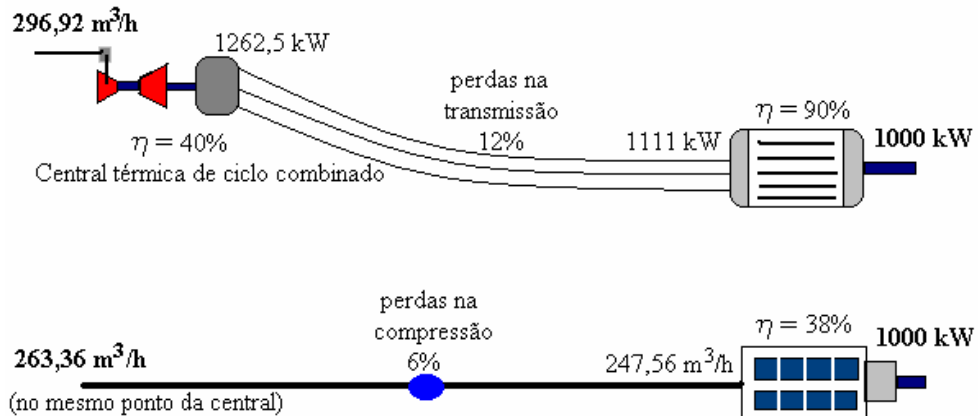


Figura 1.2 – Alimentação local e geração de energia elétrica distante do centro de consumo.

Pode-se considerar ainda, o aproveitamento dos rejeitos térmicos do motor de combustão interna, conforme mostrado na figura 1.3.

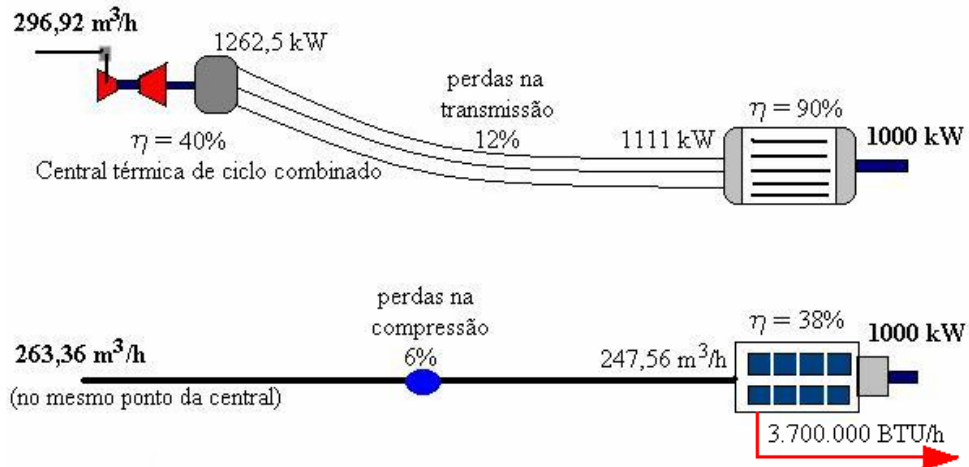


Figura 1.3 Alimentação local e geração de energia elétrica distante do centro de consumo com possibilidade de cogeração.

O cálculo dos rendimentos da configuração acima pode ser dado, tomando a relação de consumo do combustível pela potência, considerado igual nos dois casos ($10,63 \text{ kWh} = 1 \text{ m}^3$ de gás natural).

O rendimento, no caso do motor elétrico será, levando em conta toda a cadeia energética:

$$\eta_e = \frac{W_e}{C_f} = \frac{1000}{10,63.296,92} = 31,68\% \quad (1.1)$$

No caso do motor a combustão:

$$\eta_c = \frac{W_c}{C_f} = \frac{1000}{10,63.263,36} = 35,72\% \quad (1.2)$$

Para todo o sistema de energia da geração na central e consumo de eletricidade pelo motor elétrico:

$$\eta_{se} = \frac{W_e + Q_{tg}}{C_f} = \frac{1262,5}{10,63.296,92} = 31,68\% \quad (1.3)$$

Para todo o sistema de transporte do gás e consumo de força motriz pelo motor de combustão a gás natural, com o aproveitamento da cogeração:

$$\eta_{se} = \frac{W_c + Q_{mc}}{C_f} = \frac{1000 + \frac{3700000.1,055}{3600}}{10,63.263,36} = 74,4\% \quad (1.4)$$

1.3.2 Emissões para uso direto e para a central termoeletrica.

A Tabela 1.1 apresenta as emissões de CO₂, NO_x e SO₂ para os valores referentes à figura 1.3 com três diferentes configurações:

- emissões do motor de combustão interna com cogeração, para uma potência de 1064 kW, incluindo 6% correspondente às estações de compressão (tabela 4.1, página 104).
- central termoeletrica em ciclo simples com rendimento de 28%, para a obtenção de 1265 kW com cogeração (tabela 4.1, página 104);
- ciclo combinado para a geração de 1265 kW com rendimento de 40% (ROMERO, J. F. L.; BERMAN, C., 2006).

Tabela 1.1 Comparação entre as emissões do motor e da turbina a gás (kg/h)

	Motor de combustão com cogeração	Turbina a gás com cogeração	Turbina a gás em ciclo combinado
CO ₂	625	810	582
NO _x	0,53	0,36	0,291
SO ₂	0,034	0,041	0,144

Fonte: dados compilados pelo autor.

Para as configurações sugeridas, o motor de combustão a gás natural não apresenta desvantagem significativa no que se refere às emissões. O uso de sistemas de controle pode diminuir as emissões consideradas nesta análise para o motor de combustão interna.

1.3.3 Custos no transporte de gás natural e na transmissão da energia elétrica

Algumas considerações de custo do transporte de gás natural até o local de consumo e da transmissão da eletricidade serão destacadas a seguir.

As linhas de transmissão em corrente alternada possuem as seguintes características, visualizadas na tabela 1.2, que foram levadas em consideração nos cálculos.

Tabela 1.2 Características técnicas de linhas de transmissão.

Capacidade (kV)	Extensão (km)	Potência Transmitida GW	Preço MUS\$/km	Largura de servidão (m)
750	160	3,8	1,18	85
	750	2,0		
	1000	1,2		
500	160	1,3	1,06	52
	750	0,6		
345	160	0,8	0,92	N.D
	750	0,3		
230	160	0,2	0,530	35
	750	0,1		
138	160	0,15	0,440	27

Fontes: (US Climate Change Technology Program, 2003; GIS development, 2006 American Institute of Physics, 2003; BNDES, 1997).

*“Torna-se mais econômico e prático transportar gás natural que eletricidade. Por exemplo, um gasoduto com pressão de 60 bar, pode transportar uma energia de 25 GW, para um investimento equivalente comparável a uma linha de transmissão de somente 500 MW. Além disso, várias unidades geradoras em paralelo, poderiam oferecer maior eficiência energética e flexibilidade a menor custo”.*⁴

Os cálculos apresentados na tabela 1.3 não exprimem essa brutal diferença, mas chegam a valores que mostram ser as linhas de transmissão mais caras que os gasodutos para uma mesma potência transmitida.

⁴ Apresentado no magazine Energy News n.o 20, editado pela Wärtsilä. Acessado em www.gasnet.com.br/artigos/artigos em dezembro de 2005.

As linhas de transmissão, para uma mesma potência transmitida, são mais caras que os gasodutos, o que confirmam os cálculos realizados.

Se a comparação for feita com uma linha de corrente contínua as condições seriam mais favoráveis ainda devido às características técnicas e o custo das mesmas. As linhas de corrente contínua só serão viáveis para uma longa distância de transmissão e uma grande potência transmitida.

Tabela 1.3 Comparação entre linha de transmissão e gasoduto

Casos Reais	Extensão (km)	Capacidade m ³ /dia x 10 ³	Potência MW _e *	Valor total MMU\$	Valor US\$/MW.km
Gasodutos:					
Brasil-Bolívia	3.150	30.000	5.286	2.350,00	141,13
Uruguaiana - Porto Alegre	615	15.000	2.643	300,00	284,30
Transmissão:					
Itaipu	900	-	2.000	1450,00	805,00
Califórnia-Arizona	400	-	1.200	340,00	708,00
Teresina-Sobral (Alusa)	545	-	1.056	450,00	781,00
Exemplo Genérico ¹	400	-	1.700	540,00	794,32

Fontes: Dados calculados pelo autor.

Exemplo genérico traduzido de Ravemark e Normark, 2005.

Obs. Preço de uma linha de transmissão de Itaipu atualizado de 1985 para 2005.

Preço do gasoduto Bolívia Brasil atualizado de 1996 para 2005.

Taxa de juros do US\$, de 2% ao ano. Equivalente elétrico/térmico 40%.

Analisando a tabela acima nota-se ainda que a relação entre o custo de uma linha de transmissão de energia elétrica e um gasoduto pode variar entre 3 a 7 vezes.

Essa diferença depende ainda de outros fatores como situação demográfica para instalação da linha de transmissão, ou gasoduto, acidentes geográficos a serem vencidos, potência máxima de aproveitamento da linha ou do gasoduto, etc.

Por exemplo, o gasoduto Urucu-Coari-Manaus possui uma previsão de verba quase três vezes a média de um gasoduto construído em condições mais favoráveis.

A largura de servidão para uma tubulação de gás natural, com diâmetro de 32 polegadas (813 mm), é de 20 m, enquanto para uma linha de transmissão de 750 kV é de 85 m. Para uma extensão de instalação de 1000 km, a diferença de área é de 65 km².

O diâmetro do gasoduto pode ser calculado conforme proposto por Fadigas, Reis e Ramos (1999), ou ainda, conforme a equação proposta por Parker (2005), que leva em conta: a matéria prima, mão de obra, fabricação, miscelaneas e direito de passagem.

1.3.4 Impacto no mercado de gás natural

Em 2003 começou-se a propagar o conceito de massificação do uso do gás natural no Brasil que ecoou como mais um elo motivador para a realização deste trabalho.

Essa utilização ainda encontra certa resistência, principalmente nos defensores de outras fontes de energia no país, como colocado por Sychrava⁵ (1991, apud Barcellos, 1995, p. 128): [Temos que nos preocupar com o fato que o suprimento do gás natural será exaurido. Não haverá problemas com o fornecimento de gás até o ano de 2020, quando, segundo acredita o setor, nossas reservas se esgotarão. Alguém precisa fazer algo agora para nos dar um futuro com o carvão].

O gás natural será possivelmente a única fonte não renovável que conseguirá reunir as exigências de um mundo globalizado em que o ser humano, alertado para as necessidades básicas do planeta, aceitará como aliada nas causas da conservação do meio ambiente.

Um dos fatores de motivação para a realização desta pesquisa é o grande potencial técnico que o autor avaliou para a utilização do motor de combustão a gás natural em quatro setores: residencial, público, energia e industrial, a seguir são apresentadas algumas possibilidades de aplicação em cada um destes setores.

1.3.4.1 Bombeamento em edifícios residenciais

Dentro do consumo do gás natural para o setor residencial encontra-se a possibilidade no sistema de bombeamento predial, substituindo os motores elétricos que acionam as bombas de recalque, por motores de combustão interna a gás natural.

Com relação ao estágio atual para esse tipo de aplicação, trata-se de algo inédito que, pela pequena potência exigida, dependerá da adaptação da indústria nacional, com a participação de agências de fomento para o desenvolvimento tecnológico.

O impacto do uso dessa tecnologia será verificado pela aceitação na substituição local de transformação direta calor/trabalho, no eixo da bomba, pela energia elétrica utilizada atualmente.

Quanto à viabilidade dessa substituição, mostrada no capítulo 6, a análise é feita com base no consumo e a tarifa de gás natural e eletricidade, praticados pela concessionária no segmento residencial.

⁵ Sychrava, J. Texaco mistura esgoto e carvão para gerar energia. Gazeta Mercantil, S. Paulo, p. 13, abril de 1991.

Dados fornecidos pela Empresa Brasileira de Estudo do Patrimônio (EMBRAESP), mostram o número de edifícios construídos em 12 anos no município de S. Paulo.

Os números da tabela 1.4 mostram o potencial técnico para essa transformação, na cidade de S. Paulo.

Tabela 1.4 Edifícios construídos na cidade de S. Paulo nos últimos 12 anos

Tipo de edifício	Entre 5a10 andares	Entre 11 a 20 andares	Mais de 20 andares
Residencial	1.775 (93.871 apto.)	3.675 (282.914 apto.)	546 (61.286 apto.)
Comercial	69 (3369 conj.)	351 (29.106 conj.)	49 (1.376 conj.)

Fonte : (EMBRAESP, 2004).

Um edifício de 10 andares necessita de uma bomba de 5 HP para bombeamento de água à caixa superior do mesmo. Normalmente são instaladas 2 bombas, funcionando ou alternadamente, ou tendo uma delas como reserva.

Alguns edifícios, dependendo da capacidade da caixa superior precisam ainda, segundo a legislação, possuir uma bomba para combate a incêndio (MACINTYRE, 2002).

Em “Instalações Hidráulicas; Prediais e Industriais”, Macintyre (2002), apresenta o cálculo de uma instalação de bombeamento em um edifício de 15 andares seguindo a Norma NBR-5626/82, chegando a duas bombas de 7,5 HP.

Com relação a uma nova instalação, a comparação entre a utilização de um motor elétrico e um motor de combustão a gás natural, embora o segundo necessite de um investimento quase 4 vezes maior que o de motor elétrico, a instalação do motor a gás pode apresentar vantagens econômicas para o consumo de energia.

Essa possibilidade traria uma grande abertura no mercado industrial brasileiro para o desenvolvimento de pequenos motores a gás natural.

Já existem representantes no Brasil de empresas estrangeiras, que fabricam pequenos motores a gás natural, ou motores do ciclo Otto, que poderiam ser convertidos a motores a gás natural com potências variando entre 1,0 a 20 HP.

Um levantamento detalhado do potencial de utilização do gás natural nessa área envolveria uma pesquisa de classes de edifícios e equipamentos instalados.

1.3.4.2 Bombeamento em serviços públicos

A grande capacidade instalada em serviços de abastecimento de água das grandes cidades pode tornar atraente a substituição de motores elétricos por motores de combustão a gás natural. Um exemplo desse potencial é a capacidade instalada pela concessionária de serviço público, Saneamento Básico do Estado de S. Paulo (SABESP), em suas estações de captação e abastecimento de água.

Sistemas de abastecimento de água com o acionamento de motores de combustão interna a diesel, gasolina ou mesmo gás natural, já funcionam em várias cidades como Amarillo, no Texas, Joliet, em Illinois, Sangre de Cristo e Santa Fé, no México, etc (ENERGAS, 2003).

Neste caso a participação da indústria estrangeira será marcante, não havendo possibilidades para a fabricação desses motores no Brasil a curto prazo, devendo a indústria nacional preparar-se para responder a esta demanda tecnológica.

O impacto causado pode ser positivo, levando-se em conta a capacidade instalada e a possibilidade de cogeração local nas estações de bombeamento.

Com relação ao potencial de substituição, o mesmo dependerá da tarifa conseguida para a compra do gás natural, lembrando que por se tratar de serviço considerado essencial tem baixas tarifas de energia elétrica.

Em São Paulo, a SABESP gerencia uma potência instalada de aproximadamente 312.000 kW, nos serviços de abastecimento de água e saneamento básico, no primeiro, onde estão às bombas de maior interesse para o nosso estudo, perfazem um total de 242.000 kW.

Desses 242.000 kW, devemos descontar o total referente às quatro bombas da elevatória de Santa Inês, pertencentes ao Sistema Cantareira, cuja capacidade dos motores elétricos soma 80.000 CV (aproximadamente 58.880 kW), levando em conta que os motores de combustão interna a gás natural têm seu limite tecnológico atual de 6.000 kW, conforme será relatado posteriormente.

O sistema Guarapiranga possui 6 bombas de 5.400 kW, porém de eixo vertical, neste caso, apesar de existir espaço disponível, constatado em loco, haveria necessidade de um redutor angular de engrenagens cônicas para transmissão do torque, o que aumentaria os custos de utilização do motor de combustão interno a gás natural.

Portanto, o potencial de substituição atingiria o valor de aproximadamente 150.000 kW.

1.3.4.3 Bombeamento em serviços de energia

O bombeamento em serviços de energia pode abranger uma grande gama de serviços, que vão desde sistemas de alimentação de caldeiras para centrais termoelétricas, circulação de água em condensadores e chillers e, no transporte de petróleo e seus derivados.

No BEESP o transporte de petróleo é considerado no setor de energia onde, a aplicação das bombas centrífugas tem uma importante participação nos sistemas de bombeamento de petróleo e seus derivados, principalmente no transporte do líquido entre terminais e refinarias.

Dentro deste setor, as condições para substituição de motores elétricos por motores de combustão interna a gás natural, na área dos terminais, alcançam grandes perspectivas, tanto pelas condições técnicas favoráveis das instalações como pela possível disponibilidade do gás natural.

Pela capacidade das máquinas envolvidas a participação da indústria estrangeira será bastante acentuada, exigindo uma resposta tecnológica da indústria nacional a esta demanda.

O impacto causado por essa substituição pode ser positivo pelo aproveitamento do calor rejeitado no motor de combustão interna em benefício da cogeração, que pode ser utilizada em vários processos de redução da viscosidade do petróleo ou outros derivados.

Um estudo de viabilidade será elaborado, levando em conta a possibilidade técnica da substituição, a tarifa do gás natural e da energia elétrica praticada atualmente pela Empresa.

As bombas de processo de refinarias, embora apresentem um potencial menor para essa substituição, podem torna-se futuramente em um elemento interessante para estudo pontual.

Um exemplo dessa aplicação encontra-se nos terminais e refinarias da Petrobras, que concentram um grande número de bombas com capacidades de interessante estudo na substituição do motor elétrico por motor de combustão interna a gás natural.

Dados levantados pelo autor, contabilizaram no litoral paulista, 3 bombas de S. Sebastião de 3000 HP cada uma, 7 bombas de 500 HP do terminal de Santos e 13 bombas de 800 HP do terminal de Cubatão.

1.3.4.4 Bombeamento no setor industrial

Os segmentos considerados pelo BEESP, 2004, no setor industrial, apresentam quase 60% do consumo do gás natural de todo o Estado de S. Paulo.

Esses segmentos, conforme a classificação setorial do balanço, compreendem:

a) indústria do cimento; b) indústria de ferro e aço; c) indústria de mineração e pelotização; d) não ferrosos e metalurgia; e) química; f) alimentos e bebidas; g) têxtil; h) papel e celulose; i) cerâmica; j) outros.

Foram coletados dados de empresas desses segmentos, verificando-se a possibilidade de substituição dos motores elétricos por motores de combustão a gás natural em máquinas de fluxo.

Do ponto de vista da participação da indústria nacional na fabricação de motores de combustão interna a gás natural no acionamento de máquinas de fluxo, para uma faixa média de potência, é possível o atendimento à demanda, com a adaptação de motores de ciclo Otto veicular em motor estacionário.

O impacto causado poderá ser positivo, principalmente com a economia em eletricidade e o aproveitamento em cogeração.

O potencial para substituição no setor industrial dependerá da aceitação da indústria para essa tecnologia, das barreiras quanto às incertezas na política do gás natural e da proporção da tarifa do gás natural, para fornecimento industrial com a tarifa da energia elétrica paga atualmente pela indústria.

Vários fatores deverão ser considerados, como tipos de bombas, posição de funcionamento, tipos de vedação etc.

Na indústria, a aplicação do gás natural já existe para uma série de transformações inerentes aos processos industriais. A maioria desses processos é pela queima direta do gás na realização da combustão e transformação em energia térmica como, por exemplo, em fornos e caldeiras.

Para alguns casos de acionamento motriz, torna-se viável a substituição do motor elétrico de indução pelo motor de combustão a gás natural. Entre os mais prováveis casos, para essa substituição, estão o acionamento de grupos compressores, bombas centrífugas, ventiladores e outros.

É para esse caso particular, que devem ser voltadas a atenção de um estudo mais aprofundado no sentido de substituição do motor elétrico pelo motor de combustão interna a gás natural.

Na indústria paulista, numa estimativa realizada pelo autor, essa substituição economizaria a instalação de duas unidades da Usina de Itaipu Binacional (720 MW cada unidade).

Em 2003 a participação do gás natural na matriz energética no setor industrial foi de apenas 12%. Desses 12% da participação do gás natural para o setor industrial no Estado de São Paulo, aproximadamente 90 % são fornecidos pela COMGAS. O fornecimento total da COMGAS, para o setor industrial chegou a 7,4 milhões de metros cúbicos diários e um total de 767 clientes atendidos.

A distribuição para os diversos segmentos industriais pode ser verificada na figura 1.4. Deve ser notado que a divisão dos segmentos industriais da COMGÁS é mais abrangente que a apresentada no Balanço Energético do Estado de São Paulo 2004.

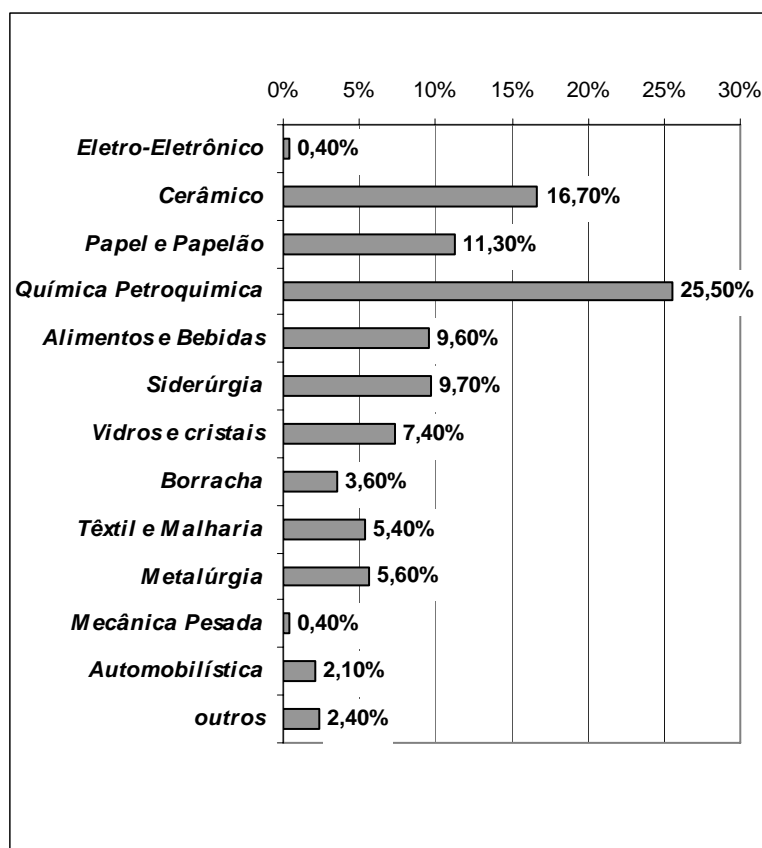


Figura 1.4 Distribuição de gás natural nos diversos segmentos industriais.
Fonte: (COMGÁS, 2004).

A maior aplicação do gás natural no setor industrial está na sua queima direta. Um exemplo é a aplicação do gás natural na indústria cerâmica, onde o mesmo é utilizado nos fornos de secagem e vitrificação do produto cerâmico. Na indústria cerâmica o número de

bombas instaladas, que justifiquem a substituição de motores elétricos por motores de combustão interna a gás natural, é muito pequeno.

1.4 Metodologia

A metodologia aplicada para elaboração deste trabalho contará com pesquisa bibliográfica, contatos com fabricantes e fornecedores de motores elétricos, bombas centrífugas, ventiladores, motores de combustão interna, concessionárias de gás natural, sites da internet e pesquisa de campo, abrangendo quatro setores identificados no balanço energético do Estado de São Paulo: residencial, público, energético e industrial.

Para cada um desses segmentos serão aplicados os itens relevantes que auxiliam na busca do objetivo.

1.5 Revisão bibliográfica

As referências citadas a seguir contribuíram para a configuração do trabalho apresentado:

Barcellos (1995) faz uma comparação entre as políticas e o apoio dado ao gás natural, em contraposição ao carvão energético, apresentando um conjunto de ações que poderiam beneficiar o uso do carvão mineral, principalmente na geração de energia elétrica.

A International Energy Agency (2005) traz levantamentos de dados estatísticos sobre o consumo das principais fontes de energia e a inserção dessas fontes na produção de eletricidade em todo mundo.

Dos Santos et al. (2002) mostram nas páginas 140 a 152, possibilidades de utilização do gás natural e um alerta de como devem ser desenvolvidas as tecnologias para utilização do gás natural, evitando-se a todo custo o sentido simples da adaptação.

Strapasson (2004) analisa o paradoxo na utilização da energia elétrica para fins de geração de calor em vários processos industriais, onde se poderia estar utilizando o gás natural como fonte de energia.

Pfleiderer e Peterman (1979) apresentam uma classificação para as máquinas de fluxo, incluindo as diversas divisões para uma abordagem de forma teórica e prática do seu mecanismo de funcionamento.

Macintyre (1997, 1998) descreve as classificações para as máquinas de fluxo, e várias aplicações das bombas centrífugas em diversas áreas. Apresenta ainda, uma

classificação dos ventiladores e suas aplicações. Em um outro livro, mostra o cálculo de aplicação de bombeamento de água em um edifício de 15 andares.

Zulcy e Bran (1969) na classificação apresentada para as máquinas de fluxo seguem basicamente a classificação e a descrição apresentada por Pfleiderer. Trazem o dimensionamento hidráulico completo de uma bomba centrífuga radial e de uma bomba centrífuga axial, utilizando exclusivamente o Sistema Internacional de medidas (SI).

Stepanoff (1982) apresenta um estudo sobre o início de operação de uma bomba centrífuga, apresentando as curvas de conjugado ou torque em função da porcentagem da rotação, inclusive uma sobreposição da curva de torque da bomba e do motor elétrico, para um motor de quatro pólos e uma bomba de velocidade específica normal.

Lobosco e Dias (1989), no segundo volume de um livro publicado pela SIEMENS comparam as curvas de conjugados de bombas e ventiladores de maneira bem detalhada. Com relação às curvas dos ventiladores, chamam a atenção para o valor mínimo do conjugado do ventilador entre 20 a 25% da rotação nominal do rotor. O volume 1 traz o cálculo do conjugado de partida para motores elétricos.

Mamede (1995) indica uma relação de fórmulas para os cálculos de conjugado do motor elétrico e da carga, mostra as fórmulas para as várias categorias de conjugados, aplicados em diversos tipos de máquinas e, apresenta também, o cálculo para o tempo de partida dos motores elétricos sobre diversas cargas.

A WEG (2002, 2004), nos manuais de motores elétricos, apresenta uma série de informações que serviram como balizamento nas consultas técnicas, citando ainda, normas relacionadas com a aplicação dos mesmos, como a ABNT, IEE, NEC, IEEE, NEMA, etc. Os manuais, sobre os inversores de frequência da WEG, CFW08 e CFW09, além dos inversores de média tensão, trouxeram informações técnicas utilizadas no trabalho.

A SIEMENS (2004) possui um catálogo mundial sobre preços de motores elétricos de diversos tipos, o qual serviu como parâmetro de comparação dos preços de motores conseguidos no mercado nacional.

A ABB (2005), em seus manuais sobre inversores de frequência, apresenta os diversos modelos que cobrem as potências desde 50 a 32.000 kW para baixa e média tensão.

Rama e Giesecke (1995) em artigo publicado no IAS Petroleum and Industry Conference, descrevem as oportunidades do uso do inversor de frequência para controle de rotação de motores elétricos e a evolução do uso dos mesmos em comparação dos antigos motores com comutação de pólos. Alguns exemplos são mostrados inclusive para aumento de rotação do motor.

Campana, Oliveira, Soares et al (2000) analisam, no trabalho apresentado no “Encontro de Energia no Meio Rural”, a aplicação dos inversores de frequência como uma alternativa para racionalização do uso da energia elétrica em sistema de irrigação com pivô central. Apresentam ainda, um gráfico comparando o preço do inversor de frequência com o motor elétrico Standard de mesma potência.

Arthur D. Little (2002) mostra um estudo consultivo sobre as oportunidades para aplicação de tecnologias de micro geração no mercado americano, incluindo a participação de turbinas a gás, motores de combustão interna e células de combustível. Faz uma comparação entre as mesmas, que diz respeito à eficiência e emissão de gases poluentes.

O NREL-National Renewable Energy Laboratory, sobre os auspícios do United States's Department of Energy (DOE – 2003), através do Energy Efficiency and Renewable Energy, traz uma série de caracterizações de tecnologias com utilização de gás natural em motores de combustão interna, turbina a gás, mini turbina a gás, células de combustíveis, entre outros. Apresenta parâmetros de preço, rendimentos, potencial de aproveitamento dos gases de exaustão, água de refrigeração do motor, circuito de óleo de lubrificação e níveis de emissão de diversos gases para várias faixas de potência dos motores. Serviu como excelente parâmetro na comparação dos cálculos executados no trabalho. Dados de diversos fabricantes são apresentados em tabelas e gráficos.

O Advanced Reciprocating Engine System (ARES-2005) em seguidos tópicos, apresentados por conceituados fabricantes de motor de combustão, apresenta um programa de aprimoramento do motor de combustão interna a gás natural para se alcançar um rendimento em torno de 52% até o ano de 2009. Entre os principais tópicos colocados estão a ignição por laser, a redução de atrito e a diminuição de emissões de NOx e CO.

Neber, Siebers, Di Julio (1994) analisam o comportamento de motores diesel funcionando com gás natural. A ignição é feita com alta compressão e uma mistura inicial de diesel e gás natural pulverizada é detonada por compressão.

Uitenbroek, Cremer e Klaemer (2003) apresentam as condições de funcionamento do ciclo Miller, mostrando as vantagens e o aumento de rendimento com relação ao ciclo Otto. Além do ciclo Miller, expõem as características de funcionamento do mesmo com a necessidade da válvula temporizada e do turbo compressor.

O EEA-Energy and Environmental Analysis (1999) mostra estudos sobre as evoluções nos motores de combustão interna, relacionado com a emissão de gases prejudiciais ao meio ambiente. Apresenta como base de estudos, alguns modelos de série dos principais

fabricantes e a possível progressão na redução de emissões, com estudos e desenvolvimento tecnológico, até o ano de 2030.

A Caterpillar (1997), catálogo que mostra um estudo sobre os níveis de emissões de NO_x , CO e CO_2 dos motores Caterpillar e os níveis de emissões permitido em diversos países. Mesmo desatualizado, apresenta informações importantes sobre o mecanismo de geração dos gases poluentes.

A Waukesha (2006), catálogo que apresenta a linha completa de motores de combustão a gás natural fabricados pela empresa e inclui potência até 3.800 kW.

A SOTA - (2003) apresenta uma classificação dos motores estacionários e a eficiência quanto à emissão de gases poluentes, dando uma nomenclatura e respectiva abreviatura para todas as variáveis de emprego de controle de emissão. Apresenta ainda os níveis de eficiência esperado para diversos tipos de combustíveis, correspondente a aplicação de cada tecnologia empregada de catalisadores, filtros e melhorias de ignição.

Heisler (1995), livro bastante detalhado com inúmeros desenhos de motores de combustão interna. O capítulo 6 apresenta os fundamentos e tipos de sistemas sobre alimentação do motor. O capítulo 11 detalha uma série de tipos de injeção e os respectivos mecanismos e bicos.

Taylor (1971), no volume 1, faz uma análise do efeito de atrito, lubrificação e desgaste sobre o comportamento do motor. Expõem ainda, as equações básicas de transmissão de calor na estrutura do motor.

Lora e Nascimento (2004) apresentam um enfoque sobre geração termelétrica. No volume 1 aborda de maneira sucinta as turbinas a vapor, turbinas a gás, os motores de combustão interna e equipamento e dispositivos auxiliares, como trocadores de calor, recuperadores de calor, torres de resfriamento etc.

Boyce (2006) descreve os principais tipos de turbinas a gás natural, dá uma classificação geral para as turbinas a gás e apresenta gráficos da eficiência térmica da turbina em função da temperatura e da potência útil, no eixo de saída. Esse manual apresenta também um estudo detalhado dos principais componentes da turbina, tais como compressores centrífugos e axiais, tipos de combustores, rotor da turbina, materiais empregados, testes e manutenção.

Kehlhofer, Bachmann, Nilsen et al (1999) analisam os ciclos combinados de turbina a gás e turbina a vapor, apresentando a importância de diversas variáveis que influem no rendimento do ciclo combinado. O capítulo 6, onde apresenta os tipos de turbinas, mostra a importância e dá grande ênfase aos recuperadores de calor (Heat Recovery).

Eastop & MacConkey (1993), livro de termodinâmica aplicada que lembra a abordagem de Faires (1978), porém com menos exercícios e figuras, mas que abrange desde os conceitos, ciclos, até as aplicações nas máquinas térmicas, turbinas, motores, etc.

Bejan (1996) com um livro de estudo bastante avançado, que vai além do enfoque deste trabalho e trata de maneira detalhada da minimização da geração da entropia. Analisa a geração de entropia e a destruição de exergia do sistema, a geração de entropia no fluxo de um fluido, e uma análise da geração de entropia nos trocadores de calor.

Van Wylen e Sonntag (1992), livro clássico de termodinâmica, que aborda toda teoria elementar, voltado em grande parte para a termodinâmica química. Apresenta no capítulo 8 um gráfico com a relação dos graus de funcionamento da árvore de manivela e a disponibilidade do combustível. Esse mesmo gráfico (produzido pela “SAE Progress in Technology Series”) é utilizado por Goran Wall, em “Exergéticas”, trocando as palavras disponibilidade por exergia.

Fadigas, Reis e Ramos (1999), comparam o custo do transporte do gás natural e linha de transmissão em corrente contínua de alta voltagem, apresentando uma análise econômica. Introduzem ainda uma fórmula para o cálculo da vazão e do custo da tubulação para transporte do gás.

Parker (2005) apresenta um levantamento estatístico de preços de mais de 900 tubulações de transporte de gás natural variando entre 4” a 42”, entre os anos de 1991 e 2003. Os custos são divididos em projeto, matéria prima, mão de obra, acessórios e direito de passagem. Após o levantamento das linhas de tendência para cada item, apresenta a equação geral para o cálculo do preço da implementação de uma tubulação de transporte de gás natural.

Da Cruz (2005), em estudo sobre a redução dos custos operacionais do sistema pneumático aeromóvel, de Porto Alegre, propõe a substituição do motor elétrico por motor de combustão a gás natural no acionamento dos ventiladores com potência 170kW (231CV). A substituição apresenta certas vantagens, embora o preço do gás natural no Rio Grande do Sul não seja atrativo.

Barclay (1998) apresenta, de maior interesse para o trabalho, a composição dos gases de exaustão de uma turbina a gás em base úmida, o que facilita o cálculo da exergia química da mistura. Dá bastante ênfase a exergia das células a combustível, a partir do capítulo 4.

Boehm (1987) aborda a análise de projetos de sistemas térmicos. Os primeiros capítulos dão ênfase à seleção do equipamento de uma central, tais como bombas, ventiladores, compressores, turbinas, vasos de armazenagem, válvulas e tubulação. A partir

do capítulo 5 aparece a parte mais importante da publicação, com ênfase a “Avaliação Econômica” do projeto. Grande ênfase é dada à estimativa do custo preliminar do equipamento, onde o efeito do tamanho sobre o custo do mesmo é comentado antes da apresentação da fórmula, que permite o cálculo do custo. No Apêndice D apresenta uma série de parâmetros para avaliação do preço de quase 100 equipamentos de um sistema térmico.

EL-Sayed (2003), bem mais moderno que o anterior, apresenta uma abordagem termoeconômica para a análise dos custos dos equipamentos de uma usina térmica. A abordagem apresentada leva em conta a utilização de programas computacionais para a solução e simulação dos problemas propostos. O apêndice 9.3 traz vários parâmetros para diversos tipos de equipamentos, que devem ser utilizados na fórmula do cálculo do custo dos mesmos. A tabela apresenta os coeficientes e parâmetros nos dois sistemas de unidade; S.I. e o sistema inglês.

Bejan, Tsatsaronis e Moran (1996) abordam a otimização do projeto térmico. Discutem a análise exergetica dividindo-a em exergia física e exergia química. O capítulo 4 dá ênfase à parte de transmissão de calor, abordando a modelagem e a análise do projeto. O capítulo 7, de análise econômica, apresenta a fórmula para parametrização do fator de escala do equipamento, tabelando ainda, uma série de valores do expoente, que deve ser utilizado na fórmula, para vários tipos de equipamentos. Porém, na avaliação de custo do equipamento é bastante pobre, apresentando no Apêndice B; “Modelo Econômico de Sistemas de Cogeração”, pouco mais de 10 itens.

Paulus e Tsatsaronis (2005) apresentam na publicação desse trabalho uma série de fórmulas auxiliares para o cálculo de renda de exergia específica. Faz uma comparação entre os princípios de renda específica exergetica e custos específicos exergeticos, onde adianta terem enfoques diferentes.

Kotas (1995) traz uma abordagem bastante clara sobre exergia, desde a sua definição, conceito de exergia física, conceito de exergia química, exergia total, cálculo de exergia de gases de combustão, diversos exemplos de aplicação em processos de compressão, turbina a gás, etc. Apresenta fórmulas para o cálculo dos custos do sistema, baseado em 3 tipos de considerações: método da igualdade, método da extração, e método do trabalho, os quais denominam de métodos autônomos.

Yantovskii (1994) apresenta no capítulo 3 diversas fórmulas para cálculo da eficiência exergetica de vários tipos de sistemas como centrais térmicas de potência, plantas de cogeração, fundição elétrica e tratamento térmico, plantas químicas e metalúrgicas, etc.

Apresenta ainda uma tabela periódica dos elementos com a exergia Standard, a entalpia standard e a substância de referência de cada uma.

Negri, Viera e Oliveira Jr (1999) utilizam as ferramentas apresentadas em Kotas (1995) em um exemplo de aplicação, como fator comparativo entre configurações de usinas termoelétricas. Compara os métodos de extração, igualdade e de trabalho útil, o qual chama de método da eletricidade para uma usina térmica a vapor, tendo como combustível o gás natural.

Pelegriini, Costa e Oliveira Jr (2005) apresentam um estudo de distribuição de custos em sistemas energéticos, tendo como fundamental ferramenta de análise a termoeconomia. Mostra um caso didático de um ciclo de geração a vapor, com uma extração de vapor da turbina para atender uma demanda térmica. Nesse estudo são detalhados os métodos de igualdade, de extração e eletricidade .

CAPÍTULO 2

O GÁS NATURAL

Neste capítulo serão vistos alguns aspectos que envolvem o uso do gás natural e sua participação no mundo atual. Um breve posicionamento sobre os fatores que cercam essa fonte de energia, justifica a sua aplicação em diversas tecnologias já existentes ou ainda em pleno desenvolvimento.

2.1 Utilização do gás natural no mundo

O gás natural vem apresentando o maior índice de penetração na matriz mundial de utilização de fontes primárias de energias não renováveis.

Conforme as estatísticas apresentadas, comparado com outras fontes energéticas a evolução no uso do gás natural apresentou um aumento significativo nos últimos 30 anos.

Com a descoberta de novas reservas na Rússia e, sobretudo na Venezuela, essa fonte de energia representa um potencial gradativo de substituição ao carvão mineral e aos derivados de petróleo.

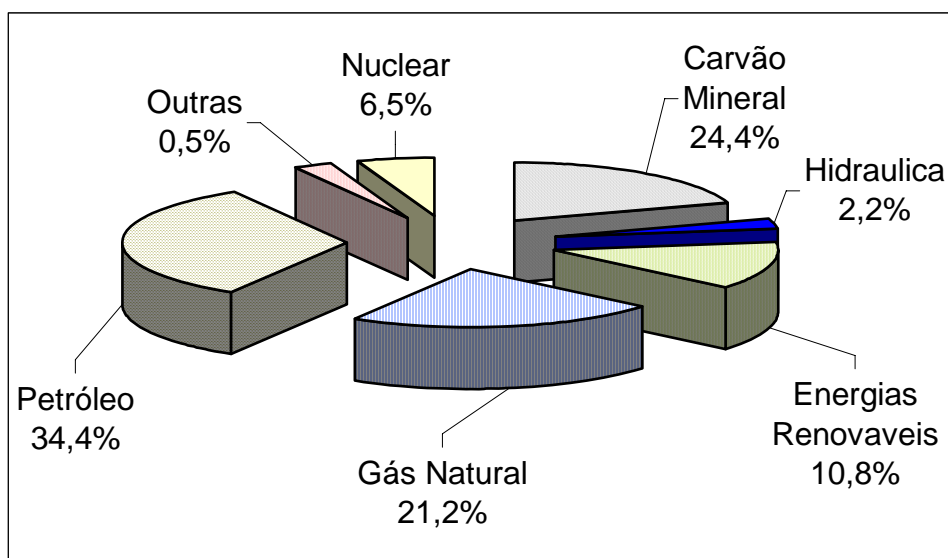


Figura 2.1 Participação das fontes primárias na matriz energética mundial.
Fonte: (IEA- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2005) (base 2003)

É importante observar que o gás natural, como fonte primária, também tem participação na matriz de geração elétrica.

Neste caso, as centrais termoelétricas a gás natural, na maioria das vezes utilizando turbina a gás, em ciclo simples ou combinado, vêm tendo grande aceitação, principalmente na substituição das grandes usinas térmicas a carvão.

Em se tratando de usos finais, a distribuição, já incluindo a eletricidade, que pode ser produzida pela participação de diversas fontes primárias, pode ser visualizada na figura 2.2.

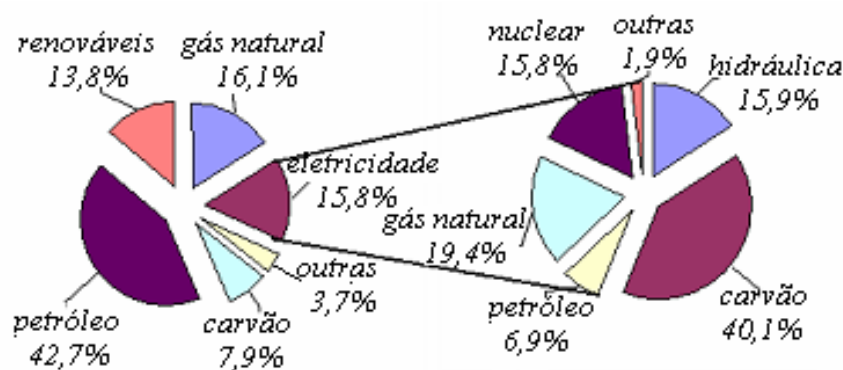


Figura 2.2 Participação das fontes de energia nos usos finais e na eletricidade.
Fonte: (IEA, 2005). Adaptação do autor.

Com a primeira crise do petróleo em 1973, o gás natural, que já vinha tendo uma boa participação na matriz energética mundial, começou a ter uma participação mais expressiva juntamente com a energia nuclear. O gráfico da figura 2.3 mostra que no período entre 1973 e 2004 o gás natural foi a fonte de energia primária que mais vem aumentando de maneira contínua e progressiva⁶.

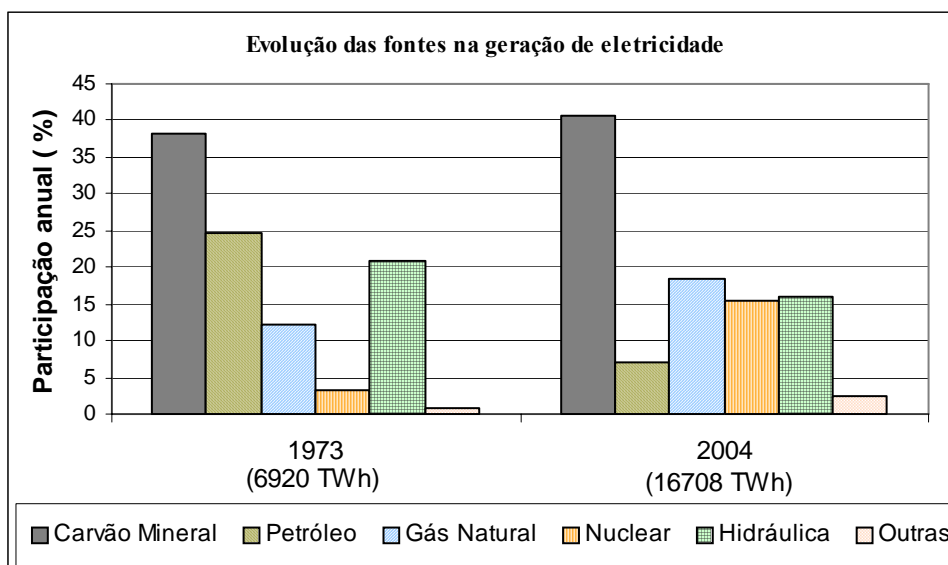


Figura 2.3 Fontes de energia primária na produção de eletricidade.
Fonte: (IEA, 2005).

⁶ As barras apresentadas no quadro não exprimem os valores absolutos do aumento inicial da energia nuclear que superou qualquer outra fonte (Ver dados estatísticos da BP, 2004).

A participação do gás natural, na matriz energética mundial, passou de 12% em 1973, para 21,2 % em termos de energia primária.

A participação do gás natural, na matriz energética de vários países, pode ser visualizada na tabela 2.1, destacando-se a participação bastante acentuada na matriz energética da Argentina e tímida no Brasil.

Tabela 2.1 Participação do gás natural na matriz energética de alguns países (%).

País	Petróleo	Gás Natural	Carvão	Hidráulica	Nuclear	Total Tep x10 ⁶
Estados Unidos	40,4	24	25	2,6	8	2336,6
Canadá	31,5	26	10	26	6,5	317,5
México	64	24	5	5	2	147,2
Venezuela	36	42	0	22	0	69,2
Chile	46	19	16	19	0	27
Argentina	32	50	1,3	14	2,7	66,8
França	38	14	4,3	7	36,7	262,1
Alemanha	40	23	25	2	10	324
Inglaterra	34	38	18	1	9	227,3
Itália	52	33	8	7	0	183,9
Espanha	54	12	14,5	8,5	11	147,4
Holanda	50	40	9	1	0	94,7
Noruega	23	10	1,5	65,5	0	45,2
Índia	31	7,5	54	6	1,5	387,3
China	27,5	3	61	8	0,5	1554
Japão	48	14	20	14	4	524,6
Brasil	43	9,3	6,9	39,6	1,2	194,5
Turquia	42	22	28,5	7,5	0	89,7
Rússia	20	51	18	6	5	679,6
Coréia do Sul	52	11,5	23	0,5	13	224,5

Fonte: (BP- BRISTOL PETROLEUM STATISTIC, 2006). Países selecionados.

Pela tabela 2.1, pode-se notar que os países que possuem a maior participação do gás natural em sua matriz energética são: Rússia, Argentina, Holanda e Venezuela, todas superando 40 % de participação.

2.2 Utilização do gás natural no Brasil

A participação do gás natural no Brasil apresenta ainda um índice bastante baixo quando comparado com outros países.

Por outro lado, quando falamos no consumo de gás natural, precisamos verificar as condições de aproveitamento baseado principalmente nas reservas disponíveis.

As reservas brasileiras de gás natural ultrapassam os 450 bilhões de metros cúbicos, dando um relativo salto em final de 2003 com a descoberta de 140 bilhões de m^3 no campo de Mexilhões, localizado na bacia de Santos e 110 bilhões de m^3 descobertos no campo do Bloco BS -500 (sem nome), localizado próximo ao município do Rio de Janeiro (GASNET, 2004).

O gráfico da figura 2.4 mostra a evolução das reservas de gás natural no Brasil desde 1980, já contando com os acréscimos da bacia de Santos e do Rio de Janeiro.

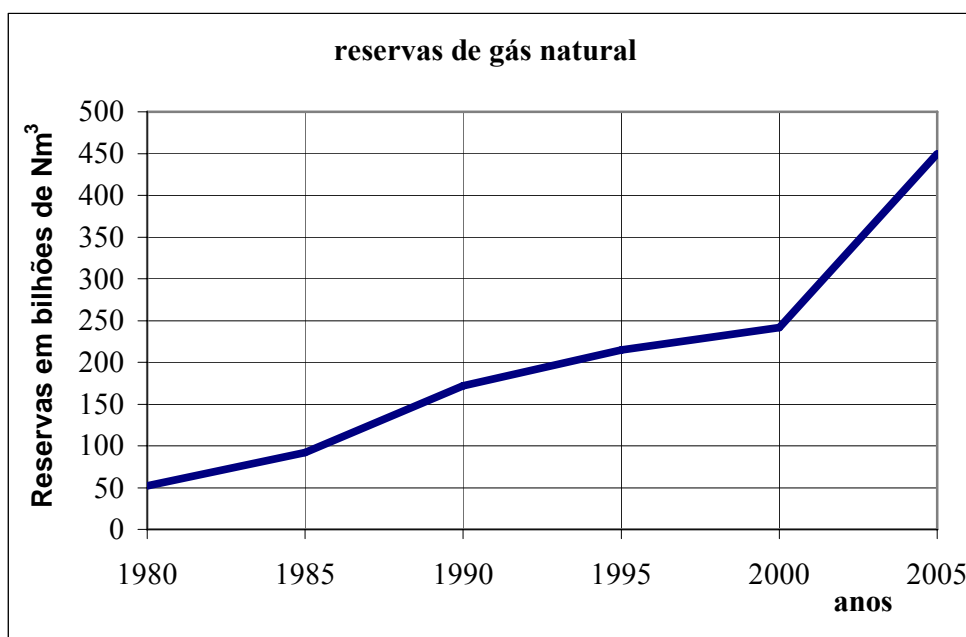


Figura 2.4 Fonte: (ANP, 2005). Somadas as descobertas de Santos e Rio, de Janeiro em 2004, se confirmadas como reservas prováveis.

Por outro lado, o consumo do gás natural ainda é bastante tímido, cerca de 51 milhões de m^3 /dia, em média, sendo 24 milhões de m^3 /dia importados da Bolívia. Em 2004 se importou, em média 22 milhões de m^3 /dia e em 2003, 16,6 milhões de m^3 /dia (ANP, 2005-Relatório Mensal). A expectativa é atingir até 2010 o consumo de 80 milhões de m^3 de gás natural por dia.

A participação do gás natural na matriz energética nacional, de acordo com Balanço Energético Nacional (BEN) de 2003 é mostrada na figura 2.5.

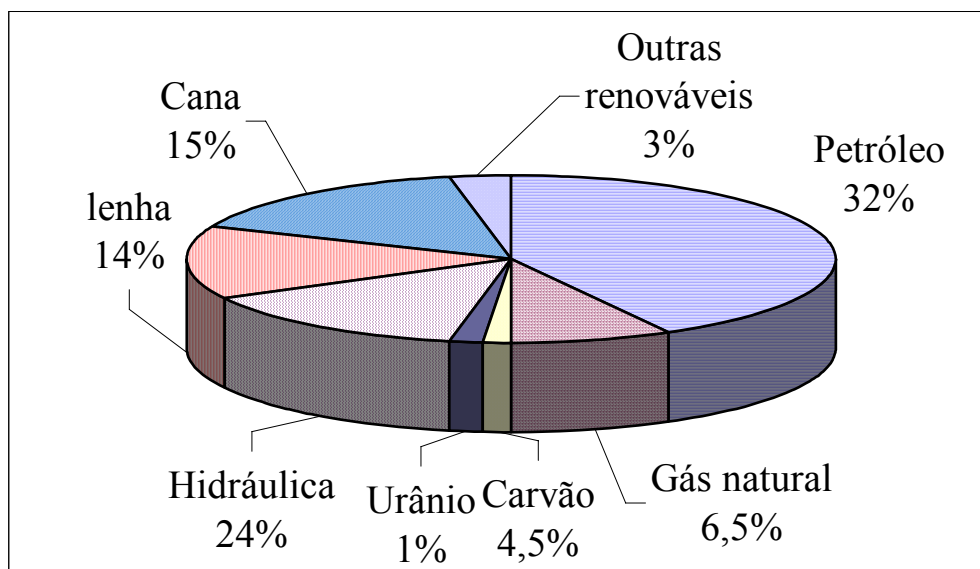


Figura 2.5 Participação das fontes de energia primária na matriz energética nacional.
Fonte: (BEN, 2003).

Embora a produção brasileira atinja aproximadamente 48 milhões de m³/dia, grande parte dessa produção ainda é queimada nas refinarias ou injetada nos poços de petróleo⁷.

Muitos países da América do Sul possuem uma participação do gás natural em sua matriz energética superior a 20 % , como é o caso do Chile, Venezuela, Argentina e Bolívia. No Brasil, mesmo com a massificação pretendida para utilização do gás natural e os esforços da Petrobrás na instalação de dutos em todo território nacional, existe a previsão de que a participação de 15% do gás natural na matriz energética nacional não será alcançada antes de 2010 (GASNET, julho 2004).

Deve-se levar em conta que grande parcela de gás é proveniente da compra de gás natural da Bolívia, que ultimamente está sujeito a uma série de incertezas no âmbito político e comercial.

O projeto ambicioso de se trazer gás natural da Venezuela com uma rede de transporte de norte a sul, cruzando todo o território Nacional, poderia esperar as tentativas de exploração das reservas descobertas e novas tecnologias de utilização do gás natural, como o gás natural liquefeito. A tabela 2.2 apresenta o **consumo médio diário** de gás natural em todo o território nacional, no ano de 2005, visualizado por Estado da Federação e a participação das principais concessionárias de distribuição do gás natural.

⁷ Conforme dados da ANP – Boletim Mensal do Gás Natural (Dez.2005), para uma produção nacional de 17,6 bilhões de metros cúbicos anuais, houve um total de 2,99 bilhões de metros cúbicos re-injetados e 2,48 bilhões em queima e perda, além de um consumo próprio em produção de 2,46 bilhões de m³/ano.

Tabela 2.2 Consumo médio de gás natural diário, por Estado e concessionária ($10^3 \times \text{m}^3/\text{dia}$),

UF	Concess.	Industrial	Automot	Residenc.	Comercial	Geração Elétrica	Cogeração	total	%
AL	Algas	326	85	2,2	3,8	0	0	417	1,09
BA	Bahiagás	2614	223	0	1	0	623	3461	9,07
	BR	955	106	1	2	0	0	1064	2,79
MT	Mtgás	0	0	0	0	1078	0	1078	2,83
RJ	Ceg	1718	1815	244	185	509	202	4673	12,2
RJ	Ceg Rio	2005	263	3,5	1,6	1231	0	3504,1	9,19
CE	Cegas	224	173	0,2	0,3	167	25,6	590,1	1,55
SP	Comgás	8994	1268	254	260	1180	590	12546	32,9
SP	Gás Brasilian	152,6	15	0,5	1	0	0	169,1	0,44
SP	S.Paulo Sul	892,5	60	8	8,7	0	0	969,2	2,54
PR	Compagas	510	64	1	2,5	0,1	95,4	673	1,76
PE	Copergás	654	186	0,1	0,8	1795	20	2655,9	6,96
SE	Sergás	146	73	0,1	0,1	0	0	219,2	0,57
MG	Gasmig	1226	278	0	17,3	107	0	1628,3	4,27
PI	Gaspisa	0	1,7	0	0	0	0	1,7	0
MS	Msgás	7,5	27,5	0	0,6	902	0	937,6	2,46
PB	Pbgás	176	86	0	0	0	0	262	0,69
RN	Potigás	160	173	0	1,3	0	2	336,3	0,88
SC	Scgás	1067	204,5	0	3	0	0	1274,5	3,34
RS	Sulgás	763	132	0	9,3	530	255	1689,3	4,43
	Total	22590,6	5233,7	514,6	498,3	7499,1	1813	38149,3	100

Fonte: (ABEGÁS, abr. 2005 – publicado na revista Gás Brasil n.o 6).

Pode-se notar na tabela 2.2, que o Estado de S. Paulo, com três concessionárias distribuidoras de gás natural, apresenta mais de um terço do consumo de gás natural do país, merecendo um estudo à parte como os apresentados por Schuwyster (2001) e De Moraes (2003).

O maior consumo do gás natural no Estado é proveniente da Bolívia, cuja tubulação de transporte cruza todo o Estado com um diâmetro médio de 32 polegadas sendo capaz de transportar, dentro das características atuais de projeto e construção, 30 milhões de m^3/dia de gás.

2.3 Utilização do gás natural no Estado de S. Paulo

A primeira privatização de empresa de gás natural em S. Paulo, a COMGÁS, ocorreu em abril de 1999 (SCHUWYTER, 2001). Pode-se notar que embora existam ainda duas outras empresas operando distintamente em outras regiões do Estado, a participação da COMGÁS é predominante. Somente a COMGÁS responde por aproximadamente 92% do volume de gás distribuído, e o restante dividido entre Gás Brasileiro e a São Paulo Sul.

A parcela de gás natural utilizada para geração de energia elétrica e cogeração é ainda pequena, ou seja, dos 13.684,30 mil m³/dia de gás consumidos pelo Estado de S. Paulo, somente 1.770 mil m³/dia são utilizados para geração elétrica, representando aproximadamente 13% do volume de gás. A grande quantidade de gás ainda é utilizada para transformação térmica direta, representada principalmente pelos processos industriais. Assim, como a participação do gás natural é de apenas 4,1%, também na geração de eletricidade e cogeração é de apenas 0,5% , o que mostra o paradoxo quando comparado com a participação do gás natural na geração elétrica mundial, que chega a 21%.

2.3.1 Evolução do uso do gás natural no Estado de S. Paulo

A matriz energética do estado de S. Paulo mostra a participação do gás natural quando comparado com outras fontes de energia utilizadas.

Embora o consumo do gás natural do Estado de São Paulo seja um terço de todo o consumo brasileiro, pode-se verificar pela tabela 2.3 que a participação do gás natural ainda é relativamente baixa, quando se faz as mesmas comparações já efetuadas anteriormente.

Tabela 2.3 Matriz energética do Estado de São Paulo. (consumo anual).

Fontes	kcal x 10 ⁹	Participação (%)
<i>Petróleo</i>	366780	53,7
<i>Hidráulica</i>	60367	8,8
<i>Carvão</i>	13609	1,9
<i>Gás natural</i>	28388	4,1
<i>Cana de açúcar</i>	190344	27,8
<i>Lenha</i>	11701	1,7
<i>Outros Não Renováveis</i>	13932	2

Fonte: BEESP, 2004.

2.3.2 Utilização do gás natural por setor de consumo

Ao se colocar o consumo de gás natural no Estado de S. Paulo, baseado no BEESP, deve-se tomar certo cuidado, pois não aparece no balanço o consumo específico para o setor energético, estando o mesmo incluído em **outros**, dentro do setor industrial⁸.

O setor industrial, embora seja aparentemente o maior beneficiado com a utilização do gás natural, amarga ainda as incertezas de preço e da garantia de fornecimento com a situação do gás boliviano.

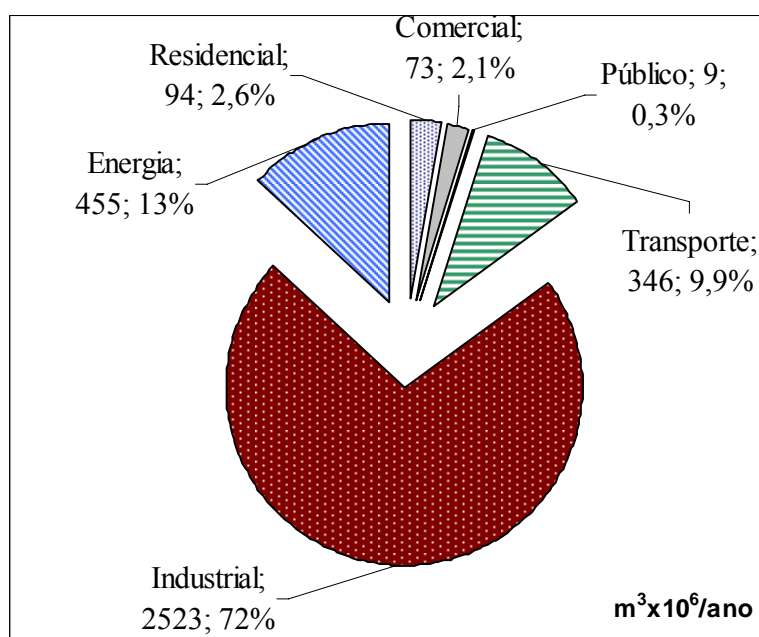


Figura 2.6 Participação do gás natural nos diversos setores do Estado de São Paulo.
Fonte: BEESP, 2004.

Dos Santos, E. M. et al. (2002) trazem uma série de aplicações para o uso do gás natural, no setor industrial como nas indústrias; metalúrgica, vidro, alimentos e bebidas, têxtil, papel e celulose, cerâmica, etc. Em nenhum desses casos o gás é citado como combustível de uso final para geração de força motriz na área industrial. No setor veicular, no entanto, o gás desfruta de grande aceitação em substituição ao álcool e a gasolina, fazendo do Brasil o segundo colocado no ranking mundial, com Argentina em primeiro e Paquistão em terceiro.

O avanço total do gás natural para outro uso final, se não a queima imediata levada por uma comercialização fácil e rentável as concessionárias, dependerá de uma cultura gasífera nacional, que permita a difusão da informação e que disponibilize as tecnologias necessárias (DOS SANTOS et al, 2002).

⁸ Balanço Energético do Estado de São Paulo 2004, página 34, nota de rodapé: “inclui o consumo das indústrias de vidro, centrais elétricas e demais setores industriais”, totalizando 1.215 m³ x 10⁶ em 2003.

2.4 O contraste da tarifa do gás natural

A razão entre a tarifa do gás natural e o preço da energia elétrica no Brasil apresenta um valor maior em relação ao praticado em outros países. Em um levantamento feito pelo autor entre o preço do m³ do gás natural e a preço do kWh elétrico, nos setores residencial e industrial, constatou-se a grande relação entre o primeiro e o segundo, para as tarifas praticadas no Brasil. Os dados foram obtidos do International Energy Agency (IEA) divulgado em 2005, com os dados do ano de 2003, publicados no Key World Energy Statistics.

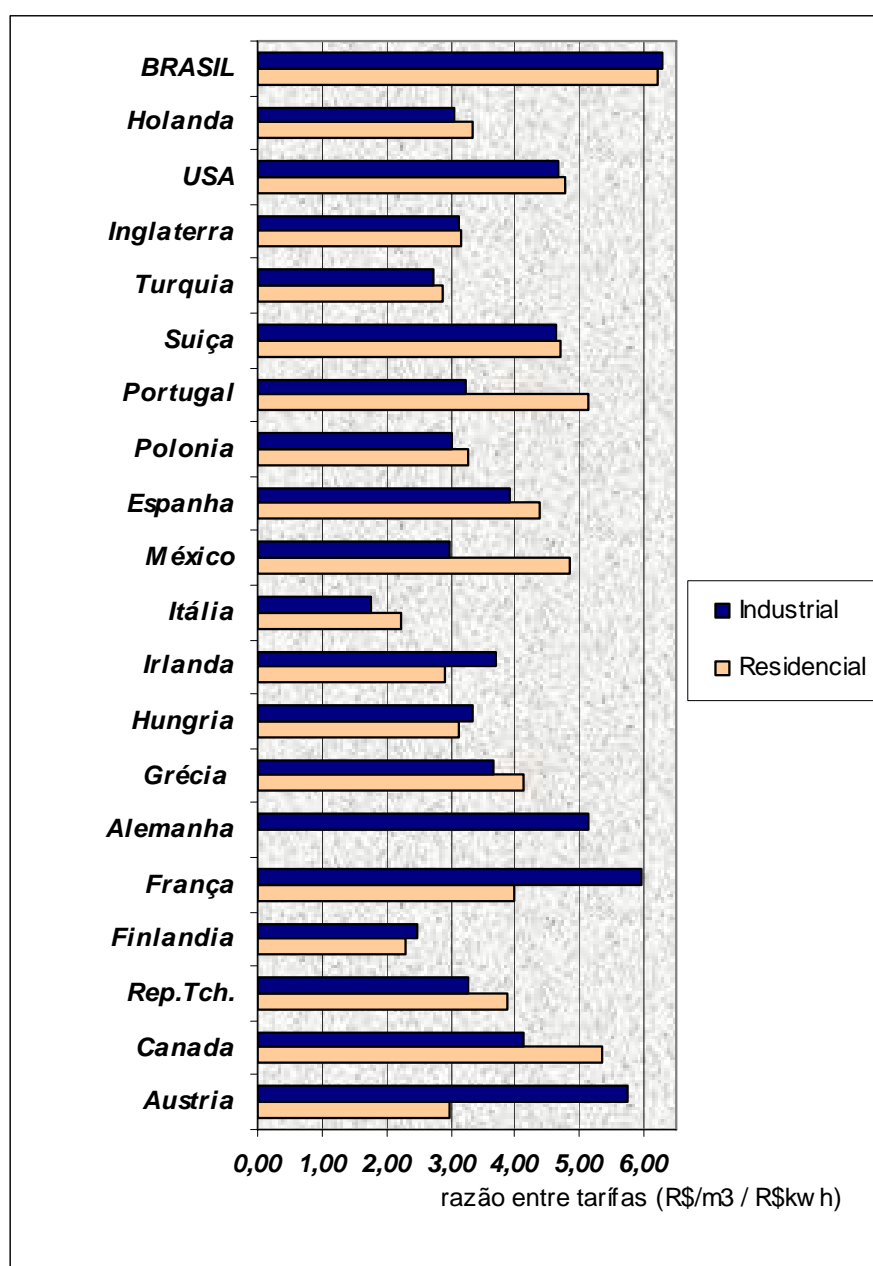


Figura 2.7 Razão entre a tarifa de gás e eletricidade para diversos países. Fonte: IEA, 2005 (dados de 2003). Análise do autor.

A figura 2.7 mostra a razão entre a tarifa de gás natural e a tarifa de energia elétrica de alguns países. Pode-se notar que o Brasil apresenta, junto com a França e a Áustria, a maior razão entre as duas tarifas no setor industrial, enquanto que o Brasil ainda apresenta a maior razão no setor residencial.

A razão elevada que apresenta o Brasil, torna a substituição de eletricidade por gás natural menos favorável em relação aos outros países.

A figura 2.8 mostra a evolução das tarifas de gás natural entre os anos de 2003 e 2005 nos setores residencial e industrial. Uma comparação entre a relação das barras indica que o Brasil apresentou entre os países mostrados no gráfico o maior aumento, tanto no setor residencial, quanto no setor industrial.

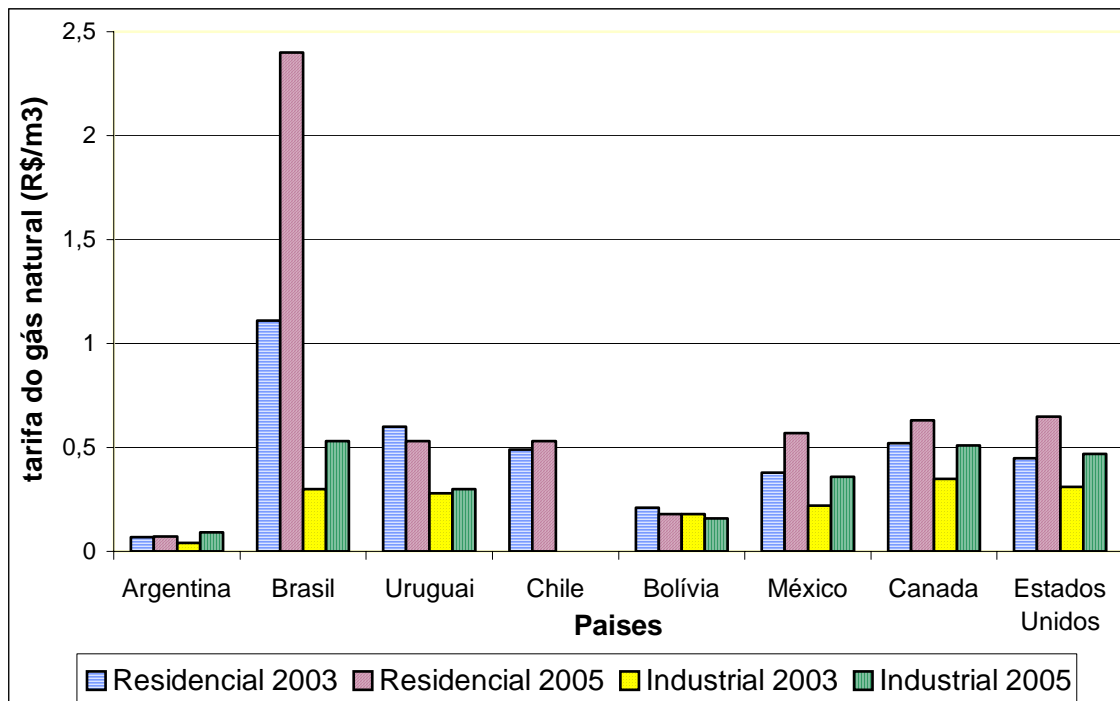


Figura 2.8 Proporção de aumento nas tarifas do gás natural entre 2003 e 2005 para vários países das Américas nos Setores Residencial e Industrial. Fonte: (METROGAS, 2005 e 2003).

No Brasil um dos setores beneficiados por uma política de preços que tende a incentivar o uso do gás natural está direcionado ao setor veicular. Isso representa grande vantagem na substituição da gasolina por gás natural. Outro setor que se beneficia com a política de preço é o setor energético.

CAPÍTULO 3

AS MÁQUINAS DE FLUXO

A máquina de fluxo tem a finalidade de transformar a energia hidráulica disponível em trabalho mecânico, ou transformar o trabalho mecânico recebido em um eixo em energia transmitida a um fluido para seu movimento.

Pfleiderer e Peterman (1979) classificam a máquina de fluxo no primeiro caso como máquina motriz e, no segundo caso, como máquina operadora. Indo mais além, chamam a máquina motriz de turbina e a máquina operadora de bomba. Conforme colocado por Bran e Souza (1969), dentre as diversas categorias de máquinas, existe uma em quem o meio operante é um fluido, a qual se denomina simplesmente de Máquina de Fluido. Esta categoria pode ser dividida em duas grandes classes:

- Máquinas de Fluxo – MF
- Máquinas a Pistão - MP

Na primeira classe aparecem as turbinas hidráulicas, as bombas centrífugas e os ventiladores. Na segunda, temos os motores Diesel e Otto, os compressores e bombas a pistão, etc. Essa última extensamente analisada por Miller, J. E. (1995).

Macintyre (2002) classifica as máquinas hidráulicas em três grandes grupos:

Máquinas motrizes são as que transformam a energia hidráulica em trabalho mecânico, geralmente em forma de conjugado que determina um movimento praticamente constante. Os dois principais tipos de máquinas motrizes hidráulicas são as turbinas hidráulicas e as rodas d'água, estudados por Quantz (1956), como motores hidráulicos.

Máquinas geratrizes ou operatrizes recebem energia motriz de outra fonte para serem acionadas e transformam a energia recebida em energia hidráulica transmitindo essa energia ao líquido nas formas de energia, potência de pressão e cinética. Pertencem a esta categoria, todas as bombas hidráulicas.

Máquinas mistas são dispositivos hidráulicos que modificam o estado de energia que o líquido possui, transformando a própria energia hidráulica de uma forma em outra. São exemplos de máquinas mistas os ejetores, aríetes hidráulicos, etc.

O estudo de substituição de motores elétricos por motores de combustão interna a gás natural abrangerá as bombas centrífugas e os ventiladores centrífugos, principalmente as primeiras.

2.1 Bombas centrífugas

As bombas centrífugas desempenham atualmente um papel de grande importância. Sob o ponto de vista industrial, elas ocupam o segundo lugar em importância, perdendo apenas para o motor elétrico (LIMA, 2003).

As bombas mecânicas aparecem em segundo lugar como a máquina mais utilizada em todo o mundo (após o motor elétrico). Muitas pessoas ignoram como os diferentes tipos de bombas trabalham e quantos tipos de bombas existem em um carro (HOFFMAN, 1998).

Macintyre (2002), levando em conta o modo pelo qual a bomba faz a transformação do trabalho em energia hidráulica e o recurso para cedê-la ao líquido aumentando sua pressão e/ou sua velocidade, classifica as bombas basicamente em:

- a- bombas de deslocamento positivo ou volumógenas;
- b- turbobombas, são também chamadas de hidrodinâmicas ou rotodinâmicas ou simplesmente dinâmicas;
- c- bombas especiais (bomba com ejetor, bomba de emulsão de ar).

Seguem a teoria de Euler, o que não acontece com as bombas de deslocamento e rotativa.

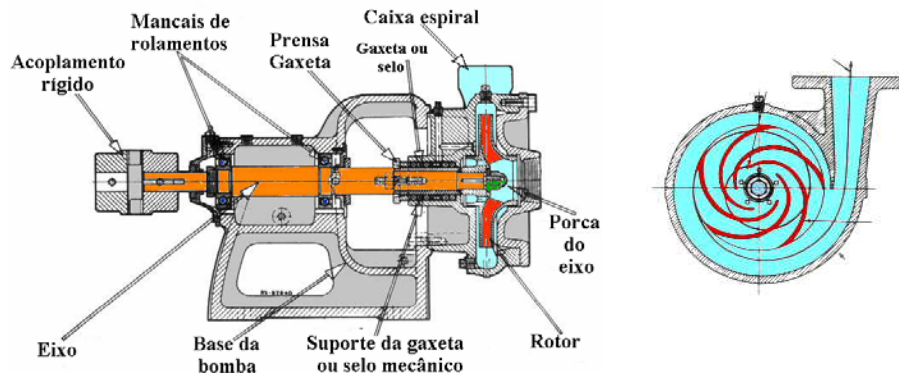


Figura 3.1 Bomba centrífuga radial. Adaptado : DE MATTOS,1998.

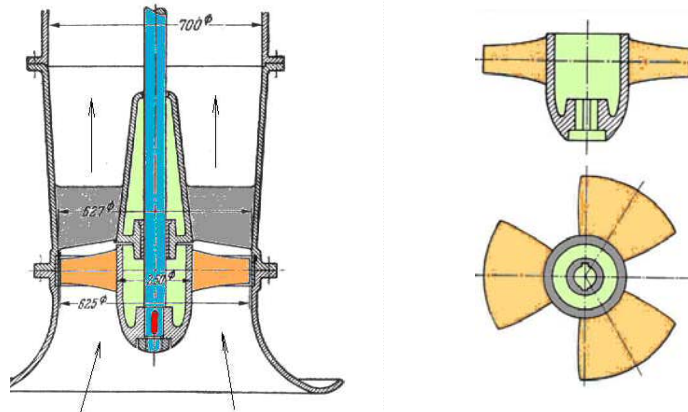


Figura 3.2 Bomba centrífuga axial. Adaptado: DE MATTOS, 1998.

3.1.1 - Classificação das bombas centrífugas

Existem várias maneiras de se classificar as bombas centrífugas: quanto ao tipo de rotor, sucção, número de rotores em série, pressão, posição com relação ao eixo etc. Porém, para um estudo aplicativo, a melhor classificação é quanto a sua utilização. De fato, a bomba centrífuga atingiu tal grau de participação nos diversos processos existentes, que ficou particularizada a sua aplicação para esse fim específico. Assim por exemplo, bombas para a indústria petrolífera seguem determinada norma, a American Petroleum Institute (API), bombas para combate a incêndio a National Fire Protection Association (NFPA), bombas para a indústria química, conforme Normas do American National Standards Institute (ANSI), etc.

Classificação das bombas centrífugas quanto a sua utilização:

- 1 – Bombas para sistema de esgotos;
- 2 – bombas para abastecimento de água;
- 3 – bombas de alta pressão para alimentação de caldeira;
- 4 – bombas de combate a incêndio;
- 5 – bombas para irrigação;
- 6 – bombas para indústria de papel e celulose;
- 7 – bombas para indústria petrolífera;
- 8 – bombas para indústria química;
- 9 – bombas para indústria alimentícia e bebida;
- 10 – bombas de drenagem;
- 11 - bombas de dragagem;
- 12 – bombas para indústria nuclear;
- 13 – bombas para serviço marítimo;
- 14 – bombas para sistemas de condensados;
- 15 – bombas para água de refrigeração.

Na maioria das aplicações as bombas centrífugas são acionadas por motores elétricos, mas também podem ser acionadas por: motores de combustão interna, geradores eólicos, fotovoltaicos e até mesmo, por turbinas hidráulicas⁹.

Existem casos específicos onde a utilização de um determinado tipo de acionamento de força motriz já se tornou tradicional, como é o caso das bombas de irrigação, bombas de drenagem e as bombas de dragagem.

⁹ A Empresa BETTA TURBINAS HIDRÁULICAS, localizada em Franca, Estado de São Paulo, fornece no mercado bombas centrífugas e de pistão, acionadas por turbinas tipo Michel-Banki (fluxo cruzado).

3.1.2 Características da bomba centrífuga

A bomba centrífuga, seja ela radial ou axial, segue a TEORIA DE EULER aplicada às máquinas de fluxo.

As principais características de uma bomba centrífuga são:

Vazão: fluxo do líquido em Volume/ tempo; exemplo, m^3/s .

Altura manométrica: pressão em metros de coluna do líquido que a bomba consegue transferir ao líquido.

Rendimento: relação entre a potência hidráulica e a potência real no acoplamento da bomba. Assim, as principais curvas de uma bomba podem ser expressas em função da sua vazão ($H_m=f(Q)$, $P=f(Q)$ e $\eta=f(Q)$).

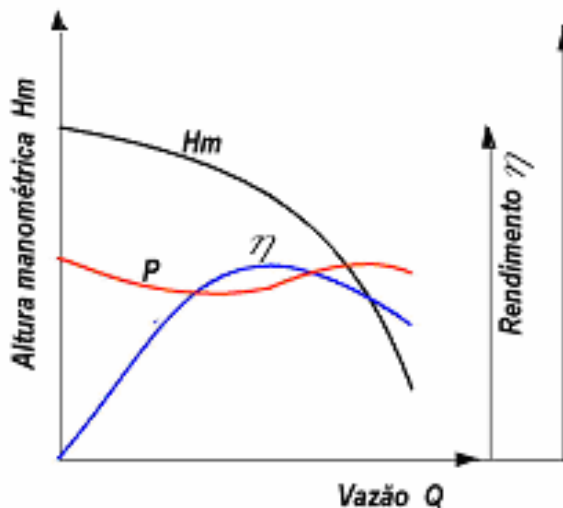


Figura 3.3 Curva das principais características da bomba centrífuga em função da vazão.

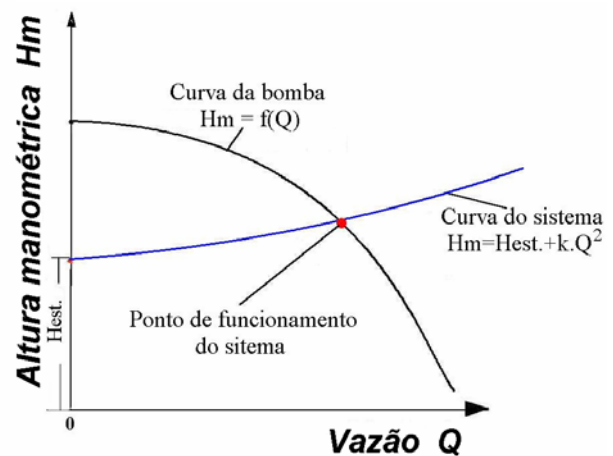


Figura 3.4 Curva característica do sistema e ponto de funcionamento da bomba.

O conhecimento da curva da bomba e da curva característica do sistema é de grande valia para a seleção da bomba e determinação do ponto de funcionamento do sistema.

A curva da bomba pode ser obtida através do catálogo do fabricante da bomba para um determinado tipo de bomba, específica para uma particular aplicação e a curva característica do sistema ou da instalação é obtida através de da situação da instalação como: geometria, tipo do líquido, velocidade do líquido na tubulação, comprimento e diâmetro da mesma (H.I. – Hydraulic Institute, 1999).

A altura manométrica do sistema pode ser dada por:

$$H_m = H_{est.} + \Delta H \quad (3.1)$$

Onde, a perda total de carga é dada pela expressão:

$$\Delta H = \left(\frac{f_c \cdot L_t \cdot 8}{g \cdot \pi^2 \cdot d^5} \right) \cdot Q^2 \quad (3.2)$$

Sendo, o coeficiente f_c , também chamado de fator universal de perda de carga retirado dos gráficos, função do número de Reynolds e da rugosidade relativa. Os demais símbolos podem ser identificados na “Lista de Símbolos”.

A potência da bomba em kW, sendo γ em N/m^3 , pode ser dada pela fórmula:

$$N_b = \frac{\gamma \cdot H_m \cdot Q}{1000 \cdot \eta_b} \quad (3.3)$$

Normalmente, o fabricante costuma apresentar os gráficos para seleção de bombas de duas diferentes maneiras. A primeira, como um mosaico, para uma seleção bastante simples e rápida, o qual dá apenas o tipo da bomba entrando-se com a altura manométrica e com a vazão, como pode ser visualizado na figura 3.5. A segunda maneira é encontrada no catálogo específico, mais completo, de uma determinada família de bombas. Esse gráfico costuma fornecer, além da altura função da vazão, o diâmetro do rotor, o rendimento para a gama de aplicação, a potência e o Net Pressure Suction Head ($NPSH_r$)¹⁰ requerido pela bomba para se evitar o fenômeno de cavitação.

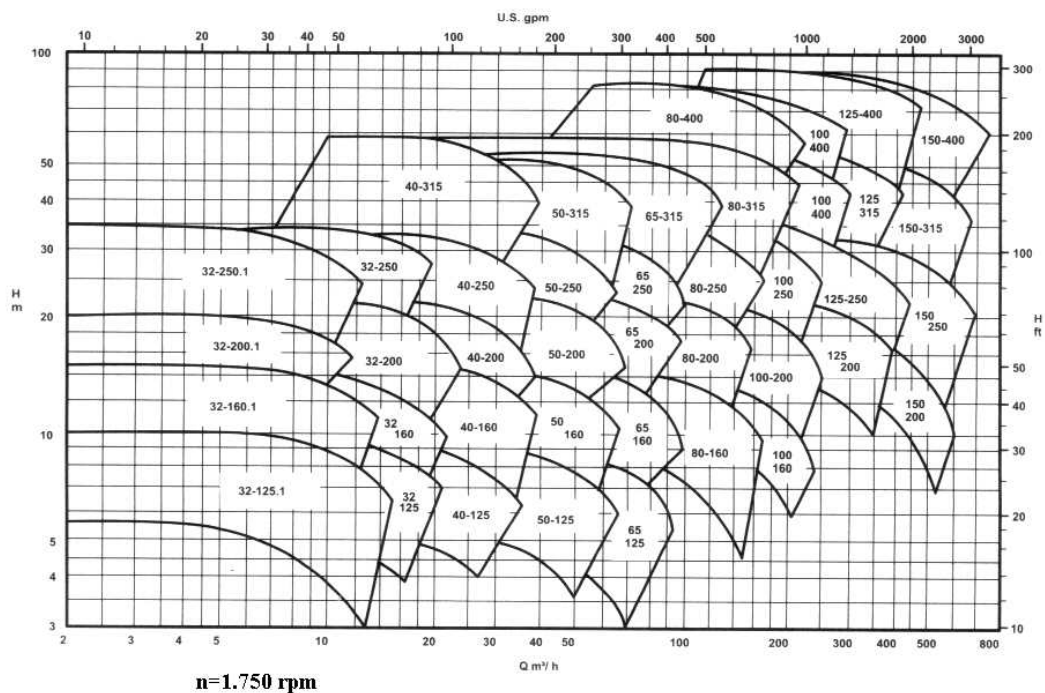


Figura 3.5 Curvas das principais características de uma bomba centrífuga função da vazão Q . Fonte: (KSB, 2005).

¹⁰ Traduzido por Pressão Positiva ou Líquida na Cabeça de Sucção.

3.1.3 Teoria da semelhança em bombas centrífugas

A teoria da semelhança em bombas centrífugas apresenta as relações existentes entre as principais características de uma bomba e outra bomba semelhante à primeira, pode ser a comparação de semelhança entre o modelo reduzido e a máquina real. Para dois rotores semelhantes, conforme mostrado na figura 3.6.

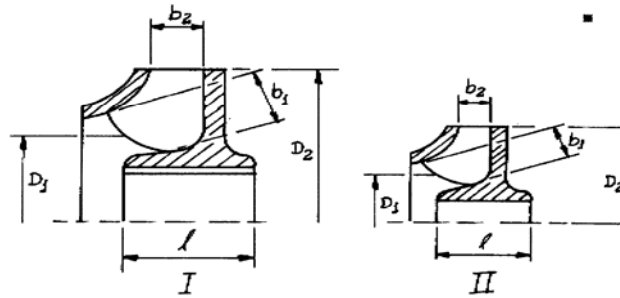


Figura 3.6 Representação de bombas semelhantes.

Pode-se dizer que os rotores I e II são semelhantes para a finalidade de relação das características quando forem satisfeitas as condições de semelhança geométrica e cinemática.

Assim tem-se:

- Relação entre vazões de 2 bombas semelhantes:

$$\frac{Q_I}{Q_{II}} = \left(\frac{D_I}{D_{II}}\right)^3 \cdot \left(\frac{n_I}{n_{II}}\right) \quad (3.5)$$

- Relação entre alturas (pressão) de 2 bombas semelhantes:

$$\frac{H_I}{H_{II}} = \left(\frac{D_I}{D_{II}}\right)^2 \cdot \left(\frac{n_I}{n_{II}}\right)^2 \quad (3.6)$$

- Relação entre as potências de 2 bombas semelhantes:

$$\frac{N_I}{N_{II}} = \left(\frac{D_I}{D_{II}}\right)^5 \cdot \left(\frac{n_I}{n_{II}}\right)^3 \quad (3.7)$$

2.1.4 Velocidade específica e família de rotores

A velocidade específica é um número baseado em simplificações da teoria de semelhança de máquinas hidráulicas, que serve para identificar o tipo de rotor, dentro de uma família, conforme a faixa da rotação específica estipulada.

$$n_s = \sqrt{\frac{\gamma}{75}} \cdot n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad \text{ou, no caso particular da água} \quad n_s = 3,65 \cdot n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (3.8)$$

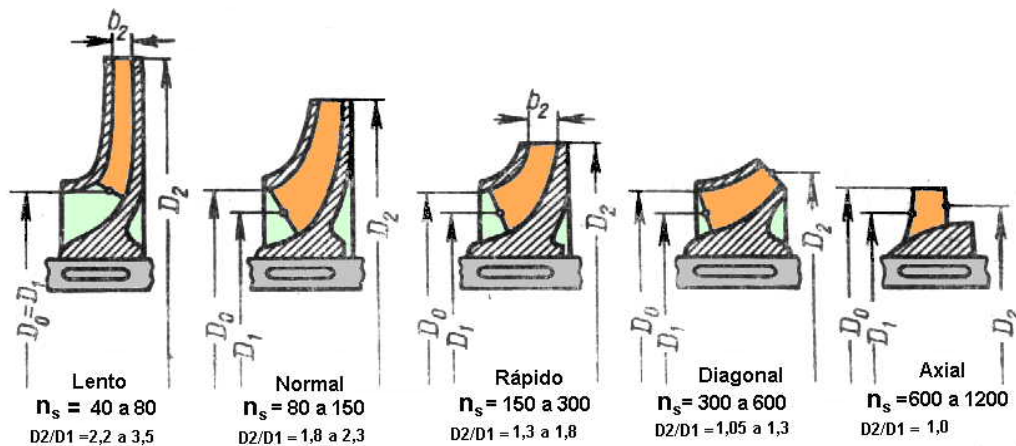


Figura 3.7 Família de rotores de bombas centrífugas conforme a velocidade específica n_s . Fonte: LOBANOFF (1992). Adaptado.

3.2 Ventiladores

Ventiladores são máquinas de fluxo, também designadas como máquinas turbodinâmicas, que se destinam a produzir o deslocamento dos gases (MACINTYRE, 1997).

Os ventiladores são utilizados em vários lugares como indústria, comércio, residências, etc. Servem para uma série de aplicações desde conforto térmico, processos de exaustão de gases e poluentes, insuflação de ar, ventilação de climatização, processos industriais, transporte de materiais e outros.

O ventilador é estudado como uma máquina de fluxo incompressível, porque o grau de compressão a que o fluido está submetido é muito pequeno. Caso contrário, deveria ser estudado como uma máquina térmica, como acontece com os turbo compressores.

Quando a pressão de compressão for superior a 245 MPa empregam-se os turbo compressores, cuja teoria de funcionamento, em princípio, é igual ao dos ventiladores, havendo porém necessidade de ser levado em conta os princípios termodinâmicos.

3.2.1 Classificação dos ventiladores

Existem várias maneiras segundo as quais os ventiladores são classificados. Cita-se a seguir as principais, para um melhor entendimento¹¹:

¹¹ Outras classificações que podem ser citadas: quanto ao tipo do rotor: radial, helicoidal e axial; quanto a modalidade de aspiração: simples ou dupla.

- Quanto à pressão:

- Baixa pressão – até $0,02 \text{ kgf/cm}^2$ – 200 mmH₂O
- Média pressão – pressões de $0,02$ a $0,08 \text{ kgf/cm}^2$ – 200 a 800 mm H₂O
- Alta Pressão – pressões de $0,08$ a $0,250 \text{ kgf/cm}^2$ – 800 a 2500 mm H₂O
- Altíssimas pressões – pressões de $0,250$ a $1,0 \text{ kgf/cm}^2$ - 2500 a 10.000 mmH₂O

- Quanto ao número de estágios:

- Simple estágio
- Duplo estágio – o ar passa pelo primeiro rotor, que comprime o mesmo para um segundo rotor. Há um aumento na pressão final do ar.

A potência no eixo de um ventilador é dada pela fórmula,

$$N = \frac{\gamma \cdot Q \cdot H}{1000 \cdot \eta_v} \quad (3.10)$$

Onde: γ = peso específico do gás (para o ar $11,77 \text{ N/m}^3$)

3.2.2 Velocidade específica e família de rotores

A escolha do tipo de ventilador mais aconselhável para cada caso de aplicação é determinada pela velocidade específica, n_s .

$$n_s = 16,6 \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H^{3/4}} \quad (3.11)$$

Sendo: H em mm H₂O (mm de coluna de água) e a vazão Q em l/s.

A figura 3.8 mostra a classificação dos ventiladores, conforme a velocidade específica n_s .


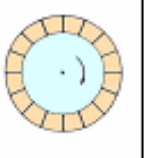

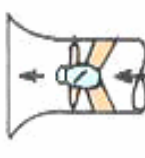
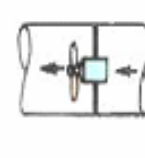
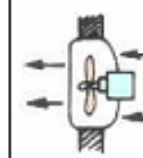
					
Radiais			Axiais		
Pás para frente	Pás retas	Pás para trás	Tubo e diretriz	Só em tubo	Aberta
n_s 3.000 a 40.000	n_s 15000 a 60.000	n_s 40.000 a 110.000	n_s 50000 a 120.000	n_s 80.000 a 300.000	n_s 150.000 a 500.000

Figura 3.8 Velocidade específica e família de ventiladores. Fonte: (MACINTYRE, 1997).

As fórmulas de semelhança apresentadas para bombas e ventiladores são de grande importância, quando se deseja saber o funcionamento do equipamento, principalmente em uma rotação fora do especificado inicialmente pelo fabricante. A relação entre a vazão, altura ou pressão, e potência, em função da rotação trará condições necessárias para a escolha do equipamento de acionamento e o uso ou não de dispositivos que funcionem como redutor ou multiplicador de rotação. É importante ter em mente que, a relação de potência varia com a relação ao cubo da rotação para máquinas de fluxo.

3.3 Considerações

Nem todas as máquinas de fluxo podem apresentar as condições necessárias para substituição do tipo de acionamento. Entre essas podem ser citadas as bombas com eixo vertical, que para seu acionamento por motores de combustão interna necessitariam de um conjunto de redutor cônico, as bombas de acoplamento magnético na maioria das vezes, as chamadas bombas enlatadas (canned pumps) e os ventiladores axiais de parede.

As bombas enlatadas são utilizadas em instalações químicas de grande responsabilidade, onde o contato do líquido ou gás que está sendo bombeado com a atmosfera ou outro líquido do processo pode alcançar conseqüências irreversíveis em termos de segurança da planta em operação, e colocar em risco vidas humanas. Também tem grande aplicação na medicina e na indústria nuclear.

Nessa bomba, tanto o rotor como o motor elétrico ficam enclausurados em uma caixa metálica. Os materiais utilizados, tanto no motor quanto na bomba, são altamente resistentes e variam conforme a aplicação.

Para bombas de múltiplos estágios e com motor refrigerado pode-se atingir atualmente 400 a 500 HP (NEUMAIER, 1997)¹².

A bomba fabricada pela Sulzer, tipo CE, exclusivamente para líquidos voláteis, venenosos e a prova de explosões, isento de sólidos, opera em temperaturas de -160°C até 300°C com pressão de 25 bar e vazões até 650 m³/s (SULZER, 1999).

Nas bombas de acoplamento magnético, a transmissão é realizada através de um magneto rotativo acionado diretamente pelo eixo do motor elétrico e um magneto interno, ligado diretamente ao eixo de acionamento do rotor da bomba. A separação entre os dois

¹² No Brasil, pequenas bombas desse tipo são fabricada pela Blindaflux Indústria e Comércio de Bombas Hidráulicas Herméticas Ltda. e pela EMEBE do Brasil.

magnetos é feita por um invólucro metálico, que funciona efetivamente como elemento hermético.

A diferença fundamental entre a bomba magnética e a bomba enlatada é que o motor na bomba magnética fica fora do contato com o líquido e assim não sujeito aos ataques químicos, altas temperaturas, podendo ter maior controle.

As potências atuais para esse tipo de bomba podem atingir entre 100 a 150 Hp, devido às características na transmissão magnética (NEUMAIER, 1997).

3.4 Principais fabricantes de bombas centrífugas e ventiladores

Sendo um dos equipamentos mais utilizados em todo o mundo, as bombas centrífugas possuem uma centena de fabricantes de todos os tipos e aplicações que se referenciados abrangeriam várias páginas. Assim, serão citados os fabricantes mais conhecidos e de maior penetração na indústria nacional.

Entre os principais fabricantes nacionais de bombas centrífugas pode-se destacar a KSB, que fabrica uma série de modelos de bombas para as mais diversas aplicações. Entre as principais linhas estão as bombas ETA e ANS, praticamente para as mesmas finalidades e com potências até 350 CV, as bombas Meganorm para indústria em geral e a Megachem para indústria química, as WL/WK/WKL, bombas de alta pressão para alimentação de caldeiras.

A Sulzer, que oferece bombas especiais para várias finalidades, destacando-se a CP/CPA para altas pressões e alimentação de caldeiras, a SPP/SPV/SPA para grandes vazões e aplicação em indústria em geral, a série ZA/ZE/ZF, para refinarias, plantas petroquímicas, criogenia, processamento de carvão etc.

Podem ser destacadas ainda a Mark Peerless, com a série AE de bombas bi-partidas de dupla sucção e potências até 700 CV; A Imbil, com bombas de pequeno e médio porte e potências até 750 CV, com as bombas BP e BEL. Existe ainda uma série de fabricantes menores de bombas entre os quais a Jacuzzi, Schneider, Omell, Albrizzi Petry, Darko etc.

Entre os principais fabricantes mundiais destacam-se a Toshiba, Gould Pumps, Worthington e a própria GE Energy.

Na fabricação de ventiladores podem ser destacadas a OTAM- Ventiladores Industriais, que fornece vários modelos para exaustão de gases, ventilação, sopradores com potências de até 600 CV, a Hidrotec com ventiladores de exaustão, ventilação e sopradores e potências até 500 CV.

CAPÍTULO 4

ACIONAMENTOS DE MÁQUINAS DE FLUXO

Este capítulo apresenta as informações para compreensão dos equipamentos que podem servir como acionamento de força motriz para as máquinas de fluxo. Serão considerados os motores elétricos, com abordagem também aos inversores de frequência, os motores de combustão interna a gás natural e as turbinas a gás.

4.1 Motores elétricos

A maioria dos processos indústrias, comerciais e agrícolas utilizam a força motriz para acionamento das máquinas necessárias a execução de várias tarefas. Grande parte dessa força motriz é originária do motor elétrico, que transforma a energia elétrica em energia mecânica, tornando-a disponível no eixo para acionar outras máquinas. Constituem o equipamento mais utilizado na indústria (LOBOSCO; DIAS, 1988).

Os motores elétricos, devido a sua versatilidade, construção, manutenção, instalação e fácil acesso à fonte de energia, no caso a eletricidade, apresentam larga aplicação na transferência de energia e grande utilização no mundo moderno¹³. Desde sua invenção o motor elétrico sempre vem passando por uma série de desenvolvimentos e melhorias. A figura 4.1 dá uma idéia da evolução na relação peso - potência.

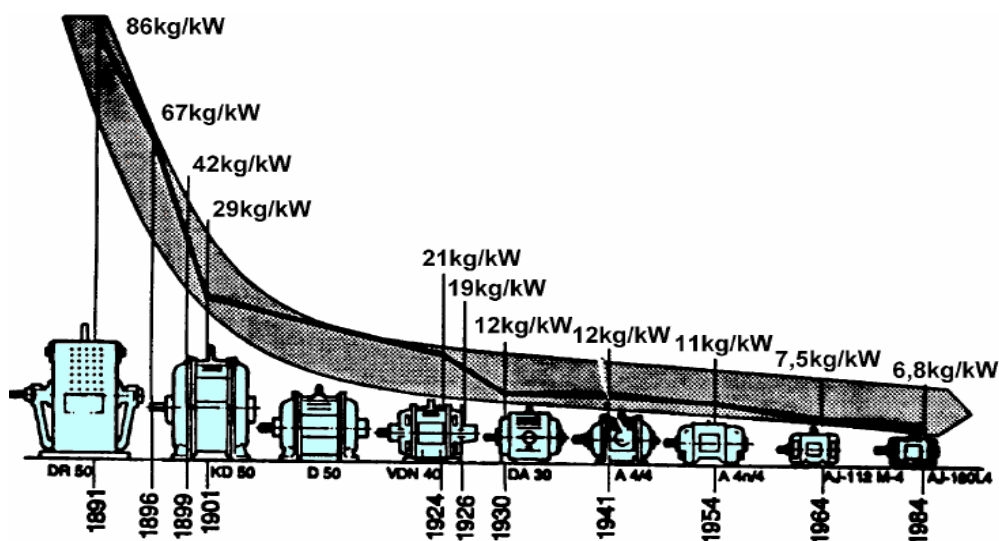


Figura 4.1 Evolução no tamanho dos motores elétricos – 4 kW, 2 pólos. Fonte: (WEG, 2003).

¹³ O motor de indução utilizando o campo girante foi inventado por Nicola Tesla durante o período de 1882 e 1887, porém, a máquina de M. D. Dolivo Dobrovolsky, desenvolvida entre 1888 e 1890, é a que mais se assemelha aos motores atuais (IVANOV, 1984).

Os fatores para se chegar a essa relação estão na melhoria do isolamento e na qualidade do cobre empregado, permitindo assim, menores seções dos fios empregados nos enrolamentos.

Entre as máquinas de maior interesse acionadas pelo motor elétrico estão à bomba centrífuga, o compressor, o ventilador, o laminador industrial, etc.

Uma das características dos motores elétricos é o fato de manterem a velocidade constante dependendo do número de pólos do enrolamento e da frequência da linha.

4.1.1 Classificação dos motores elétricos

A classificação geral de todos os tipos de motores elétricos existentes pode ser verificada na figura 4.2.

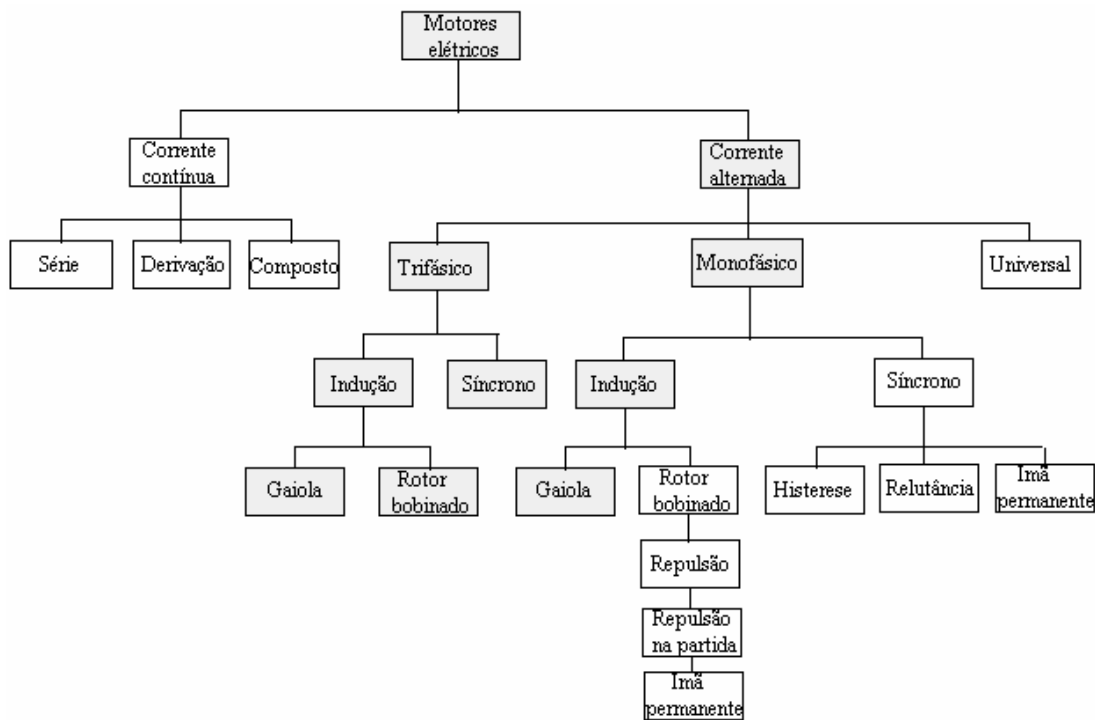


Figura 4.2 Classificação geral dos motores elétricos. Fonte: (WEG, 2003).

Os motores mais utilizados são os de corrente alternada, pela disponibilidade e facilidade de serem conectados, na maioria das vezes, diretamente a linhas de alimentação.

Para usos residenciais o motor mais utilizado é o de corrente alternada monofásico, geralmente de 115 ou 220 V.

Para uso industrial os motores mais usados são os motores de corrente alternada trifásicos, na maioria dos casos os motores assíncronos, também chamados de indução, com

rotor em gaiola, sendo os motores síncronos utilizados em alguns casos específicos, de grandes cargas e mantendo-se a velocidade de regime.

A tensão trifásica para alimentação dos motores industriais pode variar de caso para caso sendo as mais comuns:

- 220, 380, 440 V
- 660 e 760 Volts, preferencialmente para ligações industriais.
- 4.800 a 13.600 V para grandes motores de laminadores, complexos petroquímicos e abastecimento de água de grandes cidades.

4.1.2 Freqüência em motores elétricos.

Conforme a norma NBR 7094 o motor elétrico deve ser capaz de funcionar com uma variação de freqüência para mais e para menos de até 5%.

Se houver, ao mesmo tempo, variação de tensão, esta deve ser tal que a soma das duas variações (freqüência e tensão) não ultrapasse 10%.

No Brasil a freqüência padronizada é de 60 Hz e a variação nas características quando se liga um motor de 50 Hz em uma linha de 60 Hz ou vice-versa pode ser observado pelas seguintes considerações:

Motores trifásicos, com freqüência de 50 Hz, poderão ser ligados também em freqüência de 60 Hz.

- a) Ligando o motor de 50 Hz, com a mesma tensão, em 60 Hz:
 - a potência do motor será a mesma;
 - a corrente nominal é a mesma;
 - a corrente de partida diminui em 17%;
 - o conjugado de partida diminui 17%;
 - o conjugado máximo diminui 17%;
 - a velocidade nominal aumenta em 20 %.
- b) Se alterar a tensão em proporção à freqüência:
 - aumenta a potência do motor em 20 %;
 - a corrente nominal é a mesma;
 - a corrente de partida será aproximadamente a mesma;
 - o conjugado de partida será aproximadamente o mesmo;
 - o conjugado máximo será aproximadamente o mesmo;
 - a rotação nominal aumenta 20 %.

4.1.3 Limitação de corrente de partida em motores trifásicos

Sempre que possível, a partida de um motor trifásico deverá ser direta, por meio de contadores. Deve-se ter em conta que, para um determinado motor, as curvas de conjugado e corrente, são fixas, independentemente da dificuldade da partida, para uma tensão constante. No caso em que a corrente do motor na partida é elevada, podem ocorrer as seguintes consequências prejudiciais:

- a) Elevada queda de tensão no sistema de alimentação da rede. Isso provoca interferência em equipamentos instalados no sistema;
- b) sistema de proteção (cabos, contadores, etc.), deverá ser super dimensionado, ocasionando um custo elevado;
- c) imposição das Companhias Concessionárias, que limitam a queda de tensão na rede.

Caso a partida direta não seja possível, pode-se usar partida indireta, tais como: chave estrela triângulo, chave compensadora, chave série – paralelo, resistor primário, etc.

Tabela 4.1 Relação entre corrente de partida e corrente nominal do motor para diversas máquinas quando acionadas por partida indireta

Tipo de Máquina	Im/In	Tempo (s)	N.o de manobras horárias
<i>Prensas e impressoras</i>	1,25	5 – 15	10 – 20
<i>Compressores com partidas sem pressão</i>	0,5 – 1,25	5 – 20	1 – 30
<i>Compressores com partidas com pressão</i>	1,5 – 2	5 – 20	1 – 30
<i>Bombas Centrífugas</i>	0,75 – 2	5 – 25	1 – 30
<i>Serras elétricas</i>	0,75 – 1,25	3 – 15	3 – 10
<i>Esteiras transportadoras</i>	1,25 – 1,75	10 – 20	1 - 4
<i>Ventiladores</i>	0,6 - 1	2 – 15	1 – 30
<i>Tesouras</i>	1,75 - 2	15 – 30	1 - 5
<i>Prensas com excêntricos</i>	1,75 - 2	15 – 30	1 - 5
<i>Centrifugadoras</i>	1,75 - 2	100 - 300	1 - 10

Fonte: (WEG, 2000).

Com relação ao funcionamento e proteção dos motores elétricos, devemos levar em conta:

- 1 – As categorias de conjugados de partida definidas pela norma NBR-7094
- 2 – Classes de isolamento – também de acordo com a mesma norma;

3 – Características do ambiente e Graus (ou classes de proteção)

4 – Utilização em ambientes perigosos e classificação de áreas de risco

4.1.4 – Categorias de conjugados

Nas curvas da figura 4.3 destacam-se as principais características e pontos importantes do funcionamento de motores elétricos no que se refere ao conjugado e rotação de um motor elétrico trifásico assíncrono.

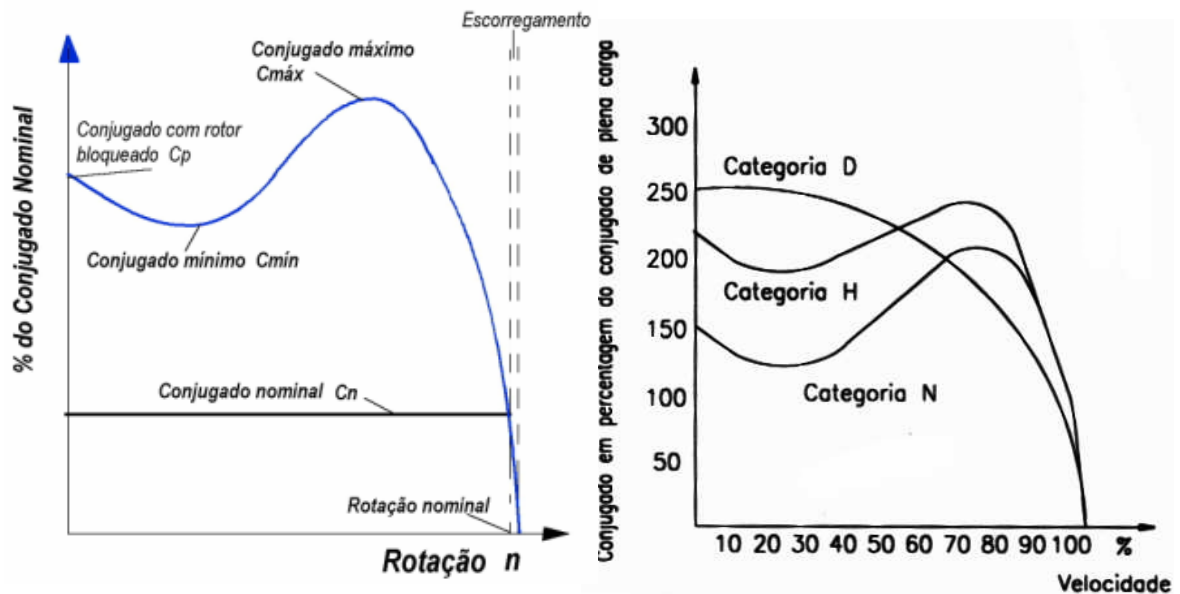


Figura 4.3 Curva conjugado x rotação. Fonte: (MAMEDE, 1997)

São as seguintes as categorias:

Categoria N

Conjugado de partida normal, corrente de partida normal, baixo escorregamento. Constituem a maioria dos motores encontrados no mercado e são usados em: **bombas, ventiladores**, máquinas ferramentas, etc.

Categoria H

Conjugado de partida alto, corrente normal, baixo escorregamento. Usados para cargas que exigem maior conjugado de partida, como peneiras, transportadores carregadores, cargas de alta inércia, britadores, compressores alternativos.

Categoria D

Conjugado de partida alto, corrente normal, alto escorregamento (+ de 5%). Usados em prensas excêntricas, tesouras, dobradeiras e máquinas semelhantes, onde a carga apresenta

picos periódicos. Usados também em elevadores e cargas, os quais necessitam de conjugado de partida alto e corrente de partida limitada.

Conjugado médio do motor

Muitas vezes, para facilidade do cálculo de conjugado, substitui-se a curva de conjugado do motor elétrico pela fórmula do conjugado médio do motor.

Para as categorias N e H, o C_{mm} (conjugado médio do motor) pode ser calculado por:

$$C_{mm} = 0,45x (C_p + C_{max}) \quad (4.1)$$

Para a categoria D:

$$C_{mm} = 0,6x C_p \quad (4.2)$$

4.1.5 Conjugado de carga

Uma carga mecânica associa-se a um par de conjugados C , rotação n e potência N , através da relação:

$$C = k \cdot \frac{N}{n} \quad (4.3)$$

k = constante que depende das unidades

A curva C em função de n é uma característica fundamental para o processo de seleção do motor adequado ao acionamento, sendo que o conjugado resistente depende da carga, mas pode ser representado pela expressão:

$$C_r = C_0 + k_c \cdot n^x \quad (4.4)$$

k_c = constante que depende da carga

x = parâmetro que depende da carga, podendo assumir os valores de 0 a 2

De acordo com a equação, percebe-se que o conjugado da carga C_r varia com a rotação n . Esta variação depende do parâmetro “ x ”. De acordo com a variação de x , podemos ter o seguinte tipo de carregamento.

- a)- Cargas com conjugado resistente constante ($x = 0$);
- b)- Cargas com conjugado resistente linear ($x = 1$);
- c)- Cargas com conjugado resistente quadrático ($x = 2$);
- d)- Cargas com conjugado resistente hiperbólico ($x = -1$).

a - Conjugado constante ($x=0$)

Para esse tipo de carga tem-se:

$$C_r = C_0 + k_c \quad (4.5)$$

Nas máquinas desse tipo o conjugado permanece constante durante a variação da velocidade e a potência aumenta proporcionalmente com a velocidade. A potência pode ser dada por:

$$N_r = k_c \cdot n \quad (4.6)$$

Esse tipo de carga é encontrado nos equipamentos de levantamento (guindastes, pontes rolantes, pórticos, elevadores de carga) , correias transportadoras, laminadores, extrusoras, bombas de pistão, etc. O gráfico correspondente é dado pela figura 4.4 (A).

b - Conjugado linear (x = 1)

Para esse tipo de carga tem-se:

$$C_r = C_0 + k_c \cdot n^1 \text{ (linear)} \quad (4.7)$$

A potência nesse caso varia com o quadrado da rotação,

$$N_r = C_0 \cdot n + k_c \cdot n^2 \quad (4.8)$$

Esse tipo de carga é encontrado em calandras, freios de Foucaut, serra para madeira, etc. O gráfico correspondente a potência e ao conjugado é representado na figura 4.4 (B).

c - Conjugado quadrático (x = 2)

Neste caso o conjugado da máquina possui o expoente $x = 2$, e a fórmula fica:

$$C_r = C_0 + k_c \cdot n^2 \text{ (parabólico)} \quad (4.9)$$

E a potência varia com o cubo da rotação, conforme a fórmula:

$$N_r = C_0 \cdot n + k_c \cdot n^3 \quad (4.10)$$

Esse tipo de carga aparece principalmente nas máquinas de fluxo, que são o enfoque deste trabalho: bombas centrífugas, ventiladores centrífugos, agitadores, compressores centrífugos, exaustores etc. O gráfico desse tipo de carga é representado na figura 4.4 (C).

d - Conjugado hiperbólico (x =-1)

Para esse tipo de carga aplicada a uma máquina temos:

$$C_r = k_c / n \text{ (hiperbólico)} \quad (4.11)$$

Neste tipo de carga despreza-se constante C_0 , pois a mesma teria valor infinito, o que não tem sentido físico. A potência é dada pela equação:

$$N_r = k_c \text{ (constante)} \quad (4.12)$$

A curva do conjugado e potência em função da rotação está representada na figura 4.4 (D).

Exemplos de aplicações desse tipo de carga aparecem nas máquinas operatrizes em geral (tornos, furadeiras, mandrilhadoras, etc.), bobinadores, perfuratrizes etc.

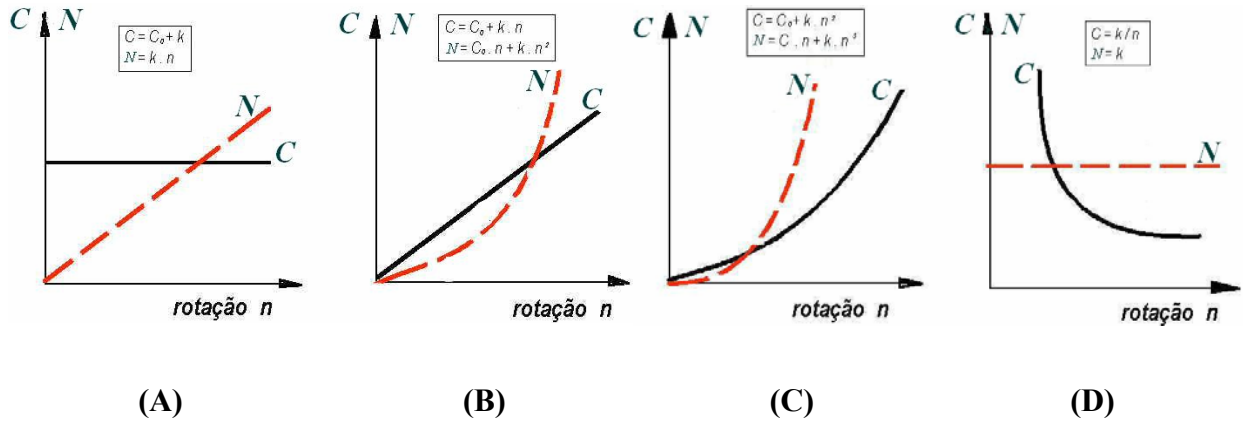


Figura 4.4 Características do Conjugado e Potência em função da rotação para determinados tipos de cargas. Fonte: (WEG, 2003)

Conjugado médio da carga

Assim, como no conjugado médio do motor, torna-se interessante conhecer o conjugado médio da carga, o qual é colocado por:

- Cargas de conjugado constante ($x=0$):

$$C_{mc} = C_i + \beta \quad (4.13)$$

- Cargas de conjugado linear ($x=1$):

$$C_{mc} = C_i + 0,5x \beta x n \quad (4.14)$$

- Cargas de conjugado parabólico ($x=2$):

$$C_{mc} = C_i + 0,33x \beta x n \quad (4.15)$$

- Cargas de conjugado hiperbólico ($x=-1$):

$$C_{mc} = \frac{\beta}{n} \quad (4.16)$$

O coeficiente β é dado pela seguinte fórmula:

$$\beta = \frac{C_r - C_i}{n^2} \quad (4.17)$$

4.1.6 - Classes de isolamento

Sendo o motor elétrico de indução uma máquina robusta e de construção simples, a sua vida útil depende, na maioria dos casos, da vida útil da isolação dos enrolamentos.

Assim, o fator de temperatura de trabalho dos materiais isolantes do motor é um dos mais importantes. Um aumento de 8 a 10 graus na temperatura de isolamento de um motor, reduz sua vida útil pela metade.

As classes de isolamento aplicadas as máquinas elétricas e os respectivos limites de temperatura, segundo a norma NBR-7094, são:

- Classe A – 105⁰C: seda, algodão, papel e similares impregnados em fluido isolante.
- Classe B - 120⁰C: fibras orgânicas sintéticas.
- Classe C - 130⁰C: asbesto, mica e materiais a base de poliéster.
- Classe D - 155⁰C: fibra de vidro, amianto associados a materiais sintéticos.
- Classe H - 180⁰C: fibra de vidro, mica, asbestos associados e silicones.

As características tratadas anteriormente são as mais importantes para análise de aplicação e seleção dos motores elétricos, para acionamento de máquinas de fluxo. Contudo, é importante identificar os principais dados, que aparecem na placa de um motor elétrico, como: fabricante, tipo (indução, anéis, síncrono, etc.), modelo e número de fabricação, potência nominal, número de fases, tensão nominal, corrente (contínua ou alternada), frequência (50 Hz ou 60 Hz), rotações por minuto (rpm), intensidade nominal da corrente (In), regime de trabalho, classe de isolamento, letra código e fator de serviço.

4.1.7 Principais fabricantes de motores elétricos

No que diz respeito aos fabricantes de motores elétricos, o Brasil possui um número significativo de fabricantes, que produzem motores com uma grande gama de potências. Entre os principais fabricantes merecem destaques as empresas WEG, Siemens e GE.

A empresa WEG produz motores elétricos assíncronos, trifásicos, de linha, com gama de potências de 0,12 kW a 370 kW. Fabrica ainda, sob medida motores de indução de média e alta tensão da Classe M até 50.000 kW e tensões de 220 a 13.800 V, da Classe H até 3.500 kW, e tensões de 220 a 6.900 V.

A Siemens produz dentro da mesma categoria motores na gama de potência de 0,25 kW até 1.200 kW. Na linha de motores de grande potência com fabricação especial, pode ser destacado o motor de 20.000 HP (14.900 kW), fabricado para a quarta bomba da elevatória de Santa Inês.

Dentre os fabricantes estrangeiros podem ser destacados a Toshiba, a GE Industrial Systems, a Hitachi.

4.2 Conversores estáticos de frequência

Até meados da década de 70, os motores síncronos com comutadores de pólos eram a única opção disponível para variar a rotação de motores elétricos de média–alta voltagem, alta potência. Assim, esses motores foram largamente empregados em diversas instalações de companhias dos Estados Unidos, Japão e Europa, muitas delas persistindo até hoje, exemplificadas na tabela 4.2, principalmente para acionamento de bombas de alta pressão na alimentação de água de caldeiras de antigas centrais termoelétricas.

Após meados da década de 80, com a introdução do inversor eletrônico de velocidade aplicado ao motor de indução foi possível a variação da rotação do motor elétrico e a aplicação em diversos processos utilizados atualmente (RAMA, 1995).

Tabela 4.2 Aplicações de variação de rotação com comutadores de pólos

Tipo de Indústria	Ano de Instalação	Aplicação	Qtd.	Potência Unidade (MW)	Máxima velocidade (rpm)
Textil	1989	Processo	1	1000	3960
Textil	1990	Processo	1	1000	3960
Papel e Celulose	1990	Alimentação	2	2500	3780
Refino de Petróleo	1991	Bombeam/	1	3000	4000
Tubulação de gás	1991	Compressor	2	7000	5500
Papel e Celulose	1991	Alimentação	1	2500	3960
Tubulação de Petróleo	1993	Bombeam/	2	700	3960
Produtos de refanaria	1994	Bombeam/	16	2500	4200
Produtos de refanaria	1994	Bombeam/	4	3000	4200
Tubulação de gás	1994	Compressor	2	6700	6000
Produtos de refanaria	1994	Bombeam/	3	2500	4000
Produtos de refanaria	1995	Bombeam/	24	2500	4000
Tubulação de gás	1995	Compressor	2	7000	5500
Produção de gás	1993	Compressor	1	900	6800

Fonte: (RAMA, J. C.;GIESECKE, A.,1995).

O mais eficiente método de controle de velocidade de motores de indução trifásico, com menores perdas no dispositivo responsável pela variação da velocidade, consiste na variação da frequência da fonte alimentadora, através de conversores de frequência, onde o motor pode ser controlado de modo a prover um ajuste contínuo de velocidade e conjugado com relação à carga mecânica.

A grande importância da utilização dos conversores de frequência na prática pode ser exemplificada pela tabela 4.3, na utilização da variação de rotação de motores para diversas aplicações.

Tabela 4.3 – Aplicações de variação de rotação com inversor de frequência

Indústria	Ano de Instalação	Aplicação	Qtd.	Potência da unidade (MW)	Máxima rotação (rpm)	Faixa de rotação (%)
Gás	1982	Compressor	1	18.7	5200	58 to 100
Gás	1994	Compressor	2	35	4500	50 a 120
Gás	1994	Compressor	5	41	3750	66 to 105
Petroquímica	1985	Ventilador	4	2.7	5900	67 to 100
Petroquímica	1986	Compressor	1	17	4850	82 to 100
Petroquímica	1990	Compressor	3	19.9	5405	65 to 100
Energia	1980	Bomba de Alim.	2	12	5100	16 to 100
Energia	1986	Compressor	1	11.4	5100	59 to 100
Energia	1990	Bomba de Alim.	1	6.7	4655	83 to 113
Energia	1991	Bomba de Alim.	2	7.6	5200	11 to 100
Energia	1991	Bomba de Alim.	3	11.8	5050	10 to 100
Energia	1991	Bomba de Alim.	2	11.1	4750	10 to 100
Energia	1992	Bomba de Alim.	2	11.1	4750	10 to 100
Energia	1993	Bomba de Alim.	1	6	4655	83 to 113
Energia	1994	Bomba de Alim.	1	12,5	4650	10 to 100

Fonte: (RAMA, J. C.; GIESECKE, A., 1995).

Já existem equipamentos no mercado que cobrem a faixa de aplicação em motores de 0,5 kVA a 72 MVA. No Brasil, os modelos PW-9, fabricados pela WEG podem ser empregados para motores de até 1,1 MVA, com tensões variando de 220 a 690 V.

A WEG também fabrica os modelos PW-8, para baixa tensão, e aplicações em motores monofásicos e trifásicos de 0,18 kW a 7,5 kW com tensões entre 220, 380 e 440 V.

Outro modelo fabricado pela WEG para médias tensões é o modelo MVW-01, para potências entre 400 a 1.600 kW, em tensões de 3.300 e 4.160 V.

Além da WEG, também a SIEMENS e a ABB, fabricam esses tipos de conversores de frequência no Brasil.

4.2.1 Tipos de conversores estáticos de frequência

Um conversor de frequência converte a tensão na rede de amplitude e frequência constantes em uma tensão de amplitude e frequência variáveis. Esta conversão pode ser obtida direta e indiretamente.

- Conversão direta : onde se enquadram os ciclos conversores;
- Conversão indireta: onde se enquadram os conversores com circuito intermediário.

As modernas aplicações atuais aplicam a técnica de conversão indireta, a qual será dada ênfase nessa explanação.

4.2.2 Conversor regulador indireto- conversores com circuito intermediário

O conversor indireto é composto de um retificador (controlado ou não), que produz uma tensão contínua, e um inversor que produz a partir desta tensão contínua uma tensão alternada de frequência variável. O desacoplamento entre o retificador e o inversor é feito com um circuito intermediário (link DC), de tal forma que a formação da tensão de saída é completamente independente da rede em termos de tensão e frequência.

O conversor indireto pode ser classificado quanto às características de seu circuito intermediário:

- Circuito intermediário com corrente imposta;
- Circuito intermediário com tensão imposta.

4.2.2.1 Técnica da corrente imposta

Nos conversores de frequência de corrente imposta, a corrente é imposta ao motor e, conseqüentemente, a amplitude, e o ângulo de fase da tensão é que dependem das condições de carga do motor.

Basicamente, o conversor é composto de um retificador controlado (tiristores), um circuito intermediário CC com uma indutância responsável pela corrente imposta, e de um inversor com diodos de bloqueio e capacitores de comutação.

Como o dispositivo de comutação opera em função da carga, este conversor é mais adequado a acionamentos monomotores. Comparando-se com os conversores de tensão imposta ele apresenta as seguintes vantagens:

- a) possibilidade de operação nos quatro quadrantes, sem a necessidade de incremento de equipamentos adicionais;
- b) circuito de comutação extremamente simples e de custo relativamente pequeno;
- c) os tiristores do inversor têm aproveitamento otimizado quanto a sua capacidade em função da forma retangular da corrente.

Este conversor de frequência tem aplicação garantida onde as exigências da carga são atendidas de forma melhor pelos **motores síncronos**. As razões principais para a escolha deste tipo de motor são:

- acionamento de grande potência aliado a uma alta velocidade;
- em motores de grande potência, estes conversores dispõem de um rendimento consideravelmente maior do que o de um motor de indução;
- características torque-velocidade durante a partida sensivelmente melhor do que nos motores de indução (assíncrono).
- possibilidade de geração de potência reativa.

4.2.2.2 Técnica de tensão imposta

Através de um conversor de frequência de tensão imposta, a tensão do circuito intermediário CC (link DC) é imposta ao motor e a amplitude, e o ângulo de fase da corrente do motor dependerá da carga a ser acionada.

Sendo necessária para este tipo de conversor a característica de se manter a relação V/f (tensão/corrente) constante, para se obter um fluxo de magnetização constante e conseqüentemente o torque disponível no motor igual ao nominal para qualquer rotação.

Nos sistemas com tensão imposta, existem duas formas de se obter esta relação V/f (tensão / frequência) constante. São elas:

- Tensão no circuito intermediário variável;
- Tensão no circuito intermediário constante.

Tensão no circuito intermediário variável

Neste sistema, o retificador de entrada é composto por tiristores que são controlados de forma a fornecer uma tensão no circuito intermediário variável em função da frequência de saída fornecida ao motor, frequência esta que é determinada através da ponte de tiristores que comutam (liga-desliga) em uma seqüência controlada, de forma a se obter na saída um sistema trifásico, com uma forma de onda de tensão definidos.

Tensão no circuito intermediário constante

Com este sistema, a tensão no circuito intermediário é constante e obtida através de uma ponte de diodos e um banco de capacitores que formam o circuito intermediário (link DC). Dentro deste sistema enquadra-se o conversor de frequência com modulação por largura de pulsos o **PWM (Pulse Width Modulation)**.

Simplesmente, e o que mais interessa é dizer que o conversor de frequência é um equipamento eletrônico destinado à variação de velocidade de motores de indução trifásicos (motores assíncronos), composto de 3 etapas distintas, a saber:

A - Etapa de entrada (retificadora)

Composta de pontes trifásicas, ou em alguns casos de pontes monofásicas de diodos que fazem o papel de retificação da tensão e frequência alternada da rede com valor fixo (por exemplo: 440 V, 60 hz), transformando-a em corrente contínua (CC).

B - Etapa de filtragem (circuito intermediário)

Esta etapa é composta por capacitores eletrolíticos, que tem como função principal, a troca de potência reativa com o motor, ou seja, nos momentos em que o motor opera como “motor” ou como “gerador”, são os capacitores que fazem estas trocas de energia com o conversor. Além desta função, estes componentes também têm o objetivo de diminuir as ondulações na tensão que foi retificada pela etapa de entrada (retificadora) e de garantir o fornecimento de tensão CC a etapa seguinte (inversora).

C - Etapa de potência (inversor)

Nesta etapa se processam as maiores transformações do sinal contínuo (tensão CC) vindo do circuito intermediário.

Com um sinal contínuo perfeito, os semicondutores que compõem o inversor, através de técnicas digitais (p.ex: PMW - modulação por largura de impulso), conseguem chavear este sinal e através do controle do tempo de “ligamento e desligamento” dos semicondutores, fazer o valor médio deste variar, conseguindo assim produzir uma onda senoidal, que será aplicada ao motor.

Todo este processo é supervisionado por micros controladores que, juntamente com memórias pré-programadas, conseguem fazer com que o mesmo se desenvolva dentro de características desejadas.

A figura 4.5 representa o esquema das principais partes de um conversor de frequência que opera segundo o princípio PMW.

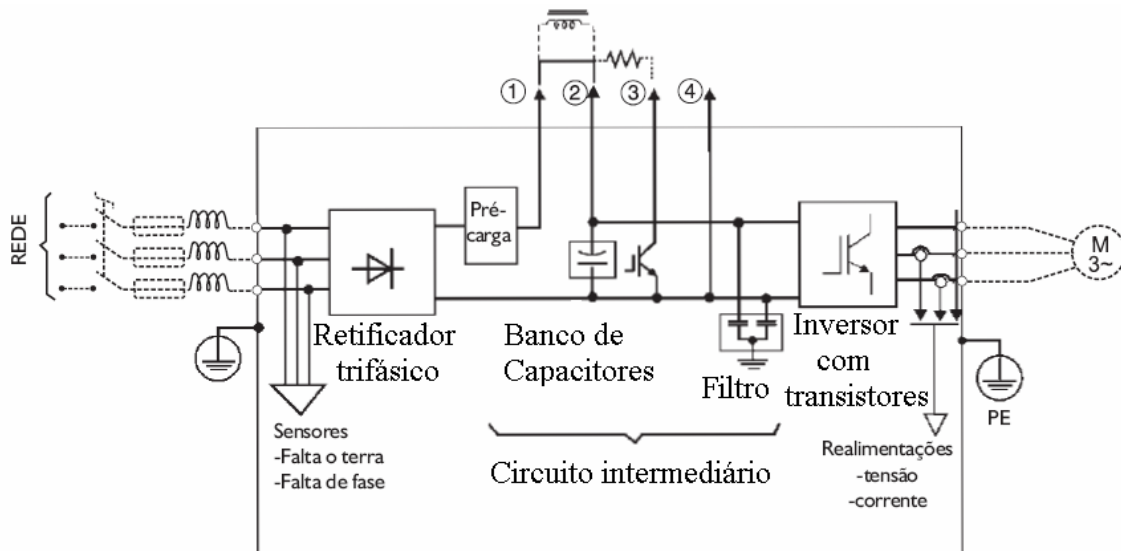


Figura 4.5 Funcionamento de um conversor PWM
Fonte: (WEG, 2002)

Assim sendo, as curvas de características de torque, potência, corrente etc., no motor também se alteram, isto porque se passa a controlar algumas variáveis que fazem parte do **“Equacionamento Básico das Máquinas Assíncronas”** (motores de indução CA).

A rotação de uma máquina assíncrona é dada por:

$$n = \frac{120.f.(1-s)}{N_p} \quad (4.18)$$

A relação entre a tensão e frequência no motor deve ser mantida constante;

$$\frac{V}{f} = \text{constante}, \quad (4.19)$$

O fluxo magnético é proporcional à variação da tensão e inversamente proporcional a frequência aplicada ao enrolamento estatórico do motor:

$$\Phi = \frac{V}{K.f.Z} \quad (4.20)$$

O conjugado ou torque pode então ser colocado da seguinte forma:

$$C = K_t \cdot \Phi \cdot I_r \cdot \cos \varphi \quad (4.21)$$

Observa-se que para variar a rotação de uma máquina, pode-se variar a frequência (f), o escorregamento (s) ou o número de pólos (N_p).

O ideal no caso do inversor de frequência é obter uma variação da frequência que se aplica ao enrolamento estatórico do motor, variando juntamente a tensão aplicada ao mesmo enrolamento, conseguindo assim alterar a rotação do motor (n) e, ao mesmo tempo, manter o conjugado ou torque constante.

Como o torque precisa ser mantido adequado e este só se mantém constante se o fluxo permanecer também constante, tem-se que variar então a tensão (V), juntamente com a frequência (f).

Desta maneira, o fluxo (ϕ) ficará constante e, conseqüentemente o conjugado (C) será constante, e por sua vez se terá uma variação de velocidade com conjugado constante dentro de certos limites.

A variação V / f é feita linearmente até a frequência nominal do motor (por ex: 60 hz), acima desta, a tensão que já é nominal, permanece constante e há então apenas a variação da frequência que é aplicada ao enrolamento do estator, como pode ser observado pelo gráfico da figura 4.6.

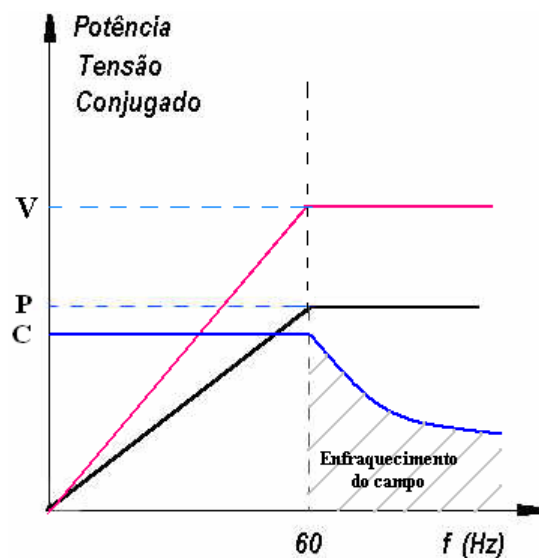


Figura 4.6 Variação da tensão, potência e conjugado com a frequência em um inversor PWM. Fonte: (WEG. 2005).

Com isso existirá uma área acima da frequência nominal denominada “região de enfraquecimento do campo”, ou seja, uma região onde o fluxo (ϕ) começa a decrescer e, portanto, o conjugado (C) também começa a diminuir. Podemos notar então que o conjugado permanece constante até a frequência nominal e acima desta começa a decrescer. A potência de saída do conversor de frequência segue a variação V / f , ou seja, cresce linearmente até a potência nominal e permanece constante acima desta.

Mediante as explicações expostas, podemos concluir que a maior variação entre a potência e a rotação acontece para uma aplicação de carga que apresenta um conjugado de forma quadrática. A variação de potência, neste caso, varia com o cubo da rotação. Isso acontece nas máquinas de fluxo e, portanto, torna-se importante estudar o comportamento das máquinas quando acionam, por exemplo, as bombas centrífugas e os ventiladores.

4.2.5 - Aplicações de conversores de freqüência

O conversor de freqüência tem sido utilizado para instalações onde se deseja operar com gamas de rotação, variando conforme a necessidade do processo.

Em instalações de ventiladores para se insuflar ar em fornos onde a relação ar/combustível pode variar, dependendo da necessidade da operação, em estações de captação e tratamento de esgoto, onde a vazão de efluente varia temporariamente, em produção de produtos químicos, onde a dosagem de um produto pode ser controlada em razão da massa total, etc.

O gráfico da figura 4.7 apresenta um exemplo da economia de energia com o uso do inversor ou conversor de freqüência aplicado em um sistema de bombeamento ou ventilação.

Operando normalmente, a energia consumida seria dada pela área OABCO, para a máquina funcionando com a vazão Q_1 . Para redução da vazão do sistema, por exemplo, funcionando com a vazão Q_2 , pode-se aumentar a perda de carga do sistema, fechando-se uma válvula, onde se teria a energia consumida OA'B''C''O, ou então instalando-se um conversor de freqüência, que possibilitaria a diminuição da rotação da bomba de n_1 para n_2 , alcançando a vazão Q_2 e consumindo a energia da área OA'B'C'O. Conseqüentemente, a energia economizada durante o processo seria a área B'B''C''C'B'.

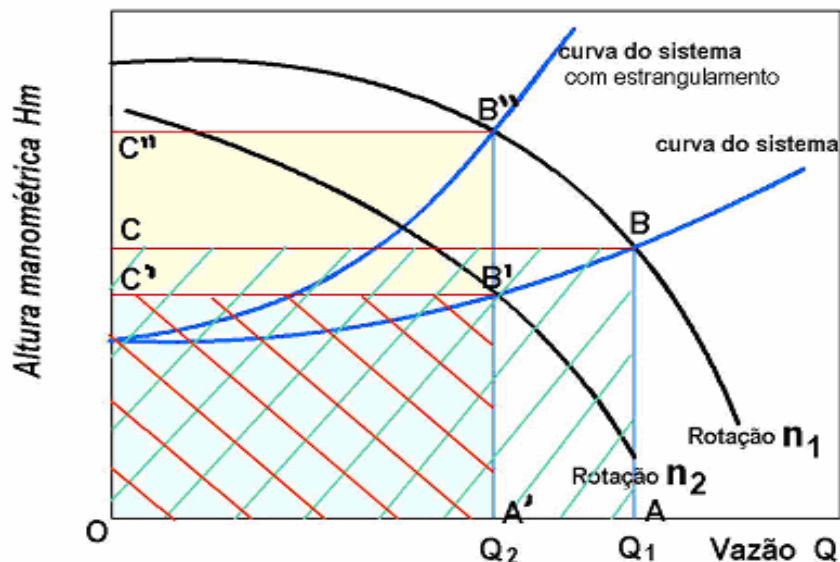


Figura 4.7 Aplicação do conversor de freqüência na economia de energia em uma máquina de fluxo.

Deve ser lembrado ainda, que embora não transpareça na figura a variação da potência da máquina entre Q_1 e Q_2 , foi reduzida com relação à razão ao cubo da rotação e conseqüentemente a energia também.

Para casos de aplicação em máquinas de fluxo, ou outro equipamento, cuja potência esteja relacionada com a relação da rotação ao cubo necessitem de aumento da rotação, ao invés da diminuição o uso do conversor de frequência deve ser analisado com mais rigor, pois uma implicação de aumento da potência poderá colocar em risco o projeto mecânico do equipamento, no que diz respeito ao dimensionamento de eixos, vida útil dos rolamentos, etc.

Contudo, o preço dos inversores de frequência é caro e somente uma boa análise sobre o retorno do capital na aplicação do motor elétrico mais inversor de frequência para certas aplicações, deve ser decisória para viabilizar a aplicação do mesmo. A figura 4.8 mostra a relação entre o preço dos inversores de frequência e o preço do motor elétrico standard, para conversores de baixa tensão e alta tensão aplicados em motores elétricos até 1600 kW de potência nominal.

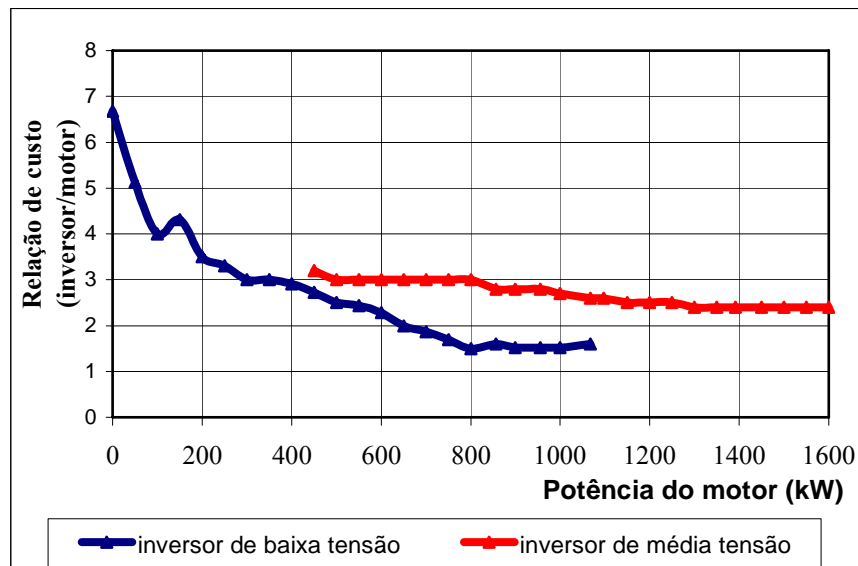


Figura 4.8 Relação entre o preço do inversor de frequência e do motor elétrico para a mesma potência. Fonte: (CAMPANA et al , 2003; WEG, 2005),

No Brasil existem poucos fabricantes de inversores de frequência entre os quais podem ser citados a WEG, a Siemens e a ABB.

Os conversores de média tensão da WEG são fornecidos com chave disjuntora, transformadores de carga e painel do inversor de frequência propriamente dito, daí a grande diferença de preço para o motor elétrico.

Uma grande utilização dos inversores de frequência tem sido no acionamento de máquinas operatrizes, onde as velocidades podem ser controladas segundo a necessidade do material e tipo de acabamento, independente de toda relação de engrenamento existente na caixa de relação da máquina.

4.3 Motores de combustão interna

Os motores de combustão interna são máquinas de vasta utilização e de tecnologia bastante difundida. O ápice da fabricação americana atingiu a marca de 35 milhões de motores produzidos em um só ano, para utilização em automóveis, caminhões, construção, equipamentos de mineração, embarcações e naturalmente para a geração de energia elétrica, desde pequena potência para utilização residencial a grandes potências, para propulsão marítima (ONSITE, 2000, pág. 62). O esquema abaixo mostra a classificação atualizada dos motores de combustão interna, levando em conta:

- (1) ignição do combustível por faísca (SI) e ignição por compressão (CI);
- (2) ciclo operacional (dois tempos, e quatro tempos);
- (3) relação entre oxigênio e combustível na ignição (ignição pobre e ignição rica).
- (4) tipo de combustível (gás natural, álcool, óleo combustível, gasolina, óleo diesel e dual combustível);
- (5) método de adição de combustível (carburação ou injeção de combustível);
- (6) pressão alimentação da mistura (naturalmente aspirado ou turbinado).

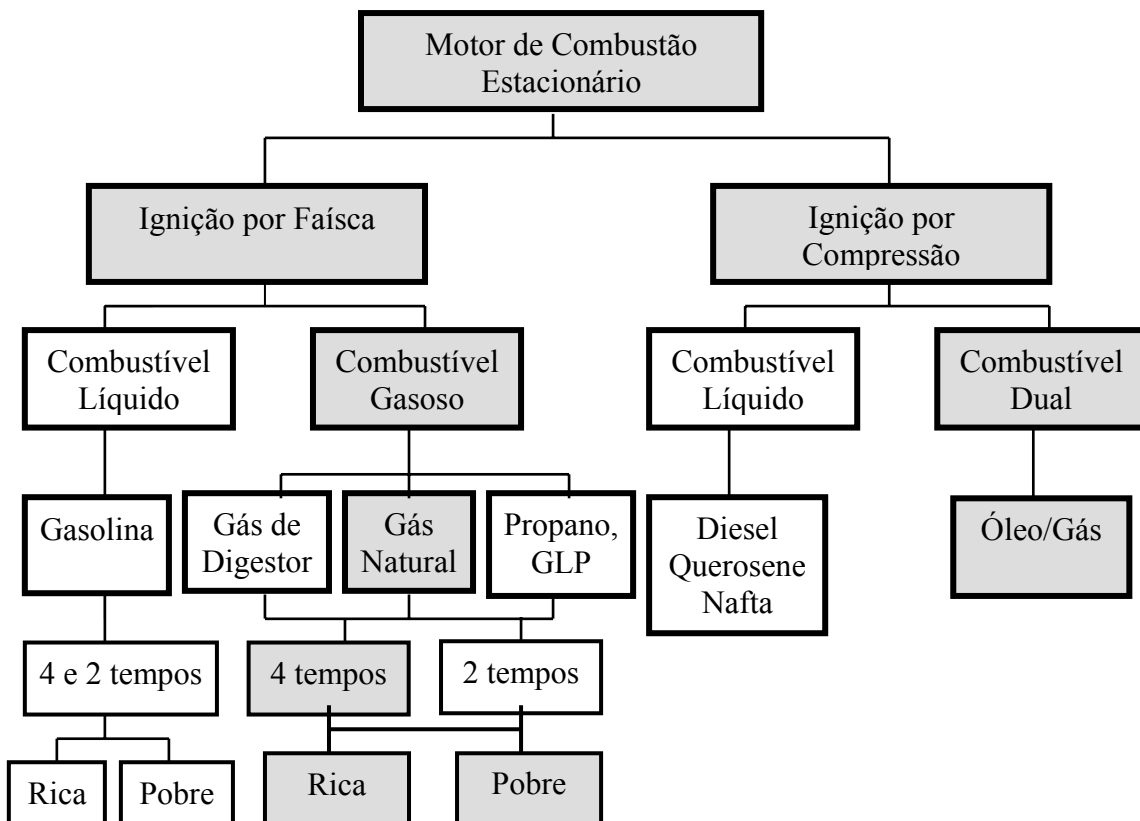


Figura 4.9 Classificação geral dos motores de combustão estacionários.
Fonte: (SOTA, 2002). Desenho do autor.

4.3.1 Motores a gás natural

O motor de combustão interna a gás natural já vem sendo utilizado largamente na indústria automobilística, substituindo com vantagens os motores de combustão interna de ciclo Otto a gasolina e em muitos casos também de ciclo Diesel.

Para utilização em motores estacionários, tem-se dado preferência ao gás natural como combustível principal, devido a uma série de fatores, tais como: a quantidade significativa das reservas em todo o mundo, a tecnologia relativamente simples na obtenção e distribuição e, principalmente ao baixo índice de emissão de gases nocivos ao meio ambiente no uso controlado dessa tecnologia, notadamente ao NO_x e CO_2 .

Atualmente dois diferentes tipos de motores de combustão a gás podem ser utilizados em várias aplicações de processos: os derivativos automotivos e os industriais.

Os motores de combustão a gás, industriais, são tipicamente projetados para operarem com tempo de vida maior que os derivativos automotivos. Esses motores operam com rotações até 1.800 rpm. O tempo entre maiores manutenções e reparos neste tipo de motores excede a 20.000 horas de operação. Assim, os motores a gás do tipo industrial são mais caros que os derivativos automotivos.

Os motores a gás derivativos automotivos são concebidos para rotações acima de 3.000 rpm. Sendo mais baratos que os motores industriais podem pesar consideravelmente no custo de investimento de um projeto. Apresentam ainda a vantagem de serem mais leves e ocuparem menor espaço, além da maior disponibilidade de peças de reposição. Entretanto, a vida útil desses motores é menor que a dos motores industriais e são, na maioria das vezes, revendidos após a sua vida útil, como sucata ou impróprio, ao invés de serem reformados como é o caso dos motores industriais.

A tecnologia dos motores de combustão a gás é disponível para uma variedade de aplicações que requeiram uma força motriz para seu acionamento.

Entre as principais vantagens no uso do motor a gás em substituição aos motores elétricos, pode-se citar:

- menor custo de operação;
- diversificação do combustível;
- melhor rendimento a cargas parciais que o motor elétrico;
- independe da geração elétrica, na maioria das vezes, muito distante do ponto de consumo;
- possibilidade de cogeração.

Com a utilização do motor a gás, o usuário poderá ter uma maior flexibilidade para os processos que dependiam somente de um tipo de acionamento, sendo possível moldar de maneira mais vantajosa às necessidades das fontes energéticas não dependendo de uma única tecnologia.

Os motores de combustão interna, de uma maneira geral, possuem dois tipos de tecnologias disponíveis: ignição por faísca (ciclo Otto) e ignição por compressão (Diesel).

Os motores de combustão interna a gás natural funcionando com ignição por faísca possuem as seguintes características:

- Usam vela para ignição do gás
- É o tipo mais comum dos motores a gás natural disponíveis. São utilizados em uma grande variedade de aplicações: veículos, sistemas de bombeamento, compressores, etc.
- Funciona com gás natural ou mistura de gás natural com propano.
- Pode ser usado com gás de baixo poder calorífico (por exemplo: gás de biodigestor)
- Possui boa razão de compressão (variando de 9:1 a 11:1)
- Grande faixa de potência (40 a 5600 HP)

A figura 4.10 mostra o ciclo Otto, que representa o funcionamento termodinâmico dos motores de quatro tempos com ignição por faísca, composto por duas transformações adiabáticas, compressão e expansão (isentrópicas; $Q=0$ e $S=cte.$) e duas transformações isocóricas ($V=cte.$), ignição e escape.

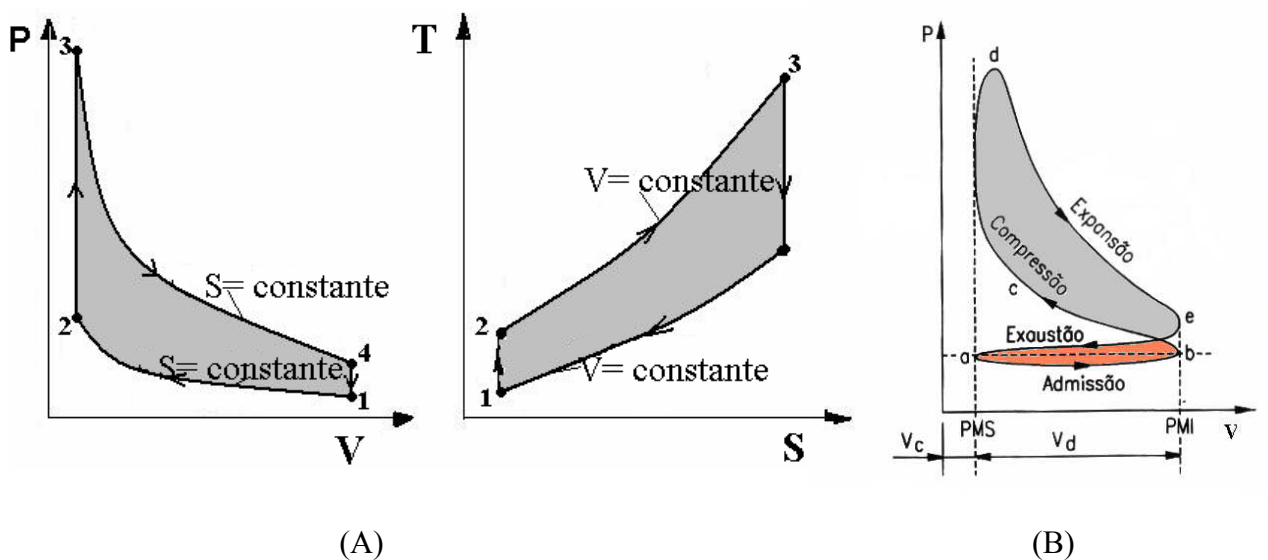


Figura 4.10 Representação do ciclo Otto para motores de ignição por faísca ;
(A) Ciclo ideal, (B) Ciclo real. Fonte: (FAIRES, V. M., 1978).

Os motores de combustão a gás natural funcionando com ignição por compressão possuem as seguintes características:

- São projetados para serviços pesados e aplicações em grandes cargas
- Possuem uma grande vida útil
- Usam uma injeção de diesel para iniciar a ignição do motor
- Possuem alta razão de compressão (14:1 a 19:1)

A figura 4.11 mostra o ciclo diesel, que representa o comportamento termodinâmico dos motores de combustão a gás natural funcionando com ignição por compressão, caracterizado duas transformações adiabáticas, compressão e expansão, uma transformação isobárica (pressão constante) na ignição e uma transformação isocórica no escape dos gases da combustão.

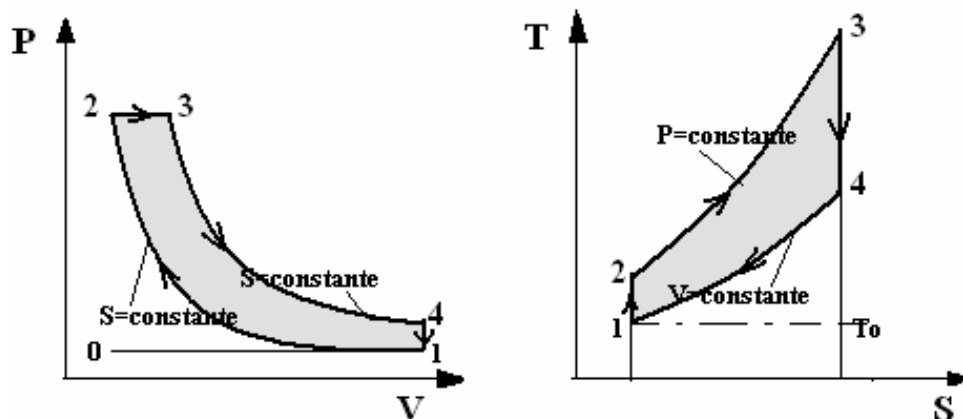


Figura 4.11 Ciclo diesel – ignição por compressão. Fonte: (FAIRES, V. M., 1978).

4.3.1.1 Motores a gás natural com ignição por faísca

Os motores com ignição por faísca utilizam velas controladas, para propiciar uma faísca em uma mistura de combustível-ar dentro do cilindro. Esses motores são os mais utilizados para pequenas potências e foram desenvolvidos a partir de blocos de motores a diesel.

Dois técnicas de ignição por faísca são utilizadas atualmente para alimentação a gás, dependendo do tamanho do motor:

a. Motores de Câmara de combustão aberta – a vela é colocada diretamente na câmara do cilindro, onde se dá a combustão direta da mistura combustível-ar. A combustão em câmara aberta é típica em motores, que operam próximos a razão estequiométrica de ar/combustível ou com misturas relativamente pobres.

b. Motores de câmara de pré-combustão – usam uma pré-câmara de combustão, na cabeça do cilindro. Esta câmara é carregada com uma rica mistura de combustível e ar, a qual, após a ignição expande dentro da câmara principal agindo como uma tocha de alta energia. Essa técnica provê energia necessária para ignição de uma mistura mais pobre admitida na região no espaço superior do cilindro.

Um motor de combustão a gás natural mais simples pode operar com uma aspiração natural da mistura via carburador ou outro tipo de misturador¹⁴, no tempo de admissão.

Os motores combustão a gás, de alto desempenho, utilizam turbo compressores para forçar uma maior quantidade de ar nos cilindros, admitindo uma maior aumento de combustão do combustível e aumento de potência do motor.

Os motores de combustão a gás natural que operam com ignição por faísca utilizam uma menor razão de compressão que os motores a diesel, na faixa de 9:1 a 12:1, dependendo do projeto do motor e do turbo compressor.

4.3.1.2 Motores de combustão a gás natural com ignição por compressão

Motores de duplo combustíveis (Dual-Fuel Engines)

Esses motores são predominantemente motores de ciclo diesel com alta compressão na ignição, abastecidos por gás natural com uma pequena porcentagem de óleo diesel usado como um combustível “piloto”.

Durante o início da compressão há a explosão do combustível piloto que inicia imediatamente a combustão da mistura de combustível-ar principal. O combustível piloto requer algumas exigências mínimas, mas, podem admitir já na explosão, entre de 5% a 20% de contribuição de combustível total.

Motores de duplo combustíveis são na verdade, uma combinação de Diesel e ciclo Otto, chegando mais próximo do ciclo Otto quanto mais baixas porcentagens de combustível piloto forem aplicadas.

Uma grande vantagem dos motores de duplo combustíveis é poderem passar a funcionar 100% a diesel ou vice versa, enquanto a máquina está operando em qualquer nível de produção. Em geral, devido ao mais baixo custo de óleo diesel, costuma-se usar maior porcentagem de diesel, o que provoca maiores emissões de NOx, fumaça, e particulados,

¹⁴ Válvula de controle da mistura temporizada definida no ciclo de Miller, que modifica o ciclo Otto.

tornando-se mais baixas porém, para máquinas de dual-combustível do que para operação de diesel direta (NEBER; J. B. et al, 1994).

Emissões de partículas sólidas são reduzidas proporcionalmente com a redução de porcentagem em consumo de óleo diesel, enquanto o nível de redução de NO_x depende de características de combustão. Porém, o CO e as emissões de hidrocarbonetos não queimados são freqüentemente mais altos, como resultado da combustão incompleta.

Os altos custos iniciais e a manutenção, somados a complexidade operacional do motor de combustível dual, apresentam geralmente barreiras ou impedimento no desenvolvimento de novos consumidores.

Existem praticamente três tipos básicos de motores a combustível dual:

a. Injeção convencional de gás a baixa pressão: esse tipo requer cerca de 5 a 10% de combustível piloto, onde pelo menos, 80 a 95% de diesel devem estar presente. A alimentação de gás natural é controlada em cada cilindro por injeção do gás antes da abertura da válvula de admissão de ar. A emissão de NO_x para esse sistema é de 4,0 a 6,5 g/kWh, relativamente alto quando comparado com os motores de câmara de combustão aberta de ignição por faísca.

b. Injeção de gás a alta pressão: consiste na injeção de gás natural diretamente na câmara de combustão com alta pressão do gás (240 a 340 bar) ao mesmo tempo em que, o combustível piloto é injetado. Essa tecnologia não tem sido aceita comercialmente pela maioria dos fabricantes de motores de combustão a gás natural, devido ao considerável custo adicional requerido pelo equipamento de alta pressão de injeção do gás. O consumo do combustível piloto é de 3% a 8% e a emissão de NO_x é a mesma do caso anterior.

c. Pré-câmara com micro piloto: são similares aos motores de ignição por faísca com pré-câmara de ignição. O combustível piloto injetado em uma pré-câmara de combustão provê a alta energia necessária para a combustão da mistura ar-combustível, comprimida a alta taxa na câmara de combustão no cilindro. Motores com pré-câmara de combustão com micro piloto de injeção contendo 1% de combustível piloto, podem operar com rendimentos próximos ao ciclo diesel original. O nível de emissão de NO_x nesse caso pode ser comparado aos de motores de ignição por faísca, ficando na faixa de 0,6 a 2,5 g/kWh de emissão.

4.3.4 Custos envolvidos nos motores a gás natural

Os custos envolvidos no desenvolvimento dos motores de combustão interna, devido às tecnologias utilizadas, são relativamente elevados e envolvem uma série de fatores, que vão desde a concepção de ignição, emissão de gases poluentes, geração de energia, operação, manutenção, etc.

Portanto, quando da leitura do preço em um catálogo ou manual ou especificado por representantes dos diversos fabricantes, torna-se importante saber quais os fatores envolvidos.

O custo total envolvido em uma instalação de motor de combustão a gás natural incluindo o gerador, sistema de recuperação de calor para cogeração e projeto está mostrado na figura 4.12, que também leva a em conta a evolução futura desses custos conforme a potência do conjunto motor/gerador. Os custos obtidos para o motor de combustão ficam bem abaixo desses valores.

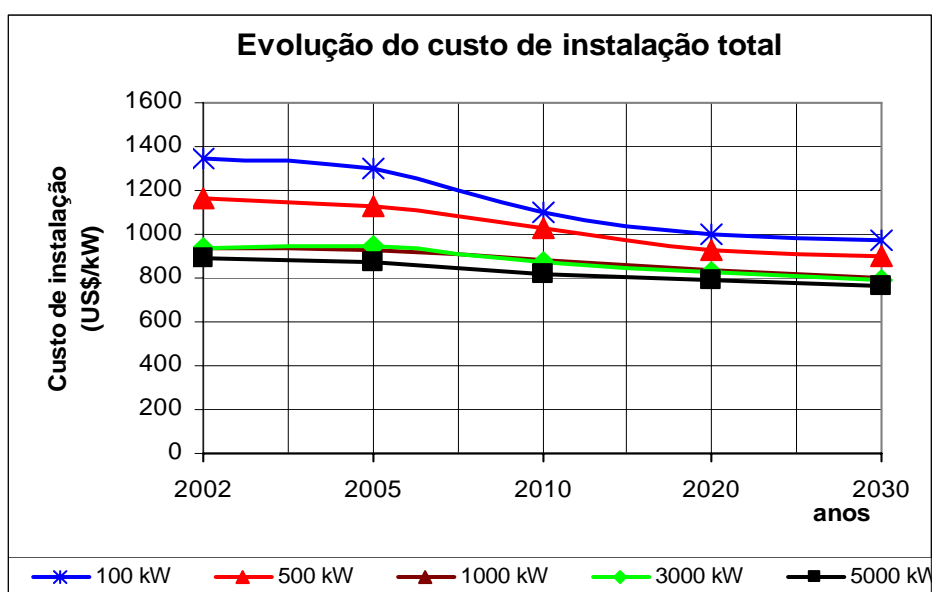


Figura 4.12 Custo de instalação para conjunto gerador com motor de combustão a gás natural. Fonte: (NREL, 2002).

Outro custo importante, que vale ser destacado, é o envolvido com a operação e manutenção do equipamento.

Este custo pode variar entre 0,006 US\$/kWh a 0,015 US\$/kWh, dependendo da potência do motor e de todo o sistema de cogeração. Para motores de pequena potência, esse custo torna-se mais elevado, por exemplo, para um motor de 300 kW o custo de operação e manutenção atual pode ser estimado em 0,012 US\$/kWh e para um motor de 3000 kW, aproximadamente 0,007 US\$/kWh (NREL, 2002).

4.3.5 O uso dos motores de combustão interna a gás natural na cogeração

Quando comparado com outros sistemas de geração de energia, os motores de combustão a gás apresentam rendimentos bastante baixos, sendo necessário um estudo criterioso para sua aplicação, que deve levar em conta desde a disponibilidade e custo da tecnologia existente, rede e distribuição do gás natural, emissão de poluentes, ruído, etc. Para motores de grande potência, onde a energia liberada em forma de calor pode ser aproveitada na cogeração o rendimento do sistema, pode aumentar significativamente. Mesmo assim, a sua versatilidade tem levado ao emprego do mesmo em muitos casos. A utilização de motores alternativos em unidades de cogeração tende, atualmente, a apresentar uma construção modulada.

Vários complexos vêm sendo construídos com a utilização de motores de combustão interna a gás natural para geração de energia elétrica e aproveitamento de calor. Entre eles pode-se citar no Brasil, o PROJAC, da Central Globo de Produção, com 2 motores G 3612 de 2.450 kWe cada, 900 rpm com caldeiras de recuperação gerando 4 t/h de vapor a 8 bar; a Central de Utilidades Messer, fábrica da Coca Cola Pananco, em Jundiaí, com 5 motores Caterpillar G 3616, de 1540 kWe de potência, 1.200 rpm, aspirados, com caldeira de recuperação gerando 6 t/h de vapor a 8 bar (MELO, F., 2004).

O fabricante Waukesha Engine apresenta duas maneiras de aproveitamento do calor gerado por um motor de combustão a gás natural. A primeira, individual, onde as três possíveis fontes de aproveitamento do calor rejeitado pelo motor, a exustão dos gases, a água de refrigeração e o óleo de lubrificação podem ser aproveitados individualmente.

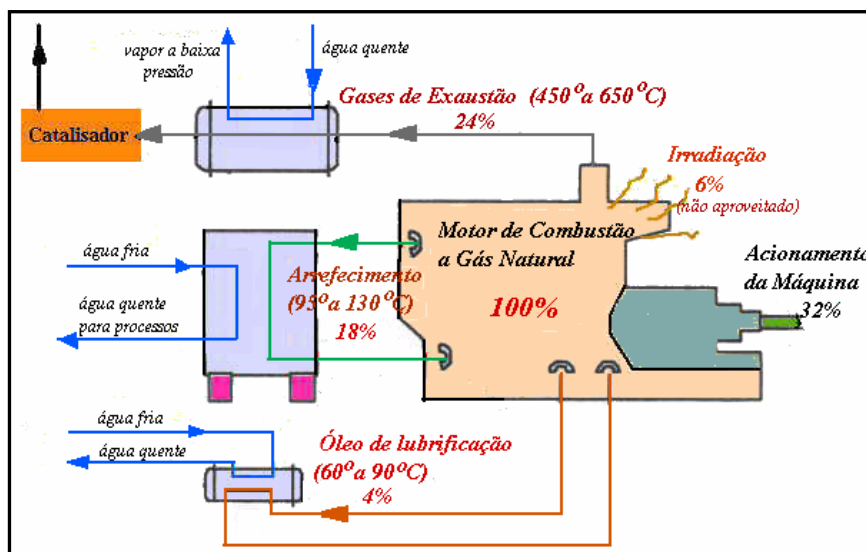


Figura 4.13 Aproveitamento do calor rejeitado em um motor de combustão interna. Adaptado de WAUKESHA ENGINE, 2003.

Neste caso, será necessário um recuperador ou trocador de calor para cada uma das fontes. Essa condição pode ser visualizada na figura 4.13, e pode dar maior flexibilidade para utilização do usuário, apresentando em termos globais um menor rendimento.

O segundo caso, onde o calor rejeitado das fontes além de alimentarem recuperadores individuais para cada fonte, é aproveitado em um recuperador de calor final único, que concentra toda energia térmica final para posterior utilização. Este caso também é chamado de efeito “**looping**” e pode ser visualizado na figura 4.14.

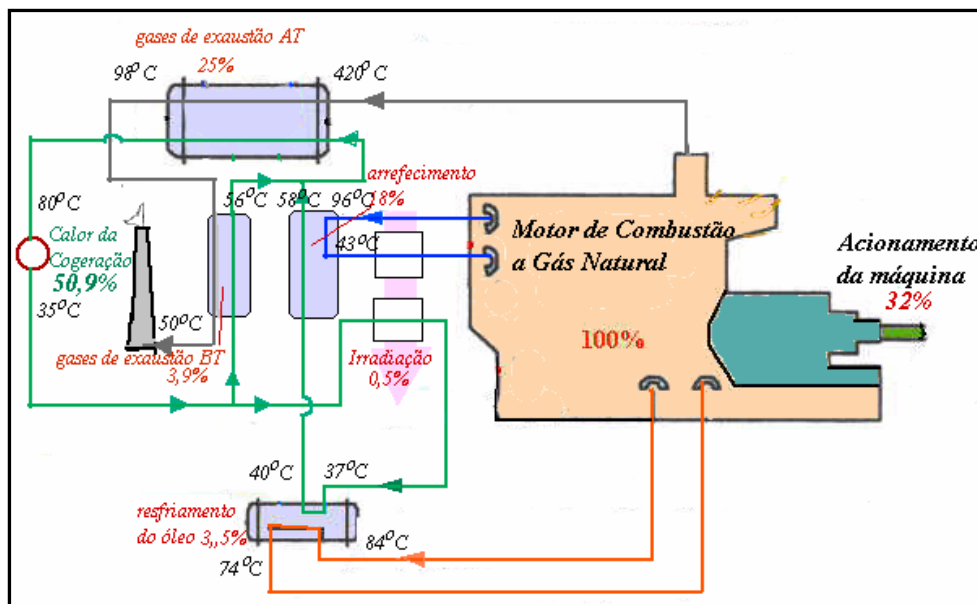


Figura 4.14 Aproveitamento do calor rejeitado utilizando o efeito looping. Adaptado de WAUKESHA ENGINE, 2003.

Embora mais caro em termos de investimento, apresenta um rendimento global maior pelo melhor aproveitamento do calor total rejeitado no motor em diversas etapas.

O recuperador de calor é classificado, basicamente, como um trocador de calor de contato indireto e de transferência direta. Há um fluxo contínuo do calor do fluido quente ao frio, através de uma parede que os separa. Não há mistura entre eles, pois cada corrente de fluxo permanece em passagens separadas (BRAGA F. W, 2004).

A figura 4.15 apresenta o total de calor, que pode ser recuperado em cada um dos processos do motor e a soma total desse aproveitamento para potências nominais entre 100 kW a 5.000 kW. Pode-se notar pelo gráfico que os gases de exaustão apresentam a maior quantidade de calor rejeitado, seguido pelo sistema de resfriamento das camisas dos cilindros e do bloco do motor e pelo resfriamento do óleo de lubrificação.

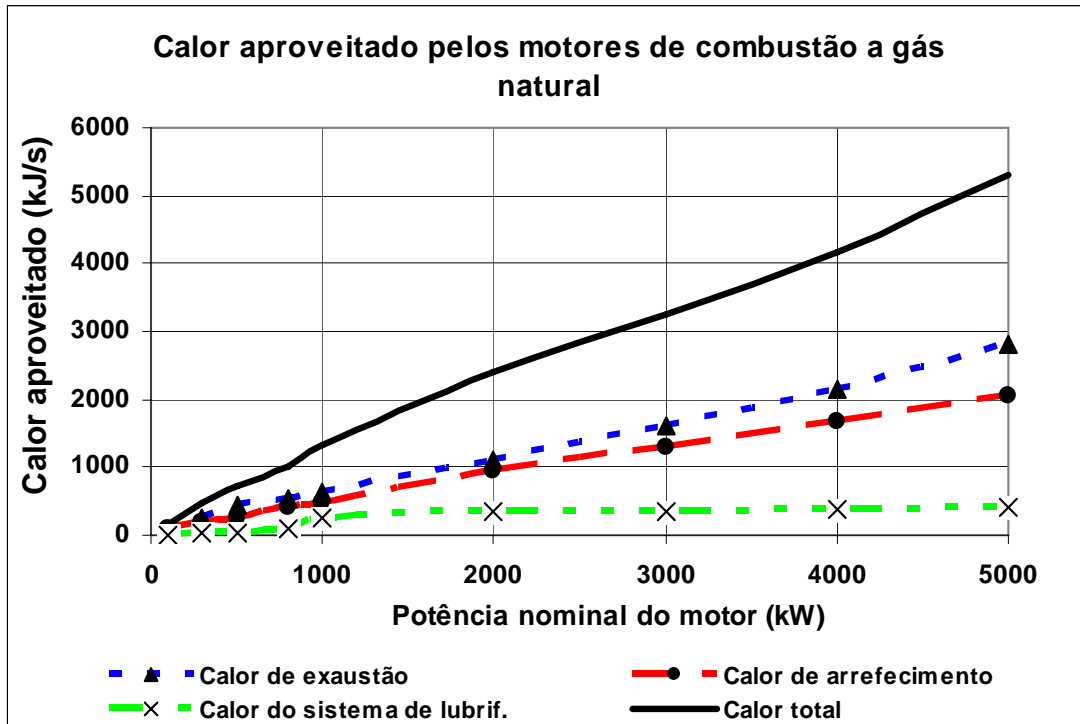


Figura 4.15 Calor aproveitado para diversas potências de motores de combustão a gás Natural. Fonte: Adaptado de catálogos de vários fabricantes (2002).

O esquema da figura 4.16, de um fabricante de motores de combustão interna a gás natural, apresenta a configuração de aproveitamento dos gases de exaustão e do circuito de água de refrigeração para um motor de 720 kW. Pelas temperaturas, entalpias e pressões nos circuitos pode-se tentar calcular a potência aproveitada dos dois sistemas de rejeitos térmicos. Não está contemplado o aproveitamento da menor quantidade de rejeito que seria o da refrigeração do óleo de lubrificação do motor.

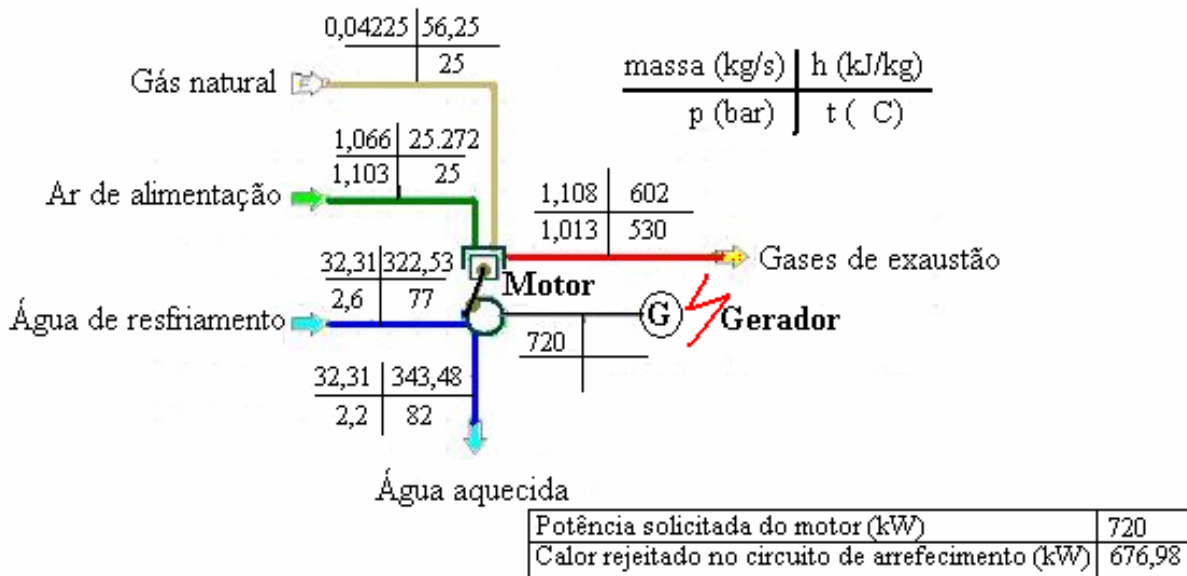


Figura 4.16 Esquema de parte do aproveitamento do calor rejeitado em um motor de combustão a gás natural. Fonte: (SCHMDIT, 2002).

4.3.6 Fabricantes de motores de combustão a gás natural.

Existem diversos fabricantes de motores de combustão interna a gás natural, alguns se dedicando a motores de pequenas potências, outros a potências maiores. A figura 4.17 mostra alguns dos principais fabricantes mundiais de motores de combustão interna.

Os pioneiros na fabricação de motores a gás natural estão detalhados com um traço mais escuro, indicando também a gama de potência do seu fornecimento.

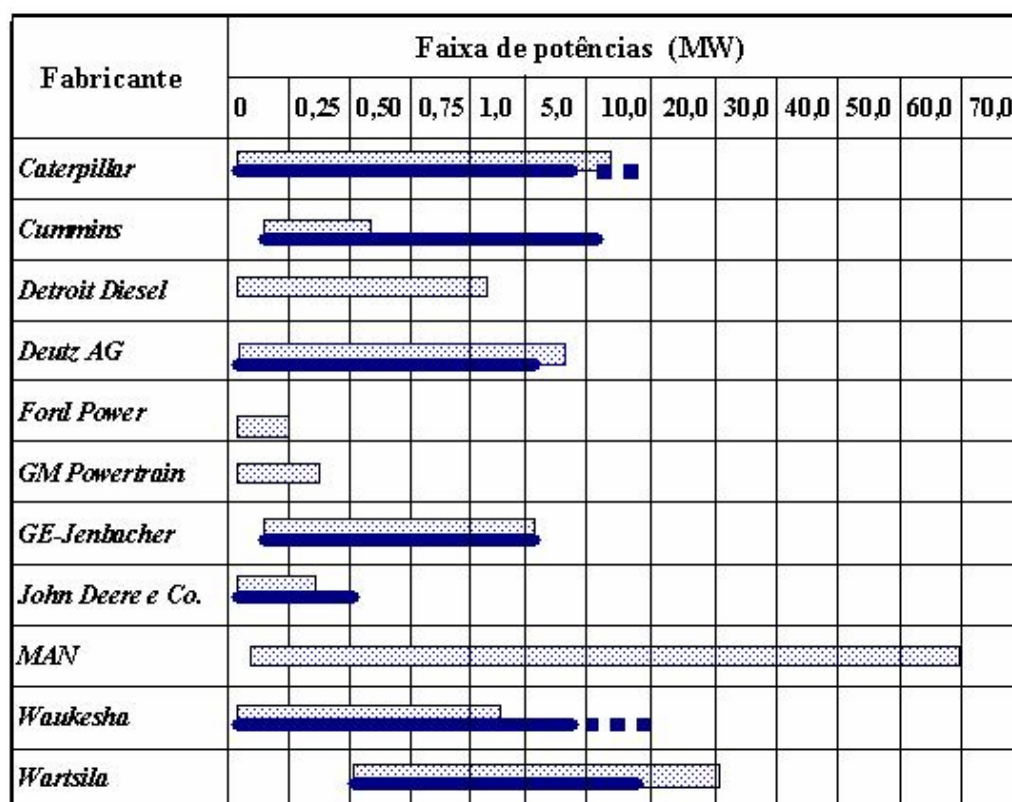


Figura 4.17 Principais fabricantes mundiais de motores a combustão
Fonte: (Arthur D. Little, 2000). Adaptado e resumido.

A Wauskesha (atualmente incorporada pela Dresser), fabrica as linhas de motores para gás natural:

- VSG de 166 a 260 HP com rotações de 1.200 a 1.800 rpm, com ignição por faísca e aproveitamento dos rejeitos térmicos.

- VGF de 160 a 1.175 HP com rotações de 900 a 1.800 rpm, com ignição por faísca e aproveitamento dos rejeitos térmicos.

- VWP de 320m a 2.560 HP e rotações de 900 a 1.800 rpm, com ignição por faísca e aproveitamento dos rejeitos térmicos.

- APG de 1.390 a 4.525 HP e rotações de 900 a 1.200 rpm, com ignição por faísca e aproveitamento dos rejeitos térmicos.

- ATGL de 1.565 a 4.830 Hp e rotações de 720 a 1.200 rpm com ignição por faísca e aproveitamento dos rejeitos térmicos.

Os modelos são fornecidos desde naturalmente aspirados até com turbo compressor (turbocharged) e refrigeração (intercooled). A Stamac, no Rio Grande do Sul é o representante dos motores Wauskesha no Brasil.

A DEUTZ AG, alemã, fornece uma linha de motores de combustão interna a gás natural na faixa entre 180 a 4.000 kW. Os motores DEUTZ até uma determinada faixa de potência, são um bom exemplo de motores autoderivativos. São os seguintes os modelos fornecidos:

- 2015: 6 e 8 cilindros em V, potência entre 180 kW a 240 kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 261 a 351 kW.

- 616 K: 12 e 16 cilindros em V, potência entre 350 kW a 700 kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 442 a 857 kW.

- 2016: 12 e 16 cilindros em V, potência entre 600 kW a 800kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 556 a 752 kW.

- 620 K: 12 e 16 cilindros em V, potência entre 1.050 kW a 1.400 kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 1.153 kW a 1.548 kW.

- 2020: 12, 16 e 20 cilindros em V, potência entre 1.200 kW a 2.000 kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 1.229 a 1.974 kW.

- 2032: 16, 18 e 20 cilindros em V, potência entre 3.000 kW a 4.000 kW, 1.500 rpm, aproveitamento do calor dos gases de exaustão, refrigeração do motor e do óleo de lubrificação entre 3.089 a 4.173 kW.

Todos os motores são de ignição por faísca, ciclo Otto, com ou sem turbo alimentação e mistura pobre, podendo trabalhar também com biogás.

A Caterpillar, que produz motores de combustão interna a gás natural na faixa de potência de 355 kW a 5.680 kW, é um bom exemplo de motores diesel ottozados. A linha da Caterpillar é constituída por:

- G3500: são 3 modelos, de 8, 12 e 16 cilindros em V, 355 kW a 820 kW, 1.200 rpm, com aspiração natural.

- G3600: são 4 modelos, de 6 e 8 cilindros em linha e 12 e 16 cilindros em V, com potências entre 1.075 a 3.280 kW, 900 rpm, com pré-câmara de combustão e 4 válvulas por cabeçote.

- GCM34: com 16 cilindros em V, potência de 5.680 kW, 720 rpm, pré-câmara de combustão e 4 válvulas por cabeçote.

Todos os motores Caterpillar são auto aspirados com taxa de compressão variando entre 11:1, 9:1 e 8:1, não utilizando portanto turbo compressores.

A GE-Jenbacher, oferece uma linha de motores a gás natural desenvolvidos especialmente como motores estacionários industriais que cobrem a faixa de 300 kW a 3.000 kW. Seus motores são classificados por tipo e série. Apresentam ignição por faísca, ciclo Otto, e refrigeração dos gases em pré-câmara logo na saída do cabeçote do pistão. Alguns modelos atingem até 42% de rendimento elétrico (GE-JENBASHER, 2005).

Outros fabricantes de grandes modelos de motores de combustão a gás natural que merecem ser mencionados são:

A Wärtsila, empresa finlandesa, que produz a série de maior potência em motores de combustão a gás natural, abrangendo a faixa entre 400 kW a 9.000 kW.

Para motores de pequenas potências devem ser destacadas as empresas Honda, que fornece motores para cogeração a gás natural na faixa de 1,0 a 8 kW, essencialmente para usos domésticos e a Kohler que apresenta uma faixa de potência entre 9 kW a 160 kW.

O preço específico (R\$/kW) para os motores de pequena potência chega ser relativamente alto quando comparado com potências superiores a 32kW. O rendimento também é pequeno, em comparação aos motores de grande potência, não passando em média de 30% (CEPEL, 2001).

Entre outros fabricantes brasileiros, que com incentivo no campo do gás natural poderiam desenvolver pequenos motores estacionários a gás natural podemos citar a Agrale, Flumiserra, Stemac, etc.

A Agrale e a Flumiserra já fabricam moto/geradores diesel, com potências variando entre 3,2 kW a 10 kW, que se convertidos a gás natural poderiam atender um dos propósitos de aplicação, que será apresentado nos estudos de caso.

4.3.7 Avanços e pesquisas para a melhoria do desempenho dos motores a combustão

Com a finalidade de melhorar o desempenho dos motores a combustão interna e torná-los mais competitivos no mercado, principalmente com o uso do gás natural, estudos estão sendo realizados por várias Companhias, principalmente nos Estados Unidos.

O empenho em melhorar as condições dos motores de combustão interna teve início em 1995, sob iniciativa do Department Of Energy (DOE), dos Estados Unidos, quando a ameaça das turbinas e micro turbinas a gás já se fazia sentir no campo de geração de energia, pela relação de vendas entre as mesmas e os motores de combustão interna, quase 5 vezes mais. Foi então criado o GAS ENGINE TECHNICAL ADVISORY COMMITTEE (GETAC), pelos fabricantes de motores, Companhias de Gás, Organizações de Pesquisas e Universidades.

Em 1997 foi criada a Advanced Reciprocating Engine Systems (ARES), para realizar estudos de grupos de pesquisa na área dos motores a combustão interna.

Atualmente, sob a coordenação da ARES estão ligados os fabricantes de motores de combustão interna a gás natural: Cummins, Caterpillar e Waukesha, as Universidades; Purdue, Colorado State University, Michigan Technology University, West Virginia University, University of Tennessee, Ohio State University, MIT, e outras..

Cada um dos três fabricantes está utilizando um motor representativo da sua linha de produção. A Waukesha utiliza um motor da série VGF a Caterpillar, um motor da série 3500 e a Cummins uma mistura das séries QSK e QSV (ARES, 2005). As metas a serem atingidas até 2009 compreendem uma série de avanços tecnológicos, que podem ser verificadas na figura 4.18.

Do lado Oeste dos Estados Unidos e sobre os auspícios do Governo do Estado da Califórnia foi criada a Advanced Reciprocating Internal Combustion Engines (ARICE) para promover a P&D em motores de combustão interna. A ARICE também apóia a busca de melhorias no desenvolvimento dos motores de combustão interna. Em princípio, a ARICE não congrega nenhum fabricante, mas já apóia as pesquisas de duas Universidades: a University of Southern Califórnia e a University of Texas.

Com desenvolvimentos próprios encontram-se outros grandes fabricantes como a GE-Jenbacher, John Deere e Co., e outras.

O objetivo crucial dessas pesquisas é se chegar a um rendimento para o motor de combustão interna a gás natural de 51%.

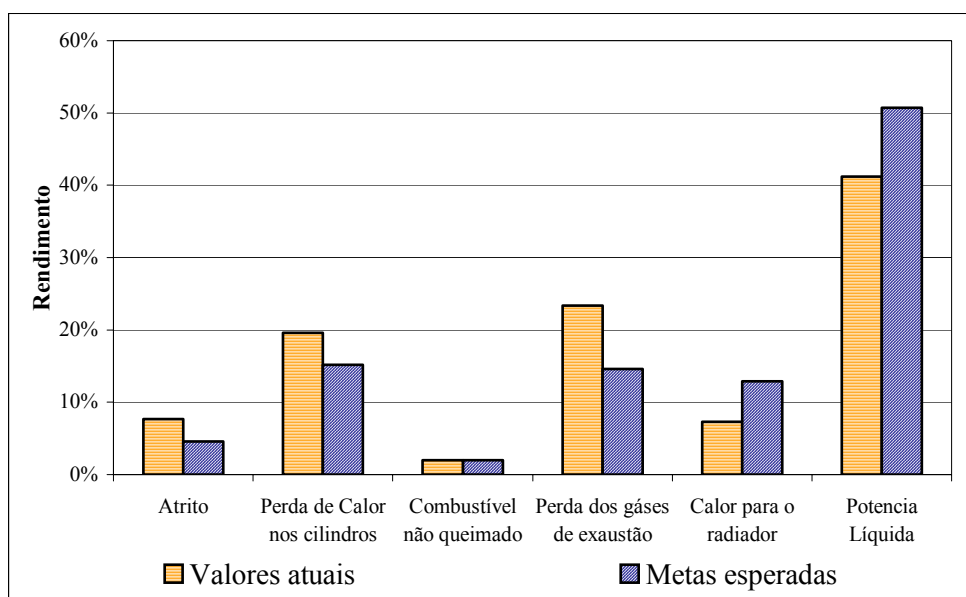


Figura 4.18 Metas esperadas para melhoria dos motores de combustão interna até 2009.
Fonte: ARES, 2002.

Para atingir os valores acima a ARES programa os seguintes pontos:

- Sistema de injeção;
- diminuição do atrito e desgaste;
- sistema de controle;
- aplicações de novos materiais;
- controle de emissões.

No que diz respeito aos sistemas de injeção e também a ignição para motores de combustão interna a gás natural, os sistemas de ignição por faísca vem sendo aperfeiçoados com modificações na cabeça do pistão, utilização de pré-câmaras de combustão e a utilização cada vez mais constante do turbo compressor. Pesquisas mais recente, neste sentido, levam ao desenvolvimento de ignição através do raio laser concentrado (MACMILLIAN, 2005).

Com relação ao desgaste e, conseqüentemente redução do atrito; vários estudos estão sendo realizados para minimizar o atrito existente entre os anéis dos pistões e os cilindros.

As novas tecnologias dizem respeito à modificação na geometria e materiais dos anéis dos pistões, levando em conta uma melhor eficiência, com uma diminuição da pressão dos anéis na parede dos cilindros.

Para diminuir o desgaste localizado, prevê-se a possibilidade da rotação do cilindro dentro do bloco do motor, acionado por um sistema de engrenagem ligado diretamente a árvore de manivela, também conhecida como girabrequim (MATTHEWS, 2003).

Os sistemas de controle envolvem uma série de etapas de monitoramento e comandos computadorizados, que vão desde a temporização da abertura e fechamento das válvulas, controle da mistura ar/combustível, até o controle da qualidade dos gases de emissão e atuação sobre os catalisadores ou processo de combustão.

As aplicações de novos materiais estão ligadas principalmente ao desgaste, as condições de alta temperatura durante a combustão e aos materiais catalíticos para reação com os gases nocivos durante a exaustão.

Com relação ao controle de emissões, as novas tecnologias buscam diminuir principalmente o teor de NO_x e CO contidos nos gases de exaustão. Essas pesquisas envolvem desde a injeção de água no cabeçote até ignição a altas pressões (HEIS) e a homogeneidade da mistura na combustão, além dos controles externos em vários tipos de filtros e catalisadores.

Segundo observação do fabricante de motores a gás natural Deutz Power Systems, duas são as tendências tecnológicas, que acompanharão as pesquisas na busca de melhores rendimentos para os motores de combustão interna: a primeira é a aplicação do ciclo Miller (MC), mostrado na figura 4.19, e a segunda, é o aperfeiçoamento no funcionamento da válvula temporizada. Na verdade, para o correto funcionamento do ciclo Miller, é necessário o turbo compressor e a válvula temporizada.

O ciclo Miller foi idealizado nos anos 40, por Ralph Miller, e, atualmente com o auxílio dos dois itens mencionados anteriormente, tem sido possível o seu aperfeiçoamento e utilização.¹⁵

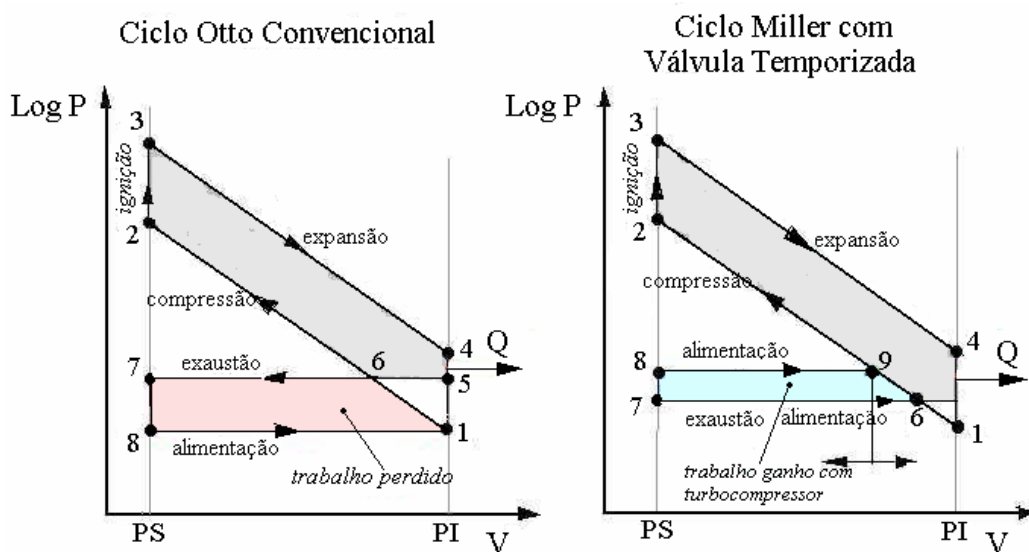


Figura 4.19 Comparação entre o ciclo Otto e o ciclo Miller.
Fonte: (ANDERSON, M. K. , 1998), adaptado.

¹⁵ O ciclo Miller tem sido utilizado comercialmente em alguns modelos da Mazda.

A diferença entre a abertura e fechamento da válvula de admissão durante o tempo de escape, admissão e compressão no ciclo do motor pode ser entendido pela figura 4.20.

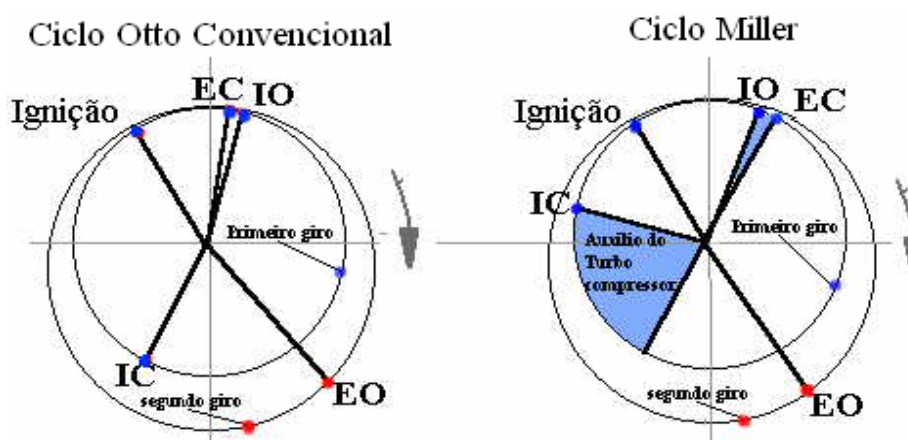


Figura 4.20 Comparação de abertura e fechamento das válvulas no ciclo Otto e Miller.
Fonte:(HEISLER, H., 2003), adaptado.

Mesmo com o retardo do fechamento durante a compressão, principalmente, a entrada de ar e combustível é garantida pelo turbo compressor, o que possibilita uma menor temperatura na mistura e uma compressão mais homogênea. Com a abertura da válvula de admissão um pouco antes da válvula de escape, a pressão do turbo compressor ajuda a forçar a mistura para uma melhor limpeza da câmara de combustão. É nesse intervalo de abertura e fechamento das válvulas que o sistema de temporização deve ser crucial, para evitar a perda ou excesso de mistura na câmara de combustão.

4.3.8 Emissões em motores de combustão interna a gás natural

Um dos maiores empenhos dos fabricantes de motores de combustão interna a gás natural é, sem nenhuma dúvida, a diminuição dos gases poluentes, que aparecem na combustão da mistura do gás natural durante a queima no cilindro do motor.

Metas têm sido colocadas pelos órgãos controladores da poluição ambiental, entre os mais conhecidos estão a EPA, americana, a Euro I, II, III e IV e V, utilizada na comunidade europeia e a CONAMA, do Brasil.

Os principais poluentes emitidos pelos motores de combustão interna a gás natural são os óxidos de nitrogênio (NO_x), monóxido de carbono (CO) e os compostos voláteis orgânicos (CVO – material não queimado e hidrocarbonetos não metano). Outros poluentes como óxidos de enxofre (SO_x) e materiais particulados (MP) são inerentes do próprio

combustível utilizado. O enxofre contido no combustível é que vai determinar a quantidade de emissões de compostos sulfúricos, principalmente o SO_x . Motores de combustão interna operando com gás natural ou óleo destilado disulfurizado emitem níveis insignificantes de SO_x . O material particulado (MP) pode tornar-se um poluente significativo para motores de combustão que utilizam combustíveis líquidos. A presença de resíduos e aditivos metálicos no combustível pode contribuir para emissão de MP na exaustão dos gases.

De uma maneira geral, chamando-se de Lambda (λ) a relação entre ar/combustível atual em volume, dividido pela relação estequiométrica da mistura, na relação ar/combustível, estequiométrica, ou seja:

$$\lambda = \left(\frac{\text{Ar}}{\text{Comb.}} \right)_{\text{atual}} / \left(\frac{\text{Ar}}{\text{Comb.}} \right)_{\text{esteq.}} \quad (4.22)$$

Pode-se notar pelo gráfico da figura 4.21 que existe uma relação inversa entre a emissão de NO_x e de CO.

Cabe aos fabricantes de motores procurarem o melhor equilíbrio dessas emissões para atendimento às Normas ambientais de cada país. Muitos estudos têm levado a uma série de observações para minimizar a emissão desses gases prejudiciais ao meio ambiente, que vão desde o controle durante a própria combustão, com o tipo da mistura do combustível, resfriamento da câmara de combustão, aumento na relação de pressão, até a utilização de dispositivos externos que servem como filtros ou catalisadores inibindo a formação desses compostos, prejudiciais a saúde humana.

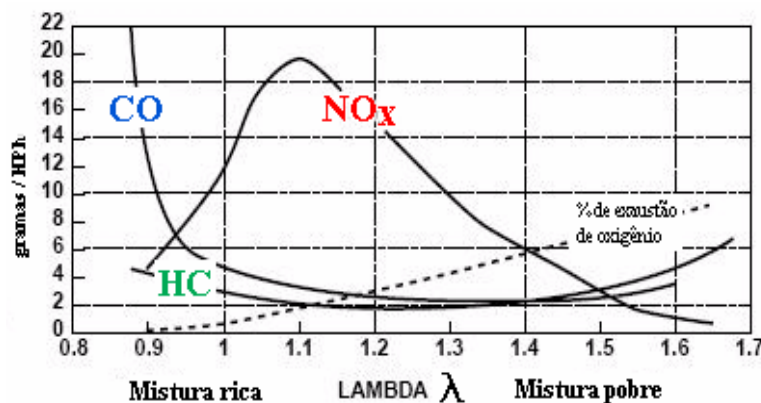


Figura 4.21 Comportamento dos gases de emissão com relação a mistura ar/ combustível
Fonte: (CATERPILLAR, 1997).

Óxidos de Nitrogênio

Emissões de NO_x estão entre os principais gases poluentes e ligados diretamente aos critérios de seleção e utilização dos motores de combustão interna com gás natural e são uma mistura de NO e NO_2 em composições bem variáveis. Em medidas, o NO_x é mensurado em

ppmv (partes por milhão em volume), na qual ambos os teores são quantificados igualmente (por exemplo, ppmv em 15% de O₂, seco). Outras unidades comuns na medida do NOx em motores de combustão são g/hp.h e g/kWh. Entre as várias opções de combustíveis para motores de combustão interna, o gás natural de pobre combustão produz o mais baixo nível de emissão de NOx, enquanto os motores a diesel produzem o mais alto nível (tabela 4.4).

Tabela 4.4 - Emissões médias esperadas de motores estacionários

Motor	Combustível	NOx (ppmv)	NOx (g/kWh)
Motores a diesel (alta e média rotação) ¹	Óleo destilado	450 – 1.350	7 -18
Motores diesel (alta e média rotação) ²	Óleo pesado	900 - 1.800	12 - 20
Mistura pobre com ignição por faísca ³	Gás natural	45 - 150	0,7 – 2,5

¹ Rendimento 37- 44% com PCI

² Rendimento 42- 48% com PCI

³ Rendimento 35- 42% com PCI

Fonte: (WILHELM, D., 2002).

Três mecanismos são responsáveis mesmo isoladamente pela formação do NOx: NOx térmico, NOx de introdução e combustível já contendo NOx. O predominante na formação de NOx em motores de combustão é o NOx térmico. NOx térmico é a fixação do Oxigênio e Nitrogênio da própria atmosfera circundante, que ocorre a altas temperaturas de combustão. Temperatura da chama e tempo de permanência da mesma são as principais variáveis, que influem nos níveis do NOx térmico.

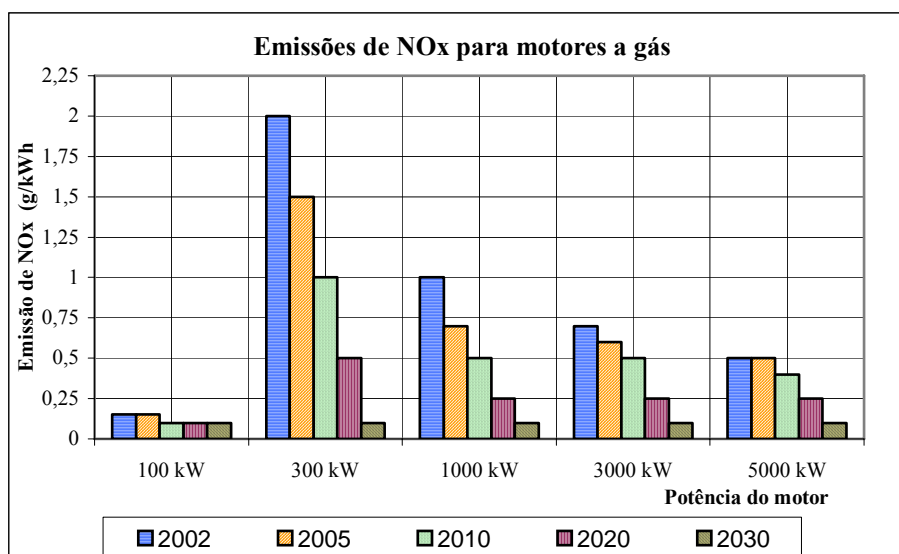


Figura 4.22 - Emissão de NOx para motores de combustão com gás natural.
Fonte: (EEA, 1999). Compilado pelo autor.

O gráfico da figura 4.22 mostra a evolução de controle de NO_x para motores a gás natural de diversas potências pretendido pelos fabricantes até o ano de 2030.

A pouca emissão representada pelos motores de pequena potência leva em conta a aplicação veicular dos motores de combustão a gás natural, onde o desenvolvimento em controles e dispositivos está bastante evoluído para atender aos padrões impostos por diversos órgãos reguladores.

Existe uma contra partida entre baixa emissão de NO_x e emissão de produtos de combustão incompleta como CO e hidrocarbonetos não queimados.

Assim, estão configuradas três maneiras de balancear essa contra partida para manter o mais baixo nível de emissão de NO_x: aceitar um combustível de alto rendimento controlando a emissão de NO_x e um possível aumento na emissão de CO e hidrocarbonetos; encontrar um ponto de equilíbrio entre emissões e rendimento; projetar o motor para o maior rendimento e usar um sistema de controle de emissões na exaustão dos gases do motor. (EPA; Technology Characterization, 2002).

Monóxido de Carbono (CO)

O monóxido de carbono e os compostos orgânicos voláteis resultam da combustão incompleta. As emissões de CO aparecem quando o oxigênio para a combustão é insuficiente, ou existe uma permanência por muito tempo da mistura combustível a altas temperaturas. Esfriamento das paredes da câmara de combustão e resfriamento rápido dos gases no processo de exaustão, também contribui para o aumento na formação de CO.

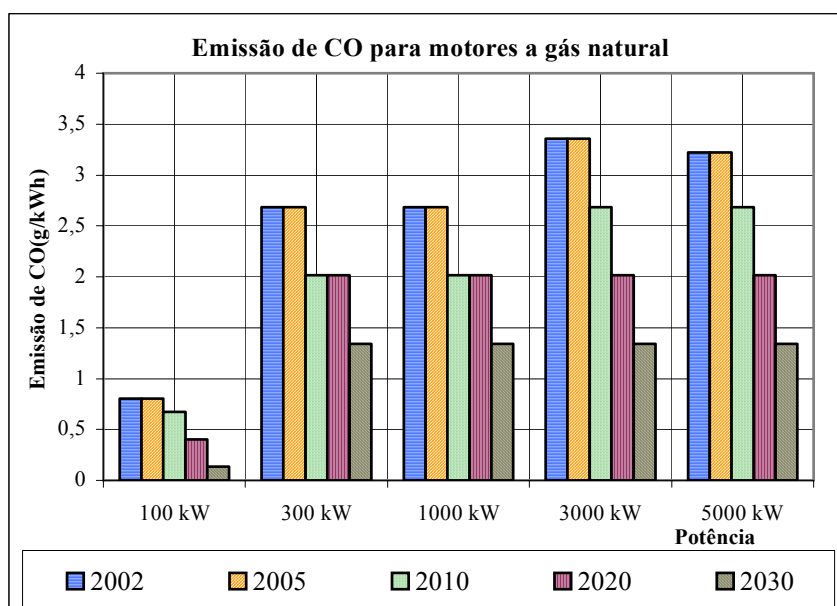


Figura 4.23 Emissão de CO para motores a gás natural
Fonte: (EEA, 1999). Compilado pelo autor.

Compostos Orgânicos Voláteis (COV)

Os hidrocarbonetos voláteis, também denominados compostos orgânicos voláteis (COV), podem englobar uma grande gama de compostos, alguns dos quais são poluidores perigosos do ar. Esses compostos são descarregados para atmosfera quando uma parte do combustível não é queimada, ou parcialmente queimada.

Dióxido de Carbono (CO₂)

Embora não sendo considerado um poluente diretamente prejudicial a saúde humana, as emissões de CO₂ contribuem de forma significativa para o chamado “Aquecimento Global” do planeta. O aquecimento da atmosfera ocorre, explanando de uma maneira mais simples, quando a radiação solar ao penetrar na atmosfera da terra reage em uma reação térmica e é prontamente absorvida pelo CO₂ e outros gases poliatômicos tais como metano, refrigerantes, vapor de água e compostos químicos voláteis, presentes em excesso na atmosfera, resultando em um aumento da temperatura da mesma.

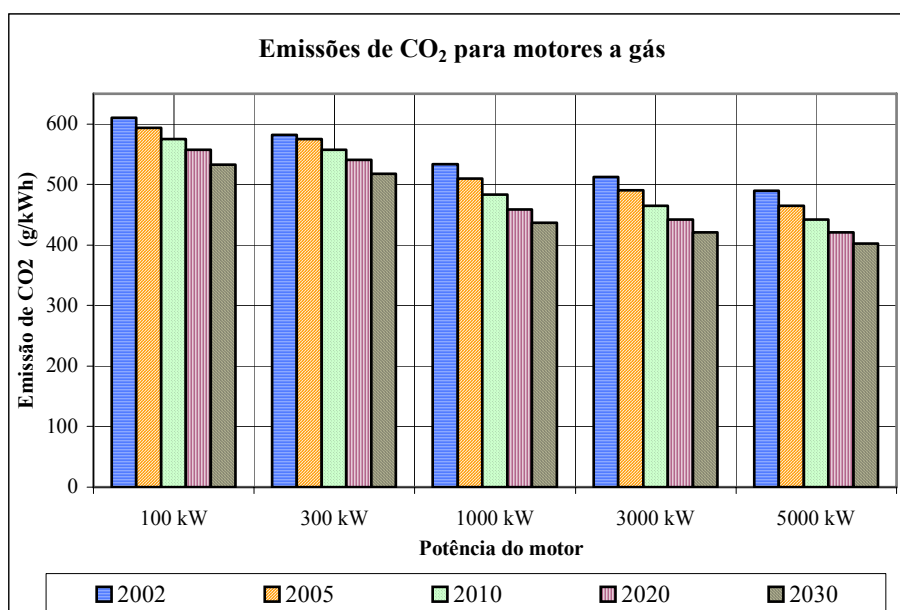


Figura 4.24 Emissão de CO₂ para motores a gás natural
Fonte: (EEA, 1999). Compilado pelo autor.

O valor de CO₂ emitido pelos motores de combustão interna é função da quantidade de carbono existente no combustível e do rendimento do sistema. A quantidade de carbono existente no gás natural é 34 lbs/MMBtu, no diesel 48 lbs/MMBtu e nas cinzas do carvão 66 lbs/MMBtu. (EPA, 2002). Tendo em conta que a maior atenção deve ser dada as emissões de NO_x, o estudo desse comportamento, regulamentação e empenho dos fabricantes de motores deve ser feito com maior aprofundamento.

4.3.9 Controle de emissões de NO_x

Os estudos para medição e controle de NO_x nos motores de combustão interna devem levar em conta uma série de fatores aliados as evoluções nas pesquisas e desenvolvimento dos dispositivos, desde as emissões não controladas até a baixa emissão na combustão (LEC-Low Emission Combustion).

A- Emissões não controladas

Emissões não controladas são definidas como emissões de NO_x reduzidas, através de qualquer simples ação como ajuste de operação do motor, troca da carburação, etc. Assim, motores que incluem uma tecnologia de Baixa Emissão na Combustão (LEC) como equipamento original de fábrica são considerados controlados, e mais avançados que os não controlados.

- a. Ajuste na relação de ar para combustível.
- b. Ignição com retardo de faísca
- c. Carga de combustão (PSC)
- d. Combustão de baixa emissão (LEC)
- e. Injeção e emulsões de água/combustível
- f. Sistema de ignição de alta energia (HEIS- High Energy Ignition System)
- g. Turbo alimentação após esfriamento da mistura

B- Redução de emissões de NO_x pela adição de controle

As emissões controladas apresentam avanços no controle dos gases de emissões dos motores pela aplicação de dispositivos apropriados e controles de monitoramento sobre esses dispositivos e muitas vezes em todo o processo de admissão da mistura, ignição, pressão de alimentação, temperatura da combustão, temperatura dos gases de exaustão, etc.

Entre os principais tipos de controle, assim classificados, podemos citar:

- a. Redução catalítica não seletiva (NSCR-Non Selective Catalytic Reduction).
- b. Redução catalítica seletiva (SCR- Selective Catalytic Reduction)
- c. Absorção catalítica (CA-Catalytic Absortion)
- d. Redução não catalítica seletiva (SNCR- Seletive Non Catalytic Reduction)
- e. Catalisador de NO_x
- f. Injeção de ozônio

4.3.10 Tecnologias emergentes para o controle de emissões de NO_x

Algumas tecnologias estão mostrando certa eficiência e promessa na redução de NO_x em motores de combustão interna. O sistema SCONO_x usa um único catalisador para remover NO_x, CO e materiais particulados. O sistema NO_xTech usa uma reação química, não catalítica para remover emissões de NO_x, material particulado e CO. A injeção de combustível a alta pressão (HPFI) interfere na pressão de injeção na câmara de combustão da mistura ar/combustível.

O SCONO_x, desenvolvido pela empresa Goal Line Environmental Technologies, foi aplicada inicialmente nas turbinas a gás. O sistema utiliza materiais não tóxicos e próprios para operarem em ambientes com vapores, ar, eletricidade etc. Entre as temperaturas de 80 a 200⁰ C, o dióxido de nitrogênio é absorvido pela superfície catalítica utilizando uma camada de carbonato de potássio (EPA, 2000).

4.3.11 Controle de emissões de CO – monóxido de carbono

Catalisador de oxidação

Um catalisador de oxidação pode ser usado para reduzir emissões de CO. Para redução efetiva de CO, a mistura do gás de combustão na saída da tubulação deve ter a composição de uma mistura pobre na combustão (magra), e promover as reações químicas necessárias no catalisador.

Motores de queima de misturas ricas requerem injeção de ar na entrada do catalisador de oxidação. A gama de temperatura operacional está entre 100 - 600⁰ C. Há vários catalisadores de oxidação de metais nobres preciosos disponíveis.

Catalisadores de oxidação também podem reduzir pequenas porcentagens de material particulado.

A tabela 4.5, mostra o grau de emissões para diversos sistemas de cogeração, incluindo os motores a gás natural.

Pode-se notar, que as centrais termoelétricas a carvão lideram as emissões de CO₂ responsável pelo efeito estufa e de SO₂, responsável pela chuva ácida. As centrais a diesel lideram as emissões de NO_x, CO, ambos prejudiciais a saúde humana e material particulado, responsável pela fuligem dos motores a diesel.

Tabela 4.5. Total de emissões em cogeração para uso comercial de grande escala (g/kWh)

Aplicação	Rendimento % PCS	CO ₂	SO ₂	NO _x	CO	PM	NMHC
Convencional Central Térmica a Carvão	33 (31-34)	965	5,64	1,7 (0,9-3)	0,07	0,136	0,05
Motor Diesel	36 (33-42)	695	1,25	3,5 (1,3-6,0)	2,8	0,36	1,65
Motor a gás	34 (28-38)	625	0,032	0,5 (0,3-0,9)	1,8	0,014	0,54
Micro Turbina a gás	25 (20-26)	725	0,037	0,2 (0,13-0,28)	0,47	0,041	0,14
Turbina a gás	29 (25-31)	625	0,032	0,29 (0,18-0,55)	0,42	0,041	0,42
Célula a Combustível	38 (38-42)	477	0,024	0,015 (0,01-0,02)	0	0	0

Fonte: (LITTLE; A. D., 2001).

Onde: NO_x = Óxidos de Nitrogênio SO_x = Óxidos de Enxofre CO = Monóxido de Carbono NMHC = Non-Metano Hidrocarbonetos (Hidrocarbonetos Voláteis- VOCs – Volatile Organic Compounds) CO₂ = Dióxido de Carbono CH₄ = Hidróxidos de Carbono PM = Material Particulado (partículas sólidas)

Diversos órgãos em todo o mundo têm se preocupado em ditar normas regulamentares para níveis de emissão de gases e proteção do meio ambiente.

O gráfico da figura 4.25 mostra a evolução de redução de NO_x, comparada com as exigências da EURO.

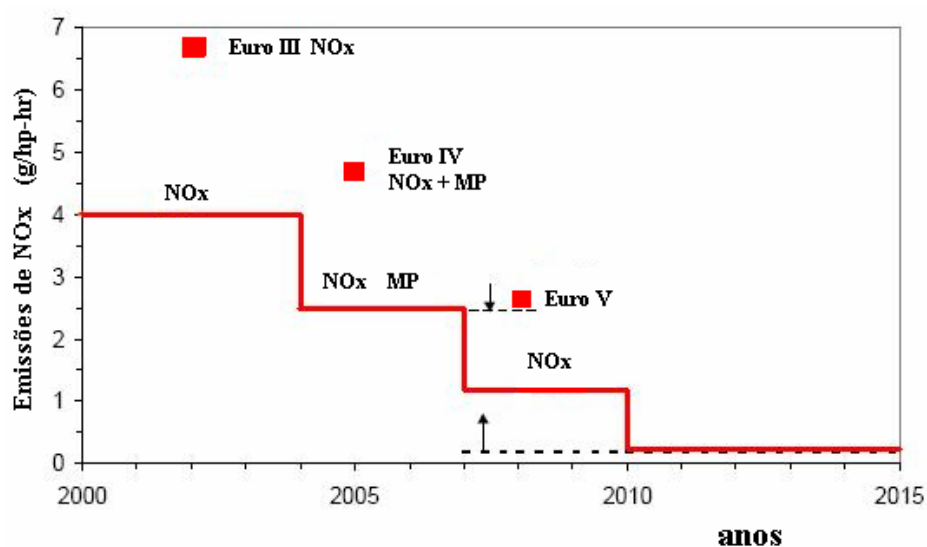


Figura 4.25 Comparação entre as emissões atuais de NO_x e a Norma EURO
Fonte: (CUMMINS, 2003).

Muitos países ainda seguem suas normas específicas, como pode ser verificado na tabela 4.6. Mesmo nos Estados Unidos, onde existem as recomendações da Environmental

Protection Agency (EPA), que prescreve normas para aceitação de emissões de gases poluentes, muitos Estados seguem suas próprias legislações, na maioria das vezes mais rígidas que a determinação da EPA.

No Brasil, o Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), pela resolução N^o 315 de 29 de outubro de 2002, instituiu o programa de metas para controle de poluição do ar, inicialmente cobrindo os motores dos veículos automotivos, incluindo aqueles a gás natural. Mais tarde estendeu-se essa resolução aos motores estacionários sob fiscalização do IBAMA.

Tabela 4.6 – Valores limites de emissões segundo o CONAMA- Ciclo ETC¹

Data de aditamento	Monóxido de Carbono CO-(g/kWh)	Hidrocarbonetos não metano NMHC-(g/kWh)	Metano CH₄⁽²⁾ (g/kWh)	Óxidos de Nitrogênio NO_x g/kWh	Material Particulado MP⁽³⁾ (g/kWh)
A partir de 01/jan/2006	5,45	0,78	1,6	5,0	0,16
A partir de 01/jan/2009	4,0	0,55	1,1	3,5	0,03

Fonte: (CONAMA,2002).

¹ CicloETC- Ciclo Europeu de Regime Transiente.

² Apenas para motores a gás natural

³ Não aplicável a motores alimentados a gás natural

4.4 Turbinas a gás

As turbinas a gás representam as máquinas de mais rápida evolução técnica e comercial até hoje produzidas.

Em quarenta anos, desde o início da II Guerra Mundial, a turbina a gás tem se desenvolvido com muita rapidez. Os grandes desenvolvimentos foram, basicamente, na aerodinâmica dos compressores, e no aumento da temperatura máxima do ciclo, obtidos graças ao desenvolvimento de materiais resistentes à altas temperaturas associados à novas tecnologias de resfriamento (LORA, E.S.L.; NASCIMENTO, M.A. et all, 2004).

Kehlhofer, H.; Warner,J., et all (1999) destacam a grande evolução em termos de temperatura e fluxo de gás proveniente da tecnologia alcançada pelos compressores. A evolução de temperatura de trabalho e vazão em uma turbina a gás pode ser vista na figura 4.26.

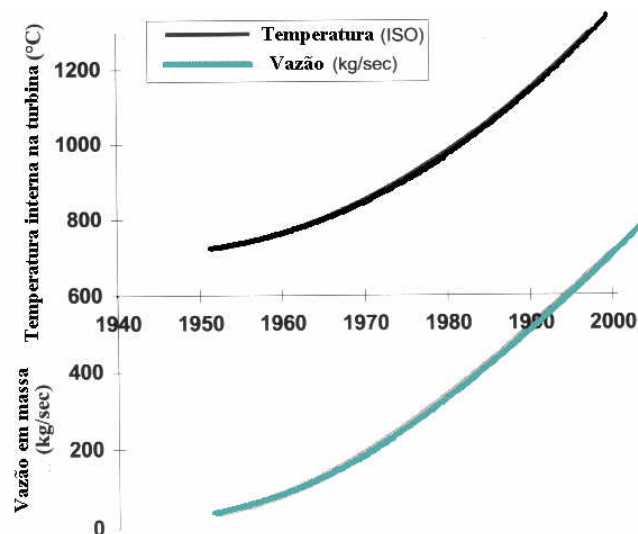


Figura 4.26 Evolução histórica da temperatura interna e massa comprimida nas turbinas.
Fonte: (KEHLHOFER, H.; WARNER, J., et all, 1999).

A turbina a gás moderna consta de uma entrada de ar, um compressor de grande pressão o qual comprime o ar até um combustor, onde existe a ignição com o combustível alimentado independentemente. Os gases a alta pressão e temperatura movem a turbina, geralmente de inúmeros rotores ou até mesmo várias turbinas montadas e eixos concêntricos. Parte da energia gerada pela turbina, ou por uma das turbinas, no caso de mais de uma, é utilizada para alimentar o compressor.

Em outro eixo, que pode estar situado ou no eixo do compressor ou no eixo da turbina pode ser acoplado o eixo do gerador, no caso de geração de energia elétrica.

As principais partes de uma turbina a gás podem ser visualizadas na figura 4.27, que é representada por uma turbina tipo aeroderivativa da GE, modelo LM2500.

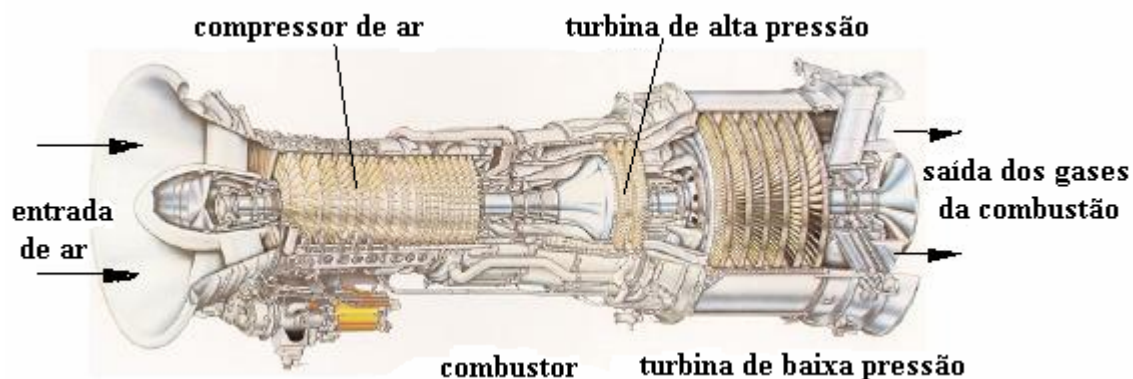


Figura 4.27 Principais partes componentes de uma turbina a gás.
Fonte: (GE POWER SYSTEMS, 2000).

4.4.1 Classificação das turbinas a gás

Apesar das muitas aplicações e dos diversos tipos de turbinas a gás, há entre elas uma série de aspectos que possibilitam uma classificação.

São vários os aspectos individualizados e diversos os tipos de turbinas a gás que possibilitam uma série de classificações envolvendo cada uma dessas características. Entre várias classificações, pode-se citar:

Quanto ao Ciclo

- Aberto
- Fechado

Quanto à Construção

- Leves (aeroderivativas)
- Pesadas (Heavy-Duty GT)

Quanto ao Método de Transmissão de Força

- Livres
- Transmissão Direta
- Transmissão por Engrenagens

Quanto à Rotação

- Operação em Velocidade Constante (turbo-alternadores)
- Operação em Velocidade Variável (turbo-bombas e turbo-compressores)

Quanto ao Número de Eixos

- De um eixo
- De vários eixos

4.4.2 Tipos de turbinas a gás

De uma maneira geral as turbinas a gás comumente utilizadas em transmissão motora são de dois tipos:

- as turbinas aeroderivativas, que consistem de turbinas aeronáuticas transformadas em turbinas industriais;
- turbinas industriais (heavy duty), originalmente derivadas das turbinas a vapor (KEHLHOFER et al, 1999).

Segundo Boyce, P. (2006), as turbinas a gás de ciclo simples são classificadas em cinco grupos:

1. Serviço Pesado: são grandes turbinas para geração de energia com potências entre 3 MW a 480 MW, em configuração de ciclo simples, com rendimentos entre 30-40%.
2. Aerodrivativas: são turbinas utilizadas na geração de energia, mas como o próprio nome indica, originada na indústria aeroespacial para atender a indústria da aviação. Essa turbinas sofreram diversas adaptações e possuem potência variando de 2,5 MW a 50 MW. O rendimento está compreendido entre 35-45%.
3. Tipo Industrial: possuem um faixa de potência entre 2,5 MW a 15 MW. São extensivamente utilizadas na indústria petroquímica e para acionamento de compressores e em plataformas de petróleo e gás. O rendimento dessa máquinas está abaixo de 30%.
4. Pequenas turbinas: Possuem uma faixa de potência entre 0,5 MW a 2,5 MW. São freqüentemente utilizadas para acionamento de compressores e ventiladores insufladores centrífugos. O rendimento em aplicações de ciclo simples varia de 15-25%.
5. Micro-turbinas: possuem faixa de potência entre 20 kW a 350 kW. O crescimento da utilização dessas turbinas tem sido significativo na última década, proveniente da utilização nos mercados da “Geração Distribuída”. Seu rendimento varia de 20–25%

As turbinas a gás aeroderivativas são turbinas de dois ou três eixos, dependendo da redução de rotação de acionamento do compressor e acionamento da máquina a ela acoplada.

As temperaturas internas nas turbinas aeroderivativas são maiores que nas turbinas industriais (WILLIAMS, R.H.; LARSON, E.D.,1988).

As turbinas a gás aeroderivativas são caracterizadas por serem mais eficientes, possuírem alta confiabilidade, ocuparem pouco espaço, serem mais leves e terem boa flexibilidade na manutenção. Atualmente, podem atingir uma potência de cerca de 50 MW, sendo utilizadas principalmente em plataformas marítimas, bombeamento de gás, potência de pico em centrais termoelétricas e propulsão naval (LORA, E.S.L.; NASCIMENTO, M.A. et al, 2004).

As turbinas a gás industriais, também denominadas de heavy duty, são na maioria das vezes construídas em um único eixo quando utilizadas para acionarem compressores maiores de 30 MW. Devido aos avanços em materiais que possibilitaram um maior aumento

na temperatura interna e um volume maior de compressão, as turbinas a gás industrial, podem atingir atualmente, para geração em centrais termoelétricas a potência de 480 MW.

O ciclo termodinâmico que rege ao funcionamento das turbinas a gás é o ciclo de Brayton, também conhecido como ciclo Joule, figura 4.28.

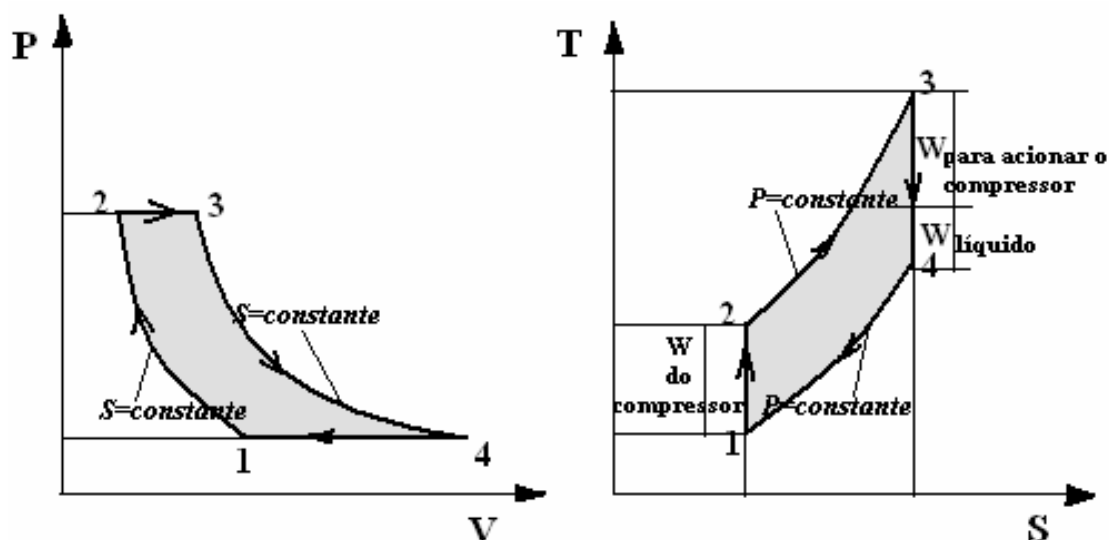


Figura 4.28 Representação do ciclo Brayton. Fonte: (FAIRES, V. M., 1978).

As turbinas podem operar em um Ciclo Aberto ou Ciclo Fechado.

Por Ciclo Aberto entende-se que o fluido de trabalho não retorna ao início do ciclo. O ar, retirado da atmosfera, é comprimido, levado à câmara de combustão onde, juntamente com o combustível, recebe uma faísca, provocando a combustão da mistura. Os gases desta combustão então se expandem na turbina, fornecendo potência à mesma e ao compressor, e, finalmente, saem pelo bocal de exaustão.

Ao contrário do ciclo aberto, no Ciclo Fechado, o fluido de trabalho permanece no sistema. Para isso, o combustível é queimado fora do sistema, utilizando-se um trocador de calor para fornecer a energia da combustão ao fluido de trabalho.

O ciclo fechado possui algumas vantagens sobre o ciclo aberto, dentre elas:

- a. possibilidade de se utilizar combustíveis sólidos;
- b. possibilidade de altas pressões em todo o ciclo, reduzindo o tamanho da turbomáquina em relação a uma potência útil requerida;
- c. evita-se a erosão das palhetas da turbina;
- d. elimina-se o uso de filtros;
- e. aumento da transferência de calor devido a alta densidade do fluido de trabalho (alta pressão);

f. uso de gases com propriedades térmicas desejáveis.

Mas este ciclo tem como desvantagem a necessidade de investimento em um sistema externo de aquecimento do fluido de trabalho, envolvendo um ciclo auxiliar com uma diferença de temperatura entre os gases.

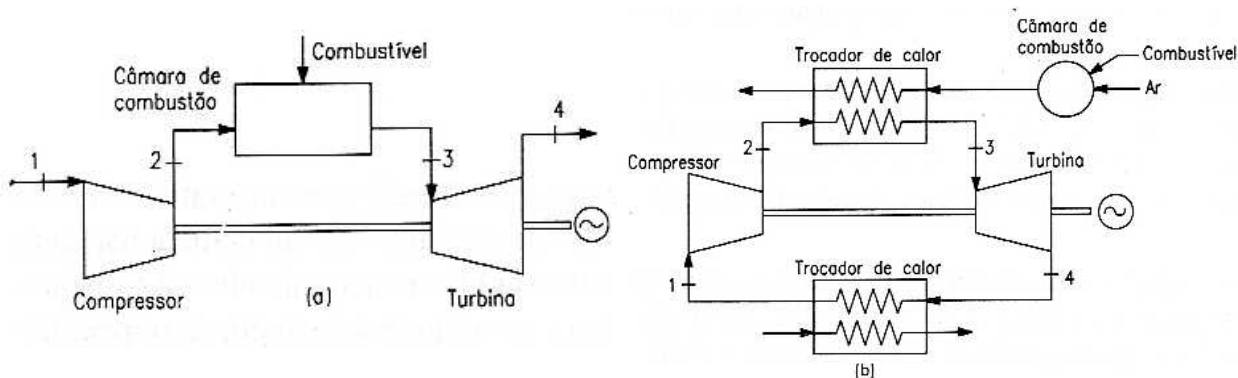


Figura 4.29 Representação do ciclo aberto (a) e ciclo fechado (b) para as turbinas a gás. Fonte: (LORA, E.S.L.; NASCIMENTO, M.A. et al., 2004).

Dependendo do tipo de turbina, a mesma pode ter vários eixos girando em diferentes velocidades; um eixo para o compressor de baixa pressão, um para o compressor de alta pressão e um outro eixo para a turbina de força.

A turbina de força pode ser uma do tipo pesado, que recebe gases quentes de uma outra ou outras turbinas derivadas de turbinas aeroderivativas.

As duas principais aplicações da turbina aeroderivativa são a produção de energia mecânica e como principal motor para máquinas como bombas, compressores e ventiladores.

Em um ciclo com um eixo apenas, parte da potência produzida pela turbina é fornecida ao compressor. Apenas o restante da potência se destina a potência útil do eixo.

Um ciclo com dois eixos é formado de um compressor e uma turbina, que estão ligados ao primeiro eixo, e uma turbina livre, que está ligada ao segundo eixo. No caso de turbinas aeronáuticas, a turbina livre é substituída por um bocal.

Um ciclo com vários eixos tem aplicação em aeronáutica. Neste caso, o conjunto pode ter um, dois ou três eixos concêntricos com a finalidade de aumentar a razão de compressão do ciclo e conseqüentemente sua eficiência térmica. A divisão em vários eixos do compressor tem o objetivo de aumentar a eficiência aerodinâmica da compressão pois, a compressão em um único estágio diminuiria a eficiência térmica.

As microturbinas a gás, também representam um segmento importante no campo das turbinas, principalmente devido ao seu enfoque específico.

Até 350 a 400 kW a turbina a gás é estudada dentro do campo de microturbina a gás com certas características peculiares (NREL, 2003).

As microturbinas, atualmente disponíveis no mercado, podem utilizar vários tipos de combustíveis como diesel, propano, gás natural etc (BENSON, 2003).

Possuem uma tecnologia já bastante desenvolvida. Podem funcionar com admissão e compressão de ar tanto axial como radialmente e desenvolvem naturalmente grande rotação no eixo.

O custo inicial, rendimento, e emissão serão os três mais importantes enfoques no aperfeiçoamento dos projetos dessas turbinas.

A microturbina para ser bem aceita deve ser compacta em tamanho, ter baixo custo de produção, funcionamento o mais silencioso possível, rápido início de operação, e mínima emissão (BOYCE, M. P., 2006).

Com a tecnologia da chamada geração distribuída, a microturbina a gás terá grande potencial nesta e na próxima década, principalmente para atendimento aos setores comerciais, residenciais e parte do setor industrial (BOYCE, M. P., 2006).

As turbinas a gás apresentam grande variação na potência e rendimento, quando trabalhando em condições de temperatura e altitude fora das especificadas inicialmente pelas normas, ou pelas condições de projeto do fabricante.

As variações de potência e rendimento a que estão sujeitas as turbinas a gás, tendo como referência a International Standards Organization (ISO), condição ao nível do mar e temperatura de 50°C, são apresentadas nos gráficos da figura 4.30.

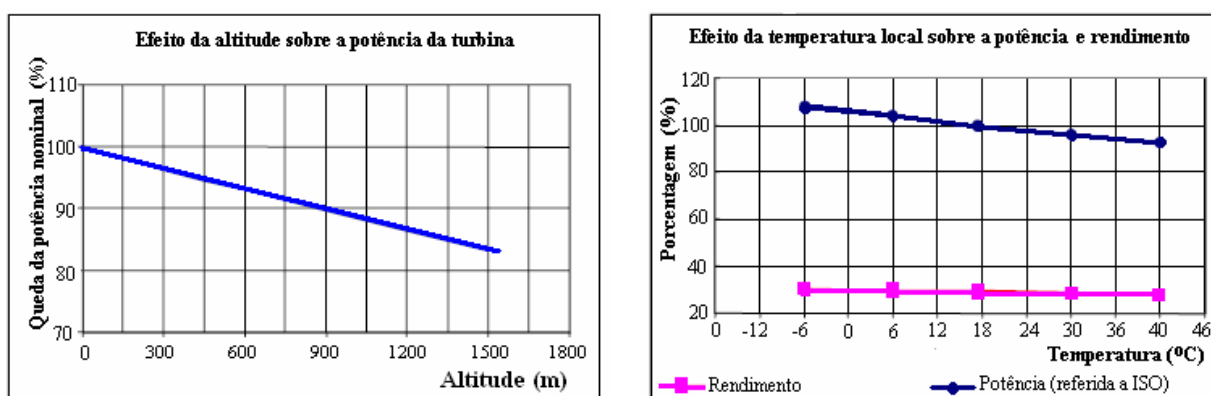


Figura 4.30 Efeito da altitude e temperatura sobre a potência e rendimento de uma turbina a gás.
Fonte:(NREL, 2003).

4.4.3 Principais fabricantes de turbinas a gás

São inúmeros os fabricantes de turbinas a gás em todo o mundo, de todos os tamanhos e tipos.

Na faixa das grandes turbinas industriais destacam-se a ABB, a GE, Westinghouse, a KWU, etc. A GE possui uma linha de turbinas de grande porte para instalações industriais pesadas e centrais térmicas de grande potência.

Entre as turbinas industriais de grande porte fabricadas pelas empresas citadas, podem ser destacadas; a série 701F da Westinghouse com 235.720 kWe, a V94.3 da KWU com potência de 219.000 kWe, a GE com a série 9311FA, com 228.195 kWe e a ABB com a série GT13E2 com 164.300 kWe.

Na linha de médio porte existem além das anteriormente citadas a Rolls-Royce, Mitsubishi, etc.

Para turbinas aeroderivativas podem ser destacadas as empresas GE, Rolls-Royce e Westinghouse. A GE possui uma linha de turbinas aeroderivativas de médio porte sendo a LM1600 de 13.750 kWe, LM2000 de 18.000 e 22.800 kWe, LM2500PK de 28.850, 29.600, 30.240 e 30.700 kW, a LM6000OPC e OPD, com potências variando entre 40.000 e 43.315 kWe (BADEER, 2000).

No caso de pequenas turbinas a gás podem ser destacadas as empresas Allison, Solar, Ruston, Kawasaki, a Dresser etc. As potências variam entre 600 a 18.000 kWe. A Kawasaki, por exemplo fornece as turbinas industriais da série GPB, sendo a GPB07D de 650 kWe, a GPB15D de 1.434 kWe, a GPB15X de 1.423 kWe, a GPB60D de 5.265 kWe, a GPB70D de 6.500kWe e a GPB180 D de 17.000 kWe (KAWASAKI, 2003)

No campo das microturbinas, podem ser citadas a Capstone, Ingersol Rand, Eliot, Turbec, Willians/GM, Bowman, Honeywell/ÁlliedSignal, etc.

A Capstone possui uma linha de microturbinas, desenvolvidas especialmente para a cogeração ou a chamada Geração Distribuída, com microturbinas de 30, 60 e 100 kW (CAPSTONE, 2003)

A Ingersol Rand, possui uma linha de modelos que varia de 70 a 250 kW, servindo não só para geração distribuída, mas como acionamento de força motriz (INGERSOL, 2005).

A Willians/GM também possui uma linha de microturbinas a gás com potências, variando entre 40 a 400 kWe, também servindo para acionamento motriz.

Como pode ser notado, pela faixa de potência de alguns fabricantes o campo de potências entre os diversos fabricantes está bem delineado.

4.5 Seleção do equipamento a gás natural para acionamento de máquinas de fluxo.

Um segmento onde o motor de combustão interna apresenta grande penetração é na chamada cogeração distribuída competindo, para certa gama de potência instalada, com outros equipamentos que também utilizam o gás natural para geração de energia elétrica, tais como a micro turbina a gás, a célula a combustível e a turbina a gás.

Para a cogeração deve-se ter em mente, onde o equipamento terá maior potencial de utilização, se será utilizado principalmente para a geração elétrica ou na geração de calor. As turbinas a gás apresentam melhores aproveitamentos, em termos de recuperação do calor rejeitado termicamente.

Em comparação com a turbina a gás, o motor a combustão com gás natural apresenta as seguintes vantagens:

- menor custo do equipamento e instalação;
- menor emissão de gases poluentes;
- melhor atendimento ao pico de demanda trabalhando em stand-by;
- menor influência da altitude e temperatura no rendimento da máquina;
- maior rendimento na transformação direta da energia no eixo;
- menor pressão do gás na alimentação;

Entre as principais desvantagens destacam-se:

- menor rendimento em termos globais para cogeração a partir de grandes potências;
- maior espaço ocupado para mesma potência instalada.
- menor condições de aproveitamento de calor.

O gráfico da figura 4.31 mostra a comparação entre o rendimento do motor de combustão interna e da turbina a gás para a faixa de potência entre 100 kW e 5000 kW, trabalhando na geração de energia e também na cogeração.

As turbinas a gás natural têm uma queda razoável de rendimento, quando trabalham em instalações de maiores altitudes e temperaturas acima das estipuladas como, padrão para o produto, conforme as Normas ISO.

Por outro lado, quando comparado com a microturbina a gás, o motor de combustão a gás natural tem significativamente a vantagem do custo do equipamento e instalação, custo de manutenção e tecnologia mais difundida no Brasil, além de ser menos susceptível a altitude e ao aumento da temperatura.

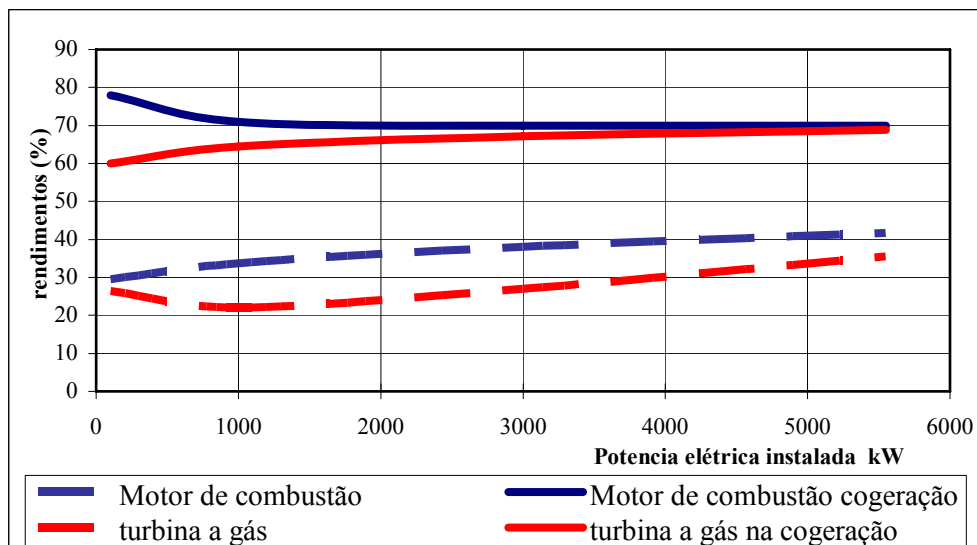


Figura 4.31 Comparação de potência e rendimento para um motor de combustão a gás e uma turbina em ciclo simples e cogeração. Fonte: EPA, 2003

No caso do Brasil, as três tecnologias apresentam características diferentes no enfoque de utilização das mesmas.

As usinas térmicas para aproveitamento do gás natural, com perspectivas de instalação em todo território nacional utilizarão na sua maioria as turbinas a gás, e em muitos casos com geração só de eletricidade, sem aproveitamento do calor rejeitado para utilização em alguns sistemas de cogeração ou para ciclos combinados com caldeiras e turbina a vapor.

A tecnologia da turbina a gás no Brasil não está ainda muito difundida e a maioria dos equipamentos do porte exigido pelas centrais térmicas a gás natural é importado.

Das três tecnologias mencionadas para a utilização do gás natural na produção direta de força motriz (não seria o caso das células a combustível), ou na geração de energia em nosso país, dentro da faixa de potência mencionada, o motor de combustão interna é a tecnologia mais atrativa tendo em conta a disseminação do mesmo na utilização veicular.

Essa familiaridade existente com o motor de combustão interna poderia ser uma alavanca essencial, na introdução do mesmo para a geração de força motriz no aproveitamento mais intensivo do gás natural.

Atualmente, qualquer central térmica que opere com uma potência de 18.000 kW instalados deverá possuir no mínimo 3 motores de combustão interna, a gás natural de 6.000 kW (WAUKESHA, 2005). Pode-se notar que a tecnologia dos motores de combustão interna, a gás natural está longe de atingir o recorde de um motor Diesel, de aproximadamente 80.000 kW.

A Caterpillar, com o motor CATG3520C, a Waukeska com a série VGF e a Cummins com um misto dos modelos QSK e QSV, estão desenvolvendo testes para atingirem motores de combustão interna a gás natural de 7.500 kW e 9.000 kW, que deverão estar no mercado até 2007 (Diesel & Gas Turbines Worldwide, Maio 2003).¹⁶

Em 2004 a Wärtsilä, empresa finlandesa, anunciou a fabricação e instalação do maior motor a gás natural do mundo, o 20V34SG, com potência de 9.000 kW (WÄRTSILÄ, Setembro, 2004).

Analisando todas essas tecnologias disponíveis para utilização do gás natural como fonte primária de energia em transformação de eletricidade e calor, principalmente nos Estados Unidos, Japão e alguns países europeus, nota-se uma tendência clara na divisão da penetração das mesmas do ponto de vista comercial.

A tabela 4.7 compara as tecnologias disponíveis para utilização do gás natural que poderão, uma vez aceitas no mercado nacional, aumentar a demanda do gás e equilibrar a relação entre produção e uso com as reservas existentes.

Aproveitando o aspecto veicular, onde o Brasil possui a 2.a frota do mundo de carros com motores funcionando a gás natural (GASNET, 2003), um estudo poderia ser realizado para adaptação desses motores no uso estacionário.

Incentivos poderiam ser criados para instalação de fábricas que desenvolvessem motores de menores potências, entre 1 a 15 CV, com tecnologia 100% nacional, caso específico da Honda, que desenvolveu o primeiro motor a gás natural com recuperação do calor rejeitado em cogeração de baixa potência.

A unidade de cogeração residencial da Honda, utiliza o motor GE160V, o menor do mundo para gás natural. O motor produz 3 kWh de calor e 1 kWh de energia elétrica. A eficiência de energia global do sistema é de 85%.

O motor a gás natural GE160V, de 163 cm³, 4 tempos, um cilindro, refrigerado a água, foi especialmente desenvolvido para uso em unidades de cogeração. Um catalisador especial e controle de realimentação de oxigênio são empregados para reduzir a quantidade de emissões de NO_x, resultando em gases de exaustão mais limpos que os aquecedores de água domésticos.

¹⁶ Referenciado no site www.gasnet.com.br. Acessado em 11/2005.

TABELA 4.7 Comparação entre tecnologias para força motriz com utilização do gás natural.

Características	Motor de Combustão a gás Natural	Turbina a gás	Micro turbina a gás
Rendimento elétrico (PCI)	28-45%	24-40%	24-30%
Rendimento em Cogeração	68-80%	65-72%	60-68%
Gama de Potência (kW)	20-5.000	500-200.000	25-400
Custo de instalação (somente energia elétrica= US\$/kW)	680-1.100	600-1.400	1500-2.100
Custo de instalação em Cogeração (US\$/kW)	800-1.500	700-1.800	1.700-2.600
Custo de Operação e Manutenção (US\$/kWh)	0,008-0,016	0,004-0,009	0,013-0,02
Disponibilidade no atendimento a rede	92-97%	90-98%	90-98%
Horas entre paradas	24.000-60.000	30.000-50.000	5.000-30.000
Tempo para início de operação	10 seg	10 min – 1 h	60 seg.
Pressão do gás (psi)	1-45	120-500	40-100
Combustíveis alternativos	Gás natural, biogás, propano	Gás natural, biogás, propano, óleo	Gás natural, biogás, propano, óleo
Ruído (dB)	60-75 (requer sala isolada)	67-90 (isolamento da unidade)	60-75 (isolamento da unidade)
Emissão de NOx (g/MWh) sem controle	0,8-22	0,3-4	0,4-2,2
Uso para aproveitamento do calor	Água quente, vapor a baixa pressão, aquecimento.	Aquecimento direto, água quente, vapor a alta e baixa pressão.	Aquecimento direto, água quente, vapor a baixa pressão
Temperatura utilizável (°F)	300-500	500- 1.100	400-650

Fonte: Adaptado de EPA, 2003.

4.5.1 Gráfico para seleção do acionamento de máquinas de fluxo

O presente capítulo se propõe a configuração de um gráfico que permita uma seleção entre os diversos equipamentos de força motriz utilizando o gás natural, e o motor elétrico para o acionamento de máquinas de fluxo. Serão considerados os motores de combustão estacionários industriais e autoderivativos, a pequena turbina a gás, a turbina aeroderivativa, a micro turbina e o motor elétrico de indução.

O gráfico proposto, pretende mostrar o campo de aplicação das tecnologias disponíveis, além do motor elétrico, que podem operar com gás natural para o acionamento das máquinas de fluxo.

Como variáveis para elaboração desse gráfico foram selecionadas as variáveis: a) o preço do equipamento; b) a potência e, c) a rotação.

Vários autores apresentam a possibilidade de cálculo do preço de equipamentos de uma central termoeletrica por várias fórmulas diferentes onde sempre figuram variáveis, nem sempre as mesmas, e que levam a um valor de um período referenciado. Bejan, A.; Tsatsaronis, G.; Moran, M. (1996) apresentam algumas fórmulas para o cálculo de compressor, câmara de combustão, turbina a gás, pré-aquecedor de ar e recuperador de calor.

Para turbina a gás temos:

$$PEC_{GT} = \left(\frac{C_{31} \cdot \dot{m}_g}{C_{32} - \eta_t} \right) \cdot \ln \left(\frac{P_4}{P_5} \right) \cdot [1 + \exp(C_{33} \cdot T_4 - C_{34})] \quad (4.23)$$

Os valores de C_{31} , C_{32} , C_{33} e C_{34} são tabelados pelo autor. Os valores \dot{m}_g , η_t , relação de pressão P_4/P_5 e T_4 são parâmetros que dependem da configuração da turbina, cujo preço se pretende determinar.

Boehm, R. F. (1987) também propõem uma só fórmula para o cálculo de estimativa de preços de equipamentos, e oferece uma série de parâmetros para aplicação dessa fórmula abrangendo uma série bastante vasta de equipamentos como: bombas, ventiladores, compressores, geradores, motores elétricos, turbinas a vapor, turbinas a gás, trocadores de calor, fornos, caldeiras, aquecedores, recuperadores de calor, bombas de calor e miscelâneas como tubulações, vasos de pressão etc., abrangendo mais de 100 itens em uma central térmica.

Para a mesma turbina a gás, Boehm, R.F. (1987), propõe a seguinte equação para o cálculo do preço:

$$C = C_R \cdot \left(\frac{S}{S_r} \right)^m \quad (4.24)$$

onde

C= custo para um equipamento; C é obtido em US\$ x 1000.

S = tamanho desejado; (conforme alguma característica: potência, vazão, etc.)

m = reflete a o fator de “economia de escala” varia de 0,5 a 1,0 (mas pode ser >1).

C_R , S_r e m são tabelados pelo tipo de equipamento e faixa de alguma característica importante. Nota-se que na fórmula 4.23 não está incluso o fator de “economia de escala”, o que significa que pode ser calculado para qualquer valor da característica do equipamento e, depois aplicado uma outra fórmula também proposta por Bejan, Tsatsaronis e Moran, (1996).

$$C_{PE,Y} = C_{PE,W} \left(\frac{X_Y}{X_W} \right)^\alpha \quad (4.25)$$

Isso significa que o preço de um equipamento $C_{PE,Y}$, atual, é o preço do equipamento calculado em 4.23, $C_{PE,W}$ (mesmo que PEC_{GT}), corrigido pela relação de tamanho ou grandeza da característica principal (X_Y/X_W) elevada à potência α (fator de escala). Para o cálculo apresentada-se uma série de valores de α para diversos equipamentos (por exemplo, no caso da turbina a gás, $\alpha = 0,65$ para a faixa de potência entre 0,01-15 MW e $\alpha = 0,89$ para a faixa de potência entre 70-200 MW).

EL-Sayed. Y. M. (2003), apresenta uma outra fórmula também baseada em algumas características fundamentais do equipamento. O custo de um equipamento é dado por:

$$Z = c_a \cdot A \quad (4.26)$$

onde :

$$A = k \cdot x_1^{n1} \cdot x_2^{n2} \cdot x_3^{n3} \cdot x_4^{n4} \quad (4.27)$$

Os valores de c_a e k são tabelados em unidades inglesas e no SI. Os coeficientes $x_1^{n1}, \dots, x_4^{n4}$, assumem diversos valores dependendo da grandeza característica em jogo e do tipo de equipamento.

Para uma turbina a gás, por exemplo:

$$Z = 1000 \cdot c_a \cdot k \cdot M^1 \cdot Pr^{-0,5} \cdot e^{0,85}$$

Portanto: $x_1^{n1} = M^1 =$ massa de gás na turbina lb/s.

$$x_2^{n2} = Pr^{-0,5} = \text{relação de pressão}$$

$$x_3^{n^3} = e^{0,85} = \text{leva em conta o rendimento da turbina } e = \frac{\eta}{1-n}$$

Dados da turbina a gás			
Vazão m =	60 lb/s	temp T1 =	1100 °C
r=P1/P2 =	10		1373 K
rend.turb.	90%	temp T2 =	500 °C
rend. Ciclo =	36%		773 K
Potencia Ne =	6800 kW	Calculada	6525,3 kW
Boyce pag.69		M&S 2005=	1369

Autor	Valores das fórmulas						valor atual US\$
EL-SAYED	k	Ca	M	P2/P1	e	Z US\$	2.301.263,26
	0,32	50000	60	10	9	1.965.067	
BOEHM	Cr	m	Sr	S	C US\$		2.510.941,4
	2300000	0,54	15000	6525,3	1.467.314	1.467.314	
BEJAN	C31	C32	C33	C34	PECgt US\$		2.355.976,6
	480	0,92	0,036	54,4	1.514.433		
Presente trabalho	K	f(N ²) com Ng = 6.525 kW			n	b	2.400.800,0
	3	-0.0028*Ng ² +385.43*Ng+122728			3600	-0,14	

Figura 4.32 Quadro de comparação entre diversas fórmulas propostas para obtenção do preço inicial do equipamento para acionamento de máquinas de fluxo. Os valores foram atualizados pelo índice M&S¹⁷

Para um motor de combustão com gerador, a única fórmula viável apresentada é a (4.24) e nesse caso, o preço inclui o gerador, que pode ser calculado com outros parâmetros também apresentado por Bohem (1987).

A fórmula apresentada neste trabalho, para elaboração do gráfico, é polinomial, onde N representa uma equação dada a partir da curva de tendência, levantada na planilha Excel.

$$C_{\text{equip.}} = K.f(N^a).n^b \quad (4.28)$$

Sendo:

$C_{\text{equip.}}$ = preço do equipamento em US\$; K=constante da fórmula para acerto de parâmetros; $f(N^a)$ = função da potência da máquina, sendo N^a , equação da linha de tendência de forma polinomial do equipamento, conforme APÊNDICE B; n = rotação da máquina em rpm. Os gráficos apresentados levam em conta as condições simples dos equipamentos sem a instalação de dispositivos extras como redutores acoplados, reguladores de frequência etc.

¹⁷ M&S (Marshall and Swift) – índice médio anual de preços de equipamentos. É editado no Chemical Engineering Magazine e citado em Bohem, R. F. (1987).

O gráfico da figura 4.33 dá uma visualização tridimensional na orientação da seleção do equipamento para acionamento de força motriz.

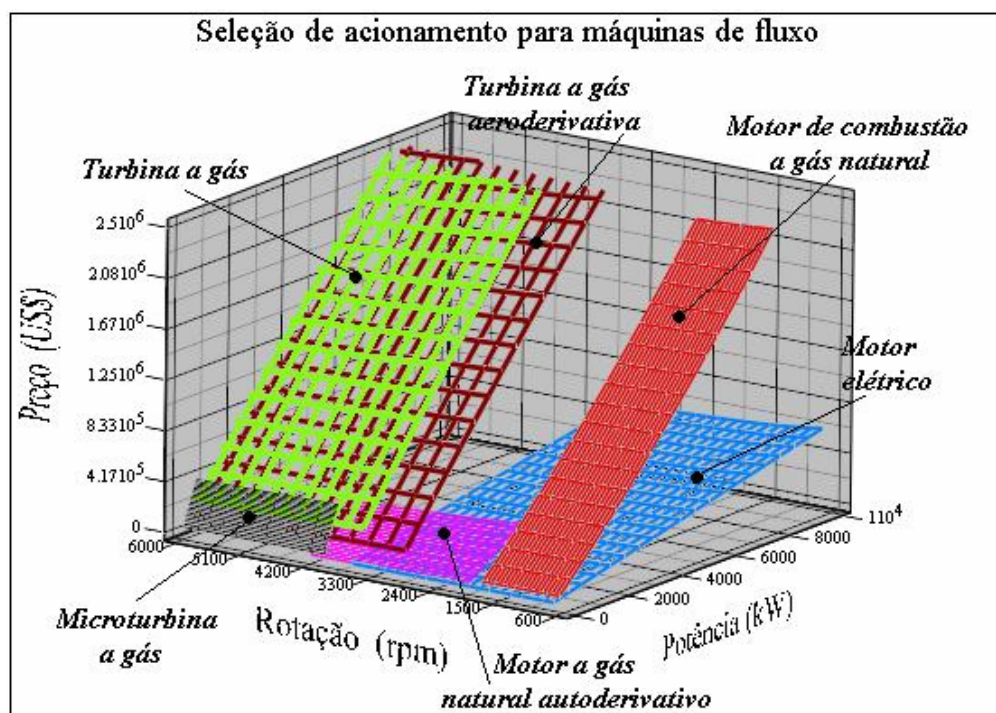


Figura 4.33 Gráfico de seleção do equipamento de combustão interna e motor elétrico para acionamento de máquinas de fluxo

No gráfico da figura 4.34 (A) pode ser constatado o preço do equipamento em função da potência do mesmo. Verifica-se a grande diferença entre o preço do motor elétrico e os equipamentos de combustão interna. O motor de combustão a gás natural autoderivativo é o que melhor se adapta, com relação a preço e gama de rotação para competir em baixas potências com o motor elétrico. O gráfico da figura 4.34 (B) dá idéia dos limites simples de rotação de operação das máquinas.

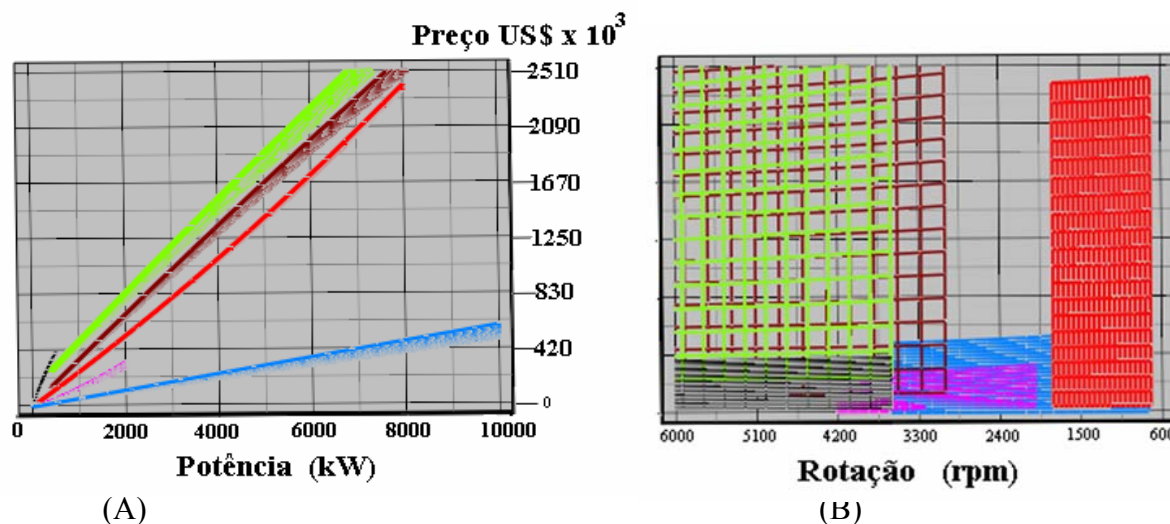


Figura 4.34 Relação Potência x Preço (A) e faixa de aplicação de rotação para os equipamentos (B).

Assim, as seguintes fórmulas e parâmetros foram propostos:

Equipamento	K	N	b	Gama de P (kW)	Gama de n (rpm)
Motor a gás	1,0	$0.0071*N_c^2+281.58*N_c+7751.7$	-0,018	150 a 8000	720 a 1800
Turbina a gás	3,0	$-0.0028*N_g^2+385.43*N_g+122728$	-0,14	400 a 10000	3600 a 8000
Micro turbina	3,0	$-0.2621*N_m^2+732.8*N_m+5655.3$	-0,10	30 a 500	4000 a 8000
Turbina a gás aeroderivativa	1,7	$-0.0028*N_d^2+385.43*N_d+6800$	-0,08	400 a 10000	3000 a 8000
Motor a gás autoderivativo	1,5	$0.1595*N_a^2+988.33*N_a+8465$	-0,32	50 a 2000	2000 a 4200
Motor elétrico	3,0	$-0,0001N_e^2 + 48,755N_e + 462,96$	-0,13	10 a 10000	720 a 3600

Figura 4.35 Quadro de parâmetros utilizados na fórmula de preço de equipamentos motriz de máquinas de fluxo.

As fórmulas foram elaboradas com o intuito de se construir um gráfico orientativo apenas para escolha do equipamento mais adequado dentro de determinada faixa de potência, preço e rotação.

Não devem ser utilizadas indiscriminadamente para o cálculo exato do preço final do equipamento, mesmo porque não levam em conta alguns requisitos como: acessórios especiais, instalação, transporte, operação e manutenção etc.

Por outro lado, se um determinado equipamento é selecionado mediante o seu interesse ou peculiaridade, o custo do mesmo passa a ser irrelevante mediante a superação das expectativas no cumprimento das funções desejadas para o mesmo.

Os preços dos equipamentos que puderem ser obtidos de vendedores ou representantes comerciais são sempre os mais confiáveis para os cálculos econômicos.

CAPÍTULO 5

COMPARAÇÕES ENTRE O ACIONAMENTO DO MOTOR ELÉTRICO E O MOTOR DE COMBUSTÃO A GÁS NATURAL

Neste capítulo são analisadas algumas situações particulares que permitem uma comparação entre os dois tipos de acionamento, tendo em vista os aspectos de viabilidade e economia de energia.

5.1 Requisitos de partida

Os motores elétricos, durante a partida solicitam uma corrente bem maior que a nominal. Essa corrente pode chegar a ser 10 vezes a corrente nominal (MAMEDE, 1995).

A diferença entre a corrente nominal e a corrente de partida pode afetar consideravelmente o circuito de operação e proteção do motor, além do próprio motor.

Assim, demasiado tempo transitório de partida com cargas incompatíveis ao tipo do motor pode acarretar aquecimento excessivo e queda de tensão acentuada.

Muitas vezes é necessário que, dois ou mais motores elétricos de grande potência sejam acionados simultaneamente. Tal manobra deve sempre ser evitada, pois a queda de tensão pode ser severa, acarretando problemas na instalação, quando não convenientemente estudados, interferindo no funcionamento de outros equipamentos (MAMEDE, 1995).

Os equipamentos de comando, contadores, relés e circuitos podem sofrer paralisação diante de uma queda de tensão fora dos valores previstos pelas Normas, ou mesmo especificada pelos fabricantes. Os motores síncronos e assíncronos quando submetidos a grandes quedas de tensões podem parar por perda de sincronismo ou insuficiência de conjugado motor. O aquecimento provocado pelas quedas de tensão a que está submetido um motor elétrico influi de maneira significativa na vida útil do motor.

No caso dos motores a combustão interna, o seu aquecimento também pode estar relacionado às exigências da partida, e do ponto de funcionamento com relação às exigências de carga do motor, porém, o sistema de arrefecimento pode trabalhar devidamente ajustado a essas circunstâncias, principalmente se o rejeito do calor for utilizado para um sistema de cogeração. Os motores de combustão interna possuem uma adequação mais suave com relação a carga a ser acionada.

A alimentação do combustível é exigida conforme a potência requerida, ficando assim, o conjugado ou torque ajustado a rotação inicial das massas girantes. Em resumo, o motor de combustão interna possui uma curva de conjugado que se ajusta a curva da máquina acionada, enquanto o motor elétrico possui uma curva sempre superior a curva da máquina na partida, até entrar em funcionamento de regime. O gráfico da figura 5.1 mostra o comportamento da curva de conjugado de um motor de combustão interna (preta) e a curva de conjugado de um motor elétrico.

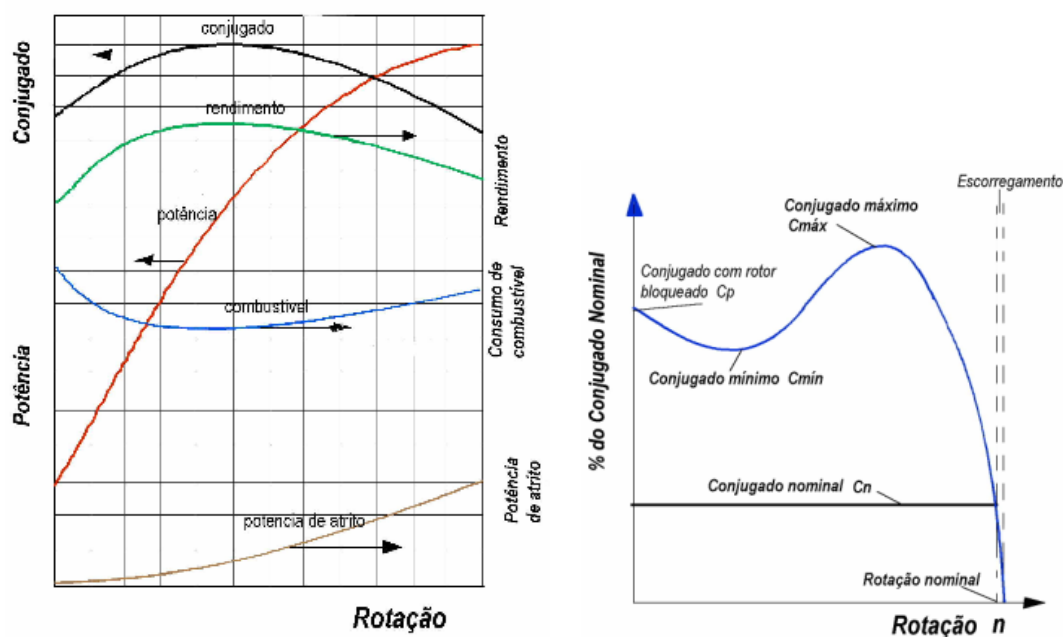


Figura 5.1 Curva de torque de um motor de combustão comparada com a de um motor elétrico.

Essa adequação da curva de conjugado do motor elétrico a carga, faz com que o motor de combustão interna seja a máquina mais adequada para entrar em operação em caso de emergência, ou no auxílio ao atendimento de carga nos horários de pico de demanda.

A curva de conjugado das bombas varia, segundo o tipo de bomba e a rotação da mesma. O gráfico da figura 5.2 mostra o comportamento da curva de conjugado de vários tipos de bombas centrífugas com a rotação.

Sobrepondo a curva de conjugado da bomba com as curvas de conjugado do motor elétrico e do motor de combustão, pode-se notar a grande diferença no excesso de conjugado de partida entre a curva do motor elétrico e a curva da bomba. Em termos globais de energia, o motor elétrico consome mais energia que o motor de combustão interna na partida de uma bomba centrífuga. Esse diagnóstico pode ser observado através de uma comparação entre a energia necessária na partida de uma bomba, quando se utiliza um motor elétrico e um motor de combustão a gás natural. O tempo de partida de um motor elétrico de indução trifásico,

acionado sob carga plena, apresenta um tempo total de aceleração de 2 a 10 segundos, na maioria dos casos (MAMEDE, J., 1995).

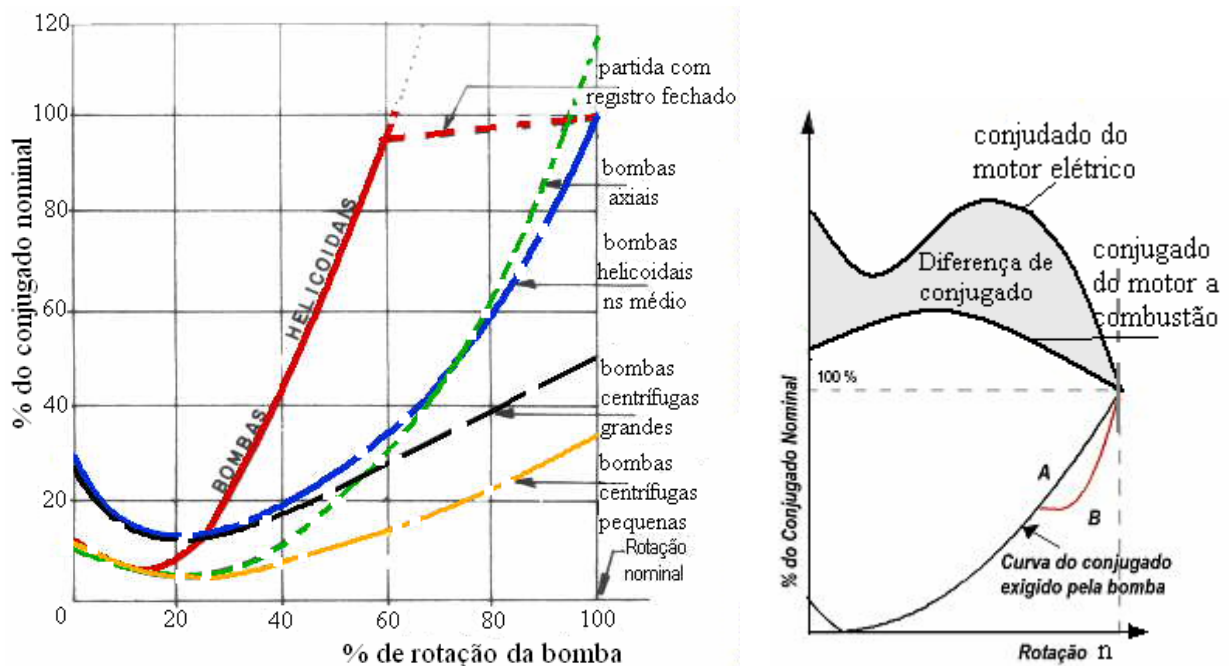


Figura 5.2 Curvas de conjugado nominal para vários tipos de bombas centrífugas e comparação das curvas de motores. Fonte: (KARASSIK, 1976).

O cálculo do tempo de aceleração do motor elétrico, depende do conhecimento dos conjugados de carga em jogo, da máquina que se deseja acionar e do conjugado do motor elétrico escolhido que, para acionamento de bombas centrífugas e ventiladores, como visto anteriormente, é o de categoria N. O fator de potência na partida do motor é muito pequeno, ficando normalmente na faixa de 0,30 a 0,40.

O tempo de partida do motor elétrico pode ser calculado por:

$$t = \frac{2\pi.n.(J_m + J_c)}{C_{mm} - C_{mc}} \quad (5.1)$$

Onde n em rps, J_m e J_c em Kgf.m^2 , C_{mm} e C_{mc} em N.m .

A demanda de partida em um motor trifásico de indução é dada pela fórmula:

$$D_p = \sqrt{3}.V_m.I_p.\cos\varphi \quad (5.2)$$

sendo a corrente de partida I_p ,

$$I_p = I_n.K \quad (5.3)$$

Tanto a corrente nominal (I_n) quanto o coeficiente $K(I_p/I_n)$ são tabelados e dependem da potência nominal do motor.

Assim, a energia consumida durante a partida de um motor de indução trifásico pode ser dada por:

$$E_{p_m} = Dp \cdot \frac{\Delta t}{3600} \quad (5.4)$$

Sendo a energia consumida pelo motor em kWh, durante o tempo de partida Δt , em segundos. No caso do motor a combustão, a única fórmula aplicável foi a encontrada no trabalho de Cruz, D. A. (2005) sobre o consumo de energia durante a partida e funcionamento, da proposta de utilização de um motor de gás natural para substituir o motor elétrico no acionamento do ventilador do sistema de transporte pneumático do aeromóvel, em Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

$$E_{p_c} = \frac{0,7355}{3600} \cdot \sum \bar{N}_m \cdot \Delta t \quad (5.5)$$

Onde a potência (N_m) deve ser em CV e a energia obtida E_p em kWh.

A figura 5.3, mostra a comparação entre um motor elétrico de 150 kW, e um motor a gás natural da Mercedes-Benz, cuja curva de desempenho encontra-se no ANEXO A, para o acionamento de uma bomba centrífuga.

Bomba KSB-ETA tipo 150-50 n=1780 rpm						
Motor WEG, Classe IP 55, IV pólos, 150 kW, 380 V, categoria de conjugado N						
Potência	N=	150 kW	Mom. bomba + acopl.	Jb=	1,8 kg.m ² (KSB)	
rotação	n=	29,67 rps	Mom. Inércia total	Jt=	5,02 kg.m ²	
Tensão	V=	380 Volts	Conj. Médio do motor	Cmm =	953,53 N.m (WEG)	
Corrente Nominal	In=	271 A (WEG)	Conj. Médio da carga	Cmc =	466,96 N.m (WEG)	
Corrente partida	Ip=	2113,8 A	Tempo de partida do motor	t=	1,92 s	
Relação	Ip/In=	7,8 (WEG)	Cos φ na partida do motor		0,4 (Mammede)	
Conjugado Nominal	Cn=	80 kgf.m (WEG)	Demanda na partida	Dp=	556,50 kW	
Conjugado máximo	Cmax=	136 kgf.m (WEG)	Energia na partida	Ep=	0,297 kWh	
Conjugado Partida	Cp=	80 kgf.m (WEG)	Preço da energia elétrica		0,3 R\$/kWh	
Momento de Inercia	Jm=	3,22 kg.m ² (WEG)	Custo total na partida		0,089 R\$	
Motor de combustão a gás natural						
rotação rpm	potência kWe	Potência CV	tempo segundos	Energia kWh	Consumo g/kWh	Consumo g
até 800	40	54,34783	4	0,0444	220	9,771
800-1000	60	81,52174	2	0,0333	205	6,829
1000-1200	76	103,2609	1	0,0211	198	4,177
1200-1400	98	133,1522	1	0,0272	192	5,223
1400-1600	120	163,0435	1	0,0333	192	6,396
1600-1800	140	190,2174	1	0,0389	195	7,578
custo do gás natural R\$/m ³ 1,00				10	0,1982 kWh	39,974 g de gás
rendimento do motor		32%		0,6194 kWh		0,056 m ³ de gás
		Energia na partida kWh	partidas por ano	Consumo kwh/ano	Consumo gás m ³ /ano	Custo R\$/ano
MOTOR ELÉTRICO		0,2973	1	0,2973		0,09
MOTOR A GÁS NATURAL		0,1982	1	0,1982	0,056	0,06

Figura 5.3 Comparação da energia consumida na partida de um motor elétrico e de um motor de combustão a gás natural

O gráfico da figura 5.4 mostra a relação entre o número de partidas anuais, razão entre o preço do gás natural e o preço da energia elétrica (R\$/m³ / R\$/kWh) e a economia obtida anualmente com o uso do motor de combustão a gás natural.

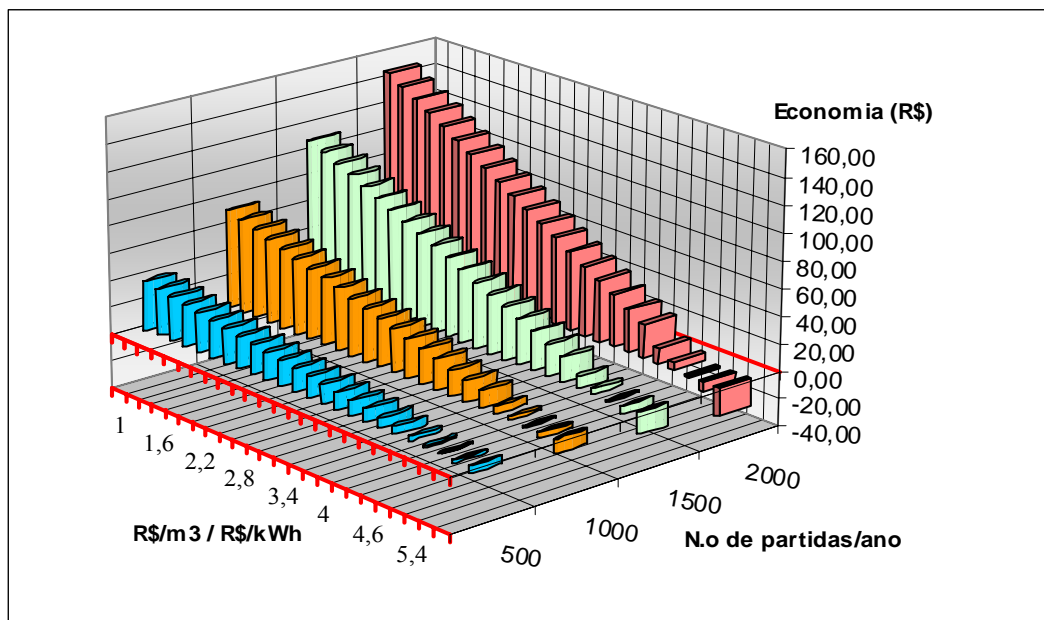


Figura 5.4 Economia anual tendo em conta o número de partidas e relação de preço entre gás natural e energia elétrica.

Embora a economia apresente valores inexpressivos para a potência analisada, o número de motores instalados poderá ser fator determinante em termos globais.

Deve-se deixar claro que, nem todos os acionamentos podem levar a um favorecimento do uso do motor a combustão em relação ao motor elétrico, no que diz respeito ao tempo de partida. As condições estão ligadas às propriedades geométricas do rotor da bomba, ou ventilador e a carga na linha do sistema. Em todo caso, trata-se de uma análise que deve ser considerada no estudo da substituição. O cálculo encontra-se no APÊNDICE C.

5.2 Requisitos de regime de trabalho

Também na questão de força motriz, quando comparado ao motor elétrico, o motor de combustão a gás natural apresenta baixa eficiência na transformação da energia.

Enquanto um motor elétrico funcionando a plena carga pode apresentar uma eficiência entre 85 a 92%, o motor de combustão interna a gás natural apresenta uma eficiência entre 28 a 42%, dependendo da faixa de potência. O gráfico da figura 5.5, mostra a relação entre o rendimento dos motores e a carga nominal.

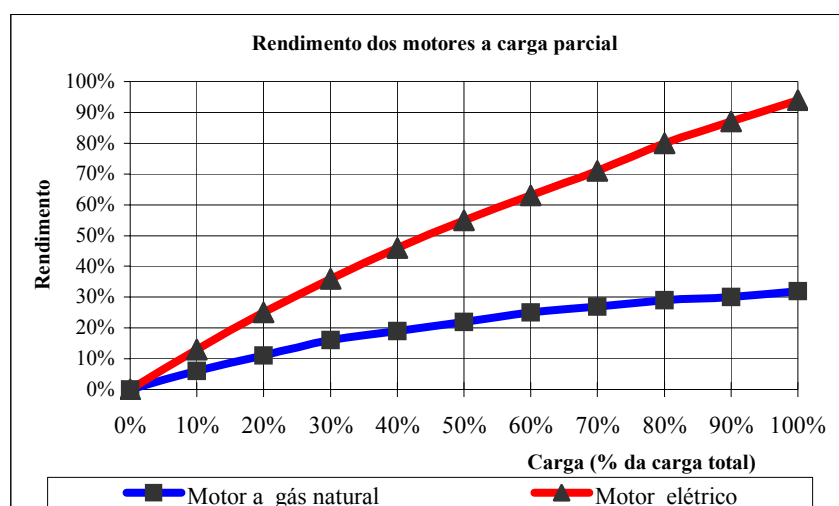


Figura 5.5 Rendimentos com cargas parciais para motor elétrico e motor a combustão com gás natural. Fonte: (CEPEL, 2001).

Normalmente em instalações de bombeamento existe uma folga entre a potência calculada para o acionamento da bomba, e a potência nominal do motor elétrico.

Na escolha de motores elétricos, eles devem ser previstos com uma margem de segurança, que normalmente está computada nas curvas e tabelas elaboradas pelos fabricantes das bombas (MACINTYRE, 1997). A mesma relação de acréscimo de potência também é relacionada por Neto, A. (1965) e pode ser visualizada na tabela 5.1.

Tabela 5.1 Folga para motores elétricos

Potência motriz calculada	Acréscimo
Até 2 CV	50%
3 a 5 CV	30%
6 a 10 CV	25%
11 a 25%	15%
Acima de 25 CV	10%

Fonte: (MACINTYRE, A. J., 1997).

Muitas vezes ainda, por desconhecimento do assunto ou mesmo por incerteza nos cálculos de um sistema de bombeamento, as potências dos motores instalados chegam a ser superiores ao recomendado na tabela acima. Dentro deste parâmetro, um motor elétrico que funcione com 80% de sua capacidade nominal terá o seu rendimento diminuído em 15%, enquanto um motor a combustão interna terá o seu rendimento diminuído em 9,4%. No caso de um motor que funcione com um conversor de frequência para redução da rotação da

bomba, a comparação entre o preço do conversor de frequência, que, como se constatou anteriormente pode custar até 2,5 vezes o preço do motor elétrico, adicionado ao preço do motor elétrico, mesmo computando a energia economizada, pode ser mais caro que a instalação de um motor de combustão interna a gás natural, tendo que se aumentar o consumo de gás para a rotação desejada, dependendo da curva de consumo do motor.

Um motor elétrico de 932 kW com 94% de rendimento trabalhando com uma rotação de 1200 rpm, terá a rotação reduzida para 1000 rpm com o uso de um conversor de frequência, trabalhando 6 horas por dia e comparado com um motor de combustão interna de mesma potência e rendimento inicial de 36%.

			Motor elétrico com conversor	Motor a combustão	
Potência instalada	n=	1200 rpm	KW	932	932
Rendimento com	n=	1200 rpm		92%	36%
horas de funcionamento				6	6
Consumo anual	sem conversor		kWh/ano	2.218.565	
	(n= 1200 rpm)		kWh/ano		5.669.667
Potência com	n=	1000 rpm	KW	539,352	539,352
Rendimento com	n=	1000 rpm		68%	29%
Consumo anual	com conversor		kWh/ano	1.740.381	
	(n=1000 rpm)		kWh/ano		4.143.214
Preço do motor + conversor			R\$	480.000,00	
Preço do motor a combustão			R\$		585.000,00
consumo do motor a combustão					
n=1200 rpm	10,6 kWh/m ³		m ³ /ano		534.874,2
n=1000 rpm					390.869,2
custo da energia					
	0,22 R\$/kWh		R\$/ano	382.883,79	
	0,90 R\$/m ³		R\$/ano		351.782,29

Figura 5.6 Comparação de funcionamento em regime de carga parcial.

O quadro da figura 5.6 apresenta a redução de um motor elétrico com inversor de frequência com a rotação diminuída de 1200 rpm para 1000 rpm. Contudo, para uma análise mais ampla, pode-se considerar uma faixa maior de variação de rotações e conseqüentemente, da potência de regime. Foram então atribuídas outras variações de rotação, com as respectivas potências calculadas pela fórmula 3.7, da página 58. Sendo a mesma bomba, considerados diâmetros iguais dos rotores na respectiva fórmula.

Os resultados obtidos da variação de economia em Reais (R\$), quando os dois motores trabalham com potências de regime menores que a potência nominal, podem ser observados no gráfico da figura 5.7.

Pode-se notar que, à medida que a potência de regime afasta-se da potência nominal, levando em conta a relação entre as duas (P_r/P_n), a relação entre os rendimentos varia, beneficiando de certa forma o motor de combustão interna.

A possibilidade de se ter um valor positivo na economia, cresce com o maior afastamento da potência de regime da potência nominal, entre a utilização de um motor elétrico e um motor de combustão a gás natural para a mesma potência nominal.

Para uma potência nominal de 932 kW, a utilização não se tornará viável com o preço do gás natural acima de $0,90 \text{ R\$/m}^3$, enquanto para uma potência de regime de 116 kW, acima de $1,10 \text{ R\$/m}^3$.

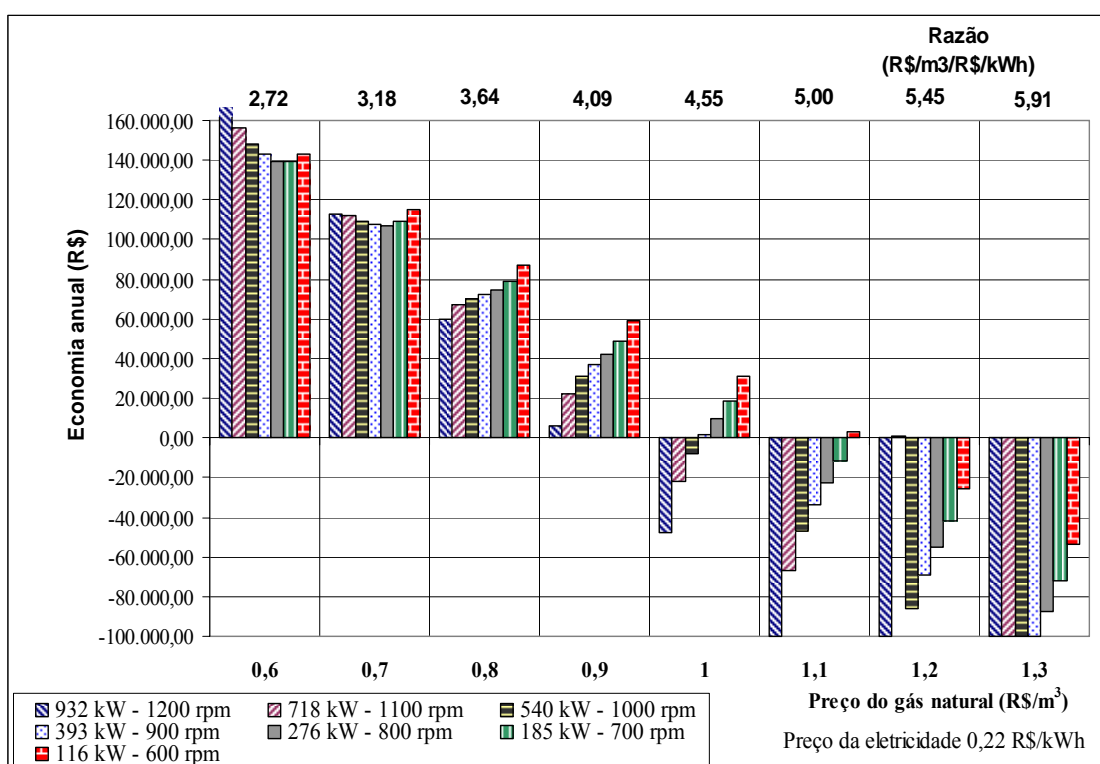


Figura 5.7 Economia devido ao funcionamento dos motores fora da potência nominal.

Tomando os casos extremos do gráfico acima, nota-se que, para uma potência nominal de 932 kW e 1200 rpm, a economia existe até a razão entre preço do gás natural sobre o preço da energia elétrica, de 4,09. Para uma potência de regime de 393 kW e rotação de 600 rpm, existe uma margem da economia até a razão 5,00. Os cálculos detalhados dessa colocação, encontram-se no APÊNDICE D.

CAPÍTULO 6

SUBSTITUIÇÃO DOS MOTORES ELÉTRICOS POR MOTORES A GÁS NATURAL NO ACIONAMENTO DE MÁQUINAS DE FLUXO.

O capítulo a seguir introduz os parâmetros para estudo da análise econômica e viabilidade da substituição do motor elétrico. Neste estudo, não foi determinante a troca baseado na vida útil do equipamento, que para os dois casos pode ser considerada em 20 anos. Procurou-se estipular um tempo de retorno que seja compatível com a realidade do investidor.

6.1 Análise econômica

O estudo da análise econômica, nesta primeira etapa será baseado nos conceitos da engenharia econômica relacionado com o custo anual dos investimentos e com o custo da energia para o funcionamento, do motor elétrico e do motor a combustão. No caso do motor elétrico o custo será da energia elétrica durante um ano e no caso do motor a combustão, o consumo do gás natural. Assim, as seguintes etapas podem ser colocadas separadamente:

Custo anual de investimento do motor elétrico e equipamentos correlatos.

$$I_e \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (6.1)$$

Custo anual da energia elétrica

$$\frac{N_r}{\eta_e} \cdot 8760 \cdot f_u \cdot c_e \quad (6.2)$$

Custo anual com operação e manutenção do motor elétrico

$$P_r \cdot 8760 \cdot f_u \cdot 0,3 \cdot c_{o\&m} \quad (6.3)$$

Custo anual de investimento do motor de combustão a gás natural

$$I_g \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (6.4)$$

Custo anual do combustível gás natural

$$\frac{N_r}{\eta_g \cdot j} \cdot 8760 \cdot f_u \cdot c_g \quad (6.5)$$

Custo anual com operação e manutenção do motor de combustão interna

$$N_r \cdot 8769 \cdot f_u \cdot c_{o\&m} \quad (6.6)$$

A equação geral deve levar em conta a igualdade entre as duas proposições, ficando as variáveis dependendo da análise que se pretenda fazer em termos de simulação.

$$I_e \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] + \frac{Nr}{\eta_e} \cdot 8760 \cdot f_u \cdot c_e + Nr \cdot 8760 \cdot f_u \cdot 0,3 \cdot c_{o\&m} =$$

$$I_g \left[\frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] + \frac{Nr}{\eta_g \cdot j} \cdot 8760 \cdot f_u \cdot c_g + Nr \cdot 8769 \cdot f_u \cdot c_{o\&m} \quad (6.7)$$

Observação: Os custos com operação e manutenção do motor elétrico foram admitidos em 30% dos custos com o motor de combustão.

Mediante a equação proposta, várias análises poderão ser estudadas e os gráficos correspondentes levantados para cada uma delas, o que pode ser visualizado nas figuras 6.1.

Os valores estudados estão computados na tabela 6.1, para várias potências.

Tabela 6.1 Valores de comparação para diversos parâmetros

Nr (kW)	η_e %	η_m %	Ie R\$ $\times 10^3$	Ig R\$ $\times 10^3$	J kWh/m ³	i %	c _e R\$/kWh	c _{o&m} R\$/kWh
100	86	33	12,60	75,00	10,63	12	0,40	0,03
500	88	34	80,10	270,00	10,63	12	0,30	0,02
1.000	90	38	160,00	585,00	10,63	12	0,26	0,012
5.000	92	40	658,00	3.100,00	10,63	12	0,22	0,010

Pelos gráficos pode-se notar a sensibilidade da variação do número de anos com relação ao preço do gás natural e do fator de utilização.

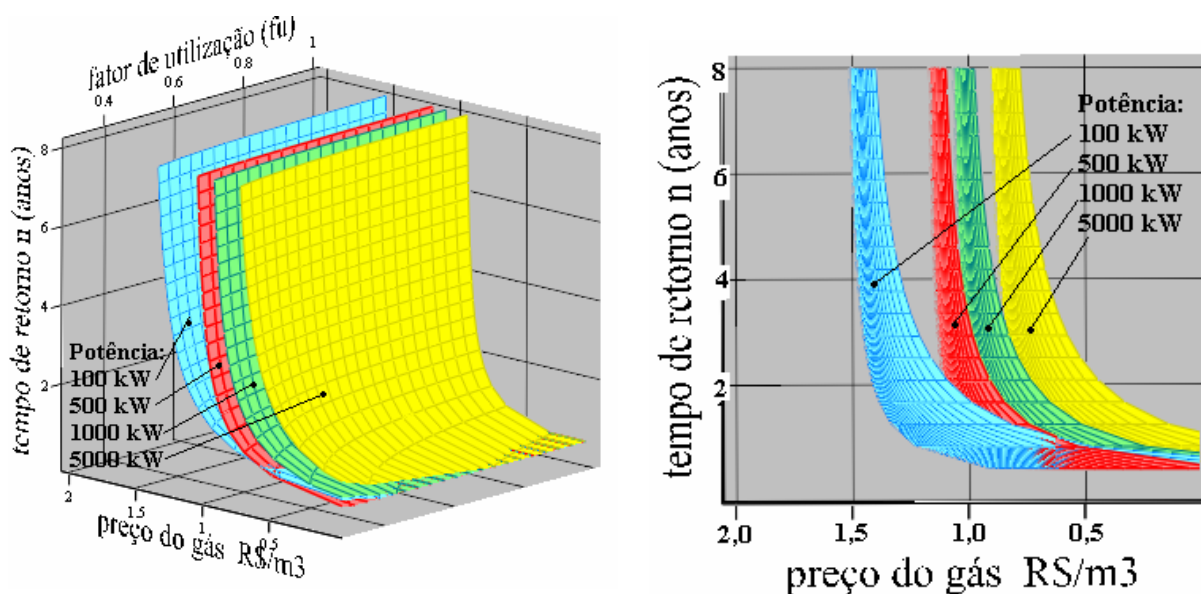


Figura 6.1 Tempo de retorno x fator de utilização x preço do gás natural

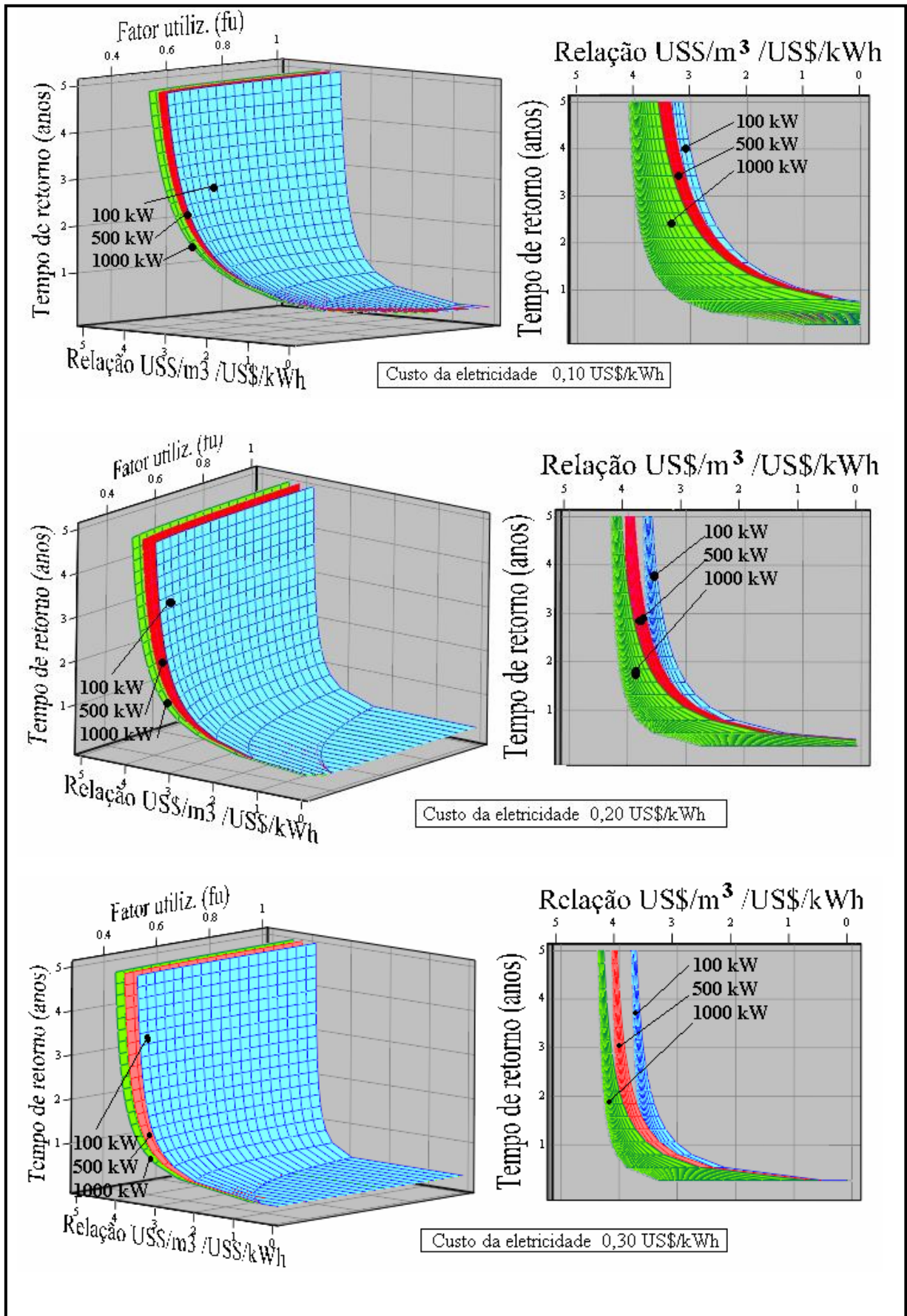


Figura 6.2 Tempo de retorno x Fator de utilização x Relação de preço do gás natural e eletricidade

6.2 Estudos de casos

Neste capítulo serão abordados os estudos de caso referentes à substituição do motor elétrico pelo motor de combustão a gás natural em quatro setores distintos: residencial, público, energia e industrial. Uma análise econômica de cada caso é apresentada tendo em conta a somente a utilização da força motriz dos motores a combustão.

6.2.1 Bombeamento de água em edifícios residenciais e comerciais

Em princípio o estudo se deterá apenas nas bombas principais de recalque de água potável. A tabela 6.2 mostra os dados envolvidos para a instalação de uma potência média em uma bomba de elevação de água em um edifício, para um motor elétrico e para um motor de combustão pequeno a gás natural, tomando como base uma potência de 5,0 CV, .

Como visto anteriormente, um motor de 5,0 CV é representativo para um edifício de apartamento de apenas 10 andares, para o setor residencial, tomado como padrão para os cálculos. O número de edifícios existentes na cidade de S. Paulo, por exemplo, considerando os setores comercial e residencial poderia tornar o empreendimento muito mais atrativa.

Tabela 6.2 Dados para a análise de viabilidade econômica entre motores de combustão interna a gás natural e motor elétrico de pequena potência.

		Motor Elétrico	Motor de combustão a gás natural
Potência instalada	CV	5,00	5,00
	kW	3,68	3,68
Número de horas de funcionam/dia	h/dia	6,00	6,00
Rendimento dos motores		0,80	0,30
Consumo anual de energia	kWh/ano	10.074,00	26.864,00
Consumo de gás natural	m ³ /ano		2.527,19
Custo da energia elétrica	R\$/kWh	0,47	
Preço total da energia	R\$/ano	4.734,78	
Custo do investimento	R\$	400,00	1.650,00

A figura 6.3 Mostra o tempo de retorno em função do preço do gás natural e da relação entre o preço do gás natural e o preço da energia elétrica, para valor de 0,47 R\$/kWh, e taxa de juros anuais de 12%.

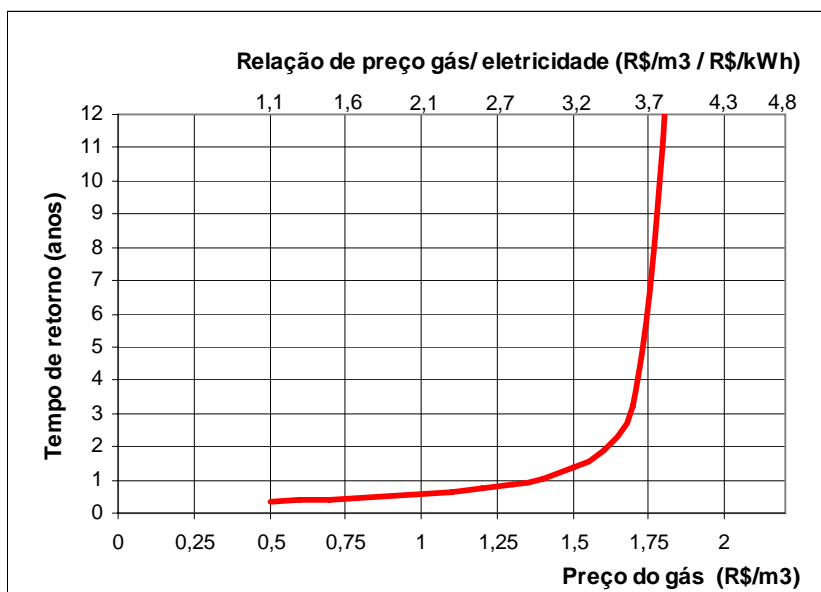


Figura 6.3 Tempo de retorno na substituição de motores a gás natural para preço da energia elétrica 0,47 R\$/kWh e taxa de juros de 12% ao ano.

Atualmente, o preço do gás natural residencial, para uso coletivo, como seria o caso dessas instalações está por volta de 2,426 R\$/kWh. Neste caso, pelo menos por enquanto não chega ser atrativo para esse tipo de aplicação, pois, mesmo com um valor de 1,8 R\$/ m³ de gás, o tempo de retorno estaria entre 10 a 12 anos.

6.2.2 Aplicação em serviços de saneamento básico

O estudo a seguir refere-se a viabilidade da substituição de uma das bombas do sistema Guarapiranga, de 1250 CV, neste caso, que bombeiam a água para Capão Redondo, que retorna da estação de tratamento, por gravidade, após ter sido recalçada pelas bombas novas, de eixo vertical de 5.400 HP.

Foram realizadas visitas em estações de captação para verificação, em loco, das características e possibilidades da implantação do projeto.

Características das Bombas		Características dos Motores	
Vazão (m ³ /h)	3750	Potência (CV)	1250
Hm (m)	74	Tensão kV	3,8
rotação (rpm)	875	rotação (rpm)	875
rendimento %	88%	rendimento %	92%
Fabricante	Worthington	Fabricante	Toshiba
N.o total de conj.	4	fator de utiliz.	1,15
Bomba de dupla sucção		frequência (HZ)	60
Sem necessitar escorvamento		assíncrono com 3% de escorreg/	

Figura 6.4 Características do conjunto SABESP a ser analisado. Fonte: (SABESP, 2004)

A análise foi desenvolvida através de dados obtidos com a concessionária de abastecimento.

Tabela 6.3 Dados para estudo de viabilidade entre motor elétrico e motor de combustão a gás natural.

		Motor Elétrico	Motor Gás natural
Fator de utilização das bombas		100%	100%
Potencia Firme	kW	932	932
Rendimento motores		90%	36%
	kW	1.035,56	2.588,89
Preço do motor e instalação	R\$	160.000,00	585.200,00
Energia consumida	kWhe/ano	9.071.466,67	
	kWht/ano		22.678.666,67
Energia elétrica paga pela SABESP			
Demanda contratada	kW	1.000,00	
Demanda ponta	16,3 R\$/kW	R\$	195.600,00
Demanda f ponta	2,26 R\$/kW	R\$	25.275,84
Energia na ponta	0,08 R\$/kWh	R\$	90.714,67
Energia f. ponta	0,11 R\$/kWh	R\$	873.128,67
total energia elétrica		R\$	1.184.719,17
Consumo de gás natural	m3/ano		2.133.458,76
Custo anual de manut./oper.			
motor a gas	0,006 R\$/kWh	R\$	54.428,80
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	18.142,93

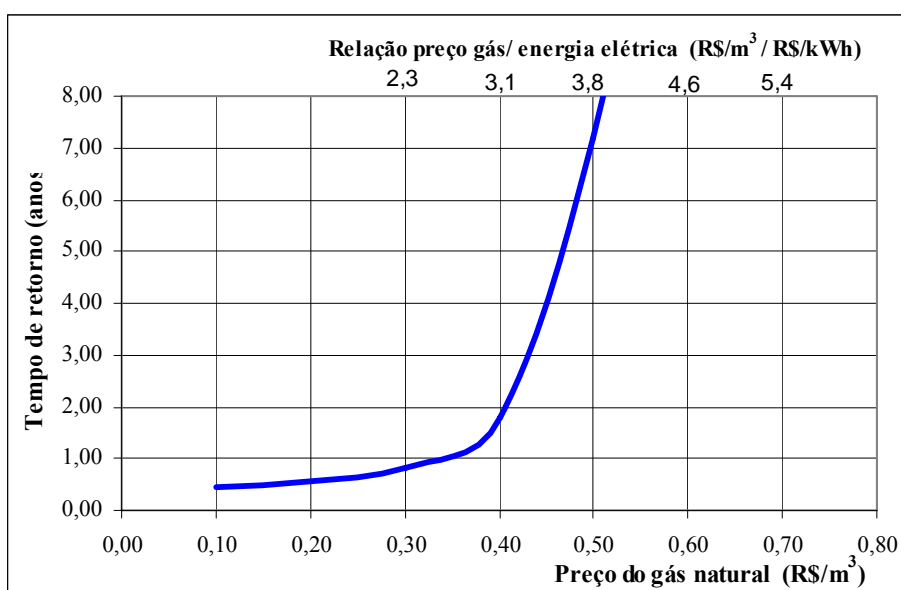


Figura 6.5 Tempo de retorno para motores de gás natural. Preço de referência da energia elétrica 0,13 R\$/kWh e Taxa de juros de 12%.

Pode-se notar que pela relação entre o preço do gás natural e o baixo preço da energia elétrica, a tarifa do gás natural para essa finalidade só será viável se enquadrada, pelo consumo total apresentado como segmento de cogeração, matéria prima, geração elétrica ou serviço interruptível que pelo consumo apresentado em uma só bomba anualmente mesmo com os encargos fixos, poderia ficar na relação igual a 2,0 com um tempo de retorno pelo gráfico de menos de 1 ano.

Limitando-se a substituição dos motores elétricos por motores de combustão a gás natural no serviço público de saneamento a uns 90.000 kW. Considerando a média de consumo anual, a energia total diária neste caso particular chegaria a 1.520.000 kWh/dia (com fator de utilização de 80% e rendimento médio dos motores elétricos de 88%).

Tomando-se para o motor de combustão a gás natural um rendimento de 36%, e uma relação de 10,63 kWh/m³ de gás natural, pode-se atingir um consumo diário previsto à ser acrescido no consumo total de gás natural no setor público de 377.457 m³/dia.

6.2.3 Aplicação no setor de energia

O estudo de viabilidade foi concentrado na substituição de uma bomba de 800 HP do terminal de Cubatão. O esquema do sistema de bombeamento pode ser visto na figura 6.6 e os cálculos no APÊNDICE G, onde se utilizou a planilha Excel.

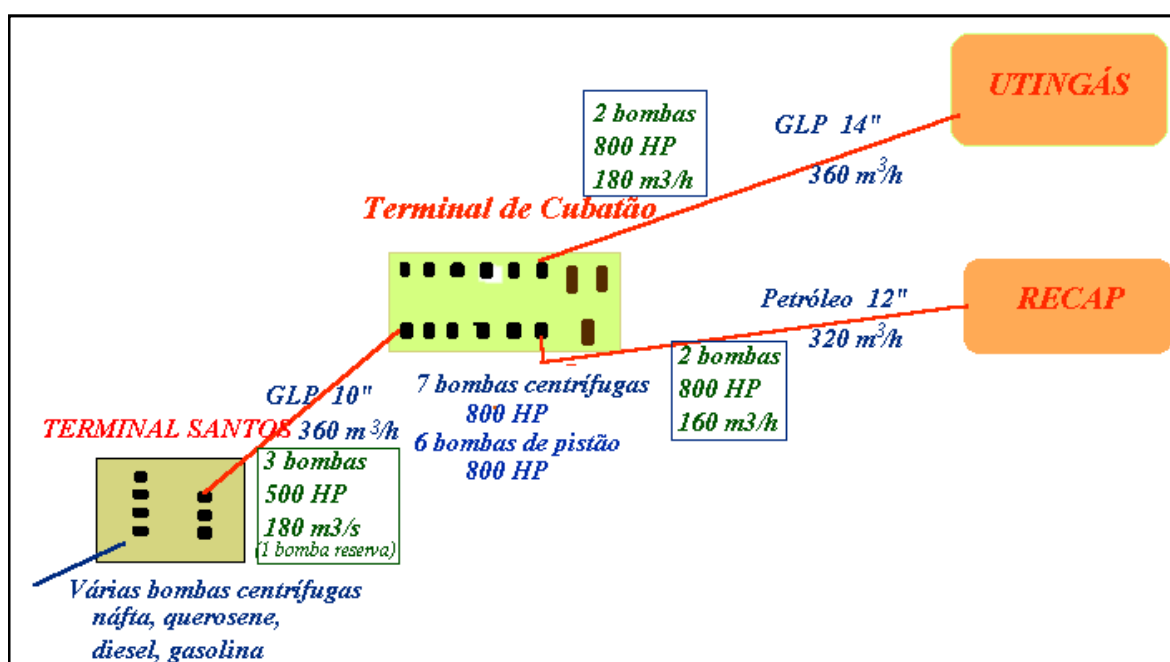


Figura 6.6 Esquema do sistema de bombeamento do terminal de Cubatão.

Tabela 6.4 Valores de dados e cálculos para a bomba do terminal da Petrobras

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural
Fator de utilização das bombas		100%	100%
Potência	kW	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00
Rendimento motores		90%	36%
Energia consumida		kWh/ano	
		5.801.066,67	14.502.666,67
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL			
Demanda ponta	26,14 R\$/kW	R\$	186.953,28
Demanda f ponta	12,1 R\$/kW	R\$	86.539,20
Energia na ponta	0,19 R\$/kWh	R\$	137.775,33
Energia f. ponta	0,14 R\$/kWh	R\$	710.630,67
total energia elétrica			1.121.898,48
Consumo de gás natural		m ³ /ano	1.364.314,83
Custo anual de manut./oper.			
motor a gás	0,008 R\$/kWh	R\$	41.767,68
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	10.441,92

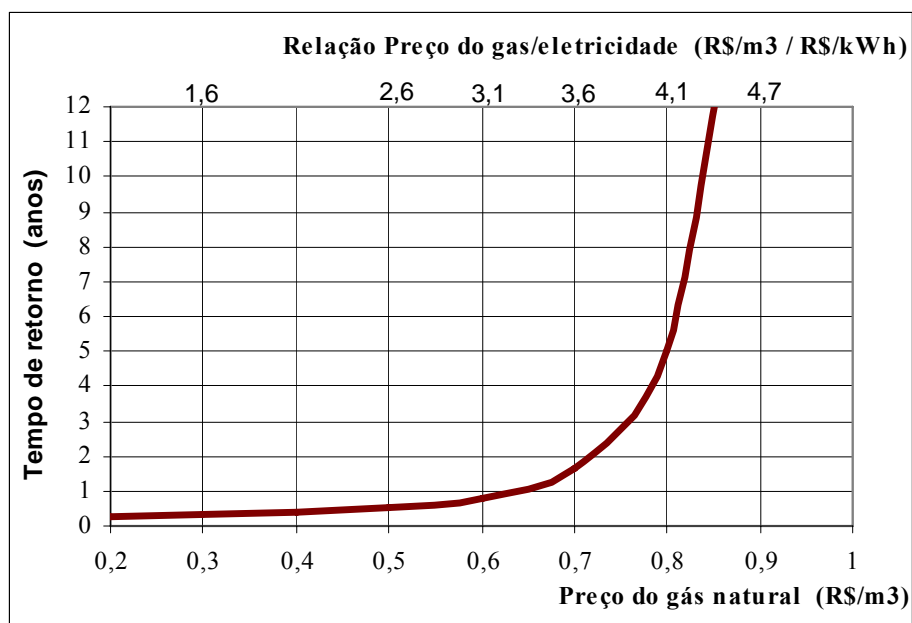


Figura 6.7 Tempo de retorno para instalação de motores de combustão a gás natural no bombeamento de petróleo. Preço de referência da energia elétrica 0,193 R\$/kWh, Taxa de juros 12%.

6.2.4 Aplicações no setor industrial

6.2.4.1 Aplicação de estudo de caso em uma indústria têxtil

O quadro e gráfico a seguir, trazem uma avaliação da substituição do motor elétrico pelo motor de combustão a gás natural em uma indústria têxtil.

Tabela 6.5 Valores de dados e cálculos utilizados na análise de bombas industriais

		Motor Elétrico	Motor a gás natural
Potência total dos motores	kW	3000	3000
Horas diárias de funcionamen	horas/dia	12	12
Valores de motores	R\$	840.000,00	3.200.000,00
Rendimentos		0,86	0,32
Energia consumida	kWh/ano	15.279.069,77	41.062.500,00
Consumo de gás natural	m ³ /ano		3.756.862
Custo medio da energia	R\$/kWh	0,198	
Valor total	R\$	3.025.255,81	

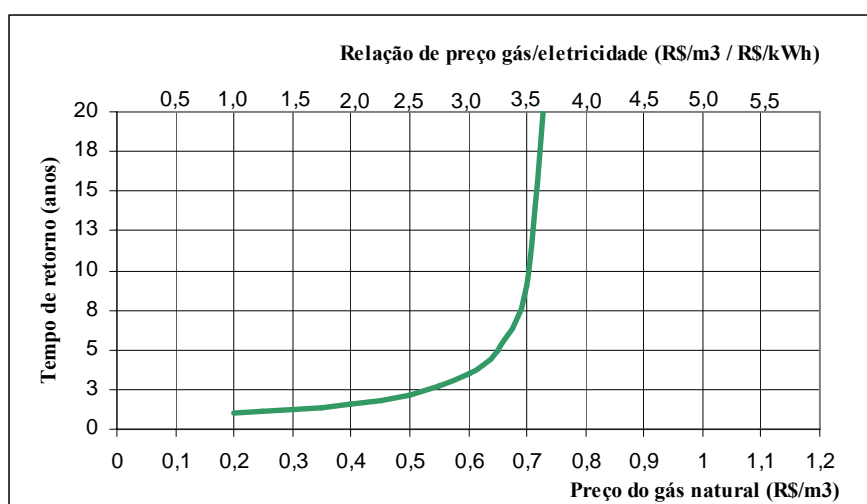


Figura 6.8 Tempo de retorno com relação ao preço do gás e da taxa de juros no setor industrial.

6.3 Análise pela relação entre preço do gás natural e preço da eletricidade

Analisando conjuntamente os gráficos acima, da substituição do motor elétrico por motor de combustão interna a gás natural nos setores residencial, serviço, energia e industrial, pode-se tirar uma série de conclusões sobre benefícios, ou não, que o gás proporciona quando

utilizado para energia motriz. A figura 6.9 mostra a sobreposição das curvas tendo como abscissa a relação entre o preço do gás natural e a energia elétrica e, como ordenada, o tempo de retorno em anos, que a utilização do gás consegue superar economicamente a utilização da eletricidade. Preço de referência da eletricidade em cada caso, está indicado na curva do setor correspondente.

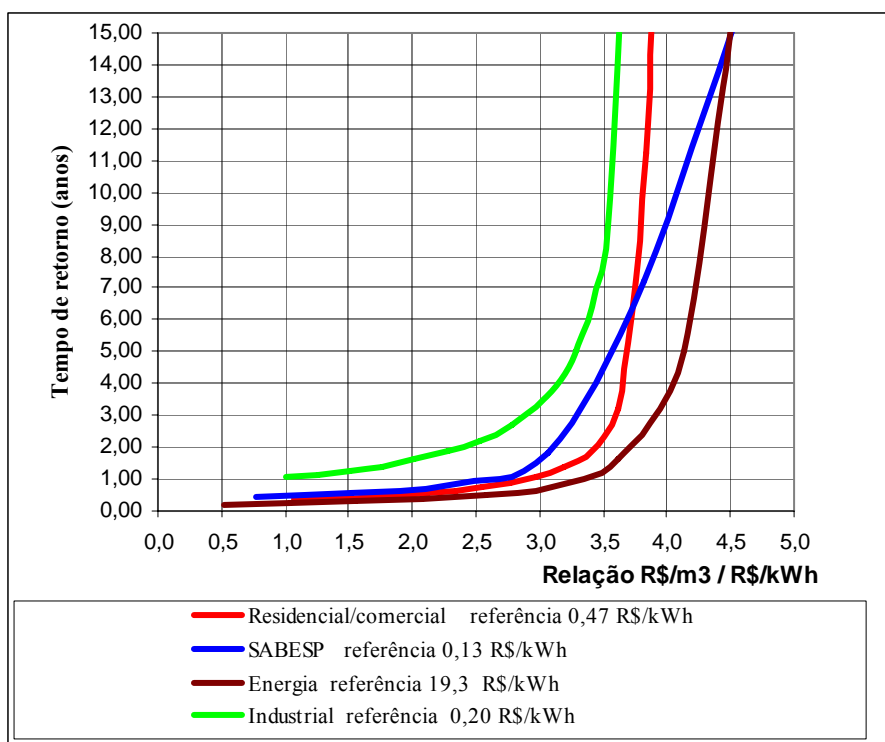


Figura 6.9 Gráfico resumo com as curvas dos quatro setores analisados.

Análise dos casos apresentados na figura 6.9:

- Residencial:

O caso do segmento residencial, na substituição dos motores elétricos por motores de combustão a gás natural no acionamento das bombas de recalque dos edifícios, dados conforme planilha detalhada nota-se que poderia ser o caso mais interessante pelo comportamento da curva correspondente.

Contudo, o valor pago pelo consumidor de gás natural na sua melhor condição, que seria a tabela de tarifas correspondente a “Uso Coletivo”, pagará o correspondente a R\$ 2,25 /m³, ou seja, quase 5 vezes mais que o valor do kWh (R\$ 0,47), verificados na conta de energia elétrica.

Isso trará o tempo de retorno bem acima de 20 anos, o que se torna inviável. Para uma razoável condição, dentro dos parâmetros apresentados no caso residencial, o valor do metro cúbico de gás deveria situar-se em torno de R\$1,70, que daria um tempo de retorno de 4 anos.

- Energia:

Neste caso, com o custo da energia paga pela Petrobras, em Cubatão, de aproximadamente R\$ 0,20 o kWh para uma bomba de 800 HP, representando aproximadamente 96.000 m³/mês de gás natural, sendo enquadrado no “Segmento Industrial”, o custo do m³ de gás seria de R\$ 0,93, dando uma razão igual a 4,7, o que tornaria a substituição inviável. Por outro lado, se analisarmos o custo do gás natural como “Insumo Energético” no caso dos terminais da Petrobras, o valor do m³ do gás natural para a mesma substituição seria de R\$ 0,48, neste caso altamente compensador, com uma razão de 2,42 e tempo de retorno de aproximadamente 2,0 anos.

Essa situação seria mais vantajosa ainda, se o número de motores elétricos substituídos por motores a gás natural for maior, sendo que existe a possibilidade dessa implementação.

- Público:

A SABESP paga em média um valor baixo pelo custo da energia elétrica, sendo considerada um cliente prioritário, aproximadamente R\$ 0,14/kWh.

No estudo realizado com a mudança de apenas uma das bombas do sistema Guarapiranga, que bombeia água para Capão Redondo, de 1250 CV, tem-se um consumo de gás natural de 145.642 m³/mês. Para essa faixa de consumo de gás, e enquadrando a SABESP como “Serviço Interruptível”, que sem dúvida é o serviço de abastecimento de água para a cidade de São Paulo, o valor do m³ de gás natural seria, pela tabela da COMGÁS, R\$ 0,48. Isso daria uma razão de 3,43, o que poderia tornar o investimento atrativo.

Se a modificação for realizada em duas bombas, dobrando o consumo de gás natural, o valor do m³ ficaria reduzido a R\$ 0,39. Neste caso a razão seria igual a 2,78 e o tempo de retorno de aproximadamente 2,0 anos.

Um maior número de instalações não reduzirá substancialmente a razão de preço entre o gás natural e a eletricidade, sendo o tempo de retorno mínimo de 3 anos correspondendo, pela planilha de cálculo e pela tabela progressiva de preços da COMGAS, a um consumo superior a 3×10^6 m³ de gás natural por mês.

- Industrial:

O setor escolhido como exemplo no segmento industrial foi o da Indústria Têxtil, um dos maiores consumidores de energia elétrica ao lado da indústria de alimentos e bebidas e da indústria química.

Devido a grande variedade de bombas instaladas das mais diversas potências, o rendimento global para o motor de combustão a gás natural que substituirá o motor elétrico é baixo, sendo tomado na planilha de cálculo em 32%.

Com um consumo estimado no caso analisado, de 313.000 m³/dia de gás natural, dentro do “Segmento Industrial”, pela tabela da COMGÁS, o preço do gás natural ficará em R\$ 0,90 por/m³, sendo o valor da energia elétrica pago pela indústria de 0,198 R\$/kWh, que dá uma razão de 4,54 e um tempo de retorno inviável.

Dentro dessas características, para um consumo acima de 2.000.000 m³/mês, o preço do gás natural passaria a R\$ 0,772/m³. Mesmo assim, a razão de 3,9, o que também não seria viável para o “Setor Industrial”.

Valores utilizados nos cálculos:

- Taxa de juros = 12% ao ano
- Rendimentos para motores de combustão interna a gás natural
 - a) Residencial = 30%
 - b) Público (SABESP) = 36%
 - c) Energia (Terminal de Cubatão) = 36%
 - d) Industrial (Rhodia Têxtil) = 32%
- Relação entre gás natural e energia elétrica
 - 1 m³ de gás natural = 10,63 kWh (PCI=9.400 kcal)
- Cálculo do valor da energia elétrica leva em conta o valor médio:
 - Valor total da conta mensal dividido pelo consumo em kWh, incluindo:
 - b) Potência de ponta contratada
 - c) Potência fora de ponta
 - d) Demanda de Ponta
 - e) Demanda fora de ponta
- Valor do m³ de gás natural conforme tabela da COMGÁS, portaria CSPE n.o 412, de 26/05/2006, com vigência a partir de 31/05/2006. Valores calculados pela estimativa mensal, custo do m³ com ICMS e valor fixo rateado na estimativa de consumo.

CAPÍTULO 7

UMA ABORDAGEM EXERGÉTICA E TERMOECONÔMICA

Este capítulo introduz nas análises anteriormente efetuadas o aproveitamento da energia disponível, utilizando para isso a ferramenta “exergia” no aproveitamento do calor dos gases da combustão e do circuito de refrigeração do motor a gás natural

7.1 Alguns conceitos da termodinâmica

- Sistemas termodinâmicos

Um sistema termodinâmico é uma quantidade de matéria de massa e identidade fixas, sobre a qual se deseja ter uma atenção especial para estudo. O sistema pode ser definido por uma superfície de controle ou fronteiras do sistema. Tudo mais externo ao sistema é chamado de vizinhança ou exterior. As fronteiras de um sistema podem ser móveis ou fixas.

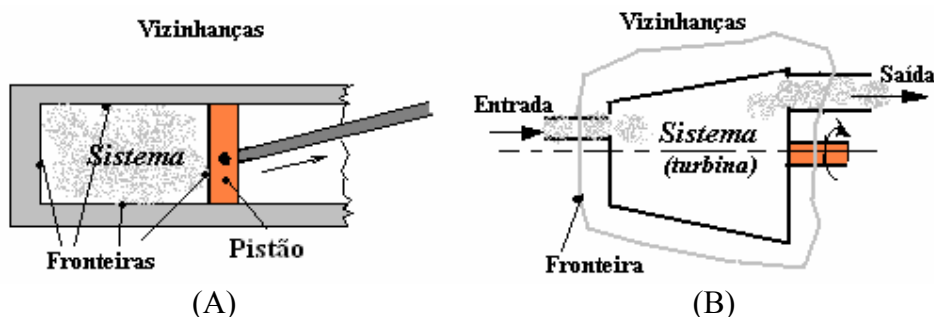


Figura 7.1 Desenho de sistemas termodinâmicos (A) sistema fechado, (B) sistema aberto

- Processo

É definido como o caminho de estados pelo qual o um sistema passa e entre os principais processos na termodinâmica temos:

- Processo Isobárico (pressão constante)
- Processo Isotérmico (temperatura constante)
- Processo Isocórico (volume constante)
- Processo Isoentrópico (entropia constante - também chamado Adiabático).

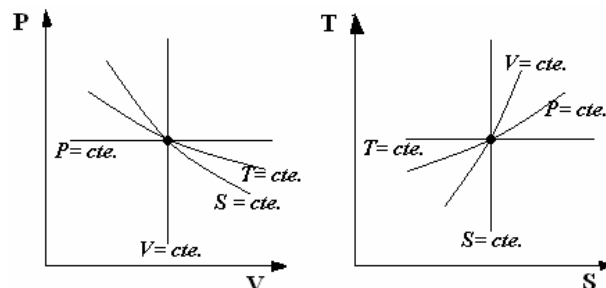


Figura 7.2 Representação dos processos

- Ciclo termodinâmico

Um ciclo é uma série de processos, durante a qual o sistema, partindo de um certo estado 1, acaba por voltar a esse estado original. Na prática os ciclos são completados periódica e repetidamente (FAIRES, 1966). Num motor de combustão, pode-se dizer que o ciclo se completa sempre que a vela provoca a ignição do gás. Na termodinâmica existem uma série de ciclos que definem o comportamento do sistema de uma máquina térmica, entre eles; o ciclo Otto, Diesel, Brayton, Ranquine, etc.

- Lei zero da termodinâmica

Quando dois corpos possuem a mesma temperatura diz-se que estão em equilíbrio térmico entre si.

A lei zero da termodinâmica pode ser definida como segue: “Se dois corpos estão em equilíbrio térmico com um terceiro, eles estão em equilíbrio térmico entre si”.

- Primeira lei da termodinâmica

A primeira lei da termodinâmica é comumente chamada de “lei da conservação de energia”. A quantidade total de energia é conservada em todas as transformações e transferências. Isto significa que a energia sempre se conserva, não podendo ser criada nem destruída.

Para um sistema não em movimento, existe uma propriedade extensiva ao, mesmo, chamada de energia interna (U), tal que a mudança no seu valor é dada pela diferença entre o calor (Q) gerado pelo sistema e o trabalho (W) executado pelo sistema durante qualquer mudança de estado (KOTAS, 1995).

$$Q - W = \Delta U \quad (7.1)$$

Onde:

$$\Delta U = U_{\text{final}} - U_{\text{inicial}} \quad (7.2)$$

Para um sistema em movimento temos:

$$Q - W = \Delta E \quad (7.3)$$

Onde:

$$\Delta E = \Delta U - \Delta E_c - \Delta E_p \quad (7.4)$$

Limitações da primeira lei;

A primeira lei lida com as quantidades de energia de várias formas transferidas entre o sistema e sua vizinhança e a energia armazenada no sistema.

Ela trata da interação entre trabalho e calor, como equivalentes formas de energia em transito, porém a primeira lei não oferece indicação, se um processo esta sendo efetuado em uma ou outra direção e sobre a reversibilidade ou não deste processo.

- Segunda lei da termodinâmica

A segunda lei da termodinâmica estabelece a direção na qual ocorre um determinado processo. A segunda lei define o motor térmico, o refrigerador ou bomba de calor e o limite da possibilidade de calor em trabalho, além de introduzir o conceito de entropia.

- Rendimento Térmico

Para uma máquina térmica define-se como rendimento térmico a relação entre o trabalho útil ou energia útil e o trabalho fornecido ou energia gasta.

$$Q_H - Q_L = W_{\text{util}} \quad (7.5)$$

$$W_{\text{util}} = W_t - W_b \quad (7.6)$$

$$\eta_T = \frac{W_{\text{util}}}{Q_H} \quad (7.7)$$

- Ciclo de Carnot

O ciclo de Carnot (ou motor de Carnot) é um ciclo ideal reversível (motor térmico ideal), composto de dois processos adiabáticos reversíveis e dois processos térmicos isotérmicos reversíveis. O ciclo de Carnot independe da substância de trabalho, e qualquer que seja ela, tem sempre os mesmos quatro processos reversíveis.

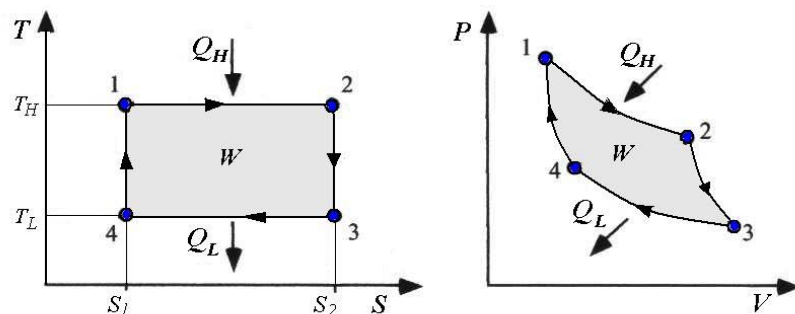


Figura 7.3. O ciclo de Carnot no diagrama P-v e T-s -

Sendo:

$$\left[\frac{Q_L}{Q_H} \right]_{\text{reversível}} = \frac{T_L}{T_H} \quad (7.8)$$

Lembrando que T_L e T_H são em Kelvin. O rendimento do ciclo de Carnot resulta:

$$\eta_{\text{TCARNOT}} = 1 - \frac{Q_L}{Q_H} = 1 - \frac{T_L}{T_H} \quad (7.9)$$

Teoremas referentes ao ciclo térmico de Carnot:

1.o - “É impossível construir um motor que opere entre dois reservatórios térmicos e tenha rendimento térmico maior que um motor reversível (motor de Carnot) operando entre os mesmos reservatórios”.

2.o- “Todos os motores que operam segundo um ciclo de Carnot, entre dois reservatórios a mesma temperatura, têm o mesmo rendimento”.

- Entropia

O conceito está ligado à própria propriedade do sistema, assim como a energia interna U , da mesma forma que se mede a diferença da energia interna do sistema, ΔU , para uma transformação, mede-se também a entropia, ΔS . Geralmente se mede a entropia a partir de um estado padrão, como as condições do ambiente, 1 bar e 25^0 C (298,15 K).

Para um sistema isolado;

$$\Delta S_{\text{sist}} \geq 0 \quad (7.10)$$

Para qualquer sistema interagindo com a vizinhança;

$$\Delta S_{\text{sist}} + \Delta S_{\text{vizinh.}} \geq 0 \quad (7.11)$$

Cada um deles, pode aumentar ou diminuir mas a soma deles não pode diminuir.

A mudança de entropia do estado 1 para o estado 2 pode ser encontrada por:

$$\Delta S_{\text{sist.1} \rightarrow 2} = \int_{\text{est1}}^{\text{est2}} \frac{Q_{\text{rev.}}}{T_{\text{sist.}}} \quad (7.12)$$

$Q_{\text{rev.}}$ é o Q posto em jogo quando todas as transformações de energia ocorrem de forma irreversível, sem atrito e com sistema a uma temperatura T homogênea em cada instante, nunca mais quente em um ponto do que em outro (LEVENSPIEL, 2000). Sempre existem vários caminhos para se ir do estado 1 ao estado 2. Para se determinar ΔU não faz diferença um ou outro caminho, porque entre os dois, a diferença de W é compensada pela diferença de Q . Porém, faz diferença quando medimos ΔS .

- Reversibilidade e irreversibilidade

O conceito de reversibilidade e irreversibilidade é importante na termodinâmica e crucial para o método da exergia. Entender a natureza das irreversibilidades e como minimizá-las na prática é essencial para um engenheiro da área térmica (KOTAS, 1995).

7.2 Exergia

A exergia pode ser chamada do modelo da qualidade da energia. O balanço ou análise da exergia de um sistema é similar à análise de energia mas tem como fundamental diferença que, enquanto o balanço de energia é uma afirmação da lei da conservação de energia, o balanço de exergia pode ser encarado como uma constatação da degradação da energia. Degradação da energia é equivalente a inevitáveis perdas de exergia devido à totalidade dos processos irreversíveis. A figura 7.4 mostra a exergia total de um sistema, com relação ao ambiente.

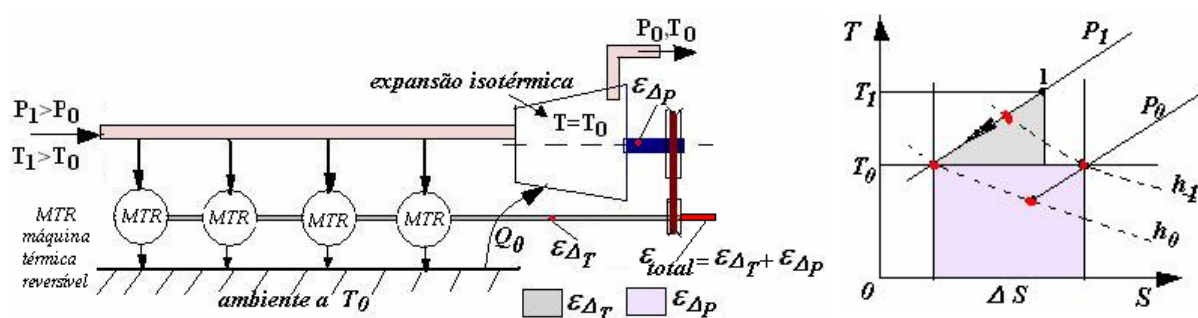


Figura 7.4 Representação da composição da exergia física (exergia total).

Fonte: (KOTAS, 1995).

7.2.1 Exergia Física

Segundo Kotas, (1995) a exergia física é igual a máxima quantidade de trabalho obtida quando um fluxo da substância é trazido do seu estado inicial para o estado ambiente, definido por P_0 e T_0 , por processos físicos envolvendo exclusivamente as interações térmicas com o meio ambiente. Pode ser expressa pela expressão:

$$\varepsilon_f = (h_e - h_s) - T_0(S_e - S_0) \quad (7.13)$$

Para um gás perfeito a exergia física pode ser dada por:

$$\varepsilon_f = cp(T - T_0) - T_0\left(cp \ln \frac{T}{T_0} - R \ln \frac{P}{P_0}\right) \quad (7.14)$$

7.2.2 Exergia Química

Exergia química é igual a máxima quantidade de trabalho obtido quando a substância em estudo é trazida das condições ambientais para o estado final por processo envolvendo transferência de calor e mudança das substâncias com relação ao ambiente. A exergia

química de combustíveis gasosos envolve uma complicação adicional, porque os combustíveis não fazem parte do sistema de substâncias comuns do ambiente considerados pela função de Gibbs (KOTAS, 1995).

Em muitas aplicações, inclusive na determinação da exergia dos gases de exaustão dos motores a combustão e turbinas a gás, pode-se calcular a exergia química desses gases pela fórmula:

$$\varepsilon_q = \sum_i x_i \varepsilon_{qi} + \overline{RT}_0 \sum_i x_i \ln x_i \quad (7.15)$$

Para o caso particular dos gases de exaustão podemos calcular a exergia total como:

$$\varepsilon_{total} = \varepsilon_f + \varepsilon_q \quad (7.16)$$

7.2.1 Rendimento energético e exerético

Pellegrini, Costa, Oliveira Jr. (2005) apresentam a eficiência ou rendimento energético como sendo:

$$\eta_{en} = \frac{\dot{W}_{liq} + \dot{Q}_{processo}}{\dot{m}_{CH_4} \cdot PCI} \quad (7.17)$$

E a eficiência exerética por:

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{W}_{liq} + \dot{B}_{processo}}{\dot{m}_{CH_4} \cdot b_{CH_4}} \quad (7.18)$$

Kotas (1995) define ainda a chamada eficiência racional por:

$$\psi = \frac{\sum \dot{\Delta E}_{out}}{\sum \dot{\Delta E}_{in}} \quad (7.19)$$

Sendo para o motor de combustão interna e turbina a gás,

$$\psi = \frac{\dot{W}_{útil}}{\dot{E}_{in}} \quad (7.20)$$

Yantovskii (1994) apresenta dez condições de sistemas térmicos, com a eficiência energética, a eficiência térmica e a eficiência exerética.

7.3 Diagramas de Grassmann

Esses diagramas são bastante utilizados por Kotas, (1995), para esquematizar o fluxo de energia e exergia de um processo termodinâmico.

Para um motor de combustão interna utilizando os dados de Lensi (2003), Heisler, (1998), ARES (2002) e Van Wylen & Sonntag (1992), pode-se representar o seguinte diagrama de Grassmann como visto na figura 7.5.

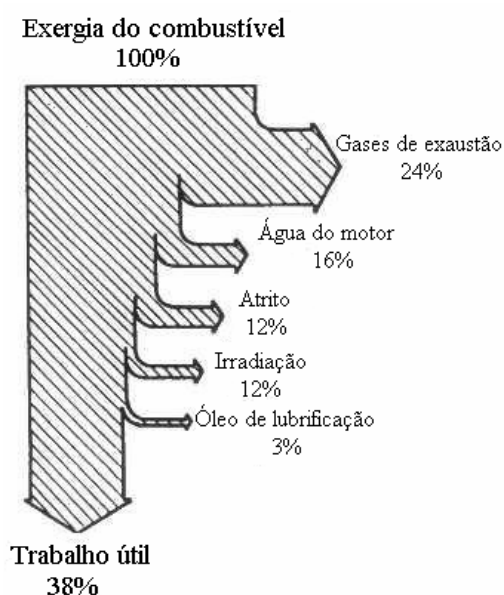


Figura 7.5 Diagrama de Grassmann para um motor de combustão interna.

Baseado neste princípio que se estudará a exergia do motor de combustão interna, pelo menos nos dois itens que representam maior disponibilidade (exergia) para sua utilização; o calor dos gases de exaustão e o calor de refrigeração da água do motor.

7.4 Aproveitamento exerético dos motores de combustão a gás natural

Um outro gráfico interessante, que leva em conta o mecanismo da perda de exergia criada internamente em um motor de combustão interna, iniciando pela injeção de combustível, ganho da exergia na ignição, perdas de expansão e perdas na combustão, exergia útil e irreversibilidade é mostrado na figura 7.6, baseado nas considerações de Wall (1998) sobre exergia, sobreposto em um gráfico de Van Wylen e Sonntag (1992), sobre disponibilidade da energia em motor de combustão interna.

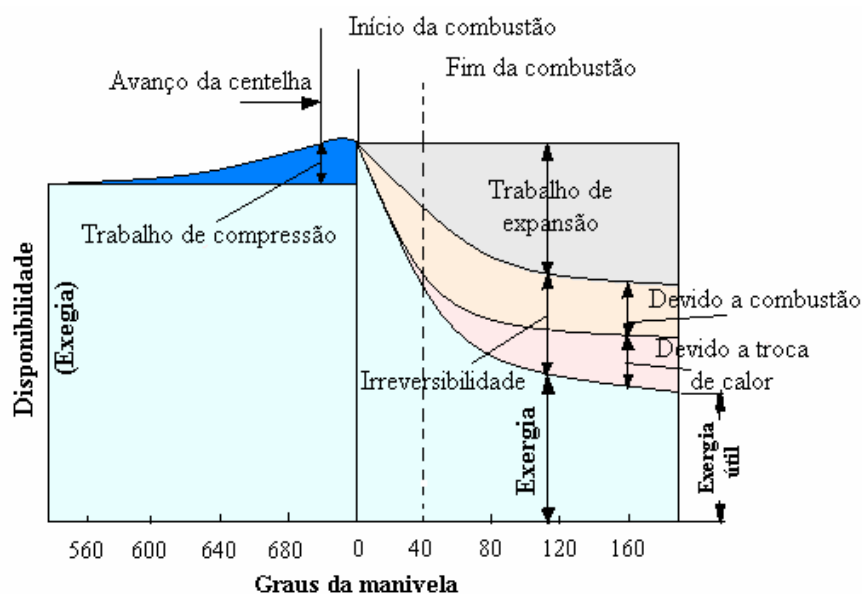


Figura 7.6 Aumento e degradação da exergia em um motor de combustão interna.
Fonte: [VAN WYLEN (1992), WALL (1998)].

Como orientação, para levantamento das entalpias e entropias foram utilizadas as tabelas apresentadas por NREL (National Renewable Energy Laboratory - 2003), APÊNDICE D, e o esquema do motor da Waukesha apresentado por Schmidh (2002, apud Daniela). As tabelas de gases ideais foram utilizadas de Silva, R. B. (1978).

Tabela 7.1 Dados utilizados para cálculo da exergia do motor de combustão

Potência kWe	100	500	750	1000	3000	5000
rendimento	0,33	0,34	0,34	0,38	0,4	0,42
Consumo						
MMBtu/hora	1,033	5,012	7,519	8,970	25,563	40,577
kg/s	0,006	0,028	0,043	0,051	0,145	0,230
Exaustão						
vazão kg/s	0,126	0,720	1,149	1,562	5,053	9,300
Temperatura o C	590,000	588,000	578,000	490,000	420,000	396,111
Q exaustão MMBtu/hora	0,290	0,890	1,680	2,110	5,480	9,630
kJ/s	84,986	260,819	492,333	618,347	1605,944	2822,125
Resfriamento						
Vazão kg/s	12,000	26,000	32,000	38,000	82,000	140,000
Q resfriam. MMBtu/hora	0,270	0,630	1,000	1,590	4,370	7,040
kJ/s	0,079	0,185	0,293	0,466	1,281	2,063
Q total						
MMBtu/hora	0,560	1,520	2,680	3,700	9,850	16,670
kJ/s	0,164	0,445	0,785	1,084	2,887	4,885

Fonte:(NREL, 2003). Compilado pelo autor

Os quadros da figura 7.7 representam os valores calculados do aproveitamento exergético para motores a gás natural entre 100kW a 5000 kW.

			0,126 kg/s		Exergia total
100 kW	E	388,999 kJ/kg	49,014 kJ/s	167.234,2 Btu/hr	
Exaustão	Et	429,715 kJ/kg	54,144 kJ/s	184.738,5 Btu/hr	
					347.678,3
			15,867 kg/s		Btu/hr
100 kW	E	11,776 kJ/kg	1,484 kJ/s	5.062,5 Btu/hr	
Arrefecim/	Et	379,010 kJ/kg	47,755 kJ/s	162.939,8 Btu/hr	
<hr/>					
			0,720 kg/s		Exergia total
500 kW	E	313,449 kJ/kg	225,683 kJ/s	770.030,9 Btu/hr	
exaustão	Et	364,170 kJ/kg	262,202 kJ/s	894.633,5 Btu/hr	
					1.593.528,8
			26,000 kg/s		Btu/hr
500 kW	E	5,276 kJ/kg	137,172 kJ/s	468.031,2 Btu/hr	
Arrefecim/	Et	7,878 kJ/kg	204,834 kJ/s	698.895,3 Btu/hr	
<hr/>					
			1,149 kg/s		Exergia total
750 kW	E	368,944 kJ/kg	423,958 kJ/s	1.446.543,2 Btu/hr	
exaustão	Et	419,660 kJ/kg	482,236 kJ/s	1.645.390,1 Btu/hr	
					2.846.774,9
			31,000 kg/s		Btu/hr
750 kW	E	8,237 kJ/kg	255,358 kJ/s	871.281,0 Btu/hr	
arrefecim.	Et	11,358 kJ/kg	352,106 kJ/s	1.201.384,8 Btu/hr	
<hr/>					
			1,562 kg/s		Exergia total
1000 kW	E	342,851 kJ/kg	535,533 kJ/s	1.827.239,5 Btu/hr	
Exaustão	Et	393,567 kJ/kg	614,905 kJ/s	2.098.057,4 Btu/hr	
					3.572.654,5
			38,000 kg/s		Btu/hr
1000 kW	E	8,459 kJ/kg	321,425 kJ/s	1.096.700,5 Btu/hr	
Arrefecim.	Et	11,373 kJ/kg	432,180 kJ/s	1.474.597,1 Btu/hr	
<hr/>					
			5,030 kg/s		Exergia total
3000 W	E	254,785 kJ/kg	1.281,571 kJ/s	4.372.718,8 Btu/hr	
Exaustão	Et	327,693 kJ/kg	1.648,297 kJ/s	5.623.989,5 Btu/hr	
					9.719.439,7
			82,000 kg/s		Btu/hr
3000 kW	E	12,035 kJ/kg	986,911 kJ/s	3.367.340,3 Btu/hr	
Arrefecim.	Et	14,638 kJ/kg	1.200,308 kJ/s	4.095.450,2 Btu/hr	
<hr/>					
			9,500 kg/s		Exergia total
5000 kW	E	254,785 kJ/kg	2.420,461 kJ/s	8.258.614,0 Btu/hr	
exaustão	Et	305,506 kJ/kg	2.902,308 kJ/s	9.902.676,3 Btu/hr	
					15.405.793,9
			142,000 kg/s		Btu/hr
5000 kW	E	8,756 kJ/kg	1.243,331 kJ/s	4.242.244,3 Btu/hr	
arrefecim.	Et	11,358 kJ/kg	1.612,872 kJ/s	5.503.117,6 Btu/hr	

Figura 7.7 Valores resumidos dos cálculos da exergia de exaustão e resfriamento para várias potências de motores.

Pode-se utilizar também, o cálculo das energias física e química para gases aplicando-se as fórmulas 7.14, 7.15 e 7.16, adotando a relação de 100% de ar na combustão, conforme Hilsdorf (2004) ou proposta por Santos (2000). Os cálculos para motores de 1.000 kW e 5.000 kW encontram-se nos APÊNDICE E. Os valores encontrados para motor de 1000 kW, estão compilados na figura 7.8.

$C_nH_{2n+2} + (3n+1)O + 3,76(3n+1)N = nCO_2 + (n+1)H_2O + 3,76(3n+1)N$ $n = 1$						
CH 4	1 CO2					
4 O	2 H2O					
15,04 N	15,04 N					
Q= 12400 lb/h	1,5624 kg/s			R' dos gases =	8,3144	
Te= 773,15 K	T0= 298,15 K			Ts= 398,15 K		
Componentes da Mistura	Massa molar Kg/mol	Massa molar total	Participação Mistura %	Participação na mistura Kg/mol	cp=calor específico kJ/kg.K	Exergia Quim. kJ/kmol
1 CO2	44,009	44,009	14,81%	6,5192	1,063	20140
2 H2O	18,015	36,03	12,13%	2,1848	2	11710
15 N2	14,47	217,05	73,06%	10,5716	1,068	720
total	76,494	297,089				

Massa da mistura	19,2757 Kg/mol
cp mistura	1,1719 kJ/kg.K
R da mistura	0,4313
Exergia total	
Exergia física	247,1719 kJ/kg
Exergia química	3025,591148
Exergia esp. total	404,1362 kJ/kg
Exergia	631,4225 kJ/s
	2,1546 MMBtu/h
Exergia util	
Exergia física	231,0395 kJ/kg
Exergia química	2386,985002
Exergia esp. Total	354,8737 kJ/kg
Exergia	554,4546 kJ/s
	1,8920 MMBtu/h

Figura 7.8 Valores do cálculo de exergia só para a combustão para motor de 1000 kW

Pode-se calcular o rendimento energético quando se aproveita os gases de exaustão e a refrigeração do motor, por exemplo, para um motor de 1000 kW:

$$\eta_e = \frac{\dot{W}_{liq} + \dot{Q}_{processo}}{\dot{m}_{CH_4} \cdot PCI} = \frac{1000 + \frac{3,572 \cdot 10^6 \cdot 1,055}{3600}}{247,56 \cdot 10,63} = 78\%$$

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{W}_{liq} + \dot{B}_{processo}}{\dot{m}_{CH_4} \cdot b_{CH_4}} = \frac{1000}{0,052 \cdot 52000} = 37\%$$

Todos os cálculos tiveram taxa de juros iguais a 12% e valor médio da energia elétrica indicado em cada gráfico e tabela. O detalhamento para os casos da SABESP encontram-se no APÊNDICE F e para a PETROBRAS no APÊNDICE G.

7.5 Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 100%

Tabela 7.2 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 100\%$ e valor médio da eletricidade 0,1305 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig..
Fator de utilização das bombas		100%	100%	100%	100%
Potencia Firme	kW	932	932	932	932
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
	kW	1.035,56	2.588,89		
Preço do motor e instalação	R\$	160.000,00	585.200,00	660.000,00	690.000,00
Energia consumida	kWhe/ano	9.071.466,67			
	kWht/ano		22.678.666,67	22.678.666,67	22.678.666,67
Energia aproveitada (exergia)	kJ/s			535,53	321,4250
acumulada	kJ/s				856,9580
Exergia aproveitada total	kWht/ano			4.691.269,08	7.506.952,08
Energia elétrica paga pela SABESP					
Demanda contratada	kW	1.000,00			
Demanda ponta	16,3 R\$/kW	R\$ 195.600,00			
Demanda f ponta	2,26 R\$/kW	R\$ 25.275,84			
Energia na ponta	0,08 R\$/kWh	R\$ 90.714,67			
Energia f. ponta	0,11 R\$/kWh	R\$ 873.128,67			
total energia elétrica	R\$	1.184.719,17			
Consumo de gás natural	m³/ano		2.133.458,76	2.133.458,76	2.133.458,76
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,006 R\$/kWh	R\$	54.428,80	54.428,80	54.428,80
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	18.142,93		

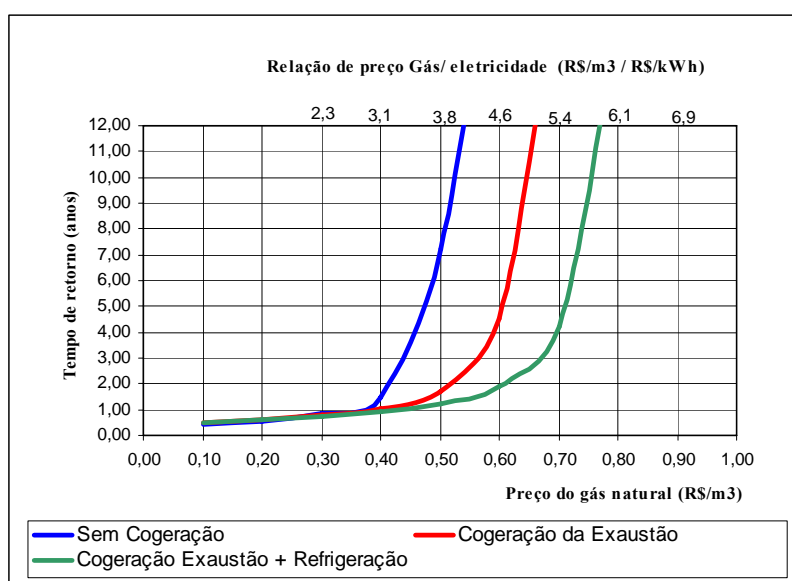


Figura 7.9 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1305 R\$/kWh e $f_u = 100\%$.

7.6 Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 70%

Tabela 7.3 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano com fator de utilização $f_u = 70\%$ e valor médio da eletricidade de 0,1865 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig..
Fator de utilização das bombas		70%	70%	70%	70%
Potencia Firme	kW	932	932	932	932
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Preço do motor e instalação		R\$ 160.000,00	585.200,00	660.000,00	690.000,00
Energia consumida	kWhe/ano	6.350.026,67			
		kWh/ano	15.875.066,67	15.875.066,67	15.875.066,67
Energia aproveitada (exergia)		kJ/s		535,53	321,43
(acumulada)		kJ/s			856,96
Exergia total		kWh/ano		3.283.888,36	5.254.866,46
Energia elétrica paga pela SABESP					
Demanda contratada		kW	1.000,00		
Demanda ponta		16,3 R\$/kW	R\$ 195.600,00		
Demanda f.ponta		2,26 R\$/kW	R\$ 25.275,84		
Energia na ponta		0,08 R\$/kWh	R\$ 90.714,67		
Energia f.ponta		0,11 R\$/kWh	R\$ 873.128,67		
total energia elétrica		R\$	1.184.719,17		
Consumo de gás natural		m ³ /ano	1.493.421,14	1.493.421,14	1.493.421,14
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas		0,006 R\$/kWh	R\$	38.100,16	38.100,16
motor elétrico		0,002 R\$/kWh	R\$	12.700,05	

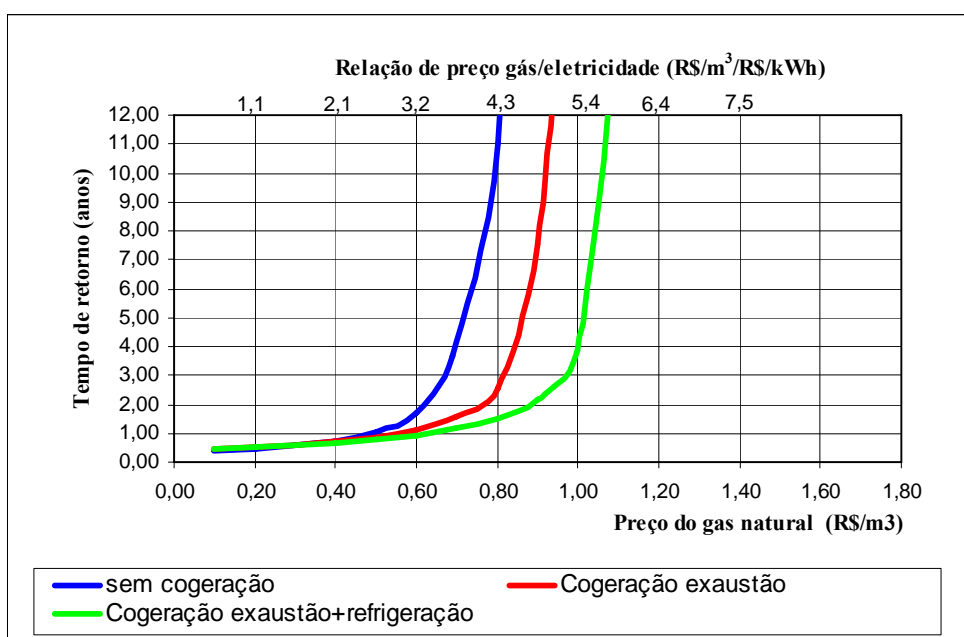


Figura 7.10 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a Combustão. Preço médio da eletricidade 0,1865 R\$/kWh e $f_u = 70\%$.

Neste caso com aproveitamento dos gases e da refrigeração, um valor de 0,90 R\$/m³ de gás, daria um retorno de aproximadamente 5 anos, e uma relação entre preço do gás e eletricidade de aproximadamente 4,82 R\$/m³/R\$/kWh. O valor de do gás seria possível, pelo volume médio anual de 124.333 m³/mês, em cogeração ou serviço interruptível.

7.7 Análise do motor de 932 kW da SABESP para fator de utilização 50%

Tabela 7.4 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano co fator de utilização $fu = 50\%$ e valor médio da eletricidade 0,1865 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig..
Fator de utilização das bombas		50%	50%	50%	50%
Potencia Firme	kW	932	932	932	932
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Preço do motor e instalação	R\$	1.035,56	2.588,89	660.000,00	690.000,00
Energia consumida	kWhe/ano	4.535.733,33			
	kWh/ano		11.339.333,33	11.339.333,33	11.339.333,33
Energia aproveitada (exergia)	kJ			535,53	321,4200
	kJ				856,9500
Exergia total	kWh/ano			2.345.621,40	3.753.441,00
Energia elétrica paga pela SABESP					
Demanda contratada	kW	1.000			
Demanda ponta	16,3 R\$/kW	R\$			
Demanda f ponta	2,26 R\$/kW	R\$	25.275,84		
Energia na ponta	0,11 R\$/kWh	R\$			
Energia f. ponta	0,11 R\$/kWh	R\$	873.128,67		
total energia elétrica	R\$	898.404,51			
Consumo de gás natural	m3/ano		1.066.729,38	1.066.729,38	1.066.729,38
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,006 R\$/kWh	R\$		27.214,40	27.214,40
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	9.071,47		

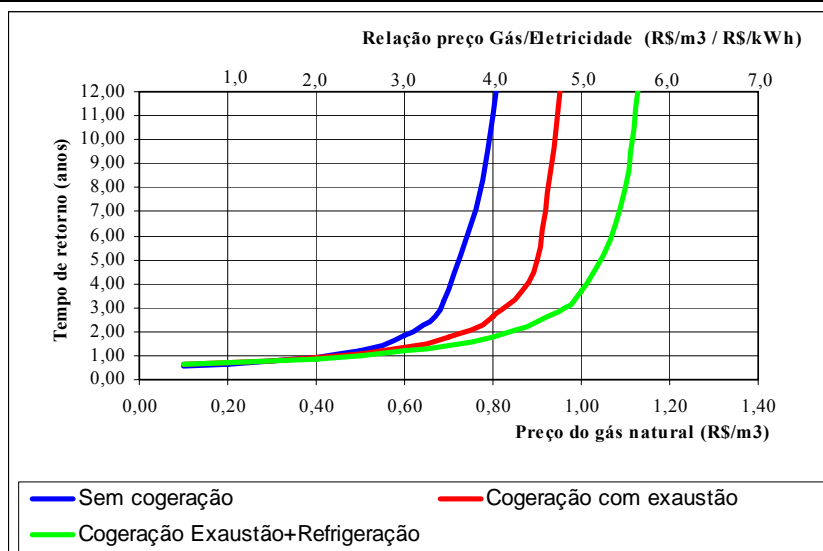


Figura 7.11 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1980 R\$/kWh e $fu = 50\%$.

Neste caso com aproveitamento dos gases e da refrigeração, um valor de 0,90 R\$/m³ de gás, daria um retorno de aproximadamente 4 anos (1 ano a menos que o caso anterior), e uma relação entre preço do gás e eletricidade de aproximadamente 4,5 R\$/m³/R\$/kWh. O valor do gás seria possível, pelo volume médio anual de 89.000 m³/mês, em cogeração.

7.8 Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 100%

TABELA 7.5 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 100\%$ e valor médio da eletricidade 0,1933 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig.
Fator de utilização das bombas		100%	100%	100%	100%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano	5.801.066,67			
	kWh/ano	14.502.666,67			
Energia aproveitada(exergia)	kJ/s			225,68	137,18
	kJ/s			362,86	
Exergia total	kWh/ano			1.976.956,80	3.178.653,60
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	26,14 R\$/kW	R	186.953,28		
Demanda f pont:	12,1 R\$/kW	R	86.539,20		
Energia na ponte:	0,19 R\$/kWh	R	137.775,33		
Energia f. ponta	0,14 R\$/kWh	R	710.630,67		
total energia elétrica		1.121.898,48			
Consumo de gás natural	m ³ /ano			1.364.314,83	1.364.314,83
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,008 R\$/kWh	R\$	41.767,68		41.767,68
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	10.441,92			

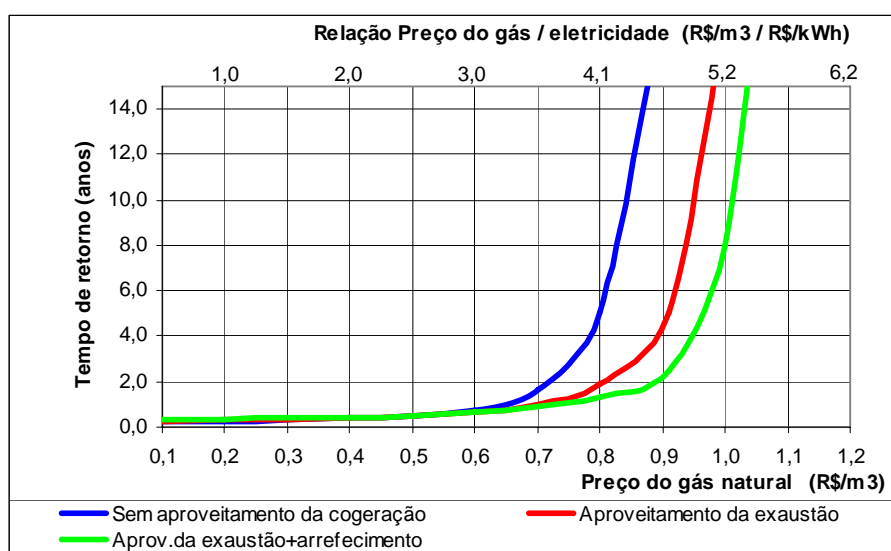


Figura 7.12 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1933 R\$/kWh e $f_u = 100\%$.

Neste caso com aproveitamento dos gases e da refrigeração, um valor de 0,95 R\$/m³ de gás, daria um retorno de aproximadamente 6 anos, e uma relação entre preço do gás e eletricidade de aproximadamente 4,6 R\$/m³/R\$/kWh. O valor do gás seria possível, pelo volume médio anual de 113.692 m³/mês, em cogeração ou segmento energético.

7.9 Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 70%

TABELA 7.6 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 70\%$ e valor médio da eletricidade 0,2512 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus. + Refr.
Fator de utilização das bombas	f _u	70%	70%	70%	70%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano	4.060.746,67			
	kWh/ano		10.151.866,67	10.151.866,67	10.151.866,67
Energia aproveitada na cogeração	kJ/s			225,68	137,18
	kJ/s				362,86
Exergia total	kWh/ano			1.383.869,76	2.225.057,52
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	26,14 R\$/kW	R\$	186.953,28		
Demanda f. ponta	12,1 R\$/kW	R\$	86.539,20		
Energia na ponta	0,19 R\$/kWh	R\$	137.775,33		
Energia f. ponta	0,12 R\$/kWh	R\$	609.112,00		
total energia elétrica	R\$		1.020.379,81		
Consumo de gás natural	m ³ /ano		955.020,38	955.020,38	955.020,38
Custo anual de manut./oper.					
motor a gás	0,008 R\$/kWh	R\$		29.237,38	29.237,38
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	7.309,34		

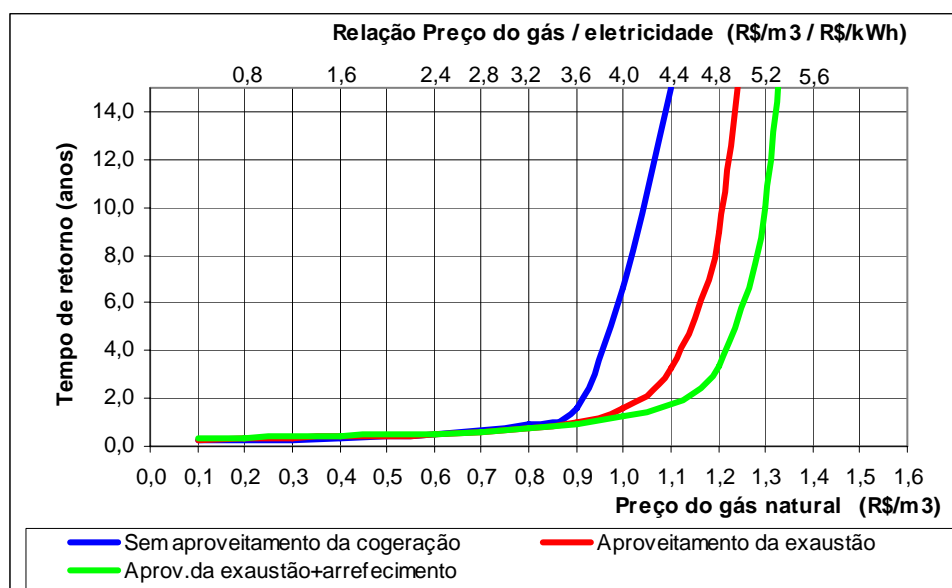


Figura 7.13 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,2512R\$/kWh e $f_u = 70\%$.

Neste caso com aproveitamento dos gases e da refrigeração, um valor de 1,2 R\$/m³ de gás, daria um retorno de aproximadamente 7 anos, e uma relação entre preço do gás e eletricidade de aproximadamente 4,8 R\$/m³/R\$/kWh. O valor do gás seria possível, pelo volume médio anual de 79.585 m³/mês, em cogeração ou segmento energético. A relação começa a ficar mais interessante e plenamente viável

7.10 Análise do motor de 596 kW da PETROBRAS para fator de utilização 50%

Tabela 7.7 Aproveitamento dos gases e refrigeração, taxa de juros de 12% ao ano e fator de utilização $f_u = 50\%$ e valor médio da eletricidade 0,1873 R\$/kWh.

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus. + Refr.
Fator de utilização das bombas	f_u	50%	50%	50%	50%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano	2.900.533,33			
	kWh/ano		7.251.333,33	7.251.333,33	7.251.333,33
Energia aproveitada na cogeração (acumulada)	kJ/s			225,68	137,18
	kJ/s				362,86
Exergia total	kWh/ano			988.478,40	1.589.326,80
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	26,14 R\$/kW	R\$			
Demanda f.ponta	12,1 R\$/kW	R\$	86.539,20		
Energia na ponta	0,19 R\$/kWh	R\$			
Energia f.ponta	0,09 R\$/kWh	R\$	456.834,00		
total energia elétrica	R\$	543.373,20			
Consumo de gás natural	m³/ano		682.157,42	682.157,42	682.157,42
Custo anual de manut./oper.					
motor a gás	0,008 R\$/kWh	R\$		20.883,84	20.883,84
motor elétrico	0,002 R\$/kWh	R\$	5.220,96		

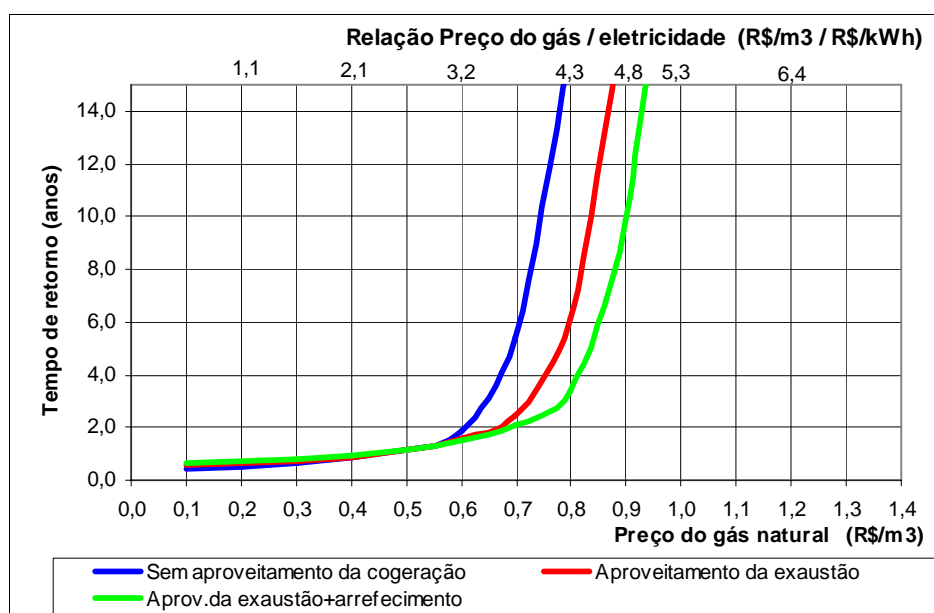


Figura 7.14 Tempo de retorno para vários aproveitamentos de exergia do motor a combustão. Preço médio da eletricidade 0,1873 R\$/kWh e $f_u = 50\%$.

Neste caso com aproveitamento dos gases e da refrigeração, um valor de 0,8 R\$/m³ de gás, daria um retorno de aproximadamente 4 anos, e uma relação entre preço do gás e eletricidade de aproximadamente 4,3 R\$/m³/R\$/kWh. O valor do gás seria possível, pelo volume médio anual de 56.846 m³/mês, em cogeração ou segmento energético.

7.11 Análise econômica pelo enfoque termoeconômico.

O estudo termoeconômico baseia-se na análise econômica levando em conta o comportamento térmico do sistema. Os principais tópicos relacionados a termoeconomia segundo El-Sayed, (2003), são: termodinâmica, mecânica dos fluidos, transferência de calor, economia e otimização.

Negri, Vieira e Oliveira Jr. (1999), e Pellegrini, Costa, Oliveira Jr. (2005) dividem os critérios de análise termoeconômica, assim como Kotas, (1995) em:

- **Método da igualdade** - onde o custo específico dos gases de escape tem o mesmo valor que a energia elétrica ou (trabalho útil final), ou seja o custo da instalação é igualmente dividido entre o equipamento e os gases de escape.

$$c_{\text{igual}} = \frac{E_{\text{in}} c_{\text{comb}} + \text{Inv}_t}{E_{\text{out}} + W_{\text{util}}} \quad (7.21)$$

- **Método da extração** – onde o custo específico dos gases de escape tem o mesmo valor do combustível fornecido ao módulo, o custo da máquina é descarregado para a energia elétrica (ou trabalho final).

$$c_{\text{extr.}} = c_{\text{comb.}} \left[\frac{E_{\text{in}} - E_{\text{out}}}{W_{\text{util}}} \right] + \frac{\text{Inv}_t}{W_{\text{util}}} \quad (7.22)$$

- **Método da eletricidade** – apenas a eletricidade é valorizada, sendo os gases de escape considerados como subproduto e sem qualquer valor.

$$c_{\text{elétr.}} = \frac{E_{\text{in}} c_{\text{comb}} + \text{Inv}_t}{W_{\text{util}}} \quad (7.23)$$

Como o presente trabalho cuidará apenas de comparação de custos de equipamentos energias primárias diferentes, o método a ser aplicado será o método da igualdade.

O custo específico do equipamento (R\$/s) pode ser dado pela equação:

$$\dot{C}_{\text{EQ}} = \frac{C_{\text{EQ}} \cdot f_{\text{rc}} \cdot f_{\text{O\&M}}}{3600 \cdot h_{\text{ano}} \cdot f_u} \quad (7.24)$$

C_{EQ} = custo de equipamento (R\$);

f_u = fator utilização;

f_{rc} = fator de recuperação do capital

$$f_{\text{rc}} = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (7.25)$$

O custo total anual do processo ou equipamento é dado por:

$$\dot{C}_{\text{total}} = \sum_{\text{Equipamentos}} \dot{C} + c_{\text{CH}_4} \cdot \dot{B}_{\text{CH}_4} \quad (7.26)$$

Onde:

c_{CH_4} = custo exergético do gás (R\$/kW)

\dot{B}_{CH_4} = fluxo de exergia do gás natural (kW/s)

Utilizando as fórmulas acima para a análise da substituição do motor elétrico pelo motor de combustão interna no caso estudado anteriormente do motor de 932 kW com fator de utilização $f_u=0,70$, tempo de vida útil dos equipamentos $n= 20$ anos, preço do gás natural $1,00 \text{ R\$/m}^3$ e preço da energia elétrica $0,1865 \text{ R\$/kWh}$, tem-se os seguintes resultados:

- **Custo por kW do equipamento pelo método da igualdade:**

- Para o motor a combustão:

$$c_{\text{mcomb}} = \frac{52050.0,034.1,11 + 690000}{856,96 + 932} = 386,00 \text{ R\$/kW}$$

- Para o motor elétrico:

$$c_{\text{meletrico}} = \frac{0,1865.932 + 160000}{932} = 171,86 \text{ R\$/kW}$$

- **Custo específico do equipamento**

- Para o motor de combustão

$$\dot{C}_{\text{mcomb}} = \frac{690000.0,1338.1,0552}{3600.8760.0,70} = 0,0044 \text{ R\$/s}$$

- Para o motor elétrico

$$\dot{C}_{\text{melétr.}} = \frac{160000.0,1338.1,0794}{3600.8760.0,70} = 0,0010 \text{ R\$/s}$$

- **Custo total operacional anual do equipamento**

- Para o motor de combustão: (pelo custo aparente utilizado anteriormente, R\$ 1,00 = R\$ 0,7513)

$$\dot{C}_{\text{mcomb}} = 0,0044 + 0,7513.0,0677 = 0,0553 \text{ R\$/s}$$

$$C_{\text{total anual}} = 0,0553.8760.3600.0,70 = 1.220.758,56 \text{ R\$/ano}$$

- Para o motor elétrico:

$$C_{\text{melétr.}} = 0,0010 + 0,1865 \cdot 0,2877 = 0,0546 \text{ R\$/s}$$

$$C_{\text{totalanual}} = 0,0546 \cdot 8760 \cdot 3600 \cdot 0,7 = 1.206.355,17 \text{ R\$/ano}$$

7.12 Comparação entre a análise econômica e a análise termoeconômica.

O estudo a seguir pretende comparar as fórmulas para uma avaliação termoeconômica com a análise econômica tradicional, executada dentro dos valores da engenharia econômica.

Para isso foi considerada a seguinte configuração, semelhante a anterior, com os parâmetros:

Motor elétrico: $f_{\text{O\&M}} = 6\%$ do custo do equipamento ao ano ou,

$$c_{\text{O\&M}} = \text{R\$ } 11.400,00 / \text{ano}$$

Motor de combustão: $f_{\text{O\&M}} = 8\%$ do custo do equipamento ao ano ou,

$$c_{\text{O\&M}} = \text{R\$ } 55.200,00 / \text{ano}$$

Tarifa média da energia elétrica: R\$ 0,18 / kWh

Tarifa média do gás natural para cogeração: R\$ 0,64 / m³ (segmento de cogeração).

A tabela 7.8 apresenta a comparação entre as duas análises, tendo o custo específico do equipamento a fórmula 7.24, onde o fator de manutenção é multiplicado pelo investimento no equipamento.

Tabela 7.8 Comparação entre análise econômica e termoeconômica com a fórmula (7.24).

		Análise econômica		Análise termoeconômica	
		Motor Elétrico	Motor de Combustão	Motor Elétrico	Motor de Combustão
Potência	kW	932	932	932	932
Rendimento		90%	36%	90%	36%
Preço do motor	R\$	160.000,00	690.000,00	160.000,00	690.000,00
Custo da eletricidade	R\$/kWh	0,18000		0,18000	
Consumo de gás	m ³ /ano		1.493.421,14		1.493.421,14
Custo do gás natural	R\$/m ³		0,64		0,64
Custo de manutenção $c_{\text{O\&M}}$	R\$/ano	11.400,00	55.200,00	11.400,00	55.200,00
Fator de O&M sobre a Potência $f_{\text{O\&M}}$		6%	8%	6%	8%
Custo específico do equipamento	R\$/s			0,0015	0,0067
Custo anual do motor elétrico	R\$/ano	1.173.530,34	1.093.468,42	1.175.812,80	1.103.311,53

Fonte: Valores calculados pelo autor.

Existe ainda a possibilidade de tornar as despesas de operação e manutenção como custos anuais e não incorporados ao investimento.

Nesse caso a fórmula (7.23) poderia ser escrita da seguinte forma:

$$\dot{C}_{EQ} = \frac{C_{EQ} \cdot frc + c_{O\&M_{ano}}}{3600 \cdot h_{ano} \cdot f_u} \quad (7.27)$$

A tabela 7.9 apresenta a comparação entre as análises econômicas e termoeconômicas com a utilização do critério que emprega a fórmula (7.27).

Tabela 7.9 Comparação entre análise econômica e termoeconômica com a fórmula (7.27).

		Análise econômica		Análise termoeconômica	
		Motor Elétrico	Motor de Combustão	Motor Elétrico	Motor de Combustão
Potência	kW	932	932	932	932
Rendimento		90%	36%	90%	36%
Preço do motor	R\$	160.000,00	690.000,00	160.000,00	690.000,00
Custo da eletricidade	R\$/kWh	0,18000		0,18000	
Consumo de gás	m ³ /ano		1493421,135		1493421,135
Custo do gás natural	R\$/m ³		0,64		0,64
Custo de manutenção $c_{O\&M}$	R\$/ano	11.400,00	55.200,00	11.400,00	55.200,00
Fator de O&M sobre a Potência $f_{O\&M}$		6%	8%	6%	8%
Custo específico do equipamento	R\$/s			0,0010	0,0045
Custo anual do equipamento	R\$	1.163.493,03	1.044.866,73	1.165.697,28	1.055.497,29

Fonte: Valores calculados pelo autor.

Pode-se notar, que os valores dos dois tipos de análises e das duas fórmulas apresentadas, possuem valores bem próximos.

Em ambos os casos, o motor de combustão interna a gás natural trabalhando em cogeração é a melhor opção, possuindo o menor custo anual em comparação com o motor elétrico. O cálculo detalhado, executado no Excel, pode ser verificado no APÊNDICE H.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Os estudos realizados neste trabalho, feitos através de análises e comparações, permitem se chegar as seguintes conclusões:

- A utilização do gás natural tende a ocupar lugar de destaque na matriz energética brasileira, como vem acontecendo em todo o mundo. Desta forma, várias alternativas para o uso do gás natural devem ser analisadas do ponto de vista econômico e tecnológico.
- Substituir eletricidade, obtida por uma central térmica a gás natural, pode representar uma vantagem energética e econômica para a sociedade, obtendo uma maior participação da iniciativa privada na decisão do seu uso, conforme os interesses de aplicação.
- O transporte do gás natural para ser utilizado como energia final, quando na obtenção de força motriz através de um motor de combustão interna, é economicamente mais vantajoso que a transmissão e distribuição da eletricidade gerada em uma central termoelétrica, para a alimentação de um motor elétrico no mesmo local de consumo.
- Dentre as aplicações do gás natural como energia final, encontra-se a possibilidade de sua utilização diretamente como força motriz no acionamento de inúmeras máquinas, entre elas as máquinas de fluxo; neste caso, uma alternativa interessante é a utilização do motor de combustão interna a gás natural em substituição ao motor elétrico.
- O avanço tecnológico dos motores de combustão a gás natural vem se dando de maneira bastante acentuada, tornando-o atraente para a faixa entre 200 kW e 6.000 kW, quando comparado com as turbinas e microturbinas a gás.

- Quando comparado com o motor elétrico, para o acionamento de máquinas de fluxo, o motor de combustão interna a gás natural possui em geral, situações vantajosas em termos de economia, como por exemplo, em partidas frequentes e/ou em funcionamento com cargas parciais.
- O custo do motor de combustão interna quando comparado com o motor elétrico pode apresentar certa restrição imediata ao investidor; esta pesquisa contribui como ferramenta de decisão com relação a requisitos importantes frequentemente descartáveis.
- Com relação às emissões, o motor de combustão interna não apresenta desvantagens significativas quando comparado com as grandes turbinas a gás natural utilizadas nas centrais termoeletricas. Neste caso, o uso de catalisadores de vários tipos para os motores de combustão interna vem apresentado bons resultados no controle de emissões gasosas, principalmente: NO_x, CO₂, CO e SO_x.
- No Brasil, dois fatores podem ser destacados como barreiras nesta substituição: a falta conhecimento maior da tecnologia, pelo menos no que se refere a busca de transformação de motores automotivos em motores estacionários a gás natural e, principalmente a razão entre o preço do gás natural e a preço da eletricidade.
- Devido às curvas das análises econômicas apresentarem grande sensibilidade, motivadas principalmente pela razão entre o preço do gás natural e da energia elétrica, uma solução viável é utilizar o motor de combustão no acionamento de força motriz, aproveitando os gases de combustão para cogeração. O preço atual do gás natural para cogeração, praticado pela concessionária, apresenta valores vantajosos que pode viabilizar a utilização do motor de combustão a gás natural.
- As análises, exérgica e termoeconômica, podem servir como termos de comparação, não se tornando necessariamente ferramentas indispensáveis para essa análise. Contudo, é interessante utilizar tais ferramentas para uma comparação com a análise energética e econômica.

- Os casos estudados no capítulo 7 podem ser enquadrados para uma negociação junto a concessionária em “cogeração para uso próprio”, cuja tarifa de gás natural pode ser extremamente atraente; para 100.001 m³/mês, o valor é 0,61 R\$/m³.
- Estudos relacionados à aplicação dos motores de combustão interna no acionamento de outras máquinas como: laminadores, compressores, esteiras de minérios e materiais a granel, podem ser realizados.
- Estudos para uma faixa de tarifa de gás natural que contemple o acionamento de força motriz em diversos setores podem ser incrementados pelas concessionárias de gás natural, equivalente aos já existentes para geração de energia, veicular, cogeração e matéria prima.
- Estudos sobre os efeitos nocivos que os harmônicos causados na rede elétrica pelos transitórios oriundos das partidas, do funcionamento em regimes de cargas parciais e do uso do inversor de frequência, podem ser matéria interessante para pesquisas futuras.

REFERÊNCIAS

ABB. ACS 1000 - *Medium voltage AC drives for speed torque control of 315-5000 kW motors* (Catálogo). Medium Voltage Drives, ABB Switzerland Ltd, Switzerland. 2006.

ABB. ACS 6000 - *Medium voltage AC drives for speed torque control of 3-27 MW motors* (Catálogo). Medium Voltage Drives, ABB Switzerland Ltd, Switzerland. 2005.

ANDERSON, M. K.; ASSANIS, D. N.; FILIPI, Z. *First and second law analyses of naturally aspirated, Miller Cycle, SI engine with late intake valve closure*. International Congress SAE, technical paper series. Detroit, Michigan, USA. 1998.

ANP (Agência Nacional do Petróleo). *Dados estatísticos sobre gás natural, cartogramas*. www.anp.gov.br, acessado em 2005/2006.

ARES-Advance Reciprocating Engine Systems. *Gas engines for today & beyond*. Reprinted with permission: Diesel & Gas Turbine Worldwide. Chicago, USA. 2003

AZEVEDO NETO, J. M.; ALVAREZ, G. *Manual de Hidráulica*. Editora Edgard Blücher Ltda. Volume 1, 7.a edição, revisada e ampliada. S. Paulo. 1986.

BADEER, G. H. *GE aeroderivative gas turbines – design and operating features*. GE Power Systems, Ohio, USA. 2000.

BARCELLOS, P.F.P. *Carvão x gás natural – Associação energética estratégica do mercosul no século XXI*. 1.a edição, Editora Ortiz, Porto Alegre, Brasil. 1995.

BARCLAY, F. J. *Combined power and process – an exergy approach*. Professional Engineering Publishing Limited, second edition. London, UK. 1998.

BEJAN, A.; TSATSARONIS, G.; MORAN, M. *Thermal design & optimization*. John Wiley & Sons. 1.a edition. USA. 1996.

BEJAN, A. *Entropy generation minimization*. CRN Press. 1. a edição. Boca Raton, Florida, USA. 1996.

BENSON, B. *Experience with Capstone and Ingersoll Rand microturbines using wast fuels*. DOE/CETC. Candra Work Shop, Calgary, Canadá. 2003.

BNDES-Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. *Energia Elétrica no Brasil: Reaspecto e perspectivas*. Informe Infra - Estrutura n.o 13. Rio de Janeiro. 1997.

BOEHM, R. F. *Design analysis of thermal Systems*. John Wiley & Sons, 1.a edição. USA. 1987.

BOYCE, M. P. *Gas turbine engineering handbook*. Editora Gulf Professional Publishing, 3.a edição. USA. 2006.

BP-Bristol Petroleum. *Statistical Review of World Energy-2005*. Produced by Pauffley Ltd. London, UK. www.bp.com/statisticalreview, acessado em outubro de 2005.

BRAGA F., W. *Transmissão de calor*. Editora Thomson, 1.a edição. S. Paulo. 2004

BRAN, R.; SOUZA, Z. *Máquinas de fluxo: turbinas, bombas e ventiladores*. Ao Livro Técnico S. A., 1.a edição. Rio de Janeiro, 1969.

CAMPANA, S. ; OLIVEIRA FILHO, D. ; SOARES, A.A. et al . *Inversores de frequência - uma alternativa para racionalização da energia elétrica em sistemas de irrigação pivô central. Encontro de energia no meio rural*. Agrener. UNICAMP. Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético. Campinas. 2000.

CAPSTONE. *Advanced micro turbine systems*. Catálogo para as microturbinas a gás natural de 30 e 60 kW. Califórnia, USA. www.capstone.com , acessado em 08/01/2006. 2003.

CATERPILLAR, Inc. *Catálogo de especificações para o motor G3636 LE a gás natural*. Gas-Fired Distributed Energy Resource. Technology Characterizations. Virginia, USA. 2003.

CATERPILLAR, Inc. *Gas engines application and installation guide: Gas engine emissions*. Catálogo da série G3600 – G3300. USA. 1997.

CATON, J. A. *Results from second-law of thermodynamics for a spark ignition engine using an engine cycle simulation*. Technical Conference of the ASME Internal Combustion Engine Division. Texas A & M University, Department of Mechanical Engineering, USA. 1999.

CELG-COMPANHIA ENERGÉTICA DE GOIÁS. *Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica*. Demonstrativos Contábeis, 2002. Goiás.

CEPEL. *Estudo comparativo de microssistemas de geração baseados em combustíveis*. Relatório técnico, DPP/PER-1165/01. Rio de Janeiro, Brasil. 2001.

CIPOLI, J.A. *Engenharia de Distribuição*. Editora Quality Mark. 1.a edição, 1988. S. Paulo.

COAST INTELLIGENT, Inc. *Especificações do grupo gerador modelo 55- IC*. Power Generation systems. Especificação de motor 55 kW. 2004.

COMGÁS – Companhia de Gás de São Paulo. *Dados referentes à distribuição do gás natural no setor industrial*. www.comgas.com.br, acessado em 2005, 2006. São Paulo.

CUMMINS ENGINE COMPANY. *Catálogo de especificações do motor QSV91G 1200*. Columbus, USA. 2002.

CUMMINS ENGINE COMPANY. *Technology development for the Cummins QSK60 natural gás engine*. Catálogo de especificações e apresentação. Columbus, USA. 2004.

DA CRUZ, D. A. *Proposta para redução de custos operacionais do sistema de transporte pneumático aeromóvel*. Monografia. UFRGS. Porto Alegre. 2005.

DE MATTOS, E. ; DE FALCO, R.. *Bombas industriais e de processos*. Editora Interciência, 2.a edição. Rio de Janeiro, 1998.

DE MORAES, S. E. *O Mercado de Gás Natural no Estado de S. Paulo*. Dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia para obtenção do título de Mestre, da Universidade de S. Paulo. 2003.

DIGEST OF UNITED KINGDOM ENERGY STATISTICS. ISBN-011-5154639. *Department of Industry Publication of Government (Statistical Service)*. London, 2003.

DUGGAL; V. K., LYFORD; E. J., WRIGTH; J. F. *Development of the high pressure direct, ultra low NO_x natural gas engine*. NREL-National Renewable Energy Laboratory. Cummins, Inc. Indiana, USA. 2004.

EDGERTON; S. W., GRECO; J. L., WALSH; S.. *Stationary Reciprocating Internal Combustion Engines-Updated information on NO_x emissions and control techniques*. EPA contract N.o 68-D98-026. US Environmental Protection Agency. NC, USA.2000.

EDSON INTERNATIONAL. *Califórnia – Arizona Project*. www.edison.com/pressroom/pr.asp?. Acesso em 11/02/2006.

EEA- Energy and Environmental Analysis, Inc. *Assessment of emission control technologies for distributed resource options*.GRI/EPRI Report. Washington, DC., USA. 1999.

EI-SAYED Y.M. *The thermoeconomics of energy conversions*. 1.a edição. Elsevier Ltd. Oxford. UK. 2003.

ENERGAS – Empresa Chilena de Gás. *Bombeamento com utilização de motores de combustão*. www.energass.cl, acessado em julho de 2005.

ENERGY NEXUS GROUP. *Performance and cost trajectories of clean distributed generation*. The Energy Fundation, USA. 2002.

EPA-Environmental Protection Agency. *Direct emissions from stationary combustion*. Stationary Combustion Source-Guidance. EPA430-K-04-002. Washington DC, USA.2004.

FADIGAS, E.A.; REIS, L.B.; RAMOS, D. S. *Comparação econômica entre transporte de gás e linha de transmissão*. XV Seminário Nacional de produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, Paraná. 1999.

FARREL; A. STRACHAN. *Air pollution consequences of distributed generation*. Paper presented at electric utilities environmental conference. Arizona, USA. 2002.

FUKUZAWA, Y.; SHIMODA, H.; ENDO, H.; et al. *Development of efficiency cycle Miller gas engine*. Mitsubishi Heavy Industries, Ltd. Technical Review, Vol. 38, n.o 3, Japão. 2001.

GASNET. *Mais gás e incertezas na política de gás natural no Brasil*. Revista GASNET. Artigo publicado em www.gasnet.com.br, 2004, acessado em julho de 2005.

GE-JENBACHER. *Generacion y cogeneracion com motores de combustion interna a gás.* Portfolio Motores Reciprocantes. México DF. 2002.

GIS DEVELOPMENT. *Requirement of modern survey techniques for expeditious planning & implementation of transmission lines projects.* www.gisdevelopment.net/application/utility/power/utilityp.0019pf.htm. Acesso em 11/02/2006.

GELLER, H.. *O Uso Eficiente da Eletricidade - Uma Estratégia de Desenvolvimento para o Brasil.* INEE / PROCEL. Rio de Janeiro. 1992.

HEISLER, H. *Advanced engine tchnology.* SAE ISBN 1 56091 734 2 , reimpressão da 1.a edição. USA. 1995.

HILSDORF; J. W. *Química tecnológica.* 1.a edição. Editora THOMSON. S. Paulo, Brasil. 2004.

HINRICHS; R. A., KLEINBACH; M.. *Energia e meio ambiente.* Tradução da 3.a edição americana. Editora THOMSON. S. Paulo, Brasil. 2004.

HOFFMAN, R. D. *All about pumps.* The Animated Software Company. CD com mais de 60 tipos de bombas. Carlsbad, California, USA. 1998.

HYDRAULIC INSTITUTE. *Improving pump system performance – a source book for industry.* Prepared for The United States Department of Energy – Motor Challenge Program. New Jersey, USA. 1999.

IEA- International Energy Agency. *Key World Energy Statistics – 2005* (dados de 2003). Paris, França, 2005.

INGERSOLL-RAND P.W. *Catálogo das turbinas da Ingersoll Rand 70 kW.* Ingersoll-Rand Energy Systems. USA. www.irpowerworks.com, acessado em 20 de outubro de 2005.

KAWASAKI Gas Turbine. *Industrial turbines-combustion technology-Catalytic Combustion System.* Kawasaki Motors Corp., Michigan, USA.2003. www.kawasaki.com/gtd, acessado em 2005.

KEHLHOFER, R. H.; BACHMANN, R.; NILSEN, H.; WARNER, J. . *Combined – Cycle gas steam turbine power plants.* 2.a edição. Penn Well Publishing Company. Oklahoma, USA.1999.

KIAMEH, P. *Power Generation Handbook: Selection, applications, operations and maintenance.* McGraw – Hill, 2.a edition. New York, USA. 2003.

KOTAS, T. J. *The exergy method of thermal plant analysis.* Reimpressão. Krieger Publishing Company. Florida, USA. 1995.

KSB. *Catálogos de bombas centrífugas ETA, ANS, Meganorm, WL/WK/WKL .* KSB Bombas Hidráulicas. Várzea Paulista, S. Paulo. 2004.

- KUBESH, J. T. *Development of a throttless natural gas engine*. Final Report-Southwest Research Institute. NREL-National Renewable Energy Laboratory- Texas, USA.2002.
- LEVENSPIEL, O. *Termodinâmica amistosa para engenheiros*. 1.a edição. Editora Edgard Blücher. S. Paulo, SP. 2002.
- LA ROVERE, È. L.; ROSA, L. P.; RODRIGUES, A. P. . *Economia e Tecnologia da Energia*. Editora Marco Zero/FINEP, 1.a edição, Rio de Janeiro, 1985.
- LERNER, E. J. *What´s Wrong With Electrical Grid?* The Industrial Physicist. American Institute of Physics. Nov.2003. Page. 8-13.
- LICHTY; L. C. *Internal Combustion Engines*. 6.a edição. Mcgraw-Hill, Kogakusha. Tokio. Japão.1951.
- LIMA, E. P. C.. *Mecânica das Bombas*. Editora Interciência 2.a edição. Rio de Janeiro, 2003.
- LITTLE; A. D. *Opportunities for micropower and fuel cells/gas turbine hybrid systems in industrial applications*.Vol.I, main text. Massachusetts, USA. 2000.
- LOBANOFF, V. S.; ROSS, R. R. *Centrifugal Pumps – Design & Application*. 2.a edição. Gulf Publishing Company. Huston, Texas, USA. 1992.
- LOBOSCO, O.S.; DIAS, J.P.C. *Seleção e aplicação dos motores elétricos*. SIEMENS S.A. e McGraw Hill. Vol. I e 2. S. Paulo. 1988.
- LORA, E.E.S.; NASCIMENTO, M.A.R.. *Geração termoelétrica: planejamento, projeto e operação*. 1.o vol., 1.a edição. Editora Interciência. Rio de Janeiro. 2004.
- MACINTYRE, A. J. *Bombas e Instalações de Bombeamento*. .Editora LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., 2.a edição revista. Rio de Janeiro. 1997.
- MACINTYRE, A. J. *Equipamentos industriais e de processos*. .Editora LTC - Livros Técnicos e Científicos Editora S. A., 1.a edição. Rio de Janeiro. 1997.
- MACINTYRE, A. J. *Instalações hidráulicas prediais e industriais*. 2.a edição. Guanabara Dois. Rio de Janeiro. 1988.
- MACMILLIAN, M. H. *Laser ignition development*. National Energy Technology Laboratory. US Department of Energy, Arlington, Virginia, USA. 2005. www.energetics.com/depeerreview05/pdfs/presentations/recips/re_b1-6.pdf, acessado em 02/02/2006.
- MAMEDE F., J. *Instalações elétricas industriais*. Livros Técnicos e Científicos Editora, 4.a edição. Rio de Janeiro, Brasil. 1995.
- MATTHEWS, R. *Reduce Engine Friction and Wear*. The University of Texas, Cooperative Agreement DE-FC26-01NT41337, Austin, Texas, USA. 2003. www.osti.gov/energycitations/servlets/purl/821853-pYGqIU/native/821853.pdf, acessado em outubro de 2005.

MEINCK, M. *The complete guide to stationary gas engines*. MBI Publishing Company. 1.a edição. Wisconsin, USA. 1996.

MELO, F. *Aplicações de motores a gás em cogeração*. GasNet, o site do gás natural. 10 pág. www.gasnet.com.br/artigos/artigos_view2.asp?cod=56, acessado em nov. de 2004.

METROGAS. *Tarifa Internacional de Gás Natural: Comparação Internacional*. www.metrogas.com.ag. Acesso em janeiro 2006.

MILLER, J.E.. *The reciprocating pump: theory, design and use*. Krieger Publishing Company, 2.a edição. Flórida, USA, 1995.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Balanço Energético Nacional 2002*. Brasília, Brasil. 2003.

MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE - CONAMA. *Resolução N.º 15, de 29 de outubro de 2002. Etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares*. PROCONVE. Diário Oficial da União. Brasília. 2002.

NEBER; J. B., SIEBERS; D. L.; DI JULIO; S. S., WESTBROOK; C. K. . *Natural gas auto ignition under diesel conditions*. SAE technical paper 942034, USA. 1994.

NEGRI, J.C.; VIEIRA, S.; OLIVEIRA JR, S. *Avaliação termoeconômica como fator comparativo entre configurações de usinas termoelétricas*. XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu, Paraná. 1999.

NREL-National Renewable Energy Laboratory. *Gas-fired distributed energy resource-technology characterizations*. U.S- Department of Energy. V.A., USA. 2003.

NEUMAIER, R.. *Hermetic pumps*. Gulf Publishing, 1.a edição. Texas, USA. 1997.

ONSITE SYCOM. *The market and technical potencial for combined heat and power in commercial/intitutional sector*. ONSITE SYCOM Energy Corporation. Revision 1. Washington, DC, USA. 2000.

PARKER, N. *Using natural gas transmission pipeline cost to estimate hydrogen pipeline cost*. Institute of Transportation Studies. University of California, USA. 2005.

PAULOS, D. M.; TSATSARONIS, G. *Auxiliary equations for determination of specific exergy revenues*. ELSEVIER LTDA, 2006.

PELLEGRINI, L. F.; COSTA, R. P.; OLIVEIRA JR, S. *A atribuição de custos em sistemas energéticos: A termoeconomia como base de cálculo*. XXV ENERGEP. Porto Alegre, RS.2005.

PFLEIDERER, C.; PETERMANN, H. . *Máquinas de fluxo*. Livro Técnico e Científico. Tradução da 4.a edição alemã. Rio de Janeiro, 1979.

PHILIPS, G. *Domestic energy use in the UK, power conversion, transport and use*.2000. www.powerwatch.org.uk; acesso em 10/02/2006.

RAMA, J.C.; GIESECKE, A. *High-speed electric drives – technology and opportunity*. IAS Petroleum and Industry Conference. 1995.

RAVEMARK, D.; NORMAK, B. *Light and invisible- Underground Transmission with HVCD Light*. Revista ABB Review N.º 4, Pág. 25-29. 2005.

ROMERO, J.F.; BERMANN, C. *Macrolocalização das usinas termoelétricas a gás natural no Estado de São Paulo*. Artigo do IIE, USP, S. PAULO. 2005.

SANDERS, D. *Stationary reciprocating internal combustion engines: Updated information on NOx emissions and control techniques*. Revised final report. EPA contract 68-D98-026. North Carolina, USA. 2000.

SANTOS, E. M.; ZAMALLOA, G. C.; VILLANUEVA, L. D.; FAGÁ, M. T. *Gás Natural – estratégias para uma energia nova no Brasil*. Editora Anna Blume, 1.a edição, S. Paulo, Brasil. 2002.

SANTOS, N.O. *Termodinâmica aplicada às termoelétricas -Teoria e prática*. Editora Interciencia, 1.a edição. S. Paulo. 2000.

SCHMIDT, C.E. *Modelamento de motores de combustão interna a gás natural*. Trabalho de graduação, Engenharia Mecânica, UFRGS, Rio Grande do Sul. 2002. www.143.54.70.55/pss/diploct/Carlos_Eduardo_Schmidt_B.pdf, acessado em 05 de outubro de 2006.

SCHWYTER, A.A. *A Regulação da Distribuição de Gás Natural em S. Paulo*. Dissertação apresentada no Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia para obtenção do título de Mestre, da Universidade de S. Paulo, dezembro de 2001. S. Paulo.

SECRETARIA DE ENERGIA DO ESTADO DE S. PAULO. *Balanco Energético do Estado de S. Paulo – BEESP-2004-ano base 2003*. Governo do Estado de S. Paulo, 2004.

SILVA, R. B. *Manual de termodinâmica e transmissão de calor*. Escola Politécnica da USP, Engenharia Mecânica, 3.a edição. S. Paulo. 1970.

SIEMENS. *Catálogos de motores elétricos de baixa tensão*. Siemens Ltda, Automação e Controle. S. Paulo. 2004.

SIEMENS. *Medallion AC motors, selection and pricing guide*. Siemens Motors Service Center. Little Rock, Arkansas, USA. 2004. www.sea.siemens.com/motors, acessado em 01/2006.

SOTA. (State of the Art). *Manual for Reciprocating Internal Combustion Engines*. Department of Environmental Protection. State of New Jersey, USA. 2003. www.State.nj.us/dep/aqpp, acessado em novembro de 2004.

STRAPASSON; A. B. *A energia térmica e o paradoxo da eficiência energética: desafios para um novo modelo de planejamento energético*. Dissertação de Mestrado apresentada no Programa Interunidades de Pós Graduação em Energia da USP. S. Paulo, 2004.

SULZER. *Catálogo de bombas centrífugas CP/CPA; SPP/SPV/SPA e ZA/ZE/ZF*. SULZER Bombas. Publicação SRB-8297, 07/96. S. Paulo. 1996.

TAYLOR; C. F. *Análise dos motores de combustão interna*. Vol. I. Editora Edgard Blücher LTDA. S. Paulo, S. P. 1976.

TGB TRANSPORTADORA BRASILEIRA BOLIVIA-BRASIL S. A. *Informações técnicas do gasoduto Bolívia-Brasil*. www.tgb.com.br. Acesso em agosto de 2005.

U.S. CLIMAT CHANGE TECHNOLOGY PROGRAM. *Transmission and Distribution Technologies-Technology Options for Near and Long Term*. Nov. 2003. Pág. 34 a 35. N. Y.

VAN WYLEN, G. J.; SONNTAG, R. E. *Fundamentos da termodinâmica clássica*. Editora Edgard Blücher Ltda, S. Paulo, Brasil. 1970.

WALL, G. *Exergetics. Exergy, Ecology, Democracy*. Versão preliminar. Suécia. 1998.

WÄRTSILÄ – *Revisão da tecnologia de motores de combustão interna*. Catálogo com as inovações da empresa para os motores de combustão.

WAUKESHA ENGINE . *Advanced natural gás reciprocating engine program*. USDOE – reciprocating engines peer review. Wisconsin, USA. 2002.

WAUKESHA ENGINE. *2006-Power rating. Waukesha Engine family ranges*. Catálogo atualizado do fabricante, 16 páginas. Wisconsin, USA. 2006.

WEG INDUSTRIAS S. A. *Catálogo completo de motores elétricos WEG*. WEG Motores. Jaraguá do Sul. Sta. Catarina, Brasil. 2002

WEG INDUSTRIAS S. A. *Catálogos de inversores de frequência CFW-08 e CFW-09*. WEG Automação. Jaraguá do Sul. Sta. Catarina, Brasil. 2003

WEG INDUSTRIAS S. A. *Motores de indução trifásico, baixa e alta tensão*. WEG Máquinas. Jaraguá do Sul. Sta. Catarina, Brasil. 2004

WEG INDUSTRIAS S. A. *Inversor de frequência de média tensão MVW01*. WEG Automação. Jaraguá do Sul. Sta. Catarina, Brasil. 2004

WILHELM, D. *Reciprocating engines for stationary power generation*. SFA Pacific Inc. Prepared for GRI/EPRI. California, USA. 1999. www.sfapacific.com/. Acessado em dezembro de 2004.

WILLIAMS, R.H.; LARSON, E.D. *Aeroderivative turbines for stationary power*. Annual Review of Energy & Environment. Center for Energy and Environment Studies. Princeton University, New Jersey, USA. 1989.

YANTOVSKII, E. I. *Energy and exergy currents (an introduction to exergonomics)*. Nova Science Publishers, 1.a edição. USA. 1994.

APÊNDICES

		Pág.
APÊNDICE A	Tabela de comparação de preços de fórmulas e linha de tendência dos preços dos equipamentos	174
APÊNDICE B	Comparação de requisitos de partidas para o motor elétrico e o motor a gás natural.....	179
APÊNDICE C	Comparação dos motores trabalhando com cargas parciais e o motor elétrico com inversor de frequência.....	181
APÊNDICE D	Cálculo da exergia dos motores de combustão a gás natural.....	183
APÊNDICE E	Cálculo das exergias física e química para gases de combustão do motor a gás natural de 1000 e 5000 kW.....	187
APÊNDICE F	Análise econômica da comparação dos motores utilizados na SABESP para fatores de utilização de 100%, 70%, e 50%.....	189
APÊNDICE G	Análise econômica da comparação dos motores utilizados na PETROBRAS para fatores de utilização de 100%, 70%, e 50%	195
APÊNDICE H	Comparação entre a análise econômica e a termoeconômica.....	201

APÊNDICE A

Tabela de Comparação de Preços das Fórmulas Conhecidas

M	60 lb/s	1,022						
P2/P1	10							
rendimentc	90%							
temperatur	1100 K							
Aplicando EL-SAYED			k	Ca	M	P2/P1	e	Z
			0,32	50000	60	10	9	1.965.067
Aplicando Bohem			Cr	m	Sr	S	C	
			2300000	0,54	15000	6525	1.467.277	
Aplicando Bejan			C31	C32	C33	C34		
			480	0,92	0,036	54,4	1.502.023	

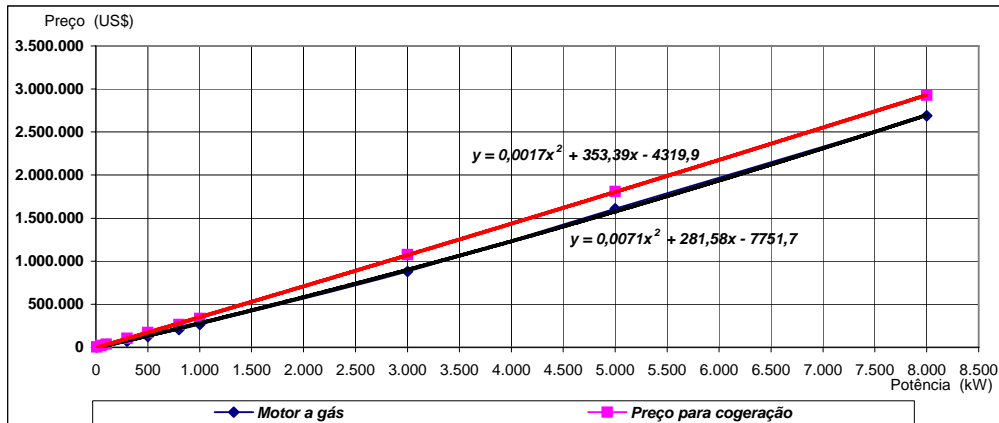
Dados da turbina a gás			
Vazão	m =	60 lb/s	temp T1 = 1100 °C
r=P1/P2	=	10	1373 K
rend.turb.		90%	temp T2 = 500 °C
rend. Ciclo	=	36%	773 K
Potencia Ne	=	6800 kW	Calculada 6525,3 kW
Boyce pag.69			M&S 2005= 1269

Autor	Valores das fórmulas						valor atual US\$
EL-SAYED	k	Ca	M	P2/P1	e	Z US\$	
	0,32	50000	60	10	9	1.965.067	2.133.165,14
					M&S2002	1169	
BOEHM	Cr	m	Sr	S	C US\$		
	2300000	0,54	15000	6525,3	1.467.314	1.467.314	2.327.527,10
					M&S1987	800	
BEJAN	C31	C32	C33	C34	PECgt US\$		
	480	0,92	0,036	54,4	1.514.433	1.514.433	2.183.881,88
					M&S1994	880	
Preço pelo levantamento e gráfico das linhas de tendência							2.300.000,00

Curvas de Tendência de Preços de Equipamentos

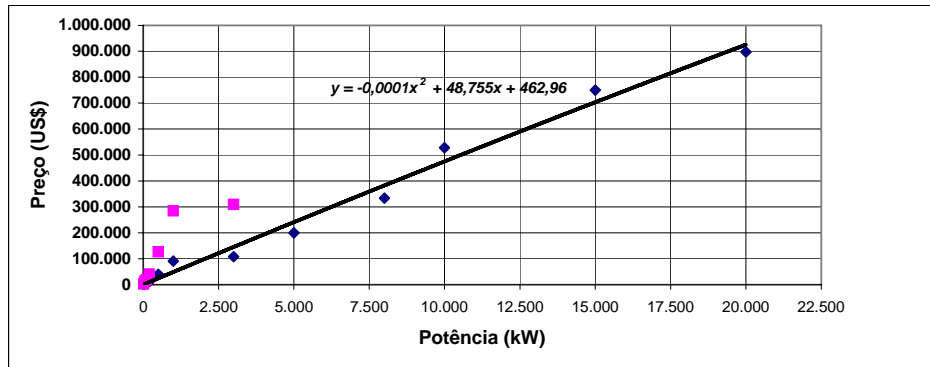
Motores a combustão gás natural

Potência	Preço conj US\$/kW	Preço do conjunto	Preço Gerador	Preço motor	preço aprov. calor US\$/kW	preço aprov. Calor	Preço Cogeração	Preço conj. Inst.
10	580	5800	1740	4060	10	100	4160	
50	540	27000	6200	20800	12	600	21400	
100	500	50000	15000	35000	15	1500	36500	
300	350	105000	31500	73500	100	30000	103500	
500	360	180000	54000	126000	90	45000	171000	
800	370	296000	88800	207200	75	60000	267200	
1000	380	380000	114000	266000	70	70000	336000	
3000	420	1260000	378000	882000	65	195000	1077000	
5000	460	2300000	690000	1610000	40	200000	1810000	
8000	480	3840000	1152000	2688000	30	240000	2928000	



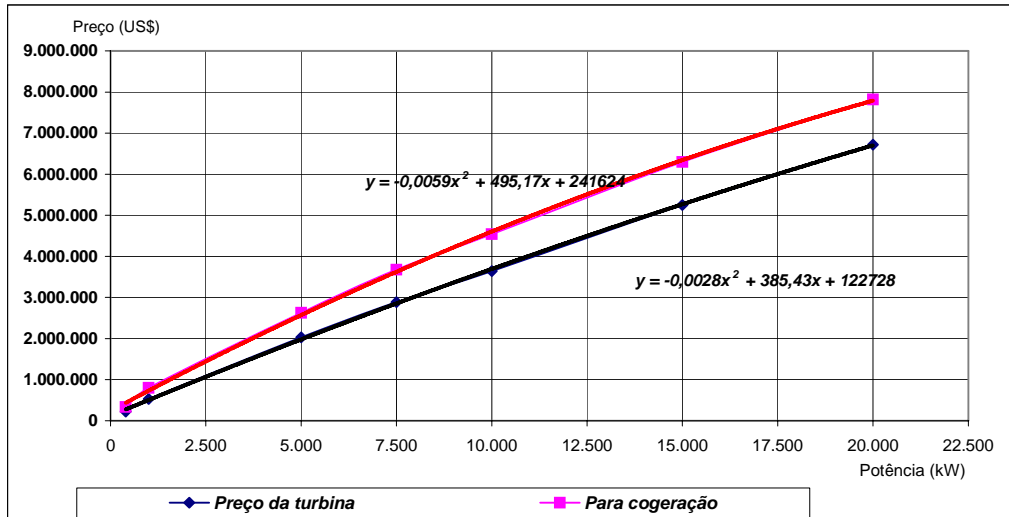
Motores elétricos

Potência	3500 rpm	Preço do 1750 rpm	1120 rpm	Preço chave controle	Preço com Controle	relação inversor/motor	Preço do inversor	Preço Completo
10	265,9	295,5	305,8	118,2	413,6	8,0	2.363,6	2.777,3
50	1.644,5	1.827,3	1.891,2	730,9	2.558,2	6,0	10.963,6	13.521,8
100	2.740,9	3.045,5	3.152,0	1.218,2	4.263,6	5,0	15.227,3	19.490,9
200	7.539,5	8.377,3	8.670,5	3.350,9	11.728,2	3,5	29.320,5	41.048,6
500	25.936,4	28.818,2	29.826,8	11.527,3	40.345,5	3,0	86.454,5	126.800,0
1000	58.213,6	64.681,8	66.945,7	25.872,7	90.554,5	3,0	194.045,5	284.600,0
3000	69.639,5	77.377,3	80.085,5	30.950,9	108.328,2	2,6	201.180,9	309.509,1
5000	133.200,0	148.000,0	153.180,0	51.800,0	199.800,0	2,4	355.200,0	555.000,0
8000	222.463,6	247.181,8	255.833,2	86.513,6	333.695,5	2,2	543.800,0	877.495,5
10000	351.818,2	390.909,1	404.590,9	136.818,2	527.727,3	2,0	781.818,2	1.309.545,5
15000	500.318,2	555.909,1	575.365,9	194.568,2	750.477,3	2,0	1.111.818,2	1.862.295,5
20000	598.090,9	664.545,5	687.804,5	232.590,9	897.136,4	2,0	1.329.090,9	2.226.227,3



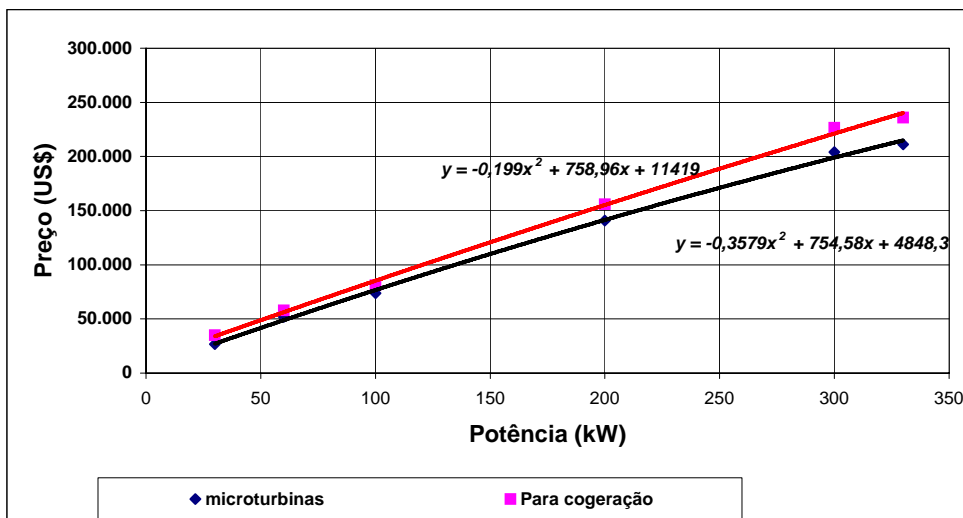
Turbina a gás natural

Potência	Preço conj US\$/kW	Preço do conjunto	Preço Gerador	Preço turbina	preço aprov. calor US\$/kW	preço aprov. Calor	Preço Cogeração	Preço conj. Inst.
400	800	320000	96000	224000	280	112000	336000	
1000	760	760000	228000	532000	270	270000	802000	
5000	580	2900000	870000	2030000	120	600000	2630000	
7500	550	4125000	1237500	2887500	105	787500	3675000	
10000	520	5200000	1560000	3640000	90	900000	4540000	
15000	500	7500000	2250000	5250000	70	1050000	6300000	
20000	480	9600000	2880000	6720000	55	1100000	7820000	



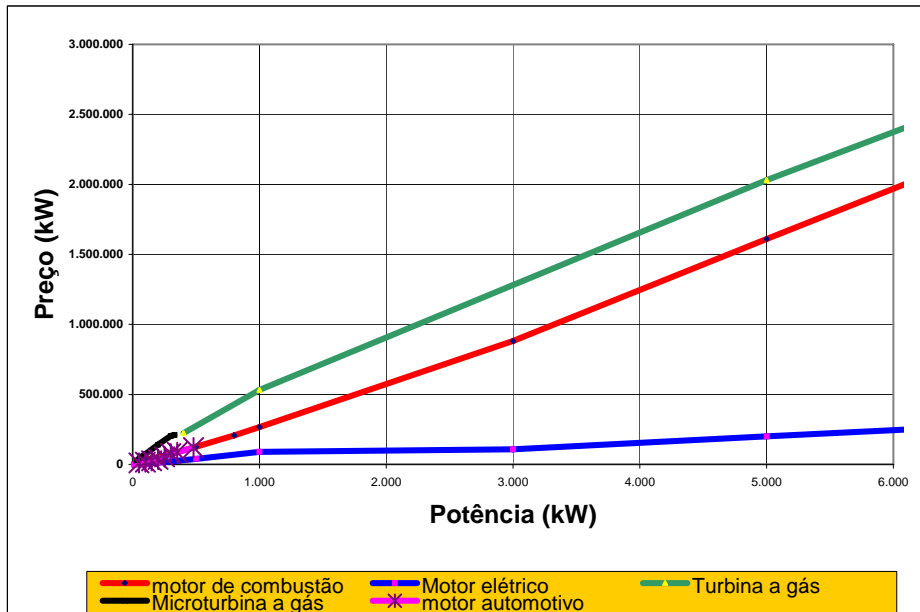
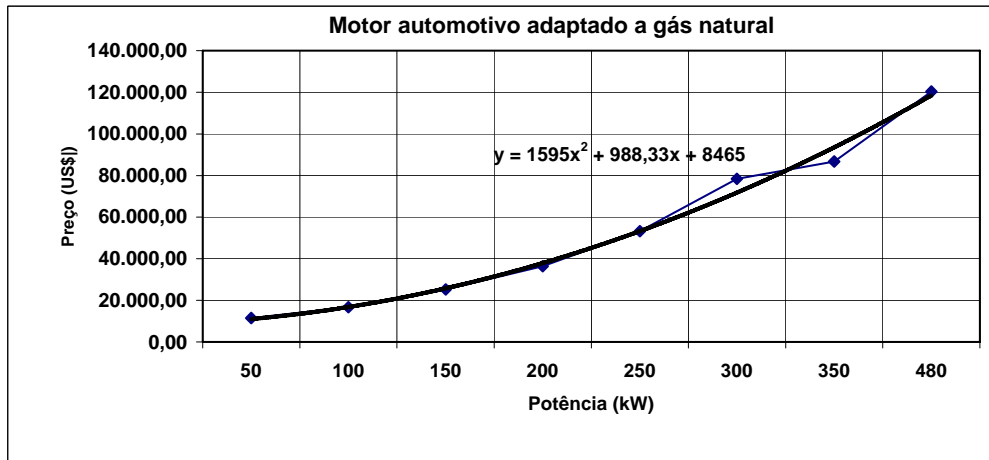
Micro turbina a gás

Potência	Preço conj US\$/kW	Preço do conjunto	Preço Gerador	Preço turbina	preço aprov. calor US\$/kW	preço aprov. Calor	Preço Cogeração	Preço conj. Inst.
30	1110	33300	6660	26640	280	8400	35040	
60	1080	64800	12960	51840	100	6000	57840	
100	920	92000	18400	73600	75	7500	81100	
200	880	176000	35200	140800	75	15000	155800	
300	850	255000	51000	204000	75	22500	226500	
330	800	264000	52800	211200	75	24750	235950	



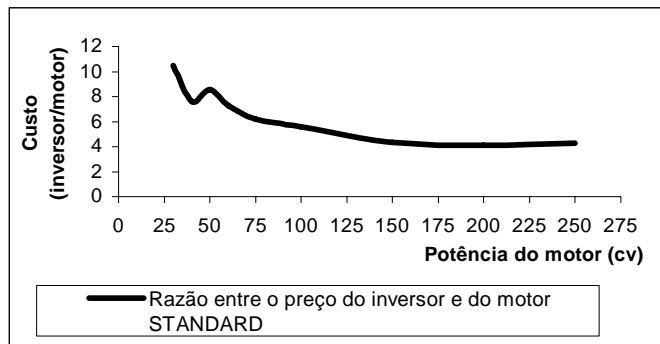
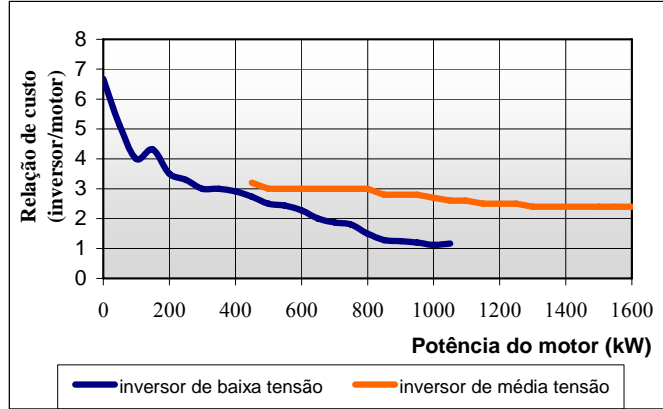
Motores de combustão interna automotivos

Potência	Preço conj US\$/kW	Preço motor	Preço do motor adap. Gás
50		8200	11.480,00
100		12000	16.800,00
150		18000	25.200,00
200		26000	36.400,00
250		38000	53.200,00
300		56000	78.400,00
350		62000	86.800,00
480		86000	120.400,00



Potência kW Relação de custo Inversor/motor

0		
50	6,68	
100	5,12	
150	4	
200	4,31	
250	3,5	
300	3,3	
350	3	
400	3	
450	2,91	3,2
500	2,73	3
550	2,5	3
600	2,43	3
650	2,28	3
700	2	3
750	1,87	3
800	1,8	3
850	1,5	2,8
900	1,28	2,8
950	1,24	2,8
1000	1,2	2,7
1050	1,12	2,6
1097	1,16	2,6
1150		2,5
1200		2,5
1250		2,5
1300		2,4
1350		2,4
1392		2,4
1450		2,4
1500		2,4
1550		2,4
1600		2,4

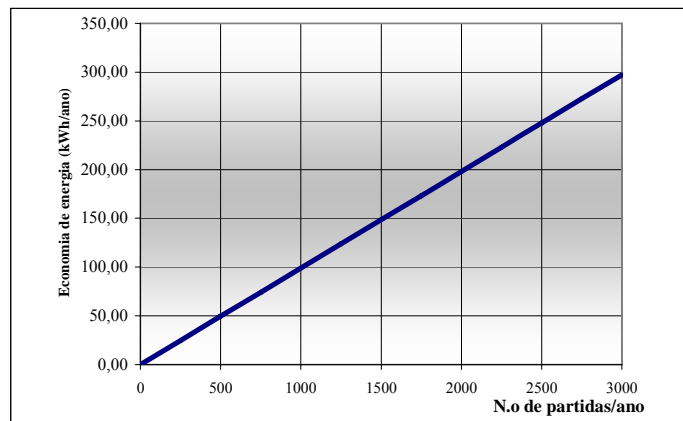


APÊNDICE B

Energia consumida na partida valor
Comparação entre motor elétrico e motor a gás

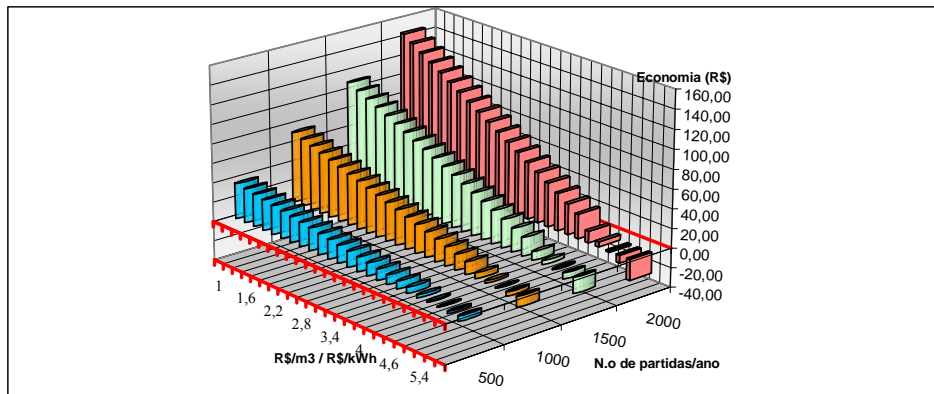
Bomba KSB-ETA tipo 150-50 n=1780 rpm							
Motor WEG, Classe IP 55, IV pólos, 150 kW, 380 V, categoria de conjugado N							
Potência	N=	150 kW	Mom.bomba + acopl.	Jb=	1,8 kg.m ² (KSB)		
rotação	n=	29,67 rps	Mom. Inércia total	Jt=	5,02 kg.m ²		
Tensão	V=	380 Volts	Conj. Médio do motor	Cmm =	953,53 N.m (WEG)		
Corrente Nominal	In=	271 A (WEG)	Conj. Médio da carga	Cmc =	466,96 N.m (WEG)		
Corrente partida	Ip=	2113,8 A	Tempo de partida do motor	t=	1,92 s		
Relação	Ip/In=	7,8 (WEG)	Cos φ na partida do motor	0,4 (Mammede)			
Conjugado Nominal	Cn=	80 kgf.m (WEG)	Demanda na partida	Dp=	556,50 kW		
Conjugado máximo	Cmax=	136 kgf.m (WEG)	Energia na partida	Ep=	0,297 kWh		
Conjugado Partida	Cp=	80 kgf.m (WEG)	Preço da energia elétrica	0,3 R\$/kWh			
Momento de Inercia	Jm=	3,22 kg.m ² (WEG)	Custo total na partida	0,089 R\$			
Motor de combustão a gás natural 150 kW							
rotação rpm	potência kWe	Potência CV	tempo segundos	Energia kWh	Consumo g/kWh	Consumo g	
até 800	40	54,3478	4	0,0444	220	9,771	
800-1000	60	81,5217	2	0,0333	205	6,829	
1000-1200	76	103,261	1	0,0211	198	4,177	
1200-1400	98	133,152	1	0,0272	192	5,223	
1400-1600	120	163,043	1	0,0333	192	6,396	
1600-1800	140	190,217	1	0,0389	195	7,578	
custo do gás natural R\$/m ³	1,00		10	0,1982 kWh	39,974 g de gás		
rendimento do motor	32%			0,6194 kWh	0,056 m ³ de gás		
				Energia na partida kWh	Consumo por ano kwh/ano	Consumo gás m ³ /ano	Custo R\$/ano
MOTOR ELÉTRICO				0,2973	1	0,2973	0,09
MOTOR A GÁS NATURAL				0,1982	1	0,1982	0,06

Número de partidas anuais	Custo		Energia		Economia de energia	
	M. elétrico	M. a gás	M. elétrico	M. a gás		
1	0,09	0,06	0,29728	0,198		0,099
250	22,30	13,88	74,32	49,55		24,771
500	44,59	27,76	148,64	99,10		49,542
750	66,89	41,64	222,96	148,65		74,312
1000	89,18	55,52	297,28	198,20		99,083
1250	111,48	69,40	371,60	247,75		123,854
1500	133,78	83,28	445,92	297,30		148,625
1750	156,07	97,16	520,24	346,85		173,396
2000	178,37	111,04	594,56	396,40		198,166
2250	200,67	124,92	668,88	445,95		222,937
2500	222,96	138,80	743,20	495,50		247,708
2750	245,26	152,68	817,52	545,05		272,479
3000	267,55	166,56	891,85	594,60		297,250



			500		1000		
			elétrica	gás			
0,3	1	0,3	44,59	8,3279	36,26	89,18	16,66
0,3	1,2	0,36	44,59	9,99348	34,60	89,18	19,99
0,3	1,4	0,42	44,59	11,6591	32,93	89,18	23,32
0,3	1,6	0,48	44,59	13,3246	31,27	89,18	26,65
0,3	1,8	0,54	44,59	14,9902	29,60	89,18	29,98
0,3	2	0,6	44,59	16,6558	27,94	89,18	33,31
0,3	2,2	0,66	44,59	18,3214	26,27	89,18	36,64
0,3	2,4	0,72	44,59	19,987	24,61	89,18	39,97
0,3	2,6	0,78	44,59	21,6525	22,94	89,18	43,31
0,3	2,8	0,84	44,59	23,3181	21,27	89,18	46,64
0,3	3	0,9	44,59	24,9837	19,61	89,18	49,97
0,3	3,2	0,96	44,59	26,6493	17,94	89,18	53,30
0,3	3,4	1,02	44,59	28,3149	16,28	89,18	56,63
0,3	3,6	1,08	44,59	29,9805	14,61	89,18	59,96
0,3	3,8	1,14	44,59	31,646	12,95	89,18	63,29
0,3	4	1,2	44,59	33,3116	11,28	89,18	66,62
0,3	4,2	1,26	44,59	34,9772	9,62	89,18	69,95
0,3	4,4	1,32	44,59	36,6428	7,95	89,18	73,29
0,3	4,6	1,38	44,59	38,3084	6,28	89,18	76,62
0,3	5	1,5	44,59	41,6395	2,95	89,18	83,28
0,3	5,2	1,56	44,59	43,3051	1,29	89,18	86,61
0,3	5,4	1,62	44,59	44,9707	-0,38	89,18	89,94
0,3	5,6	1,68	44,59	46,6363	-2,04	89,18	93,27
0,3	6	1,8	44,59	49,9674	-5,38	89,18	99,93

		1500		2000			
	72,53	133,78	24,98	108,79	178,37	33,31	145,06
	69,20	133,78	29,98	103,80	178,37	39,97	138,40
	65,87	133,78	34,98	98,80	178,37	46,64	131,73
	62,54	133,78	39,97	93,80	178,37	53,30	125,07
	59,20	133,78	44,97	88,81	178,37	59,96	118,41
	55,87	133,78	49,97	83,81	178,37	66,62	111,75
	52,54	133,78	54,96	78,81	178,37	73,29	105,08
	49,21	133,78	59,96	73,82	178,37	79,95	98,42
	45,88	133,78	64,96	68,82	178,37	86,61	91,76
	42,55	133,78	69,95	63,82	178,37	93,27	85,10
	39,22	133,78	74,95	58,83	178,37	99,93	78,43
	35,89	133,78	79,95	53,83	178,37	106,60	71,77
	32,55	133,78	84,94	48,83	178,37	113,26	65,11
	29,22	133,78	89,94	43,84	178,37	119,92	58,45
	25,89	133,78	94,94	38,84	178,37	126,58	51,78
	22,56	133,78	99,93	33,84	178,37	133,25	45,12
	19,23	133,78	104,93	28,85	178,37	139,91	38,46
	15,90	133,78	109,93	23,85	178,37	146,57	31,80
	12,57	133,78	114,93	18,85	178,37	153,23	25,14
	5,91	133,78	124,92	8,86	178,37	166,56	11,81
	2,57	133,78	129,92	3,86	178,37	173,22	5,15
	-0,76	133,78	134,91	-1,14	178,37	179,88	-1,51
	-4,09	133,78	139,91	-6,13	178,37	186,55	-8,18
	-10,75	133,78	149,90	-16,13	178,37	199,87	-21,50

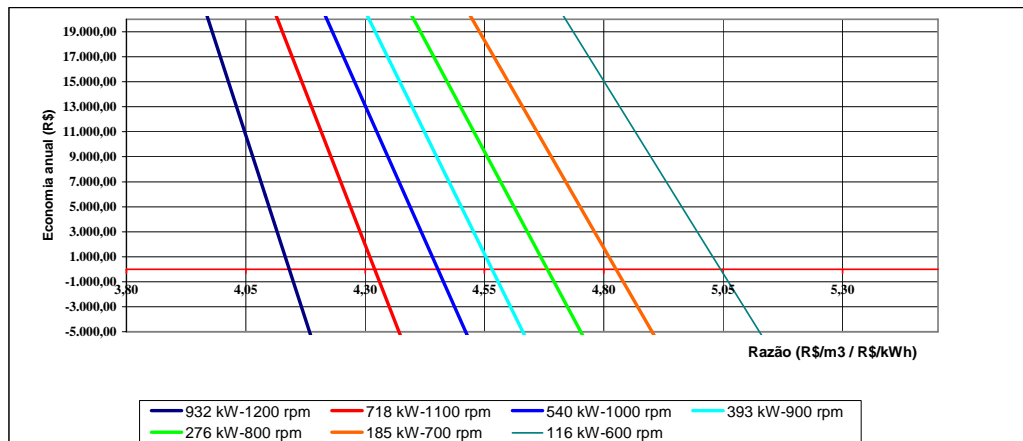


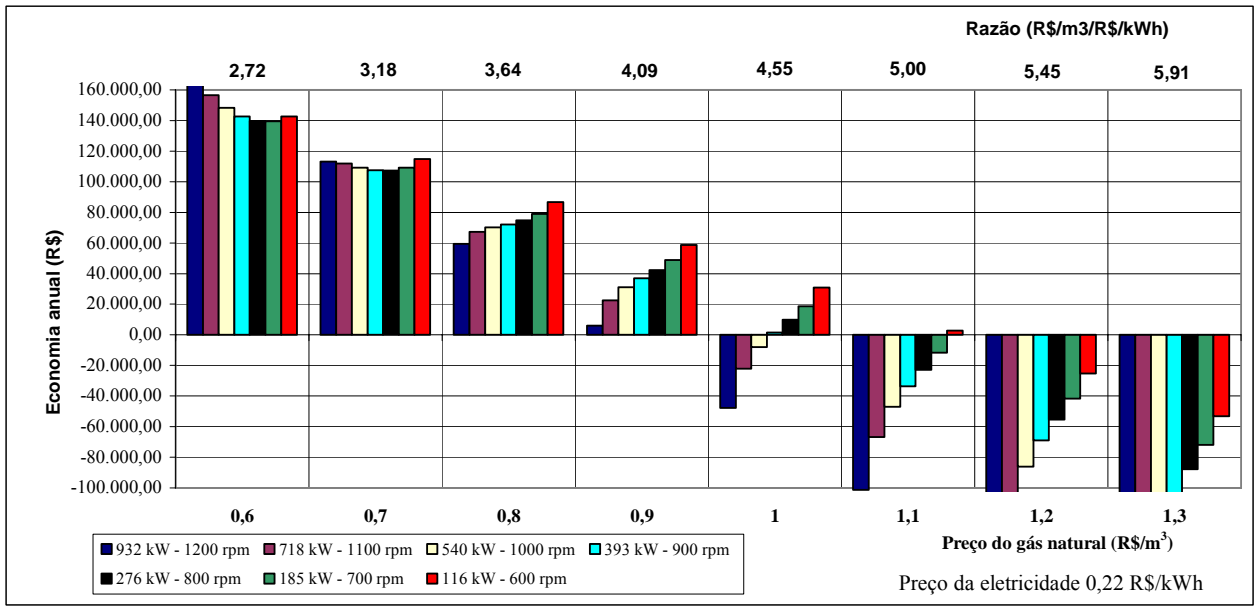
APÊNDICE C

COMPARAÇÃO DOS MOTORES TRABALHANDO COM CARGAS PARCIAIS E O MOTOR ELÉTRICO COM INVERSOR DE FREQUÊNCIA

			Motor elétrico com conversor	Motor a combustão
Potência instalada	n= 1200 rpm	KW	932	932
Rendimento com	n= 1200 rpm		92%	36%
horas de funcionamento			6	6
Consumo anual sem conversor		kWh/ano	2.218.565	
	(n= 1200 rpm)	kWh/ano		5.669.667
Potência com	n= 1000 rpm	KW	539,352	539,352
Rendimento com	n= 1000 rpm		68%	29%
Consumo anual com conversor		kWh/ano	1.740.381	
	(n=1000 rpm)	kWh/ano		4.143.214
Preço do motor + conversor		R\$	480.000,00	
Preço do motor a combustão		R\$		585.000,00
consumo do motor a combustão				
n=1200 rpm	10,6 kWh/m ³	m ³ /ano		534.874,2
n=1000 rpm				390.869,2
custo da energia				
	0,22 R\$/kWh	R\$/ano	382.883,79	
	0,90 R\$/m ³	R\$/ano		351.782,29

		motor elétrico				custo anual		motor a combustão			
		Potencia	rendimento	consumo(kWh/a)	0,22 R\$/kWh	Potencia	rendimento	consumo m ³ /ano			
	1200	932	1,00	100,00	92%	2218565,2	488.084,35	932	36%	535767,2	
	1100	717,88	0,77	77,03	81%	1929465,8	424.482,47	717,88	33%	446630,7	
	1000	539,35	0,58	57,87	68%	1740380,9	382.883,79	539,35	29%	390869,2	
	900	393,19	0,42	42,19	53%	1611114,0	354.445,07	393,19	23%	352845,9	
	800	276,15	0,30	29,63	40%	1520672,2	334.547,88	276,15	18%	324802,6	
	700	185,00	0,20	19,85	28%	1456974,8	320.534,45	185,00	13%	301900,9	
	600	116,50	0,13	12,50	18%	1412512,1	310.752,66	116,50	9%	279998,1	
Economia energia		Preço do gás R\$/m ³		custo anual							
kWh/ano		Razão(R\$/m ³ /R\$/kWh)		0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2	1,3
				2,73	3,18	3,64	4,09	4,55	5,00	5,45	5,91
		321.460,30	375.037,01	428.613,73	482.190,44	535.767,16	589.343,88	642.920,59	696.497,31		
		267.978,42	312.641,49	357.304,56	401.967,63	446.630,70	491.293,77	535.956,84	580.619,91		
		234.521,53	273.608,45	312.695,37	351.782,29	390.869,21	429.956,13	469.043,06	508.129,98		
		211.707,55	246.992,15	282.276,74	317.561,33	352.845,92	388.130,51	423.415,11	458.699,70		
		194.881,57	227.361,83	259.842,09	292.322,35	324.802,61	357.282,87	389.763,13	422.243,39		
		181.140,55	211.330,64	241.520,73	271.710,83	301.900,92	332.091,01	362.281,10	392.471,19		
		167.998,88	195.998,69	223.998,51	251.998,32	279.998,13	307.997,95	335.997,76	363.997,57		
		Diferenças R\$									
		166.624,05	113.047,34	59.470,62	5.893,90	-47.682,81	-101.259,53	-154.836,24	-208.412,96		
		717,88	156.504,05	111.840,98	67.177,91	22.514,84	-22.148,23	-66.811,30	-111.474,37	-156.137,44	
		539,35	148.362,26	109.275,34	70.188,42	31.101,50	-7.985,42	-47.072,34	-86.159,27	-125.246,19	
		393,19	142.737,52	107.452,93	72.168,33	36.883,74	1.599,15	-33.685,44	-68.970,03	-104.254,63	
		276,15	139.666,31	107.186,05	74.705,79	42.225,53	9.745,27	-22.734,99	-55.215,25	-87.695,51	
		185,00	139.393,90	109.203,81	79.013,71	48.823,62	18.633,53	-11.556,56	-41.746,65	-71.936,74	
		116,50	142.753,78	114.753,97	86.754,16	58.754,34	30.754,53	2.754,72	-25.245,10	-53.244,91	





APÊNDICE D

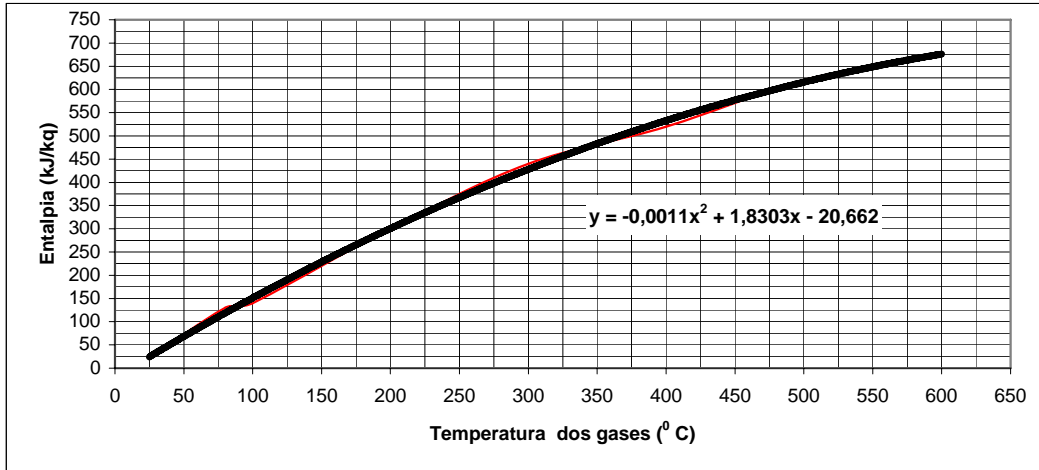
Cálculo da Exergia dos Motores a Combustão

1	HP	=	0,745 kW
1	kWh	=	3412 Btu
1,00	MMBtu	=	27,57 m ³ gas
1	m ³ gas	=	10,63 kWh

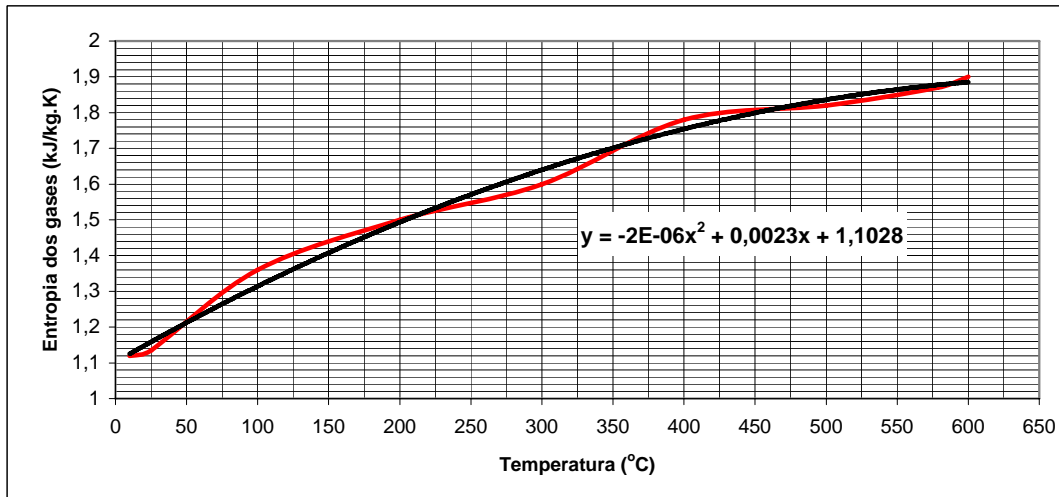
Estudo de exergia de motores a gas natural

Potência kWe	100	500	750	1000	3000	5000
rendimento	33%	34%	34%	38%	40%	42%
Consumo						
MMBtu/hora	1,033	5,0	7,5	9,0	25,6	40,6
m ³ /h	28,51	138,34	207,51	247,56	705,55	1119,92
kg/s	0,006	0,028	0,043	0,051	0,145	0,230
Exaustão						
vazão						
lb/hr	1000	3500	9120	12400	40100	75600
kg/s	0,126	0,720	1,149	1,562	5,053	9,300
Temperatura						
o C	590	588	578	490	420	396
o F	1094	1090,4	1072,4	914	788	745
K	863,15	861,15	851,15	763,15	693,15	669,26
Q exaustão						
MMBtu/hora	0,29	0,89	1,68	2,11	5,48	9,63
Kcal/s	20,312	62,335	117,667	147,784	383,818	674,483
kJ/s	84,986	260,819	492,333	618,347	1605,944	2822,125
Resfriamento						
Vazão kg/s	12	26	32	38	82	140
Q resfriam.						
MMBtu/hora	0,27	0,63	1	1,59	4,37	7,04
Kcal/h	18,91	44,13	70,04	111,36	306,07	493,08
kJ/s	0,0791	0,1846	0,2931	0,4660	1,2807	2,0631
Q total						
MMBtu/hora	0,56	1,52	2,68	3,7	9,85	16,67
Kcal/h	39,222	106,460	187,707	259,147	689,892	1167,563
kJ/s	0,164	0,445	0,785	1,084	2,887	4,885

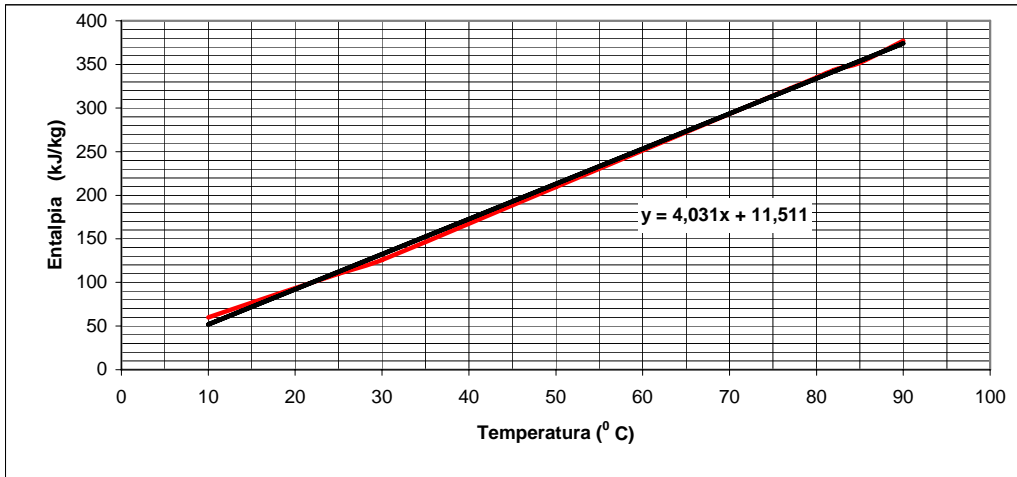
Entalpia	temp. ° C	entalpia	
		kJ/kg	kcal/kg
	600	680	
	578,31	661	
	500	620	
	400	520	
	300	440	
	200	300	
	100	140	
	80	130	
	25	22,2	



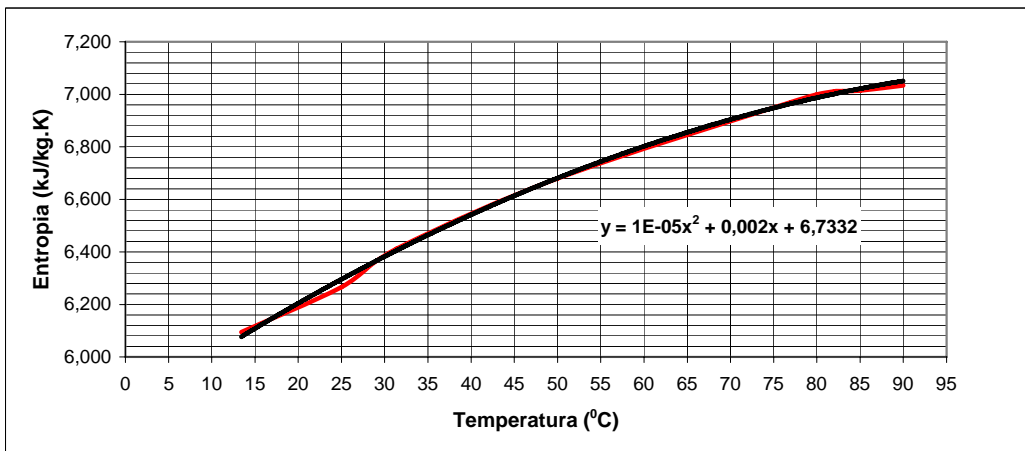
Entropia	temp.	kJ/kg		kcal/kg	
	600	1,9	2,12		
	578,31	1,87	2,1		
	500	1,82	2,08		
	400	1,78	2,01		
	300	1,6	1,92		
	200	1,5	1,83		
	100	1,36	1,73		
	25	1,135	1,2		
	10	1,12	0,9		



Entalpia	temp.	kJ/kg
	90	377
	85	352
	83	346,5
	82	343,48
	80	335,07
	77	322,5
	50	209,52
	30	126
	25	110
	10	60



Entropia	temp.	kJ/kg	kcal/kg
	90	7,033	1,68
	85	7,015	
	83	7,012	
	82	7,011	
	80	7,000	1,67
	77	6,970	
	50	6,680	1,64
	31,4	6,412	1,63
	25	6,266	1,625
	13,4	6,094	1,61



			0,126 kg/s	Exergia total
100 kW	E	388,999 kJ/kg	49,014 kJ/s	167.234,2 Btu/hr
Exaustão	Et	429,715 kJ/kg	54,144 kJ/s	184.738,5 Btu/hr
				347.678,3
			15,867 kg/s	Btu/hr
100 kW	E	11,776 kJ/kg	1,484 kJ/s	5.062,5 Btu/hr
Arrefecim/	Et	379,010 kJ/kg	47,755 kJ/s	162.939,8 Btu/hr

			0,720 kg/s	Exergia total
500 kW	E	313,449 kJ/kg	225,683 kJ/s	770.030,9 Btu/hr
exaustão	Et	364,170 kJ/kg	262,202 kJ/s	894.633,5 Btu/hr
				1.593.528,8
			26,000 kg/s	Btu/hr
500 kW	E	5,276 kJ/kg	137,172 kJ/s	468.031,2 Btu/hr
Arrefecim/	Et	7,878 kJ/kg	204,834 kJ/s	698.895,3 Btu/hr

			1,149 kg/s	Exergia total
750 kW	E	368,944 kJ/kg	423,958 kJ/s	1.446.543,2 Btu/hr
exaustão	Et	419,660 kJ/kg	482,236 kJ/s	1.645.390,1 Btu/hr
				2.846.774,9
			31,000 kg/s	Btu/hr
750 kW	E	8,237 kJ/kg	255,358 kJ/s	871.281,0 Btu/hr
arrefecim.	Et	11,358 kJ/kg	352,106 kJ/s	1.201.384,8 Btu/hr

			1,562 kg/s	Exergia total
1000 kW	E	342,851 kJ/kg	535,533 kJ/s	1.827.239,5 Btu/hr
Exaustão	Et	393,567 kJ/kg	614,905 kJ/s	2.098.057,4 Btu/hr
				3.572.654,5
			38,000 kg/s	Btu/hr
1000 kW	E	8,459 kJ/kg	321,425 kJ/s	1.096.700,5 Btu/hr
Arrefecim.	Et	11,373 kJ/kg	432,180 kJ/s	1.474.597,1 Btu/hr

			5,030 kg/s	Exergia total
3000 W	E	254,785 kJ/kg	1.281,571 kJ/s	4.372.718,8 Btu/hr
Exaustão	Et	327,693 kJ/kg	1.648,297 kJ/s	5.623.989,5 Btu/hr
				9.719.439,7
			82,000 kg/s	Btu/hr
3000 kW	E	12,035 kJ/kg	986,911 kJ/s	3.367.340,3 Btu/hr
Arrefecim.	Et	14,638 kJ/kg	1.200,308 kJ/s	4.095.450,2 Btu/hr

			9,500 kg/s	Exergia total
5000 kW	E	254,785 kJ/kg	2.420,461 kJ/s	8.258.614,0 Btu/hr
exaustão	Et	305,506 kJ/kg	2.902,308 kJ/s	9.902.676,3 Btu/hr
				15.405.793,9
			142,000 kg/s	Btu/hr
5000 kW	E	8,756 kJ/kg	1.243,331 kJ/s	4.242.244,3 Btu/hr
arrefecim.	Et	11,358 kJ/kg	1.612,872 kJ/s	5.503.117,6 Btu/hr

APÊNDICE E

Calculo da exergia para a combustão de um motor a gás natural de 1000 kW Relação teórica ar/gás natural no motor

$C_nH_{2n+2} + (3n+1)O_2 + 3,76(3n+1)N_2 = nCO_2 + (n+1)H_2O + 3,76(3n+1)N_2$						
$n = 1$						
$CH_4 + 2O_2 + 7,52N_2 = CO_2 + 2H_2O + 7,52N_2$						
$15,04 N_2$						
Q=	12400 lb/h	1,5624 kg/s	R' dos gases =	8,3144		
	Te= 773,15 K	T0= 298,15 K	Ts=	398,15 K		
Componentes da mistura	Massa molar Kg/mol	Massa molar total	Participação Mistura %	Participação na mistura Kg/mol	cp=calor específico kJ/kg.K	Exergia Quim. kJ/kmol
1 CO2	44,009	44,009	14,81%	6,5192	1,063	20140
2 H2O	18,015	36,03	12,13%	2,1848	2	11710
15 N2	14,47	217,05	73,06%	10,5716	1,068	720
total	76,494	297,089				
<p>Massa da mistura 19,2757 Kg/mol</p> <p>cp mistura 1,1719 kJ/kg.K</p> <p>R da mistura 0,4313</p> <p>Exergia total</p> <p>Exergia física 247,1719 kJ/kg</p> <p>Exergia química 3025,591148 156,9643 kJ/kg</p> <p>Exergia esp. total 404,1362 kJ/kg</p> <p>Exergia 631,4225 kJ/s</p> <p style="text-align: right;">2,1546 MMBtu/h</p> <p>Exergia util</p> <p>Exergia física 231,0395 kJ/kg</p> <p>Exergia química 2386,985002 123,8342 kJ/kg</p> <p>Exergia esp. Total 354,8737 kJ/kg</p> <p>Exergia 554,4546 kJ/s</p> <p style="text-align: right;">1,8920 MMBtu/h</p>						

Calculo da exergia para a combustão de um motor a gás natural de 5000 kW

Relação teórica ar/gás natural no motor

$C_nH_{2n+2} + (3n+1)O_2 + 3,76(3n+1)N_2 = nCO_2 + (n+1)H_2O + 3,76(3n+1)N_2$						
			n=	1		
			CH 4	1 CO2		
			4 O	2 H2O		
			15,04 N	15,04 N		
fluxo=	9,5256 kg/s	75600 lb/h			R' dos gases =	8,3144
	Te= 680	K T0= 298,15			K Ts= 368,15	K
Componentes da Mistura	Massa molar Kg/mol	Massa Molar total	Participação Mistura %	Participação Mistura Kg/mol	cp=calor específico kJ/kg.K	Exergia Quim. kJ/kmol
1 CO2	44,009	44,009	0,148	6,506555566	1,063	20140
2 H2O	18,015	36,03	0,121	2,18055312	2	11710
15 N	14,47	217,6288	0,731	10,57920519	1,068	720
total	76,494	297,6678				
Massa total da mistura				19,26631388	Kg/mol	
cp mistura				1,171794776	kJ/kg.K	
R da mistura				0,431551155		
Exergia total						
Exergia física				182,8538973	kJ/kg	
Exergia química				3019,5967	kJ/kg	
Exergia esp. total				339,5832395	kJ/kg	
Exergia				3234,734106	kJ/s	
				11,03795524	MMBtu	
Exergia util						
Exergia física				174,508341	kJ/kg	
Exergia química				2573,0868	kJ/kg	
Exergia esp. total				308,0620034	kJ/kg	
Exergia				2934,47542	kJ/s	
				10,01337584	MMBtu	

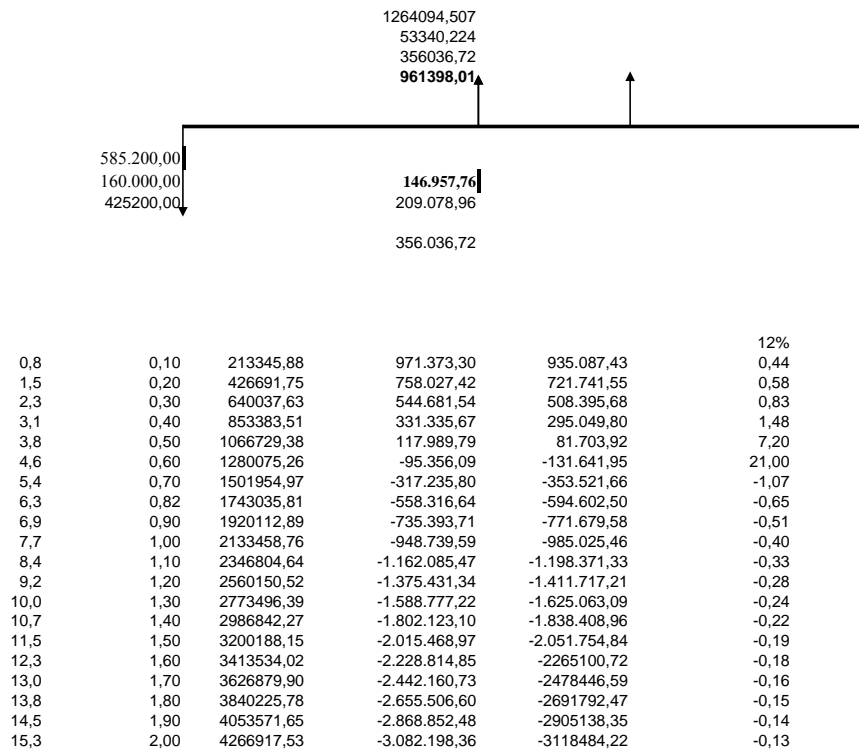
APÊNDICE F

Bombas do sistema de abastecimento de água de S. Paulo

Características das Bombas		Guarapiranga - Capão Redondo SABESP	
		Características dos Motores	
Vazão (m3/h)	3750	Potência (CV)	1250
Hm (m)	74	Tensão kV	3,8
rotação (rpm)	875	rotação (rpm)	875
rendimento %	88%	rendimento %	92%
Fabricante	Worthington	Fabricante	Toshiba
N.o total de conj.	4	fator de utiliz.	1,15
Bomba de dupla sucção		frequência (HZ)	60
		motor síncrono com 3% de escorregamento	

Fator de utilização 100%

	Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig..
Fator de utilização das bombas	100%	100%	100%	100%
Potencia Firme kW	932	932	932	932
Rendimento motores	90%	36%	36%	36%
Preço do motor e instalação R\$	160.000,00	585.200,00	660.000,00	690.000,00
Energia consumida kWh/ano	9.071.466,67	22.678.666,67	22.678.666,67	22.678.666,67
Energia aproveitada (exergia) acumulada kJ/s			535,53	321,4250
Exergia aproveitada total kWh/ano			4.691.269,08	7.506.952,08
Energia elétrica paga pela SABESP				
Demanda contratada kW	1.000,00			
Demanda ponta 16,3 R\$/kW R\$	195.600,00			
Demanda f ponta 2,26 R\$/kW R\$	25.275,84			
Energia na ponta 0,08 R\$/kWh R\$	90.714,67			
Energia f. ponta 0,11 R\$/kWh R\$	873.128,67			
total energia elétrica R\$	1.184.719,17			
Consumo de gás natural m³/ano		2.133.458,76	2.133.458,76	2.133.458,76
Custo anual de manut./oper.				
motor a gas 0,006 R\$/kWh R\$		54.428,80	54.428,80	54.428,80
motor elétrico 0,002 R\$/kWh R\$	18.142,93			
custo do gás natural 0,1 R\$/m3		213.345,88	213.345,88	213345,8765
custo da energia 0,130598416 R\$/kwh		1.184.719,17		



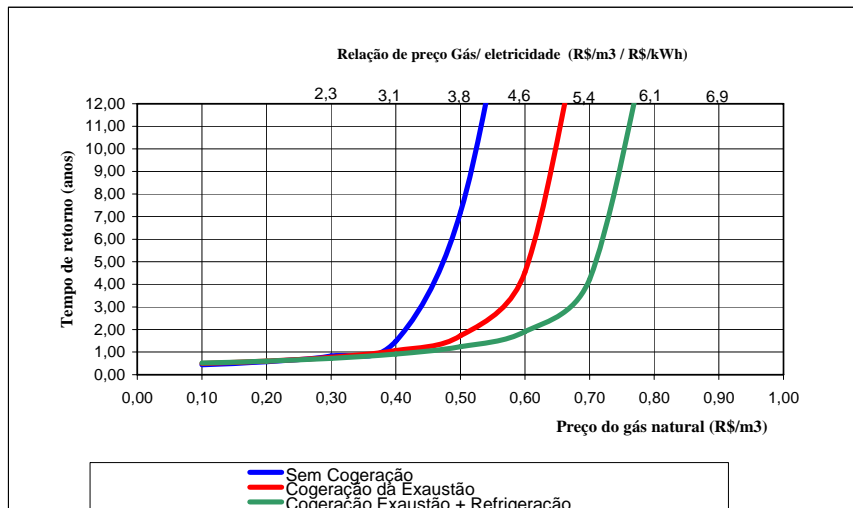
660.000,00
160.000,00
500.000,00

0,8	0,10	0,083	169213,52	1.015.505,65	979.219,78	12%
1,5	0,20	0,166	338427,05	846.292,13	810.006,26	0,50
2,3	0,30	0,249	507640,57	677.078,60	640.792,74	0,60
3,1	0,40	0,331	676854,10	507.865,08	471.579,21	0,77
3,8	0,50	0,414	846067,62	338.651,55	302.365,69	1,06
4,6	0,60	0,497	1015281,14	169.438,03	133.152,16	1,72
5,4	0,70	0,580	1184494,67	224,51	-36.061,36	4,54
6,1	0,80	0,663	1353708,19	-168.989,02	-205.274,88	18,00
6,9	0,90	0,746	1522921,71	-338.202,54	-374.488,41	-2,05
7,7	1,00	0,829	1692135,24	-507.416,07	-543.701,93	-1,18
8,4	1,10	0,911	1861348,76	-676.629,59	-712.915,46	-0,83
9,2	1,20	0,994	2030562,29	-845.843,11	-882.128,98	-0,64
10,0	1,30	1,077	2199775,81	-1.015.056,64	-1.051.342,50	-0,52
10,7	1,40	1,160	2368989,33	-1.184.270,16	-1.220.556,03	-0,44
11,5	1,50	1,243	2538202,86	-1.353.483,68	-1.389.769,55	-0,38
12,3	1,60	1,326	2707416,38	-1.522.697,21	-1.558.983,08	-0,33
13,0	1,70	1,409	2876629,91	-1.691.910,73	-1.728.196,60	-0,30
13,8	1,80	1,491	3045843,43	-1.861.124,26	-1.897.410,12	-0,27
14,5	1,90	1,574	3215056,95	-2.030.337,78	-2.066.623,65	-0,25
15,3	2,00	1,657	3384270,48	-2.199.551,30	-2.235.837,17	-0,23
				1.184.719,17		-0,21

690.000,00
160.000,00
530.000,00

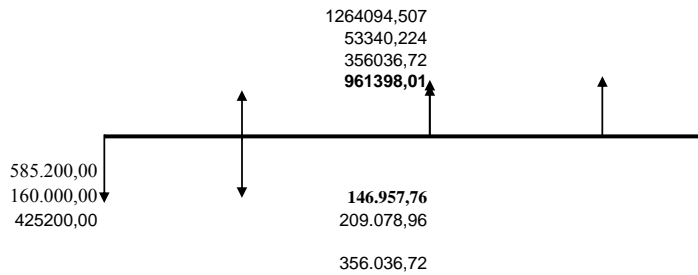
0,8	0,10	0,075	142.725,44	1.041.993,73	1.005.707,86	0,51
1,5	0,20	0,150	285.450,89	899.268,29	862.982,42	0,60
2,3	0,30	0,225	428.176,33	756.542,84	720.256,98	0,72
3,1	0,40	0,301	570.901,77	613.817,40	577.531,53	0,91
3,8	0,50	0,376	713.627,21	471.091,96	434.806,09	1,23
4,6	0,60	0,451	856.352,66	328.366,52	292.080,65	1,91
5,4	0,70	0,526	999.078,10	185.641,07	149.355,21	4,22
6,1	0,80	0,601	1.141.803,54	42.915,63	6.629,76	16,00
6,9	0,90	0,676	1.284.528,99	-99.809,81	-136.095,68	-3,08
7,7	1,00	0,751	1.427.254,43	-242.535,26	-278.821,12	-1,64
8,4	1,10	0,826	1.569.979,87	-385.260,70	-421.546,57	-1,12
9,2	1,20	0,902	1.712.705,32	-527.986,14	-564.272,01	-0,85
10,0	1,30	0,977	1.855.430,76	-670.711,59	-706.997,45	-0,68
10,7	1,40	1,052	1.998.156,20	-813.437,03	-849.722,89	-0,57
11,5	1,50	1,127	2.140.881,64	-956.162,47	-992.448,34	-0,49
12,3	1,60	1,202	2.283.607,09	-1.098.887,91	-1.135.173,78	-0,43
13,0	1,70	1,277	2.426.332,53	-1.241.613,36	-1.277.899,22	-0,38
13,8	1,80	1,352	2.569.057,97	-1.384.338,80	-1.420.624,67	-0,35
14,5	1,90	1,427	2.711.783,42	-1.527.064,24	-1.563.350,11	-0,31
15,3	2,00	1,503	2.854.508,86	-1.669.789,69	-1.706.075,55	-0,29
					-36.285,87	

0,8 0,10
1,5 0,20
2,3 0,30
3,1 0,40
3,8 0,50
4,6 0,60
5,4 0,70
6,1 0,80
6,9 0,90
7,7 1,00
8,4 1,10
9,2 1,20
10,0 1,30
10,7 1,40
11,5 1,50
12,3 1,60
13,0 1,70
13,8 1,80
14,5 1,90
15,3 2,00



Fator de utilização 70%

		Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig..
Fator de utilização das bombas		70%	70%	70%	70%
Potencia Firme	kW	932	932	932	932
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
	kW	1.035,56	2.588,89		
Preço do motor e instalação	R\$	160.000,00	585.200,00	660.000,00	690.000,00
Energia consumida	kWhe/ano	6.350.026,67			
	kWht/ano		15.875.066,67	15.875.066,67	15.875.066,67
Energia aproveitada (exergia)	kJ/s			535,53	321,43
(acumulada)	kJ/s				856,96
Exergia total	kWht/ano			3.283.888,36	5.254.866,46
Energia elétrica paga pela SABESP					
Demanda contratada	kW	1.000,00			
Demanda ponta	16,3 R\$/kW R\$	195.600,00			
Demanda f ponta	2,26 R\$/kW R\$	25.275,84			
Energia na ponta	0,08 R\$/kWh R\$	90.714,67			
Energia f. ponta	0,11 R\$/kWh R\$	873.128,67			
total energia elétrica	R\$	1.184.719,17			
Consumo de gás natural	m ³ /ano		1.493.421,14	1.493.421,14	1.493.421,14
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,006 R\$/kWh R\$		38.100,16	38.100,16	38.100,16
motor elétrico	0,002 R\$/kWh R\$	12.700,05			
custo do gás natural	0,1 R\$/m ³		149.342,11	149.342,11	149342,1135
custo da energia	0,186569165 R\$/kwh		1.184.719,17		



					12%
0,5	0,10	149342,11	1.035.377,06	1.009.976,95	0,41
1,1	0,20	298684,23	886.034,95	860.634,84	0,48
1,6	0,30	448026,34	736.692,83	711.292,73	0,58
2,1	0,40	597368,45	587.350,72	561.950,61	0,75
2,7	0,50	746710,57	438.008,61	412.608,50	1,03
3,2	0,60	896052,68	288.666,49	263.266,39	1,68
3,7	0,69	1025980,32	158.738,85	133.338,75	3,69
4,3	0,80	1194736,91	-10.017,73	-35.417,84	11,00
4,8	0,90	1344079,02	-159.359,85	-184.759,95	35,00
5,4	1,00	1493421,14	-308.701,96	-334.102,07	-1,13
5,9	1,10	1642763,25	-458.044,08	-483.444,18	-0,79
6,4	1,20	1792105,36	-607.386,19	-632.786,30	-0,61
7,0	1,30	1941447,48	-756.728,30	-782.128,41	-0,50
7,5	1,40	2090789,59	-906.070,42	-931.470,52	-0,42
8,0	1,50	2240131,70	-1.055.412,53	-1.080.812,64	-0,36
8,6	1,60	2389473,82	-1.204.754,64	-1230154,75	-0,32
9,1	1,70	2538815,93	-1.354.096,76	-1379496,86	-0,29
9,6	1,80	2688158,04	-1.503.438,87	-1528838,98	-0,26
10,2	1,90	2837500,16	-1.652.780,98	-1678181,09	-0,24
10,7	2,00	2986842,27	-1.802.123,10	-1827523,20	-0,22

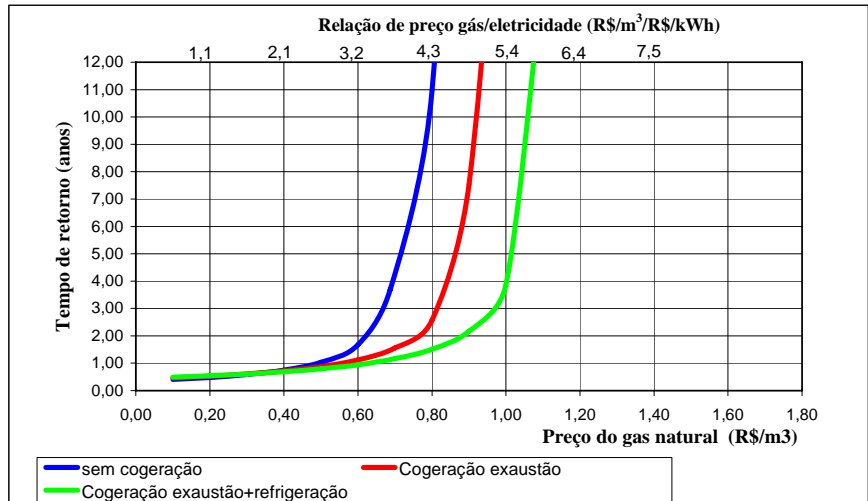
660.000,00
160.000,00
500.000,00

0,5	0,10	0,000	118449,47	1.066.269,71	1.040.869,60	12%
1,1	0,20	0,000	236898,93	947.820,24	922.420,13	0,47
1,6	0,30	0,000	355348,40	829.370,77	803.970,67	0,53
2,1	0,40	0,000	473797,87	710.921,31	685.521,20	0,61
2,7	0,50	0,000	592247,33	592.471,84	567.071,73	0,72
3,2	0,60	0,000	710696,80	474.022,37	448.622,27	0,88
3,8	0,70	0,000	829146,27	355.572,91	330.172,80	1,12
4,3	0,80	0,000	947595,73	237.123,44	211.723,33	1,56
4,8	0,90	0,000	1066045,20	118.673,97	93.273,87	2,57
5,4	1,00	0,000	1184494,67	224,51	-25.175,60	7,54
5,9	1,10	0,000	1302944,13	-118.224,96	-143.625,07	23,00
6,4	1,20	0,000	1421393,60	-236.674,43	-262.074,53	-2,80
7,0	1,30	0,000	1539843,07	-355.123,89	-380.524,00	-1,64
7,5	1,40	0,000	1658292,53	-473.573,36	-498.973,47	-1,16
8,0	1,50	0,000	1776742,00	-592.022,83	-617.422,93	-0,90
8,6	1,60	0,000	1895191,47	-710.472,29	-735.872,40	-0,73
9,1	1,70	0,000	2013640,93	-828.921,76	-854.321,87	-0,62
9,6	1,80	0,000	2132090,40	-947.371,23	-972.771,33	-0,54
10,2	1,90	0,000	2250539,87	-1.065.820,69	-1.091.220,80	-0,47
10,7	2,00	0,000	2368989,33	-1.184.270,16	-1.209.670,27	-0,42

690.000,00
160.000,00
530.000,00

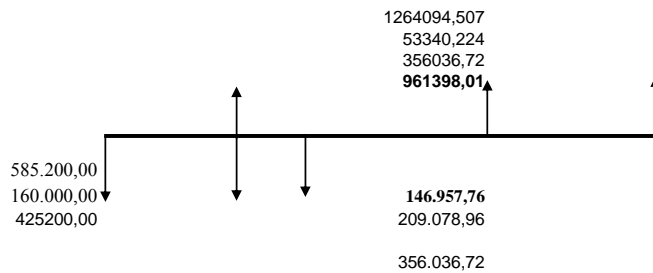
0,5	0,10	0,0000	99.907,81	1.084.811,36	1.059.411,26	12%
1,1	0,20	0,0000	199.815,62	984.903,55	959.503,45	0,49
1,6	0,30	0,0000	299.723,43	884.995,74	859.595,64	0,54
2,1	0,40	0,0000	399.631,24	785.087,93	759.687,83	0,60
2,7	0,50	0,0000	499.539,05	685.180,12	659.780,02	0,69
3,2	0,60	0,0000	599.446,86	585.272,31	559.872,21	0,79
3,8	0,70	0,0000	699.354,67	485.364,50	459.964,40	0,94
4,3	0,80	0,0000	799.262,48	385.456,69	360.056,59	1,16
4,8	0,90	0,0000	899.170,29	285.548,88	260.148,78	1,51
5,4	1,00	0,0000	999.078,10	185.641,07	160.240,97	2,17
5,9	1,10	0,0000	1.098.985,91	85.733,26	60.333,16	3,86
6,4	1,20	0,0000	1.198.893,72	-14.174,55	-39.574,65	15,00
7,0	1,30	0,0000	1.298.801,53	-114.082,36	-139.482,46	-7,85
7,5	1,40	0,0000	1.398.709,34	-213.990,17	-239.390,27	-3,01
8,0	1,50	0,0000	1.498.617,15	-313.897,98	-339.298,08	-1,88
8,6	1,60	0,0000	1.598.524,96	-413.805,79	-439.205,89	-1,37
9,1	1,70	0,0000	1.698.432,77	-513.713,60	-539.113,70	-1,07
9,6	1,80	0,0000	1.798.340,58	-613.621,41	-639.021,51	-0,88
10,2	1,90	0,0000	1.898.248,39	-713.529,22	-738.929,32	-0,75
10,7	2,00	0,0000	1.998.156,20	-813.437,03	-838.837,13	-0,65

0,5 0,10
1,1 0,20
1,6 0,30
2,1 0,40
2,7 0,50
3,2 0,60
3,8 0,70
4,3 0,80
4,8 0,90
5,4 1,00
5,9 1,10
6,4 1,20
7,0 1,30
7,5 1,40
8,0 1,50
8,6 1,60
9,1 1,70
9,6 1,80
10,2 1,90
10,7 2,00



Fator de utilização 50%

		Motor Elétrico	Motor Gás natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig.,
Fator de utilização das bombas		50%	50%	50%	50%
Potencia Firme	kW	932	932	932	932
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
	kW	1.035,56	2.588,89		
Preço do motor e instalação	R\$	160.000,00	585.200,00	660.000,00	690.000,00
Energia consumida	kWhe/ano	4.535.733,33			
	kWh/ano		11.339.333,33	11.339.333,33	11.339.333,33
Energia aproveitada (exergia)				535,53	321,4200
	kJ/s				856,9500
	kJ/s				
Exergia total	kWh/ano			2.345.621,40	3.753.441,00
Energia elétrica paga pela SABESP					
Demanda contratada	kW	1.000			
Demanda ponta	16,3 R\$/kW R\$				
Demanda f ponta	2,26 R\$/kW R\$	25.275,84			
Energia na ponta	0,11 R\$/kWh R\$				
Energia f. ponta	0,11 R\$/kWh R\$	873.128,67			
	total energia elétrica R\$	898.404,51			
Consumo de gás natural	m3/ano		1.066.729,38	1.066.729,38	1.066.729,38
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,006 R\$/kWh R\$		27.214,40	27.214,40	27.214,40
motor elétrico	0,002 R\$/kWh R\$	9.071,47			
custo do gás natural	0,1 R\$/m3		106.672,94	106.672,94	106672,9382
custo da energia	0,198072603 R\$/kwh		898.404,51		



					12%
0,5	0,10	106672,94	791.731,57	773.588,64	0,54
1,0	0,20	213345,88	685.058,63	666.915,70	0,62
1,5	0,30	320018,81	578.385,69	560.242,76	0,75
2,0	0,40	426691,75	471.712,75	453.569,82	0,93
2,5	0,50	533364,69	365.039,82	346.896,88	1,24
3,0	0,60	640037,63	258.366,88	240.223,94	1,86
3,5	0,69	732843,09	165.561,42	147.418,49	3,26
4,0	0,80	853383,51	45.021,00	26.878,07	11,00
4,5	0,90	960056,44	-61.651,94	-79.794,87	36,00
5,0	1,00	1066729,38	-168.324,88	-186.467,81	-1,93
5,6	1,10	1173402,32	-274.997,81	-293.140,75	-1,27
6,1	1,20	1280075,26	-381.670,75	-399.813,69	-0,95
6,6	1,30	1386748,20	-488.343,69	-506.486,62	-0,76
7,1	1,40	1493421,14	-595.016,63	-613.159,56	-0,63
7,6	1,50	1600094,07	-701.689,57	-719.832,50	-0,54
8,1	1,60	1706767,01	-808.362,50	-826505,44	-0,47
8,6	1,70	1813439,95	-915.035,44	-933178,38	-0,42
9,1	1,80	1920112,89	-1.021.708,38	-1039851,31	-0,38
9,6	1,90	2026785,83	-1.128.381,32	-1146524,25	-0,34
10,1	2,00	2133458,76	-1.235.054,26	-1253197,19	-0,32

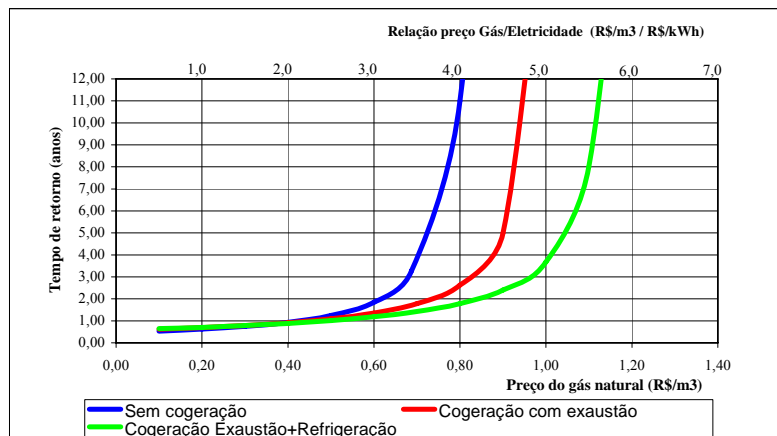
660.000,00
160.000,00
500.000,00

						12%
0,5	0,10	0,000	84031,81	814.372,70	796.229,77	0,61
1,0	0,20	0,000	168063,61	730.340,90	712.197,96	0,69
1,5	0,30	0,000	252095,42	646.309,09	628.166,16	0,79
2,0	0,40	0,000	336127,22	562.277,29	544.134,35	0,91
2,5	0,50	0,000	420159,03	478.245,48	460.102,55	1,09
3,0	0,60	0,000	504190,83	394.213,68	376.070,74	1,36
3,5	0,70	0,000	588222,64	310.181,87	292.038,94	1,79
4,0	0,80	0,000	672254,44	226.150,07	208.007,13	2,63
4,5	0,90	0,000	756286,25	142.118,26	123.975,33	4,99
5,0	1,00	0,000	840318,05	58.086,46	39.943,52	20,00
5,6	1,10	0,000	924349,86	-25.945,35	-44.088,28	-7,02
6,1	1,20	0,000	1008381,66	-109.977,15	-128.120,09	-3,08
6,6	1,30	0,000	1092413,47	-194.008,96	-212.151,89	-1,99
7,1	1,40	0,000	1176445,27	-278.040,76	-296.183,70	-1,47
7,6	1,50	0,000	1260477,08	-362.072,57	-380.215,50	-1,16
8,1	1,60	0,000	1344508,88	-446.104,37	-464.247,31	-0,96
8,6	1,70	0,000	1428540,69	-530.136,18	-548.279,11	-0,82
9,1	1,80	0,000	1512572,49	-614.167,98	-632.310,92	-0,72
9,6	1,90	0,000	1596604,30	-698.199,79	-716.342,72	-0,64
10,1	2,00	0,000	1680636,10	-782.231,59	-800.374,53	-0,57

690.000,00
160.000,00
530.000,00

						12%
0,5	0,10	0,0000	71.363,05	827.041,46	808.898,52	0,64
1,0	0,20	0,0000	142.726,10	755.678,40	737.535,47	0,71
1,5	0,30	0,0000	214.089,15	684.315,35	666.172,42	0,79
2,0	0,40	0,0000	285.452,20	612.952,30	594.809,37	0,89
2,5	0,50	0,0000	356.815,26	541.589,25	523.446,32	1,01
3,0	0,60	0,0000	428.178,31	470.226,20	452.083,27	1,18
3,5	0,70	0,0000	499.541,36	398.863,15	380.720,22	1,43
4,0	0,80	0,0000	570.904,41	327.500,10	309.357,16	1,79
4,5	0,90	0,0000	642.267,46	256.137,05	237.994,11	2,41
5,0	1,00	0,0000	713.630,51	184.774,00	166.631,06	3,68
5,6	1,10	0,0000	784.993,56	113.410,94	95.268,01	8,00
6,1	1,20	0,0000	856.356,61	42.047,89	23.904,96	25,00
6,6	1,30	0,0000	927.719,66	-29.315,16	-47.458,09	-6,94
7,1	1,40	0,0000	999.082,72	-100.678,21	-118.821,14	-3,45
7,6	1,50	0,0000	1.070.445,77	-172.041,26	-190.184,19	-2,31
8,1	1,60	0,0000	1.141.808,82	-243.404,31	-261.547,24	-1,73
8,6	1,70	0,0000	1.213.171,87	-314.767,36	-332.910,30	-1,39
9,1	1,80	0,0000	1.284.534,92	-386.130,41	-404.273,35	-1,16
9,6	1,90	0,0000	1.355.897,97	-457.493,46	-475.636,40	-1,00
10,1	2,00	0,0000	1.427.261,02	-528.856,52	-546.999,45	-0,87

0,5 0,10
1,0 0,20
1,5 0,30
2,0 0,40
2,5 0,50
3,0 0,60
3,5 0,70
4,0 0,80
4,5 0,90
5,0 1,00
5,6 1,10
6,1 1,20
6,6 1,30
7,1 1,40
7,6 1,50
8,1 1,60
8,6 1,70
9,1 1,80
9,6 1,90
10,1 2,00



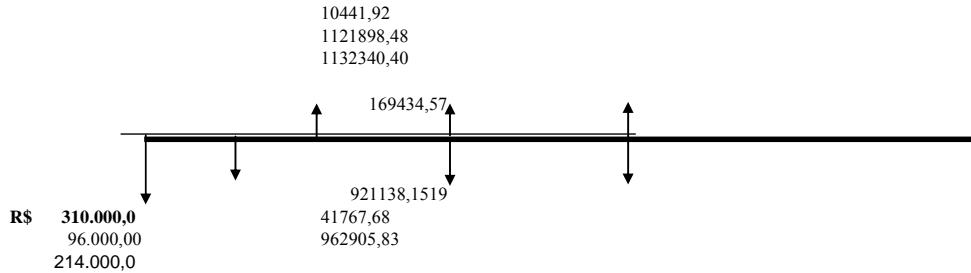
APÊNDICE G

Bombas de petróleo entre o terminal de Cubatão e a Refinaria de Capuava
800 HP 160 m3/h

Fator de Utilização 100%

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus.+Refrig.
Fator de utilização das bombas		100%	100%	100%	100%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	RS	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano	5.801.066,67			
	kWh/ano		14.502.666,67	14.502.666,67	14.502.666,67
Energia aproveitada(exergia)	kJ/s			225,68	137,18
	kJ/s				362,86
Exergia total	kWh/ano			1.976.956,80	3.178.653,60
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	26,14 RS/kW RS	186.953,28			
Demanda f ponta	12,1 RS/kW RS	86.539,20			
Energia na ponta	0,19 RS/kWh RS	137.775,33			
Energia f. ponta	0,14 RS/kWh RS	710.630,67			
	total energia elétrica	R\$ 1.121.898,48			
Consumo de gás natural	m3/ano		1.364.314,83	1.364.314,83	1.364.314,83
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,008 RS/kWh RS		41.767,68	41.767,68	41.767,68
motor elétrico	0,002 RS/kWh RS	10.441,92			
custo gás	0,773580822 RS/m3		1.055.407,79		
custo médio eletr	0,193395205 RS/kwh		1.121.898,48		

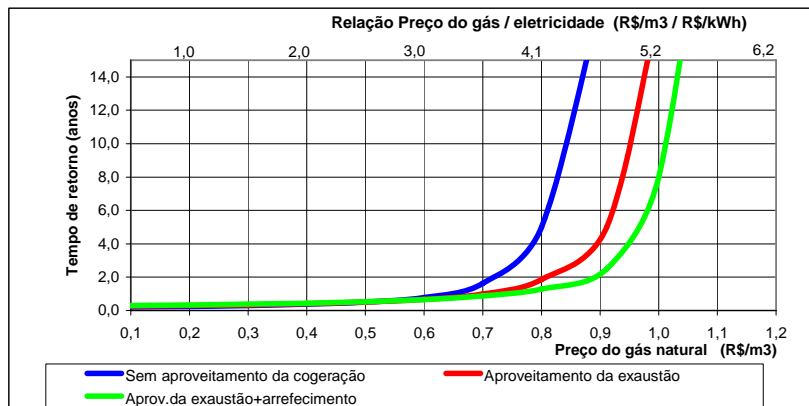
1 HP= 0,745 kW
1 kWh = 3412 Btu
1 MMBtu = 26,8 m3gas
1 m3gas 10,63 kWh



0,193				12%
0,5	0,1	136431,48	954141,24	0,21
1,0	0,2	272862,97	817709,75	0,25
1,6	0,3	409294,45	681278,27	0,30
2,1	0,4	545725,93	544846,79	0,38
2,6	0,5	682157,42	408415,30	0,51
3,1	0,6	818588,90	271983,82	0,78
3,6	0,7	955020,38	135552,34	1,64
4,1	0,8	1091451,87	-879,15	5,00
4,7	0,9	1227883,35	-137310,63	20,00
5,2	1	1364314,83	-273742,11	-0,71
5,7	1,1	1500746,32	-410173,60	-0,48
6,2	1,2	1637177,80	-546605,08	-0,36
6,7	1,3	1773609,28	-683036,56	-0,29
7,3	1,4	1910040,77	-819468,05	-0,24
7,8	1,5	2046472,25	-955899,53	-0,21
8,3	1,6	2182903,73	-1092331,01	-0,18
8,8	1,7	2319335,21	-1228762,49	-0,16
9,3	1,8	2455766,70	-1365193,98	-0,15
9,8	1,9	2592198,18	-1501625,46	-0,13
10,4	2	2728629,66	-1638056,94	-0,12

						360.000,00
						96.000,00
						264.000,0
						12%
0,5	0,1	0,00	117833,58	972739,14		0,26
1,0	0,2	0,00	235667,17	854905,55		0,30
1,6	0,3	0,00	353500,75	737071,97		0,35
2,1	0,4	0,00	471334,33	619238,39		0,41
2,6	0,5	0,00	589167,91	501404,81		0,51
3,1	0,6	0,00	707001,50	383571,22		0,68
3,6	0,7	0,00	824835,08	265737,64		0,99
4,1	0,8	0,00	942668,66	147904,06		1,87
4,7	0,9	0,00	1073463,94	17108,78		5,00
5,2	1,0	0,00	1178335,83	-87763,11		18,00
5,7	1,1	0,00	1296169,41	-205596,69		-1,14
6,2	1,2	0,00	1414003,00	-323430,28		-0,74
6,7	1,3	0,00	1531836,58	-441263,86		-0,55
7,3	1,4	0,00	1649670,16	-559097,44		-0,44
7,8	1,5	0,00	1767503,74	-676931,02		-0,36
8,3	1,6	0,00	1885337,33	-794764,61		-0,31
8,8	1,7	0,00	2003170,91	-912598,19		-0,27
9,3	1,8	0,00	2121004,49	-1030431,77		-0,24
9,8	1,9	0,00	2238838,08	-1148265,36		-0,21
10,4	2	0,00	2356671,66	-1266098,94		-0,19

						400.000,00
						96.000,00
						304.000,0
						12%
0,5	0,1	0,00	106528,82	984043,90		0,30
1,0	0,2	0,00	213057,63	877515,09		0,33
1,6	0,3	0,00	319586,45	770986,27		0,38
2,1	0,4	0,00	426115,26	664457,46		0,44
2,6	0,5	0,00	532644,08	557928,64		0,53
3,1	0,6	0,00	639172,89	451399,83		0,66
3,6	0,7	0,00	745701,71	344871,01		0,88
4,1	0,8	0,00	852230,52	238342,20		1,30
4,7	0,9	0,00	958759,34	131813,38		2,50
5,2	1	0,00	1065288,15	25284,57		8,00
5,7	1,1	0,00	1171816,97	-81244,25		30,00
6,2	1,2	0,00	1278345,78	-187773,06		-1,41
6,7	1,3	0,00	1384874,60	-294301,88		-0,93
7,3	1,4	0,00	1491403,41	-400830,69		-0,69
7,8	1,5	0,00	1597932,23	-507359,51		-0,55
8,3	1,6	0,00	1704461,04	-613888,32		-0,46
8,8	1,7	0,00	1810989,86	-720417,14		-0,39
9,3	1,8	0,00	1917518,68	-826945,96		-0,34
9,8	1,9	0,00	2024047,49	-933474,77		-0,30
10,4	2	0,00	2130576,31	-1040003,59		-0,27

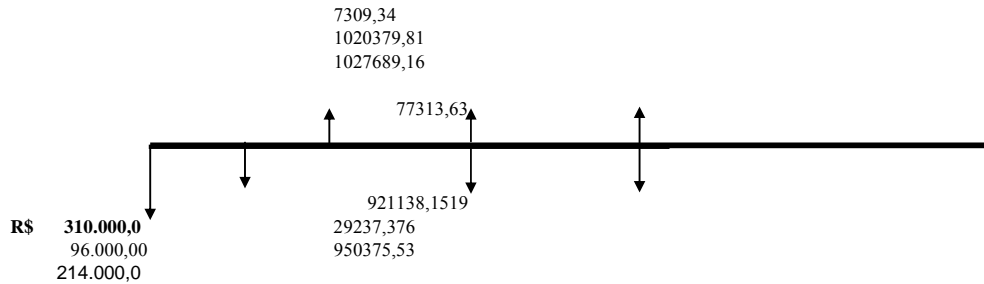


Fator de Utilização 70%

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus. + Refrig.
Fator de utilização das bombas	fu	70%	70%	70%	70%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano kWh/ano	4.060.746,67	10.151.866,67	10.151.866,67	10.151.866,67
Energia aproveitada na cogeração	kJ/s kJ/s			225,68	137,18
Exergia total	kWh/ano			1.383.869,76	2.225.057,52
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	26,14 R\$/kW R\$	186.953,28			
Demanda f ponta	12,1 R\$/kW R\$	86.539,20			
Energia na ponta	0,19 R\$/kWh R\$	137.775,33			
Energia f. ponta	0,12 R\$/kWh R\$	609.112,00			
total energia elétrica	R\$	1.020.379,81			
Consumo de gás natural	m3/ano		955.020,38	955.020,38	955.020,38
Custo anual de manut./oper.					
motor a gás	0,008 R\$/kWh R\$		29.237,38	29.237,38	29.237,38
motor elétrico	0,002 R\$/kWh R\$	7.309,34			

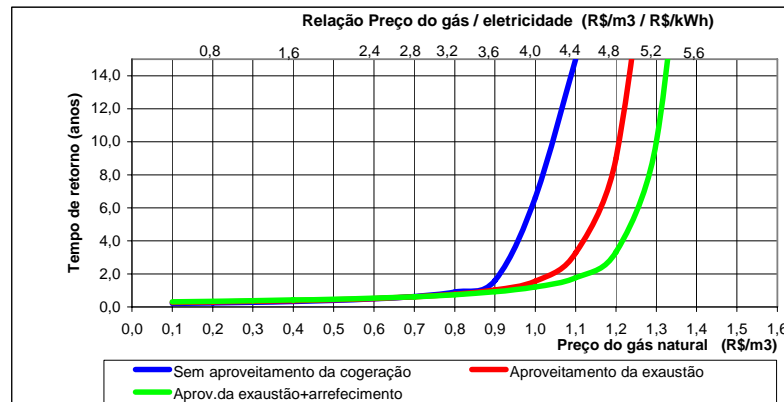
custo gás 1,00511546 R\$/m3 959.905,75
 custo médio eletr 0,251278865 R\$/kwh 1.020.379,81

1 HP= 0,745 kW
 1 kWh = 3412 Btu
 1 MMBtu = 26,8 m3gas
 1 m3gas 10,63 kWh



0,251				12%
0,4	0,1	95502,04	902949,74	0,23
0,8	0,2	191004,08	807447,70	0,25
1,2	0,3	286506,11	711945,67	0,29
1,6	0,4	382008,15	616443,63	0,33
2,0	0,5	477510,19	520941,59	0,40
2,4	0,6	573012,23	425439,55	0,49
2,8	0,7	668514,27	329937,51	0,64
3,2	0,8	764016,31	234435,48	0,91
3,6	0,9	859518,34	138933,44	1,59
4,0	1	955020,38	43431,40	6,62
4,4	1,1	1050522,42	-52070,64	15,00
4,8	1,2	1146024,46	-147572,68	-1,27
5,2	1,3	1241526,50	-243074,72	-0,80
5,6	1,4	1337028,54	-338576,75	-0,58
6,0	1,5	1432530,57	-434078,79	-0,45
6,4	1,6	1528032,61	-529580,83	-0,37
6,8	1,7	1623534,65	-625082,87	-0,32
7,2	1,8	1719036,69	-720584,91	-0,28
7,6	1,9	1814538,73	-816086,95	-0,24
8,0	2	1910040,77	-911588,98	-0,22

			360.000,00		
			96.000,00		
			264.000,0		
0,251					12%
0,4	0,10	0,000	82483,51	915968,27	0,28
0,8	0,20	0,000	164967,02	833484,77	0,30
1,2	0,30	0,000	247450,52	751001,26	0,34
1,6	0,40	0,000	329934,03	668517,75	0,38
2,0	0,50	0,000	412417,54	586034,24	0,44
2,4	0,60	0,000	494901,05	503550,73	0,51
2,8	0,70	0,000	577384,56	421067,22	0,61
3,2	0,80	0,000	659868,06	338583,72	0,77
3,6	0,90	0,000	742351,57	256100,21	1,03
4,0	1,00	0,000	824835,08	173616,70	1,57
4,4	1,10	0,000	907318,59	91133,19	3,28
4,8	1,20	0,000	989802,10	8649,68	9,00
5,2	1,30	0,000	1072285,60	-73833,82	27,00
5,6	1,40	0,000	1154769,11	-156317,33	-1,47
6,0	1,50	0,000	1237252,62	-238800,84	-0,99
6,4	1,60	0,000	1319736,13	-321284,35	-0,74
6,8	1,70	0,000	1402219,64	-403767,86	-0,60
7,2	1,80	0,000	1484703,15	-486251,36	-0,50
7,6	1,90	0,000	1567186,65	-568734,87	-0,43
8,0	2,00	0,000	1649670,16	-651218,38	-0,38
			400.000,00		
			96.000,00		
			304.000,0		
0,25128					12%
0,4	0,1	0,000	74570,17	923881,61	0,32
0,8	0,2	0,000	149140,34	849311,44	0,35
1,2	0,3	0,000	223710,51	774741,27	0,38
1,6	0,4	0,000	298280,68	700171,10	0,42
2,0	0,5	0,000	372850,85	625600,93	0,47
2,4	0,6	0,000	447421,02	551030,76	0,54
2,8	0,7	0,000	521991,19	476460,59	0,62
3,2	0,8	0,000	596561,37	401890,42	0,75
3,6	0,9	0,000	671131,54	327320,24	0,92
4,0	1	0,000	745701,71	252750,07	1,22
4,4	1,1	0,000	820271,88	178179,90	1,78
4,8	1,2	0,000	894842,05	103609,73	3,33
5,2	1,3	0,000	969412,22	29039,56	10,00
5,6	1,4	0,000	1043982,39	-45530,61	32,00
6,0	1,5	0,000	1118552,56	-120100,78	-2,12
6,4	1,6	0,000	1193122,73	-194670,95	-1,37
6,8	1,7	0,000	1267692,90	-269241,12	-1,01
7,2	1,8	0,000	1342263,07	-343811,29	-0,80
7,6	1,9	0,000	1416833,24	-418381,46	-0,66
8,0	2	0,000	1491403,41	-492951,63	-0,56

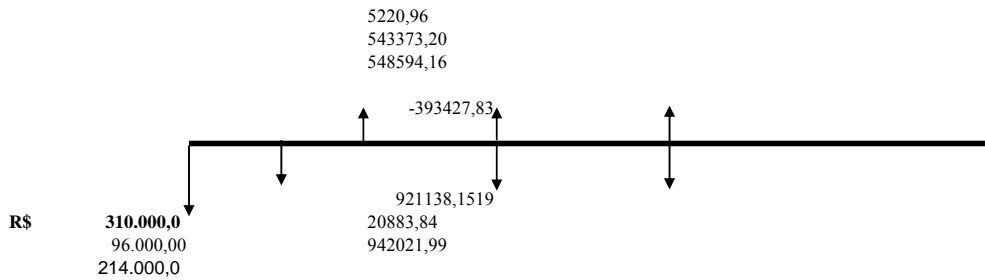


Fator de utilização 50%

		Motor Elétrico	Motor a gás Natural	Cogeração Exaustão	Cogeração Exaus. + Refrig.
Fator de utilização das bombas	fu	50%	50%	50%	50%
Potencia	kW	596	596	596	596
Preço do motor e instalação	R\$	96.000,00	310.000,00	360.000,00	400.000,00
Rendimento motores		90%	36%	36%	36%
Energia consumida	kWhe/ano	2.900.533,33			
	kWh/ano		7.251.333,33	7.251.333,33	7.251.333,33
Energia aproveitada na cogeração (acumulada)	kJ/s			225,68	137,18
	kJ/s				362,86
Exergia total	kWh/ano			988.478,40	1.589.326,80
Energia elétrica paga pela Petrobras AZUL					
Demanda ponta	20,t 26,14 R\$/kW R\$				
Demanda f ponta	12,1 R\$/kW R\$	86.539,20			
Energia na ponta	0,19 R\$/kWh R\$				
Energia f. ponta	0,09 R\$/kWh R\$	456.834,00			
total energia elétrica	R\$	543.373,20			
Consumo de gás natural	m3/ano		682.157,42	682.157,42	682.157,42
Custo anual de manut./oper.					
motor a gas	0,008 R\$/kWh R\$		20.883,84	20.883,84	20.883,84
motor elétrico	0,002 R\$/kWh R\$	5.220,96			

custo gás 0,749342466 R\$/m3 511.169,52
 custo médio eletr 0,187335616 R\$/kwh 543.373,20

1 HP= 0,745 kW
 1 kWh = 3412 Btu
 1 MMBtu = 26,8 m3gas
 1 m3gas 10,63 kWh



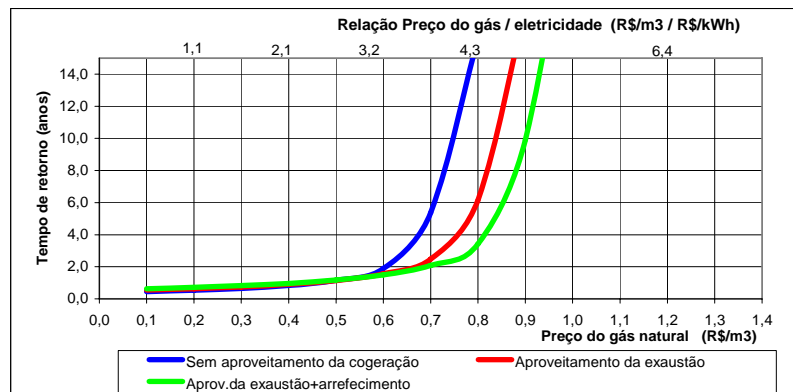
0,187				12%
0,5	0,1	68215,74	459494,58	0,45
1,1	0,2	136431,48	391278,84	0,53
1,6	0,3	204647,22	323063,10	0,65
2,1	0,4	272862,97	254847,35	0,83
2,7	0,5	341078,71	186631,61	1,16
3,2	0,6	409294,45	118415,87	1,90
3,7	0,7	477510,19	50200,13	5,38
4,3	0,8	545725,93	-18015,61	16,20
4,8	0,9	613941,67	-86231,35	-2,08
5,3	1	682157,42	-154447,10	-1,22
5,9	1,1	750373,16	-222662,84	-0,86
6,4	1,2	818588,90	-290878,58	32,76
6,9	1,3	886804,64	-359094,32	-0,55
7,5	1,4	955020,38	-427310,06	-0,46
8,0	1,5	1023236,12	-495525,80	-0,40
8,5	1,6	1091451,87	-563741,55	-0,35
9,1	1,7	1159667,61	-631957,29	-0,31
9,6	1,8	1227883,35	-700173,03	-0,28
10,1	1,9	1296099,09	-768388,77	-0,26
10,7	2	1364314,83	-836604,51	-0,24

360.000,00
96.000,00
264.000,0

0,187					12%
0,5	0,10	0,000	58916,79	468793,53	0,55
1,1	0,20	0,000	117833,58	409876,74	0,63
1,6	0,30	0,000	176750,37	350959,95	0,74
2,1	0,40	0,000	235667,17	292043,15	0,90
2,7	0,50	0,000	294583,96	233126,36	1,14
3,2	0,60	0,000	353500,75	174209,57	1,56
3,7	0,70	0,000	412417,54	115292,78	2,48
4,3	0,80	0,000	471334,33	56375,99	6,15
4,8	0,90	0,000	530251,12	-2540,80	18,00
5,3	1,00	0,000	589167,91	-61457,59	-3,34
5,9	1,10	0,000	648084,71	-120374,39	-1,86
6,4	1,20	0,000	707001,50	-179291,18	-1,29
6,9	1,30	0,000	765918,29	-238207,97	-0,99
7,5	1,40	0,000	824835,08	-297124,76	-0,80
8,0	1,50	0,000	883751,87	-356041,55	-0,67
8,5	1,60	0,000	942668,66	-414958,34	-0,58
9,1	1,70	0,000	1001585,46	-473875,14	-0,51
9,6	1,80	0,000	1060502,25	-532791,93	-0,46
10,1	1,90	0,000	1119419,04	-591708,72	-0,41
10,7	2,00	0,000	1178335,83	-650625,51	-0,38

400.000,00
96.000,00
304.000,0

0,18734					12%	
0,5	0,1	0,000	53264,41	474445,91	0,63	68.215,74
1,1	0,2	0,000	106528,82	421181,50	0,71	136.431,48
1,6	0,3	0,000	159793,22	367917,10	0,82	204.647,22
2,1	0,4	0,000	213057,63	314652,69	0,96	272.862,97
2,7	0,5	0,000	266322,04	261388,28	1,17	341.078,71
3,2	0,6	0,000	319586,45	208123,87	1,50	409.294,45
3,7	0,7	0,000	372850,85	154859,47	2,08	477.510,19
4,3	0,8	0,000	426115,26	101595,06	3,41	545.725,93
4,8	0,9	0,000	479379,67	48330,65	9,89	613.941,67
5,3	1	0,000	532644,08	-4933,76	26,00	682.157,42
5,9	1,1	0,000	585908,48	-58198,16	-3,92	750.373,16
6,4	1,2	0,000	639172,89	-111462,57	-2,26	818.588,90
6,9	1,3	0,000	692437,30	-164726,98	-1,59	886.804,64
7,5	1,4	0,000	745701,71	-217991,39	-1,23	955.020,38
8,0	1,5	0,000	798966,11	-271255,79	-1,00	1.023.236,12
8,5	1,6	0,000	852230,52	-324520,20	-0,84	1.091.451,87
9,1	1,7	0,000	905494,93	-377784,61	-0,73	1.159.667,61
9,6	1,8	0,000	958759,34	-431049,02	-0,64	1.227.883,35
10,1	1,9	0,000	1012023,75	-484313,43	-0,57	1.296.099,09
10,7	2	0,000	1065288,15	-537577,83	-0,52	1.364.314,83



APÊNDICE H

Análise econômica e termoeconômica para o motor de 1000 kW

Horas de Operação	horas/ano	8.760
Fator de utilização		0,7
vida útil	anos	20
taxa de juros		12%
FRC		0,1338

		Análise econômica		Análise termoeconômica	
		Motor Elétrico	Motor de Combustão	Motor Elétrico	Motor de Combustão
Potência	kW	932	932	932	932
Rendimento		90%	36%	90%	36%
Preço do motor	R\$	160.000,00	690.000,00	160.000,00	690.000,00
Custo da eletricidade	R\$/kWh	0,18000		0,18000	
Consumo de gás	m ³ /ano		1.493.421,14		1.493.421,14
Custo do gás natural	R\$/m ³		0,64		0,64
Custo de manutenção	c_{OSM} R\$/ano	11.400,00	55.200,00	11.400,00	55.200,00
Fator de O&M sobre a Potência	$f_{O&M}$	6%	8%	6%	8%
Custo específico do equipamento	R\$/s			0,0015	0,0067
Custo anual do motor elétrico	R\$/ano	1.173.530,34	1.093.468,42	1.175.812,80	1.103.311,53

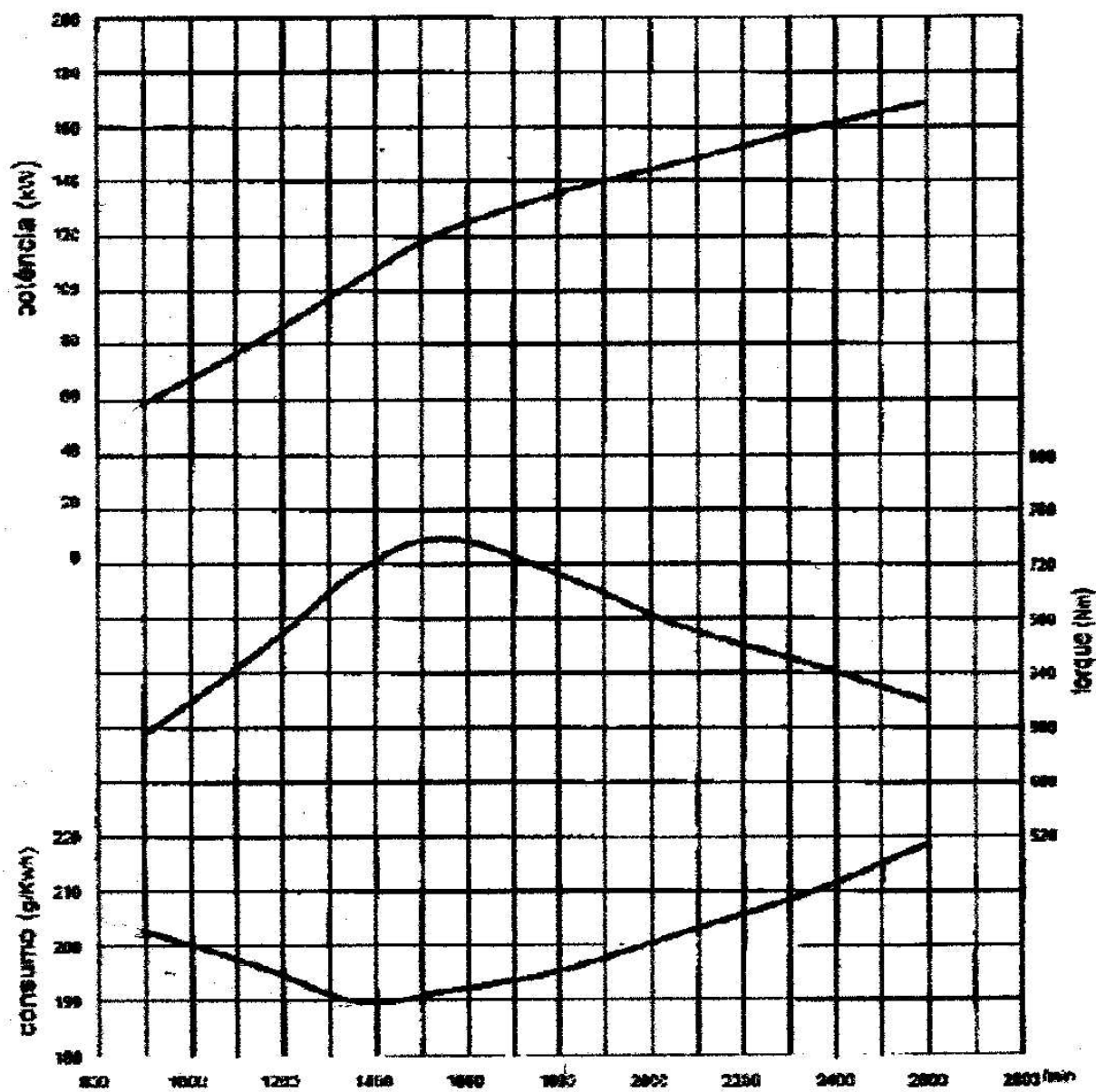
		Análise econômica		Análise termoeconômica	
		Motor Elétrico	Motor de Combustão	Motor Elétrico	Motor de Combustão
Potência	kW	932	932	932	932
Rendimento		90%	36%	90%	36%
Preço do motor	R\$	160.000,00	690.000,00	160.000,00	690.000,00
Custo da eletricidade	R\$/kWh	0,18000		0,18000	
Consumo de gás	m ³ /ano		1493421,135		1493421,135
Custo do gás natural	R\$/m ³		0,64		0,64
Custo de manutenção	c_{OSM} R\$/ano	11.400,00	55.200,00	11.400,00	55.200,00
Fator de O&M sobre a Potência	$f_{O&M}$	6%	8%	6%	8%
Custo específico do equipamento	R\$/s			0,0010	0,0045
Custo anual do equipamento	R\$	1.163.493,03	1.044.866,73	1.165.697,28	1.055.497,29

ANEXOS

	Pág.
ANEXO A Curva de desempenho do motor a gás natural da Mercedes Benz.....	203
ANEXO B Aproveitamento térmico do motor Waukesha de 720 kW.....	204
ANEXO C Tarifas de gás natural da Concessionária (COMGÁS).....	205
ANEXO D Tarifas de energia elétrica da	210
ANEXO E Preço de turbinas a gás	212
ANEXO F Preço de motores de combustão.....	215
ANEXO G Preço de miniturbinas a gás	216
ANEXO H Preço de motores elétricos.....	217

ANEXO A

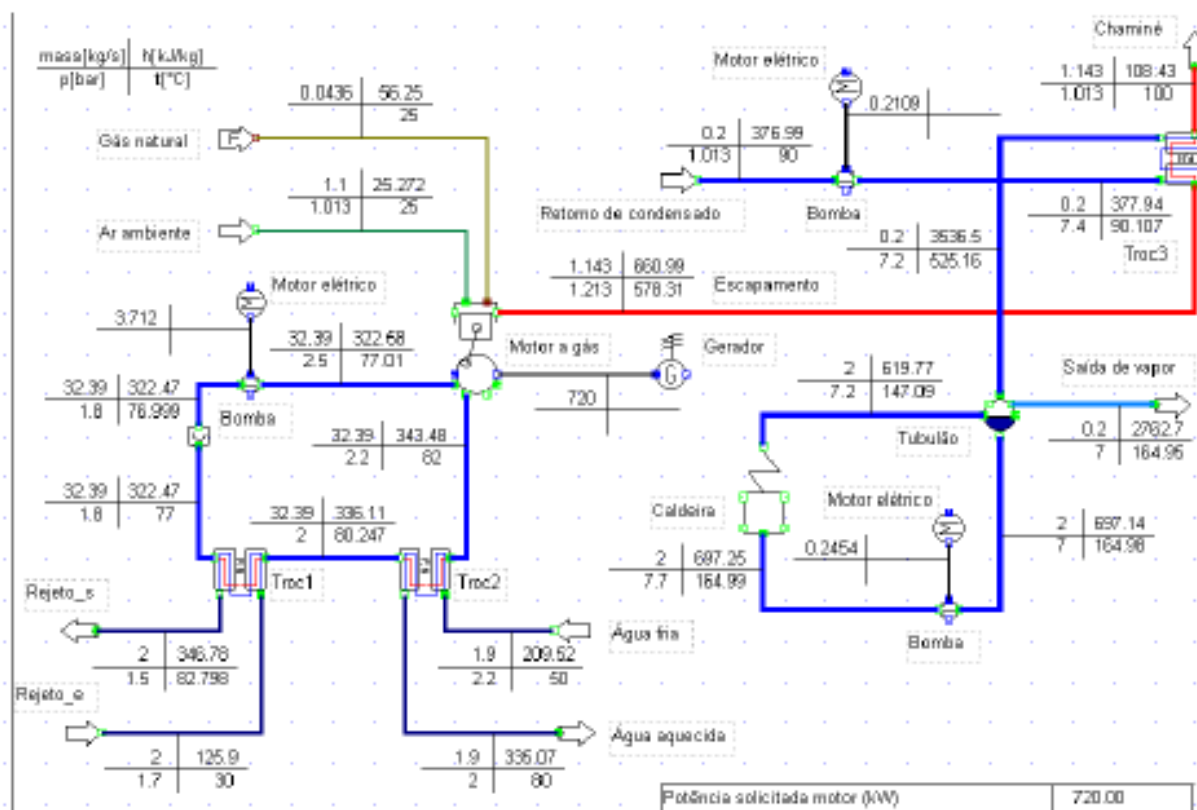
Curva de desempenho do motor a gás natural da Mercedes Benz



Fonte: (Mercedes Benz, 2005).

ANEXO B

Sistema de cogeração de um motor de combustão interna



Fonte: (Motores Waukesha, 2000)

ANEXO C

Tarifas do gás natural

Tarifas do Gás Natural Canalizado

Área de Concessão da Comgás

Portaria CSPE nº 412, de 26/05/2006, com vigência a partir de 31/05/2006

<i>Segmento Residencial</i>					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Classe	m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0 - 0	11,83	0	13,44	0
2	0,01 a 8,00 m ³	11,83	0,877024	13,44	0,996618
3	8,01 a 17,00 m ³	12,37	2,297549	14,06	2,610851
4	17,01 a 40,00 m ³	13,31	2,833361	15,13	3,219728
5	Acima 40,00 m ³	13,31	3,045194	15,13	3,460448
Nota de Faturamento: Os encargos variáveis são aplicados em cascata e o encargo fixo é aplicado na classe de consumo					
<i>Segmento Residencial - Medição Coletiva</i>					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Segmento		Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
Medição Coletiva		30,20	2,135559	34,32	2,426772
<i>Segmento Residencial - Tarifas Aposentado*</i>					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Classe	m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0 - 0	0	0	0	0
2	0,01 a 8,00 m ³	0	2,192560	0	2,491545
*Usuário Aposentado devidamente cadastrado junto à Concessionária como aposentado.					
<i>Segmento Comercial</i>					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Classe	m ³ /mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m ³
1	0 - 0	19,03	0	21,63	0
2	0,01 a 50,00 m ³	19,03	2,307412	21,63	2,622059
3	50,01 a 150,00 m ³	30,91	2,069639	35,13	2,351863
4	150,01 a 500,00 m ³	54,68	1,912119	62,14	2,172863
5	500,01 a 2.000,00 m ³	124,83	1,771795	141,85	2,013403
6	2.000,01 a 3.500,00 m ³	575,41	1,546539	653,88	1,757431
7	3.500,01 a 50.000,00 m ³	2.157,79	1,094770	2.452,03	1,244057

8	Acima de 50.000,00 m ³	5.724,38	1,023439	6.504,98	1,162999
---	-----------------------------------	----------	----------	----------	----------

Segmento Industrial					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Classe	m³/mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³
1	Até 5,00 m ³	17,92	0	20,36	0
2	5,01 a 50,00 m ³	1,71	3,051595	1,94	3,467722
3	50,01 a 130,00 m ³	26,97	2,556838	30,65	2,905498
4	130,01 a 1.000,00 m ³	126,91	1,795509	144,22	2,040351
5	1.000,01 a 5.000,00 m ³	237,56	1,685105	269,95	1,914892
6	5.000,01 a 50.000,00 m ³	3.352,10	1,063422	3.809,20	1,208434
7	50.000,01 a 300.000,00 m ³	20.112,54	0,728224	22.855,16	0,827527
8	300.000,01 a 500.000,00 m ³	33.520,90	0,683490	38.091,93	0,776693
9	500.000,01 a 1.000.000,00 m ³	40.225,08	0,670064	45.710,32	0,761436
10	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m ³	60.337,64	0,649953	68.565,50	0,738583
11	Acima de 2.000.000,00 m ³	80.450,18	0,639950	91.420,66	0,727216

Nota do Faturamento:

Cada classe é independente. Aplica-se a cada uma delas um encargo variável

Notas:

1) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³ (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15° K (20° C)

Pressão = 101.325 Pa (1 atm)

2) Fórmula de Cálculo de Importe: $I = F + (CM \times V)$, onde:

F = Valor do Encargo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m³

V = Valor do Encargo Variável

Gás Natural Veicular		
Segmento	Variável - R\$/m³ (Sem ICMS)	Variável - R\$/m³ (Com ICMS)
Gás Natural Veicular	0,562180	0,638841
Gás Natural - Transporte Público	0,515916	0,586268
Gás Natural - Frotas	0,515916	0,586268

Notas:

1) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³ (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15° K (20° C)

Segmento Cogeração			
		Variável R\$/m³ - Sem ICMS	
Classe	m³/mês	Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Cogeração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor
1	Até 100.000,00 m³	0,1746970	0,1722718
2	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,1382921	0,1363723
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,1358079	0,1339225
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,1229255	0,1212190
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,1075614	0,1060681
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,0921948	0,0909148
7	Acima de 10.000.000,00 m³	0,0764729	0,0754113

1) Os valores não incluem ICMS

2) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity + transporte) referido nas condições abaixo e destinado a esses segmentos.

3) Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³; (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15°K (20° C)

Pressão = 101.325 Pa (1 atm)

4) O custo do gás canalizado e do transporte destinados a estes segmentos, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:

a. R\$ 0,481825/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final.

b. R\$ 0,475136/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na cogeração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.

5) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 4, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11ª do Contrato de Concessão.

6) O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo

Segmento Termoelétricas			
		Variável R\$/m³ - Sem ICMS	
Classe	m³/mês	Geração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final	Geração de Energia Elétrica destinada à revenda a distribuidor
1	Até 100.000,00 m³	0,2254004	0,2222713
2	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,1229460	0,1212392
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,0859583	0,0847650
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,0764067	0,0753460
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,0668563	0,0659282
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,0573047	0,0565092

7	10.000.000,01 a 20.000.000,00 m ³	0,0477543	0,0470914
---	--	-----------	-----------

Notas:

1) Os valores não incluem ICMS

2) Ao valor das margens desta tabela, que já incluem os tributos PIS/COFINS, deverá ser acrescido o valor do preço do gás (commodity + transporte) referido nas condições abaixo e destinado a esses segmentos.

3) Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³; (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15°K (20° C)

Pressão = 101.325 Pa (1 atm)

4) O custo do gás canalizado e do transporte destinados a estes segmentos, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, vigentes nesta data, é de:

a. R\$ 0,481825/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na geração de energia elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda a consumidor final.

b. R\$ 0,475136/m³, nos casos em que o gás canalizado é adquirido como insumo energético utilizado na geração de energia elétrica destinada à revenda a distribuidor.

5) Os valores obtidos em razão de alterações para mais ou menos dos custos indicados no item 4, serão contabilizados em separado por usuário e a estes repassados, nos termos da Cláusula 11ª do Contrato de Concessão.

6) O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.

Segmento Interruptível (De acordo com a Portaria CSPE nº 211/2002)					
		Valores sem ICMS		Valores com ICMS	
Classe	m³/mês	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³	Fixo - R\$/mês	Variável - R\$/m³
1	Até 5,00 m ³	17,04	-	19,36	-
2	5,01 a 50,00 m ³	1,71	2,610698	1,94	2,966702
3	50,01 a 130,00 m ³	26,97	2,115941	30,65	2,404478
4	130,01 a 1.000,00 m ³	126,91	1,354612	144,22	1,539332
5	1.000,01 a 5.000,00 m ³	237,56	1,244208	269,95	1,413873
6	5.000,01 a 50.000,00 m ³	3.352,10	0,622525	3.809,20	0,707415
7	50.000,01 a 300.000,00 m ³	20.112,54	0,287327	22.855,16	0,326508
8	300.000,01 a 500.000,00 m ³	33.520,90	0,242593	38.091,93	0,275674
9	500.000,01 a 1.000.000,00 m ³	40.225,08	0,229167	45.710,32	0,260417
10	1.000.000,01 a 2.000.000,00 m ³	60.337,64	0,209056	68.565,50	0,237564
11	Acima de 2.000.000,00 m ³	80.450,18	0,199053	91.420,66	0,226197

Notas:

1) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³ (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15° K (20° C)

Pressão = 101.325 Pa (1 atm)

2) O custo do gás canalizado e do transporte (PGT) destinados a este segmento, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, deve ser adicionado ao encargo variável.

3) Fórmula de Cálculo de Importe: $I = F + [CM (V + PGT)]$, onde:

F = Valor do Encargo Fixo

CM = Consumo Mensal Medido em m³

V = Valor do Encargo Variável

PGT = Conforme nota 3 supra.

Tarifas do Gás Natural Canalizado
Área de Concessão da Comgás
Tabela de Margens Máximas
Portaria CSPE nº 412, de 26/05/2006, com vigência a partir de 31/05/2006

<i>Segmento Matéria Prima</i>			
		Valores sem ICMS	Valores com ICMS
Classe	m ³ /mês	Variável - R\$/m ³	Variável - R\$/m ³
1	Até 100.000,00 m ³	0,1746970	0,1985193
2	100.000,01 a 500.000,00 m ³	0,1382921	0,1571501
3	500.000,01 a 2.000.000,00 m ³	0,1358079	0,1543272
4	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m ³	0,1229255	0,1396881
5	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m ³	0,1075614	0,1222289
6	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m ³	0,0921948	0,1047668
7	Acima de 10.000.000,00 m ³	0,0764729	0,0869010

Notas:

1) Valores para Gás Natural referido nas seguintes condições:

Poder Calorífico Superior : 9.400 Kcal/m³ (39.348,400 kJ/m³ ou 10,932 kWh/m³)

Temperatura = 293,15° K (20° C)

Pressão = 101.325 Pa (1 atm)

2) O custo do gás canalizado e do transporte (PGT) destinados a este segmento, já considerados os valores dos tributos PIS e COFINS incidentes no fornecimento pela Concessionária, deve ser adicionado ao encargo variável.

3) O cálculo do importe deve ser realizado em cascata, ou seja, progressivamente em cada uma das faixas de consumo.

ANEXO D

Tarifas da energia elétrica

Taxas e Tarifas

TARIFAS PARA O FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Resolução No. 313/ANEEL DOU de 07/04/2006.

PREÇOS DE TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA PRATICADAS NA CPFL - PAULISTA

Estrutura Horo-Sazonal	Demanda R\$/kW		Consumo - R\$/ MWh				Ultrapassagem R\$/ kW	
			Período Seco		Período Úmido			
AZUL	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta	Ponta	Fora de Ponta
A2 (88 a 138 kV)	16,26	2,43	265,92	164,63	240,25	149,54	48,78	7,26
A2 (88 a 138 kV) - Classe Residencial e Rural	15,51	2,31	253,60	157,01	229,12	142,61	46,53	6,93
A3 (69 kV)	28,14	6,14	267,24	165,27	240,96	149,70	84,41	18,43
A3 (69 kV) - Classe Residencial e Rural	26,84	5,85	254,86	157,61	229,80	142,76	80,51	17,58
A3a (30 a 44 kV)	27,86	7,36	274,21	166,17	247,85	150,66	83,59	22,07
A3a (30 a 44 kV) - Classe Residencial e Rural	26,57	7,02	261,51	158,48	236,37	143,68	79,73	21,05
A4 (2,3 a 25 kV)	29,56	7,90	274,89	166,50	248,47	150,94	88,71	23,69
A4 (2,3 a 25 kV) - Classe Residencial e Rural	28,20	7,54	262,16	158,79	236,96	143,95	84,60	22,59
A4 (2,3 a 25 kV) - Coop Eletrificação Rural	16,34	5,45	107,25	50,99	99,24	45,06	49,02	16,35
AS (Subterrâneo)	30,94	12,11	287,60	174,20	260,02	157,90	92,83	36,32
AS (Subterrâneo) - Residencial e Rural	29,51	11,54	274,28	166,13	247,97	150,59	88,53	34,63
VERDE								
A3a (30 a 44 kV)	7,36		721,55	161,93	695,98	150,66		22,08
A3a (30 a 44 kV) - Classe Residencial e Rural	7,02		688,11	154,43	663,72	143,68		21,06
A4 (2,3 a 25 kV)	7,90		756,78	166,50	730,38	150,94		23,70
A4 (2,3 a 25 kV) - Classe Residencial e Rural	7,54		721,72	158,79	696,54	143,95		22,62
A4 (2,3 a 25 kV) - Coop Eletrificação Rural	5,45		485,17	50,99	477,21	45,06		16,35
AS (Subterrâneo)	12,11		791,94	174,20	764,35	157,90		36,33
AS (Subterrâneo) - Classe Residencial e Rural	11,54		755,25	166,13	728,93	150,59		34,62
Grupo A Convencional					Consumo	Demanda	Ultrapassagem	
					R\$ / MWh	R\$ / kW	R\$ / kW	
A3a (30 kV a 44 kV)					176,39	27,58	82,74	
A3a (30 kV a 44 kV) - Classes Residencial e Rural					168,22	26,30	78,90	

A4 (2,3 kV a 25 kV)	177,05	29,81	89,43
A4 (2,3 kV a 25 kV) - Classes Residencial e Rural	168,85	28,43	85,29
A4 (2,3 kV a 25 kV) - Coop Eletrificação Rural	90,59	6,18	18,54
AS (Subterrâneo)	185,25	44,07	132,21
AS (Subterrâneo) - Classes Residencial e Rural	176,66	42,03	126,09

Grupo B	Consumo	Demanda
	R\$/MWh	R\$/kW
Residencial - Normal	326,45	
Baixa Renda		Desconto
0 a 30 kWh	110,61	66,12
31 a 80 kWh	189,61	41,92
81 a 100 kWh	190,37	41,68
101 a 200 kWh	285,53	12,53
201 a 220 kWh	317,25	2,82
> 220 kWh	317,25	2,82
Rural	176,34	
Coop Eletrificação Rural	114,05	
Serviço Público de Irrigação	162,19	
Demais Classes	294,99	
Iluminação Pública		
B4a - Rede de Distribuição	144,97	
B4b - Bulbo da Lâmpada	159,11	

Descontos Tarifários	Serviços Executados	Grupo B - R\$			Grupo A R\$	
		MONO	BI	TRI		
GRUPO A	Vistoria Unidade Consumidora	2,63	3,77	7,54	22,63	
RURAL	10% kW/MWh	Aferição de Medidor	3,39	5,65	7,54	37,72
SERV. ÁGUA/ESGOTO	15% kW/MWh	Verificação Nível Tensão	3,39	5,65	6,79	37,72
GRUPO B	Religação Normal	3,01	4,14	12,44	37,72	
SERV. ÁGUA / ESGOTO	15% MWh	Religação Urgência	15,08	22,63	37,72	75,45

ANEXO E

Preços de turbina a gás

Manufacturer	Model	Rpm	Output kW	Heat Rate	Millions \$/KW	\$ / KW
GE	9281F	3000	217870	9625	39.9	\$183.14
GE	9231EC	3000	173680	9435	32.2	\$185.40
TP&M	FT4C-3F	3600	29810	10875	5.7	\$191.21
GE	9171E	3000	125940	9890	24.5	\$194.54
KWU	V94.2	3000	154000	10065	30.2	\$196.10
GE	9301F	3000	214000	9700	42	\$196.26
GE	9311FA	3000	228195	9360	45	\$197.20
WESTINGHOUSE	701D5	3000	133750	9960	26.5	\$198.13
WESTINGHOUSE	701DA	3000	138520	10040	27.5	\$198.53
WESTINGHOUSE	701F	3000	235720	9280	47	\$199.39
GE	9161E	3000	119355	10105	23.8	\$199.41
GE	7191F	3600	151300	9625	30.4	\$200.93
KWU	V94.2	3000	148800	10210	30.2	\$202.96
KWU	V94.3	3000	200360	9550	41	\$204.63
KWU	V94.3	3000	219000	9450	45	\$205.48
WESTINGHOUSE	501 D5	3600	121300	9890	25	\$206.10
WESTINGHOUSE	501 D5	3600	106800	10100	22.1	\$206.93
ABB	GT13E	3000	148000	9855	31	\$209.46
GE	7221FA	3600	161650	9243	34	\$210.33
WESTINGHOUSE	501 D5	3600	109350	10010	23	\$210.33
WESTINGHOUSE	501F	3600	163530	9470	34.5	\$210.97
ABB	GT13E2	3000	164300	9560	36	\$219.11
KWU	V84.2	3600	106200	10124	23.3	\$219.40
ABB	GT13D2	3000	100500	10600	22.5	\$223.88

ABB	GT11N2	3600	109200	10030	24.5	\$224.36
KWU	V84.3	3600	152700	9450	34.5	\$225.93
GE	7111EA	3600	84920	10212	19.3	\$227.27
KWU	V84.2	3600	103200	10220	23.5	\$227.71
GE	7171EF	3600	126200	9990	28.8	\$228.21
KWU	V84.3	3600	139000	9560	33	\$237.41
ABB	GT11N	3600	83880	10370	20.5	\$244.40
ABB	GT11N	3600	81600	10700	20.5	\$251.23
GE	6101FA	5100	71750	9740	18.5	\$257.84
WESTINGHOUSE	251 B10A	5420	42300	10600	11	\$260.05
GE	6541B	5100	39325	10560	10.5	\$267.01
GE	M5382C	4670	28337	11667	7.7	\$271.73
WESTINGHOUSE	251 B12	5400	47660	10420	13	\$272.77
GE	5371PA	5100	26785	11730	7.5	\$280.01
GE	5271RA	5100	20260	12800	5.7	\$281.34
WESTINGHOUSE	251 B12A	5400	49200	10440	14	\$284.55
GE	LM6000PA	3600	41020	8720	12.1	\$294.98
GE	LM5-ST120	3600	51500	7885	15.3	\$297.09
ABB	GT8C	6200	52600	9980	16	\$304.18
KWU	V64.3	5400	60650	9705	18.5	\$305.03
GE	LM6 50HZ	3600	40410	8850	12.6	\$311.80
GE	LM5-ST80	3600	46300	8170	14.7	\$317.49
ABB	GT8	6300	48500	10750	15.6	\$321.65
RR	AVON	5500	14610	11885	4.8	\$328.54
GE	LM5000PD	3600	33350	9390	13.6	\$407.80
GE	LM5000PC	3600	33700	9350	13.8	\$409.50
ABB	GT10	7700	24630	9965	10.1	\$410.07
MITSUBISHI	MF111B	9660	14845	10895	6.2	\$417.65
RR	RB211	4800	27240	9575	11.5	\$422.17

GE	LM2500	3600	22216	9404	9.5	\$427.62
TP&M	FT8	3600	25600	8875	11	\$429.69
SOLAR	TAURUS	14950	4370	12250	1.9	\$434.78
ABB	GT10	7700	21800	10405	9.5	\$435.78
SOLAR	CENTAUR	14950	3880	12250	1.7	\$438.14
RR	RB211	4800	25250	9550	11.1	\$439.60
RUSTON	TB5000	7950	3830	13450	1.7	\$443.86
MITSUBISHI	MF111A	9660	12835	11175	5.8	\$451.89
SOLAR	MARS	9000	10000	10550	4.6	\$460.00
RUSTON	TYPHOON	17380	4550	11350	2.1	\$461.54
MITSUI	SB60	5680	12650	11460	5.9	\$466.40
RUSTON	TORNADO	11085	6215	11340	2.9	\$466.61
DRESSER	DC990	7200	4200	11820	2	\$476.19
ALLISON	501KB5	14250	3725	12317	1.8	\$483.22
SOLAR	MARS	8568	8840	10975	4.3	\$486.43
ABB	GT35	3600	16360	10600	8	\$489.00
GE	LM500	7000	3880	11430	1.9	\$489.69
RR	SPEY SK15	5220	11630	10510	5.7	\$490.11
ALLISON	571KA	11500	5590	10650	2.8	\$500.89
RUSTON	TYPHOON	16570	3945	11360	2	\$506.97
GE	LM1600	7000	13430	9560	6.9	\$513.78
NUOVO PIGNONE	PGT10	7900	9980	10500	5.2	\$521.04
GE	LM2500PH	3600	19700	9630	10.3	\$522.84
ALLISON	501KH	14600	3740	12363	2.1	\$561.50
ALLISON	570KA	11500	4610	12225	2.6	\$563.99
RUSTON	HURRICAN E	27245	1575	13820	1.1	\$698.41
SOLAR	SATURN	22120	1080	14685	0.8	\$740.74
TURBOMECA	M	22000	1086	13125	0.9	\$828.73

ANEXO F

Preços de motores a combustão (valores em EUROS)

Model	Engine type	KVA	Phase	RPM	Cooling	KW	AMP	Price Open	AMF	Acoustic Canopy	DBA @ 7M
P27	3.1524	27	3	1500	Water	21.6	38	7289	1450	2693	68.0
P30E	3.1524	30	3	1500	Water	24	42	7289	1450	2693	68.0
P40P1	1004G	40	3	1500	Water	32	56	7981	1500	2830	70.0
P44E	1004G	44	3	1500	Water	35.2	61	8039	1500	2830	70.0
P45P1	1004G	45	3	1500	Water	36	63	8764	1500	2830	70.0
P50E1	1004G	50	3	1500	Water	40	70	8764	1500	2830	70.0
P60P1	1004TG2	60	3	1500	Water	48	83	9469	1500	2830	68.5
P65E1	1004TG2	65	3	1500	Water	52	90	9469	1500	2830	68.5
P75P1	1004TG2	75	3	1500	Water	60	104	10551	1600	2830	69.0
P83E1	1004TG2	83	3	1500	Water	66.4	115	10551	1600	2830	69.0
P90	1006TG1A	90	3	1500	Water	72	125	12587	2400	3297	70.0
P100E	1006TG1A	100	3	1500	Water	80	139	12587	2400	3297	70.0
P100	1006TG2A	100	3	1500	Water	80	139	12926	2400	3297	70.0
P110E	1006TG2A	110	3	1500	Water	88	153	12926	2400	3297	70.0
P135	1006TAG	135	3	1500	Water	108	188	16448	2060	4805	72.0
P150E	1006TAG	150	3	1500	Water	120	208	16448	2060	4805	72.0
P150P1	1006TAG2	150	3	1500	Water	128	222	18121	2060	5414	70.0
P165E1	1006TAG2	165	3	1500	Water	140	243	18121	2060	5414	70.0
P200H	1306-E87TA	200	3	1500	Water	160	278	22725	2400	6045	70.0
P220HE	1306-E87TA	220	3	1500	Water	176	306	22725	2400	6045	70.0
P230H	1306-E87TA	230	3	1500	Water	184	320	24385	2400	6045	70.0
P250HE	1306-E87TA	250	3	1500	Water	200	348	24385	2400	6045	70.0

SL330E3	80	330	3	1500	Water	264	459	34563	3500	9838	69.4
SL350E3	DSC1254A 10-82	350	3	1500	Water	280	486	35046	3500	9838	69.4
SL350P1	DSC1254A 10-82	350	3	1500	Water	304	528	35843	3500	9838	69.4
SL400E1	DSC1254A 10-83	400	3	1500	Water	320	556	35843	3500	9838	69.4
SL400P1	DSC1254A 10-83	400	3	1500	Water	320	556	39473	3500	9838	69.4
SL450E1	DSC1254A 10-83	450	3	1500	Water	352	612	39473	3500	9838	69.4
P450P1	2806C-E16TAG1	450	3	1500	Water	360	626	44581	4300	13364	70.5
P500E1	2806C-E16TAG1	500	3	1500	Water	400	695	44581	4300	13364	70.5
P500P1	2806C-E16TAG2	500	3	1500	Water	400	695	49375	4300	13364	70.5
P550E1	2806C-E16TAG2	550	3	1500	Water	440	764	49375	4300	13364	70.5
P605E1	2806C-E18TAG2	600	3	1500	Water	520	904	60584	5900	13561	
P635E1	2806C-E18TAG2	700	3	1500	Water	580	1008	60892	5900	13561	
P730P1	4006TAG1A	730	3	1500	Water	580	1008	75745	5900	32495	
P800E1	4006TAG2A	800	3	1500	Water	640	1112	75745	5900	32495	
P800P1	4006TAG3A	800	3	1500	Water	640	1112	83594	5900	32495	
P900E1	4006TAG3A	900	3	1500	Water	720	1251	84886	5900	32495	

ANEXO G

Preços das miniturbinas a gás

Unit	Capstone 30 kw	Capstone 60 kw	Ingersoll- Rand 70 kw	Ingersoll- Rand 250 kw	Ingersoll- Rand 1700 kw	Solar Cat Taurus 60 5,500 kw	Fuel Cell
kilowatts /hr	30	60	70	250	1700	5376	100
heat rate LVH (btu per kw)	13,700	12,200	13,550	10,700	10,500	11,225	8,000 est.
Fuel Flow BTU/hr (HHV)	411,000	804,000	948,500	2,975,000	17,850,000	61,737,500	800,000
Fuel Flow mcf per hour	.411	.804	.949	2.98	17.85	61.74	.800
Fuel Flow at 100% output - mcf per day	9.86	19.30	22.76	71.40	428.40	1,481.70	19.2
Total Exhaust Energy in btu	310,000	541,000	682,920	2,171,750	12,495,000	39,900,000	600,000
Design Life Hours	50,000	50,000	80,000	80,000	80,000	100,000	7,000
Global Energy Pricing Unit Cost	\$26,000 (84 units available) \$35,500 new from factory	\$55,500 new	\$100,000 new	\$300,000+ new	\$1,700,000 new	\$2,100,000 (36 units available)	\$1,300,000
Cost Per Unit Life per kwh	\$.0173	\$.0167	\$.0143	\$.0125	\$.0096	\$.0039	\$1.86
Overhaul Cost at End of Life (est)	\$5,000	\$15,000	\$15,000	\$60,000	\$300,000	Requires periodic overhauls and checks	Buy new unit
Notes						Units are trailer mounted	Still under development

ANEXO H

Preço de motores elétricos

HP			RGE1/RGE/RG		
	RPM	Frame	Cat. No.	Part No.	List \$
60	3600	326TS	EDK5775	51533468	2582
	1800	364T	EDL5950	51533469	2380
	1200	404T	EDM6678	51533852	3742
75	3600	364TS	EDL6153	51533470	3260
	1800	365T	EDL6321	51533471	3027
	1200	405T	EDM0451	51533853	4498
100	3600	365TS	EDL6510	51533472	4482 ¹
	1800	404T	EDM6685	51533854	3901 ¹
	1800	404TS	EDM6797	51533855	3901 ¹
	1200	444T	EDN7238	1RA04446DEC1	5699
	900	445T	—	—	7760
125	3600	404TS	EDM6818	51533856	5514 ¹
	1800	405T	EDM6846	51533857	4487 ¹
	1800	405TS	EDM7070	51533858	4487 ¹
	1200	445T	EDN7546	1RA04456DEC1	6933
	900	447T	—	—	8573
150	3600	405TS	EDM7077	51533859	7131 ¹
	1800	444TS	EDN7406	1RA04444DEC2	6451
	1200	445T	EDN0458	1RA04456DFC1	7636
	900	447T	—	—	9672 ²
200	3600	444TS	EDN7420	1RA04442DEG2	9377
	1800	445TS	EDN7714	1RA04454DEC2	7865 ³
	1200	447T	EDN7875	1RA04476DGC1	9975
	900	449T	— *	—	10355 ²
250	3600	445TS	HDN7728*	1RA04452DPG2	10032 ¹
	1800	445TS	HDN8400*	1RA04454DRC2	8863 ^{2,3}
	1200	449TS	HDN8568*	1RA04496DRC1	9810 ^{2,3}
300	3600	447TS	HDN8624*	1RA04472DPG2	11781 ¹
	1800	447TS	HDN2999	1RA04474DRC2	9832 ^{2,3}
	1200	449T	—	—	11392 ²
350	3600	447TS	HDN8022*	1RA04472DXG2	13494 ¹
	1800	447TS	—	—	11500 ²
400	3600	449TS	HDN8036*	1RA04492DPG2	15354 ^{1,2}
	1800	449TS	—	—	14500 ²
450	3600	449TS	HDN8638*	1RA04492DXG2	15654 ^{1,2}
500	3600	449TS	HDN8050*	1RA04492DYG2	17018 ^{1,2}

Out of scope of EPAAct regulations.