

ANÁLISE ENERGÉTICA EXPERIMENTAL E ESTUDO DA VIABILIDADE
ECONÔMICA DE UM GRUPO GERADOR DE 30 kW_e A GÁS NATURAL EM
DIFERENTES NÍVEIS E TIPOS DE CARGAS ELÉTRICAS.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE ENERGÉTICA EXPERIMENTAL E ESTUDO DA VIABILIDADE
ECONÔMICA DE UM GRUPO GERADOR DE 30 kW_e A GÁS NATURAL EM
DIFERENTES NÍVEIS E TIPOS DE CARGAS ELÉTRICAS.

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA À UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO
PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

CARLOS EDUARDO MADEIROS CASTELLETI

FABIO SANTANA MAGNANI (ORIENTADOR)

JORGE RECARTE HENRIQUEZ GUERRERO (CO-ORIENTADOR)

RECIFE, OUTUBRO DE 2005

C348a

Castelletti, Carlos Eduardo Madeiros.

Análise energética experimental e estudo da viabilidade econômica de um grupo gerador de 30KWe a gás natural em diferentes níveis e tipos de cargas elétricas / Carlos Eduardo Madeiros Castelletti. – Recife : O Autor, 2005.

115 folhas. : il. ; fig.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Pernambuco. CTG. Engenharia Mecânica, 2005.

Inclui bibliografia.

1. Engenharia Mecânica. 2. Engenharia térmica. 3. Grupo gerador - Engenharia térmica. 4. Motor ciclo Otto. 5. Geração termelétrica. 6. Gás natural. I. Título.

620.1 CDD (22.ed.)

UFPE
BCTG/2004-45

“ANÁLISE ENERGÉTICA EXPERIMENTAL E ESTUDO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DE UM GRUPO GERADOR DE 30 KWE A GÁS NATURAL EM DIFERENTES NÍVEIS E TIPOS DE CARGAS ELÉTRICAS”.

CARLOS EDUARDO MADEIROS CASTELLETI

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO
TÍTULO DE MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA

ÁREA DE CONCENTRAÇÃO: PROCESSOS E SISTEMAS TÉRMICOS
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA/CTG/EEP/UFPE



Prof. Dr. FÁBIO SANTANA MAGNANI
ORIENTADOR/PRESIDENTE

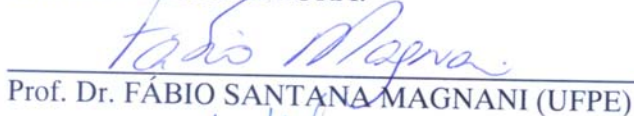


Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRIQUEZ GUERRERO
CO-ORIENTADOR



Profa. Dra. ANA ROSA MENDES PRIMO
COORDENADORA DO CURSO

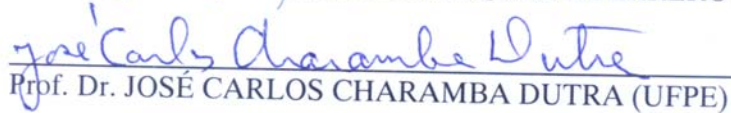
BANCA EXAMINADORA:



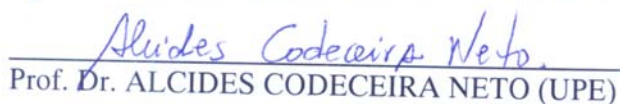
Prof. Dr. FÁBIO SANTANA MAGNANI (UFPE)



Prof. Dr. JORGE RECARTE HENRIQUEZ GUERRERO (UFPE)



Prof. Dr. JOSÉ CARLOS CHARAMBA DUTRA (UFPE)



Prof. Dr. ALCIDES CODECEIRA NETO (UPE)

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Fábio Magnani, pela orientação e apoio no desenvolvimento deste trabalho e ao longo do mestrado.

Ao Prof. Sérgio Peres, do POLICOM-UPE, pela orientação, dedicação e incentivo para a realização deste mestrado; por ter me convidado para participar do POLICOM desde o final do curso de graduação; e pelo empréstimo de equipamento para a realização deste trabalho.

Aos Professores e alunos do GET, em especial ao Prof. Jorge Henriquez pelo apoio e pela convivência.

Aos meus pais, pelo incentivo e orientação em todas as decisões.

Aos meus familiares, pelo apoio e convívio.

A Ada e Pietro (in memoriam) Calábria pelo constante incentivo.

A Eveline Peres, pela paciência ao longo deste último ano e meio de realização do mestrado e pelo incentivo à realização do mestrado.

Aos colegas de pesquisa do POLICOM-UPE, pelo apoio e incentivo nessa jornada.

A CAPES, PETROBRÁS, COPERGAS e FINEPE, pelo suporte financeiro para construção do projeto CONGENCASA no qual realizei este trabalho.

A Hamilton de Moura Junior, da Aragão Engenharia e Roberto Vieira, pelas informações fornecidas para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

Por falta de investimento em geração de energia no setor elétrico nacional, associado ao crescimento da demanda devido ao crescimento da economia brasileira, há uma previsão de um novo racionamento de energia elétrica a partir de 2007. Esta falta de investimento governamental e privado de grande porte torna imperativo que as empresas que não queiram sofrer cortes de produção devido à redução do fornecimento de energia elétrica invistam na geração de energia local. Uma das opções mais importantes para a geração descentralizada de energia é a utilização de grupos geradores utilizando motores de combustão interna. Por isso, é muito importante o conhecimento das condições operacionais de grupos geradores sob diferentes regimes e tipos de carga.

Deste modo, este trabalho analisou o funcionamento de um grupo gerador de 30 kWe, visando atender o suprimento de energia elétrica para residências, condomínios e pequenos centros comerciais.

O grupo gerador é constituído de um motor, que opera no ciclo Otto e utiliza gás natural como combustível; e um alternador de 37 kVA, sendo acondicionado numa cabine silenciadora.

Foi estudada a *performance* deste grupo gerador operando com cargas elétricas em potências variadas e diferentes tipos de cargas (resistiva, indutiva e desbalanceada). Sob diferentes regimes operacionais foram efetuadas as seguintes atividades: caracterização térmica operacional; verificação da qualidade da energia gerada; verificação dos poluentes gerados e obtenção dos rendimentos térmico e elétrico do grupo gerador. Também foi realizada uma análise econômica baseada nas diferentes condições operacionais deste grupo, ou seja, nas diferentes situações de geração elétrica e finalidades da geração.

A análise econômica indicou que o projeto de geração de energia elétrica utilizando grupo gerador pode ser inviabilizado caso opere em condições adversas, ou seja, em cargas parciais e baixo rendimento térmico. Portanto, o grupo gerador deve ser dimensionado para funcionar nas condições ótimas de operação, ou seja, com alto rendimento.

Os resultados das análises mostraram as variáveis da operação do grupo em diferentes cargas elétricas, indicando que os gases de exaustão do motor variam em composição de acordo com a carga elétrica gerada. Também foi evidenciado que a carga elétrica gerada tem pouca influência no calor de resfriamento, permanecendo praticamente constante. Porém, a mesma tem grande influência no rendimento do grupo gerador, atingindo 29% de rendimento em carga máxima.

Palavras-chave: Motor ciclo Otto. Grupo gerador. Gás natural. Geração termelétrica. Geração distribuída. Análise econômica de geração.

ABSTRACT

Due to the lack of investment in the Brazilian electricity sector, together with the increment of the economy, there is a great possibility of new electricity rationing in 2007. This energy shortage imposes that the companies, which do not intend to have a reduction in their production capacity, supply their own electricity. One of the main options is the electricity production using an Otto-cycle engine connected to an electrical generator. For this reason, it is extremely important to know and understand the operational conditions of the generator under several load types and regimes. Hence, this dissertation analyzed the operational condition of a 30 kWe-Otto cycle-electrical generator that can be used to supply electricity to residences, condominiums and small shopping centers.

The generator set consists of an Otto-cycle engine running on natural gas; and 37-kVA-electricity generator, conditioned in a noise proof cabin.

It was studied the generator group performance on several electrical regimes and load types (resistive, inductive and unbalanced). It was carried out the following activities: operational thermal characterization; analyzes of the polluting gases generated; verification of the thermal and electrical efficiency. Also, it was carried out an economical analysis based on the different operational conditions of the generator group.

The economical analysis suggested that electricity generation projects might not be feasible if it considered operating in partial loads and low efficiency regimes. Thus, to be feasible, a project must consider the use of the generator set in optimum conditions, i.e., high efficiency mode.

The analyses results show the operational variables of the generator set in several working loads. One of the main results was that the exhaust gases vary their composition accordingly to the electricity generated. Also, it has shown that there is no influence (or very little influence) of the electrical load on the cooling heat, i.e., this heat remains almost constant throughout all the different operational conditions. However, the electrical load has a great influence on the generator group efficiency. The maximum efficiency obtained was 29% at full load.

Key words: Otto cycle engine. Generator set. Operational conditions. Natural gas. Economical analysis of distributed power generation

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Análise energética no Brasil após 1970.....	1
1.2	Cogeração	3
1.3	Simulação	6
1.4	Gás natural do Brasil	6
1.5	Projeto COGENGASA	8
1.6	Estrutura do trabalho	10
2.	EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTAÇÃO	11
2.1	Grupo gerador.....	11
2.1.1	Motor alternativo	14
2.1.2	Alternador.....	15
2.1.2.1	Excitatriz.....	16
2.2	Equipamento para consumo da energia gerada	17
2.2.1	Banco de resistências.....	17
2.2.2	Motor elétrico	18
2.3	Instrumentação	18
2.3.1	Sistema de aquisição de dados	19
2.3.2	Termopares	22
2.3.3	Analisador de gases de exaustão	24
2.3.3.1	Sensores eletroquímicos	25
2.3.4	Vazão do ar no motor	26
2.3.5	Vazão do ar de arrefecimento do grupo gerador	27
2.3.6	Câmera de infra-vermelho	28
2.3.7	Analisador de energia elétrica	28
3.	GRUPO GERADOR	29
3.1	Materiais e Métodos	29
3.1.1	Instalação dos sensores.....	29
3.2	Ensaio.....	35
3.3	Análises	36
3.3.1	Consumo de gás natural.....	37
3.3.2	Relação ar / combustível	38
3.3.3	Composição dos gases de exaustão	39
3.3.4	Calor de resfriamento total	39
3.3.5	Calor de resfriamento pela água	39
3.3.6	Massa de água de resfriamento.....	39
3.3.7	Energia do combustível	40
3.3.8	Energia de exaustão	40
3.3.9	Energia de aspiração.....	40
3.3.10	Calor de resfriamento por cálculo	40
3.3.11	Rendimento do sistema de geração	41
3.3.12	Análise elétrica	41
3.4	Análise de erros	41
3.5	Comparações	45
4.	RESULTADOS E ANÁLISE.....	46
4.1	Introdução.....	46
4.2	Regime Permanente.....	46
4.2.1	Temperaturas	46
4.2.2	Gases.....	47
4.2.3	Calor / Energia / Rendimento	56
4.2.3.1	Relação ar/combustível	56

4.2.3.2	Calor de resfriamento	58
4.2.3.3	Massa de água.....	60
4.2.3.4	Energia.....	61
4.2.3.5	Rendimento.....	62
4.2.4	Energia elétrica	62
4.2.4.1	Harmônicos.....	63
4.3	Regime transiente	64
4.3.1	Temperatura.....	64
4.3.2	Termografia	70
4.3.3	Gases.....	72
4.3.4	Calor / Energia / Rendimento	73
4.3.4.1	Relação ar/combustível	73
4.3.4.2	Calor de resfriamento	73
4.3.4.3	Massa de água.....	74
4.3.4.4	Energia.....	75
4.3.5	Energia elétrica	75
4.4	Resumo dos resultados	76
5.	ESTUDO DE CASO	79
5.1	Tarifas.....	80
5.2	Situação de estudo	82
5.3	Resultados.....	84
5.3.1	Custos	84
5.3.2	Viabilidade econômica	87
5.4	Caso 2	90
6.	CONCLUSÕES	95
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	97
	APÊNDICE - Artigo publicado no COBEM- 2005 utilizando o mesmo grupo gerador.	103
	ANEXO A – Certificado de calibração do termômetro 8C.....	113
	ANEXO B – Relatório de inspeção termográfica	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Comparativo do sistema atual de geração X com geração distribuída.....	3
Figura 1.2 – Modelo de cogeração com turbina a vapor	4
Figura 1.3 – Modelo de cogeração com turbina a gás	4
Figura 1.4 – Modelo de cogeração com MCI.....	5
Figura 1.5 – Galpão onde está sendo instalado o sistema de cogeração	9
Figura 1.6 – Desenho esquemático do sistema de cogeração do projeto COGENCASA	10
Figura 2.1 – Grupo gerador utilizado nos ensaios	11
Figura 2.2 – Quadro do comando do grupo gerador	12
Figura 2.3 – Regulador de tensão	12
Figura 2.4 – Relés de partida	13
Figura 2.5 – Regulador de Pressão	13
Figura 2.6 – Controlador de Velocidade de aspiração.....	14
Figura 2.7 – Motor de combustão interna ciclo Otto.....	14
Figura 2.8 – Excitatriz	16
Figura 2.9 – Banco de resistências	17
Figura 2.10 – Quadro elétrico do banco de resistências.....	17
Figura 2.11 – Ligação elétrica das resistências	18
Figura 2.12 – Motor elétrico.....	18
Figura 2.13 – Computador PXI da National.....	19
Figura 2.14 – Borneira, e termo-vazão	19
Figura 2.15 – Tela de leitura do LABVIEW	20
Figura 2.16 – Digrama de blocos principal	21
Figura 2.17 – Diagrama de blocos da medição de vazão	21
Figura 2.18 – Digrama de blocos típico das medições de temperatura	22
Figura 2.19 – Digrama de blocos da leitura da temperatura 1 e saída do tempo de leitura.....	22
Figura 2.20 – Montagem dos termopares e termômetro.....	23
Figura 2.21 – Poço de estabilização	23
Figura 2.22 – Analisador de gases.....	24
Figura 2.23 – Estrutura de um sensor eletroquímico de material gasoso	25
Figura 2.24 – Sonda de medição de vazão	26
Figura 2.25 – Placa eletrônica do medidor de vazão	27
Figura 2.26 – Balômetro	27
Figura 2.27 – Analisador de energia elétrica.....	28
Figura 3.1 – Posicionamento dos termopares e indicação dos fluxos dos fluidos no grupo gerador.....	29
Figura 3.2 – Montagem do termopar 1	30
Figura 3.3 – Montagem do termopar 2	30
Figura 3.4 – Montagem do termopar 3	31
Figura 3.5 – Montagem do termopar 4	31
Figura 3.6 – Montagem do termopar 5	32
Figura 3.7 - Montagem do termopar 6.....	32
Figura 3.8 - Montagem do termopar 7.....	33
Figura 3.9 – Montagem da sonda de gases.....	33
Figura 3.10 – Montagem do medidor de vazão de ar	34
Figura 3.11 – Balômetro montado no grupo gerador	34
Figura 3.12 – Montagem da câmera infravermelho	35
Figura 3.13 – Montagem dos alicates do analisador de energia elétrica	35
Figura 3.14 – Estação redutora de pressão	37
Figura 3.15 – Medidor de consumo de GN analógico.....	38
Figura 3.16 – Balanço de energia do grupo gerador.....	41

Figura 4.1 – Consumo combustível.....	54
Figura 4.2 – Gases de exaustão	55
Figura 4.3 – Gases de exaustão	55
Figura 4.4 – Curva de geração de gases poluentes x relação ar / combustível.....	56
Figura 4.5 – Relação ar/combustível	57
Figura 4.6 – Calor de resfriamento	58
Figura 4.7 – Energia do combustível e calor de resfriamento total.....	59
Figura 4.8 – Energia do combustível com cálculo do erro.....	60
Figura 4.9 – Massa de água	60
Figura 4.10 – Energia do combustível e potência ativa.....	61
Figura 4.11 – Energia de exaustão e aspiração x potência ativa	61
Figura 4.12 – Rendimento	62
Figura 4.13 – Temperaturas em regime transiente	65
Figura 4.14 – Temperatura em regime transiente.....	65
Figura 4.15 – IR motor desligado.....	70
Figura 4.16 – IR motor após 11 minutos	70
Figura 4.17 – IR motor após 15 minutos	71
Figura 4.18 – IR motor após 23 minutos	71
Figura 4.19 – Motor do grupo gerador	71
Figura 4.20 – Gases de exaustão em regime transiente.....	72
Figura 4.21 – Gases de exaustão em regime transiente.....	72
Figura 4.22 – Relação ar/combustível	73
Figura 4.23 – Calor de resfriamento e energia do combustível.....	74
Figura 4.24 – Massa de ar em regime permanente.....	75
Figura 4.25 – Tensão em regime transiente.....	76
Figura 5.1 – Potência ativa caso 1	84
Figura 5.2 – Gráfico custo mensal e fluxo de caixa caso1	85
Figura 5.3 – Gráfico VPL caso 1	88
Figura 5.4 – Potência ativa caso 2	90
Figura 5.5 – Gráfico Custo mensal e fluxo de caixa caso 2	91
Figura 5.6 – Gráfico VPL - caso 2.....	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Variável de centrais termelétricas.....	5
Tabela 1.2 – Especificação do Gás Natural (1)	7
Tabela 2.1 – Calibração dos termopares.....	24
Tabela 2.2 – Parâmetros de medição do analisador de gases	25
Tabela 2.3 – Características elétricas analisadas	28
Tabela 3.1 – Locais de instalação dos termopares.....	29
Tabela 3.2 – Ensaios.....	36
Tabela 4.1 – Resumo dos ensaios.....	46
Tabela 4.2 – Resultados e análises da operação em regime permanente	48
Tabela 4.3 – Cromatográfica gás natural.....	57
Tabela 4.4 – Dados termodinâmicos	58
Tabela 4.5 – Resultados e análises da operação em regime transiente.....	66
Tabela 4.6 – Resumo dos resultados da operação em regime permanente.....	77
Tabela 4.7 – Resumo dos resultados da operação em regime transiente.....	78
Tabela 5.1 – Tensão e classificação dos grupos de fornecimento elétrico	80
Tabela 5.2 – Tarifas de eletricidade - concessionária.....	81
Tabela 5.3 – Tarifa GN - concessionária.....	81
Tabela 5.4 – Situações avaliadas	82
Tabela 5.5 – Custos de instalação.....	83
Tabela 5.6 – Variáveis financeiras e (O&M) no caso base	83
Tabela 5.7 – Caso 1	83
Tabela 5.8 – Custo mensal e fluxo de caixa - caso 1	86
Tabela 5.9 – VPL caso 1.....	89
Tabela 5.10 – Caso 2	90
Tabela 5.11 – Custo mensal e fluxo de caixa - caso 2.....	92
Tabela 5.12 – VPL - caso 2	94

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A4 – Classe de Faturamento – Tensão de 2.300 a 25.000V

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

B1 – Classe de Faturamento – Fornecimento residencial em Baixa Tensão

B3 – Classe de Faturamento – Fornecimento Comercial em Baixa Tensão

C1 – Hidrocarboneto com um carbono

C2 – Hidrocarboneto com dois carbonos

C₂H₆ – Etano

C3 – Hidrocarboneto com três carbonos

C₃H₈ – Propano

C_{4,2}H_{10,4} – Butano ou Hidrocarbonetos Superiores

C4+ – Hidrocarboneto com quatro ou mais carbonos

CBEE – Comercializadora Brasileira de Geração Emergencial

CH₄ – Metano

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CFR – Tipo de motor de teste padrão

CO – Monóxido de Carbono

CO₂ – Dióxido de Carbono

COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

cog – Cogeração

COGENCASA – Projeto de Microcogeração

com. – Comercial

concess. – Concessionária

COPERGÁS – Companhia Pernambucana de Gás

DHTi – Distorção Harmônica Total de Corrente

DHTu – Distorção Harmônica Total de Tensão

ECE – Encargo de Capacidade Emergencial

EN – Energia Elétrica

Enc. Fin. – Encargos Financeiros

ENERG – Energia Elétrica

Fase R – Primeira fase de elétrica em corrente alternada

Fase S – Segunda fase de elétrica em corrente alternada

Fase T – Terceira fase de elétrica em corrente alternada

FINEP – Financiadora de Estudos e Projetos

GET – Grupo de Engenharia Térmica

GM – General Motors

GN – Gás Natural

H₂O – Água

IAD – Índice Antidetonante

ICMS – Imposto sobre operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre prestações de Serviços de transporte interestadual, intermunicipal e de comunicação

Imp. – Imposto

ISO – International Organization for Standardization – ISO significa IGUAL em grego

LMPT – Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais

LPG – Gás Natural Líquido

máx. – Máximo

MCI – Motor de Combustão Interna

MON – Motor Octane Number

N₂ – Nitrogênio

NO – Monóxido de Nitrogênio

NO_x – Óxidos de Nitrogênio

O&M – Operação & Manutenção

O₂ – Oxigênio

PCH – Pequena Central Hidroelétrica

PCI – Poder Calorífico Inferior

PCS – Poder Calorífico Superior

PCSS – Poder Calorífico Superior dos componentes

PETROBRAS – Petróleo Brasileiro S.A.

PIB – Produto Interno Bruto

PIS – Imposto para o Programa de Integração Social

PROALCOOL – Programa Nacional do Alcool

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

PSI – Power Solutions, Inc.

PTFE – PoliTetraFlúorEtileno

PVC – PoliCloroeto de Vinila

rend. – Rendimento

res. – residencial

RON – Research Octane Number

Temp. – Temperatura

Term. – Termopar

TIR – Taxa Interna de Retorno

TMA – Taxa Mínima de Atratividade

UFPE – Universidade Federal de Pernambuco

UFSC – Universidade Federal de Santa Catarina

VP – Valor Presente

VPL – Valor Presente Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

- $\dot{W}$ – Potência elétrica gerada (kJ/s)
- $\dot{Q}$ - Calor transferido (kJ/s)
- $\dot{V}$ - Volume
- T – Temperatura
- Vl – Volume
- p – Pressão
- a – Coeficiente Estequiométrico
- b – Coeficiente Estequiométrico
- c – Coeficiente Estequiométrico
- d – Coeficiente Estequiométrico
- e – Coeficiente Estequiométrico
- f – Coeficiente Estequiométrico
- g – Coeficiente Estequiométrico
- h – Coeficiente Estequiométrico
- i – Coeficiente Estequiométrico
- j – Coeficiente Estequiométrico
- k – Coeficiente Estequiométrico
- l – Coeficiente Estequiométrico
- m – Coeficiente Estequiométrico
- n – Coeficiente Estequiométrico
- z – Coeficiente Estequiométrico
- AC – Relação ar/combustível – Em (kg(ar)/kg(comb.))
- $\dot{Q}_{REF.T}$ – Calor de resfriamento total (kJ/s)
- $\dot{m}_{AR}$ – Fluxo de massa de ar de resfriamento (kg/s)
- $T_{SAIDA_RAD_AR}$ – Temperatura do ar de saída do radiador (°C)
- T_{AMB} – Temperatura ambiente (°C)
- Cp_{ar} – Calor específico do ar (kJ/kgK)
- $\dot{Q}_{REF.água}$ – Calor de resfriamento pela água (kJ/s)
- $T_{ENT.RAD_AR}$ – Temperatura de entrada do ar no radiador (°C)
- $\dot{m}_{AGUA}$ – Fluxo de massa de água de resfriamento (kg/s)
- $C_{Págua}$ – Calor específico da água (kJ/kgK)
- $T_{ENT._RAD._AGUA}$ – Temperatura de saída da água do radiador (°C)
- $T_{SAIDA_RAD._AGUA}$ – Temperatura de saída da água do radiador (°C)
- $\dot{E}_{comb}$ – Energia do combustível (kJ/s)
- volume_corrigido* – Fluxo volumétrico de gás natural corrigido (m³/s)
- PCS(GN) – Poder Calorífico Superior do Gás Natural em (kJ/m³)
- $\dot{E}_{esc}$ – Energia de Exaustão (kJ/s)
- massa_corrigida* – Fluxo de massa do Gás Natural Corrigida (kg/s)
- massa_ar_motor* – Fluxo de massa de Ar que entra no Motor (kg/s)

T_{esc} – Temperatura do Escapamento (°C)

Cp_{gases} – Calor Específico dos Gases de Exaustão (kJ/kgK)

$\dot{E}_{asp}$ – Energia de Aspiração (kJ/s)

$T_{AR_ENT_MOTOR}$ – Temperatura do Ar que Entra no Motor (°C)

$\dot{Q}_{REFT_calc}$ – Calor de Resfriamento Total por Cálculo (kJ/s)

η – Rendimento do Grupo Gerador (%)

δ – Indicativo de erro de uma medida

FP – Fator de Potência

3f – Três Fases – Usualmente em energia elétrica

Cn – Fluxo de Caixa no Período n

nn – Número de Períodos Envolvidos no Investimento

LISTA DE UNIDADES

kWe – Quilowatt Elétrico – 10^3 watt_e
m³ – Metro Cúbico
GW – Gigawatt – 10^9 watt's
% - Percentagem
°C – Graus Celsius
MW – Megawatt – 10^6 watt's
US\$/kW – Dólares por Quilowatt
kJ/kWh - Quilojoule por Quilowatt.hora
kJ/m³ - Quilojoule por Metro Cúbico
kWh/m³ - Quilowatt hora por Metro Cúbico
% vol. – Percentagem em Volume
mg/m³ - Miligrama por Metro Cúbico
K – Kelvin
kPa – Quilo Pascal
atm – Atmosfera
KVA – Quilovolt-Amper
kW – Quilowatt – 10^3 watt's
rpm – Rotações por Minuto
dB – Decibéis
m – Metro
° - Graus
V – Volt
ppm – Partes por Milhão – 1 para um milhão
s – Segundo
min. – Minuto
V_{rms} – Volt_{rms} – Valor médio quadrático da tensão de pico ou V_p/1,41
kHz – Quilohertz - 10^3 Hertz's
Hz – Hertz
mA – Miliamper - 10^{-3} Amper's
A – Amper
kg/s – Quilograma por Segundo
m³/h – Metro Cúbico por Hora
m³/ensaio – Metro Cúbico por Ensaio
kg/m³ - Quilogramas por Metro Cúbico
m³/s – Metro Cúbico por Segundo
kg(ar)/kg(comb.) – Quilogramas de Ar por Quilogramas de Combustível
kJ/s – Quilojoule por Segundo
kWr – Quilowatt-Reativo
kW/kVA – Quilowatt por Quilovolt-Amper
kJ/kgK – Quilojoule por Quilogramas Kelvin
kWh – Quilowatt.hora – 10^3 watt.hora
R\$ – Reais
m³/dia – Metro Cúbico por Dia

1. INTRODUÇÃO

Este trabalho tem como objetivo estudar o funcionamento de um grupo gerador de 30 kWe (pequeno porte) operando a gás natural, visando a geração distribuída em residências e pequenos centros comerciais. Este estudo foi desenvolvido na planta do projeto COGENCASA, projeto idealizado e montado pelo Grupo de Energia Térmica (GET) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), que consiste em um sistema de microcogeração (máximo 60 kWe) sendo 30 kWe de uma microturbina e outros 30 kWe gerados por um motor de combustão interna. Ao longo deste estudo foram realizados ensaios com o grupo operando em cargas resistivas, indutivas e desbalanceadas, a fim de conhecer as condições operacionais do grupo nestas cargas.

Neste capítulo realiza-se um estudo da geração elétrica no Brasil, dos princípios da cogeração, dos métodos utilizados para o estudo da simulação técnica e econômica da geração e da cogeração, também um pequeno histórico do gás natural no Brasil, uma explanação sobre o projeto COGENCASA e uma revisão bibliográfica sobre o que vem sendo estudado nesta área.

1.1 Análise energética no Brasil após 1970

A partir da década de 70, após a crise mundial do petróleo, os países começaram a investir em tecnologias para utilização de fontes energéticas nacionais. No Brasil, em 1975, foi criado o Proálcool, que tinha por objetivo substituir parte da gasolina utilizada na frota nacional de veículos de passageiros. Em 1975, a produção de álcool não passou de 700 mil m³, porém, em 1997, registrou 15,5 milhões de m³, nível máximo atingido. A partir deste ano a produção começou a declinar, chegando a 12,6 milhões de m³ no final de 2002 ((MME, 2004), (Economia & Energia, 2003)).

Ao mesmo tempo, vultosos investimentos em prospecção e exploração de petróleo permitiram que a Petrobrás conseguisse aumentar sua produção de 170 mil barris por dia em 1979 para 1500 mil barris por dia em 2002, incluindo gás natural.

A indústria de energia elétrica teve um considerável aumento na sua produção, de 30,2 GW em 1979 para 82,5 GW em 2002. Porém, com o crescimento econômico brasileiro, este aumento na oferta de energia elétrica não se mostrou suficiente e, no ano de 2001, verificou-se uma grande crise, com falta de energia elétrica.

Nas últimas décadas, com crescimento da agricultura irrigada, o aumento populacional e o crescimento industrial, o consumo de água aumentou consideravelmente e nossos rios estão tendo que atender a uma demanda cada vez maior, não apenas para fins energéticos, base de nosso sistema elétrico (Jannuzzi, 2001).

Agravados pela falta de uma política energética de longo prazo, há muitos anos vários fatores indicavam que poderia acontecer uma crise como esta. Nos anos 70 e 80, o aumento do produto interno bruto (PIB) veio atrelado a um aumento do consumo de eletricidade correspondente a uma vez e meia a do PIB. Já nos anos 90, o aumento foi ainda maior – duas vezes e meia. A cada ano que passa é necessária mais eletricidade para movimentar a economia (MME, 2004), (Alvim et al., 1999), (Patusco, 2002) .

Nos últimos anos atingiram-se níveis críticos de confiabilidade do sistema elétrico por diversas vezes. A demanda esperada tem atingido níveis maiores que 90% da capacidade instalada, o que era, realmente, a meta. Em algumas horas do ano chega-se a atingir níveis de 98%, provocando grandes riscos de “apagões” e blecautes, (Jannuzzi, 2001), (Rosa & Lomardo, 2004), (BNDES, 1999).

Por outro lado, o setor público não conseguia destinar mais recursos para geração e transmissão e, com a intenção de atrair novos investimentos na área, em meados dos anos 90, procedeu-se uma mudança no setor, com privatizações e novas regras visando criar competitividade no mercado.

O novo sistema elétrico brasileiro iniciou-se com a criação das agências reguladoras, com regras para investimentos compulsórios em programas de pesquisa & desenvolvimento e eficiência energética. Porém, faltam ainda mudanças nas regras de modo a incentivar as concessionárias a promoverem conservação, e não apenas buscarem vender cada vez mais eletricidade a seus consumidores.

Surgiram então projetos interessantes de cogeração. O enorme potencial de biomassa para geração de eletricidade e as oportunidades de seu desenvolvimento tecnológico, campo onde o Brasil já foi líder, permaneceram dormentes por décadas.

Durante a crise de 2001/2002 o governo brasileiro iniciou o incentivo à geração termelétrica, utilizando gás natural e diesel, construindo diversas usinas termelétricas de cogeração distribuídas pelo Brasil, principalmente no nordeste, onde o potencial hidroelétrico está praticamente esgotado. Criou ainda o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que visa a construção de unidades geradoras com compra garantida pelo sistema ELETROBRAS da eletricidade gerada por fontes renováveis, como energia eólica, pequenas centrais hidroelétricas (PCH) e biomassa de bagaço de cana, gás de aterro, e resíduos de madeira (Rosa, 2004).

No auge da crise, para evitar blecaute, o governo decretou que todos os consumidores deveriam reduzir o seu consumo de eletricidade em 20% sob pena de pagar multas e até ter o seu fornecimento cortado. Estas resoluções resultaram na redução do consumo e na retração da economia. Foi criado ainda um bônus para reduzir a conta de quem economizasse mais de 20% e um imposto denominado de ECE (Encargo de Capacidade Emergencial) que todos os consumidores, salvo aqueles classificados como de baixa-renda, teriam que pagar. O ECE é utilizado para pagar o aluguel de usinas de energia termelétrica para que estas fiquem à disposição e, caso haja uma situação de escassez de energia no mercado, sejam acionadas. Além do ECE, houve um aumento dos custos de geração pelas termelétricas, custos que os consumidores pagam até os dias de hoje (Corria et al., in press).

Com a retomada do crescimento econômico, alguns especialistas como Sales (2004), prevêem nova crise para os anos de 2006 ou 2007, ano em que se acredita que será atingido o mesmo patamar de consumo de eletricidade de 2001 (antes da crise do setor).

Como uma forma de evitar esta nova crise, o governo brasileiro começou a investir na geração no próprio local de consumo, o que é chamado de geração distribuída, fugindo de grandes centrais hidroelétricas distantes dos centros consumidores que implicam em perdas na transmissão e aumento do custo para os consumidores, (Guimarães, 2002), (Szklo & Tolmasquim, 2001), (Oliveira & Marreco, in press).

Outra vantagem do sistema de geração distribuída é a confiabilidade, já que se deixa de ter poucas unidades geradoras interligadas aos consumidores por grandes linhas de transmissão e passa-se a ter diversas unidades geradoras distribuídas entre os consumidores reduzindo o risco de blecaute, Figura 1.1. (Dondia et al., 2002)

A geração distribuída começou a receber grandes investimentos a partir de 2001, com a criação da Comercializadora Brasileira de Geração Emergencial (CBEE), Termo de Referência para a contratação de Produtores Independentes de Energia para o suprimento ao Sistema Interligado Brasileiro.

Em termos de redução dos custos de geração, o sistema que teve o maior sucesso foi a cogeração, utilizando como combustível o gás natural.

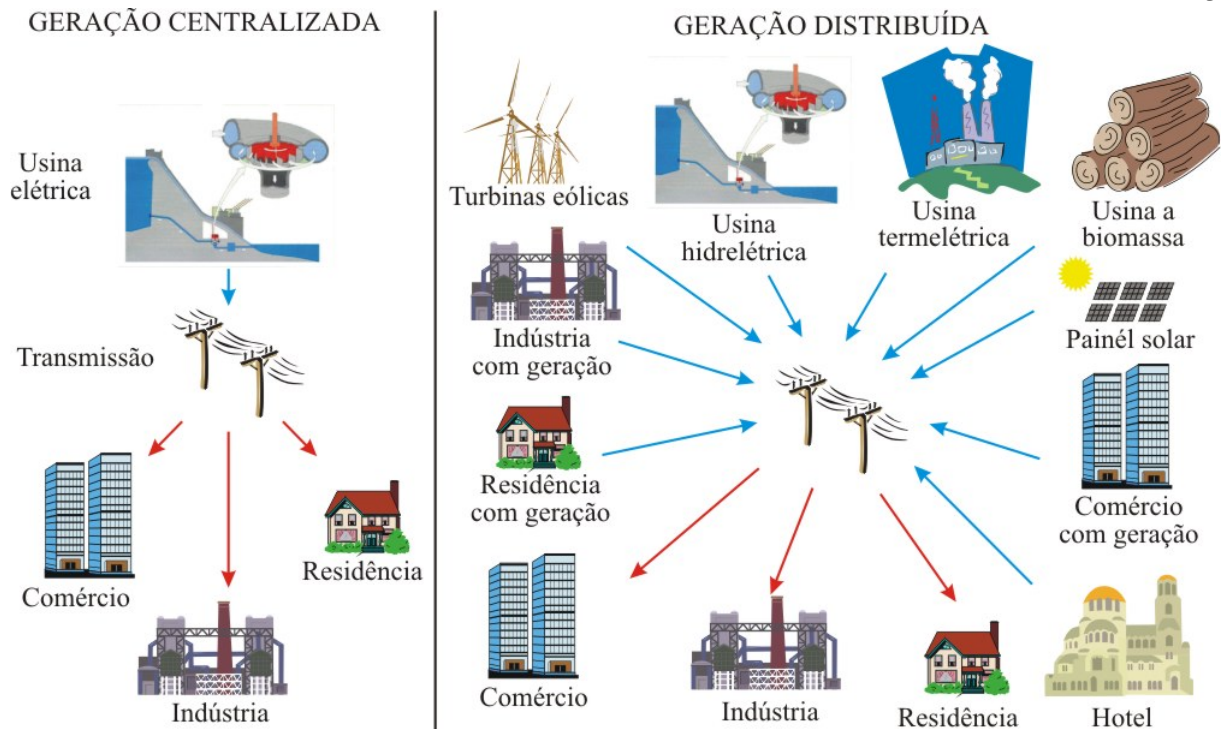


Figura 1.1 – Comparativo do sistema atual de geração X com geração distribuída

1.2 Cogeração

A cogeração nada mais é do que, partindo de um combustível, a geração simultânea de energia em suas várias formas - mecânica, elétrica e térmica - desde que seja utilizada a perda de um processo como fonte de energia do outro. O mais comum para geração de eletricidade e reutilização das perdas, para cogeração, é o uso de turbinas a vapor, turbinas a gás e motores de combustão interna. (Inaka et al., 2002)

- Cogeração com turbinas a vapor

As turbinas a vapor são largamente utilizadas nas indústrias.

Uma caldeira (equipamento de grande porte), operando com superaquecimento (aquecimento do vapor além do ponto de vaporização, em alta pressão) fornece o vapor à turbina, fazendo-a girar com a expansão do vapor e gerar energia elétrica em frequência alternada, por meio de um alternador que está acoplado à turbina. Para realizar a cogeração o vapor pode ser extraído em uma etapa da expansão ou coletado no final do processo de expansão e utilizado para um novo processo, seja ele aquecimento de água, utilização direta em processos industriais, ou para geração de frio por meio do processo de refrigeração por absorção, Figura 1.2.

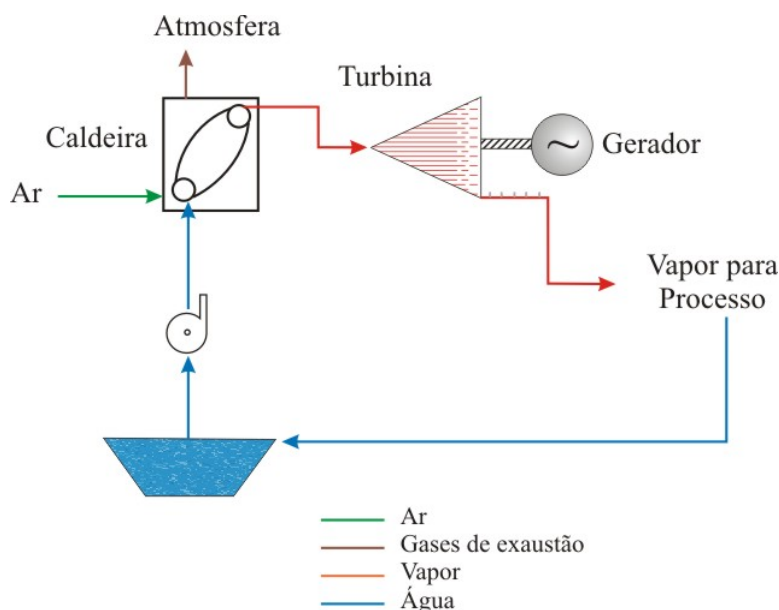


Figura 1.2 – Modelo de cogeração com turbina a vapor

- Cogeração com turbina a gás

O processo de geração de eletricidade por meio de turbinas a gás é iniciado com a compressão do ar por meio de um compressor rotativo. O ar é então misturado com o combustível na câmara de combustão e queimado, gerando energia térmica. Os gases de exaustão gerados movimentam a turbina, que está acoplada tanto ao compressor quanto ao alternador, que gera eletricidade. Sendo o ar o único fluido refrigerante utilizado no processo, fornece uma grande quantidade de gases em alta temperatura, viabilizando a cogeração conjunta com turbinas a vapor, além de outros processos como descrito abaixo, Figura 1.3.

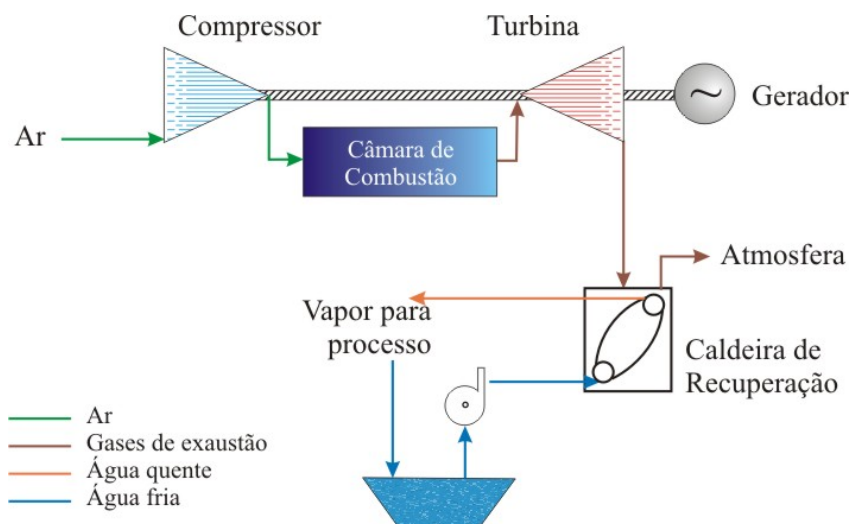


Figura 1.3 – Modelo de cogeração com turbina a gás

- Cogeração com motor alternativo a combustão interna

A geração com motor de combustão interna (MCI) é bem similar à geração do ciclo a gás, porém todas as etapas do processo de combustão (admissão, compressão, combustão e expansão) ocorrem no mesmo local, na câmara de combustão. O MCI funciona convertendo

energia do combustível em energia motriz alternativa que, por meio de um conjunto biela-virabrequim, é convertida em energia motriz rotativa e, por meio do alternador, em energia elétrica. Os gases deste ciclo podem ser utilizados da mesma forma que os do ciclo a gás, porém, para seu funcionamento, o MCI precisa de outra fonte de resfriamento, que absorve uma boa parte do calor gerado - a água de resfriamento do bloco - podendo atingir temperaturas de até 100°C e ser facilmente utilizada na cogeração por meio de ciclo de absorção a água quente, no preaquecimento de águas industriais, ou até mesmo no aquecimento de água para uso geral, no caso de residências e centros comerciais, Figura 1.4.

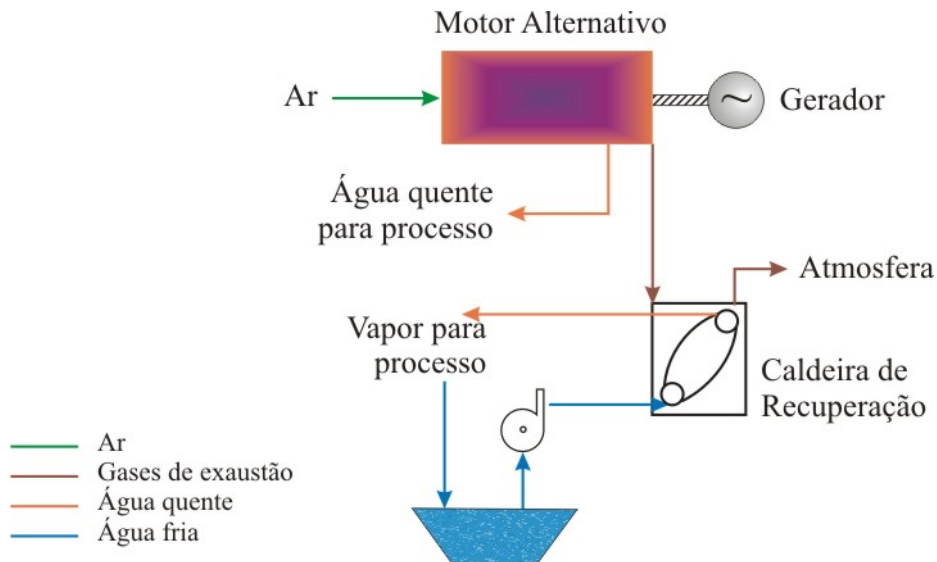


Figura 1.4 – Modelo de cogeração com MCI

Para viabilizar a cogeração é indispensável o estudo dos custos de implantação, de geração, de manutenção e de venda das energias geradas (elétrica e térmica, frio e calor), incluindo simulação das condições de funcionamento atual e as possíveis variações nos preços do combustível, da energia elétrica, e dos produtos da cogeração. Algumas variáveis das centrais termelétrica estão indicadas na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Variável de centrais termelétricas

Parâmetro	Central a vapor	Turbina a gás	Ciclo combinado	Motores de combustão interna
Potência nominal por unidade (MW)	20 - 1200	0,5 - 340	7 - 800	Até 100
Custo específico (US\$/kW)	600 - 1400	300 - 350	400 - 800	580 - 800
Tipo de combustível utilizado	Sólido, líquido ou gasoso	Diesel especial ou gás natural	Diesel especial ou gás natural	Diesel ou gás natural
Rendimento (%)	42 - 44,5	36 - 37	55 - 60	50
Tempo de vida (horas)	100.000	100.000	100.000	-
Tempo de montagem (meses)	40	10	20	10
Heat rate, (kJ/kWh)	7531 - 8018	9730 - 10000	6100 - 6300	7200

Fonte: (Lora & Nascimento, 2004)

1.3 Simulação

Tendo-se em conta os altos custos de implantação de um sistema térmico de geração de eletricidade, e para se ter certeza de que é viável economicamente, este deve ser computacionalmente simulado e otimizado.

No Brasil, em vista do alto custo de geração quando comparado ao sistema de geração por hidroelétrica, base do sistema elétrico brasileiro, a geração por sistema térmico só é viável nos horários de ponta (17:30h às 20:30h). A cogeração costuma trazer a viabilidade para uso pleno, (Silva, in press).

Para análise de sistemas térmicos por métodos numéricos é necessária a modelagem matemática do conjunto. Esta modelagem deve ser constituída de um diagrama representativo de todo o sistema e subsistemas envolvidos no processo, e deve conter as grandezas mensuráveis do sistema em estudo, que podem ser obtidas em catálogos e experimentos. Como nem todos os dados necessários estão disponíveis é necessário suprir esta deficiência com aproximações (Magnani & Melo, 2004) (Dutra et al., 2003).

São possíveis diferentes abordagens conforme o objetivo: a otimização, ou apenas a simulação do sistema, que é parte da otimização. Pode ainda ser realizada em todo o projeto ou apenas na faixa de operação prevista (Magnani et al, 2003) (Melo & Magnani, 2003).

No caso de simulação deve-se levantar um número de equações igual ao número de grandezas desconhecidas, entre as necessárias: áreas, coeficientes e taxa de transferência de calor, potências mecânica e elétrica, e propriedades termodinâmicas como temperatura e pressão. Essas equações são representações matemáticas da conservação da massa (ou estequiométricas, no caso de reações), conservação da energia (primeira lei da termodinâmica), equações características dos componentes, equações de estado (relações entre as propriedades termodinâmicas) e, eventualmente, relações entre os custos de instalação/operação e as grandezas envolvidas, (Nazário, 2004).

As relações termodinâmicas podem ser obtidas de duas formas: por integração da equação de estado ou por bibliotecas computacionais dedicadas a este fim.

As equações características dos componentes têm sua solução por equação diferencial discretizada (volumes finitos, por exemplo), por ajuste dos dados obtidos em laboratório, ou ainda utilização de equações fornecidas nos catálogos e ajustes de dados. Como o fornecimento dos dados em catálogos não é comum, tem-se que fazer simplificações para utilizar métodos numéricos sobre os modelos.

A escolha de um modelo mais simplificado ou mais complexo é feita caso a caso. Utilizando um modelo mais simplificado podem ser estimados os resultados e a influência de cada componente no sistema como um todo, e numa segunda fase do projeto se escolhe o modelo mais adequado, reduzindo assim os custos da simulação ou otimização.

No processo de simulação e otimização computacional é possível variar dados como: custo de geração, preço do combustível, preço cobrado pela energia da concessionária, custo de manutenção. Este tipo de análise é muito importante para que o investidor saiba em que condições o seu sistema de geração e cogeração é viável (Entchev et al., 2004).

1.4 Gás natural do Brasil

O gás natural brasileiro foi descoberto em 1940, com a localização de uma bacia de óleo e gás no Recôncavo Baiano e começou a ser utilizado modestamente nas indústrias locais. Alguns anos depois o produto das bacias do Recôncavo, de Sergipe e Alagoas era destinado quase em sua totalidade para a fabricação de insumos industriais e combustíveis para a

refinaria Landulfo Alves e o Pólo Petroquímico de Camaçari ambos localizados no Recôncavo Baiano (Gás & Energia, 2004).

A exploração da Bacia de Campos, no Estado do Rio de Janeiro, iniciada na década de 80, representou o grande marco do gás natural (GN) no Brasil, aumentando seu peso na matriz energética.

A crise de petróleo da década de 70, as altas taxas de juros internacionais e déficits na geração de energia elétrica motivaram a revisão da política energética nacional, levando ao aumento da produção de petróleo e do uso de gás natural.

A demanda de gás levou à necessidade de um acordo internacional que possibilitasse sua importação.

O gasoduto Bolívia-Brasil, maior gasoduto da América Latina, representa um grande incremento no fornecimento de gás natural no Brasil. Mais de três mil quilômetros de dutos se estendem desde Santa Cruz de la Sierra, na Bolívia, até o Rio Grande do Sul, passando por Mato Grosso do Sul, São Paulo, Rio de Janeiro, Paraná e Santa Catarina. Tem uma capacidade máxima de transportar 30 milhões m³ diariamente, (Fernandes et al., 2005).

O Governo Federal tem como meta elevar a participação do GN na matriz energética nacional (total de energia consumida no Brasil) dos 2,7% em 1998 para 12% até 2010. Hoje, o GN já ocupa 7,5% da matriz energética nacional. Para isso, empreendeu diversos esforços, como a privatização do setor elétrico e a promulgação da lei 9.478 que, entre outras determinações, redefiniu a política energética nacional e instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e a Agência Nacional do Petróleo (ANP). Foram implantadas 56 usinas do Programa Prioritário de Termelétricidade 2000-2003, do Ministério de Minas e Energia, (Soares; Vieira; Nascimento, 2000).

Porém, algumas metodologias utilizadas para realizar essas projeções estimam que este índice não possa ser atingido e será suprido pela energia hidrelétrica, (Horta, 2002).

Recentemente, sérias mudanças políticas internas na Bolívia afetaram seriamente o mercado e a comercialização de GN entre os dois países. O governo brasileiro viu-se forçado a retirar incentivos ao aumento da frota veicular movida a GN, e já se cogita até a falta de GNV em algumas regiões atendidas pelo gasoduto Brasil-Bolívia. Isso pode levar o Brasil a não atingir a meta de 12% em 2010.

No Nordeste, o déficit de GN se deve à falta de investimentos em gasodutos e exploração, provocando sua falta até para as termelétricas, que hoje não podem operar a plena carga, ficando à mercê do fornecimento de gás vindo de bacias da própria região.

As Características físico-químicas e termodinâmicas do gás natural comercializado no Brasil são definidas pela ANP, conforme a portaria em vigor, número 104 de 08/07/2002:

Tabela 1.2 – Especificação do Gás Natural (1)

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITE(2) (3)			MÉTODO	
		Norte	Nordeste	Sul, Sudeste, Centro- Oeste	ASTM	ISO
Poder calorífico superior(4)	kJ/ m ³ kWh/m ³	34.000 a 38.400 9,47 a 10,67	35.000 a 42.000 9,72 a 11,67		D 3588	6976
Índice de Wobbe (5)	kJ/m ³	40.500 a 45.000	46.500 a 52.500		—	6976
Metano, mín.	% vol.	68,0	86,0		D 1945	6974
Etano, máx.	% vol.	12,0	10,0			
Propano, máx.	% vol.	3,0				
Butano e mais pesados, máx.	% vol.	1,5				
Oxigênio, máx.	% vol.	0,8	0,5			

Inertes (N ₂ + CO ₂), máx.	% vol.	18,0	5,0	4,0		
Nitrogênio	% vol.	Anotar	2,0			
Enxofre Total, máx.	mg/m ³	70			D 5504	6326-2 6326-5
Gás Sulfídrico (H ₂ S), máx.(6)	mg/m ³	10,0	15,0	10,0	D 5504	6326-2 6326-5
Ponto de orvalho de água a 1atm, máx.	°C	-39	-39	-45	D 5454	—

Fonte: ANP

Observações:

- (1) O gás natural deve estar tecnicamente isento, ou seja, não deve haver traços visíveis de partículas sólidas e partículas líquidas.
- (2) Limites especificados são valores referidos a 293,15K (20°C) e 101,325kPa (1atm) em base seca, exceto ponto de orvalho.
- (3) Os limites para a região Norte se destinam às diversas aplicações exceto veicular e, para esse uso específico, devem ser atendidos os limites equivalentes à região Nordeste.
- (4) O poder calorífico de referência de substância pura empregado neste Regulamento Técnico encontra-se sob condições de temperatura e pressão equivalentes a 293,15K, 101,325kPa, respectivamente em base seca.
- (5) O índice de Wobbe é calculado empregando o Poder Calorífico Superior em base seca. Quando o método ASTM D 3588 for aplicado para a obtenção do Poder Calorífico Superior, o índice de Wobbe deverá ser determinado pela fórmula constante do Regulamento Técnico.

1.5 Projeto COGENGASA

Diante da crise energética verificada no Brasil e do novo sistema elétrico, abriram-se novas portas para a geração de energia elétrica e térmica de forma distribuída, operando a gás natural, biomassa e outras fontes energéticas que não só a hidroelétrica.

O Grupo de Energia Térmica (GET) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE) idealizou o projeto COGENCASA, que foi submetido à aprovação em edital específico lançado pela FINEP juntamente com a PETROBRAS, objetivando financiar projetos de geração distribuída. Financiaram também este projeto a Copergás e a própria UFPE.

O COGENCASA consiste em um sistema de microcogeração (máximo 60 kWe).

Para o desenvolvimento deste projeto foi construído um galpão, Figura 1.5, onde foram instalados:

- Uma microturbina de 30kWe, a gás natural;
- Um motor de combustão interna de 37kVA, a gás natural;
- Um recuperador de calor para os gases da microturbina;
- Um tanque de água quente, com capacidade de 35 kW;
- Um *chiller* de absorção a água quente de 36kW;
- Uma torre de resfriamento;
- Duas câmaras frigoríficas onde estão instalados um *split* e um *fancoil*;
- Dois bancos de resistências, de 35 kWe cada;
- E futuramente será instalado um tanque de armazenamento de água gelada.

O edifício possui uma sala de aula e uma área para demonstração de usos domésticos do gás natural, servindo de modelo para a sociedade e para as construtoras locais. (ainda não instaladas).

O conjunto foi montado prevendo estudos sobre:

- As máquinas térmicas (grupo gerador X microturbina);
- O sistema de refrigeração (*split* X *chiller* de absorção);
- Viabilidade técnica e econômica;
- Otimização financeira;
- Levantamento da eficiência em função da variação da demanda térmica com a utilização de cargas resistivas em uma câmara frigorífica climatizada;
- Levantamento da eficiência em função da variação da demanda elétrica e de água quente em simulação de uma residência.



Figura 1.5 – Galpão onde está sendo instalado o sistema de cogeração
Fonte: relatório interno do projeto COGENCASA

A Figura 1.6 mostra um desenho esquemático de todo o sistema de cogeração existente e previsto para o projeto COGENCASA. A microturbina e o grupo gerador são alimentados com gás natural. A energia térmica dos gases de exaustão das duas máquinas é reaproveitada em trocadores de calor individuais, onde água quente é produzida. A água quente, saindo dos trocadores de calor, pode ser direcionada para um tanque de água quente ou para o *chiller* de absorção que produz água gelada, utilizada na refrigeração ambiente. Os rejeitos térmicos do *chiller* são dissipados em uma torre de resfriamento.

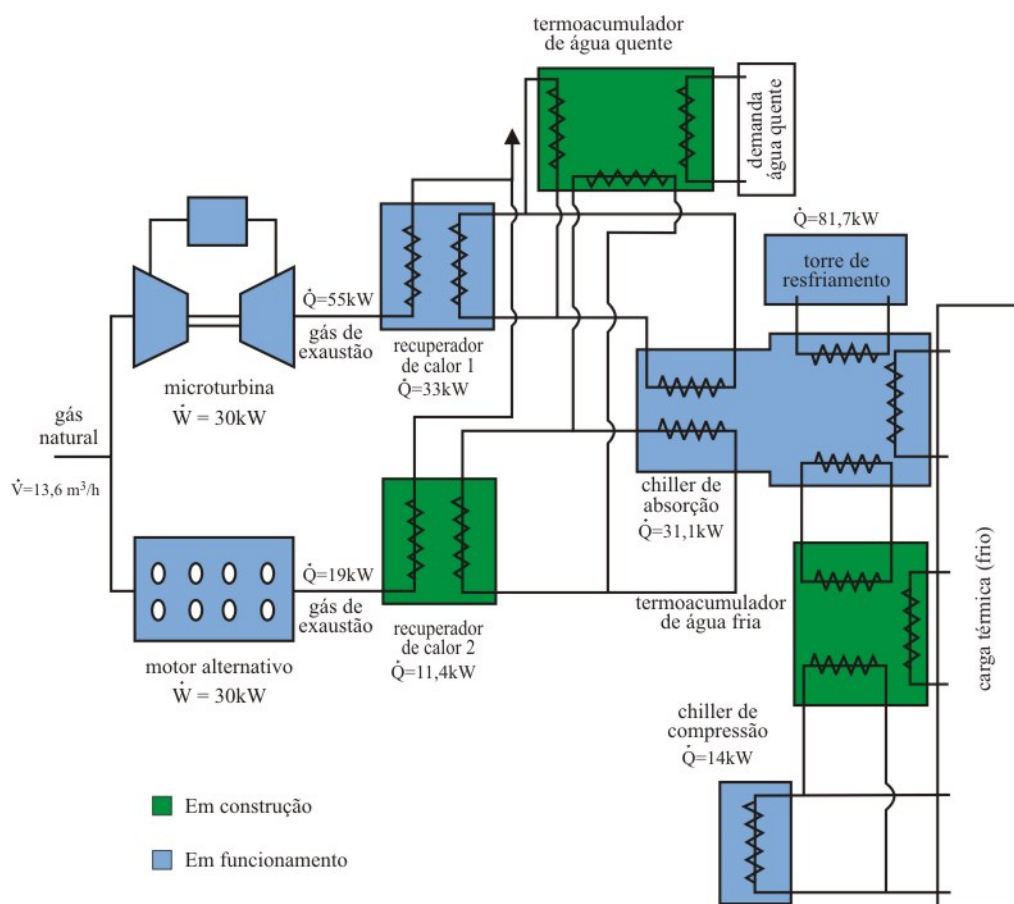


Figura 1.6 – Desenho esquemático do sistema de cogeração do projeto COGENCASA
Fonte: adaptado do relatório interno da construção do COGENCASA

1.6 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em quatro capítulos textuais. No capítulo 1 (introdução) foi descrito um histórico da geração elétrica no Brasil, um histórico sobre o gás natural, e o que é o projeto COGENCASA. O capítulo 2 apresenta os equipamentos que serão utilizados nos ensaios e suas características. O capítulo 3 descreve como foi realizada a montagem dos equipamentos, quais foram os ensaios e quais as análises realizadas com os dados coletados. No capítulo 4 apresenta-se o resultado dos ensaios e das análises. No capítulo 5 apresenta-se um estudo de caso visando mostrar em quais situações a geração distribuída é viável economicamente, usando o grupo gerador estudado. No capítulo 6 são apresentadas as conclusões. No apêndice é reproduzido um artigo publicado no 18th International Congress of Mechanical Engineering (COBEM 2005) do mesmo autor desta dissertação e sobre o mesmo tema. Nos anexos estão reproduzidos o laudo da calibração do termômetro e o relatório termográfico produzido por Renata Nunes e Fabio Magnani em um ensaio com o grupo gerador.

2. EQUIPAMENTOS E INSTRUMENTAÇÃO

2.1 Grupo gerador

No projeto COGENCASA, desenvolvido pelo Grupo de Engenharia Térmica (GET) da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), foi idealizado e montado um sistema de cogeração composto por uma microturbina e um grupo gerador, ambos operando a gás natural, objetivando a análise do funcionamento destes equipamentos na geração de energia distribuída para pequenos consumidores residenciais, lojas e pequenos centros comerciais. Projetos similares foram estudados por Onovwionaa & Ugursal, 2004 e D'Accadia et al., 2003.

Este trabalho dedica-se a estudar apenas a operação do grupo gerador. Este grupo gerador foi montado utilizando um motor ciclo Otto de fabricação americana, porém muito utilizado no Brasil em veículos utilitários; incluindo ainda um alternador e um módulo de controle de fabricação nacional.

O conjunto foi montado pela Leon Heimer em uma cabine silenciadora, tendo capacidade nominal de 37 kVA ou 30kWe, (Figura 2.1). Bidini et al., 2000 estudou o funcionamento de um grupo gerador similar.

Este grupo não está equipado com sincronizador (equipamento que lê a frequência e o ângulo das fases da energia elétrica da rede e coloca o grupo para gerar energia na mesma frequência e no mesmo ângulo). Desta forma, ele não pode ser ligado em paralelo com a rede elétrica da concessionária ou mesmo com outros equipamentos de geração, a não ser que o grupo opere como mestre.

O grupo foi projetado para operar em regime contínuo, parando apenas para manutenções. Para aumentar sua vida útil e reduzir as manutenções do motor, a rotação é de 1800 rpm e não 3000 rpm, onde o motor apresenta o seu maior torque. Em um estudo com geração elétrica com motor de combustão interna, Bidini et al., 1997 estudou as falhas apresentadas em um grupo gerador de médio porte.



Figura 2.1 – Grupo gerador utilizado nos ensaios

A cabine silenciadora reduz os ruídos a níveis aceitáveis, de 75 dB a 7m e 85dB a 1,5m. Com esta cabine o grupo pode operar em residências e centros comerciais sem a produção de ruídos em níveis desconfortáveis.

O controle e a visualização dos parâmetros de operação do grupo gerador são realizados em um painel equipado com voltímetro, freqüencímetro, amperímetro, chave seletora de fases para tensão, chave seletora de fase para corrente, botões para ligar a carga - utilizado apenas em grupos com sincronizador ou quando operando em regime automático (na falta de energia da concessionária o grupo entra em operação) - botão para ligar a carga na rede, botão para desligar carga, termômetro da água, manômetro do óleo e taquímetro com acumulador horário, Figura 2.2.

Dentre os equipamentos auxiliares existentes no grupo gerador, alguns serão destacados nesta seção: módulo de automatismo, regulador de tensão, relés de partida, regulador de pressão e controlador fluxo de aspiração.

O módulo de automatismo possui a função de controlar e proteger o grupo gerador. Uma vez ativado ele é responsável por todo o procedimento de partida e parada do motor, indicando a posição operacional. Em caso de defeito, desliga automaticamente o motor apresentando a condição de falha através de LEDs no painel frontal.



Figura 2.2 – Quadro do comando do grupo gerador



Figura 2.3 – Regulador de tensão

O regulador de tensão do grupo gerador - Figura 2.3 - protege o alternador, o motor e a si próprio contra variações de frequência em torno do valor nominal, permitindo uma melhor recuperação do grupo diante de variações bruscas de carga e deixando a tensão estabilizada no valor ajustado do equipamento em conjunto com a excitatriz. O regulador está acoplado ao módulo de automatismo, protegendo ainda as cargas elétricas contra falhas na geração.

O acionamento do grupo gerador é realizado através de três relés - Figura 2.4 - onde um deles aciona o motor de partida, outro a solenóide de entrada do gás e o terceiro o regulador de pressão.

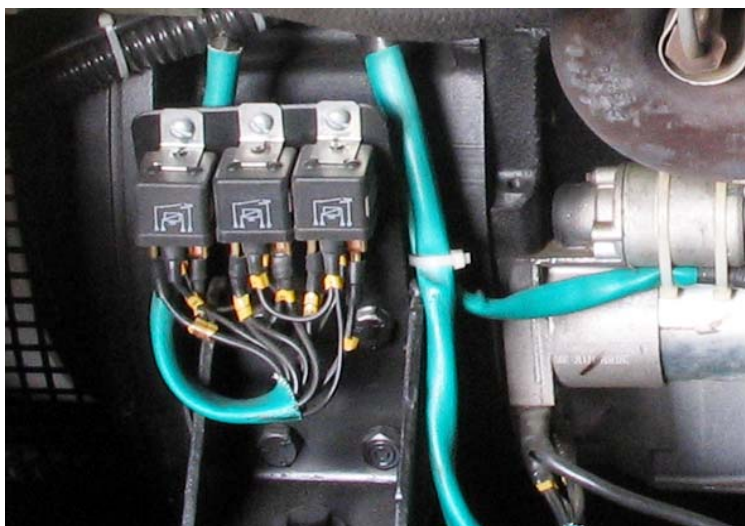


Figura 2.4 – Relés de partida

O grupo gerador possui um regulador de pressão para a entrada do gás natural que pode ser visto na Figura 2.5. Sua função é reduzir a pressão para 100 kPa, antes de ser realizada a mistura do gás natural com o ar.

Como o motor é aspirado, ele possui um controlador de fluxo (marca Woodward), que pode ser visto na Figura 2.6. O regulador de tensão, através de um sensor (pick-up), verifica qual a frequência da energia gerada, a qual está diretamente ligada à rotação do motor. Caso a frequência elétrica esteja diferente da regulada, o regulador de tensão informa qual a variação que deve ser realizada pelo controlador de fluxo para que a rotação do motor volte à normalidade e possa suprir a potência requerida pela rede ou pelos equipamentos que estejam usando a energia gerada.



Figura 2.5 – Regulador de Pressão



Figura 2.6 – Controlador de Velocidade de aspiração

2.1.1 Motor alternativo

Os motores de combustão interna têm como função a conversão de energia proveniente do combustível (energia química) em energia mecânica alternativa. Este processo ocorre na câmara de combustão. Posteriormente, esta energia é convertida em energia motriz rotativa por meio da biela e do virabrequim, Figura 2.7.

Um dos dados mais importantes dos motores de combustão interna é a taxa de compressão. Essa taxa é a relação matemática que indica em quantas vezes o volume da câmara de combustão varia com o movimento do pistão, Figura 2.7. Em motores do ciclo Otto, o combustível é aspirado juntamente com o ar, e no caso de motores do ciclo Diesel apenas o ar é aspirado para ser comprimido e, posteriormente, o combustível é injetado na câmara. Os dois sistemas diferem ainda na taxa de compressão e no sistema de ignição.

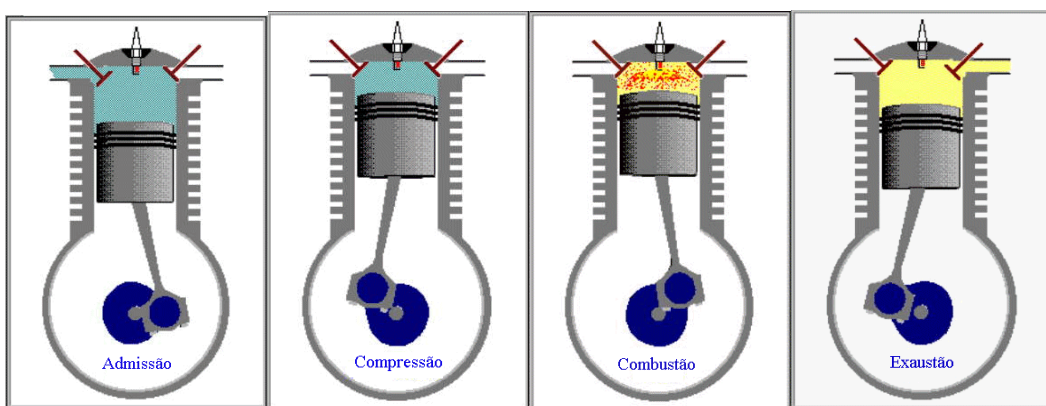


Figura 2.7 – Motor de combustão interna ciclo Otto

Os motores do ciclo Otto usam para início da explosão uma centelha, e a taxa de compressão varia em função do combustível.

Cada combustível suporta diferentes taxas de compressão sem entrar em combustão espontânea, índice chamado de Octanagem, para combustíveis do ciclo Otto. Já no ciclo Diesel este índice é chamado de Cetanagem e difere um pouco do princípio da octanagem, sendo medido pelo retardo na explosão. É atribuído para o n-hexadecano (produto parafínico) comercializado como cetano, o número de cetano igual a 100, e para o alfa metil-naftaleno

(produto aromático) o cetano igual a zero. A determinação do número de cetano requer o uso de um motor de teste padrão (motor CFR) operando sob condições também padronizadas.

Para a Octanagem convencionou-se atribuir índice de octanas zero ao n-heptano, que é uma substância pura, pouco resistente à compressão e índice 100 ao isoctano. Assim, um combustível que apresente índice de octanas igual a 91 queima como se fosse constituído por uma mistura de 9% de n-heptano e 91% de isoctanos (2,2,4-trimetil pentano).

São três os métodos utilizados para análise da Octanagem:

- Método RON: Avalia o quanto o combustível resiste à detonação quando o motor está em regime de plena carga, em baixas rotações.
- Método MON: Diferencia do anterior por fazer a avaliação em altas rotações.
- Método IAD: Chamado de índice de octanagem. É a média entre o RON e o MON.

O método RON é utilizado na Europa e apresenta índices maiores que o método MON. No Brasil são utilizados os métodos RON e IAD.

A gasolina comum comercializada no Brasil deve apresentar octanagem mínima (RON) de 82, e IAD de 87. Já para a gasolina “premium” é exigida octanagem mínima de 91. Com isso, a taxa de compressão utilizada nos motores a gasolina é de até 10,5:1. O álcool combustível (conforme portaria vigente da ANP, álcool hidratado com teor alcoólico de 92,3%) apresenta uma octanagem superior à da gasolina, suportando taxas de compressão de 12:1. Para motores projetados para utilizar gás natural (GN) a taxa de compressão pode chegar à 15:1, pois este combustível apresenta uma octanagem maior. Nada impede, porém, que motores projetados para álcool e/ou gasolina sejam utilizados para GN, não sendo possível o contrário.

Os motores do ciclo Diesel se valem da explosão espontânea, pois o combustível tem como característica explodir em alta compressão, comumente entre 16:1 e 20:1, (Al-Sarkhi et al., 2005).

Pelas leis da termodinâmica a taxa de compressão é o fator de maior influência no rendimento do ciclo. Com isso, os motores Diesel, com maiores taxas, apresentam um maior rendimento, embora outros fatores também influenciem na menor eficiência do ciclo Otto.

O motor utilizado neste trabalho foi um motor do ciclo Otto de 4,3 litros com 6 cilindros em forma de V com 90° da linha GM Powertrain, fabricado pela Power Solutions, Inc. (PSI). Este motor é utilizado no Brasil para equipar veículos utilitários e caminhonetes, geralmente a gasolina. Ao invés do sistema de injeção eletrônica utilizado nos veículos, este foi projetado para trabalhar com GN e com gás natural líquido (LPG), passando a incluir um controlador de velocidade, que atua no corpo da borboleta de aceleração localizada no coletor de admissão, regulando a quantidade de mistura ar/combustível, mantendo a rotação constante.

A relação de compressão do motor é de 9,4:1. O sistema de válvulas opera por comando hidráulico de impulso. Seu consumo nominal é de 11,8 m³/h a 1800 rpm, gerando a potência máxima de 37 kVA ou 30 kWe.

Este motor é refrigerado a água, com capacidade total de líquido de arrefecimento de 23,3 litros, sendo 7,3 litros no bloco e o restante no radiador.

2.1.2 Alternador

O grupo gerador é composto ainda por um alternador (gerador de corrente alternada) de marca Negrini, modelo MI-200 V1.0 que, utilizando um sistema de excitação sem escovas, proporciona baixos níveis de ruído. A tensão gerada pela excitatriz rotativa é retificada por um conjunto de diodos montados em forma de ponte retificadora rotativa trifásica. Este gerador foi projetado para operar com um fator de potência entre 0,8 a 1,0 indutivo. Foi projetado com 4 pólos, 12 terminais, isolamento classe “H”, tensão nominal de operação de 380V com uma potência de 37 kVA ou 30kWe.

2.1.2.1 Excitatriz

Para induzir a força eletromotriz necessita-se de um circuito magnético – o campo do alternador. Em máquinas de pequeno porte, pode-se formar o campo com ímãs permanentes naturais, mas, normalmente, isto é feito por meios eletromagnéticos ao alimentar as bobinas que constituem os pólos com corrente contínua. É o que se denomina excitar a máquina

O controle de tensão de saída do alternador é função da intensidade do campo magnético gerado pela excitatriz. Para manter esta tensão constante, a excitatriz está interligada com o regulador de tensão, que é o equipamento responsável por avaliar a variação de tensão na saída do alternador e atuar na excitatriz para que esta aumente ou diminua o fluxo de corrente no campo magnético, mantendo constante a tensão para qualquer solicitação de carga.

Quanto à forma construtiva, duas são as configurações básicas para o sistema de excitação do alternador: excitação dinâmica e excitação estática. O primeiro, denominado excitação dinâmica, é montado no próprio eixo do alternador. O segundo, denominado excitação estática, é constituído por um retificador de corrente que utiliza a própria energia gerada pelo alternador para alimentar o campo com corrente retificada. Um circuito eletrônico acoplado ao retificador faz a função de regulador de tensão.

No sistema de excitação dinâmica sem escovas utiliza-se um gerador de corrente contínua, montado no próprio eixo do alternador. O campo deste gerador é alimentado por um regulador externo que, modernamente, é eletrônico, semelhante ao empregado na excitação estática. Nos alternadores antigos este gerador de corrente contínua era um dínamo, com escovas e coletor de lâminas de cobre. Atualmente, utiliza-se um pequeno alternador de pólos fixos, cuja corrente alternada gerada no induzido rotativo é retificada por uma ponte retificadora de onda completa, também girante, que transfere a corrente retificada diretamente ao campo do alternador, sem a necessidade de escovas. - Figura 2.8

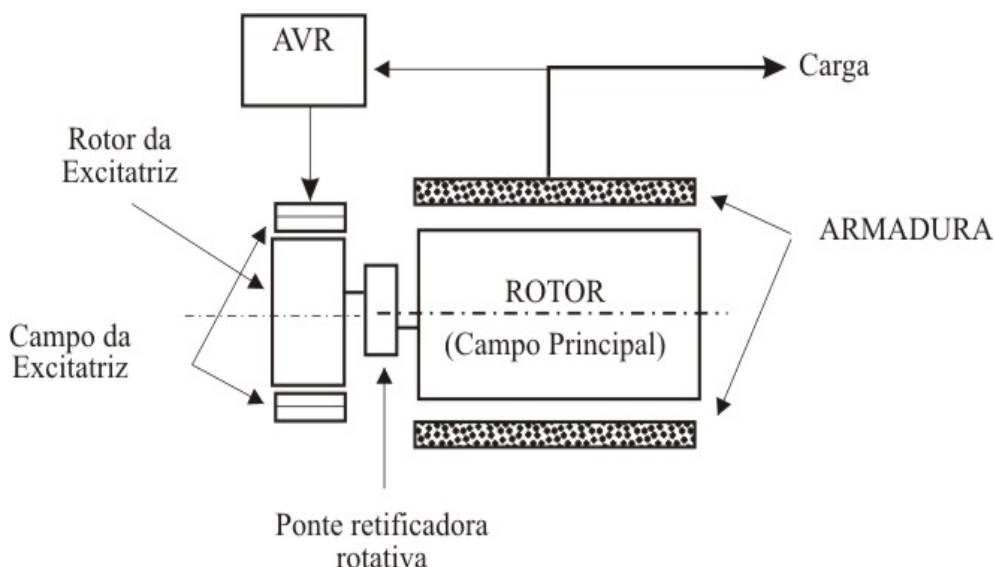


Figura 2.8 – Excitatriz

Fonte: <http://www.joseclaudio.eng.br/diesel2a2.html?>

2.2 Equipamento para consumo da energia gerada

2.2.1 Banco de resistências

O projeto COGENCASA conta com dois bancos de resistências trifásicos com capacidade nominal de 35 kW cada (Figura 2.9), que foram projetados para consumir toda a energia elétrica gerada na microturbina e no motor.

A montagem foi realizada utilizando resistências elétricas que trocam calor com o ar ambiente por ventilação forçada. Para permitir flexibilidade na potência consumida o circuito elétrico foi montado em 5 sub-circuitos com duas resistências de potência nominal de 3,5 kW cada, interligadas a um painel (Figura 2.10) com disjuntores que permitem ligar potências de 7 kW de cada vez.

Com a ligação trifásica é possível montar as resistências de forma que fiquem desbalanceadas, ou seja, com correntes elétricas diferentes em cada fase, (Figura 2.11) o que foi utilizado em um dos ensaios realizados.



Figura 2.9 – Banco de resistências

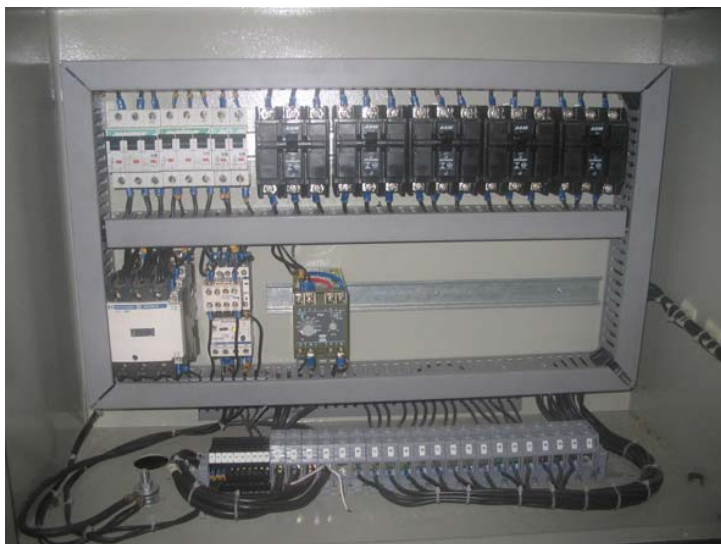


Figura 2.10 – Quadro elétrico do banco de resistências



Figura 2.11 – Ligação elétrica das resistências

2.2.2 Motor elétrico

Para geração de potência reativa foi utilizado um motor trifásico, ligado em tensão de 380 V e potência nominal de 2,24 kW sem carga mecânica (em vazio), o que permitiu realizar ensaios da influência da potência reativa nas características operacionais do motor e na qualidade da energia gerada, (Figura 2.12). Este ensaio consistiu na operação do grupo gerador com carga elétrica reativa e resistiva.



Figura 2.12 – Motor elétrico

2.3 Instrumentação

Para realização da coleta de informações de temperatura em sete pontos, da vazão de ar na entrada do motor, da vazão de ar de resfriamento, dos gases de exaustão e da energia gerada, foram instalados: termopares, um analisador de gases de exaustão, um medidor de vazão de ar na aspiração do motor, um analisador de energia elétrica, um balômetro para

medição da vazão do ar de resfriamento e uma câmera de infravermelho, equipamentos que serão detalhados a seguir.

2.3.1 Sistema de aquisição de dados

Para realizar a aquisição de dados foi utilizado o software LABVIEW com um computador PXI (Figura 2.13) - equipamento projetado para trabalhar em condições mais severas), interligado aos sensores por uma borneira, Figura 2.14.

O LABVIEW funciona por diagrama de blocos em duas telas, uma de programação e outra de visualização. No módulo programável do LABVIEW foi desenvolvido um programa de aquisição de dados, onde são lidas informações referentes a sete pontos de temperatura e um ponto de medição de vazão. Para facilitar a programação, o programa desenvolvido foi dividido em sub-programas separados para cada ponto de leitura e interligados pelo sistema de diagrama de blocos.

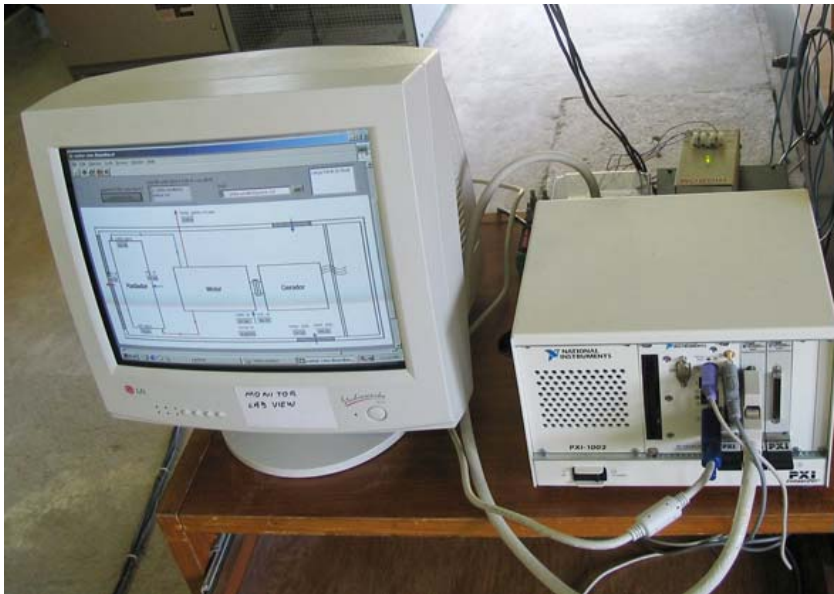


Figura 2.13 – Computador PXI da National



Figura 2.14 – Borneira, e termo-vazão

Na Figura 2.15 tem-se a tela de visualização principal onde foi feito um desenho esquemático do grupo gerador com os pontos de leitura e sentido do fluxo dos fluidos (ar, água e gases), indicando em cada ponto de leitura a sua temperatura e a vazão.

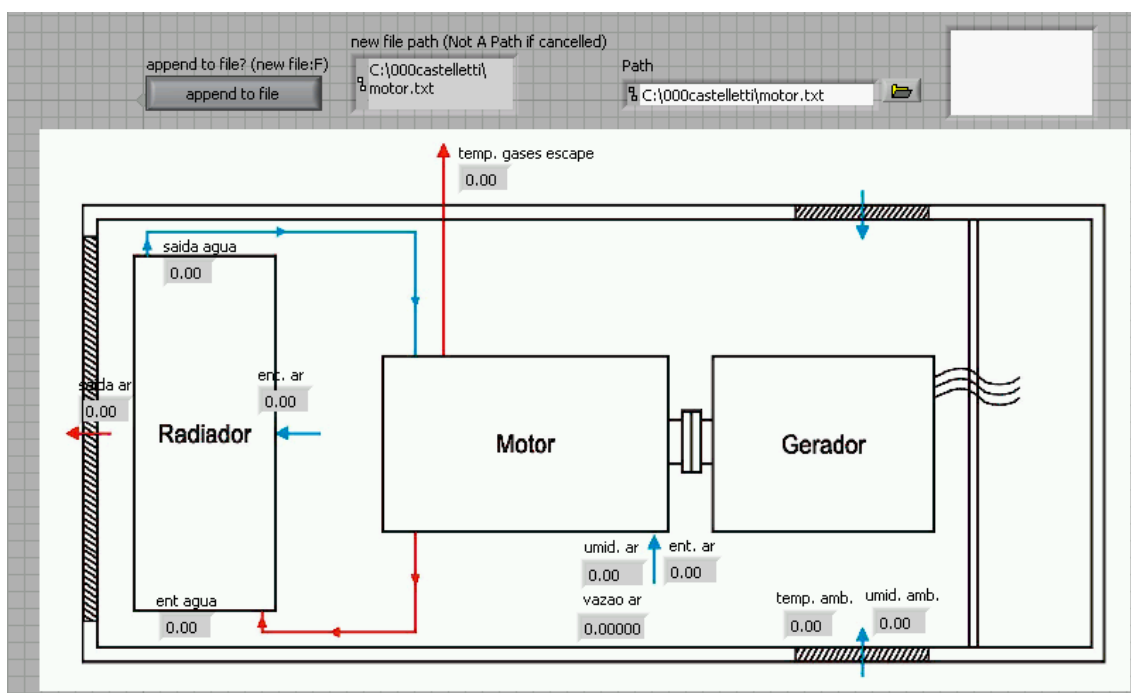


Figura 2.15 – Tela de leitura do LABVIEW

A Figura 2.16 mostra o diagrama principal do programa desenvolvido no LABVIEW, de onde sai o tempo de coleta da informação (ch3.vi, “1”) para os demais programas e recebe o retorno das leituras com as temperaturas de cada ponto de leitura no tempo solicitado. Neste mesmo programa no canto superior direito, está montada a programação para o “salvamento” em arquivo tipo texto. Inicialmente, o tempo é convertido para o formato “mm/dd/aa hh:mm:ss am/pm” no quadro amarelo “2”, e realizada a montagem do texto com as separações por “tab” e tem como saída um texto longo “3”. O quadro branco, no canto superior direito, é o sistema gravação propriamente dito, que tem como entrada o nome e o caminho do arquivo, possui uma chave que indica se vai ser um arquivo novo ou uma continuação do arquivo e a informação a ser gravada.

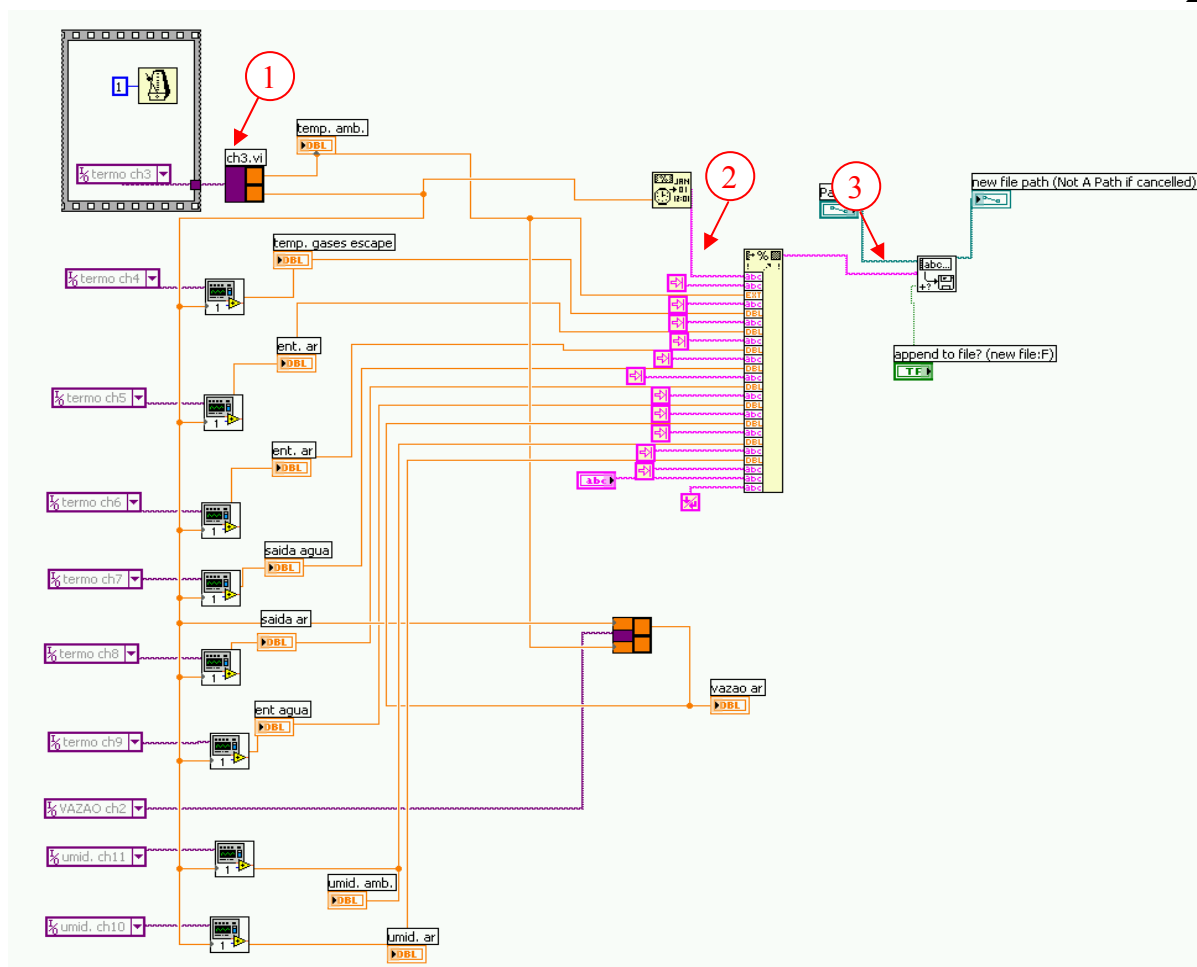


Figura 2.16 – Digrama de blocos principal

A Figura 2.17 é o digrama de blocos do programa da medição de vazão do ar de entrada do motor, onde são realizados os cálculos da conversão da tensão em vazão de ar juntamente com a influência da temperatura de ar de entrada.

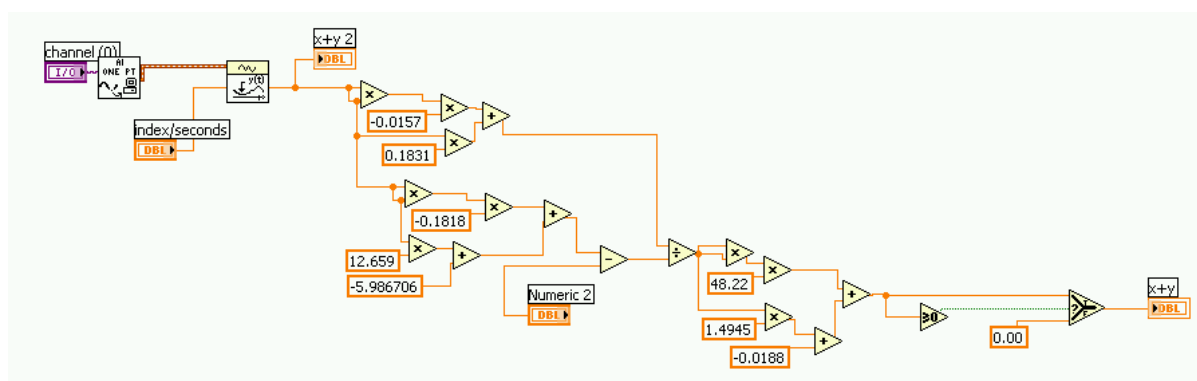


Figura 2.17 – Diagrama de blocos da medição de vazão

A Figura 2.18 representa o digrama de blocos das temperaturas dos pontos 2 a 7, onde as informações do termopar são coletada pelo quadrado da esquerda, e são convertidas da forma onda em unidade numérica pelo bloco amarelo e branco do lado direito no tempo determinado pelo bloco inferior que vem do diagrama de blocos principal.

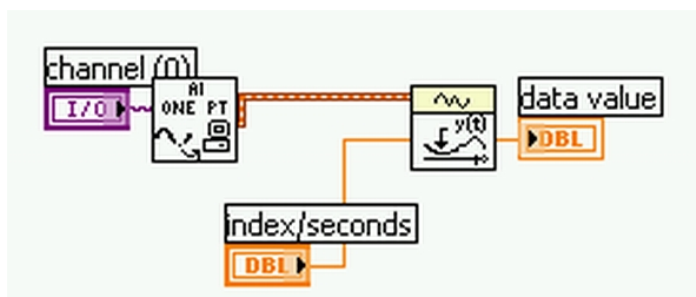


Figura 2.18 – Digrama de blocos típico das medições de temperatura

A Figura 2.19 é similar ao digrama de blocos da Figura 2.18, diferenciando apenas pela saída do tempo que servirá de base para os demais pontos de leitura para que eles sejam medidos no mesmo tempo.

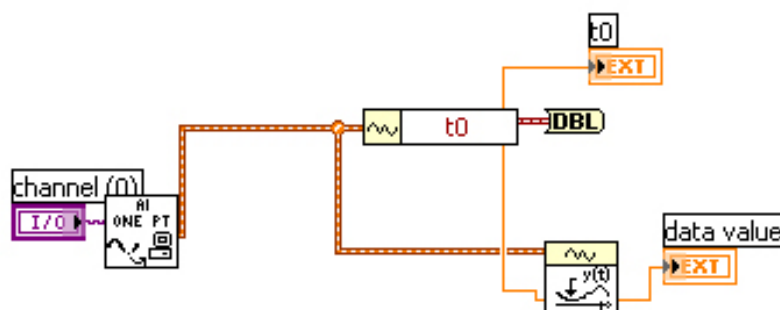


Figura 2.19 – Digrama de blocos da leitura da temperatura 1 e saída do tempo de leitura

2.3.2 Termopares

Todos os termopares utilizados foram do tipo T (Cobre Constantan) com revestimento de PVC, que é recomendado para temperaturas de até 105°C. Como os gases de exaustão do motor terão uma temperatura mais elevada, foi feita uma adaptação e o termopar desta posição recebeu um revestimento de fibra de vidro, que suporta temperatura de 560°C.

Os termopares foram calibrados utilizando uma estufa com faixa de trabalho de temperatura ambiente até 250°C e um termômetro de mercúrio tipo 8C com faixa de temperatura de 0 a 400°C e resolução de 1°C com certificado de calibração. Um tubo de ferro soldado a uma chapa em uma das extremidades, cheio de areia seca, foi utilizado como poço de estabilização. Ao redor do termômetro foram montados os termopares de forma homogênea, (Figura 2.20). O conjunto dos termopares e termômetro foi colocado no centro do tubo e submerso 50 mm na areia (Figura 2.21). Assim, a porta da estufa pôde ser aberta para realizar as leituras comparativas sem que houvesse uma variação da temperatura significativa em curtos períodos de tempo.



Figura 2.20 – Montagem dos termopares e termômetro



Figura 2.21 – Poço de estabilização

Para se iniciar a calibração, toda a montagem foi realizada e energizada 16 horas antes, para que o conjunto atingisse a estabilidade. Após a leitura da temperatura ambiente, foi iniciado o processo de aquecimento e realizadas leituras comparativas em temperaturas que foram ajustadas em 60 °C, 100 °C, 150 °C e 200 °C. Porém, como o termostato da estufa não é de precisão, as temperaturas reais, lidas no termômetro 8C foram 59 °C 92 °C 146 °C e 195 °C. Logo após a leitura de 92 °C foram retirados os seis termopares que tinham o revestimento de PVC, restando apenas o termopar que fora preparado com revestimento de fibra de vidro, e o termômetro, prosseguindo o aquecimento e as leituras.

O certificado de calibração do termômetro 8C tem uma incerteza de $\pm 0,61$ °C (Anexo A) e a incerteza dos termopares tipo T é de $\pm 1,0$ °C. Apesar de o maior erro encontrado ter sido menor que a soma dos erros previstos pelo fabricante do equipamento e pelo certificado de calibração (1,35 °C) (Tabela 2.1), foi realizada uma correção das medidas por meio de uma curva de ajuste simples.

Tabela 2.1 – Calibração dos termopares

		Term. 1	Term. 2	Term. 3	Term. 4	Term. 5	Term. 6	Term. 7	Temp. lida
Leitura	8/3/2005 08:43	28,77	28,81	28,78	28,76	28,70	28,77	28,78	29
	8/3/2005 11:56	58,16	58,26	58,18	58,19	58,21	58,18	58,35	59
	8/3/2005 15:20	91,02	91,14	91,08	91,18	91,11	91,00	91,37	92
	8/3/2005 18:19							145,72	146
	9/3/2005 07:21							193,65	195
Erro	8/3/2005 08:43	0,23	0,19	0,22	0,24	0,30	0,23	0,22	
	8/3/2005 11:56	0,84	0,74	0,82	0,81	0,79	0,82	0,65	
	8/3/2005 15:20	0,98	0,86	0,92	0,82	0,89	1,00	0,63	
	8/3/2005 18:19							0,28	
	9/3/2005 07:21							1,35	
Erro (%)	8/3/2005 08:43	0,78%	0,66%	0,74%	0,82%	1,04%	0,80%	0,77%	
	8/3/2005 11:56	1,42%	1,25%	1,39%	1,38%	1,34%	1,38%	1,10%	
	8/3/2005 15:20	1,06%	0,93%	1,01%	0,89%	0,97%	1,08%	0,69%	
	8/3/2005 18:19							0,19%	
	9/3/2005 07:21							0,69%	

2.3.3 Analisador de gases de exaustão

Para análise dos gases de combustão do motor foi utilizado um analisador modelo EcoLine 6000 marca Eurotron, Figura 2.22, que é composto por duas sondas. Na primeira, estão acopladas três células, uma para oxigênio, uma para monóxido de carbono e outra para monóxido de nitrogênio. Na segunda sonda existem sensores de temperatura e umidade.



Figura 2.22 – Analisador de gases

Tabela 2.2 – Parâmetros de medição do analisador de gases

Parâmetro	Tipo de sensor	Faixa	Resolução	Exatidão
O ₂	Eletroquímico	0 – 25,0%	0,1%	±0,1% vol.
CO	Eletroquímico	0 – 20000 ppm	1 ppm	<300 ppm = ±10 ppm >300 ppm <2000 ppm = ±4% >2000 ppm = ±10%
NO	Eletroquímico	0 – 4000 ppm	1 ppm	<100 ppm = ±5% >100 ppm <3000 ppm = ±4%

O equipamento possui ainda sistemas internos para cálculo do NO_x com faixa de 0 a 4000 ppm e resolução de 1 ppm. Sensor de temperatura tipo K com faixa de 0 a 999,9 °C resolução de 0,1 °C e exatidão de ± 0,3%

Na segunda sonda o equipamento tem um sensor de temperatura tipo Pt100 com faixa de -10 a 99,9 °C, resolução de 0,1 °C e exatidão de ± 0,2%.

2.3.3.1 Sensores eletroquímicos

Os sensores eletroquímicos se baseiam em reações espontâneas de oxidação e redução que envolvem um determinado gás para medição de sua concentração. Estas reações geram a circulação de uma corrente entre os eletrodos, proporcional à concentração do gás que se deseja mensurar. (Sensores, 2005)

As células eletroquímicas são construídas baseadas no mesmo princípio das baterias, sendo a principal diferença a presença de uma membrana semipermeável de separação das fases líquida (eletrólito) e gasosa (amostra a ser analisada). Esta membrana permite a difusão das moléculas gasosas através do eletrólito, evitando ao mesmo tempo a evaporação.

Para potencializar a ionização do gás que se deseja mensurar no eletrólito, os eletrodos dos sensores são construídos normalmente de metais como a Platina, o Ouro e a Prata em função de suas propriedades catalíticas.

A membrana de separação entre a fase líquida e gasosa dos sensores é feita de materiais porosos e hidrofóbicos. O material mais utilizado para este fim é PTFE (PoliTetraFlúorEtileno).

Dois tipos de sensores eletroquímicos são encontrados no mercado, sendo a principal diferença entre eles a utilização de materiais sólidos ou gasosos a serem oxidados. Na Figura 2.23 está ilustrada uma célula eletroquímica.

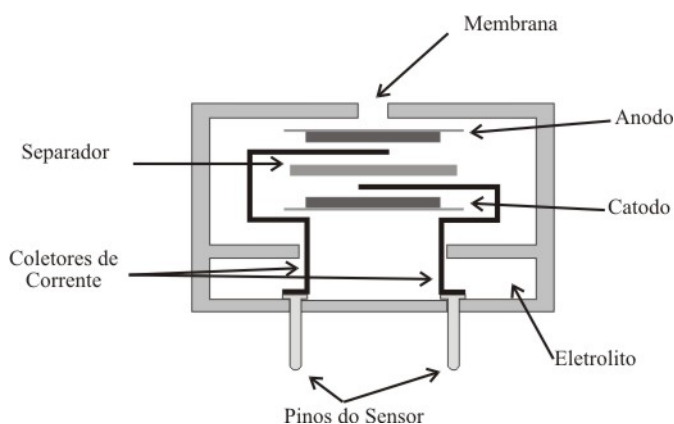


Figura 2.23 – Estrutura de um sensor eletroquímico de material gasoso
Fonte: (Sensores, 2005)

Todos os sensores eletroquímicos possuem uma dependência direta da temperatura, pois a maior parte das reações eletroquímicas tem sua velocidade alterada com a temperatura. Em função disto, a maior parte dos sensores eletroquímicos possui sensores de temperatura associados para promover a compensação.

Para leitura dos sinais provenientes dos sensores basta a medição da corrente que circula através dos eletrodos. Os sensores eletroquímicos são os mais usados no mundo para medições de concentrações gasosas, uma vez que é possível a obtenção de medições de mais de 30 diferentes gases apenas alterando-se o eletrólito, os eletrodos e o material a ser oxidado.

2.3.4 Vazão do ar no motor

Para a medição da massa de ar de combustão foi utilizado um medidor de vazão construído para ser fixado no filtro de entrada de ar. Para este equipamento foi solicitado ao LMPT-UFSC (Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais da Universidade Federal de Santa Catarina) que desenvolvesse um medidor de vazão utilizando um anemômetro de fio quente, comercialmente utilizado no escapamento dos veículos (Figura 2.24). Foi montada uma placa eletrônica que converte o sinal do anemômetro em tensão variando de 4 a 9 V (Figura 2.25). Posteriormente foi calibrado o conjunto, que foi montado em um tubo cônico com diâmetro de saída próxima do diâmetro do tubo de sucção do filtro de ar do motor, e com entrada curva para diminuir a turbulência do ar.

A partir de uma curva de calibração, que utiliza a tensão de saída da placa eletrônica e a temperatura do ar de entrada, pode-se ler a vazão em kg/s, adequada ao estudo.



Figura 2.24 – Sonda de medição de vazão

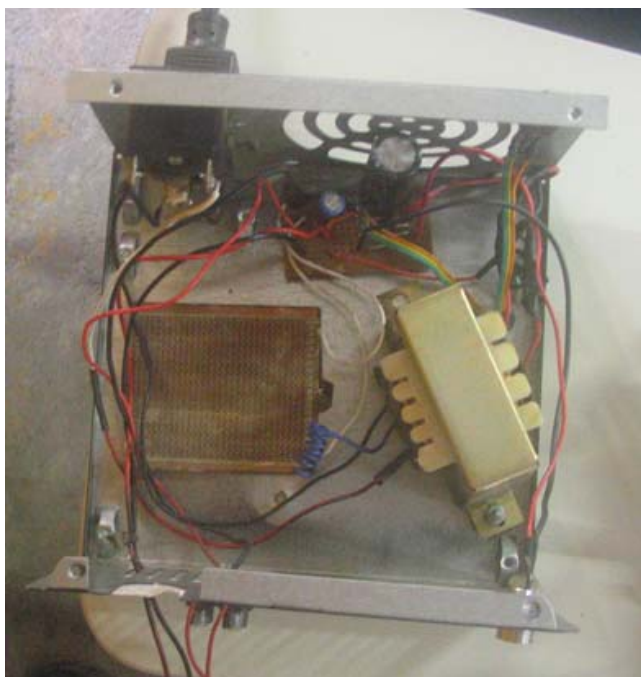


Figura 2.25 – Placa eletrônica do medidor de vazão

2.3.5 Vazão do ar de arrefecimento do grupo gerador

Foi utilizado um balômetro modelo ProHood com campânula fabricado pela AIRFLOW®. Este equipamento tem como vantagem a sua grande área de medição e provocar uma pequena perda de carga pelo seu método de leitura, baseado em pontos montados em uma fina estrutura. Com esta forma construtiva é possível abranger toda a área de medição e não apenas pontos, como é o caso de anemômetros de fio quente ou de turbina (Figura 2.26).



Figura 2.26 – Balômetro

2.3.6 Câmera de infra-vermelho

Foi utilizada uma câmera térmica modelo S45, fabricada pela FLIR SYSTEMS, com faixa de leitura de -40 a 1500 °C, e qualidade de vídeo de 320 x 240 pixels. Este equipamento é utilizado para verificar a temperatura de operação dos componentes do grupo gerador.

2.3.7 Analisador de energia elétrica

Para análise da geração de energia elétrica foi montado um equipamento marca Embrasul modelo RE6000 (Figura 2.27) que permite medir e armazenar dados sobre a qualidade da energia gerada, através de medidas de tensão, corrente, frequência, potência ativa, potência reativa, potência aparente, fator de potência, harmônicas de corrente e de tensão. Todos esses dados podem ser medidos com uma frequência de 0,01s até 1 min.



Figura 2.27 – Analisador de energia elétrica

As características técnicas deste equipamento são:

Tabela 2.3 – Características elétricas analisadas

	Faixa	Exatidão
Tensão nas fases	60 – 600 Vrms máx.	0,5% entre 60 e 80 V 0,2% entre 80 e 600V
Tensão no neutro	0,5 – 100 Vrms máx.	0,5% entre 60 e 80 V 0,2% entre 80 e 600V
Corrente	5 a 100% da relação do sensor	0,2% (5 a 100% da leitura)
Transientes de corrente	10 a 330% da relação do sensor	3Khz (máxima frequência identificada)
Frequência	50/ 60Hz	0,2% da leitura
Sensor de corrente	10 a 300 A 50 a 3000 A	1% da leitura ± 200mA

3. GRUPO GERADOR

3.1 Materiais e Métodos

Como foi citado anteriormente, para análise do funcionamento do grupo gerador e da qualidade da energia gerada foram instalados: termopares, um analisador de gases de exaustão, um medidor de vazão de ar na aspiração do motor, um analisador de energia elétrica, um balômetro para medição da vazão do ar de resfriamento e uma câmera de infravermelho.

A energia gerada pelo grupo é direcionada a um quadro elétrico geral, onde estão conectadas todas as cargas do galpão COGENCASA, e também as duas outras possíveis fontes de energia: a concessionária e a microturbina. Um projeto similar foi montado por Kong et al., (in press).

3.1.1 Instalação dos sensores

- Termopares

Os termopares foram utilizados para leitura das temperaturas em diversos pontos, conforme descrito na Tabela 3.1 e ilustrado na

Figura 3.1.

Tabela 3.1 – Locais de instalação dos termopares

Term. 1	Grade de entrada de ar para a cabine no grupo gerador
Term. 2	Dentro do radiador (no distribuidor de entrada de água)
Term. 3	Entrada de ar no radiador (na grade do ventilador)
Term. 4	Tubo de sucção de ar do motor (na entrada do filtro)
Term. 5	Saída de ar no radiador (na grade de saída)
Term. 6	Tubo de água do radiador (após o coletor que vai para o bloco do motor)
Term. 7	Poço do escapamento

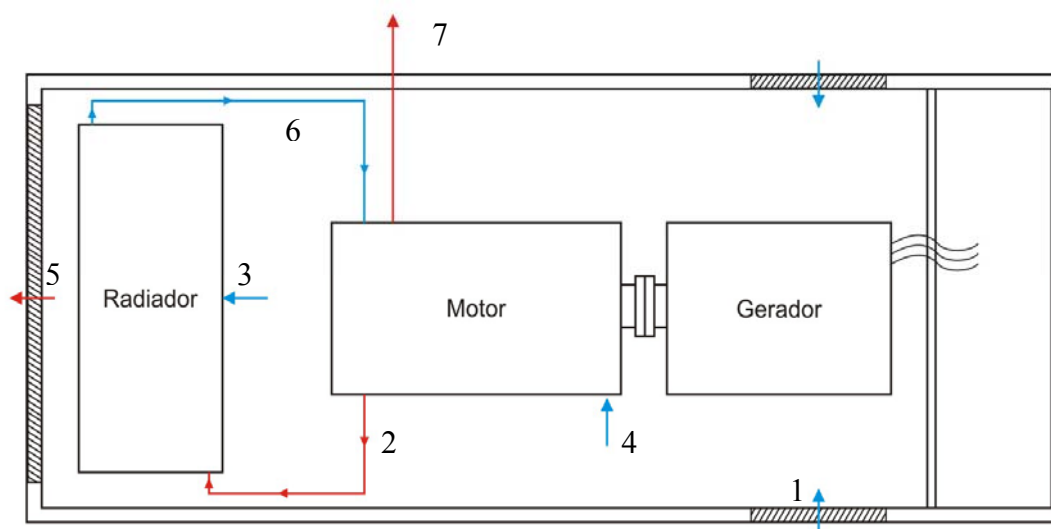


Figura 3.1 – Posicionamento dos termopares e indicação dos fluxos dos fluidos no grupo gerador

A Figura 3.2 ilustra a fixação do termopar 1 na grade de entrada do grupo gerador, tendo a função de ler a temperatura ambiente. As entradas de ar em forma de grade são utilizadas para evitar acidentes.

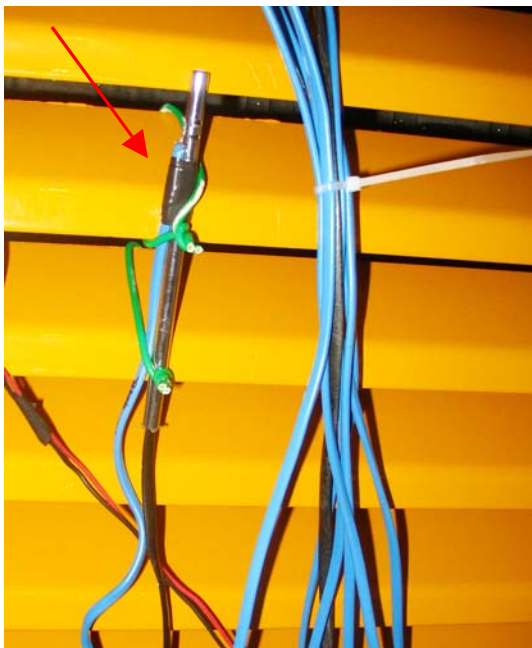


Figura 3.2 – Montagem do termopar 1

Na Figura 3.3 o termopar foi montado dentro do radiador, imergido na água, próximo ao ponto de chegada da água do motor. Para realizar a montagem o fio do termopar foi introduzido pelo tubo do suspiro do radiador até atingir a entrada da água de retorno.

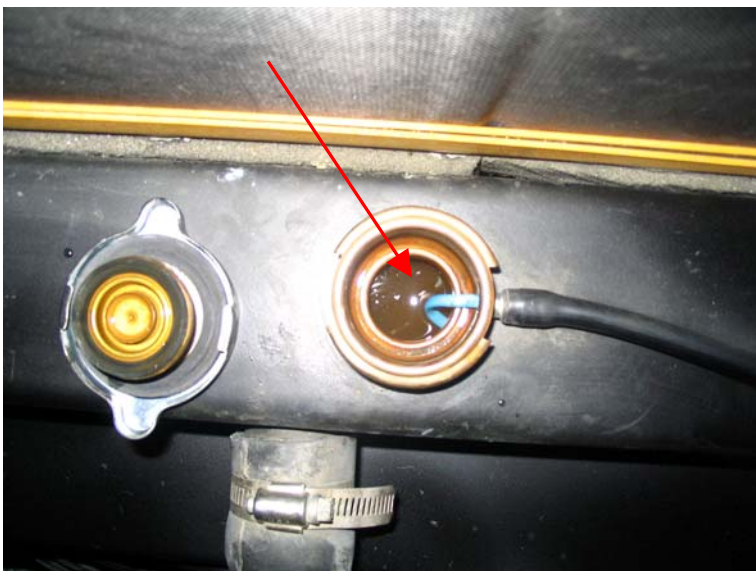


Figura 3.3 – Montagem do termopar 2

Na Figura 3.4 observa-se a fixação do termopar 3 na grade de entrada do ar do radiador, grade esta fabricada em aço carbono de malha fina para evitar acidentes durante a manutenção com o motor ligado.

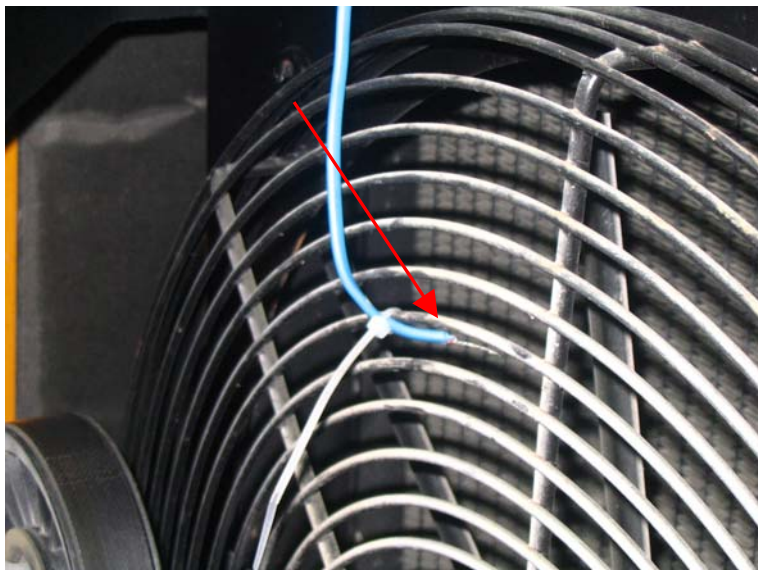


Figura 3.4 – Montagem do termopar 3

Na Figura 3.5 observa-se o termopar 4 fixado no medidor de vazão no filtro de entrada de ar. A leitura deste termopar servirá para o cálculo da vazão de ar do motor, além de outras análises que serão descritas ainda neste capítulo.

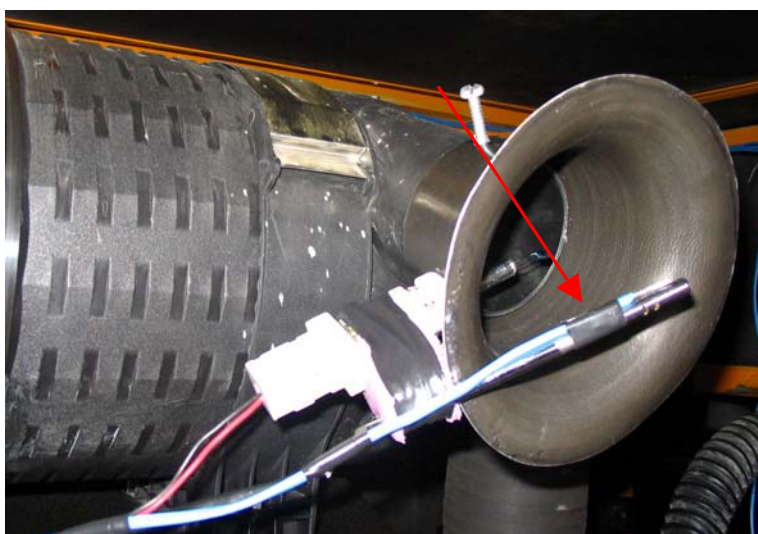


Figura 3.5 – Montagem do termopar 4

A Figura 3.6 mostra a fixação do termopar 5 na grade de saída do radiador, onde se observa também os filtros silenciadores instalados neste ponto para reduzir os ruídos do ar, do motor e do alternador.



Figura 3.6 – Montagem do termopar 5

A Figura 3.7 mostra a fixação do termopar 6 no tubo de saída da água do radiador, por ser impossível de colocá-lo diretamente no fluido. A fixação foi realizada pelo lado de fora do tubo e isolado com fibra de vidro evitando a influência da temperatura ao seu redor, obtendo assim a temperatura mais correta possível.



Figura 3.7 - Montagem do termopar 6

A Figura 3.8, ilustra o termopar 7 fixado no tubo de escapamento, no poço de coleta de dados, localizado logo acima da cabine do grupo; observa-se também o isolamento térmico do tubo de escapamento.

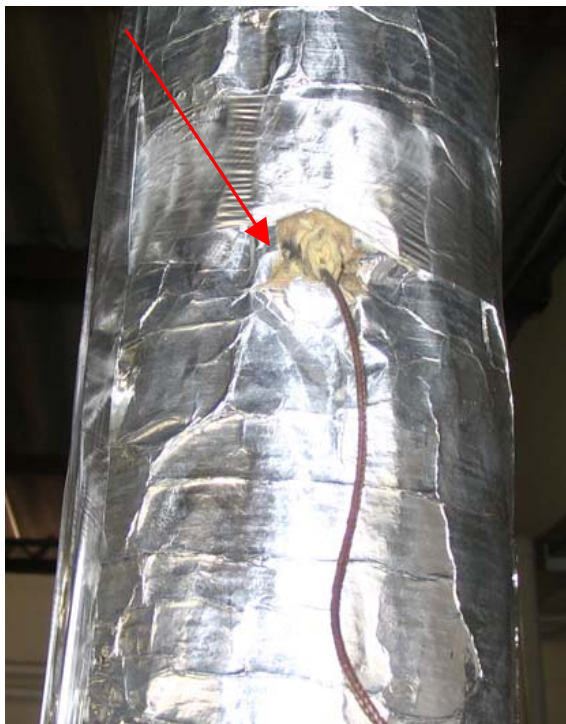


Figura 3.8 - Montagem do termopar 7

- Analizador de gases de exaustão

O analisador de gases foi montado introduzindo-se a sonda no poço de coleta do escapamento localizado próximo a cabine (Figura 3.9).



Figura 3.9 – Montagem da sonda de gases

- Vazão do ar no motor

O medidor de vazão foi montado com três parafusos que foram fixados na entrada do filtro de ar do motor, e com a folga entre eles vedada com borracha de silicone, que impede a aspiração de ar por este espaço (Figura 3.10).

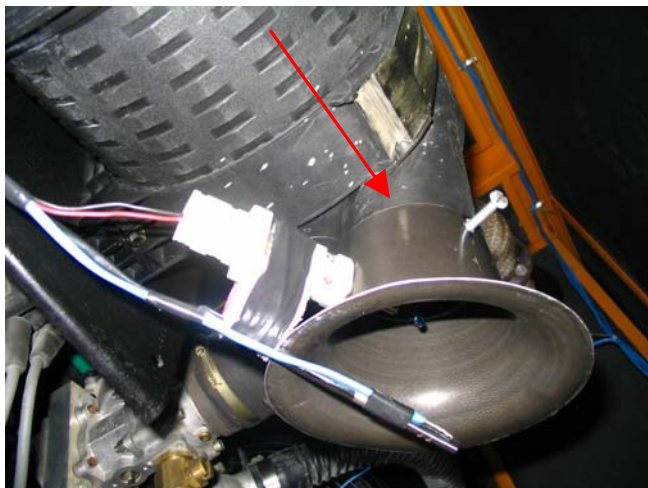


Figura 3.10 – Montagem do medidor de vazão de ar

- Balômetro

O Balômetro foi fixado na grade de saída do ar de resfriamento do grupo gerador por abraçadeiras, sendo vedada a área não abrangida pelo equipamento, de forma a se ter todo o fluxo de ar medido pelo instrumento (Figura 3.11).



Figura 3.11 – Balômetro montado no grupo gerador

- Câmera infravermelho

A câmera infravermelho foi montada sobre um tripé (Figura 3.12) possibilitando o seu deslocamento para coletar os dados em diversos pontos, entre eles as laterais do bloco do motor, o coletor de gases de exaustão e toda a cabine do grupo gerador.



Figura 3.12 – Montagem da câmera infravermelho

- Analizador de energia elétrica

O analisador de energia elétrica foi montado no quadro elétrico geral, na entrada da energia do grupo gerador, fixando-se os alicates de medição de corrente nos fios e escolhendo-se o melhor transdutor para a corrente medida. As garras de tensão foram conectadas ao barramento do quadro elétrico e ao aterramento. O suprimento de energia deste equipamento pode ser realizado tanto pela própria tensão obtida nas garras ou por uma fonte externa, para que o equipamento não deixe de operar no momento em que não haja energia gerada (Figura 3.13).

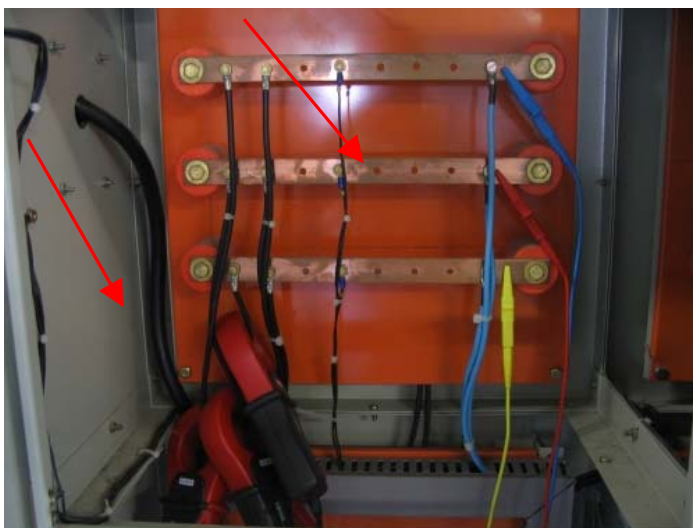


Figura 3.13 – Montagem dos alicates do analisador de energia elétrica

3.2 Ensaios

Foram realizados 6 ensaios para análise das características operacionais do motor do grupo gerador, da qualidade da energia gerada e do potencial de cogeração utilizando os fluidos de resfriamento do grupo operando em diferentes tipos de cargas e potências (Tabela 3.2).

O primeiro ensaio buscou estudar o aquecimento do grupo quando colocado em funcionamento sem carga elétrica (regime transiente). Este ensaio teve uma duração de 30 minutos e neste período foram realizadas leituras dos gases de escapamento, da vazão de ar de resfriamento e do consumo de combustível a cada cinco minutos. A leitura da energia elétrica gerada foi realizada a cada segundo e das temperaturas a cada 6,5 segundos.

Nos demais ensaios o motor foi colocado para operar com uma carga fixa e esperado que operasse em regime permanente, o que ocorreu em 30 minutos. Após o período de estabilização foram realizadas três seqüências de ensaios de 30 minutos cada para a coleta de dados.

A coleta de dados teve algumas mudanças no tempo de leitura dos gases de exaustão, da vazão de ar de resfriamento e do consumo de combustível que foram realizadas no início e no final de cada ensaio, não mais a cada 5 minutos como no ensaio em regime transiente.

Tabela 3.2 – Ensaios

Ensaio 1	Regime transiente	0 kW (em vazio)
Ensaio 2	Regime permanente	0 kW (em vazio)
Ensaio 3	Regime permanente	14 kW resistivo
Ensaio 4	Regime permanente	28 kW resistivo
Ensaio 5	Regime permanente	14 kW desbalanceada
Ensaio 6	Regime permanente	14 kW resistivo+ 2,24 kW indutivo

As cargas elétricas utilizadas nos ensaios em regime permanente foram:

- 0 kW (sem carga);
- 14 kW resistivo;
- 28 kW resistivo;

Estes três ensaios propiciaram o estudo do rendimento, da curva de potência e da qualidade da energia gerada pelo grupo em diferentes níveis de carga resistiva: em vazio, em 14 kW, uma carga média, e 28 kW, próximo à carga máxima nominal.

- 14 kW desbalanceada – Nesta análise, uma das fases foi desconectada no banco de resistências, gerando uma carga desbalanceada, sendo duas fases com corrente e uma delas sem corrente. Esta análise teve como objetivo verificar se existe influência no funcionamento do motor e na qualidade da energia elétrica gerada.
- 14 kW resistivo + motor elétrico - Visando estudar o efeito de cargas indutivas, foi montado para este ensaio o banco de resistências com 14 kW e um motor com potência nominal de 2,24 kW para gerar uma carga indutiva por estar operando em vazio.

A ligação entre as unidades consumidoras de energia e a unidade geradora é realizada através de tomadas no quadro elétrico geral.

3.3 Análises

Para observação das características do grupo gerador operando em regime permanente com diferentes níveis e tipos de cargas elétricas, e operando em regime transiente foram realizadas diversas análises, entre elas: consumo de gás natural, relação ar/combustível, composição dos gases de exaustão, calor de resfriamento, energia do combustível, energia de exaustão, energia de aspiração, rendimento e qualidade da energia gerada.

3.3.1 Consumo de gás natural

Para a medição da vazão de gás natural foram realizadas leituras no medidor de consumo de gás natural (Figura 3.15), do termômetro e do manômetro da estação redutora de pressão que abastece exclusivamente esta planta (Figura 3.14). Estas leituras foram realizadas no início e no final de cada ensaio para o cálculo do consumo de gás natural em m³/ensaio e realizada a conversão para as condições ISO, convertendo de m³/ensaio para kg/s através da equação universal dos gases perfeitos, da densidade do gás e do tempo de ensaio seguindo o procedimento da concessionária (COPERGÁS) através da Eq. 3.1.

$$\frac{p_1 \dot{V}l_1}{T_1} = \frac{p_2 \dot{V}l_2}{T_2} \quad (3.1)$$

onde: p = pressão absoluta em KPa (ou seja pressão manométrica mais a pressão atmosférica)

Vl = volume em m³

T = temperatura em kelvin

Os índices 1 e 2 indicam as leituras realizadas e corrigidas respectivamente

Através da Eq. 3.1, foi calculado o consumo médio de combustível durante cada ensaio na temperatura padrão de 20°C e 101,3 KPa.

Esta medição deveria ter sido realizada utilizando outro medidor mais preciso que ainda não havia sido instalado até a data de coleta dos dados. Com a instalação deste equipamento espera-se obter dados mais confiáveis.



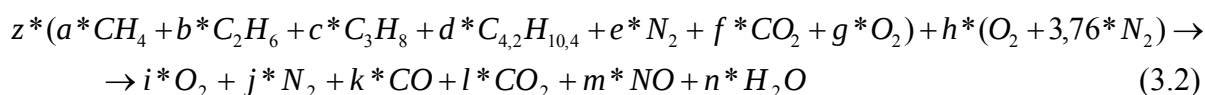
Figura 3.14 – Estação redutora de pressão



Figura 3.15 – Medidor de consumo de GN analógico

3.3.2 Relação ar / combustível

Relação ar/combustível é a razão entre a quantidade de ar e a quantidade de combustível que participa da combustão. O cálculo da relação ar/combustível foi realizado por dois métodos. O primeiro utilizando as leituras do consumo de gás natural corrigido e a vazão de ar na entrada do motor. O segundo método empregou o balanço estequiométrico mássico utilizando a análise cromatográfica do gás natural fornecida pela concessionária (COPERGÁS) juntamente com a análise dos gases de exaustão realizada durante o ensaio. (Eq.3.2). (Ceviz & Kaymaz,2005)



Onde:

“a“, “b“, “c“, “d“, “e“, “f“, “g” são percentagens molares de cada componente na composição do combustível;

“z” é a percentagem de combustível nos reagentes;

“h” é a percentagem de ar nos reagentes;

“i“, “k“, “l“, “m” são percentagens dos respectivos componentes nos gases de exaustão, medidas pelo analisador de gases;

“j“, “n” são as percentagens de nitrogênio e de vapor d'água nos gases de exaustão.

Montando e resolvendo um sistema de equações a partir do balanço estequiométrico conforme as Eq. 3.3, 3.4, 3.5 e 3.6 e dividindo o valor de “h” por “z” vezes a percentagem de cada elemento do combustível multiplicado pela massa molecular, obtém-se a relação ar / combustível (Eq. 3.7).

$$z*(a*CH_4 + b*C_2H_6 + c*C_3H_8 + d*C_{4,2}H_{10,4} + f*CO_2) = k*CO + l*CO_2 \quad (3.3)$$

$$z*(4*a*CH_4 + 6*b*C_2H_6 + 8*c*C_3H_8 + 10,4*d*C_{4,2}H_{10,4}) = n*2*H_2O \quad (3.4)$$

$$z*2*e*N_2 + 2*h*3,76*N_2 \rightarrow 2*j*N_2 + m*NO \quad (3.5)$$

$$z*(2*f*CO_2 + 2*g*O_2) + 2*h*(O_2 + 3,76*N_2) = 2*i*O_2 + k*CO + 2*l*CO_2 + m*NO + n*H_2O \quad (3.6)$$

$$AC = \frac{h}{z*(a + b + c + d + e + f + g)} \quad (3.7)$$

3.3.3 Composição dos gases de exaustão

A composição dos gases de exaustão coletada durante os ensaios foi analisada em comparação com a potência gerada e com o tipo de carga. Desta forma, é possível estudar a influência das cargas na poluição gerada e no consumo de oxigênio.

3.3.4 Calor de resfriamento total

O calor de resfriamento total do motor é o calor não utilizado no motor, gerado basicamente por atrito e pela combustão. O cálculo deste calor foi realizado utilizando a massa de ar medido pelo balômetro (massa de ar de resfriamento), a temperatura de saída do ar do radiador, a temperatura ambiente e o calor específico do ar, conforme Eq.3.8. Porém, existe outra forma de resfriamento que não foi utilizada para o cálculo deste calor, que é a troca de calor pelas paredes da cabine por radiação e por condução. A não mensuração destes dados na Eq. 3.8 pode provocar erros.

$$\dot{Q}_{REF.T} = \dot{m}_{AR} * (T_{SAIDA_RAD_AR} - T_{AMB}) * Cp_{ar} \quad (3.8)$$

3.3.5 Calor de resfriamento pela água

O calor de resfriamento por água é o calor de resfriamento do motor retirado pela água que circula e troca calor com o ar no radiador. Este cálculo foi realizado em separado porque a água é um fluido que pode ser reaproveitado mais facilmente do que o ar, por apresentar um menor volume para a mesma quantidade de calor. O cálculo deste calor foi realizado utilizando a massa de ar medida pelo balômetro (massa de ar de resfriamento), a temperatura do ar na saída do radiador, a temperatura do ar na entrada do radiador e o calor específico do ar, conforme Eq.3.9.

$$\dot{Q}_{REF.agua} = \dot{m}_{AR} * (T_{SAIDA_RAD_AR} - T_{ENT.RAD_AR}) * Cp_{ar} \quad (3.9)$$

3.3.6 Massa de água de resfriamento

A massa de água de resfriamento é a massa circulante de água para resfriamento do bloco do motor. Este dado foi calculado utilizando a massa de ar de resfriamento, as

temperaturas de entrada e de saída do ar e da água no trocador de calor (radiador), e o calor específico do ar e da água, conforme Eq.3.10.

$$\begin{aligned} \dot{m}_{AGUA} * C_{P_{agua}} * (T_{ENT._RAD._AGUA} - T_{SAIDA._RAD._AGUA}) = \\ = \dot{m}_{AR} * C_{P_{ar}} * (T_{SAIDA._RAD._AR} - T_{ENT._RAD._AR}) \end{aligned} \quad (3.10)$$

3.3.7 Energia do combustível

A energia do combustível foi calculada utilizando as medições de vazão do GN e o poder calorífico superior (PCS) fornecido pela COPERGÁS, conforme Eq. 3.11. Este poder calorífico foi calculado a partir da análise cromatográfica e dos PCSs de cada componente do GN.

$$\dot{E}_{comb} = volume_corrigido * PCS(GN) \quad (3.11)$$

3.3.8 Energia de exaustão

A energia dos gases de exaustão foi calculada pela diferença entre a temperatura dos gases de exaustão e a temperatura do ar na entrada da cabine (temperatura ambiente), pelo calor específico dos gases de exaustão e pela soma da massa de GN e do ar que entra no motor, conforme Eq. 3.12.

$$\dot{E}_{esc} = (massa_corrigida + massa_ar_motor) * (T_{ESC} - T_{AMB.}) * Cp_{gases} \quad (3.12)$$

3.3.9 Energia de aspiração

É a energia absorvida pelo ar entre a entrada da cabine e a entrada no filtro de ar do motor, conforme Eq. 3.13.

$$\dot{E}_{asp} = massa_ar_motor * (T_{AR_ENT_MOTOR} - T_{AMB}) * Cp_{ar} \quad (3.13)$$

3.3.10 Calor de resfriamento por cálculo

Este calor é calculado pelo balanço das energias do combustível, gerada e dos gases de exaustão, conforme Eq. 3.14. A energia dos gases de exaustão já inclui o aquecimento do ar entre a entrada da cabine e do filtro de ar.

$$\dot{Q}_{REFT_calc} = \dot{E}_{comb} - \dot{W} - \dot{E}_{esc}. \quad (3.14)$$

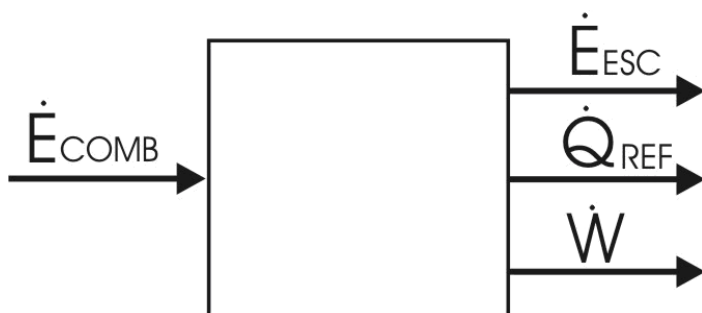


Figura 3.16 – Balanço de energia do grupo gerador

3.3.11 Rendimento do sistema de geração

O rendimento do grupo gerador foi calculado dividindo-se a potência gerada pela energia do combustível, Eq. 3.15.

$$\eta = \frac{\dot{W}}{\dot{E}_{comb}} \quad (3.15)$$

3.3.12 Análise elétrica

Foram analisadas as variações da qualidade da energia gerada em função das cargas instaladas. As variáveis utilizadas foram: tensão, corrente, potência ativa, reativa e aparente, distorções harmônicas de tensão e de corrente, sendo as potências calculadas pelo próprio instrumento.

Foi estudada ainda a influência das cargas elétricas no rendimento do motor.

3.4 Análise de erros

Todo dado experimental tem um erro aleatório também chamado de incerteza de medição, erro esse que está relacionado à exatidão do equipamento utilizado para realizar as leituras e com o processo de medição. Porém, outro ponto importante a ser estudado é a propagação deste erro ao longo dos cálculos e como combinar dois ou mais erros de leituras diferentes.

Existem diversos métodos para cálculo da propagação do erro. Será utilizado o método da expansão em uma série de Taylor. Tomando-se um caso geral onde u é uma variável dependente de duas variáveis independentes x e y , isto é $u=f(x,y)$, seja então:

$$\begin{aligned} u_i &= u + du_i \\ x_i &= x + dx_i \\ y_i &= y + dy_i \end{aligned} \quad (3.16)$$

Onde o delta, d , é usado para indicar um resíduo (erro). Então,

$$u + du = f(x + dx, y + dy) \quad (3.17)$$

Que expandindo em uma série de Taylor de primeira ordem resulta em:

$$u + \delta u = f(x, y) + \frac{\partial u}{\partial x} \delta x + \frac{\partial u}{\partial y} \delta y \quad (3.18)$$

desde que

$$u = f(x, y) \quad (3.19)$$

pode-se elimina-los dos dois lados da equação resultando em:

$$\delta u = \frac{\partial u}{\partial x} \delta x + \frac{\partial u}{\partial y} \delta y \quad (3.20)$$

Esta equação pode ser estendida para incluir quantas variáveis sejam necessárias e representa a propagação do erro em função dos erros anteriores. Vale ressaltar que esta regra para propagação do erro leva em consideração sempre a pior situação, ou seja, considera sempre os piores erros de cada caso.

Desenvolvendo-se a propagação do erro para a correção do consumo de gás natural conforme descrito no item 3.3.1, obtém-se as Eq. 21, 22 e 23 que expressam a propagação do erro para o consumo de gás natural.

$$v_{\text{corrigido}} = \frac{\text{pressão} * \text{vol}_{\text{consumido}} * \text{temp}_{\text{corrigida}}}{\text{pressão}_{\text{corrigida}} * \text{temp.}} \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} \delta v_{\text{corrigido}} = & \frac{\partial v_{\text{corrigido}}}{\partial \text{pressão}} \delta_{\text{pressão}} + \frac{\partial v_{\text{corrigido}}}{\partial \text{vol}_{\text{consumido}}} \delta_{\text{vol.consumido}} + \frac{\partial v_{\text{corrigido}}}{\partial \text{temp}_{\text{corrigida}}} \delta_{\text{temp.corrigida}} + \\ & + \frac{\partial v_{\text{corrigido}}}{\partial \text{pressão}_{\text{corrigida}}} \delta_{\text{pressão}_{\text{corrigida}}} + \frac{\partial v_{\text{corrigido}}}{\partial \text{temp.}} \delta_{\text{temp.}} \end{aligned} \quad (3.22)$$

$$\begin{aligned} \delta v_{\text{corrigido}} = & \frac{V_1 T_2}{p_2 T_1} \delta_{\text{pressão}} + \frac{p_1 T_2}{p_2 T_1} \delta_{\text{vol.consumido}} + \frac{p_1 V_1}{p_2 T_1} \delta_{\text{temp.corrigida}} + \\ & + \frac{p_1 V_1 T_2}{p_2^2 T_1} \delta_{\text{pressão}_{\text{corrigida}}} + \frac{p_1 V_1 T_2}{p_2 T_1^2} \delta_{\text{temp.}} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Para a relação ar/combustível calculada pelo balanço estequiométrico obtém-se as Eq. 3.24 e 3.25:

$$\delta_{\text{ar/comb}} = \frac{\partial_{\text{ar/comb}}}{\partial_{\text{ar}}} \delta_{\text{ar}} + \frac{\partial_{\text{ar/comb}}}{\partial_{\text{comb}}} \delta_{\text{comb}} \quad (3.24)$$

Utilizando os índices do item 3.3.2:

$$\delta_{ar/comb} = \frac{h}{(a+b+c+d+e+f+g)z} \delta_{ar} + \frac{h}{(a+b+c+d+e+f+g)^2 z} \delta_{comb} + \frac{h}{(a+b+c+d+e+f+g)z^2} \delta_z \quad (3.25)$$

Onde a,b,c,d,e,f,g,h são os índices da análise mássica do balanço estequiométrico.

Para a relação ar/combustível medida obtém-se as Eq. 3.26 e 3.27.

$$\delta_{ar/comb} = \frac{\partial_{ar/comb}}{\partial_{comb}} \delta_{comb} + \frac{\partial_{ar/comb}}{\partial_{ar}} \delta_{ar} \quad (3.26)$$

$$\delta_{ar/comb} = \frac{1}{v_{corrigido_comb.}} \delta_{ar} + \frac{v_{corrigido_ar.}}{(v_{corrigido_comb.})^2} \delta_{comb} \quad (3.27)$$

Para o calor total de resfriamento têm-se as Eq. 3.28 e 3.29, para o calor de resfriamento por água as Eq. 3.30 e 3.31, e para o calor de resfriamento por diferença as Eq. 3.32 e 3.33.

$$\delta \dot{Q}_{REF.T} = \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial \dot{m}_{balometro}} \delta \dot{m}_{balometro} + \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial T_{SAIDA_RAD.}} \delta T_{SAIDA_RAD.} + \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial T_{AMB}} \delta T_{AMB} \quad (3.28)$$

$$\delta \dot{Q}_{REF.T} = (T_{SAIDA_RAD.} - T_{AMB}) * C_{p_{ar}} \delta \dot{m}_{balometro} + \dot{m}_{balometro} * C_{p_{ar}} \delta T_{SAIDA_RAD.} + \dot{m}_{balometro} * C_{p_{ar}} \delta T_{AMB} \quad (3.29)$$

$$\delta \dot{Q}_{REF.T} = \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial \dot{m}_{balometro}} \delta \dot{m}_{balometro} + \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial T_{SAIDA_RAD.}} \delta T_{SAIDA_RAD.} + \frac{\partial \dot{Q}_{REF.T}}{\partial T_{ENT.RAD.}} \delta T_{ENT.RAD.} \quad (3.30)$$

$$\delta \dot{Q}_{REF.T} = (T_{SAIDA_RAD.} - \delta T_{ENT.RAD.}) * C_{p_{ar}} \delta \dot{m}_{balometro} + \dot{m}_{balometro} * C_{p_{ar}} \delta T_{SAIDA_RAD.} + \dot{m}_{balometro} * C_{p_{ar}} \delta \delta T_{ENT.RAD.} \quad (3.31)$$

$$\delta \dot{Q}_{REFT_calc} = \frac{\partial \dot{Q}_{REFT_calc}}{\partial \dot{E}_{comb}} \delta \dot{E}_{comb} + \frac{\partial \dot{Q}_{REFT_calc}}{\partial \dot{W}} \delta \dot{W} + \frac{\partial \dot{Q}_{REFT_calc}}{\partial \dot{E}_{escap}} \delta \dot{E}_{escap} \quad (3.32)$$

$$\delta \dot{Q}_{REFT_calc} = \delta \dot{E}_{comb} + \delta \dot{W} + \delta \dot{E}_{escap} \quad (3.33)$$

Para a massa de água foi obtida as Eq. 3.34 e 3.35

$$\begin{aligned}\delta \dot{m}_{AGUA} &= \frac{\partial \dot{m}_{AGUA}}{\partial \dot{m}_{AR}} \delta \dot{m}_{AR} + \frac{\partial \dot{m}_{AGUA}}{\partial T_{SIADA_RAD_AR}} \delta T_{SIADA_RAD_AR} + \\ &+ \frac{\partial \dot{m}_{AGUA}}{\partial T_{ENT_RAD_AR}} \delta T_{ENT_RAD_AR} + \frac{\partial \dot{m}_{AGUA}}{\partial T_{ENT_RAD_AGUA}} \delta T_{ENT_RAD_AGUA} +\end{aligned}\quad (3.34)$$

$$\begin{aligned}&+ \frac{\partial \dot{m}_{AGUA}}{\partial T_{SAIDA_RAD_AGUA}} \delta T_{SAIDA_RAD_AGUA} \\ \delta \dot{m}_{AGUA} &= \frac{C_{Par} * (T_{SIADA_RAD_AR} - T_{ENT_RAD_AR})}{C_{Pagua} * (T_{ENT_RAD_AGUA} - T_{SAIDA_RAD_AGUA})} \delta \dot{m}_{AR} + \\ &+ \frac{\dot{m}_{AR} * C_{Par}}{C_{Pagua} * (T_{ENT_RAD_AGUA} - T_{SAIDA_RAD_AGUA})} \delta T_{SIADA_RAD_AR} - \\ &- \frac{\dot{m}_{AR} * C_{Par}}{C_{Pagua} * (T_{ENT_RAD_AGUA} - T_{SAIDA_RAD_AGUA})} \delta T_{ENT_RAD_AR} - \\ &- \frac{\dot{m}_{AR} * C_{Par} * (T_{SIADA_RAD_AR} - T_{ENT_RAD_AR})}{C_{Pagua} * (T_{ENT_RAD_AGUA} - T_{SAIDA_RAD_AGUA})^2} \delta T_{ENT_RAD_AGUA} + \\ &+ \frac{\dot{m}_{AR} * C_{Par} * (T_{SIADA_RAD_AR} - T_{ENT_RAD_AR})}{C_{Pagua} * (T_{ENT_RAD_AGUA} - T_{SAIDA_RAD_AGUA})^2} \delta T_{SAIDA_RAD_AGUA}\end{aligned}\quad (3.35)$$

Desenvolvendo a propagação dos erros para as energias foram obtidas as Eq. 3.36 e 3.37 para a energia do combustível, as Eq 3.38 e 3.39 para a energia de exaustão e as Eq. 3.40 e 3.41 para a energia de aspiração.

$$\delta \dot{E}_{comb} = \frac{\partial \dot{E}_{comb}}{\partial volume_corrigido} \delta volume_corrigido \quad (3.36)$$

$$\delta \dot{E}_{comb} = PCI(GN) \delta volume_corrigido \quad (3.37)$$

$$\begin{aligned}\delta \dot{E}_{esc} &= \frac{\partial \dot{E}_{esc}}{\partial volume_corrigido} \delta volume_corrigido + \\ &+ \frac{\partial \dot{E}_{esc}}{\partial volume_ar_motor} \delta volume_ar_motor + \frac{\partial \dot{E}_{esc}}{\partial T_{esc}} \delta T_{esc} + \frac{\partial \dot{E}_{esc}}{\partial T_{ar_ent_motor}} \delta T_{ar_ent_motor}\end{aligned}\quad (3.38)$$

$$\begin{aligned}\delta \dot{E}_{esc} &= (T_{esc} - T_{ar_ent_motor}) * Cp_{gases} \delta volume_corrigido + \\ &+ (T_{esc} - T_{ar_ent_motor}) * Cp_{gases} \delta volume_ar_motor + \\ &+ (volume_corrigido + volume_ar_motor) * Cp_{gases} \delta T_{esc} - \\ &- (volume_corrigido + volume_ar_motor) * Cp_{gases} \delta T_{ar_ent_motor}\end{aligned}\quad (3.39)$$

$$\begin{aligned} \delta \dot{E}_{asp} = & \frac{\partial \dot{E}_{asp}}{\partial volume_ar_motor} \times \delta volume_ar_motor + \frac{\partial \dot{E}_{asp}}{\partial T_{ar_ent_motor}} \times \delta T_{ar_ent_motor} + \\ & + \frac{\partial \dot{E}_{asp}}{\partial T_{amb}} \times \delta T_{amb} \end{aligned} \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned} \delta \dot{E}_{asp} = & (T_{ar_ent_motor} - T_{amb}) \times Cp_{ar} \times \delta volume_ar_motor + \\ & + volume_ar_motor \times Cp_{ar} \times \delta T_{ar_ent_motor} - volume_ar_motor \times Cp_{ar} \times \delta T_{amb} \end{aligned} \quad (3.41)$$

Para o rendimento foram obtidas as Eq. 3.42 e 3.43

$$\delta \eta = \frac{\partial \eta}{\partial \dot{E}_{gerada}} \times \delta \dot{E}_{gerada} + \frac{\partial \eta}{\partial \dot{E}_{comb}} \times \delta \dot{E}_{comb} \quad (3.42)$$

$$\delta \eta = \frac{1}{\dot{E}_{comb}} \times \delta \dot{E}_{gerada} + \frac{\dot{E}_{gerada}}{\dot{E}_{comb}^2} \times \delta \dot{E}_{comb} \quad (3.43)$$

3.5 Comparações

Foram analisados e comparados os valores da relação ar/combustível medido pelo medidor de vazão de ar de combustão e a relação ar/combustível calculada pelo balanço estequiométrico, podendo-se analisar qual apresenta um menor erro e qual é mais coerente para esta situação.

Foram comparados ainda a vazão de ar medida pelo medidor de vazão de ar de combustão e calculada pelo balanço estequiométrico; o valor do calor de resfriamento total e o calor de resfriamento por diferença e os seus respectivos erros.

4. RESULTADOS E ANÁLISE

4.1 Introdução

Neste capítulo serão mostrados os resultados obtidos nos ensaios do grupo gerador operando com cargas variadas, conforme descrito no item 3.2, resumido na Tabela 3.2 e replicada na Tabela 4.1. Serão mostrados os resultados das análises realizadas conforme descritos no item 3.3 e seus subitens.

Todos os resultados obtidos durante os ensaios e as análises realizadas foram sintetizados em duas tabelas. A primeira tabela contém os ensaios em regime permanente, onde, nas colunas, estão alocados os resultados dos ensaios com suas três repetições e, nas linhas, resultados e análises, (Tabela 4.2). A segunda tabela registra o ensaio de aquecimento do grupo gerador, onde, nas colunas, estão alocados os resultados do ensaio a cada 5 minutos e, nas linhas, resultados e análises, (Tabela 4.5).

Tabela 4.1 – Resumo dos ensaios

Ensaio 1	Regime transiente	0 kW (em vazio)
Ensaio 2	Regime permanente	0 kW (em vazio)
Ensaio 3	Regime permanente	14 kW resistivo
Ensaio 4	Regime permanente	28 kW resistivo
Ensaio 5	Regime permanente	14 kW desbalanceada
Ensaio 6	Regime permanente	14 kW resistivo + 2,24 kW indutivo

4.2 Regime Permanente

4.2.1 Temperaturas

Na Tabela 4.2 estão descritos os resultados das temperaturas de operação do grupo gerador em regime permanente e a análise da propagação dos erros.

Todas as temperaturas foram lidas a cada 6,5 segundos, totalizando uma média de 278 leituras de temperatura por repetição de 30 minutos. Em cada repetição foram selecionadas as leituras de maior e de menor temperatura e calculada a média aritmética das leituras que será utilizada para os demais cálculos. O cálculo do erro foi realizado calculando-se a média aritmética entre os valores máximo e mínimo de cada repetição.

Observa-se que durante os ensaios a variação de temperatura foi pequena, sendo a maior delas de 12,75 °C ao longo dos 30 minutos, ocorrida na temperatura dos gases de exaustão na repetição 1 do ensaio com o motor operando em vazio, o que corresponde a 5,46% de variação, porém a maior variação em percentagem ocorreu na repetição 1 na temperatura ambiente no ensaio de 28 kW sendo de 3,58 °C e 10,92%.

Observa-se ainda que todas as temperaturas variaram em função da carga em que o grupo gerador está operando. A maior delas ocorre na temperatura dos gases de exaustão que varia em torno de 233,66 °C nos três ensaios operando em vazio e 385,52 °C quando operando com carga nominal de 28 kW, correspondendo a uma variação de 62,68%.

A variação das demais temperaturas não acompanha o mesmo crescimento sendo de 19,05% para a entrada do ar no radiador, de 21,01% para a entrada do ar no motor, de 18,08% para a saída de água do radiador, de 23,22% para a saída do ar do radiador e de 4,81% para a entrada de água no radiador. Com estes dados pode-se concluir que a variação da temperatura

da água de resfriamento do motor não é proporcional à variação da temperatura dos gases de exaustão com a geração elétrica. Observa-se ainda que a temperatura da água de saída do motor sofre uma variação muito pequena em função da carga elétrica gerada.

Quanto à temperatura de entrada do ar do motor observa-se um diferencial de temperatura entre a temperatura ambiente e a de entrada do ar do motor maior quando se gera uma maior potência, esta variação ocorre pela montagem deste grupo gerador dentro da cabine e pela sucção de ar que ocorre no interior da cabine, que é o mesmo ambiente onde o bloco e alternador dispersam calor.

4.2.2 Gases

A Tabela 4.2 apresenta os dados coletados durante os ensaios do grupo operando em regime permanente com suas três repetições, a análise da propagação do erro das mesmas, as informações necessárias para a correção da vazão do GN e os dados referentes aos gases de exaustão.

A vazão de ar para combustão foi lida a cada 6,5 segundos e teve seu erro calculado da mesma maneira que as temperaturas, como descrito no item anterior. Já as leituras da vazão de ar do radiador, do GN e dos gases de exaustão que não podem ser calculados desta maneira, em função destes equipamentos não estarem integrados ao sistema de coleta de dados montado no LABVIEW, a forma escolhida para cálculo destes erros foi utilizando o erro estabelecido pelo fabricante.

É observado que a vazão de ar para combustão varia pouco em função da potência gerada. Isto não seria normal já que o grupo está equipado com um sistema de controle de vazão de gás natural e de ar. Observa-se também que a maior variação ao longo dos ensaios foi de 19,25%.

Como existe a suspeita de que a vazão de ar medida pelo anemômetro de fio quente está incoerente, não serão utilizados estes dados para cálculos posteriores. Serão utilizados os dados da vazão de ar calculada pelo balanço estequiométrico.

A massa de ar para resfriamento também se mantém praticamente constante, o que é normal pelo fato do motor do ventilador funcionar com transmissão por correia utilizando a potência do motor alternativo, que tem uma rotação constante. O erro para esta leitura foi estabelecido pelo fabricante como sendo 0,0533 kg/s.

Para o cálculo da vazão de gás natural, foram medidos: o consumo por ensaio, a pressão e a temperatura da estação redutora de pressão. A vazão de gás obtida foi corrigida para as condições ISO conforme descrito no item 3.3.1. Os erros referentes às leituras da pressão, da temperatura e do consumo de GN foram estabelecidos como sendo a metade da menor divisão da escala de leitura, ou seja, 4,9 kPa, 0,5 °C e 0,005 m³ respectivamente.

Como resultado da propagação obtém-se como erro máximo do consumo de gás natural 0,000043 kg/s no ensaio 1 com carga nominal de 28 kW, e em percentagem um erro máximo de 3,6% no ensaio 1 operando em vazio.

Comparando-se o consumo corrigido com a potência ativa gerada, verifica-se que o consumo é diretamente proporcional à potência gerada sem sofrer influência do tipo de carga (balanceada, desbalanceada, ou reativa) Figura 4.1.

Tabela 4.2 – Resultados e análises da operação em regime permanente

ensaio		14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio		
No. da repetição		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Temperaturas																
ambiente																
máxima	°C	31,73	34,11	33,79	34,72	33,42	32,75	34,65	32,48	32,54	35,25	33,56	33,68	28,77	29,55	29,99
media	°C	30,59	33,18	32,87	32,80	32,00	31,33	33,77	31,85	31,82	33,58	32,78	32,95	27,75	28,70	29,31
mínima	°C	29,16	32,25	31,82	31,14	30,74	29,92	32,86	30,72	30,93	31,99	31,57	31,96	26,94	28,08	28,87
erro de medição		1,28	0,93	0,99	1,79	1,34	1,42	0,90	0,88	0,80	1,63	1,00	0,86	0,92	0,73	0,56
escape																
máxima	°C	302,76	323,66	324,19	387,76	387,77	388,74	274,11	306,91	303,02	309,18	324,63	325,28	238,75	240,93	243,55
media	°C	299,41	321,52	321,89	383,42	385,07	385,52	272,37	301,80	301,12	305,69	322,98	323,10	233,66	237,03	238,64
mínima	°C	295,63	317,88	319,30	381,13	383,17	383,72	269,85	299,52	298,84	302,12	320,63	321,03	226,01	233,08	233,69
erro de medição		3,56	2,89	2,44	3,32	2,30	2,51	2,13	3,70	2,09	3,53	2,00	2,12	6,37	3,93	4,93
entrada ar radiador																
máxima	°C	40,87	43,66	43,46	45,07	44,98	44,12	43,31	41,24	41,03	44,06	42,57	43,07	36,43	37,44	37,91
media	°C	40,00	43,01	42,81	43,70	43,90	43,19	42,58	40,60	40,15	43,04	41,89	42,27	35,73	36,74	37,38
mínima	°C	38,96	42,42	42,25	42,36	43,01	42,28	41,91	40,05	39,62	42,44	41,16	40,86	34,83	36,12	36,82
erro de medição		0,95	0,62	0,60	1,35	0,98	0,92	0,70	0,60	0,70	0,81	0,71	1,10	0,80	0,66	0,55
entrada ar motor																
máxima	°C	41,61	45,11	44,73	46,03	46,59	45,62	44,02	42,03	41,54	45,22	43,55	44,13	37,24	38,04	38,68
media	°C	40,90	44,24	44,10	44,90	45,59	44,68	43,47	41,44	40,69	44,38	42,74	43,31	36,27	37,37	38,05
mínima	°C	39,90	43,73	43,37	44,03	44,62	43,82	42,84	40,85	40,02	43,75	41,80	41,42	35,31	36,75	37,57
erro de medição		0,85	0,69	0,68	1,00	0,99	0,90	0,59	0,59	0,76	0,73	0,87	1,36	0,96	0,65	0,56
saída água radiador																
máxima	°C	51,88	54,77	54,62	56,67	57,29	56,15	53,61	52,16	51,94	54,88	53,65	54,12	47,10	48,31	48,91
media	°C	51,39	54,47	54,37	55,90	56,64	55,91	53,22	51,86	51,57	54,31	53,34	53,59	46,46	47,70	48,49
mínima	°C	50,80	54,26	54,02	55,34	56,08	55,53	52,84	51,61	51,30	53,89	52,93	52,82	45,46	47,00	48,16
erro de medição		0,54	0,26	0,30	0,66	0,60	0,31	0,38	0,27	0,32	0,50	0,36	0,65	0,82	0,65	0,37
saída ar radiador																
máxima	°C	54,26	57,28	57,21	60,44	60,65	59,65	55,86	54,32	53,53	57,58	56,47	56,94	48,07	49,05	49,58
media	°C	53,61	56,98	56,86	59,54	59,96	59,24	55,39	53,38	53,07	57,05	56,04	56,30	47,40	48,49	49,17
mínima	°C	52,86	56,65	56,51	58,82	59,21	58,74	54,94	52,91	52,79	56,65	55,58	55,41	46,59	47,86	48,84
erro de medição		0,70	0,31	0,35	0,81	0,72	0,46	0,46	0,70	0,37	0,47	0,44	0,76	0,74	0,60	0,37
entrada água radiador																
máxima	°C	74,67	75,07	74,93	77,62	77,56	76,67	74,17	73,62	73,58	75,15	74,94	75,06	73,30	73,62	73,73
media	°C	74,33	74,83	74,69	77,04	77,03	76,42	73,84	73,41	73,36	74,91	74,54	74,70	73,04	73,37	73,49
mínima	°C	74,69	74,59	74,44	76,65	76,52	76,08	73,53	73,23	73,13	74,68	74,26	74,12	72,64	73,13	73,23
erro de medição		0,01	0,24	0,24	0,48	0,52	0,30	0,32	0,20	0,23	0,24	0,34	0,47	0,33	0,25	0,25
Vazão																
ar motor (combustão)																
máxima	kg/s	0,01812	0,01682	0,01638	0,01930	0,01652	0,01747	0,01614	0,01685	0,01749	0,01816	0,01821	0,01906	0,01442	0,01409	0,01409
media	kg/s	0,01624	0,01519	0,01624	0,01727	0,01514	0,01548	0,01503	0,01522	0,01613	0,01555	0,01687	0,01644	0,01353	0,01335	0,01328

Continua

ensaio		14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio		
No. da repetição		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
	kg/s	0,01476	0,01356	0,01356	0,01475	0,01372	0,01403	0,01403	0,01356	0,01462	0,01293	0,01502	0,01498	0,01278	0,01240	0,01235
erro de medição		0,00168	0,00163	0,00141	0,00227	0,00140	0,00172	0,00105	0,00164	0,00144	0,00261	0,00159	0,00204	0,00082	0,00085	0,00087
ar motor (por calculo)		0,01528	-	0,01788	0,02442	0,02402	0,02515	0,01118	0,01169	0,01308	0,01827	0,01780	0,01713	0,00840	0,00840	0,00873
erro de medição		0,00097	-	0,00097	0,00145	0,00135	0,00138	0,00062	0,00073	0,00084	0,00101	0,00113	0,00107	0,00063	0,00063	0,00063
ar radiador																
vazão	m3/h	4208	4155	4164	3995	4010	4042	4170	4158	4115	4142	4043	4002	4019	3999	3994
vazão	kg/s	1,4027	1,3850	1,3880	1,3317	1,3367	1,3473	1,3900	1,3860	1,3717	1,3807	1,3477	1,3340	1,3397	1,3330	1,3313
GN																
pressão	kPa	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1	402,1
temperatura	o.C	26,00	37,00	36,00	26,00	29,00	31,00	34,00	27,00	27,00	35,00	26,00	26,00	24,00	24,00	25,00
volume consumido	m3	0,54	0,56	0,56	0,87	0,86	0,88	0,41	0,41	0,40	0,57	0,55	0,56	0,24	0,24	0,25
pressão para correção	kPa	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33
temperatura para correção	o.C	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
fator de compressibilidade		1,0000	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
volume consumido corrigido	m3/ ensaio	2,63	2,64	2,65	4,25	4,16	4,23	1,95	1,99	1,95	2,70	2,68	2,73	1,18	1,18	1,22
erro de medição		0,07	0,04	0,04	0,10	0,08	0,08	0,04	0,05	0,05	0,05	0,07	0,07	0,04	0,04	0,04
massa especifica	kg/m3	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
consumido corrigido	m3/s	0,00146	0,00146	0,00147	0,00236	0,00231	0,00235	0,00108	0,00111	0,00108	0,00150	0,00149	0,00152	0,00066	0,00066	0,00068
consumido corrigido	kg/s	0,00114	0,00114	0,00115	0,00184	0,00180	0,00183	0,00084	0,00086	0,00084	0,00117	0,00116	0,00118	0,00051	0,00051	0,00053
erro de medição		0,00003	0,00002	0,00002	0,00004	0,00004	0,00003	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00003	0,00003	0,00002	0,00002	0,00002
Gases de escape																
O2	%	10,6	-	10,6	8,8	8,9	9,2	8,8	9,1	10,5	10,6	10,4	9,8	11,2	11,2	11,2
CO	ppm	344	-	350	336	342	315	461	420	375	348	350	365	929	893	849
NO	ppm	584	-	492	1122	1197	1181	415	333	294	573	470	533	97	96	94
NOx	ppm	603	-	507	1157	1234	1217	428	343	304	590	485	549	100	99	97
CO2	%	5,2	-	5,2	6,1	6,1	5,9	6,1	6,0	5,2	5,2	5,3	5,6	4,9	4,9	4,9
Calor / Ener. / Rend.																
relação ar / comb (medido)	kg(ar) / kg(comb)	14,3	13,3	14,2	9,4	8,4	8,5	17,8	17,6	19,1	13,3	14,5	13,9	26,5	26,1	25,0
relação ar / comb (calculado)	kg(ar) / kg(comb)	13,4	-	15,6	13,3	13,3	13,7	13,2	13,5	15,5	15,6	15,3	14,5	16,4	16,4	16,5
Eficiência na combustão	%	70,5	-	70,0	66,1	66,3	65,4	75,8	75,0	74,2	70,2	70,1	70,7	80,2	80,3	80,6
Qref (água +ar)	kJ/s	32,4005	33,0787	33,4121	35,7454	37,5031	37,7425	30,1678	29,9420	29,2512	32,5084	31,4537	31,2488	26,4149	26,4742	26,5432

Continua

ensaio		14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio			
No. da repetição		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Qref (água)	kJ/s	19,1669	19,4104	19,5636	21,1736	21,5404	21,7131	17,8766	17,7769	17,7835	19,4076	19,1268	18,7720	15,6822	15,7233	15,7511	
m água	kg/s	0,1995	0,2277	0,2300	0,2392	0,2524	0,2529	0,2071	0,1970	0,1950	0,2251	0,2155	0,2124	0,1409	0,1463	0,1505	
Ecomb	kJ/s	57,0510	57,2224	57,4075	92,1680	90,2040	91,6948	42,3042	43,2908	42,2349	58,6223	58,2671	59,3265	25,5968	25,5968	26,5739	
E escape	kJ/s	5,0947	-	6,3440	10,6696	10,5205	11,0373	3,3024	3,9235	4,3522	6,0953	6,3778	6,1500	2,1107	2,1359	2,2289	
E aspiração	kJ/s	0,1442	-	0,1784	0,2673	0,2869	0,2993	0,0988	0,1026	0,1094	0,1733	0,1628	0,1602	0,0673	0,0678	0,0708	
Q ref calculo balanço	kJ/s	38,9	-	38,0	55,2	53,4	54,4	32,1	32,4	31,0	39,2	38,1	39,4	23,6	23,5	24,4	
rendimento	%	23%	23%	23%	29%		29%	17%	16%	17%	23%	24%	23%	0%	0%	0%	
ERRO Calor/Ener./Rend.																	
relação ar / comb	kg(ar) /																
(medido)	kg(comb)	1,1	1,2	1,0	1,0	0,6	0,8	0,9	1,4	1,2	2,0	1,0	1,4	0,6	0,7	0,8	
relação ar / comb	kg(ar) /																
(calculado)	kg(comb)	0,5	-	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	
Qref (água +ar)	kJ/s	4,02	3,00	3,14	4,91	4,26	4,03	3,05	3,35	2,75	4,16	3,19	3,42	3,28	2,84	2,30	
Qref (água)	kJ/s	3,05	2,05	2,07	3,74	3,14	2,73	2,30	2,49	2,17	2,51	2,31	3,25	2,70	2,31	1,86	
m água	m3/h	0,0084	0,0040	0,0052	0,0034	0,0070	0,0029	0,0048	0,0099	0,0034	0,0060	0,0047	0,0052	0,0075	0,0073	0,0045	
Ecomb	kJ/s	1,1351	0,7043	0,7317	1,6710	1,4043	1,2968	0,6333	0,8753	0,8600	0,7713	1,1514	1,1676	0,7236	0,7236	0,7012	
E escape	kJ/s	0,5823	-	0,5191	1,0222	0,6346	0,7806	0,3126	0,5649	0,4752	0,8936	0,5724	0,7139	0,2506	0,2381	0,2598	
E aspiração	kJ/s	0,0041	-	0,0029	0,0052	0,0075	0,0039	0,0032	0,0031	0,0057	-0,0056	0,0051	0,0143	0,0041	0,0045	0,0051	
Q ref calculo balanço	kJ/s	0,7080	-	0,2354	0,7162	0,8366	0,5670	0,3449	0,3719	0,4115	-0,1023	0,6063	0,4924	0,4770	0,4899	0,4465	
rendimento	%	0,19%	0,26%	0,26%	0,46%	0,39%	0,36%	0,20%	0,19%	0,29%	0,26%	0,43%	0,42%	0,00%	0,00%	0,00%	
Eletricidade																	
Tensão																	
FASE	R																
	máxima	V	219,28	219,41	219,36	218,60	218,58	218,55	224,41	224,30	224,28	219,22	219,27	219,14	220,15	220,18	220,22
	media	V	219,16	219,27	219,20	218,45	218,35	218,40	224,22	224,09	224,05	219,08	219,12	219,14	219,96	219,99	220,00
	mínima	V	219,02	219,10	219,05	218,28	218,15	218,25	223,97	223,89	223,82	218,92	218,96	219,14	219,77	219,82	219,83
	S																
	máxima	V	219,31	219,34	219,34	218,60	218,54	218,53	226,12	225,98	225,96	219,25	219,23	219,24	220,02	220,02	220,05
	media	V	219,14	219,16	219,15	218,40	218,29	218,33	225,86	225,72	225,67	219,06	219,02	219,05	219,78	219,81	219,82
	mínima	V	218,97	218,97	218,97	218,21	218,04	218,13	225,61	225,43	225,36	218,86	218,83	218,85	219,57	219,58	219,59
	T																
	máxima	V	219,93	219,98	219,95	218,77	218,75	218,72	214,89	214,54	214,50	220,01	219,49	219,50	220,36	220,40	220,42
	media	V	219,70	219,79	219,75	218,57	218,48	218,53	214,62	214,27	214,22	219,77	219,29	219,30	220,09	220,15	220,18
	mínima	V	219,45	219,59	219,52	218,37	218,23	218,28	214,36	213,98	213,94	219,56	219,08	219,08	219,83	219,87	219,96
Corrente																	
R																	
máxima	A	20,30	20,22	20,20	40,54	40,50	40,44	0,00	0,00	0,00	20,76	21,30	21,27	0,00	0,00	0,00	
media	A	20,16	20,19	20,19	40,51	40,38	40,40	0,00	0,00	0,00	20,74	21,28	21,27	0,00	0,00	0,00	

Continua

ensaio			14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio			
No. da repetição			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
FASE	S	mínima	A	19,98	20,18	20,16	40,44	40,32	40,36	0,00	0,00	0,00	20,70	21,26	21,27	0,00	0,00	0,00
		máxima	A	20,06	20,04	20,04	40,58	40,56	40,56	17,92	17,90	17,90	20,54	21,38	21,38	0,00	0,00	0,00
		media	A	20,03	20,02	20,02	40,55	40,53	40,54	17,89	17,87	17,87	20,50	21,35	21,35	0,00	0,00	0,00
		mínima	A	20,02	20,00	20,00	40,52	40,48	40,50	17,86	17,84	17,84	20,48	21,34	21,32	0,00	0,00	0,00
	T	máxima	A	20,26	20,38	20,38	40,82	40,80	40,80	18,74	18,76	18,76	20,86	21,58	21,58	0,00	0,00	0,00
		media	A	19,95	20,36	20,36	40,78	40,76	40,77	18,71	18,74	18,73	20,82	21,56	21,55	0,00	0,00	0,00
		mínima	A	19,019	20,339	20,339	40,759	40,719	40,74	18,679	18,7	18,7	20,8	21,539	21,539	0	0	0
		Potencia Ativa																
FASE	R	máxima	kW	4,4463	4,4314	4,4266	8,8616	8,8457	8,8302	0,0000	0,0000	0,0000	4,5009	4,6207	4,6187	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kW	4,4135	4,4237	4,4207	8,8418	8,8090	8,8151	0,0000	0,0000	0,0000	4,4909	4,6097	4,6089	0,0000	0,0000	0,0000
		mínima	kW	4,3720	4,4144	4,4116	8,8200	8,7870	8,8010	0,0000	0,0000	0,0000	4,4820	4,5999	4,5968	0,0000	0,0000	0,0000
	S	máxima	kW	4,3950	4,3908	4,3912	8,8688	8,8640	8,8636	3,6704	3,6603	3,6549	4,4518	4,6462	4,6469	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kW	4,3861	4,3831	4,3823	8,8552	8,8468	8,8494	3,6531	3,6449	3,6422	4,4418	4,6360	4,6358	0,0000	0,0000	0,0000
		mínima	kW	4,3794	4,3750	4,3750	8,7782	8,7823	8,7807	3,6395	3,6327	3,6293	4,4291	4,6248	4,6255	0,0000	0,0000	0,0000
	T	máxima	kW	4,4501	4,4787	4,4779	8,9250	8,9246	8,9189	3,3977	3,4806	3,3922	4,5379	4,6845	4,6847	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kW	4,3791	4,4716	4,4691	8,9083	8,8984	8,9014	3,3838	3,3837	3,3823	4,5263	4,6744	4,6736	0,0000	0,0000	0,0000
mínima		kW	4,1741	4,4632	4,4606	8,8919	8,8774	8,8851	3,3724	3,3706	3,3687	4,5135	4,6626	4,6624	0,0000	0,0000	0,0000	
Potencia reativa																		
FASE	R	máxima	kWr	0,2776	0,2801	0,2800	0,3962	0,3958	0,3952	0,0000	0,0000	0,0000	0,7028	0,7212	0,7214	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kWr	0,1978	0,2006	0,2060	0,3275	0,3695	0,3879	0,0000	0,0000	0,0000	0,6869	0,6970	0,6967	0,0000	0,0000	0,0000
		mínima	kWr	0,1958	0,1977	0,1975	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6703	0,6242	0,6570	0,0000	0,0000	0,0000
	S	máxima	kWr	0,1967	0,1965	0,1965	1,1863	1,1176	1,1174	-1,7148	-1,7133	-1,7132	0,6952	0,6607	0,6601	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kWr	0,1963	0,1962	0,1961	0,0039	0,0090	0,0299	-1,7292	-1,7303	-1,7309	0,6665	0,6201	0,6180	0,0000	0,0000	0,0000
		mínima	kWr	0,1960	0,1958	0,1958	0,0000	0,0000	0,0000	-1,7458	-1,7453	-1,7435	0,6326	0,5896	0,5891	0,0000	0,0000	0,0000
	T	máxima	kWr	0,6865	0,2004	0,2004	0,3992	0,3990	0,3990	2,1755	2,1773	2,1746	0,7075	0,7313	0,7311	0,0000	0,0000	0,0000
		media	kWr	0,1962	0,2000	0,2000	0,2706	0,3161	0,3488	2,1637	2,1618	2,1576	0,6728	0,7081	0,7075	0,0000	0,0000	0,0000
mínima		kWr	0,0000	0,0000	0,1996	0,0000	0,0000	0,0000	2,1446	2,0004	2,1435	0,6126	0,6668	0,6662	0,0000	0,0000	0,0000	
Potencia aparente																		
R	máxima	kVA	4,4508	4,4359	4,4311	8,8616	8,8525	8,8382	0,0000	0,0000	0,0000	4,5510	4,6698	4,6709	0,0000	0,0000	0,0000	
	media	kVA	4,4180	4,4283	4,4256	8,8491	8,8173	8,8238	0,0000	0,0000	0,0000	4,5431	4,6621	4,6613	0,0000	0,0000	0,0000	
	mínima	kVA	4,3784	4,4214	4,4167	8,8285	8,7958	8,8098	0,0000	0,0000	0,0000	4,5319	4,6553	4,6516	0,0000	0,0000	0,0000	

Continua

ensaio			14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio		
No. da repetição			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
FASE S	máxima	kVA	4,3994	4,3952	4,3956	8,8688	8,8640	8,8636	4,0515	4,0450	4,0434	4,5013	4,6865	4,6863	0,0000	0,0000	0,0000
	media	kVA	4,3905	4,3875	4,3867	8,8554	8,8470	8,8501	4,0417	4,0347	4,0326	4,4915	4,6773	4,6768	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	kVA	4,3838	4,3794	4,3794	8,8419	8,8306	8,8351	4,0305	4,0240	4,0217	4,4823	4,6698	4,6667	0,0000	0,0000	0,0000
T	máxima	kVA	4,4546	4,4832	4,4824	8,9282	8,9250	8,9238	4,0261	4,0248	4,0227	4,5863	4,7366	4,7368	0,0000	0,0000	0,0000
	media	kVA	4,3836	4,4761	4,4736	8,9143	8,9055	8,9092	4,0164	4,0153	4,0119	4,5761	4,7278	4,7269	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	kVA	4,18	4,47	4,47	8,90	8,89	8,89	4,01	4,00	4,00	4,57	4,72	4,72	0,00	0,00	0,00
FP R	máxima	kW/kVA	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	0,9880	0,9900	0,9890	1,0000	1,0000	1,0000
	media	kW/kVA	0,9980	0,9980	0,9979	0,9983	0,9981	0,9980	1,0000	1,0000	1,0000	0,9875	0,9878	0,9878	1,0000	1,0000	1,0000
	mínima	kW/kVA	0,9970	0,9970	0,9970	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	1,0000	1,0000	0,9870	0,9870	0,9870	1,0000	1,0000	1,0000
FASE S	máxima	kW/kVA	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	1,0000	1,0000	-0,9020	-0,9020	-0,9020	0,9890	0,9910	0,9910	1,0000	1,0000	1,0000
	media	kW/kVA	0,9980	0,9980	0,9980	1,0000	1,0000	0,9998	-0,9039	-0,9034	-0,9032	0,9879	0,9902	0,9902	1,0000	1,0000	1,0000
	mínima	kW/kVA	0,9980	0,9980	0,9980	0,9900	0,9910	0,9910	-0,9060	-0,9050	-0,9050	0,9870	0,9890	0,9890	1,0000	1,0000	1,0000
T	máxima	kW/kVA	1,0000	1,0000	0,9990	1,0000	1,0000	1,0000	0,8450	0,8670	0,8450	0,9910	0,9900	0,9900	1,0000	1,0000	1,0000
	media	kW/kVA	0,9990	0,9990	0,9990	0,9986	0,9984	0,9982	0,8425	0,8427	0,8431	0,9891	0,9887	0,9887	1,0000	1,0000	1,0000
	mínima	kW/kVA	0,9870	0,9990	0,9990	0,9980	0,9980	0,9980	0,8410	0,8410	0,8410	0,9880	0,9880	0,9880	1,0000	1,0000	1,0000
DHTu																	
R	máxima	%	1,9790	1,9690	1,9890	1,2500	1,2390	1,2500	3,1490	3,1490	3,1600	1,8400	1,8200	1,8600	2,6690	2,6600	2,6800
	media	%	1,8520	1,8562	1,8583	1,2177	1,2183	1,2192	3,0587	3,0581	3,0589	1,7203	1,6959	1,6962	2,5639	2,5666	2,5685
	mínima	%	1,8300	1,8300	1,8300	1,1990	1,1990	1,1990	3,0000	3,0000	3,0000	1,6890	1,6690	1,6690	2,5200	2,5290	2,5400
FASE S	máxima	%	2,0800	2,0400	2,0400	1,3000	1,3000	1,3000	2,9500	2,9590	2,9500	1,8890	1,8700	1,8890	2,7200	2,7590	2,7500
	media	%	1,9071	1,9066	1,9106	1,2666	1,2668	1,2677	2,9191	2,9198	2,9196	1,7750	1,7467	1,7465	2,6152	2,6351	2,6512
	mínima	%	1,8790	1,8700	1,8790	1,2390	1,2390	1,2390	2,8790	2,8700	2,8700	1,7390	1,7190	1,7190	2,5800	2,5800	2,5890
T	máxima	%	2,0000	1,9900	2,0000	1,2700	1,2700	1,2700	3,1490	3,1490	3,1490	1,8400	1,8400	1,8400	2,7200	2,7290	2,7400
	media	%	1,8596	1,8637	1,8653	1,2419	1,2420	1,2426	3,0899	3,0924	3,0925	1,7259	1,7145	1,7150	2,6166	2,6355	2,6474
	mínima	%	1,8300	1,8300	1,8300	1,2190	1,2090	1,2190	3,0490	3,0490	3,0600	1,6900	1,6790	1,6790	2,5400	2,5400	2,5490
DHTi																	
R	máxima	%	1,9390	1,9190	1,9390	1,2290	1,2290	1,2290	0,0000	0,0000	0,0000	1,8400	1,8100	1,8100	0,0000	0,0000	0,0000
	media	%	1,8130	1,8167	1,8173	1,2067	1,2059	1,2072	0,0000	0,0000	0,0000	1,8130	1,7832	1,7839	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	%	1,7900	1,7900	1,7900	1,1890	1,1890	1,1890	0,0000	0,0000	0,0000	1,7900	1,7600	1,7600	0,0000	0,0000	0,0000
S																	

Continua

ensaio			14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			vazio		
No. da repetição			1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
FASE	máxima	%	2,0090	1,9890	2,0290	1,2900	1,2800	1,2800	2,9700	2,9700	2,9700	1,8990	1,8600	1,8500	0,0000	0,0000	0,0000
	media	%	1,8753	1,8762	1,8780	1,2468	1,2467	1,2470	2,8192	2,8223	2,8242	1,8736	1,8285	1,8291	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	%	1,8500	1,8500	1,8500	1,2290	1,2290	1,2290	2,7700	2,7700	2,7700	1,8500	1,8100	1,8100	0,0000	0,0000	0,0000
T	máxima	%	1,9900	1,8990	1,8990	1,2390	1,2390	1,2390	2,9100	2,8990	2,8990	1,8600	1,8100	1,8000	0,0000	0,0000	0,0000
	media	%	1,8328	1,8326	1,8338	1,2173	1,2171	1,2176	2,7414	2,7431	2,7456	1,8363	1,7801	1,7808	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	%	1,800	1,810	1,810	1,199	1,199	1,199	2,700	2,700	2,700	1,810	1,760	1,760	0,000	0,000	0,000
3f	Potencia ativa																
	máxima	kW	13,2814	13,2951	13,2921	26,6481	26,6225	26,6017	7,0594	7,1251	7,0439	13,4828	13,9429	13,9440	0,0000	0,0000	0,0000
	media	kW	13,1788	13,2785	13,2722	26,6053	26,5542	26,5659	7,0369	7,0286	7,0245	13,4590	13,9201	13,9182	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	kW	12,9792	13,2619	13,2522	26,5239	26,5040	26,5080	7,0177	7,0083	7,0019	13,4316	13,8987	13,8953	0,0000	0,0000	0,0000
	erro de medição		0,1511	0,0166	0,0199	0,0621	0,0592	0,0468	0,0209	0,0584	0,0210	0,0256	0,0221	0,0244	0,0000	0,0000	0,0000
	Potencia reativa																
	máxima	kWr	1,0808	0,6768	0,6764	1,9809	1,9116	1,9108	0,4566	0,4573	0,4536	2,0757	2,1093	2,0795	0,0000	0,0000	0,0000
	media	kWr	0,5902	0,5968	0,6021	0,6020	0,6945	0,7666	0,4345	0,4315	0,4268	2,0262	2,0252	2,0222	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	kWr	0,3921	0,3941	0,5932	0,0000	0,0000	0,0000	0,4065	0,2664	0,4044	1,9489	1,9476	1,9481	0,0000	0,0000	0,0000
	Potencia Aparente																
	máxima	kVA	13,2947	13,3084	13,3054	26,6481	26,6234	26,6158	7,0741	7,1301	7,0572	13,6329	14,0877	14,0877	0,0000	0,0000	0,0000
	media	kVA	13,1920	13,2919	13,2859	26,6132	26,5640	26,5776	7,0503	7,0418	7,0375	13,6107	14,0666	14,0644	0,0000	0,0000	0,0000
	mínima	kVA	12,9922	13,2752	13,2670	26,5789	26,5206	26,5429	7,0313	7,0221	7,0151	13,5886	14,0491	14,0467	0,0000	0,0000	0,0000
FP	máxima	kW/kVA	0,9990	0,9990	0,9990	1,0000	1,0000	1,0000	0,9980	0,9990	0,9980	0,9890	0,9900	0,9900	1,0000	1,0000	1,0000
	media	kW/kVA	0,9982	0,9988	0,9987	0,9990	0,9990	0,9989	0,9979	0,9980	0,9980	0,9882	0,9891	0,9892	1,0000	1,0000	1,0000
	mínima	kW/kVA	0,996	0,998	0,998	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,997	0,988	0,988	0,989	1,000	1,000	1,000

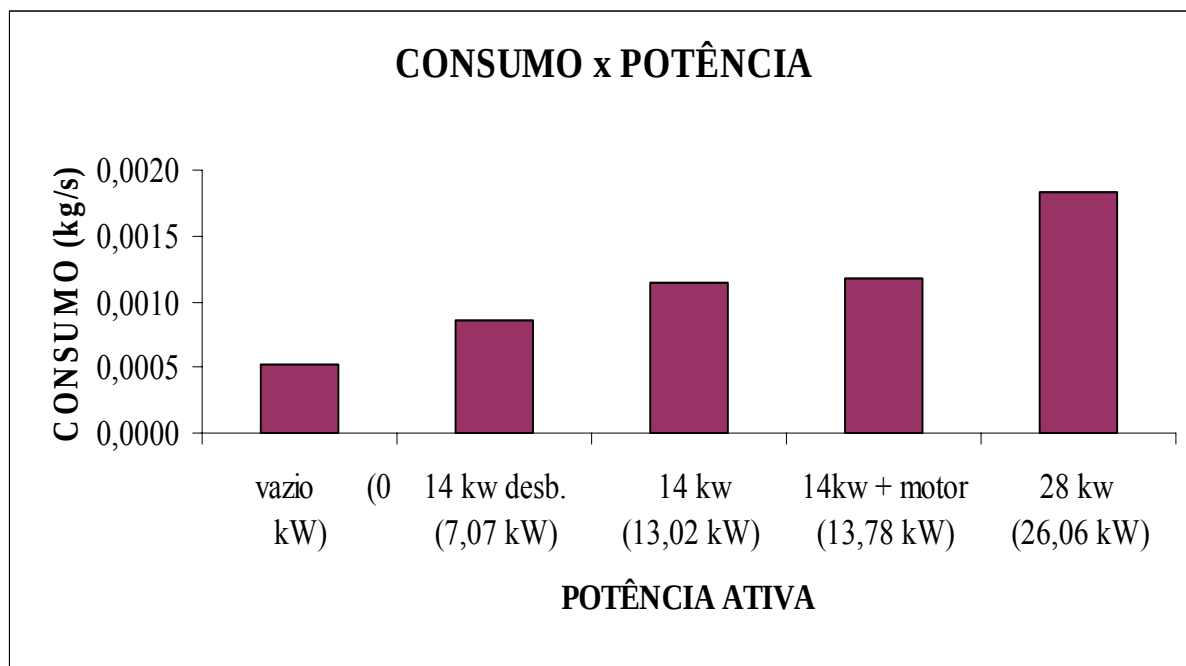


Figura 4.1 – Consumo combustível

Com relação aos gases de exaustão pode-se observar uma variação de 11,2% para 9,0% de oxigênio na composição dos gases quando o grupo opera em vazio e em carga nominal de 28 kW. Isto confirma que a variação da massa de ar na aspiração medida pelo sensor da UFSC está errada.

A formação de CO é minimizada com a maior potência gerada (331 ppm médio) e maximizada com o grupo operando em vazio (890 ppm médio).

O dado acima é o oposto da geração de NO, que é mínimo na operação em vazio (96 ppm médio) e máximo quando o grupo opera com carga de 28 kW nominal (1167 ppm).

A formação de NOx é proporcional à formação de NO, sendo de 1203 ppm em carga de 28 kW e de 99 ppm em vazio (Figura 4.2) (KESGIN, 2003).

Com relação à formação de CO₂ observa-se que é máxima quando o grupo opera em 28 kW (6,0%) e mínima quando em vazio (4,9%).

Observa-se uma influência da carga desbalanceada na geração de CO₂ e no consumo de O₂. A geração de CO₂ que, seguindo a curva da potência gerada deveria ser menor que 5,2%, atingiu 5,8% em média pela influência da carga desbalanceada. Já o O₂ teve um decréscimo de 11,2% em vazio e 10,6% em carga de 14 kW nominal para 9,5% em carga de 14 kW desbalanceada (Potência real gerada de 7 kW), ficando fora da curva padrão, mostrando uma influência deste tipo de carga, (Figura 4.3).

Na segunda repetição do ensaio com carga de 14 kW nominal o analisador de gases de exaustão apresentou um problema e não se conseguiu coletar os dados.

Na Figura 4.4 pode-se observar a geração de gases poluentes em função da mudança da relação ar / combustível, segundo uma curva padrão. Este gráfico serve de ilustração, porém não pode ser comparado com os dados obtidos nos ensaios, já que nesta situação a variação é em função da carga elétrica gerada.

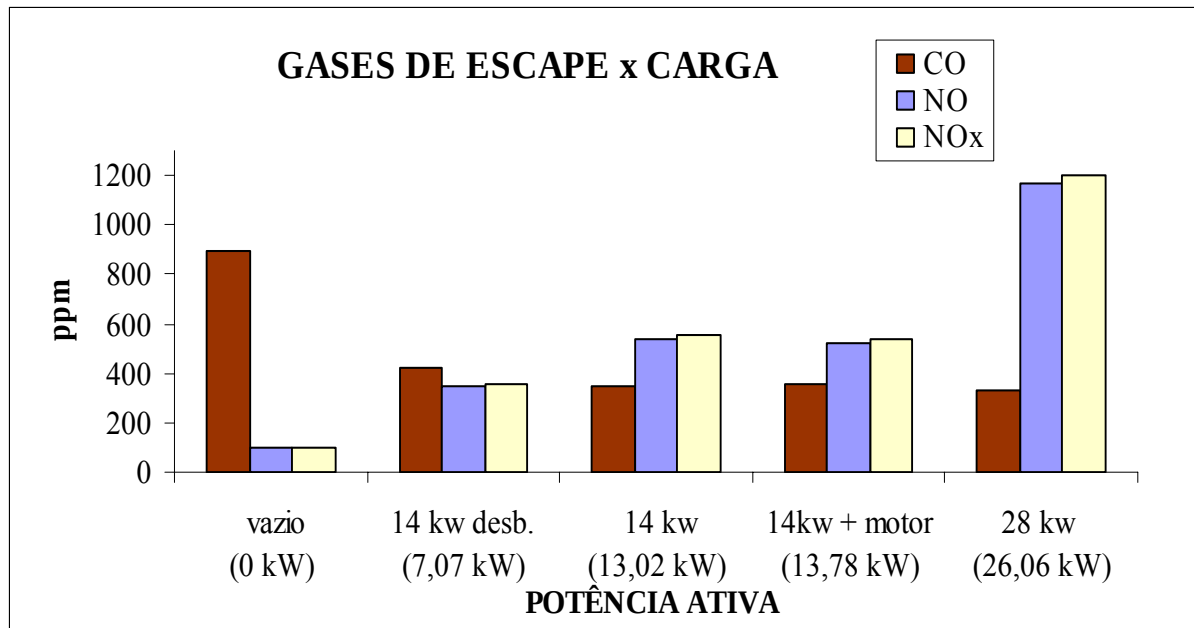


Figura 4.2 – Gases de exaustão

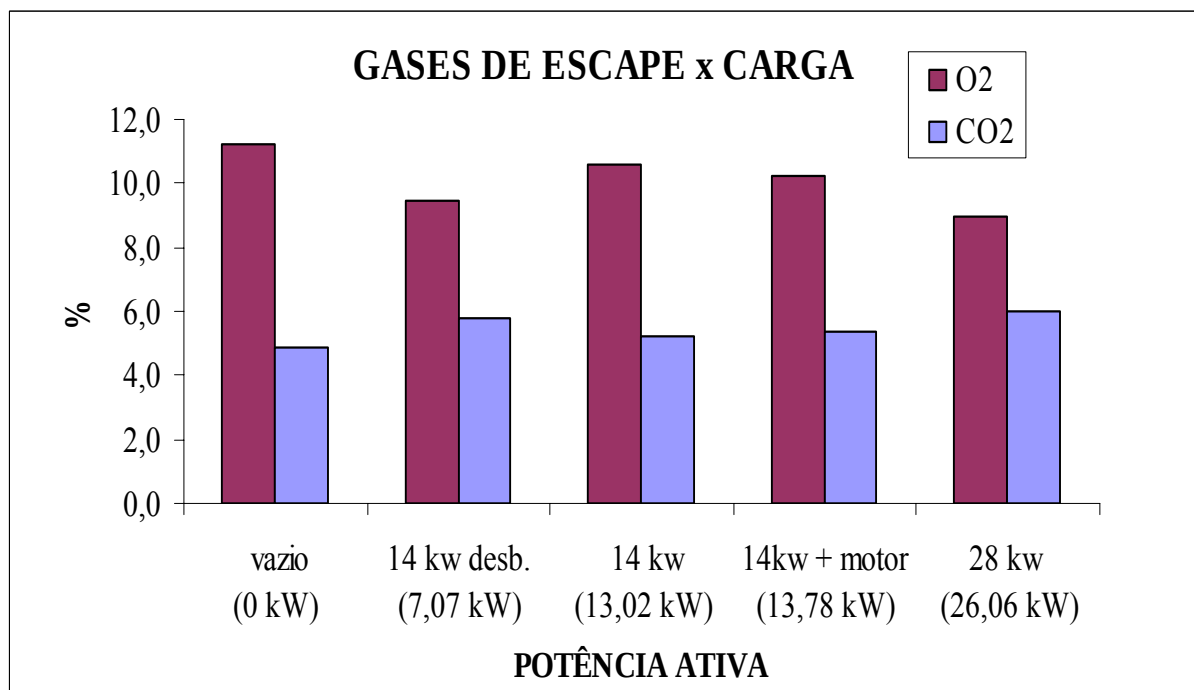


Figura 4.3 – Gases de exaustão

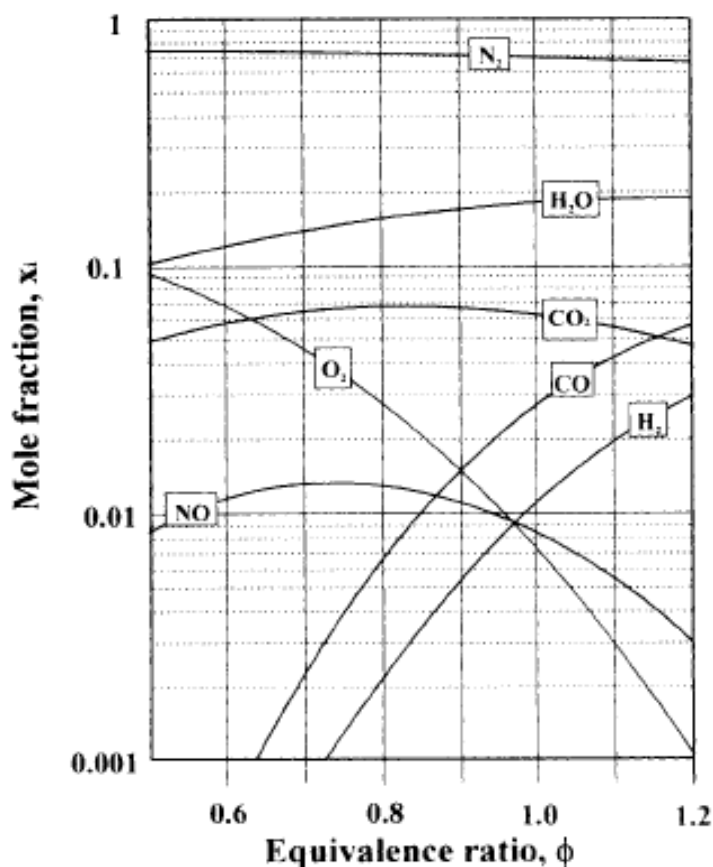


Figura 4.4 – Curva de geração de gases poluentes x relação ar / combustível

Fonte : Winterbone, Advancer Thermodynamics for Engineers

4.2.3 Calor / Energia / Rendimento

4.2.3.1 Relação ar/combustível

A relação ar/combustível foi calculada de duas maneiras: a primeira pela relação da vazão de ar medida na entrada do filtro de ar e a vazão de gás natural corrigida conforme descrito no item anterior. A segunda maneira foi a partir da composição do combustível e dos gases de exaustão. A composição do combustível foi fornecida pela COPERGAS como resultado da análise cromatográfica diária realizada pela COPERGAS e por sua fornecedora (PETROBRAS), (Tabela 4.3). Observa-se que existe uma pequena variação na composição do combustível, que pode ser considerado como constante. Como os ensaios foram realizados em dois dias consecutivos, foi calculada a média aritmética da composição nos dias 6 e 7 de julho de 2005.

Os resultados mostram uma pequena variação na relação ar/combustível realizada por cálculo da composição, de 16,4 kg (ar)/kg(comb.) em vazio para 13,4 kg (ar)/kg(comb.) com carga de 28 kW nominal, indicando que existe uma variação do volume de ar para combustão, diferindo do resultado da relação ar/combustível medido, que variou de 25,9 kg (ar)/kg(comb.) em vazio, para 8,7 kg (ar)/kg(comb.) quando operando com carga de 28 kW.

Isto nos indica um provável erro na medição da vazão de ar, já que a variação do consumo de GN foi de 246% e a vazão de ar variou apenas 19,2%. (Figura 4.5). Na propagação do erro foram obtidos valores médios de 7,41%, atingindo-se um máximo de

10,8% para a relação ar/combustível medido, e menor que 3,89% para a relação ar/combustível calculado pela composição.

A relação ar/combustível deve ser mantida praticamente constante já que ele influencia na formação de gases poluentes e do rendimento do grupo.

Tabela 4.3 – Cromatográfica gás natural

Nordestão Guaramare														
Acompanhamento da Qualidade - Julho/2005														
Dias	Metano C1	Etano C2	Propano C3	Butano + pesados C4+	Inertes N2+CO2	N2	O2	H2S	Ponto de Orvalho	PCS			Densidade	PCI
										Medido	Faturado	Faturado		
	%	%	%	%	%	%	%	mg/m³	°C	Kcal/m³	kcal/m³	kJ/m³	kg/m³	kcal/m³
1	87,14	9,84	0,23	0,11	2,59	1,27	0,09	0,40	-58	9.343	9.343	39.117	0,6252	8.436
2	88,11	9,30	0,28	0,01	2,29	1,06	0,01	0,40	-59	9.327	9.327	39.050	0,6194	8.420
3	87,10	9,95	0,37	0,07	2,45	1,13	0,06	0,40	-56	9.376	9.376	39.255	0,6257	8.466
4	87,97	9,31	0,17	0,14	2,37	1,09	0,04	0,40	-55	9.329	9.329	39.059	0,6210	8.422
5	87,36	9,90	0,19	0,11	2,43	1,03	0,01	0,40	-59	9.363	9.363	39.201	0,6244	8.454
6	87,65	9,53	0,35	0,11	2,32	1,07	0,04	0,40	-52	9.366	9.366	39.214	0,6231	8.457
7	88,18	9,41	0,27	0,01	2,12	1,05	0,01	0,40	-54	9.348	9.348	39.138	0,6182	8.439
8	88,28	9,17	0,23	0,01	2,30	1,04	0,01	0,40	-54	9.311	9.311	38.983	0,6185	8.405
9	88,24	9,20	0,14	0,14	2,27	0,99	0,01	0,40	-55	9.329	9.329	39.059	0,6196	8.422
10	88,31	9,20	0,17	0,04	2,27	0,99	0,01	0,40	-58	9.313	9.313	38.992	0,6185	8.407
11	88,94	8,76	0,14	0,01	2,14	1,06	0,01	0,40	-55	9.285	9.285	38.874	0,6139	8.381
12	88,10	9,35	0,18	0,04	2,31	1,03	0,02	0,40	-55	9.320	9.320	39.021	0,6195	8.414

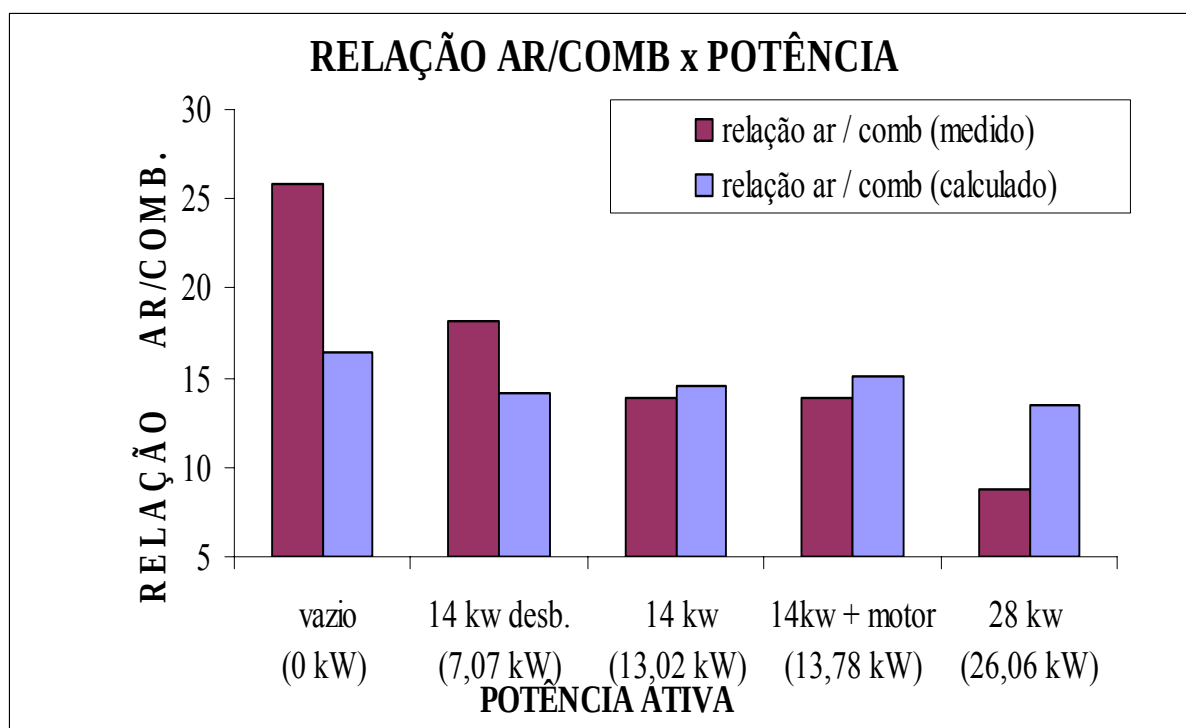


Figura 4.5 – Relação ar/combustível

4.2.3.2 Calor de resfriamento

Para o cálculo do calor de resfriamento são necessárias algumas propriedades físicas do ar, da água e dos gases de exaustão. Estes dados foram obtidos em tabelas termodinâmicas e considerados constantes apesar de sofrerem variações com a temperatura. As propriedades estão descritas no Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Dados termodinâmicos

1,0035	kJ/kgK	calor específico do ar
4,1868	kJ/kgK	calor específico da água
1,2	kJ/kgK	calor específico dos gases
1,2	kg/m ³	massa específica do ar

Constantes a 27°C

Foram calculados três tipos de calor de resfriamento. Primeiramente, o calor de resfriamento total representado por todo o calor absorvido pelo ar que passa pela cabine do grupo. Este sofreu uma variação de 40% de quando operando em vazio (26,5 kJ/s) para 37,0 kJ/s quando operando com carga nominal de 28 kW. O segundo cálculo foi do calor de resfriamento pela água, representado pelo calor retirado do bloco do motor pela água de resfriamento. A taxa de variação deste calor acompanhou a do calor de resfriamento total que o inclui, sendo sua variação de 37 % e representando 59% em média de todo o calor de resfriamento.

Na Figura 4.6 observa-se ainda que existe uma influência da carga indutiva no calor de resfriamento total e no calor de resfriamento pela água, provocando uma diminuição do calor de resfriamento total.

O terceiro calor, o de resfriamento calculado foi obtido como sendo a diferença entre a energia do combustível e a soma da energia dos gases de exaustão e da potência gerada. Comparando com o calor de resfriamento total, nota-se uma diferença entre os dois, sendo de 11% a menos quando operando em vazio e uma diferença de 47% a mais em carga de 28kW nominal. Esta diferença indica que uma das medidas pode estar incoerente ou pode estar faltando alguma parcela da energia que não foi contabilizada (Figura 4.6).

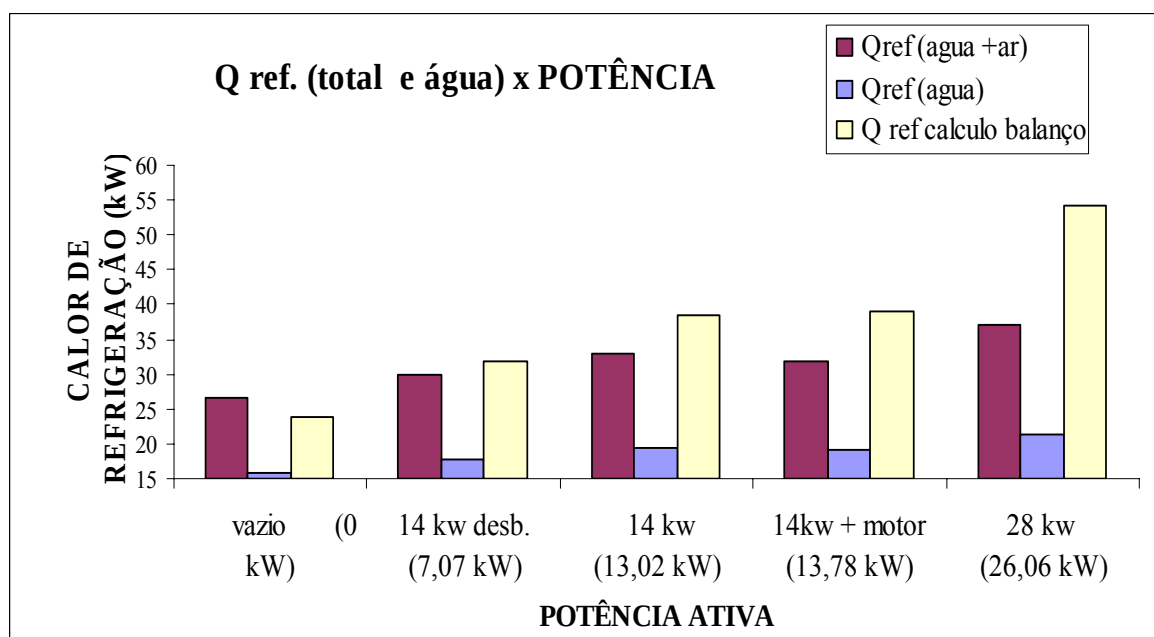


Figura 4.6 – Calor de resfriamento

Comparando-se o calor de resfriamento total, quando operando em vazio, com a energia do combustível nota-se que pode existir um erro nas medidas devido ao calor de resfriamento total ser pouco superior à energia do combustível, o que é impossível. Observa-se ainda que o calor de resfriamento calculado pelo balanço aparenta estar coerente por sempre ser menor que a energia do combustível (Figura 4.7).

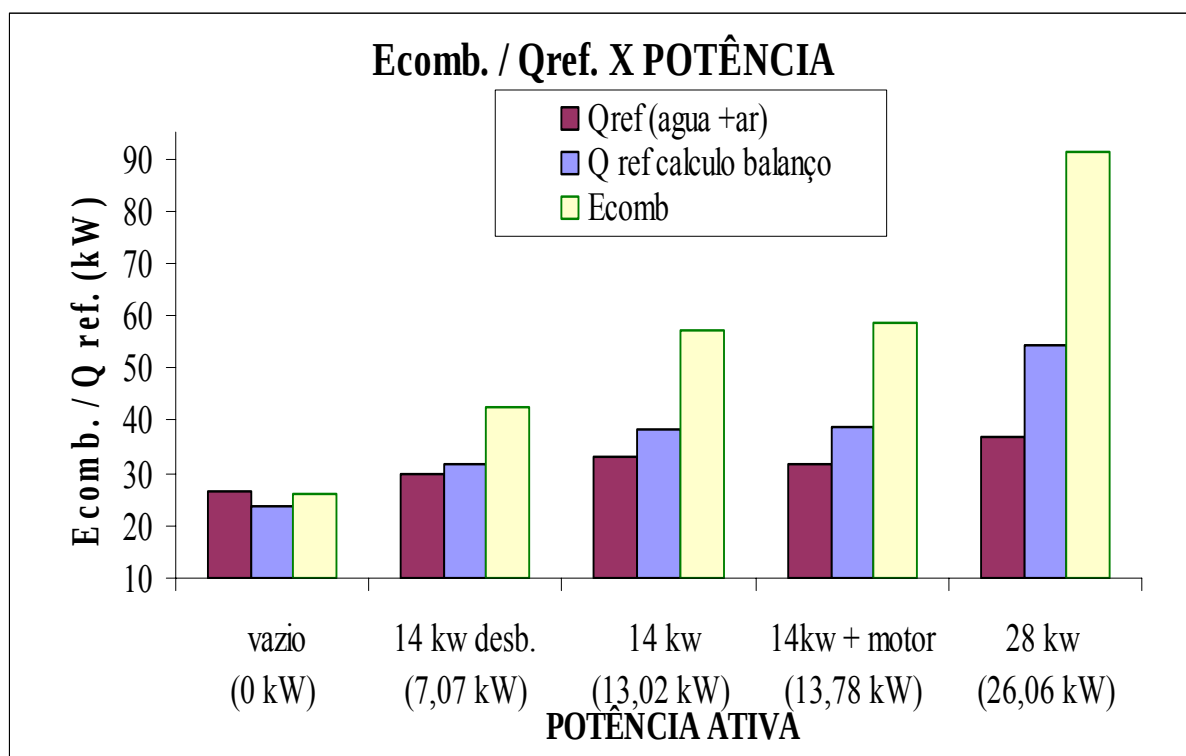


Figura 4.7 – Energia do combustível e calor de resfriamento total

Os resultados para propagação do erro confirmam a suspeita de que o calor de resfriamento total e o calor de resfriamento pela água continham grandes erros. Conforme a Tabela 4.2, o erro médio de todos os ensaios para o calor de resfriamento total foi de 10,87% e o erro máximo foi de 13,73% ocorrido no ensaio de número 1 com carga nominal de 28 kW. Para o calor de resfriamento pela água o erro médio foi de 13,80% e o máximo de 17,67% também ocorrido no ensaio de número 1 com carga nominal de 28 kW.

Para o calor de resfriamento calculado o erro foi muito menor, chegando a um mínimo de 0,22% e um máximo de 2,09% no ensaio de número 1 em vazio. O erro médio foi de 1,33%.

Estas diferenças de erro podem ter sido provocadas pela medida de vazão de ar realizada utilizando o balômetro no caso do calor de resfriamento total e pela água. .

Recalculando os valores do calor de resfriamento total e do calor de resfriamento pela água, descontando-se a incerteza da medição (erro), tem-se um novo valor, onde o calor de resfriamento é inferior à energia do combustível, mostrando que a incerteza de medição esta coerente (Figura 4.8).

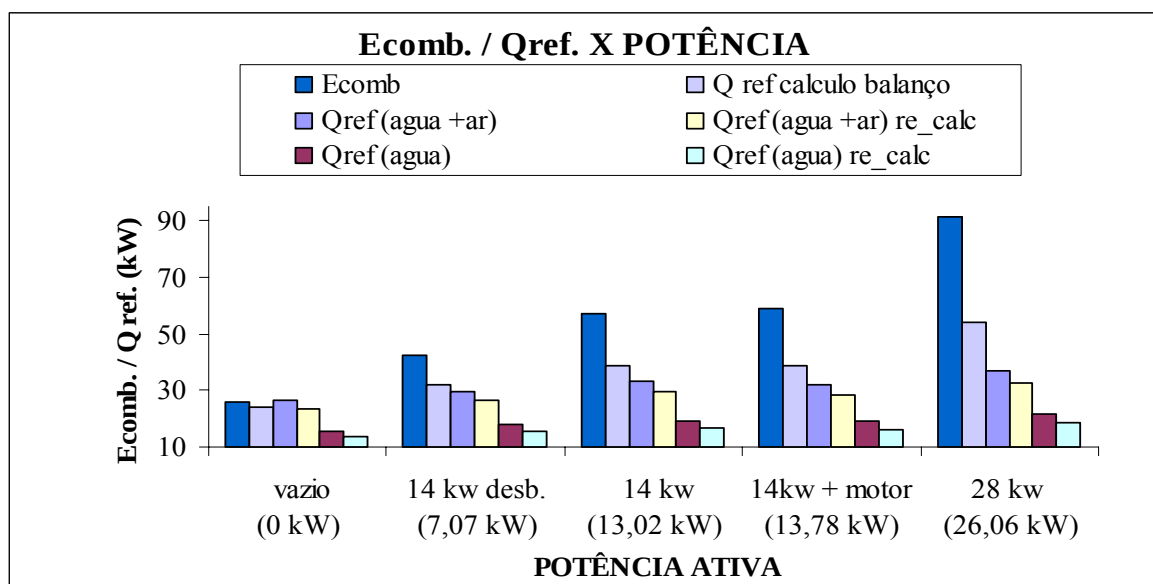


Figura 4.8 – Energia do combustível com cálculo do erro

4.2.3.3 Massa de água

A massa de água de resfriamento do motor indica fluxo de água que refrigera o motor. Este fluxo pode ser reutilizado como fluido térmico para aquecimento de outros fluidos como água de consumo residencial, ou calor em processo industrial. A variação do fluxo foi de 70% quando operando em vazio (0,14589 kg/s) e com carga nominal de 28kW (0,24817 kg/s) (Tabela 4.2, Figura 4.9). Porém, a bomba d'água opera com transmissão por correia, utilizando a potência e a rotação do motor que opera em rotação constante. Com este sistema de operação não deveria existir uma variação do fluxo. Esta variação pode ter sido provocada por um erro no equipamento de medição de ar, ou ainda por uma variação nas leituras dos termopares.

O resultado da propagação do erro para a massa indica um erro médio de 2,88%, o que é um erro aceitável para ensaios experimentais.

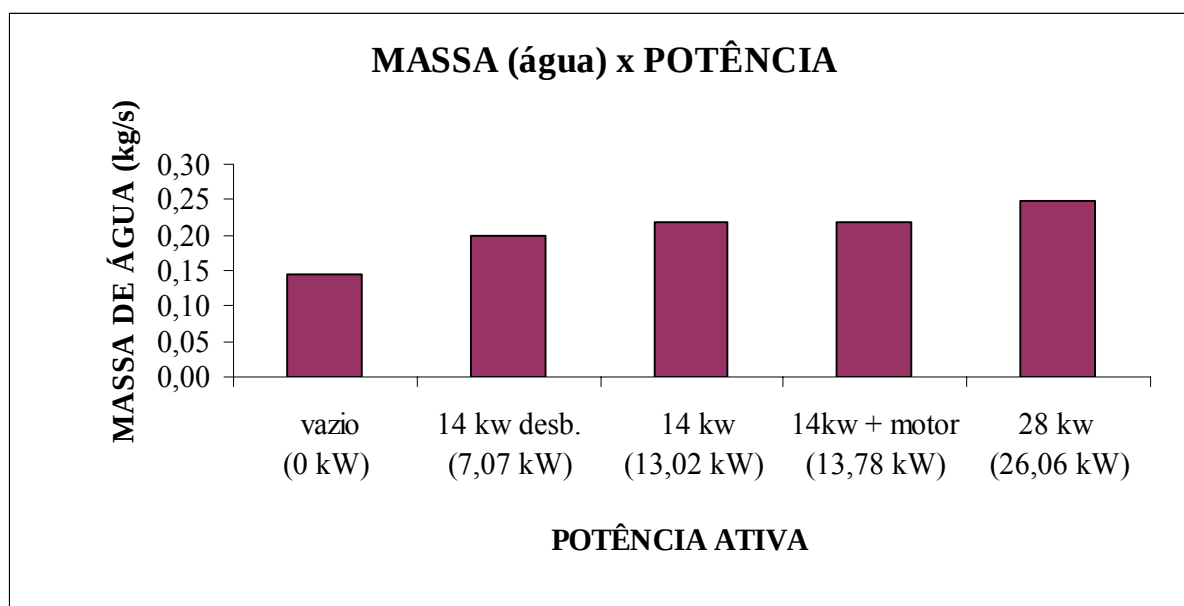


Figura 4.9 – Massa de água

4.2.3.4 Energia

Para o cálculo da energia do combustível, que representa o quanto de calor foi fornecido ao grupo, foi utilizado o poder calorífico superior (PCS) fornecido pela COPERGAS.

Esta energia variou de 25,92 kJ/s em vazio para 91,35 KJ/s quando operando com carga nominal de 28 kW (Tabela 4.2), o que representa 252 % de variação. Conforme as Figura 4.10 e Figura 4.11 observa-se ainda que as curvas da potência gerada, da energia térmica de exaustão e da energia térmica de aspiração acompanham o crescimento da curva da energia do combustível. A energia térmica de aspiração, que é a energia absorvida pelo ar de combustão antes do mesmo entrar no filtro de ar e após entrar na cabine representa em média 0,28%, sendo proporcional à potência gerada. Já a energia térmica de exaustão absorve em média 10,40%, pela alta temperatura que este fluido tem esta energia e pode ser facilmente aproveitada em trocadores de calor, Tabela 4.2.

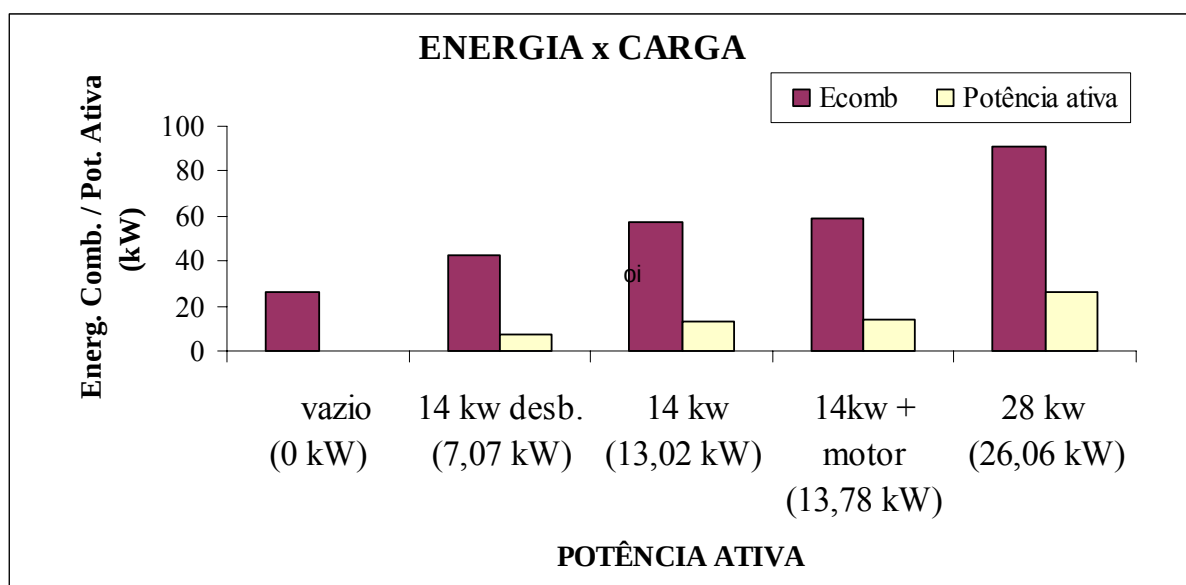


Figura 4.10 – Energia do combustível e potência ativa

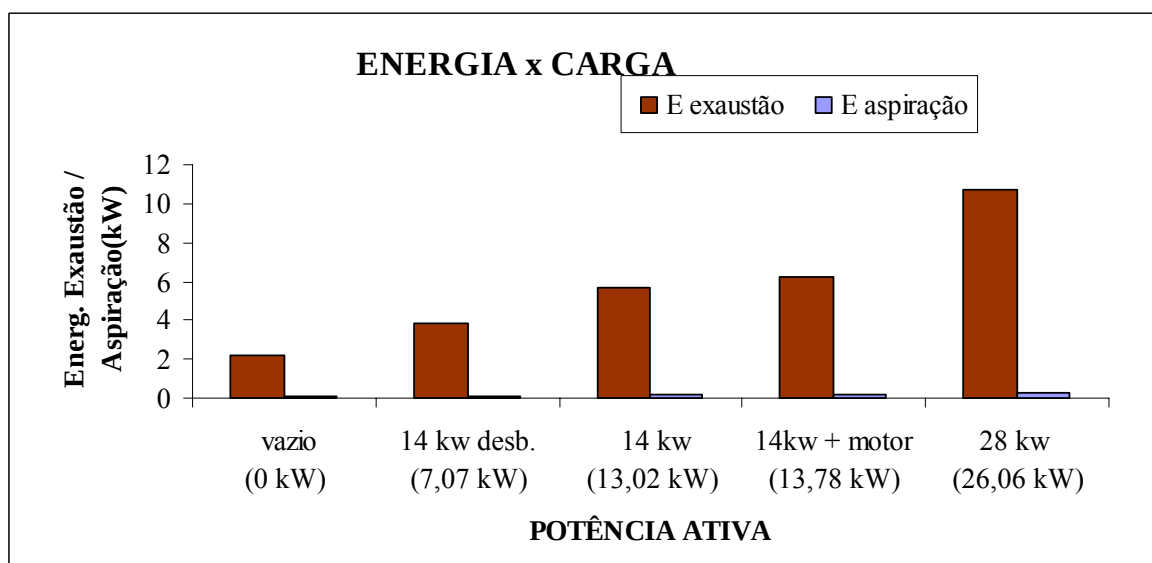


Figura 4.11 – Energia de exaustão e aspiração x potência ativa

O erro médio para a energia do combustível foi de 1,89%; já os erros da energia térmica de exaustão e de aspiração foram de 10,50% e 7,38% respectivamente. As diferenças entre os valores dos erros podem ser explicadas pelas variáveis envolvidas no seu cálculo, sendo as energias térmicas de aspiração e exaustão dependentes de temperaturas e de vazões, e a energia do combustível apenas da vazão e dos dados que foram coletados na própria estação redutora de pressão.

4.2.3.5 Rendimento

A curva de rendimento de um grupo gerador é um dos fatores predominantes no seu custo de operação. Para este grupo e as cargas estudadas, desprezando-se a operação em vazio, obteve-se um rendimento mínimo de 16,24% com a carga 14 kW desbalanceado (potência ativa real de 7kW) e um rendimento máximo de 28,97% quando em carga nominal de 28 kW, Figura 4.12. Valores similares foram encontrados por Kanoglu et al., 2005 e Ando, 2005, em grupos geradores operando com GN e com diesel.

Utilizando a equação (3.43) já desenvolvida no item 3.4 é obtido um erro médio de 1,05%.

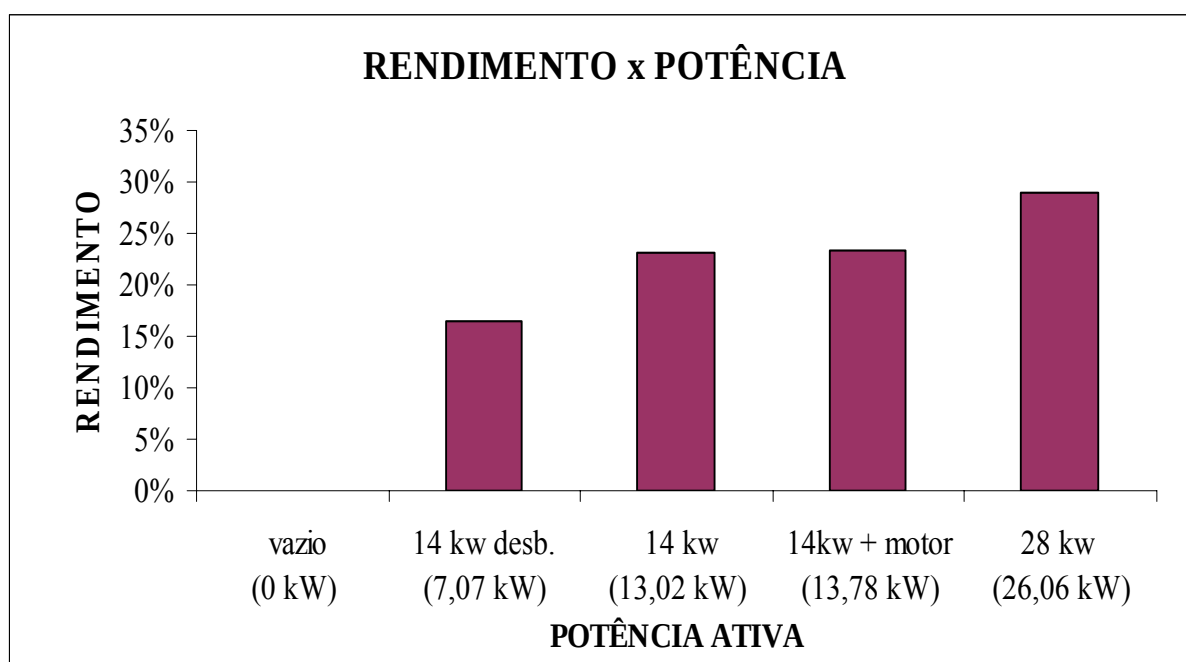


Figura 4.12 – Rendimento

4.2.4 Energia elétrica

A energia elétrica gerada apresentou-se com poucas variações entre as repetições dos ensaios, Tabela 4.2. A tensão quando operando em regime permanente e com cargas balanceadas não apresentou variações entre fases. Apenas no ensaio de carga desbalanceada observou-se uma variação, sendo a tensão de 214,37 V na fase T em relação às fases R e S, (224,12 e 225,75 respectivamente). Outro ponto importante é a pequena variação de tensão entre os ensaios com diferentes cargas: 219,97 V para operação em vazio e 218,42 V para operação em carga nominal de 28 kW. Esta pequena variação indica o bom funcionamento da

excitatriz, que tem como função suprir as variações de tensão provocadas pela variação da corrente.

A corrente elétrica se mostrou estável, tanto de uma repetição para outra como entre fases (como era de se esperar), sofrendo variação apenas no ensaio de carga desbalanceada onde em uma das fases a corrente é zero, e apresentando nas outras duas fases uma pequena variação, menor que 1 A.

A potência ativa – potência realmente consumida pela carga em cada fase - apresentou uma pequena variação ao longo de cada ensaio, sendo em média menor que 0,8%. A maior oscilação ocorreu na repetição 1 do ensaio com carga de 14 kW, com índices de 1,67%, 0,35% e 6,20% nas fases R,S,T, respectivamente, porém, nos demais ensaios com esta mesma carga, não foram observadas oscilações anormais. Estas oscilações podem ter sido provocadas pela variação de temperatura do banco de resistências.

A potência ativa total de cada ensaio apresentou uma pequena variação em relação à potência nominal. No ensaio de 14 kW obteve-se uma potência de 13,24 kW e no de 28 kW obteve-se 26,58 kW. Esta variação indica que as resistências têm realmente potência real um pouco menor que a potência nominal, o mesmo ocorrendo nos demais ensaios. No ensaio com carga de 14 kW desbalanceada é observada uma potência de 7,03 kW, diferença esta provocada pela ligação trifásica das resistências em circuito estrela com tensão de 380 V. Este tipo de ligação em estrela sem neutro conecta um terminal de cada resistência em uma fase e fecha em curto os outros terminais das resistências entre si (Figura 2.11).

A potência reativa apresentou-se com variações típicas para cada tipo de carga. Nos ensaios com cargas resistivas (14 e 28 kW nominal) observou-se uma pequena carga reativa média nos dois ensaios de 0,25 kVAr. Em 14 kW a potência reativa máxima foi de 0,28 kVAr e a média de 0,21 kVAr, apresentando uma pequena variação. Na carga de 28 kW observa-se uma oscilação maior, variando de 0,39 kVAr a 0,004 kVAr, porém com média de 0,29 kVAr, que é próxima à média com carga de 14 kW. Como nos dois ensaios a carga reativa é praticamente constante, esta carga deve ter sido gerada pelo motor do ventilador do banco de resistência. No ensaio com carga resistiva desbalanceada observa-se uma nova componente da carga elétrica que é a carga capacitiva. Apesar de não haver nenhum capacitor interligado ao sistema, quando a fase R estava sem carga, na fase S observou-se uma carga capacitiva de 1,73 kVA e na fase T uma carga reativa de 2,16 kVAr.

No ensaio com carga resistiva e indutiva gerada pelo motor elétrico operando em vazio observa-se um aumento da potência reativa, como era de se esperar. A potência reativa aumentou para 0,67 kVAr em média nas três fases. Descontando-se a potência reativa gerada pelo motor do ventilador do banco de resistências, tem-se uma carga de 0,47 kVAr gerada exclusivamente pelo motor de 2,24 kW.

No ensaio com carga indutiva observa-se uma média do fator de potência (FP) de 0,989, o que é considerado bom, já que as concessionárias exigem um FP mínimo de 0,97. Porém observa-se também uma influência da carga desbalanceada no FP, fazendo com que na fase S obtenha-se um fator de potência negativo de -0,904, positivo de 0,8425 na fase T e na fase R 1,000, (sem carga nesta fase), obtendo-se um FP médio nas três fases de 0,998. O fator de potência negativo indica uma carga capacitiva e o positivo uma carga indutiva. Apesar de não existir uma carga capacitiva, esta deve ter sido provocada pelo desbalanceamento das cargas ou por algum outro fator, desconhecido, inerente ao grupo gerador.

4.2.4.1 Harmônicos

Harmônicos são as oscilações contidas nas ondas de tensão e de corrente e podem ser geradas naturalmente ao longo da rede de distribuição ou por equipamentos ligados à rede, gerando ondas senoidais complexas e não mais ondas simples como as criadas inicialmente.

Essas ondas podem ser decompostas por série de Fourier em um somatório de ondas simples com frequências múltiplas inteiras da frequência base, (Polito, 1997).

A indicação dos harmônicos é realizada pela percentagem do somatório das ondas existentes em relação à onda base de 60Hz (frequência padrão para o Brasil).

Os danos que os harmônicos de tensão podem provocar são: sobrecarga e sobreaquecimento em equipamentos, redução da vida útil, oscilações dos dispositivos eletrônicos, operação indevida dos equipamentos, aumento do consumo de energia (Oliveira, 2003). Para evitar estes tipos de danos os limites recomendados segundo a norma IEEE-519 para as harmônicas de tensão são de 5% para a tensão de 380V e de 8% para as harmônicas de corrente, (Polito, 1997).

Nos ensaios realizados, a maior distorção harmônica total de tensão (DHTu) foi de 3,15% e para a distorção harmônica total de corrente (DHTi) foi de 2,97% (Tabela 4.2), o que se enquadra dentro dos limites recomendados.

4.3 Regime transiente

Este ensaio objetiva estudar a rampa de aquecimento do grupo gerador quando iniciado o funcionamento sem carga elétrica, as possíveis alterações no funcionamento e na qualidade da energia gerada.

4.3.1 Temperatura

Procedendo conforme descrito no item 3.2, pode-se observar que após o período de 30 minutos as temperaturas do motor estavam estáveis (Figura 4.13 e Figura 4.14). Observa-se ainda um aumento da temperatura ambiente em pouco mais de 2 °C (Tabela 4.5) influenciada pelo aquecimento do grupo e pelo horário (teste iniciado às 7:25 h da manhã). Observa-se ainda que as temperaturas de saída do ar e da água no radiador estão muito próximas, indicando que o radiador está superdimensionado para esta situação.

Como neste ensaio as temperaturas estão sofrendo variações, não foi possível realizar o cálculo do erro da mesma maneira que em regime permanente. Será utilizada a segunda maneira já descrita neste trabalho, que é pelo catálogo do fabricante. Para os termopares tipo T, o erro é de 1,0°C.

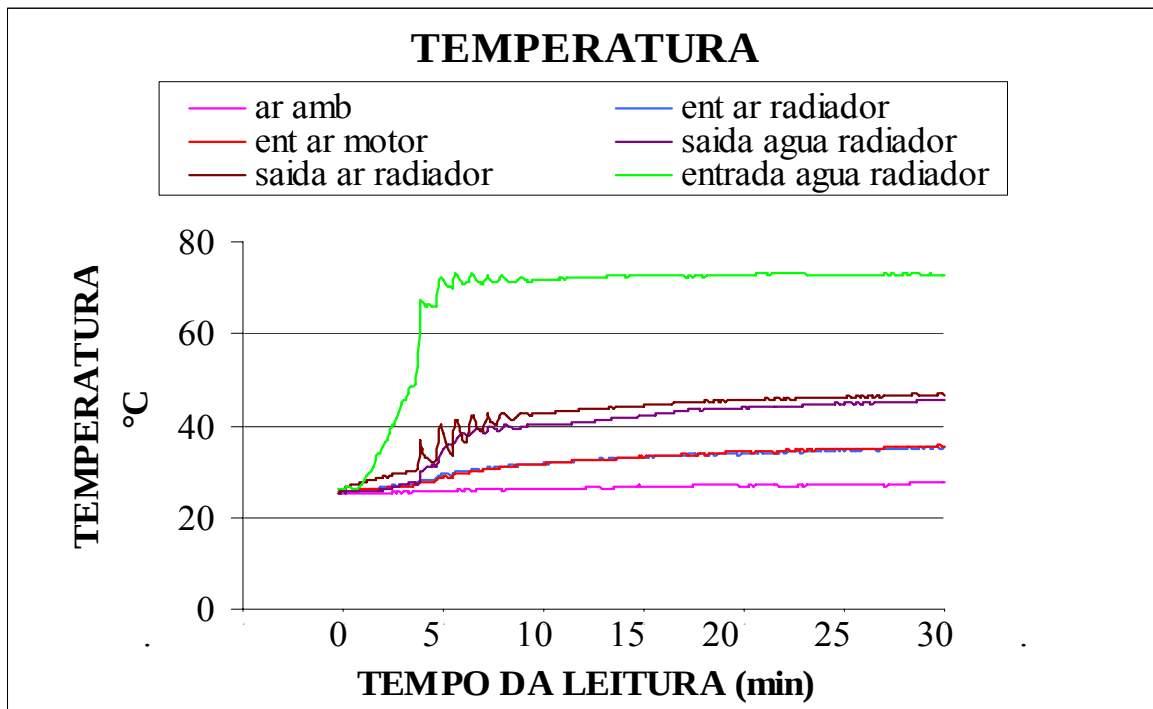


Figura 4.13 – Temperaturas em regime transiente

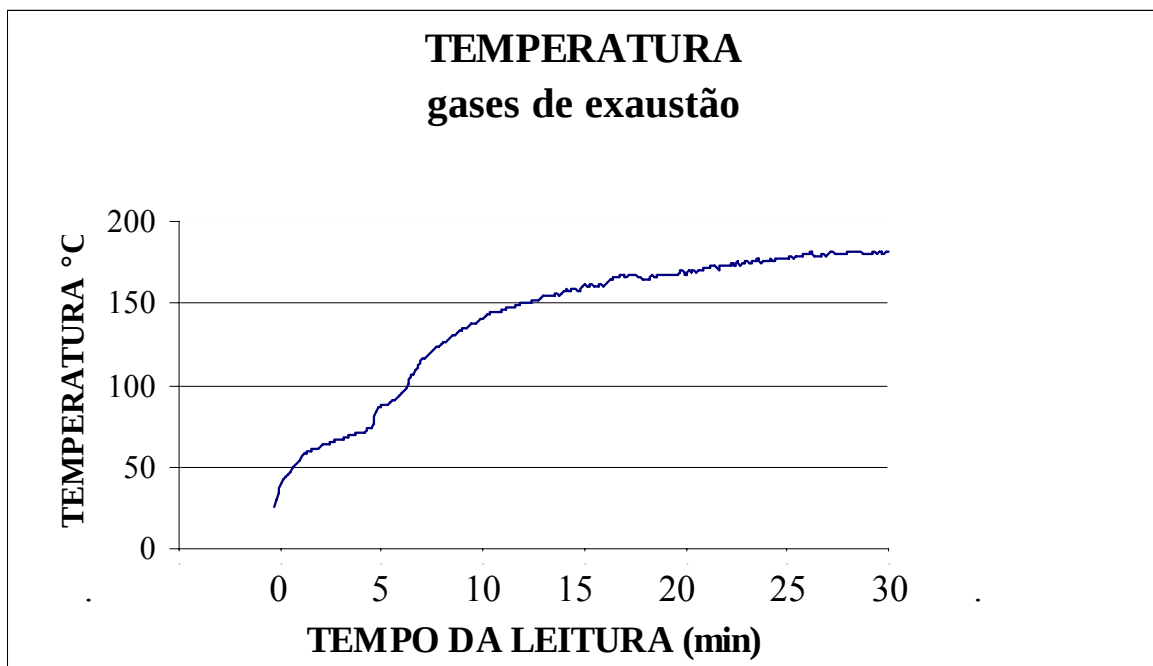


Figura 4.14 – Temperatura em regime transiente

Tabela 4.5 – Resultados e análises da operação em regime transiente

ensaio		Regime transiente						
No. do ensaio		parado	5 min.	10 min.	15 min.	20 min.	25 min.	30 min.
temperaturas								
ambiente	o.C	25,25	25,80	25,95	26,55	26,71	26,94	27,40
escape	o.C	25,57	86,52	140,78	161,33	167,86	177,91	181,18
entrada ar radiador	o.C	25,90	29,41	31,69	33,20	34,00	34,62	35,19
entrada ar motor	o.C	26,06	28,74	31,65	33,13	34,34	34,99	35,55
saída água radiador	o.C	25,31	34,82	40,05	42,07	43,86	44,81	45,56
saída ar radiador	o.C	25,26	38,47	42,76	44,36	45,47	46,25	46,75
entrada água radiador	o.C	26,31	71,52	71,78	72,54	72,81	72,65	72,93
vazão								
ar motor (combustão)	kg/s	0,00000	0,02107	0,01676	0,01568	0,01424	0,01384	0,01375
ar motor calculado	kg/s	0,000000	0,008682	0,007038	-	0,007176	0,007126	0,006987
erro de medição		-	0,001315	0,001216	-	0,001242	0,001232	0,001168
ar radiador	m3/h	0	4727	4616	4535	4534	4495	4463
ar ar radiador	kg/s	0,0000	1,5757	1,5387	1,5117	1,5113	1,4983	1,4877
GN								
pressão	kPa	411,88	402,07	402,07	402,07	402,07	402,07	402,07
temperatura	o.C	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	25,00
volume consumido	m3	0,00	0,05	0,04	0,05	0,04	0,04	0,04
pressão para correção	kPa	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33	101,33
temperatura para correção	o.C	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
fator de compressibilidade		1,0000	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
volume consumido corrigido	m3/ensaio	0,00	0,20	0,16	0,20	0,16	0,16	0,16
erro de medição		0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
massa especifica	kg/m3	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
consumido corrigido	m3/s	0,00000	0,00065	0,00052	0,00065	0,00052	0,00052	0,00052
consumido corrigido	kg/s	0,00000	0,00051	0,00041	0,00051	0,00041	0,00041	0,00041
erro de medição		0,00004	0,00006	0,00005	0,00006	0,00005	0,00005	0,00005

Continua

ensaio		Regime transiente						
No. do ensaio		parado	5 min.	10 min.	15 min.	20 min.	25 min.	30 min.
Gases de escape								
O2	%	20,9	11,5	11,7	-	11,9	11,9	11,7
CO	ppm	0	904	1493	-	1647	1296	1764
NO	ppm	0	96	83	-	78	79	77
NOx	ppm	0	99	85	-	80	81	80
CO2	%	0,0	4,7	4,6	-	4,5	4,6	4,6
Calor / Energia / Rendimento								
relação ar / comb (medido)	kg(ar)/ kg(comb)	-	41,4	41,2	30,8	35,0	34,0	33,9
relação ar / comb (calculado)	kg(ar)/ kg(comb)	0,0	17,1	17,3	-	17,6	17,5	17,2
Qref (água +ar)	kJ/s	0,0000	20,0406	25,9620	27,0129	28,4543	29,0395	28,8807
Qref (água)	kJ/s	0,0000	14,3276	17,0901	16,9368	17,3880	17,5001	17,2586
m água	m3/h	0,0000	0,0932	0,1286	0,1328	0,1434	0,1501	0,1506
Ecomb	kJ/s	0,0000	25,4868	20,3894	25,4868	20,3894	20,3894	20,3210
E escape	kJ/s	0,0000	0,6373	0,9750	-	1,2150	1,2919	1,2919
E aspiração	kJ/s	0%	3%	4%	-	5%	6%	6%
Q ref calculo balanço	kJ/s	0,00	24,82	19,37	-	19,12	19,04	18,97
ERRO								
relação ar / comb (medido)	kg(ar)/ kg(comb)	-	1,6370	1,7252	0,4460	0,8986	0,7668	0,5499
relação ar / comb (calculado)	kg(ar)/ kg(comb)	-	0,67	0,68	-	0,70	0,69	0,68
Qref (água +ar)	kJ/s	0,00	3,84	3,99	3,99	4,04	4,04	4,02
Qref (água)	kJ/s	0,03	3,65	3,68	3,63	3,65	3,63	3,60
m água	m3/h	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,01	0,01
Ecomb	kJ/s	172%	223%	212%	223%	212%	212%	203%
E escape	kJ/s	-	0,1	0,2	-	0,2	0,2	0,2
E aspiração	kJ/s	-	0,00	0,01	-	0,01	0,01	0,01
Q ref calculo balanço	kJ/s	-	2,14	1,96	-	1,92	1,91	1,82

Continua

ensaio			Regime transiente						
No. do ensaio			parado	5 min.	10 min.	15 min.	20 min.	25 min.	30 min.
Eletricidade									
Tensão									
R	V		0,00	218,73	219,51	219,78	219,90	220,13	220,26
S	V		0,00	218,60	219,30	219,56	219,63	219,92	219,98
T	V		0,00	218,89	219,74	220,04	220,27	220,40	220,39
Corrente									
R	A		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
S	A		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T	A		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potência Ativa									
R	kW		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
S	kW		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T	kW		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potência reativa									
R	kWr		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
S	kWr		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T	kWr		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potência Aparente									
R	kVA		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
S	kVA		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T	kVA		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FP									
R	kW/kVA		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
S	kW/kVA		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
T	kW/kVA		1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
DHTu									
R	%		0,0000	2,5490	2,5490	2,5800	2,5490	2,5600	2,5690

Continua

ensaio		Regime transiente						
No. do ensaio		parado	5 min.	10 min.	15 min.	20 min.	25 min.	30 min.
S	%	0,0000	2,5890	2,6090	2,6200	2,6000	2,6200	2,6290
T	%	0,0000	2,6090	2,5600	2,5690	2,6200	2,6400	2,6000
DHTi								
R	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
S	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
T	%	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
3f								
Potencia Ativa	kW	0,0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Potencia reativa	kWr	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Potencia Aparente	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FP	kW/kVA	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

4.3.2 Termografia

Neste ensaio foi utilizada uma emissividade padrão de 0,98, e não 0,7 que é a emissividade do ferro oxidado, ou a emissividade da fibra de vidro. Apesar desta diferença a influência nos resultados é pequena.

No ensaio termográfico observa-se um aquecimento rápido do coletor dos gases de exaustão passando de 34°C (Figura 4.15) quando desligado, para 374°C após 11 minutos (Figura 4.16) e 446°C após 15 minutos (Figura 4.17), quando ligado com carga nominal de 28kW. Após este período a variação passa a ser pequena, estabilizando em 460°C após 23 minutos (Figura 4.18).

Pode-se observar ainda que o isolamento térmico de fibra de vidro do tubo de exaustão (Figura 4.19) mantém sua temperatura externa bem mais baixa, cerca de 150°C (Figura 4.18), mostrando desta forma a importância deste revestimento para reduzir a troca de calor dentro da cabine, principalmente em sistemas de cogeração, onde o calor é aproveitado como uma fonte de calor.



Figura 4.15 – IR motor desligado

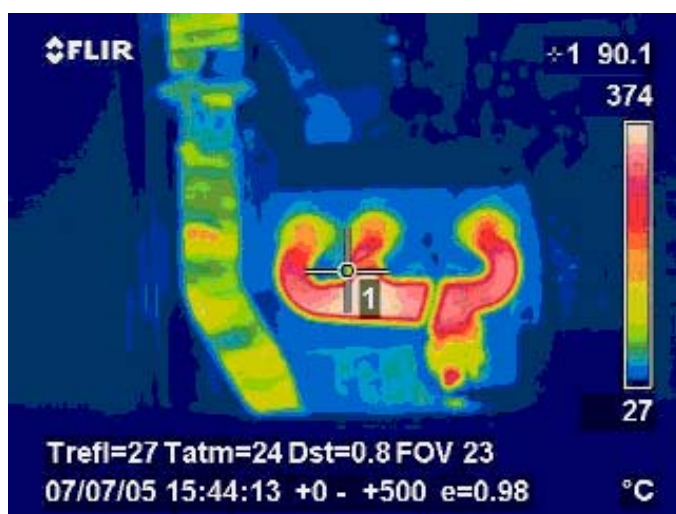


Figura 4.16 – IR motor após 11 minutos

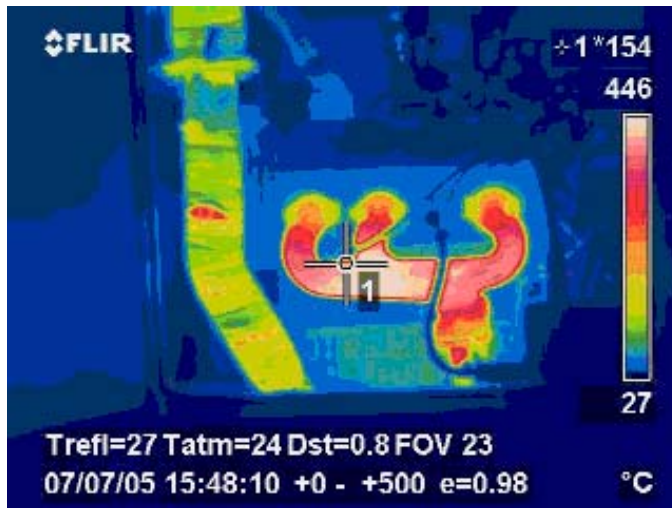


Figura 4.17 – IR motor após 15 minutos

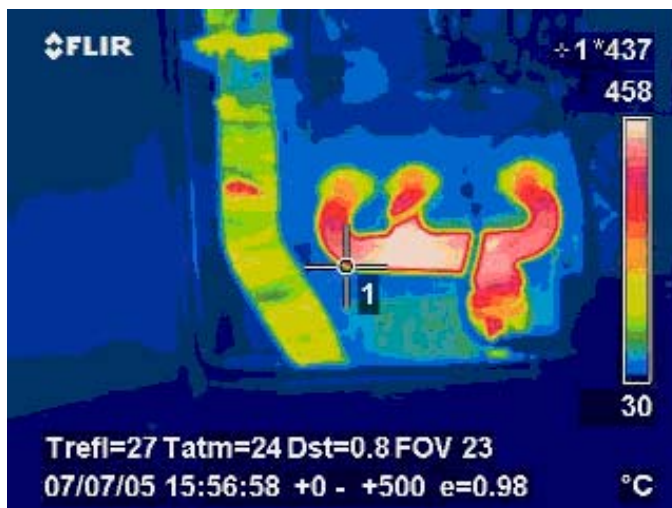


Figura 4.18 – IR motor após 23 minutos



Figura 4.19 – Motor do grupo gerador

4.3.3 Gases

Na vazão de ar de resfriamento observa-se uma pequena diminuição de 1,5757 kg/s para 1,4877 kg/s entre a segunda leitura (realizada aos 5 min) e a última (30 min). Esta variação também foi observada nos ensaios em regime permanente, podendo indicar uma falha do equipamento utilizado na medição (Tabela 4.5).

A vazão de gás natural foi corrigida para as condições ISO conforme descrito no item 3.3.1. Não serão realizadas comparações entre as vazões de GN durante este ensaio pelo fato da variação do volume consumido ser de uma unidade da menor divisão da escala de leitura ($0,04\text{m}^3$ para $0,05\text{m}^3$ em 5min - Tabela 4.5).

Com relação aos gases de exaustão, pode-se observar uma pequena variação na percentagem de O_2 , entre 11,5% e 11,9%, desconsiderando-se a leitura inicial (antes da partida do grupo). Para o CO observa-se um crescimento na produção, de 904 ppm para 1647ppm com uma diminuição para 1296 ppm na leitura de 25 min e um novo aumento na última leitura (1764 ppm). Para o NO e o NO_x foi verificado um decréscimo ao longo do ensaio, variando de 96 para 77 e de 99 para 80 respectivamente. O CO_2 permaneceu praticamente constante tendo uma variação máxima de 0,2 % (de 4,5% para 4,7%) (Figura 4.20 e Figura 4.21) (Tabela 4.5).

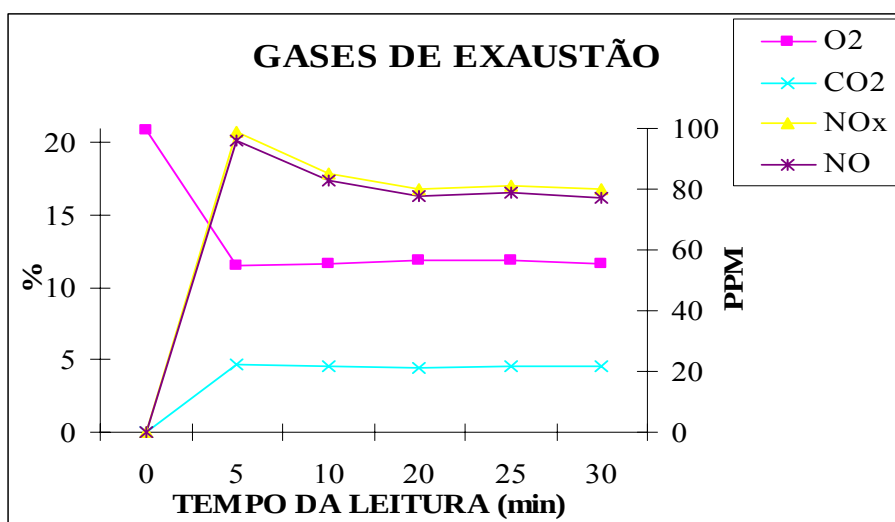


Figura 4.20 – Gases de exaustão em regime transiente

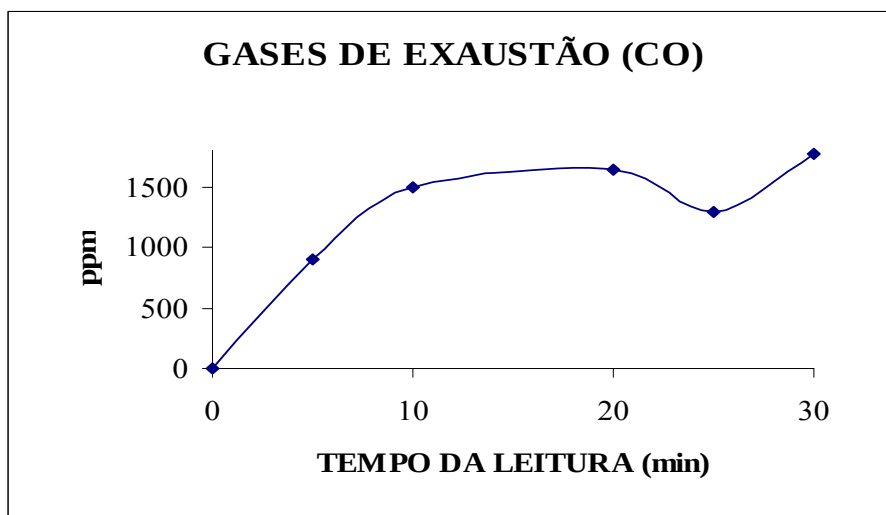


Figura 4.21 – Gases de exaustão em regime transiente

4.3.4 Calor / Energia / Rendimento

4.3.4.1 Relação ar/combustível

Da mesma forma que nos ensaios em regime permanente, a relação ar/combustível foi calculada por dois métodos. Na relação ar/combustível medida observa-se valores bem maiores que nos ensaios em regime permanente, tendo um valor máximo de 41,4 kg(ar)/kg(comb.) aos 5 min. e valor mínimo de 30,8 kg(ar)/kg(comb.) aos 15 min. voltando a aumentar nas leituras seguintes. Esta relação ar/combustível é muito elevada e pelas oscilações anormais apresentadas na Figura 4.22, aparentemente estão incoerentes ou apresentam erro excessivo. Estas oscilações foram provocadas pela baixa precisão do medidor de vazão de gás natural. Para a relação ar/combustível calculada pelo balanço estequiométrico obteve-se um valor praticamente constante de 17,3 kg(ar)/kg(comb.) com variação de $\pm 0,2$ kg(ar)/kg(comb.) (Tabela 4.5). Este valor é um pouco maior que nos ensaios em regime permanente, (Figura 4.22).

Os erros médios para a relação ar/combustível medido foram de 2.67%, atingindo um erro máximo de 4,19%; já para a relação ar/combustível calculada obteve-se um erro praticamente constante de $3,93\% \pm 0,2\%$.

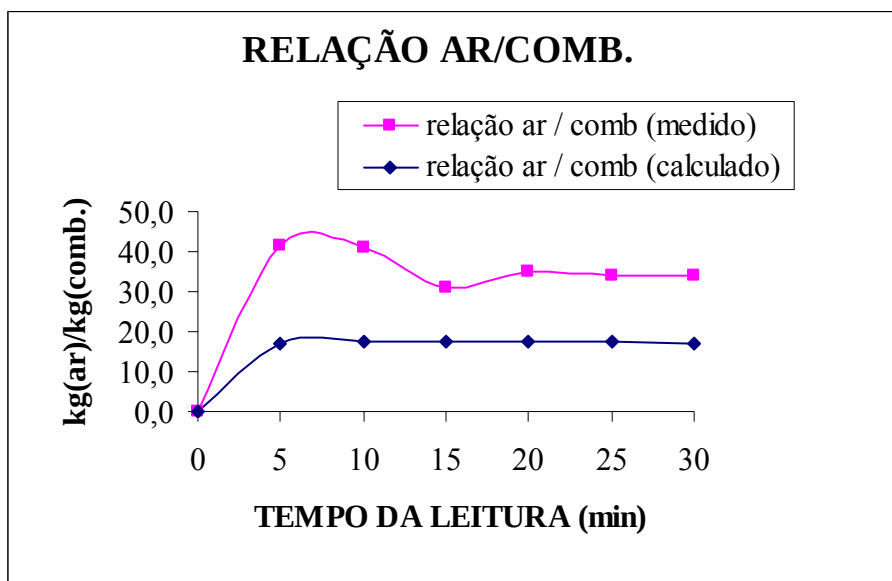


Figura 4.22 – Relação ar/combustível

4.3.4.2 Calor de resfriamento

Foram calculados três tipos de calor de resfriamento, como no ensaio em regime permanente. O calor de resfriamento total, representado por todo o calor absorvido pelo ar que passa pela cabine do grupo, sofreu uma variação de 45% entre o tempo 1 (5min.), 20,04 kJ/s e o tempo 5 (25 min.), 28,88kJ/s, porém estabilizando-se na leitura 4 (20 min.) (Tabela 4.5).

O segundo foi o calor de resfriamento pela água - calor retirado do bloco do motor pela água. Este calor manteve-se constante na média de 16,75 kJ/s desde o tempo 2 (10 min.).

O terceiro foi o calor de resfriamento total calculado pela diferença entre a energia do combustível, e a soma da energia de exaustão e da potência gerada. Comparando-se com o calor de resfriamento total medido, nota-se uma diferença entre os dois, sendo de 79,3% no tempo 1 e uma diferença de 120,5% no tempo 6. Observa-se ainda uma oscilação anormal no calor de resfriamento calculado, que foi provocada pela pouca exatidão da medição da vazão do GN. Esta diferença indica que uma das medidas pode estar incoerente ou pode estar faltando alguma energia que não foi contabilizada (Figura 4.23), ver item 4.2.3.2.

Comparando-se o calor de resfriamento total com a energia do combustível, nota-se que este valor está incoerente já que o calor de resfriamento total é maior que a energia do combustível, o que é impossível, Figura 4.23. Esta mesma anomalia foi verificada durante os ensaios em regime permanente.

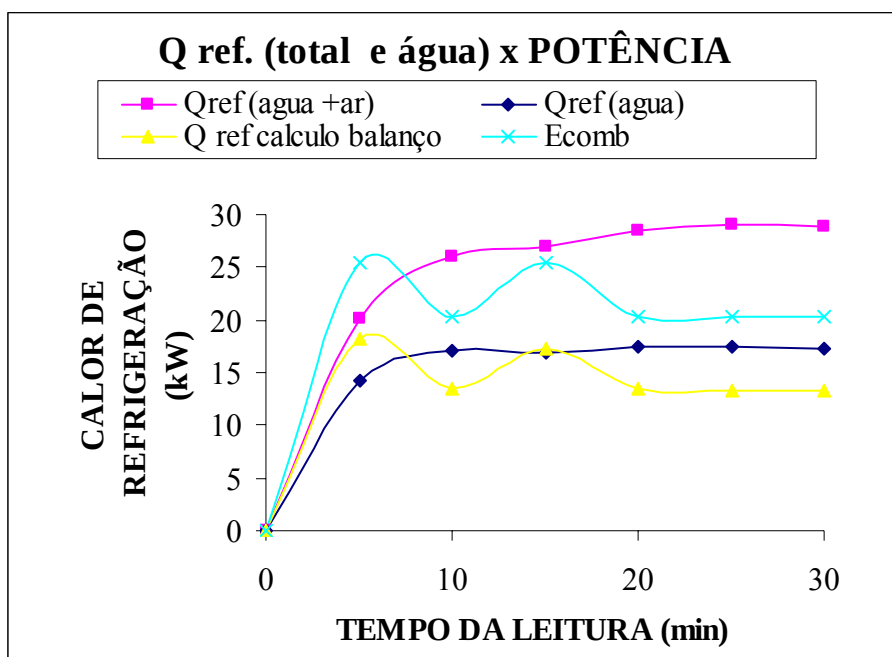


Figura 4.23 – Calor de resfriamento e energia do combustível

Os resultados para propagação do erro confirmam a suspeita de que o calor de resfriamento total medido e o calor de resfriamento pela água possuem grandes erros conforme a Tabela 4.5. O erro médio deste ensaio para o calor de resfriamento total é de 15,22% e o erro máximo ocorreu na leitura número 1 sendo de 19,16%. Para o calor de resfriamento pela água observa-se um erro médio ainda maior de 21,84% com um máximo de 25,46% também na leitura número 1.

Para o calor de resfriamento calculado o erro encontrado foi menor com uma média de 13,71% e um mínimo de 11,69%.

4.3.4.3 Massa de água

Tem-se uma variação no fluxo de água de 61,6% (Figura 4.24), porém como já descrito no ensaio em regime permanente, a bomba trabalha em rotação constante e não deveria existir uma variação do fluxo, (Figura 4.24). Como resultado, a propagação do erro para a massa indica um erro médio de 3,51% (Tabela 4.5).

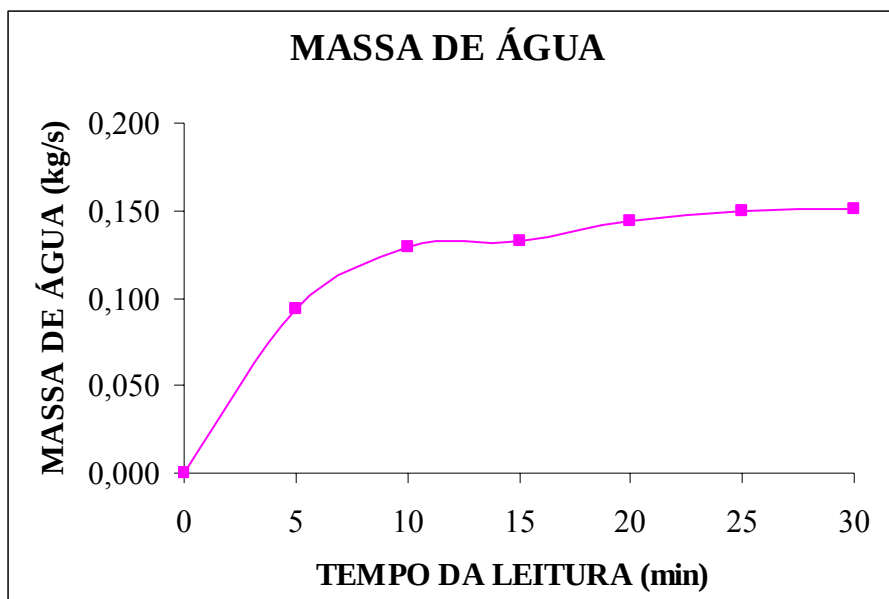


Figura 4.24 – Massa de ar em regime permanente

4.3.4.4 Energia

Como já comentado no item 4.3.4.1, a variação da energia do combustível se deu pela falta de exatidão do medidor de vazão, provocando um erro de 12,55%. Observa-se ainda que a energia térmica de exaustão tem uma curva de crescimento proporcional à da variação da temperatura de exaustão. O mesmo ocorre para a energia térmica de aspiração e a temperatura da cabine que está em aquecimento.

A propagação do erro foi desenvolvida da mesma maneira que no item do ensaio em regime permanente, obtendo-se um erro médio de 16,58% para a energia térmica de exaustão e de 16,75% para a energia térmica de aspiração (Tabela 4.5).

4.3.5 Energia elétrica

Observa-se que a tensão neste ensaio sofreu uma variação constante até a estabilização (Figura 4.25), indicando que esta variação pode estar relacionada com o pré-aquecimento do grupo ou uma variação normal do sistema de geração (alternador, excitatriz, regulador de tensão). Para a realização deste ensaio foi desligado o sistema de pré-aquecimento da água de resfriamento do grupo gerador que funciona por resistência elétrica (Figura 4.25).

Esta variação de tensão pode sofrer variações ainda maiores em grupos que operem em regime emergencial e já iniciam sua operação com cargas elétricas. Como mostrado nos ensaios em regime permanente, já existe um decaimento da tensão quando o grupo opera em carga máxima, que pode ser agravada por estar operando a frio.

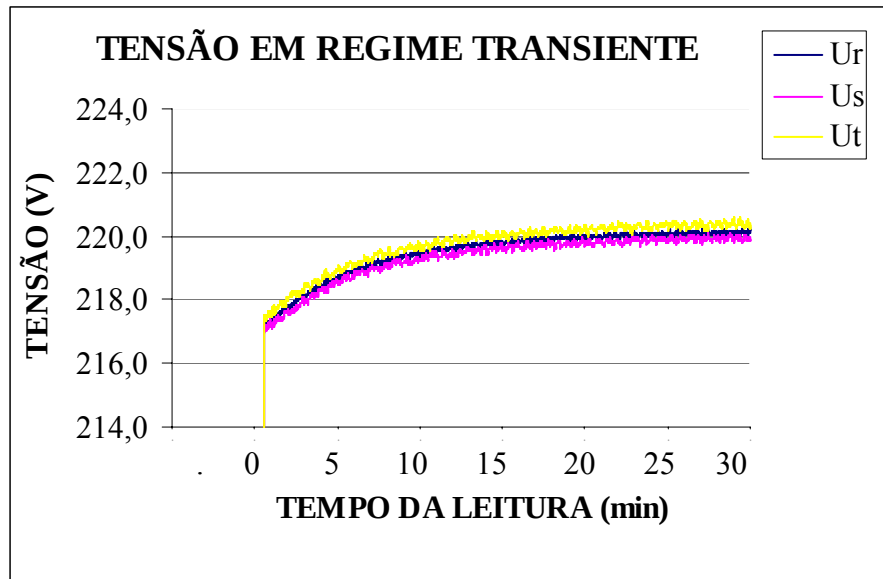


Figura 4.25 – Tensão em regime transiente

4.4 Resumo dos resultados

As Tabela 4.6, Tabela 4.7 contêm o resumo dos principais dados obtidos nos ensaios e comentados nos itens anteriores.

Tabela 4.6 – Resumo dos resultados da operação em regime permanente

ensaio		14 kw			28 kw			14 kw desbalanceado			14kw + motor			1m vazio			
No. da repetição		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Vazão																	
ar motor (combustão)	kg/s	0,01624	0,01519	0,01624	0,01727	0,01514	0,01548	0,01503	0,01522	0,01613	0,01555	0,01687	0,01644	0,01353	0,01335	0,01328	
ar motor (por calculo)		0,01528	-	0,01788	0,02442	0,02402	0,02515	0,01118	0,01169	0,01308	0,01827	0,01780	0,01713	0,00840	0,00840	0,00873	
ar radiador	kg/s	1,4027	1,3850	1,3880	1,3317	1,3367	1,3473	1,3900	1,3860	1,3717	1,3807	1,3477	1,3340	1,3397	1,3330	1,3313	
GN																	
consumido corrigido	kg/s	0,00114	0,00114	0,00115	0,00184	0,00180	0,00183	0,00084	0,00086	0,00084	0,00117	0,00116	0,00118	0,00051	0,00051	0,00053	
Gases de escape																	
O2	%	10,6	-	10,6	8,8	8,9	9,2	8,8	9,1	10,5	10,6	10,4	9,8	11,2	11,2	11,2	
CO	ppm	344	-	350	336	342	315	461	420	375	348	350	365	929	893	849	
NO	ppm	584	-	492	1122	1197	1181	415	333	294	573	470	533	97	96	94	
NOx	ppm	603	-	507	1157	1234	1217	428	343	304	590	485	549	100	99	97	
CO2	%	5,2	-	5,2	6,1	6,1	5,9	6,1	6,0	5,2	5,2	5,3	5,6	4,9	4,9	4,9	
Calor / Ener. / Rend.																	
relação ar / comb	kg(ar) /																
(medido)	kg(comb)	14,3	13,3	14,2	9,4	8,4	8,5	17,8	17,6	19,1	13,3	14,5	13,9	26,5	26,1	25,0	
relação ar / comb	kg(ar) /																
(calculado)	kg(comb)	13,4	-	15,6	13,3	13,3	13,7	13,2	13,5	15,5	15,6	15,3	14,5	16,4	16,4	16,5	
Qref (água +ar)	kJ/s	32,4005	33,0787	33,4121	35,7454	37,5031	37,7425	30,1678	29,9420	29,2512	32,5084	31,4537	31,2488	26,4149	26,4742	26,5432	
Ecomb	kJ/s	57,0510	57,2224	57,4075	92,1680	90,2040	91,6948	42,3042	43,2908	42,2349	58,6223	58,2671	59,3265	25,5968	25,5968	26,5739	
E escape	kJ/s	5,0947	-	6,3440	10,6696	10,5205	11,0373	3,3024	3,9235	4,3522	6,0953	6,3778	6,1500	2,1107	2,1359	2,2289	
rendimento	%	23%	23%	23%	29%		29%	17%	16%	17%	23%	24%	23%	0%	0%	0%	
Eletricidade																	
Tensão																	
FASE	R	V	219,16	219,27	219,20	218,45	218,35	218,40	224,22	224,09	224,05	219,08	219,12	219,14	219,96	219,99	220,00
	S	V	219,14	219,16	219,15	218,40	218,29	218,33	225,86	225,72	225,67	219,06	219,02	219,05	219,78	219,81	219,82
	T	V	219,70	219,79	219,75	218,57	218,48	218,53	214,62	214,27	214,22	219,77	219,29	219,30	220,09	220,15	220,18
Potencia Ativa																	
FASE	R	kW	4,4135	4,4237	4,4207	8,8418	8,8090	8,8151	0,0000	0,0000	0,0000	4,4909	4,6097	4,6089	0,0000	0,0000	0,0000
	S	kW	4,3861	4,3831	4,3823	8,8552	8,8468	8,8494	3,6531	3,6449	3,6422	4,4418	4,6360	4,6358	0,0000	0,0000	0,0000
	T	kW	4,3791	4,4716	4,4691	8,9083	8,8984	8,9014	3,3838	3,3837	3,3823	4,5263	4,6744	4,6736	0,0000	0,0000	0,0000
3f																	
Potencia ativa	kW	13,1788	13,2785	13,2722	26,6053	26,5542	26,5659	7,0369	7,0286	7,0245	13,4590	13,9201	13,9182	0,0000	0,0000	0,0000	
Potencia reativa	kWr	0,5902	0,5968	0,6021	0,6020	0,6945	0,7666	0,4345	0,4315	0,4268	2,0262	2,0252	2,0222	0,0000	0,0000	0,0000	
Potencia Aparente	kVA	13,1920	13,2919	13,2859	26,6132	26,5640	26,5776	7,0503	7,0418	7,0375	13,6107	14,0666	14,0644	0,0000	0,0000	0,0000	
FP	kW/kVA	0,9982	0,9988	0,9987	0,9990	0,9990	0,9989	0,9979	0,9980	0,9980	0,9882	0,9891	0,9892	1,0000	1,0000	1,0000	

Tabela 4.7 – Resumo dos resultados da operação em regime transiente

ensaio		Regime transiente						
No. do ensaio		parado	5 min.	10 min.	15 min.	20 min.	25 min.	30 min.
temperaturas								
ambiente	o.C	25,25	25,80	25,95	26,55	26,71	26,94	27,40
escape	o.C	25,57	86,52	140,78	161,33	167,86	177,91	181,18
entrada ar radiador	o.C	25,90	29,41	31,69	33,20	34,00	34,62	35,19
entrada ar motor	o.C	26,06	28,74	31,65	33,13	34,34	34,99	35,55
saida agua radiador	o.C	25,31	34,82	40,05	42,07	43,86	44,81	45,56
saida ar radiador	o.C	25,26	38,47	42,76	44,36	45,47	46,25	46,75
entrada agua radiador	o.C	26,31	71,52	71,78	72,54	72,81	72,65	72,93
vazão								
ar motor (combustão)	kg/s	0,00000	0,02107	0,01676	0,01568	0,01424	0,01384	0,01375
ar motor calculado	kg/s	0,000000	0,000000	0,000000	-	0,000000	0,000000	0,000000
ar radiador	kg/s	0,0000	1,5757	1,5387	1,5117	1,5113	1,4983	1,4877
GN								
consumido corrigido	kg/s	0,00000	0,00051	0,00041	0,00051	0,00041	0,00041	0,00041
Gases de exaustão								
O2	%	20,9	11,5	11,7	-	11,9	11,9	11,7
CO	ppm	0	904	1493	-	1647	1296	1764
NO	ppm	0	96	83	-	78	79	77
NOx	ppm	0	99	85	-	80	81	80
CO2	%	0,0	4,7	4,6	-	4,5	4,6	4,6
Calor / Energia / Rendimento								
relação ar / comb (medido)	kg(ar)/ kg(comb)	0,0	41,4	41,2	30,8	35,0	34,0	33,9
relação ar / comb (calculado)	kg(ar)/ kg(comb)	0,0	17,1	17,3	-	17,6	17,5	17,2
Qref (agua +ar)	kJ/s	0,0000	20,0406	25,9620	27,0129	28,4543	29,0395	28,8807
Ecomb	kJ/s	0,0000	25,4868	20,3894	25,4868	20,3894	20,3894	20,3210
E escape	kJ/s	0,0000	0,6373	0,9750	-	1,2150	1,2919	1,2919
Eletricidade								
tensão	R	V	0,00	218,73	219,51	219,78	219,90	220,26
	S	V	0,00	218,60	219,30	219,56	219,63	219,98
	T	V	0,00	218,89	219,74	220,04	220,27	220,39

5. ESTUDO DE CASO

A viabilidade econômica de um projeto de geração ou cogeração distribuída depende de alguns fatores de fácil mensuração econômica e outros nem tanto. Os fatores facilmente mensuráveis são: a tarifa de energia elétrica cobrada pela concessionária, o custo de combustível e o investimento inicial. Entre os fatores de difícil mensuração pode-se destacar o aumento da confiabilidade e disponibilidade da energia, redução de perdas no transporte e na distribuição, maior eficiência energética no caso da cogeração e danos ambientais. Uma das formas de realizar uma análise econômica da viabilidade de projetos de geração e cogeração é o estudo do fluxo de caixa, (Hawkes & Leach, 2005).

O setor comercial é o que historicamente apresenta melhores condições de viabilidade econômica, pois o consumo elétrico tem uma grande influência nos custos da empresa e não necessita de energia de alta qualidade, além de pagar um alto preço pela eletricidade por ser um consumidor normalmente em baixa tensão. Já o setor industrial é abastecido de energia elétrica em alta tensão para suprir o seu alto consumo. Na composição dos custos da indústria, a energia elétrica não é fator predominante e para a geração própria de energia elétrica são necessários grandes investimentos, (Viali, 2001).

A engenharia econômica é quem fornece os critérios de decisão para a viabilidade econômica e para a escolha entre as alternativas de investimento. Os estudos de viabilidade econômica têm a finalidade de determinar se o projeto é rentável ou não, ou seja, se o capital investido terá retorno e quando isso acontecerá, o que é chamado de Taxa Interna de Retorno (TIR).

Para a realização do estudo de viabilidade econômica é necessário conhecer o investimento inicial e quais as despesas operacionais de cada alternativa, incluindo o sistema tradicional.

Neste trabalho, a viabilidade econômica será estudada tomando como caso-base pequenos centros comerciais e condomínios residenciais. A unidade geradora será um motor de combustão interna de mesma capacidade do utilizado nos ensaios experimentais deste trabalho e também realizando apenas geração de energia elétrica, sem cogeração. Serão realizados comparativos econômicos do modelo tradicional (energia fornecida pela concessionária) com a geração por um e por dois grupos operando em cargas variadas, utilizando a curva de rendimento do grupo gerador e utilizando o rendimento máximo.

Os métodos de análise econômica de investimentos se dividem em dois grupos: métodos práticos e métodos analíticos. Os primeiros são muito utilizados em pequenas e médias empresas, porém são imprecisos e podem conduzir a decisões erradas. Os métodos analíticos baseiam-se no valor do dinheiro no tempo, o que os torna mais consistentes.

O valor do dinheiro no tempo é expresso pela Taxa Mínima de Atratividade (TMA), também chamada de juros de mercado, que expressa qual a taxa de retorno que se está disposto a aceitar em troca de um investimento sem os riscos no mercado financeiro. Será utilizado o Valor Presente Líquido (VPL) que é uma das formas de expressar a TMA.

O VPL expressa o somatório do fluxo de caixa formado por todas as receitas e gastos ao longo do tempo - valor presente (VP) - no instante considerado inicial. Para o cálculo dos VPs utiliza-se a TMA como taxa de desconto (Eq.5.1). Como resultado do VPL pode-se ter três possibilidades:

- VPL maior do que zero - significa que o investimento é economicamente atrativo, pois as receitas são maiores que os gastos.
- VPL igual a zero - significa que o investimento é indiferente; as receitas são iguais aos gastos.
- VPL menor do que zero - significa que o investimento não é economicamente atrativo, pois as receitas são menores que os gastos.

$$VPL = \sum_0^{nn} \frac{C_{nn}}{(1 + TIR)^{nn}} \quad (5.1)$$

Para os cálculos do custo mensal e do VPL foi desenvolvida uma planilha de cálculo no Microsoft Office Excel 2003 para realizar os cálculos em todas as situações estudadas.

5.1 Tarifas

A energia elétrica pode ser cobrada de diversas maneiras, dependendo do enquadramento tarifário do consumidor. As unidades consumidoras são agrupadas inicialmente em dois grupos tarifários, definidos em função da tensão de fornecimento conforme resolução da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) nº 456.

- Grupo A – tensão superior a 2300V, faturamento pela estrutura tarifária binômia
- Grupo B – tensão inferior a 2300V, faturamento pela estrutura tarifária monômia

As tarifas binômias são as de fornecimento aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável, enquanto que as tarifas monômias são as de fornecimento aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

Entre os grupos descritos acima existem ainda diversas subdivisões de acordo com a finalidade da energia elétrica e da tensão: (Tabela 5.1)

Tabela 5.1 – Tensão e classificação dos grupos de fornecimento elétrico

Subgrupo	Tensão de fornecimento / Classificação
A1	≥ 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Subterrâneo
B1	Residencial e residencial baixa renda
B2	Rural, cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

O grupo B tem uma carga instalada (soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento) limitada a 75 kW.

Os consumidores do grupo A são cobrados pelo consumo, pela demanda e por baixo fator de potência. Estes consumidores podem ser enquadrados na tarifa convencional ou na tarifa horo-sazonal azul ou verde. Assim, para a escolha do melhor enquadramento tarifário (quando facultado ao cliente) é necessária uma avaliação específica.

Na tarifa convencional o consumidor tem sua fatura calculada em três parcelas: consumo, demanda e ajuste de fator de potência. O faturamento do consumo é independente das horas de utilização no dia e no ano. Acumula-se o total de kWh consumidos e aplica-se uma tarifa de consumo para chegar à parcela de faturamento de consumo e uma tarifa para a correção do fator de potência.

Na tarifa horo-sazonal os dias são divididos em períodos “fora de ponta” (00:00h às 17:30h e 20:30 às 24:00h) e “de ponta” (17:30h às 20:30h) para faturamento de demanda e do consumo, e o ano é dividido em um “período seco” e outro “período úmido”.

O horário de ponta é composto por três horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados, conforme definido por lei federal. O horário fora de ponta é o período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

A subdivisão de períodos úmidos ou secos está relacionada com os períodos onde ocorrem as variações de cheias dos reservatórios de água utilizados para a geração de energia elétrica. Período seco corresponde ao período de sete meses consecutivos. O período úmido corresponde ao período de cinco meses consecutivos.

A tarifa horo-sazonal ainda está dividida em dois tipos: tarifa azul e tarifa verde, que apresentam os custos por kWh mais baixos, porém as multas por ultrapassagem são bem maiores, maior rigor, maiores detalhes nas contas dos consumidores e faturamento mínimo.

Como já mencionado anteriormente, serão utilizados para o nosso estudo de caso consumidores residenciais e comerciais. Os consumidores comerciais se enquadram no grupo B3 e A4; já os residenciais se enquadram no grupo B1. Para os consumidores do grupo A4 foi utilizada a tarifação convencional.

As tarifas utilizadas no estudo de caso são as fornecidas pela Celpe (Companhia de Energia Elétrica de Pernambuco) em seu endereço eletrônico (<http://www.celpe.com.br>). (Tabela 5.2)

Tabela 5.2 – Tarifas de eletricidade - concessionária

Faixa de consumo	Consumo (R\$/kWh)	Demanda (R\$/kWh)	ICMS	Consumo (R\$/kWh) com ICMS e PIS/COFINS	Demanda (R\$/kWh) com ICMS e PIS/COFINS
Residencial (B1)					
Tarifa Plena	0,27827		25%	0,40119	
Comércio (B3)					
Tarifa Plena	0,28306		25%	0,4081	
Comércio (A4)					
Tarifa Plena	0,14506	18,09	25%	0,20914	26,08

A estrutura tarifária do gás natural é similar à da energia elétrica, dividida em classes de consumidores e faixas de consumo. As tarifas utilizadas no estudo de caso são as fornecidas pela COPERGAS em seu endereço eletrônico (<http://www.copergas.com.br>), (Tabela 5.3), (Soares et al., 2001).

Tabela 5.3 – Tarifa GN - concessionária

	FAIXA DE CONSUMO	PREÇO	PREÇO	PREÇO	PREÇO
		(R\$/m³)	(R\$/MMBTU)	(R\$/m³)	(R\$/MMBTU)
	(m³)	S/Imp. PIS/Cofins e Enc. Fin.	S/Imp. PIS/Cofins e Enc. Fin.	C/Imp. PIS/ Cofins e Enc. Fin.	C/Imp. PIS/ Cofins e Enc. Fin.
Cogeração	1.001 a 5.000/ dia	0,3871	10,38	0,5249	14,08
Residencial	Acima de 3.001 / mês	0,85	22,8	1,1525	30,91
Comercial	1.001 a 5.000 / dia	0,4769	12,79	0,6466	17,34

5.2 Situação de estudo

Para servir de base para este estudo foi montado um caso hipotético com consumo elétrico variado ao longo do dia e sem variação ao longo da semana. O grupo gerador utilizado para este estudo é o mesmo que foi utilizado para a coleta e análise dos dados deste trabalho, com potência máxima de 30 kWe. O estudo foi realizado comparando-se a viabilidade do projeto entre a energia convencional (energia elétrica da concessionária em três tarifas), geração com um grupo gerador de 30 kWe, e geração com dois grupos geradores de 30 kWe. Considerou-se ainda as três tarifas do GN: residencial, comercial e cogeração. Para o rendimento do grupo foi utilizado o rendimento máximo encontrado nos ensaios experimentais e o rendimento real a cada potência gerada (curva de potência). A utilização destes dois rendimentos serviu para mostrar a influência do rendimento na avaliação econômica. Normalmente se utiliza apenas o rendimento nominal (rendimento máximo). Na Tabela 5.4 estão descritas as situações avaliadas.

Tabela 5.4 – Situações avaliadas

Situação	Condição tarifária
concessionária	ENERG - residencial
	ENERG - comercial B3
	ENERG - comercial A4
1 grupo, rendimento max	GN - residencial + ENERG - residencial
	GN - comercial + ENERG - comercial B3
	GN - comercial + ENERG - comercial A4
	GN - cogeração + ENERG - residencial
	GN - cogeração + ENERG - comercial B3
	GN - cogeração + ENERG - comercial A4
2 grupos, rendimento max	GN - residencial + ENERG - residencial
	GN - comercial + ENERG - comercial B3
	GN - comercial + ENERG - comercial A4
	GN - cogeração + ENERG - residencial
	GN - cogeração + ENERG - comercial B3
	GN - cogeração + ENERG - comercial A4
1 grupo, rendimento real	GN - residencial + ENERG - residencial
	GN - comercial + ENERG - comercial B3
	GN - comercial + ENERG - comercial A4
	GN - cogeração + ENERG - residencial
	GN - cogeração + ENERG - comercial B3
	GN - cogeração + ENERG - comercial A4
2 grupos, rendimento real	GN - residencial + ENERG - residencial
	GN - comercial + ENERG - comercial B3
	GN - comercial + ENERG - comercial A4
	GN - cogeração + ENERG - residencial
	GN - cogeração + ENERG - comercial B3
	GN - cogeração + ENERG - comercial A4

Na Tabela 5.5 estão descritos os custos iniciais do equipamento e instalação do grupo gerador e do sistema convencional. Estes custos e os dados de operação e manutenção foram obtidos junto a empresas especializadas na montagem e na operação de grupos geradores.

Tabela 5.5 – Custos de instalação

custo do gerador de 30 kWe encabinado a GN	R\$ 40.000,00
custo do quadro elétrico de transferência sincronizada	R\$ 13.000,00
instalação do gerador	R\$ 5.000,00
instalação do sistema convencional	R\$ 2.000,00
instalação do quadro elétrico convencional	R\$ 5.000,00
transformador 75kVA	R\$ 5.000,00

Para a obtenção do VPL são necessárias mais algumas variáveis financeiras que estão descritas na Tabela 5.6. Para este estudo de caso foi considerado que nenhum empréstimo está sendo realizado. Também está descrito neste quadro o custo de operação e manutenção (O&M).

Tabela 5.6 – Variáveis financeiras e (O&M) no caso base

Tempo de operação	10	anos
Tempo de operação	120	meses
Taxa de mercado	1,00%	ao mês
Quantidade de dias por período	30,44	dias por mês
Custo de operação e manutenção mensal	R\$ 87,50	3,5% do custo do grupo gerador ao ano

Foram montadas duas curvas de carga elétrica consumida, variando ao longo do dia. Na Tabela 5.7 são apresentados os valores usados nos casos base (Figura 5.1). Será consumida energia da concessionária nos horários de 22:00h às 24:00h e da 00:00h às 07:00h. Nos casos de apenas um grupo gerador, a energia não suprida pelo grupo (maior que 30 kWe) será consumida da concessionária.

Tabela 5.7 – Caso 1

Horário inicial	Horário final	Número de horas	kW
07:00	12:00	5	20
12:00	14:00	2	13
14:00	20:00	6	39
20:00	22:00	2	26
22:00	24:00	2	2
00:00	07:00	7	2

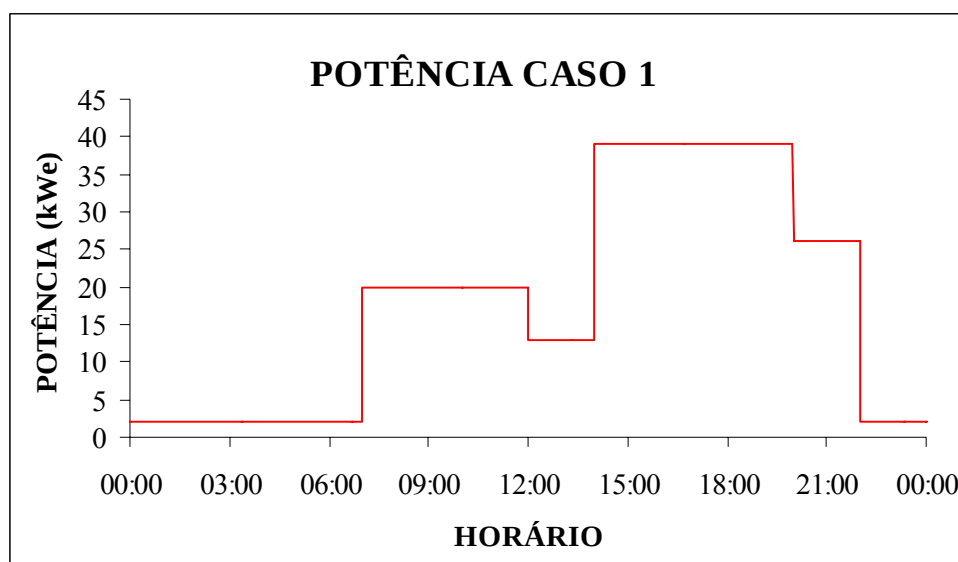


Figura 5.1 – Potência ativa caso 1

5.3 Resultados

5.3.1 Custos

Na Figura 5.2 observa-se que o menor custo mensal foi obtido com a utilização de dois grupos geradores em rendimento máximo, sendo a tarifa do GN de cogeração e a tarifa elétrica residencial B1. Porém, como esta situação não é real, a melhor opção ocorre com dois grupos geradores em rendimento real, sendo a tarifa do GN de cogeração e a tarifa elétrica residencial B1 (R\$2.691,46), Tabela 5.8. A pior situação também ocorreu com a geração, porém utilizando apenas um grupo gerador e as tarifas do GN residencial e da energia elétrica residencial B1 (R\$6.064,28), sendo maior até do que o custo mensal do sistema convencional comercial B3 (5.341,26), que apresentou o maior custo entre os sistemas convencionais.

Na Tabela 5.8 observa-se ainda que o custo de instalação do sistema com geração pode chegar a 15,43 vezes o custo do sistema convencional. No caso convencional, o custo mensal da energia elétrica comercial A4 é bem mais baixo que o custo da comercial B3 – R\$ 3.754,37 e R\$ 5.341,26 respectivamente – porém na simulação utilizando 2 grupos geradores, esta tarifa se mostra inviável, elevando o custo de R\$ 3.241,45 para R\$ 4.149,57 com a tarifa do GN comercial e a tarifa elétrica comercial B3 e A4, respectivamente. Este resultado indica que a tarifa elétrica “A” (alta tensão) é viável apenas para consumos elevados, já que se paga um valor baixo pelo consumo, mas existe um valor fixo pago mensalmente pela demanda contratada. Também é mostrado na coluna do custo mensal elétrico que em todas as situações que existem geração, a tarifa comercial A4 apresenta os custos maiores.

O custo de geração em residências se mostra alto devido ao custo do gás natural residencial ser elevado quando comparado ao GN comercial e ao de cogeração. Cabe ainda ressaltar que a faixa de consumo do GN residencial é a mais alta (maior que 3000 m³ /mês) entre as estabelecidas pela COPERGAS, indicando que este mercado ainda não existe e o consumo exigido é elevado para se enquadrar nesta categoria. Já para a tarifa comercial o consumo se enquadra em uma tarifa intermediária.

A redução do custo com energia elétrica para um centro comercial pode chegar a 50% entre utilizar um sistema convencional na tarifa comercial B3 e a geração com dois grupos geradores.

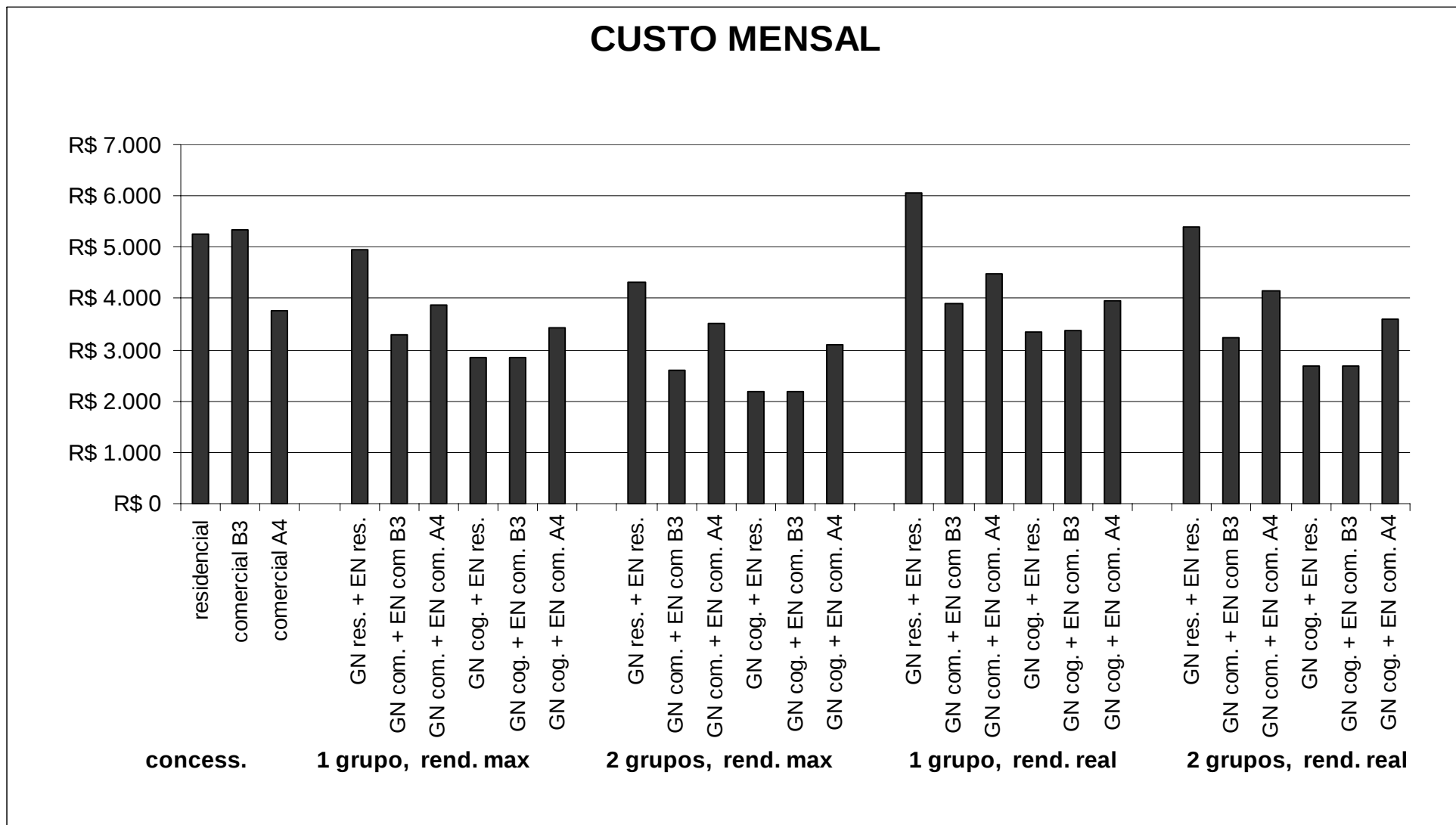


Figura 5.2 – Gráfico custo mensal e fluxo de caixa caso1

Tabela 5.8 – Custo mensal e fluxo de caixa - caso 1

caso	condição	gasto inicial	custo mensal elétrico	custo mensal GN	custo mensal total	fluxo de caixa total
concessionária	ENERG residencial	R\$ 7.000,00	R\$ 5.250,82	R\$ -	R\$ 5.250,82	R\$ 637.098,98
	ENERG comercial B3	R\$ 7.000,00	R\$ 5.341,26	R\$ -	R\$ 5.341,26	R\$ 647.951,66
	ENERG comercial A4	R\$ 12.000,00	R\$ 3.754,37	R\$ -	R\$ 3.754,37	R\$ 462.524,46
1 grupo, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 879,21	R\$ 3.967,65	R\$ 4.963,52	R\$ 660.622,89
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 65.000,00	R\$ 894,35	R\$ 2.271,11	R\$ 3.282,13	R\$ 458.855,77
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.475,45	R\$ 2.271,11	R\$ 3.863,23	R\$ 533.587,67
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 879,21	R\$ 1.843,54	R\$ 2.839,41	R\$ 405.729,38
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 65.000,00	R\$ 894,35	R\$ 1.843,54	R\$ 2.854,55	R\$ 407.546,57
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.475,45	R\$ 1.843,54	R\$ 3.435,65	R\$ 482.278,47
2 grupos, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 3.967,65	R\$ 4.304,12	R\$ 639.494,18
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 2.271,11	R\$ 2.611,37	R\$ 436.364,17
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 2.271,11	R\$ 3.519,48	R\$ 550.337,94
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 1.843,54	R\$ 2.180,01	R\$ 384.600,67
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 1.843,54	R\$ 2.183,79	R\$ 385.054,97
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 1.843,54	R\$ 3.091,91	R\$ 499.028,74
1 grupo, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 879,21	R\$ 5.068,41	R\$ 6.064,28	R\$ 792.713,80
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 65.000,00	R\$ 894,35	R\$ 2.901,20	R\$ 3.912,21	R\$ 534.465,63
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.475,45	R\$ 2.901,20	R\$ 4.493,31	R\$ 609.197,53
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 879,21	R\$ 2.355,00	R\$ 3.350,87	R\$ 467.104,37
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 65.000,00	R\$ 894,35	R\$ 2.355,00	R\$ 3.366,01	R\$ 468.921,57
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.475,45	R\$ 2.355,00	R\$ 3.947,11	R\$ 543.653,47
2 grupos, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 5.068,41	R\$ 5.404,88	R\$ 771.585,09
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 2.901,20	R\$ 3.241,45	R\$ 511.974,03
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 2.901,20	R\$ 4.149,57	R\$ 625.947,81
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 2.355,00	R\$ 2.691,46	R\$ 445.975,66
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 2.355,00	R\$ 2.695,25	R\$ 446.429,96
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 2.355,00	R\$ 3.603,36	R\$ 560.403,74

5.3.2 Viabilidade econômica

A viabilidade econômica foi analisada pelo Valor Presente Líquido (VPL). Para a área comercial, o melhor custo/benefício foi para o sistema convencional com tarifa comercial A4 (R\$ 273.681,58), (Tabela 5.9); a viabilidade da geração foi influenciada pelo rendimento do motor que não opera sempre em carga máxima, sendo de R\$ 298.557,37 para a geração comercial na tarifa de cogeração para o GN e comercial B3 para a eletricidade, (Figura 5.3). Caso o grupo operasse por mais tempo em plena carga, a melhor viabilidade seria para a geração com um grupo (R\$ 263.963,96), ficando pouco abaixo da viabilidade de dois grupos geradores (R\$ 274.947,53).

Para o setor residencial não foi analisada a possibilidade da compra da energia elétrica à concessionária na tarifa “A” e a melhor viabilidade foi para a geração com dois grupos geradores, tendo uma variação menor que 1% entre operar com um ou dois grupos.

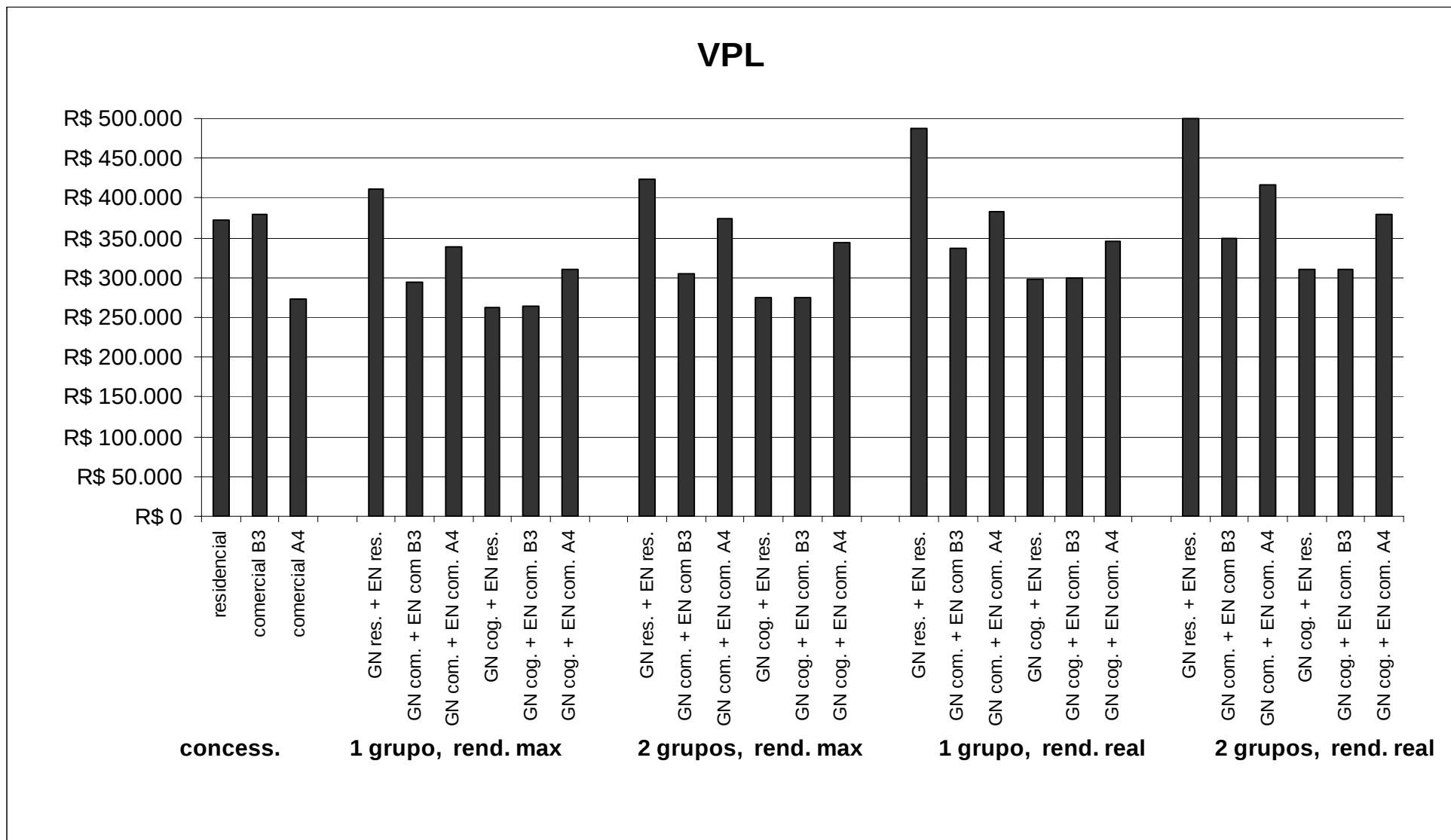


Figura 5.3 – Gráfico VPL caso 1

Tabela 5.9 – VPL caso 1

Caso	Condição	VPL	
Concessionária	ENERG Residencial	R\$	372.985,23
	ENERG Comercial B3	R\$	379.288,88
	ENERG Comercial A4	R\$	273.681,58
1 grupo, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$	410.960,22
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	293.766,27
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	339.269,19
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	262.908,46
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	263.963,96
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	309.466,87
2 grupos, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$	422.999,29
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	305.013,72
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	373.309,79
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	274.947,53
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	275.211,40
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	343.507,48
1 grupo, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$	487.683,60
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	337.683,33
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	383.186,25
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	298.557,37
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	299.612,87
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	345.115,78
2 grupos, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$	499.722,66
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	348.930,78
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	417.226,85
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	310.596,44
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	310.860,31
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	379.156,39

5.4 Caso 2

Modificando-se a curva da carga elétrica para uma situação onde o grupo opere com cargas mais próximas da máxima (Tabela 5.10), são recalculados os custos operacionais e a viabilidade econômica.

Tabela 5.10 – Caso 2

Horário inicial	Horário final	Número de horas	kW
07:00	12:00	5	26
12:00	14:00	2	13
14:00	20:00	6	52
20:00	22:00	2	26
22:00	24:00	2	2
00:00	07:00	7	2

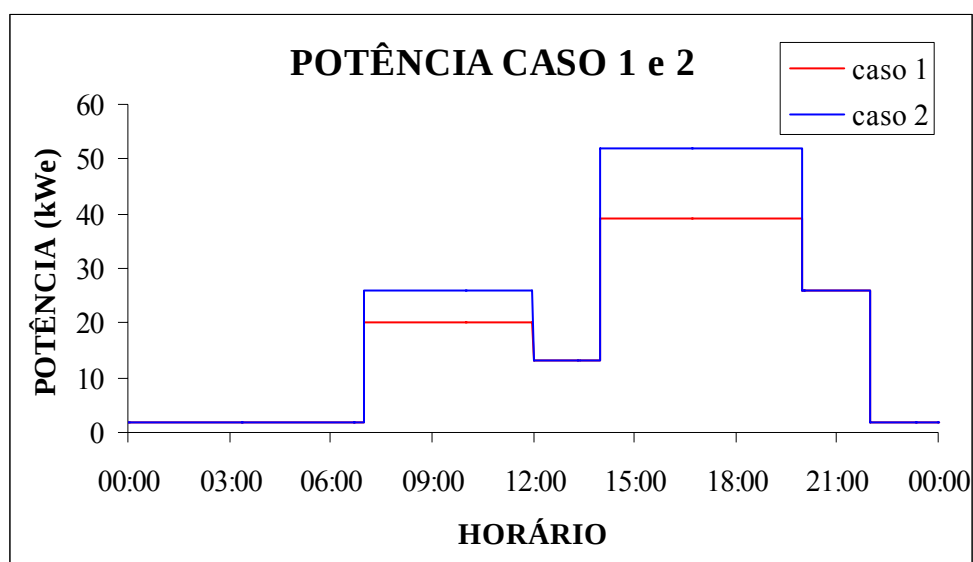


Figura 5.4 – Potência ativa caso 2

Para este novo caso, o melhor custo/benefício continuou a ser o uso de dois grupos geradores operando com rendimento máximo e energia elétrica em tarifa residencial B1 (R\$ 2.334,49). O melhor custo/benefício para um caso real ocorreu para a geração com dois grupos, porém com rendimento real (R\$ 3.049,16). O pior caso ocorreu também com tarifa residencial, porém sem geração (R\$ 6.569,64), (Figura 5.5 e Tabela 5.11).

A viabilidade econômica para este caso em estudo se mostra melhor para a geração termelétrica com dois grupos geradores e tarifa elétrica residencial, sendo de R\$ 285.715,31 para rendimento máximo de R\$ 335.527,99 para rendimento real, contra R\$ 464.907,11 para o sistema convencional (Figura 5.6 e Tabela 5.12), que no primeiro caso tinha uma melhor viabilidade. Comparando-se com a tarifa em alta tensão tanto comercial quanto residencial, nota-se que o grupo deve operar com um rendimento ainda melhor (próximo do rendimento máximo) ou em sistema de cogeração. Comparando-se as potências consumidas, os resultados mostram a importância da simulação e do correto dimensionamento de um grupo gerador para que o sistema de geração seja viável economicamente.

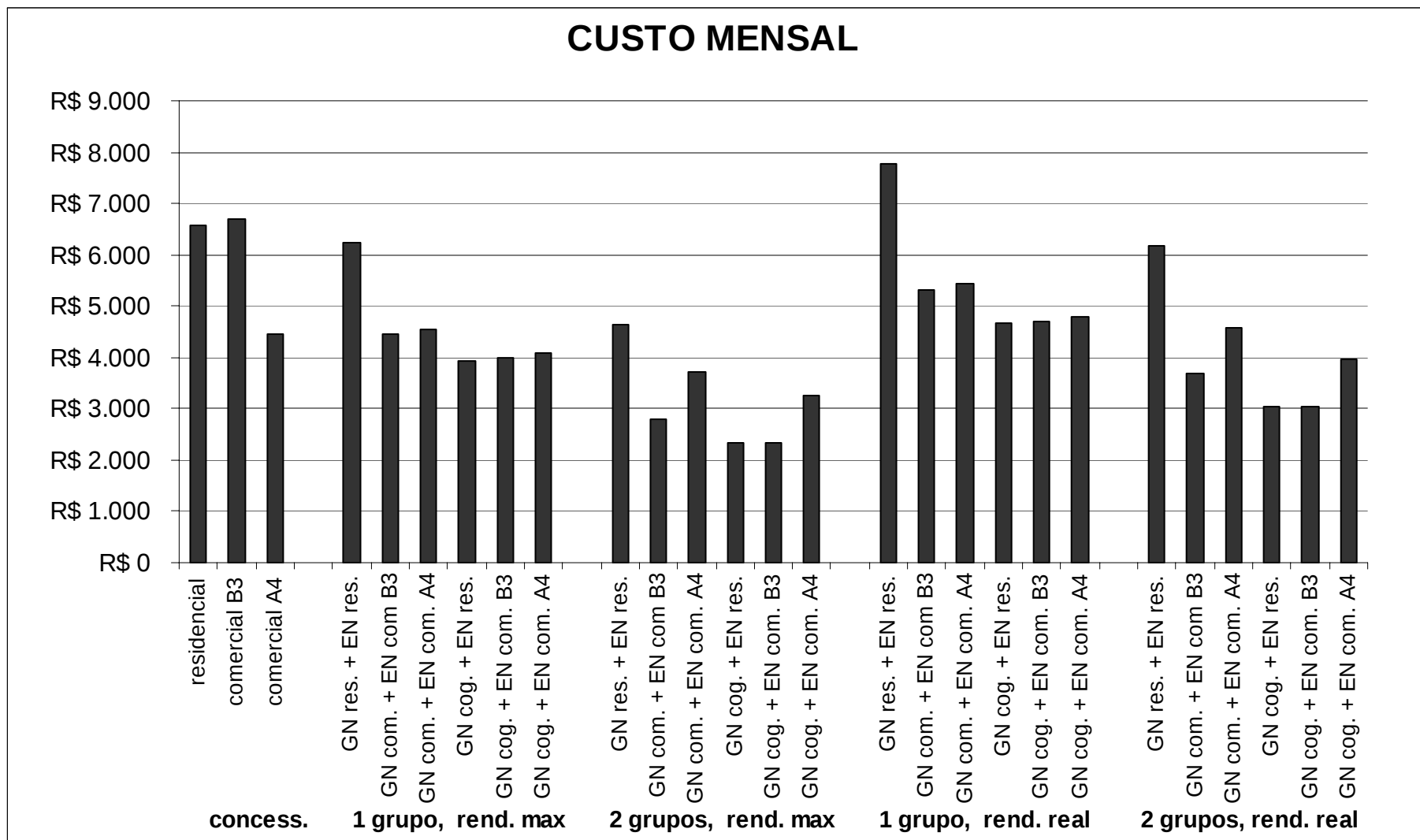


Figura 5.5 – Gráfico Custo mensal e fluxo de caixa caso 2

Tabela 5.11 – Custo mensal e fluxo de caixa - caso 2

Caso	Condição	Gasto inicial	Custo mensal elétrico	Custo mensal GN	Custo mensal total	Fluxo de caixa total
Concessionária	ENERG Residencial	R\$ 7.000,00	R\$ 6.569,64	R\$ -	R\$ 6.569,64	R\$ 795.356,40
	ENERG Comercial B3	R\$ 7.000,00	R\$ 6.682,79	R\$ -	R\$ 6.682,79	R\$ 808.934,86
	ENERG Comercial A4	R\$ 12.000,00	R\$ 4.441,87	R\$ -	R\$ 4.441,87	R\$ 545.023,91
1 grupo, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 1.831,68	R\$ 4.300,13	R\$ 6.248,48	R\$ 814.818,07
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 65.000,00	R\$ 1.863,23	R\$ 2.461,43	R\$ 4.441,33	R\$ 597.959,43
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.971,97	R\$ 2.461,43	R\$ 4.550,07	R\$ 616.008,62
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 1.831,68	R\$ 1.998,02	R\$ 3.946,37	R\$ 538.564,77
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 65.000,00	R\$ 1.863,23	R\$ 1.998,02	R\$ 3.977,92	R\$ 542.350,58
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.971,97	R\$ 1.998,02	R\$ 4.086,66	R\$ 560.399,77
2 grupos, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 4.300,13	R\$ 4.636,60	R\$ 679.392,34
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 2.461,43	R\$ 2.801,68	R\$ 459.202,18
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 2.461,43	R\$ 3.709,80	R\$ 573.175,95
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 1.998,02	R\$ 2.334,49	R\$ 403.139,03
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 1.998,02	R\$ 2.338,28	R\$ 403.593,33
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 1.998,02	R\$ 3.246,39	R\$ 517.567,10
1 grupo, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 1.831,68	R\$ 5.838,24	R\$ 7.786,59	R\$ 999.390,39
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 65.000,00	R\$ 1.863,23	R\$ 3.341,85	R\$ 5.321,75	R\$ 703.610,07
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.971,97	R\$ 3.341,85	R\$ 5.430,49	R\$ 721.659,26
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 65.000,00	R\$ 1.831,68	R\$ 2.712,69	R\$ 4.661,04	R\$ 624.324,83
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 65.000,00	R\$ 1.863,23	R\$ 2.712,69	R\$ 4.692,59	R\$ 628.110,65
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 70.000,00	R\$ 1.971,97	R\$ 2.712,69	R\$ 4.801,33	R\$ 646.159,84
2 grupos, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 5.838,24	R\$ 6.174,71	R\$ 863.964,66
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 3.341,85	R\$ 3.682,11	R\$ 564.852,82
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 3.341,85	R\$ 4.590,22	R\$ 678.826,59
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$ 123.000,00	R\$ 219,80	R\$ 2.712,69	R\$ 3.049,16	R\$ 488.899,10
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$ 123.000,00	R\$ 223,59	R\$ 2.712,69	R\$ 3.052,94	R\$ 489.353,40
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$ 128.000,00	R\$ 1.131,70	R\$ 2.712,69	R\$ 3.961,06	R\$ 603.327,17

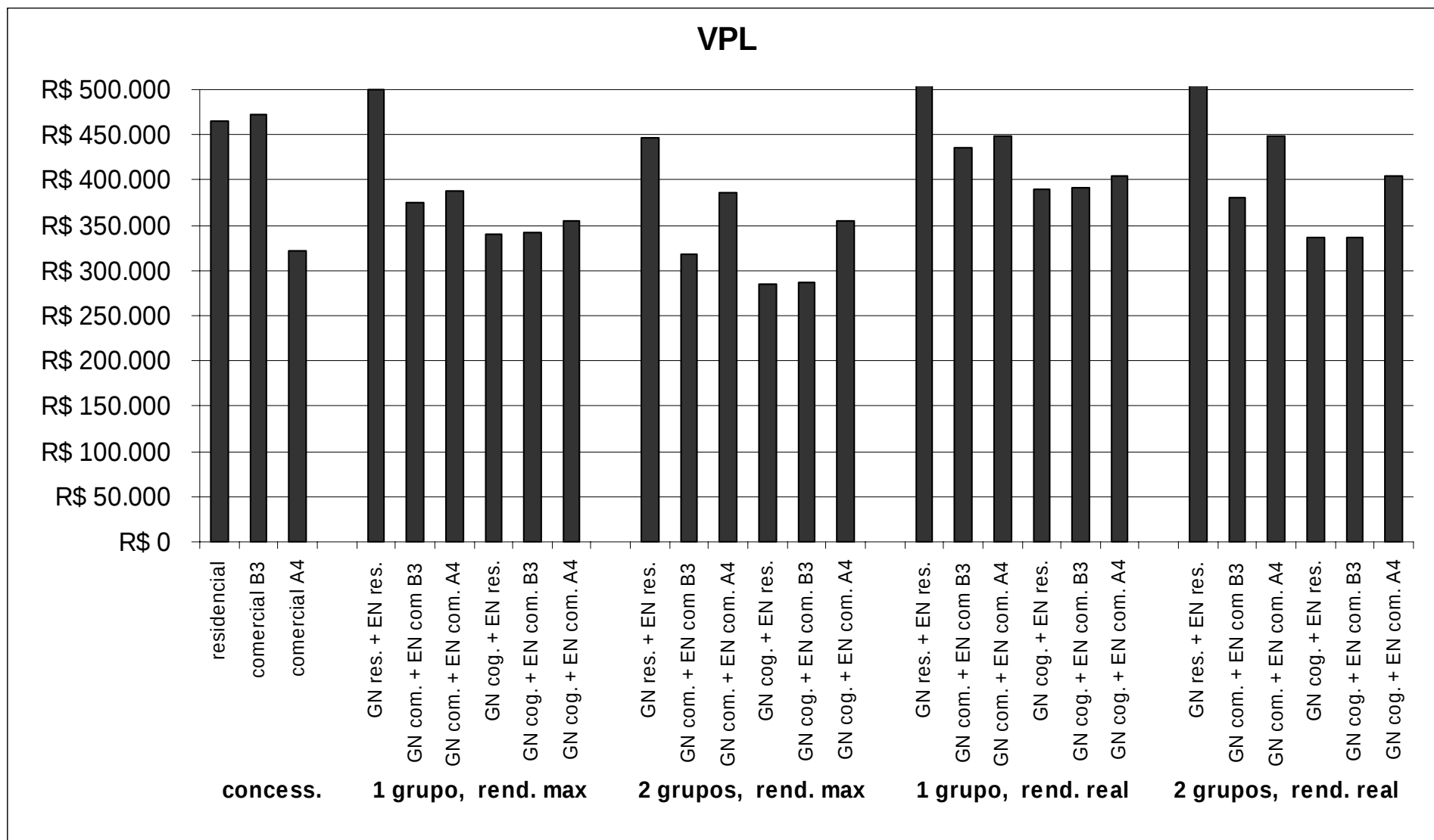


Figura 5.6 – Gráfico VPL - caso 2

Tabela 5.12 – VPL - caso 2

Caso	Condição	VPL	
Concessionária	ENERG Residencial	R\$	464.907,11
	ENERG Comercial B3	R\$	472.793,99
	ENERG Comercial A4	R\$	321.600,37
1 grupo, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$	500.522,59
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	374.562,92
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	387.142,38
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	340.064,26
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	342.263,21
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	354.842,67
2 grupos, rendimento máx.	GN residencial + ENERG residencial	R\$	446.173,64
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	318.278,90
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	386.574,97
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	285.715,31
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	285.979,18
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	354.275,25
1 grupo, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$	607.729,15
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	435.928,79
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	448.508,26
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	389.876,94
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	392.075,89
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	404.655,35
2 grupos, rendimento real	GN residencial + ENERG residencial	R\$	553.380,19
	GN comercial + ENERG comercial B3	R\$	379.644,77
	GN comercial + ENERG comercial A4	R\$	447.940,84
	GN cogeração + ENERG residencial	R\$	335.527,99
	GN cogeração. + ENERG comercial. B3	R\$	335.791,86
	GN cogeração + ENERG comercial A4	R\$	404.087,93

6. CONCLUSÕES

Este trabalho foi realizado no grupo gerador montado no projeto COGENCASA, da UFPE, operando a gás natural. Nas medições realizadas, foram coletadas informações sobre as temperaturas de operação do grupo, vazão de ar de resfriamento, consumo de combustível, qualidade da energia gerada, rendimento e também foram analisadas as energias de resfriamento, de escape, e do combustível. Este estudo deve como objetivo simular as condições reais de funcionamento de um grupo gerador instalado em um estabelecimento comercial e residencial. Não sempre favor prioritário manter as condições ambientes fixas (condição laboratorial).

No estudo da influência da potência gerada e do tipo de carga no rendimento, observa-se uma variação no rendimento de 29% para 16% quando o grupo opera com carga máxima, 28 kWe, e com meia carga desbalanceada, 14 kWe (um quarto da carga real, 7 kWe). Este rendimento de 29% a potência máxima é similar ao rendimento tradicional de grupos geradores a GN, como estudado por Onovwionaa (in press). Foi mostrado ainda que a energia de resfriamento do motor não tem influência da carga gerada, mantendo-se constante em todos os ensaios com média de 20.000 kJ/s.

A temperatura dos gases de escape sofre uma variação de 285°C para 385°C quando o grupo gerador opera sem carga e com carga máxima, indicando o potencial de grupos geradores para cogeração nos setores residenciais e comerciais, para a geração de frio e no aquecimento de água para serviços gerais.

O ar de combustão sofre um pré-aquecimento e por conseqüência uma expansão volumétrica antes de ser comprimido no motor, o que influencia negativamente na massa de ar de combustão.

A relação ar / combustível variou apenas dois pontos percentuais, sendo mínima quando operando em carga máxima.

No ensaio em regime transiente, foi observada uma variação na tensão elétrica durante o aquecimento do grupo, mesmo estando sem carga elétrica, que pode ter sido influenciada pelo não preaquecimento do grupo gerador, o que é comum em grupos que operam em regime de emergência ou por oscilações no sistema regulação de tensão (regulador de tensão e excitatriz).

Os ensaios de regime permanente com cargas variadas mostraram a influência da carga elétrica desbalanceada na energia elétrica, variando a tensão em 10 V de uma fase para outra, e estranhamente gerando uma potência capacitiva em uma das fases, mesmo sem ter nenhuma carga capacitiva ligada ao grupo.

Os gases poluentes gerados indicam uma maior geração de CO com o grupo operando em vazio, 890 ppm, porém uma menor geração de NOx, 900 ppm, o oposto do ocorrido quando o grupo opera em carga máxima, 330 ppm de CO e 1200 ppm de NOx.

Durante os ensaios, notamos ainda que o sensor de medição de vazão de ar utilizado na aspiração do motor não está realizando as leituras adequadamente e os seus resultados foram desprezados para realização dos cálculos, passando a utilizar a vazão de ar calculada pelo balanço estequiométrico.

A análise econômica do estudo de caso mostrou a importância da simulação, do correto dimensionamento do grupo gerador e da utilização da curva de rendimento do grupo. No caso 1 foi mostrado que a curva de rendimento do grupo influencia o estudo, podendo levar a tomada de decisões erradas pelo maior custo operacional provocado pelo baixo rendimento. Utilizando o caso 2, foi mostrado que o correto dimensionamento do grupo para cada situação reduz os custos operacionais, fazendo com que o grupo trabalhe próximo de seu maior rendimento.

Por este estudo de caso, a geração elétrica distribuída mostra-se vantajosa para ser introduzida na matriz energética nacional, pelo fato de uma unidade geradora poder ser posta

em operação em um curto período de tempo, pela incapacidade do governo em efetuar grandes investimentos para construção de grandes centrais hidroelétricas, pelo baixo custo de transmissão, já que a energia estará sendo gerada localmente, por aumentar a confiabilidade do sistema e pela possibilidade de utilizar a iniciativa privada para essa expansão.

Para que grupos geradores sejam utilizados em residências e pequenos centros em sistema de cogeração com a viabilidade econômica comprovada, é indispensável o estudo sobre a real necessidade de energias térmicas e elétricas deste tipo de estabelecimento em cada região do país.

Para complementar este estudo são sugeridos alguns trabalhos, entre eles:

- Confrontar estes dados com os obtidos na geração termelétrica com microturbinas.
- Estudar a viabilidade técnica e econômica de construir um grupo gerador com operação em rotação variada.
- A construção de um recuperador de calor dos gases e da água de resfriamento, e um estudo mais aprofundado nas reais necessidades térmicas de estabelecimentos comerciais e residenciais.
- Estudar a variação do funcionamento do grupo com diferentes pressões atmosféricas, condições de umidade e temperatura ambiente.
- Estudar a causa do aparecimento de uma carga capacitiva quando o grupo estava operando com carga resistiva desbalanceada.
- Estudar a causa da oscilação da tensão elétrica na operação em regime transiente.
- Estudar a variação da composição de NO e NOx em função da distância do tubo de escape.

São sugeridas ainda algumas mudanças na planta de cogeração do projeto COGENCASA, entre elas:

- Calibrar novamente os sensores de vazão de ar de combustão e do ar de resfriamento e verificar a sua confiabilidade.
- Instalar um sensor com uma escala de leitura mais adequada para o GN.
- Modificar o local de aspiração do ar de combustão, sendo aconselhável a sucção diretamente do ar ambiente e não da cabine silenciadora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Al-Sarkhi, A.; Jaber, J.O.; Abu-Qudais, M.; Probert, S.D. *Effects of friction and temperature-dependent specific-heat of the working fluid on the performance of a Diesel-engine*. Applied Energy, in press

Alvim, Carlos Feu; Ferreira; Omar Campos; Eidelman, Frida; Goldemberg, José. *O Energia, Primária, Final, Útil e Equivalente e Atividade Econômica* Revista Economia & Energia, Brasília, n 16 set./out. 1999

Análise Energética Brasileira - período 1970 a 2002. Revista Economia & Energia, Brasília, n. 40, set./out. 2003.

Ando, Y; Yoshikawa, K; Beck, M.; Endo, H. *Research and development of a low-BTU gas-driven engine for waste gasification and power generation*. Energy, v. 30, p. 2206–2218, 2005

ANP, Agencia Nacional de Petróleo

Bidini, Gianni; Desideri, Umberto; Saetta, Stefano; Bocchini, Pierluca Proietti. *Internal Combustion Engine Combustion Heat and Power Plants: Case Study of the University of Perugia Power Plant*. Applied Thermal Engineering, v. 18, n. 6, p. 401-412, 1997

Bidini, G.; Grimaldi, C.N., Mariani, F. *Experimental analysis of the actual behaviour of a natural gas fueled engine Caterpillar (CAT)-3516*. Applied Thermal Engineering, v. 20, p. 455-470, 2000

BNDES. *A Oferta De Energia Elétrica No Brasil*. Informe Infra-Estrutura. v. 37 ago. 1999.

Ceviz, M.A., Kaymaz, I., 2005, "Temperature and air–fuel ratio dependent specific heat ratio functions for lean burned and unburned mixture", *Energy Conversion and Management*, Vol. 46, pp. 2387–2404

Corria, Maria Eugenia; Cobas, Vladimir Melian; Lora, Electo Silva. *Perspectives of Stirling engines use for distributed generation in Brazil*. *Energy Policy*. In press

d'Accadia, M. Dentice; Sasso, M.; Sibilio, S.; Vanoli, L. *Micro-combined heat and power in residential and light commercial applications*. *Applied Thermal Engineering*. v. 23, p. 1247-1259, 2003.

Dondia, Peter; Bayoumib, Deia; Haederlic, Christoph; Julianb, Danny; Suterc, Marco. *Network integration of distributed power generation*. *Journal of Power Sources*, V. 106, p. 1-9, 2002

Dutra, J. C. C. ; Primo, A. R. M. ; Magnani, F. S. ; Guerrero, J. R. H. ; Anselmo Filho, P. ; Melo, N. R. ; Soares, R. R. E. . *Technical and Economic Study of Micro-cogeneration in Residential Scale: a Case Study*. In: 17th edition of the International Congress of Mechanical Engineering, 2003, São Paulo. 17th edition of the International Congress of Mechanical Engineering, 2003.

Entchev, Evgueniy; Gusdorf, John; Swinton, Mike; Bell, Mike; Szadkowski, Frank; Kalbfleisch, Walter; Marchand, Roger. *Micro-generation technology assessment for housing technology*. Energy and Buildings, v. 36, p. 925-931, 2004

Fernandes, Elton; Fonseca, Marcus Vinícius de A.; Alonso, Paulo Sergio R.. *Natural gas in Brazil's energy matrix: demand for 1995-2010 and usage factors*. Energy Policy, v. 35, p. 365-386, 2005

Guimarães, H. "*Energia Distribuída*" e Seu Alcance Social. Gazeta mercantil 29 abr. 2002. p.2

Hawkes, Adam; Leach, Matthew. *Impacts of temporal precision in optimisation modelling of micro-Combined Heat and Power*. Energy and Buildings, v.30, p.1759-1779. 2005.

Horta Nogueira, L.A. *Produção e processamento de petróleo e gás natural no Brasil: perspectivas e sustentabilidade nos próximos 20 anos*. Agência Nacional do Petróleo, 2002

Inaka, Hideki; Sumi, Shindo; Nishizaki, Kunihiro; Tabata, Takeshi; Kataoka, Akihiro; Shinkai, Hidetoshi. *The development of effective heat and power use technology for residential in a PEFC co-generation system*, Journal of Power Sources, v. 106, p. 60-67

Jannuzzi, Gilberto de Martino. *Planejando a Crise de Energia Elétrica In: AMBIENTE BRASIL*, 2001. Disponível em <<http://www.ambientebrasil.com.br/composer.php3?base=./energia/index.html&conteudo=./energia/artigos/planejamento.html>>. acesso em 14, set. 2005

Kanoglu, Mehmet; Isık, Suleyman Kazım; S. K., Abusoglu, Aysegul. *Performance characteristics of a Diesel engine power plant*. Energy Conversion and Management, v.46, p.1692-1702, 2005.

Kesgin, Ugur. *Study on prediction of the effects of design and operating parameters on NOx emissions from a leanburn natural gas engine*. Energy Conversion and Management, v.44, p.907-921. 2003

Kong, X. Q.; Wang, R. Z.; Wu, J.Y.; Huang, X.H.; Huangfu, Y.; Wu, D.W.; Xu,, Y.X. *Experimental investigation of a micro-combined cooling, heating and power system driven by a gas engine*. International Journal of Refrigeration. in press.

Lora, E. E. S.; Nascimento, M. A. R. *Geração termelétrica: planejamento, projeto e operação*. Rio de Janeiro. Interciência, 2004 2 volumes (1296p.).

Magnani, F. S. ; Melo, N. R. . *Análise de Sistemas de Micro Cogeração Operando com Cargas Elétricas e Térmicas Variáveis*. In: CONEM, 2004, Belém. v. 1. p. 1-10.

Magnani, F. S. ; Usui, T. ; Primo, A. R. M. ; Guerrero, J. R. H. ; Dutra, J. C. C. . *Financial Optimization of Micro Cogeneration Plants Using a Task Configuration System*. In: 17th edition of the International Congress of Mechanical Engineering, 2003, São Paulo. 17th edition of the International Congress of Mechanical Engineering, 2003.

Melo, N. R. ; Magnani, F. S. . *Simulação de um Sistema de Micro Cogeração a Gás Natural*. In: 1o Congresso de P&D Petróleo e Gás da UFPE, 2003, Recife. 1o Congresso de P&D Petróleo e Gás da UFPE, 2003. p. 325-331.

MME, Balanço Energético Nacional, 2004.

Nazário Rodolfo de Melo. *Simulação e Otimização de Plantas de Microcogeração com a Utilização de um Módulo de Configuração de Tarefas para a Tomada de Decisão em Demandas Variáveis*. 2004. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Pernambuco, Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior.

Oliveira, José Carlos de, *Qualidade da Energia Elétrica “Conceituação e Impactos Técnicos”*. DEE/UFCG, Campina Grande, 16 de dez. 2003.

Oliveira, Ricardo Gorini de; Marreco, Juliana de Moraes. *Natural gas power generation in Brazil: New window of opportunity?*. Energy Policy, in press

Onovwionaa, H.I.; Ugursal, V.I.. *Residential cogeneration systems: review of the current technology*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, in press

Patusco, João Antonio Moreira. *Energia e Economia no Brasil 1970-2000* Revista Economia & Energia, Brasília, n 35 nov./dez. 2002

Polito, José Antenor. Harmônicos e Fator de Potência: um Curso de Extensão. (FEEC 05/97) UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS, Campinas. 1997.

Rosa, Luiz Pinguelli; Lomardo, Louise Land B.. *The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation*. Energy and Buildings, v.36, p. 89-95, 2004.

Sales, Cláudio. *Alertas sobre crise tentam influenciar votação de MP hoje Investidores pressionam por mudanças no modelo elétrico*. Jornal do Comércio, 17/02/2004.

Sensores eletroquímicos, Disponível; em: <http://www.habmigern2003.info/language/portuguese/Sensores-eletroquimicos.htm>> Acesso em: 14, set 2005

Silva, Edson Luiz da. *Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems the Brazilian case*. Energy Policy, in press

Soares, Guilherme F.W ;Vieira Leonardo S.R.; Nascimento, Marcos V. G. *Operação de um grupo gerador diesel utilizando óleo vegetal bruto como combustível*. ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. Campinas, 2000

Soares, J. B.; Szklo, A. S.; Tolmasquim, M. T. *Incentive policies for natural gas-"red cogeneration in Brazil's industrial sector * case studies: chemical plant and pulp mill*. Energy Policy, v.29, p.205-215. 2001.

Szklo, A. S., Tolmasquim, M. T. *Strategic cogeneration - fresh horizons for the development of cogeneration in Brazil*. Applied Energy, v. 69, p. 257-268, 2001

Viali, Rodrigo Guimarães. *Análise Econômica de Plantas Térmicas – Cogeração – Caso Real Mahle Cofap Anéis*, 2001. Trabalho de diploma – Universidade federal de Itajubá, Itajubá.

<http://www.gasenergia.com.br/portatge/port/gn/historia.jsp>

APÊNDICE

APÊNDICE - Artigo publicado no COBEM- 2005 utilizando o mesmo grupo gerador.

**TESTING OF A 30 kWe STATIONARY RECIPROCATING ENGINE IN
DIFFERENT OPERATIONAL LOADS – PERSPECTIVE OF THE
MICROCOGENERATION USING NATURAL GAS**

Carlos Eduardo Madeiros Castelletti

Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco -
DEMEC/UFPE

R. Hélio Falcão, 560 Apto 1402 - Boa Viagem - Recife – PE – Brasil – CEP 51021-070
eduardo@castelletti.com.br

Fábio Santana Magnani

Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco -
DEMEC/UFPE

Av. Acadêmico Hélio Ramos s/n – 50740-530 – Cidade Universitária – Recife – PE - Brasil
magnani@ufpe.br

Sérgio Peres

Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Pernambuco – Poli/UPE
Laboratório de Combustíveis e Energia - POLICOM

Rua Benfica, 455 – 50750-410 – Madalena – Recife – PE - BR
speres@upe.poli.br

José Carlos Charamba Dutra

Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Pernambuco -
DEMEC/UFPE

Av. Acadêmico Hélio Ramos s/n – 50740-530 – Cidade Universitária – Recife – PE - Brasil
charamba@ufpe.br

Abstract. *The rationing of electricity that occurred in Brazil in 2001/2002 caused an increase on the research of distributed energy generation, including cogeneration using natural gas. In order to optimize the plant operation, it is very important to evaluate the behavior of the equipments when working in a specific operational load and ambient temperature. This paper presents the analysis of the testing carried out in a 30 kWe electrical generator coupled with of a reciprocating engine fueled by natural gas, and placed in an acoustically isolated container. Temperatures of water and air were collected in the entrance of the radiator cooling system and in the air feeding system of the engine and in the exhaust pipe. Also, the following data were acquired: the ambient temperature, airflow rate, natural gas consumption, voltage, current; reactive, apparent and active power. Thermography data were obtained using an infrared camera. Tests on the engine were carried out in five operational conditions: no load; partial reactive load, partial active load, unbalanced partial reactive load; and full reactive load. The reciprocating engine presented an efficiency of 36% and 33% when working in full reactive and partial reactive loads respectively.*

Keywords: *cogeneration, reciprocating engine, distributed generation*

1. Introduction

The crisis of energy supply, occurred in Brazil in 2001/2002, resulted of the scarcity of water on the hydropower plants reservoirs due to drought. The Brazilian electrical system is strongly dependent on the hydropower, hence, with the reduction of water to generate electricity, an emergency plan had to be enforced. Since 2003, the amount of water in the reservoirs has been reestablished to their normal condition. However, the shortage of water has showed the vulnerability of the Brazilian electrical system in relying only on one source of energy.

The lack of a long-term electricity plan, to guarantee the Brazilian energy supply, indicates that there is a serious risk to the energy shortage to occur over and over again Jannuzzi (2001)

In the 80's, there was an increase of energy consumption of one and a half times the GNP (Gross National Product). In the 90's the increase was two and a half times the GNP. Every year, increased the necessity to generate more electricity to sustain the energy demand and the local economy Jannuzzi (2001)

In the past years, the electric energy demand has trespassed the traditional mark of 90% of the installed capacity. The demand has reached the 98% mark in some occasions along the year. This increases enormously the chance of a blackout to occur. These are unquestionable indicators of a serious problem to come. Jannuzzi (2001)

In the middle 90's, there was a huge modification in the Brazilian electrical sector model, the major concessionaires of electricity were privatized, and a new set of policies were created aiming the competition among the concessionaires and the attraction of investors. A regulatory agency, ANEEL, was created and rules were established to enforce investment on energy quality and efficiency, scientific research and technological development. Jannuzzi (2001)

During the 2001/2002 crisis the Brazilian Government made several incentives for the thermoelectric generation. Several thermoelectric power plants were built in the Northeast as almost all hydro electric potential has been exploited. The thermoelectric power plants run on diesel and/or natural gas. Their construction was planned in such a way that the residual heat could be used as a source of thermal energy in heat recovery units of cogeneration plants. Additionally, the government created a program called PROINFA (Project to the Incentive the use of Alternative Sources of Electricity) in which the Government guaranteed the purchase of all electricity generated through Eletrobrás (Centrais Elétricas Brasileiras).

Some researchers such as Pires, 2004, believe that a new energy crisis will occur in 2006 or 2007 as the Brazilian economy continues to grow.

The Brazilian Government through some of its agencies and enterprises has financed research on microcogeneration. Through this program, the Federal University of Pernambuco installed a microcogeneration plant consisting of a reciprocating engine of 30 kWe, a microturbine of 30 kWe, an absorption chiller of 35 kW, a compression air conditioning system of 10 kW, thermal reservoirs, thermal chambers and auxiliary equipment. The description and discussion of the plant are in Magnani et al. (2004a), Magnani et al. (2004b), Magnani (2003), Dutra (2003a) and Dutra (2003b).

The present work aims the experimental testing of the reciprocating engine generator. The thermal behavior of the plant is strongly dependent on the temperature on the site. In the Northeastern coastal area of Brazil, temperatures ranges between 28°C and 32°C, thus, the need for refrigeration is bigger than for heating. The temperature variation between day/night and summer/winter is small. These characteristics are important when choosing the engines for cogeneration.

The reciprocating engine was tested on three distinct loads: no load, partial load and total load. Tests were also performed misbalancing the electrical load and composing inductive/resistive loads. The results were analyzed in order to use the engine in micro cogeneration plants.

2. Equipment and instrumentation

Generator group. During the 2001/2002 electricity crisis, Leon Heimer, one of the major Brazilian stationary engine assembler, began the production of a 30 kW micro generation group. The chosen fuel was the natural gas (NG) because of a huge NG supply contract between Bolivia and Brazil. Due to this take-or-pay contract, the Brazilian government planned a series of actions to increase the NG consumption. The equipment was designed to work in any kind of load, varying from partial to full load in a distributed energy generation grid. It would work for small residential consumers grouped in condominiums, small shops or small commercial centers. The group generator resulted of an assembly of an American engine (PSI) and Brazilian control module, electrical generator (Negrini) and noise insulator chamber. The investment cost was below US\$/kW 450.00. This type of reciprocating engine was used in Brazil in utility vehicles and it was converted by the American manufacturer to be a stationary engine using natural gas as fuel. In the present configuration, the tested engine was not equipped with a device that permitted its electrical connection with the grid. All tests were done with the engine not connected to the grid.

The generator group was designed to work for 8000 hours per year, the remaining time is scheduled for inspection and maintenance. The engine operated at 1800 rpm to increase its lifespan and to decrease its maintenance downtime. Originally, this engine was designed to work in vehicles at the optimum rotation of 3000 rpm. As the rotation decreased so did the maximum power. It was less than 50% of the nominal power. The noiseless chamber should reduce the noise to acceptable levels (75 dB at 7 m and 85 dB at 1.5 m), but, this was not measured during the test. If this proven to be true, this engine could be used in residential condominiums and small commercial shopping centers.

The reciprocating engine was an Otto Cycle, 4.3 L, six cylinders. The cylinders are set in a 90° V configuration. The engine is a GM powertrain brand and it was produced by Power Solutions, Inc. (PSI). The engine has a 7.3 liters cooling water system. The compression ratio of the engine was 9.4:1. The valve system was hydraulically activated. Its nominal gas consumption was 11.8 m³/h at 1800 rpm, when the nominal power was 44.8 kW.

The generator group consisted of a Negrini electrical generator, model MI-200 V1.0. The electrical generator has a brushless excitation system. This kind of system yields low noise levels, simpler tension regulation system and greater durability. The tension generated by the

rotating excitatory system is rectified by a tri-phase diode bridge. The electrical generator was designed to work at full-load with a power factor ranging between 0.8 and 1.0. It has 4 poles e 12 terminals, isolation class “H”. The nominal tension is 380 V in a three-phase configuration; the nominal power is 37 kVa or 30 kW.

Data acquisition system. For testing the thermal and electrical behavior of the engine, it was used a National Instruments system connected to a software designed on the LabView platform. The National Instrument computer was of the model PXI, an industrial computer capable to stand relatively high extreme conditions. The computer used a NI 4351 voltmeter/thermocouple meter coupled to a TBX-68 wire borne board. The developed software was able to acquire data from seven thermocouples, two hygrometers (four wires configuration) and a calibrated flux meter based on a low cost automobile anemometer used commonly on the injection system (also mounted in a four wires configuration). Those data were acquired every 8 seconds and recorded in a text file. The National Instruments computer was connected to a flue gas analyzer, one hot wire anemometer in the engine air aspiration, an infrared camera, one analyzer of electrical energy, one balometer and the gas consumption recorder..

Thermocouples. The thermocouples used were type T (copper-constantan) covered with PVC so it could stand up to 105°C. Only the thermocouple installed on the flue gases exhaust was covered with fiberglass, so it could stand up to 560°C. The thermocouples were placed at 5 mm of the superior surface of the cylinder. Together with the thermocouples it was placed a glass thermometer calibrated in the range 0 °C a 400 °C. The cylinder was filled with sand. The whole assembly was put inside a furnace and the temperature measurements were done at 59 °C, 92 °C, 146 °C and 195 °C. The high thermal capacity of the sand enabled to open the furnace to take readings of the thermometer.

Table 1 and figure 1 present the place where the thermocouples where installed in the generator group. The energy balance was performed using the temperature values, the fuel flux and the air measurements obtained during the engine tests..

Table 1 – Thermocouples positioning

Therm.	Site
1	Air entrance grid in the chamber
2	Water entrance in the radiator
3	Air entrance through the radiator
4	Air entrance tube in the engine
5	Air exit from the radiator
6	Water exit from the radiator
7	Flue gas exhaust

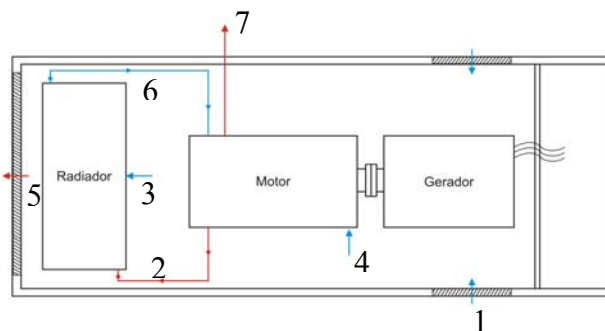


Figura 1 – Thermocouples Locations.

Flue gas analyzer. It was used an Eurotron Ecoline 6000 to analyze on-line the flue gas at the exhaust pipe. The gas analyzer consists of two probes. The first probe directed the gas to the three electrochemical cells (one for oxygen, one for CO and another for NO). The second one had the temperature and humidity sensors. Additionally, this equipment can perform NOx

calculations. It was used a T-type thermocouple which could work in the range 0 to 999,9 °C, with resolution of 0,1 °C and precision of $\pm 0,3\%$.

Natural gas consumption. For measuring the NG flow rate, it was used the integrated value of the gas meter divided by the time interval between measurements (commonly 5 minutes). There are temperature and pressure indicators in the gas station that supplies the NG for the cogeneration plant. Using values of volumetric flux, temperature and pressure data, the flow rate was transformed in mass rate (in kg/s) using the perfect gas equation.

Air flow in the engine entrance. For measuring the air flux entering the engine, it was used a specially developed by (LMPT: Laboratório de Meios Porosos e Propriedades Termofísicas dos Materiais – UFSC), a low cost meter based on a commercially available hot wire anemometer, commonly used in vehicles. The anemometer was built-up inside a conic tube adjusted to the suction of the engine. An electronic board converted the signal from the anemometer to a 4 to 9 V signal. The voltage signal is converted to kg/s using a supplied calibration curve which is dependent on the air temperature.

Airflow through the radiator. It was used a balometer Prohood with a bell hood built by AIRFLOW. This equipment has the advantage of having a large cross sectional area that provokes a low head loss and a large number of velocity sensors.

Infrared Camera. For the qualitative thermal analysis of the system, it was used an Infrared Camera brand FLIR model S45. Its resolution is 0.08 °C and its precision is ± 2 °C.

Electrical energy analyzer. On the electrical cable, it was mounted an energy analyzer brand Embrasul model RE6000. This device enables to measure and to log the following variables: voltage, current, frequency, active power, reactive power, apparent power, power factor, tension harmonics and current harmonics. The analyzer works in the range 0 V to 600 V and 0 to 300 A.

3. Methodology and Tests

For the analysis of the thermal and electrical behavior of the generator group, it was designed two sets of tests. In the first one, the generator group would generate energy to be dissipated in a balanced resistive bank of maximal 35 kW (all the phases have the same current). In this balanced way the group was tested with no load, partial load and full load. In each case the motor ran during 30 minutes.

In the second set of tests, consisted of two tests. The goal was to verify the quality of electrical energy generated, when operating under unbalanced loads (distinct currents in each phase) or, in a mix of resistive and inductive loads. In the first test, there were two phases with resistive load and the third phase with no load. In the second one, the three phases were working plugged on a balanced resistive with partial load and an electrical engine of 3 HP working without load (generating an inductive load). Most of the testing time were carried out with the generator group working with the doors of the noiseless chamber closed. Only when performing the thermal scan that the doors were open.

4. Results

The thermal power to cool the engine was calculated using the values of air flux through the radiator (measured by the balometer) and the temperature difference between the temperatures of the air intake and air exit from the noiseless chamber using equation 1. This same variable was calculated using the global energy balance of the engine. It was found differences between those values. In accordance with Ceviz and Kaymaz (2005) and Bidini, et al. (1998), our results showed that those differences were caused by the heat transfer between the walls of the chamber. Although those losses were not measured in this work, a qualitative analysis of these losses was done using the thermographical analyses. Figure 2.a shows a thermography picture of the front end of the chamber. Analyzing this thermogram, it

was possible to notice the high temperature in the wall where there was the internal metallic structure of the chamber. The other places were well insulated and the temperatures were smaller.

$$\dot{Q}_{Cooling} = \dot{m}_{bal} \cdot c_{p,air} \cdot (T_{exit_radiator} - T_{amb}) \quad \text{Eq. (1)}$$

$$\dot{Q}_{Cooling} = \dot{m}_{bal} \cdot c_{p,air} \cdot (T_{exit_radiator} - T_{int_radiator}) \quad \text{Eq. (2)}$$

where:

$\dot{Q}_{Cooling}$ = the energy carried by the air as it cools the engine and radiator

$\dot{m}_{bal}$ = the mass flux of air

$c_{p,air}$ = the specific heat of the air

$T_{exit_radiator}$ = the temperature of the air exiting the radiator

$T_{int_radiator}$ = the temperature of the air in the intake of the radiator

T_{amb} = the temperature of the air entering the chamber

The total cooling power in the engine is the sum of the heat loss through the wall and the heat carried by the air (water cooling energy and the heat transfer between the air and the block). Figure 2.b shows the high temperature of the engine inside the chamber. This is the source of the heat transfer between the block and the air. The water cooling, calculated by Eq. (2), is extremely important to the engine and the oil. The cooling water reached 70 °C when working on maximum load, and returns to the block at 40 °C. This energy corresponds roughly to 1/3 of the energy supplied by the fuel. Although this heat was not used for cogeneration, it is an important source of thermal energy.

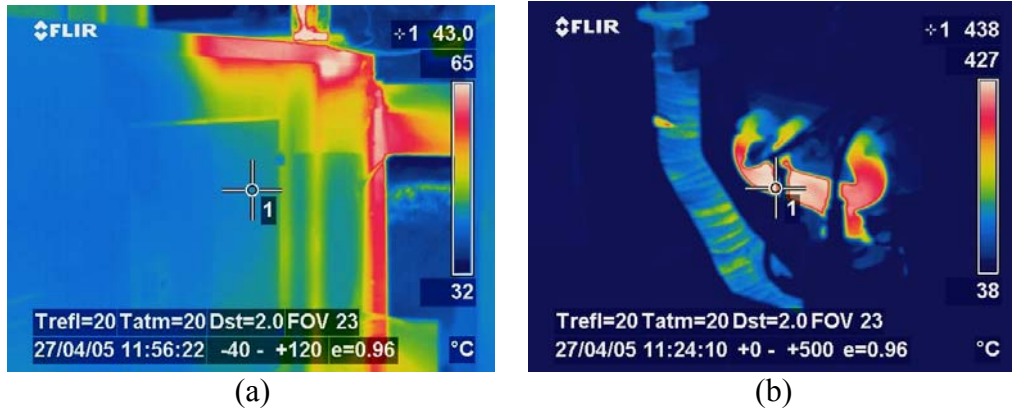


Figure 2 – Thermography of: (a) the external chamber wall and (b) the engine block and exhaust tube.

Table 2 shows the calculations done using the measurements data. It is possible to notice the energy of the water cooling is, in each case, roughly half the energy carried by the air. Another important information is the error on the energy balance shown on table 2. In the full load, the largest error was obtained. In the time of the publication of this work it was not possible to determine the source of this error.

Table 2 – Results of the testing on the engine

		No load	Partial balanced resistive load	Full balanced resistive load	Partial resistive load on two phases and no load on the third	Partial resistive inductive load on the three phases
$\dot{Q}_{cooling}$	kW	26,1417	32,5466	36,5312	29,4090	31,3348
$\dot{Q}_{water,cooling}$	kW	15,4722	19,0783	21,1482	17,5313	18,8047
$\dot{E}_{fuel}$	kW	25,9225	57,2792	91,3556	42,6100	58,7387
$\dot{E}_{exhaust}$	kW	3,2874	5,4805	7,1696	4,8422	5,6798
$\dot{E}_{air_int}$	kW	0,1070	0,1537	0,1830	0,1327	0,1506
η_{group}	%	0,00%	23,14%	29,13%	16,59%	23,46%
P_{phaseA}	kW	0,000	4,424	8,839	0,000	4,577
P_{phaseB}	kW	0,000	4,389	8,861	3,656	4,578
P_{phaseC}	kW	0,000	4,445	8,917	3,419	4,632
$P_{ele} (total)$	kW	0,000	13,255	26,610	7,069	13,782
$P_{reactive}$	kVA	0,000	0,648	1,475	0,448	2,072
Energy error	kW	-3,40	6,15	21,23	1,42	8,09

The high heat value can be calculated by chromatogram of natural gas.

The high quality, high temperature thermal energy yielded by the chimney is roughly 5-10% of the chemical energy of the fuel. This energy is very useful to residential cogeneration plants (Onovwiona and Ugursal (2004).

The group thermal efficiency was calculated using equation 3. It was possible to notice the influence of the total load on the efficiency. As the load increases so did the thermal efficiency. Moss, Roskilly and Nanda (2005) present the value of 35% as the characteristic value for stationary reciprocating engines. According to Kanoglu, Isik and Abusoglu (2005), another factor to influence negatively the efficiency was the air temperature during the essays (32 °C to 40 °C). These differences are usual in tropical coastal climates.

$$\eta_{group} = \frac{\dot{P}_{ele}}{\dot{E}_{fuel}} \quad \text{Eq. (3)}$$

where:

E_{fuel} = chemical energy of the fuel convert in thermal energy through the combustion

P_{ele} = electrical energy conducted by the cables

η_{group} = thermal efficiency of the group

Two major drawbacks were identified during the testing: the temperatures of the air entering the chamber and of the exhaust gases. The temperature of the air entering the chamber is lower than the temperature of the air entering the aspiration tube of the engine. This is highly expected as the air enters in contact with the block and the generator inside the chamber. This increasing of the temperature causes the increase of the specific volume of the air. Consequently, the mass flux of air (and the power of the engine) decreased. The increase of temperature acts also on the efficiency of the engine, although the influence is no as strong as in the case of the microturbine.

The other disadvantage does not act directly on the engine behavior but decrease the prospects of cogeneration use. The temperature of the exhaust gases is higher at the exhaust manifold of the engine than in the chimney. This can be seen in figure 2.b as a high temperature place over the engine. This non-insulated region is a major source of high thermal energy that could be used in cogeneration using the flue gases heat. Although this energy could be used with a simple insulation of the flue gas manifold, extreme care must be taken to verify if the engine can withstand the heat.

For the engine working with no load, the emission of NO were very low (72 ppm), increasing to 500 ppm to a partial load and 1200 ppm for the full load. The production of NOx is function of the temperature and the design of the engine (Kesgin, 2003). The excess oxygen was kept constant (10%) for the engine working with no load or partial load. When working n full load, the excess oxygen decreased to 8%. During the warming up of the engine, working with no load, the CO production reached 3000 ppm. As the engine reached its nominal operating temperature, the CO emission reduced to 200-300 ppm. It seemed to have no dependency on load. The CO₂ emission remained constant 5-6% during all the tests.

During the tests using balanced loads (all the phases with the same current) it was not observed significant variations on the quality of the electrical energy. Nevertheless in the unbalanced tests the voltage presented a large variation between the phases: 228 V, 216 V and 227 V.

5. Conclusion

Stationary reciprocating engines can be used in the Brazilian northeast due to its lower cost when compared with microturbines. It is proposed some changes in the project of this specific engine: to move the aspiration tube to the outside of the chamber and to insulate the flue exhaust manifold. Preliminary results show the air flux in the radiator is very high to this engine. Decreasing the power of the fan, could increase the delivered power.

The problem of the variation of the voltage in the phases when the group is submitted to an unbalanced load must be carefully taken into account.

The efficiency of the engine was found to be the characteristic for stationary Otto engines (near 35% for full load). The flue gas heat (10%) and the cooling water system energy (20% for full load) should be strongly considered for cogeneration. For the studied cogeneration plant this is not possible because the absorption chiller requires higher temperatures (90 °C) than the cooling water (70 °C).

6. Acknowledgements

The authors would like to thank CAPES for providing a scholarship, FINEP, Petrobrás, Copergás and University of Pernambuco/POLICOM for the equipments.

7. References

- Al-Sarkhi, A., Jaber, J.O., Abu-Qudais, M., Probert, S.D., 2005, "Effects of friction and temperature-dependent specific-heat of the working fluid on the performance of a Diesel-engine", *Applied Energy*, Vol. xxx , pp. xxx–xxx (in press)
- Bidini, G., Desideri, U., Saetta, S., Bocchini, P. P., 1998, "Internal combustion engine combined heat and power plants: case study of the university of perugia power plant", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 18, pp. 401-412
- Bidini, G., Grimaldi, C.N., Mariani, F., 2000, "Experimental analysis of the actual behaviour of a natural gas fueled engine Caterpillar (CAT)-3516", *Applied Thermal Engineering* Vol. 20, pp. 455-470
- Ceviz, M.A., Kaymaz, I., 2005, "Temperature and air–fuel ratio dependent specific heat ratio functions for lean burned and unburned mixture", *Energy Conversion and Management*, Vol. Xxx, pp. xxx–xxx (in press)
- Dutra, J. C. C. ; Primo, A. R. M. ; Magnani, F. S. ; Guerrero, J. R. H. ; Anselmo Filho, P. ; Melo, N. R. ; Soares, R. R. E. ., 2003a, Technical And Economic Study Of Micro-Cogeneration In Residential Scale: A Case Study. In: 17th Edition Of The International Congress Of Mechanical Engineering, 2003, São Paulo. 17th Edition Of The International Congress Of Mechanical Engineering.
- Dutra, J. C. C. ; Primo, A. R. M. ; Magnani, F. S. ; Guerrero, J. R. H. ; Anselmo Filho, P. ; Melo, N. R. ; Soares, R. R. E. ., 2003b, "Estudo Técnico E Econômico De Micro-Cogeração Em Escala Residencial: Estudo De Caso". In: Vi Congresso Ibero-Americano De Engenharia Mecânica Cibem6, Coimbra. Anais Do Vi Congresso Ibero-Americano De Engenharia Mecânica Cibem6.
- Kesgin, Ugur, 2003, "Study on prediction of the effects of design and operating parameters on NOx emissions from a leanburn natural gas engine", *Energy Conversion and Management*, Vol. 44, pp. 907–921
- Kanoglu, M., Isik, S. K., Abusoglu, A., 2005, "Performance characteristics of a Diesel engine power plant", *Energy Conversion and Management*, Vol. 46, pp. 1692–1702
- Magnani, F. S. ; Melo, N. R., 2004a, "Análise De Sistemas De Micro Cogeração Operando Com Cargas Elétricas E Térmicas Variáveis". Conem, 2004, Belém. Anais Do Conem, 2004. V. 1. P. 1-10.
- Magnani, F. S. ; Melo, N. R., 2004b, "Análise Do Modo De Operação De Sistemas De Micro-Cogeração Em Casos Em Que As Tarifas Ou Demandas Reais São Diferentes Das Usadas Durante O Dimensionamento Do Sistema." Xxv Cilamce - Iberian Latin American Congress On Computational Methods, Recife. Proceedings Of The Xxv Cilamce - Iberian Latin American Congress On Computational Methods, 2004. V. 1. P. 1-19.
- Magnani, F. S. ; Usui, T. ; Primo, A. R. M., Guerrero, J. R. H. ; Dutra, J. C. C., 2003, "Financial Optimization Of Micro Cogeneration Plants Using A Task Configuration System." 17th Edition Of The International Congress Of Mechanical Engineering, 2003, São Paulo. 17th Edition Of The International Congress Of Mechanical Engineering.
- Moss, R.W., Roskilly, A.P., Nanda, S.K., 2005, "Reciprocating Joule-cycle engine for domestic CHP systems", *Applied Energy*, Vol. 80, pp. 169–185
- Onovwiona, H.I., Ugursal, V.I., 2004, "Residential cogeneration systems: review of the current technology", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. Xx, pp. 1–43

Pires, Adriano - diretor do Centro Brasileiro de Infra-Estrutura (CBIE) “Alertas sobre crise tentam influenciar votação de MP hoje. Investidores pressionam por mudanças no modelo elétrico”, Jornal do Comércio, 17/02/04.

Jannuzzi, Gilberto De Martino – “Planejando a Crise de Energia Elétrica” Revista Economia e Energia núm. 20 de maio de 2001

ANEXOS

ANEXO A – Certificado de calibração do termômetro 8C



CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO n° 46548-1

Comparativo de Escalas

folha 1/1

Descrição do Instrumento: Termômetro ASTM 8C

Instrumento n° 98618/03

Fabricante: Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.

Requerente: Casa do Laboratório Ltda.

Endereço: Av. Caxanga Agape n° 4515 – Recife/PE

Imersão: Total

Temp. Referência:

DESCRIÇÃO DOS PADRÕES

Certificado n°	Escala	Divisão	Incerteza(s)	Calibrado em	Órgão Calibrador
39496-1	-5+34,5°C	0,1°C	0,06°C	17/06/2003	Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.
38592-1	67,5+102,5°C	0,1°C	0,07°C	27/03/2003	Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.
36801-1	145+202°C	0,1°C	0,15°C	19/02/2003	Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.
24878-1	298+360°C	0,1°C	0,12°C	15/01/2002	Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.
19072-1	350+401°C	0,1°C	0,13°C	23/07/2001	Incoterm Indústria de Termômetros Ltda.

Validade da Certificação do(s) Padrão(ões): 05 anos

CONDIÇÕES AMBIENTAIS

Temperatura: 23± 3° C

Instrumento: Termohigrômetro

Umidade: 58%

Calibrado em : 20/02/2004 por Incoterm

RESULTADOS

Escala: -2+400°C

Leitura Padrão

Leitura do Instrumento

Divisão: 1°C

Desvio

Incerteza

0,00°C

-0,50°C

-0,50°C

±0,58°C

100,00°C

100,20°C

0,20°C

±0,58°C

200,00°C

200,00°C

0,00°C

±0,61°C

300,00°C

301,00°C

1,00°C

±0,59°C

370,00°C

370,00°C

0,00°C

±0,59°C

Valores determinados através da realização de 03 réplicas.

A incerteza especificada tem como base uma incerteza padrão, para um nível de confiança de aproximadamente 95% e K = 2.

Procedimento de Calibração: ITO-071 Revisão 000 de 25/06/03

Este documento é válido somente para o instrumento acima descrito.

Este documento não pode ser reproduzido parcialmente sem a prévia autorização do emitente.

Local e Data da emissão do certificado: Porto Alegre, 25/03/2004

Fátima Ribeiro da Silva
Fátima Ribeiro da Silva
Metrologista

Pery Rocha Filho
Pery Rocha Filho
Responsável Técnico

Av. Eduardo Prado, 1670 – (51)3245-7100 – (51)3248-1470 – Ipanema - Porto Alegre-RS – Brasil

Cep: 91751-000 – CNPJ 87.156.352/0001-19 – I.E. 096/0436596

http://www.incoterm.com.br – E-mail: incoterm@incoterm.com.br

ANEXO B – Relatório de inspeção termográfica

RELATÓRIO de INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

Cliente: UFPE		Código:
Setor: DEMEC - COGENCASA	Período:	
Local: Cidade Universitária – Recife - PE		
Contato: Fábio Magnani		
Termovisor: ThermaCAM S-45 Flir Systems		
Nº Item do Roteiro:	Data: 07.07.05	
Local:		
Equipamento Inspeccionado: Motor		
Descrição: Série de Aquecimento do Bloco Leste Detalhado + Escape		

Imagem Ótica:



Termogramas:

Horário: 15h33min38seg (Gerador Desligado)



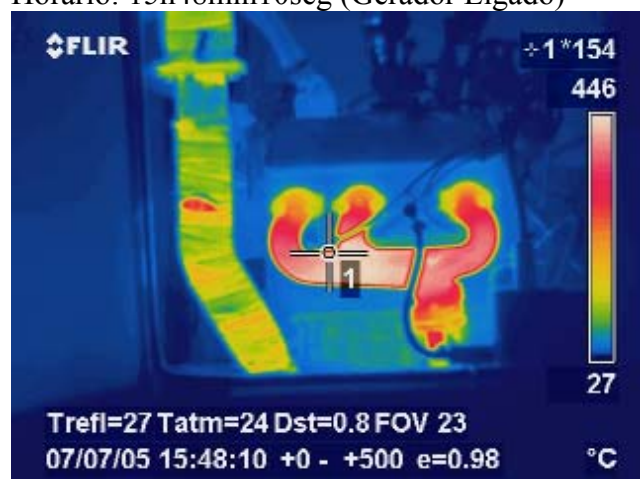
RELATÓRIO de INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

Termogramas:

Horário: 15h44min13seg (Gerador Ligado)



Horário: 15h48min10seg (Gerador Ligado)



Horário: 15h52min23seg (Gerador Ligado)



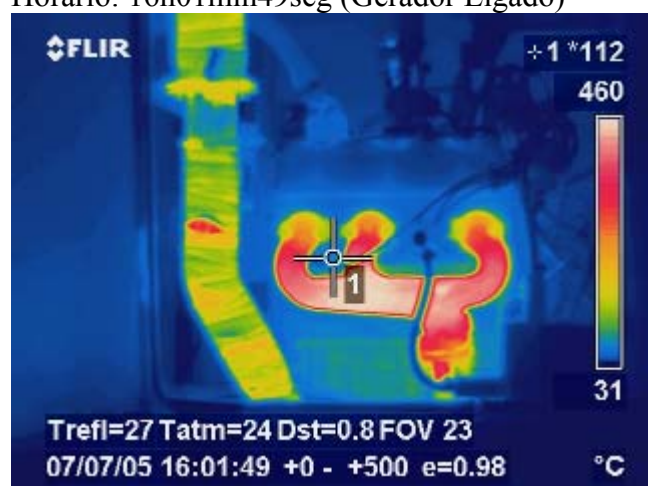
RELATÓRIO de INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

Termogramas:

Horário: 15h56min58seg (Gerador Ligado)



Horário: 16h01min49seg (Gerador Ligado)



Horário: 16h11min54seg (Gerador Ligado)



RELATÓRIO de INSPEÇÃO TERMOGRÁFICA

Termogramas:

Horário: 16h21min55seg (Gerador Ligado)



Observações: