

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Teste Experimental e Análise Técnico-
Econômica do Uso de Biocombustíveis em
Uma Microturbina a Gás de Tipo Regenerativo**

Autor: **Guido Alberto Sierra Ramírez**

Orientador: **Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.**

Co - Orientador: **Prof. Dr. Electo Silva Lora.**

Itajubá, 2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Teste Experimental e Análise Técnico-
Econômica do Uso de Biocombustíveis em
Uma Microturbina a Gás de Tipo Regenerativo**

Autor: Guido Alberto Sierra Ramírez

Orientador: Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.

Co- Orientador: Prof. Dr. Electo Silva Lora.

Curso: Mestrado em Engenharia Mecânica

Área de Concentração: Conversão de Energia

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Itajubá, 2008

M.G. – Brasil

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
INSTITUTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

**Teste Experimental e Análise Técnico-
Econômica do Uso de Biocombustíveis em
Uma Microturbina a Gás de Tipo Regenerativo**

Autor: **Guido Alberto Sierra Ramírez**

Orientador: **Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento.**

Co- Orientador: **Prof. Dr. Electo Silva Lora.**

Composição da Banca Examinadora:

Prof. Dr. Edson Bazzo - UFSC

Prof. Dr. Marco Antônio Rosa do Nascimento (OR) - IEM/UNIFEI

Prof. Dr. Electo Silva Lora (CO-OR) - IEM/UNIFEI

Prof. Dr. Osvaldo José Venturini - IEM/UNIFEI

Dedicatória

A minha esposa Sandra e meu filho Simón, os dois são tudo o que eu tenho, só posso ser feliz com vocês.

A minha mãe Betty e meu pai Guido, dia a dia valoro mais tudo o que vocês me têm dado ao longo da minha vida.

Agradecimentos

Ao meu Orientador, Prof. Dr. Marco António Rosa do Nascimento pelo apoio no desenvolvimento do trabalho e pela sua amizade.

Ao meu co-Orientador Prof. Dr. Electo Silva pelos seus sempre importantes aportes e por toda sua ajuda ao longo deste processo.

Ao Pessoal do NEST, especialmente ao Edgar, o Jose Carlos, o Aldemar e o Manuel pela sua amizade, o incentivo e o apoio nos momentos difíceis.

A minha esposa Sandra pelo seu amor e apoio incondicional, por estar comigo e construir a nossa maravilhosa família.

Aos meus pais Guido e Betty pelo exemplo, o amor e a confiança que sempre me brindaram.

A CAPES através do programa de bolsas, pelo apoio financeiro.

Quando se tem uma meta, o que era um obstáculo passa a ser uma das etapas do plano

Resumo

SIERRA, G. A. (2008), Teste experimental e análise técnica-econômica do uso de biocombustíveis em uma microturbina a gás de ciclo regenerativo, Itajubá, 127p. Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Apresenta-se um resultado experimental e um estudo sobre o desempenho térmico e as emissões do uso de Biodiesel de Soja, Dendê e Etanol numa microturbina a gás de tipo regenerativo. Descreve-se o procedimento experimental, o tratamento matemático dos dados e análise da incerteza das medições. Finalmente, se apresenta uma análise econômico que envolve resultados obtidos para o caso do uso das microturbinas em três regiões diferentes do Brasil, passando pela análise determinística, a análise de sensibilidade e o análise do risco através de uma simulação de Montecarlo .

Palavras-chave

Biocombustíveis, Microturbinas, Análise Econômica.

Abstract

SIERRA, G. A. (2008). Experimental test, technical and economical Analysis of the use of bio-fuels in a regenerative gas microturbine, Itajubá, 127p. MSc. Dissertation - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Experimental results an a technical study presented over the thermal performance and the emissions of a regenerative gas microturbine engine using Ethanol, Palm oil and Soy Biodiesel are presented. It is described the experimental procedure, the mathematical treatment of the obtained data and the applied uncertainty analysis. Finally, it is presented an economical analysis involving the experimental results for each fuel in three different regions of Brazil, going through the deterministic and sensibility analysis into the Risk analysis using a Montecarlo simulation.

Keywords

Biofuels, Microturbines, Economical analysis.

Sumário

DEDICATÓRIA	IV
AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	VIII
SUMÁRIO	IX
LISTA DE FIGURAS	XII
LISTA DE TABELAS	XVI
SIMBOLOGIA	XVII
LETRAS LATINAS	XVII
LETRAS GREGAS	XIX
ABREVIATURAS	XIX
SIGLAS	XX
CAPÍTULO 1	21
INTRODUÇÃO	21
1.1. RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA	21
1.2. OBJETIVOS	22
1.2.1. Objetivo Geral	22
1.2.2. Objetivos específicos	22
1.3. MOTIVAÇÃO	23
1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	24

CAPÍTULO 2	26
BIOCOMBUSTÍVEIS	26
2.1. INTRODUÇÃO	26
2.2. O BIODIESEL	27
2.2.1. Obtenção do biodiesel	27
2.2.2. Panorama do Biodiesel no Brasil	30
2.3. O ETANOL	35
CAPÍTULO 3	37
MICROTURBINAS A GÁS	37
3.1. INTRODUÇÃO	37
3.2. CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DAS MICROTURBINAS	39
3.3. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMENTO	40
3.4. REGIMES DE OPERAÇÃO DAS MICROTURBINAS	45
3.4.1. Operação em paralelo com a rede	45
3.4.2. Operação isolada	46
3.4.3. Operação em modo duplo	46
3.4.4. Operação com múltiplas unidades e com vários combustíveis	46
3.4.5. Cogeração	46
3.5. O uso de Biodiesel em turbinas a gás	47
CAPÍTULO 4	51
METODOLOGIA	51
4.1. DESCRIÇÃO DA BANCADA DE ENSAIO	51
4.2. DESCRIÇÃO DO PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	57
4.3. ESTANDARIZAÇÃO DOS RESULTADOS	60
4.3.1. Consumo específico de calor (Heat Rate)	63
4.3.2. Análise da incerteza	65
CAPÍTULO 5	67
RESULTADOS EXPERIMENTAIS	67
5.1. INTRODUÇÃO	67

5.2. CARACTERIZAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS UTILIZADOS -----	67
5.3. DESEMPENHO TÉRMICO -----	71
5.3.1. Desempenho térmico da microturbina operando com biodiesel de soja, dendê e suas misturas com diesel -----	71
5.3.2. Desempenho térmico da microturbina operando com Etanol -----	78
5.4. EMISSÃO DE POLUENTES -----	81
5.4.1. Emissão de poluentes da microturbina operando com biodiesel de soja, dendê e suas misturas com Diesel -----	82
5.4.2. Emissão de poluentes da microturbina operando com Etanol em comparação com diesel -----	86
CAPÍTULO 6 _____	88
ANÁLISE ECONÔMICA _____	88
6.1. INTRODUÇÃO -----	88
6.2. ESTUDO DE CASO -----	88
6.2.1 Análise de Sensibilidade -----	93
6.2.2. Analise de Riscos -----	95
CAPÍTULO 7 _____	101
CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES _____	101
BIBLIOGRAFIA _____	103
APÊNDICE A - O SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO _____	109
A classificação dos consumidores -----	110
Demanda contratada -----	112
Consumo -----	113
Fator de carga -----	114
APÊNDICE B – CURVAS ANALISE DE SENSIBILIDADE _____	117
Sensibilidade ao preço do combustível -----	117
Sensibilidade ao preço da eletricidade -----	120
Sensibilidade ao preço da Microturbina -----	123
APÊNDICE C – SUPOSIÇÕES PARA A ANALISE DE MONTECARLO _____	126

Lista de Figuras

Figura 2.1. Esquema da reação de transesterificação -----	28
Figura 2.2. Processo simplificado de produção de biodiesel. (Nappo, 2000) -----	29
Figura 2.3. Emissões de diferentes poluentes, num motor de combustão interna trabalhando com diferentes misturas Biodiesel/Diesel (EPA,2004) -----	31
Figura 3.1. Ciclo Brayton -----	41
Figura 3.2. Diagrama Temperatura – Entropia para o ciclo padrão com ar. -----	42
Figura 3.3. Ciclo regenerativo -----	43
Figura 4.1. Diagrama da bancada de ensaio utilizada. -----	51
Figura 4.2. Esquema da microturbina a gás indicando a posição dos instrumentos. -----	52
Figura 4.3. Tela principal do sistema de aquisição de dados -----	53
Figura 4.4. Tela para o comportamento das variáveis no tempo. -----	54
Figura 4.5. Analisador de gases ECOLINE 6000 -----	55
Figura 4.6. Calorímetro C-2000. -----	55
Figura 4.7. Viscosímetro existente no laboratório da UNIFEI -----	57
Figura 5.1. Densidade das misturas Biodiesel/Diesel a 25 °C -----	68
Figura 5.2. Viscosidade cinemática das misturas Biodiesel/Diesel a 40 °C. -----	69
Figura 5.3. Poder calorífico superior (PCS) das misturas Biodiesel/Diesel. -----	70
Figura 5.4. Rotação do eixo durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com Diesel em diferentes cargas. -----	72
Figura 5.5. Consumo específico de combustível durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com diesel em diferentes cargas. -----	74
Figura 5.6. Heat Rate durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com diesel em diferentes cargas. -----	76
Figura 5.7. Eficiência térmica durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com Diesel em diferentes cargas. -----	77
Figura 5.8. Rotação do eixo durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel. -----	78

Figura 5.9. Consumo específico de combustível durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.	79
Figura 5.10. Heat Rate durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.	80
Figura 5.11. Eficiência térmica durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.	80
Figura 5.12. Concentração de monóxido de carbono nos gases de exaustão quando trabalhando com biodiesel de soja (a), dendê (b) e suas misturas com Diesel.	83
Figura 5.13. Concentração dos óxidos de nitrogênio nos gases de exaustão, quando trabalhando com biodiesel de soja (a), dendê(b) e suas misturas com diesel.	85
Figura 5.14. Concentração de monóxido de carbono nos gases de exaustão quando trabalhando com Etanol.	86
Figura 5.15. Concentração dos óxidos de nitrogênio nos gases de exaustão quando trabalhando com Etanol.	87
Figura 6.1. Curva de carga para uma indústria de pequeno porte. (ANEEL, 2005).....	90
Figura 6.2. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com biodiesel de dendê.....	96
Figura 6.3. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com biodiesel de dendê.....	97
Figura 6.4. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com biodiesel de soja.....	98
Figura 6.5. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com biodiesel de soja.....	98
Figura 6.6. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com etanol---	99
Figura 6.7. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com etanol	100
Figura A1. Descrição da tarifa Horó-sazonal azul (Perfectum,2006).	113
Figura A2.Descrição da tarifa Horó-sazonal verde (Perfectum,2006).	114
Figura B1. Sensibilidade da TIR com relação ao preço do combustível para o biodiesel de dendê.....	117

Figura B2. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o biodiesel de dendê-----	117
Figura B3. Sensibilidade da TIR com relação a o preço do combustível para o biodiesel de soja-----	118
Figura B4. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o biodiesel de soja-----	118
Figura B5. Sensibilidade da TIR com relação a o preço do combustível para o Etanol-	119
Figura B6. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o Etanol	119
Figura B7. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de dendê-----	120
Figura B8. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de dendê-----	120
Figura B9. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de soja-----	121
Figura B10. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de soja-----	121
Figura B11. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o Etanol	122
Figura B12. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o Etanol	122
Figura B13. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de dendê-----	123
Figura B14. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de dendê-----	123
Figura B15. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de soja-----	124
Figura B16. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de soja-----	124
Figura B17. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o etanol	125
Figura B18. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o etanol	125
Figura C1. Distribuição do preço do biodiesel para a análise de risco – Distribuição Mínimo Extremo. -----	126

Figura C2. Distribuição do preço do preço da eletricidade para a análise de risco – Distribuição Máximo Extremo. -----	126
Figura C3. Distribuição do tempo de operação para a análise de risco – Distribuição Normal.-----	127

Lista de Tabelas

Tabela 2.1. Comparação das propriedades físico-químicas do diesel e o biodiesel-----	30
Tabela 2.2. Produção de biodiesel – B100 em 2005. -----	34
Tabela 4.1. Parâmetros ou variáveis medidas -----	52
Tabela 4.2. Etapas, cargas e tempos para a avaliação dos combustíveis.-----	60
Tabela 4.3. Porcentagem de Incerteza das variáveis calculadas. -----	66
Tabela 5.1. Características físico-químicas dos combustíveis utilizados -----	70
Tabela 6.1. Características do sistema selecionado (ANEEL, 2005) -----	90
Tabela 6.2. Condições gerais adotadas na análise econômica -----	91
Tabela 6.3. Preço da eletricidade no horário de ponta em 3 diferentes estados do Brasil. -----	92
Tabela 6.4. Resumo dos investimentos para o sistema (MTI Trading Inc., 2006) -----	92
Tabela 6.5. Resultados da análise econômica -----	93
Tabela 6.6. Preço da microturbina para tornar o projeto viável economicamente-----	94
Tabela A1. Categorias dos consumidores de eletricidade no Brasil (Perfectum, 2006)--	111

Simbologia

Letras Latinas

CO	Monóxido de carbono	[ppm]
CO ₂	Dióxido de Carbono	[%]
C _p	Calor específico a pressão constante	[kJ/kgK]
D	Diâmetro	[m]
H	Conteúdo de hidrogênio no combustível	[%]
HR	Heat Rate	[MJ/kW]
$\dot{m}_{f_{corr}}$	Vazão mássica de combustível corrigida	[kg/s]
\dot{m}	Vazão mássica de combustível	[kg/s]
\dot{m}_{ar}	Vazão mássica de ar	[kg/s]
$\dot{m}_{ar_{corr}}$	Vazão mássica de ar corrigida	[kg/s]
N	Rotação do eixo medida	[rpm]
N _{cor}	Rotação corrigida	[rpm]

NO	Oxido Nitríco	[ppm]
NO _x	Oxidos de Nitrogênio	[ppm]
O ₂	Oxigênio	[%]
P	Pressao medida	[Pa]
P_{corr}	Pressão corrigida	[Pa]
P_{std}	Pressão padrão (Iso)	[Pa]
PCI _f	Poder calorífico inferior do combustível utilizado	[kJ/kg]
PCI	Poder calorífico Inferior	[kJ/kg]
PCS	Poder calorífico superior	[kJ/kg]
ppm		Partes por milhão
R	Constante universal dos gases	[kJ/kmolK]
SFC	Consumo específico de combustível	[kg/kW]
SO ₂	Dioxido de enxofre	[ppm]
SO _x	Oxido de enxofre	[ppm]
T	Temperatura	[K]
T_{corr}	Temperatura corrigida	[K]
T_{std}	Temperatura estandar	[K]
V	Volume	[L]
K	Relação de calores específicos	[kJ/kgK]
\dot{W}_{el}	Potência elétrica	[kW]
W _{cor}	Potência corrigida	[kW]
TIR	Taxa Interna de Retorno	[%]
TMA	Taxa Mínima de atratividade	[%]
VPL	Valor Presente Líquido	[\$R]

Letras Gregas

Θ	Fator de correcao	[K]
δ	Fator de correcao	[Pa]
η	Eficiencia	[%]
η_c	Eficiencia isentropica do compressor	[%]
η_t	Eficiencia isentropica da turbina	[%]
ρ_f	Densidade do combustivel utilizado	[kg/m ³]

Abreviaturas

BXX	Indicativo da porcentagem de diesel nas misturas
B100	100% de Biodiesel
JF	Jet Fuel
DF100	100% Diesel
R1,R2,R3	Radicais de ácidos graxos
KOH	Hidróxido de potássio
NaOH	Hidróxido de sódio

Siglas

AES	Advanced Energy Systems
ANEEL	Agencia nacional de energia elétrica
ANP	Agencia nacional de Petróleo
CERBIO	Centro de Referência em biocombustíveis
CLP	Controlador Lógico Programável
EPA	Enviromental protection Agency
MCT	Ministério de Ciência e tecnologia
MCU	Main Control Unit
NEST	Nucleo de Excelência em Geração Termelétrica e distribuída.
PURPA	Power Utility Regulatory Policy Act
RCU	Remote Control Unit
TECPAR	Instituto de tecnologia do Paraná
UFBA	Universidade Federal da Bahia
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1. RELEVÂNCIA E JUSTIFICATIVA

Atualmente, a idéia do uso dos óleos vegetais e seus derivados como combustível tem sido muito mais interessante, por causa das variações no mercado global do petróleo e a preocupação com o efeito ambiental da combustão de seus combustíveis derivados (Demirbas & Balat, 2006).

Os óleos vegetais e seus derivados têm a vantagem de serem renováveis e mais adequados para o ambiente, pois eles não têm enxofre na sua composição. Assim, têm sido feitas diferentes pesquisas para avaliar a possibilidade do uso destes óleos para substituir o diesel em motores de combustão interna. Os óleos vegetais apresentaram reduções nas emissões de CO, NOx e hidrocarbonetos sem afetar a performance de motor quanto à potência gerada, embora tenham um maior consumo específico do combustível por causa do seu menor PCI (Kalam & Masjuki, 2004) .

O presente trabalho pretende realizar avaliações experimentais do uso dos biocombustíveis em microturbinas a gás, utilizando o biodiesel de soja, dendê e o etanol como combustíveis, realizando a comparação de seus resultados para com os obtidos quando trabalhando com Diesel. O trabalho pretende também estabelecer se é conveniente economicamente o uso de biocombustíveis para a geração de eletricidade em esquemas de geração distribuída em locais isolados, quanto ao desempenho da máquina, as emissões de poluentes e ao consumo de combustível.

O biodiesel de dendê apresenta vantagens ambientais quando é queimado em comparação com o óleo diesel e pode ser utilizado 100% como combustível em

motores alternativos de combustão interna, dadas suas propriedades físico-químicas (Kalam & Masjuki, 2004). Além disso, este óleo se encontra como um dos mais produzidos no mundo, principalmente em países asiáticos de clima tropical, mas também na América do sul, onde se destacam a Colômbia, o Equador e o Brasil como os principais produtores (Fedepalma, 2005). No caso do óleo de soja, a produção no Brasil e no mundo é ainda maior, assim como o Etanol, que apesar de ter sido amplamente utilizado nos sistemas de transporte, não tem sido avaliado como combustível para este tipo de equipamento.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo Geral

Realizar testes experimentais e avaliar técnica e economicamente o uso de três (3) diferentes biocombustíveis e suas misturas com óleo diesel numa microturbina a gás de 30 kW com ciclo regenerativo.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar testes de poder calorífico superior, viscosidade e massa específica para o Biodiesel de Soja, Dendê, Etanol e suas misturas com Diesel, conforme as normas ISO 1928-1976 e ASTM D 1989-91.

- Avaliar experimentalmente as emissões geradas e o desempenho térmico de uma microturbina a gás de 30 kW operando com os biodiesel de soja e dendê e suas misturas com diesel BD10, BD20, BD30, BD50.

- Avaliar experimentalmente as emissões geradas e o desempenho térmico de uma microturbina de 30 kW operando com etanol (ET).
- Determinar e comparar os resultados do desempenho térmico e das emissões da microturbina com relação a sua operação com diesel.
- Determinar e comparar o custo específico de geração de energia elétrica da microturbina, para cada um dos combustíveis utilizados e suas misturas com Diesel.

1.3. MOTIVAÇÃO

O uso de combustíveis renováveis num esquema de geração distribuída aparece como uma possibilidade para as regiões isoladas, longe dos grandes centros urbanos para obter sua própria energia elétrica, utilizando os recursos presentes em seus locais de instalação. Neste sentido, particularmente para o Brasil, o biodiesel obtido a partir dos óleos de soja e dendê, e o etanol carburante, constituem uma grande oportunidade para a redução no consumo de combustíveis fósseis e o incremento do investimento nas indústrias de processamento de sementes.

Escolheu-se a realização de testes do uso destes biocombustíveis numa microturbina a gás de tipo regenerativo, pois ela representa uma das alternativas versáteis para a geração distribuída, ao fornecer energia elétrica e térmica como uma fonte isolada. No entanto, existem poucas referências na bibliografia sobre o seu desempenho, quando trabalhando com combustíveis diferentes para os que foi projetada, neste caso Diesel e/ou gás natural.

1.4. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho estrutura-se em sete capítulos e cinco apêndices;

No **capítulo 1** apresentam-se os objetivos propostos e a justificativa para o desenvolvimento do trabalho.

No **capítulo 2** é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os biocombustíveis avaliados no trabalho, que são o biodiesel e o etanol, junto com o panorama de desenvolvimento de cada um deles no Brasil.

No **capítulo 3** é feito um histórico do desenvolvimento das microturbinas a gás, suas características e condições de operação, junto com os estudos que têm sido realizados utilizando outros tipos de biodiesel nestes equipamentos.

No **capítulo 4** é descrita a metodologia utilizada nos testes experimentais desde a descrição detalhada da bancada de ensaio e os equipamentos, passando pela caracterização dos combustíveis, a preparação das misturas, a coleta de informação e o tratamento matemático dos dados para o controle da incerteza.

No **capítulo 5** apresentam-se os resultados experimentais obtidos em quanto a caracterização dos combustíveis e o desempenho térmico e as emissões da microturbina, quando trabalhando com cada um deles.

No **capítulo 6** faz-se uma discussão dos resultados obtidos para a análise econômica da utilização das microturbinas com os combustíveis testados, num estudo de caso selecionado. Mostra-se o resultado determinístico, a análise de sensibilidade e a análise de riscos utilizando uma simulação de Montecarlo.

No **capítulo 7** apresentam-se as conclusões do trabalho e as recomendações para trabalhos futuros.

No **Apêndice A** mostra-se uma descrição sobre o sistema tarifário de eletricidade no Brasil, utilizado como critério para a seleção do caso de estudo na análise econômica. No **Apêndice B** apresentam-se os resultados da análise de sensibilidade para o Valor Presente Líquido (VPL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR) calculadas, com relação aos preços da eletricidade e dos combustíveis testados. No **Apêndice C** mostram-se as distribuições estatísticas utilizadas nas principais variáveis para a análise da simulação de Montecarlo aplicada.

Capítulo 2

BIOCOMBUSTÍVEIS

2.1. INTRODUÇÃO

Atualmente, o mundo encontra-se enfrentando crises pelas projeções de redução das reservas de petróleo e a degradação do meio ambiente. Dentro das principais soluções encontradas, além da redução no consumo, o controle das emissões e a otimização das tecnologias de transformação de energia existentes, tem se gerado também um processo de procura por combustíveis alternativos (Biocombustíveis), que permita relacionar o desenvolvimento sustentável à conservação da energia, à eficiência e à preservação do meio ambiente. Neste sentido, os combustíveis de origem renovável têm sido identificados como uma possibilidade para contribuir na solução do problema, pois eles podem reduzir parcialmente, a cada vez maior demanda de combustíveis fósseis.

Várias fontes para a produção de biocombustíveis têm sido exploradas, incluindo a biomassa, o biogás, alcoóis primários, óleos vegetais, biodiesel, etc. Embora cada uma destas fontes seja ambientalmente favorável, é preciso realizar análises particulares para os diferentes casos de aplicação para estabelecer as principais vantagens, desvantagens e a possibilidade de aplicação em operações específicas.

O presente cenário energético, onde tem se estabelecido que as reservas mundiais são de aproximadamente 213 anos para o carvão, 41 anos para o petróleo e 63 anos para o gás natural (Agarwal, 2006), junto com as contínuas variações nos preços internacionais do petróleo, tem gerado um maior interesse na produção em

grande escala de biocombustíveis em vários países em desenvolvimento, tanto para a redução no consumo interno de combustíveis fósseis quanto para sua comercialização internacional. Deste modo, o Brasil, após ser reconhecido como o maior produtor mundial de etanol carburante, desde a década de 1970, tem a oportunidade de se destacar também, na produção de biocombustíveis, obtidos a partir de diferentes óleos vegetais, como a soja, da qual é o segundo produtor mundial após os Estados Unidos, com cerca de 50 milhões de toneladas produzidas durante a safra de 2003 (Ambrose, 2003) e o dendê, com uma área de produção de 50 mil hectares no norte do país (Embrapa, 2002).

2.2. O BIODIESEL

O biodiesel é uma mistura de ésteres produzidos na reação de transesterificação de óleos vegetais ou gorduras animais utilizando um álcool (metanol ou etanol). Na presença de um catalisador, ácido ou básico, os mono, bi e tri-glicéridos são convertidos em ácidos graxos e finalmente em ésteres, com o glicerol como subproduto. Segundo a lei no 11907, de 13 de janeiro de 2005, o biodiesel é um " biocombustível derivado de biomassa renovável para uso em motores de combustão interna com ignição por compressão ou, conforme regulamento para geração de outro tipo de energia, que possa substituir parcial ou totalmente combustível de origem fóssil ". O biodiesel é biodegradável, não tóxico, gera baixos perfis de emissão, sendo ambientalmente benéfico (Ma, 1999).

2.2.1. Obtenção do biodiesel

A trans - esterificação (também chamada alcoólise) é a reação de uma gordura ou um óleo com um álcool para produzir ésteres e glicerol. A reação é mostrada na Figura 2.1. Um catalisador é usualmente utilizado para aumentar a taxa de conversão e

o rendimento. Como a reação é reversível, é utilizado um grande excesso de álcool para garantir a maior produção dos produtos do lado direito da equação. Dentre os álcoois que podem ser utilizados neste processo estão o metanol, o etanol, o propanol, o butanol e o álcool amílico.

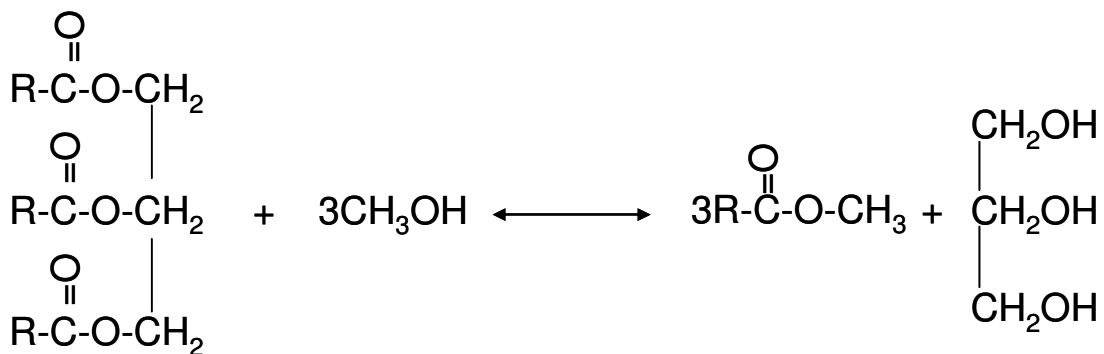


Figura 2.1. Esquema da reação de transesterificação

O metanol e o etanol são os mais utilizados, especialmente o metanol por causa de seu baixo custo e suas vantagens físico-químicas (polar e com a menor cadeia de carbono). Ele pode reagir rapidamente com os triglicérides e o NaOH também e solúvel nele. Para completar a trans-esterificação, é necessário um raio molar 3:1 de álcool / triglicérides. Na prática, o raio precisa ser maior para obter um máximo rendimento de ésteres. A reação pode ser catalisada por ácidos, bases ou enzimas. Dentro das bases se incluem NaOH, KOH, carbonatos e outros alkóxidos de sódio e de potássio. Para os ácidos, podem ser utilizados ácido sulfúrico, sulfônico e hidrolórico e, no caso das enzimas, as lipasa são as preferidas. Comercialmente é mais utilizada a reação com catalisadores básicos por ser mais rápida.

Depois da reação, os produtos são uma mistura de ésteres, glicerol, álcool, catalisador e alguns tri-, di- e mono-glicérides. A obtenção dos ésteres puros não é fácil por causa da separação desta mistura (Ma,1999). Em geral, no processo de purificação se usa a decantação no caso dos ésteres metílicos ou a centrifugação, além de algum tipo de neutralização e destilação. A glicerina para poder ser utilizada precisa de um processo adicional de purificação usando, por exemplo, destilação, como se mostra na

Figura 2.2. Para cada 100 kg de óleo vegetal se obtém aproximadamente 100 kg do éster e se usa aproximadamente 10 a 15 kg de álcool, obtendo-se ao redor de 10 kg de glicerina.

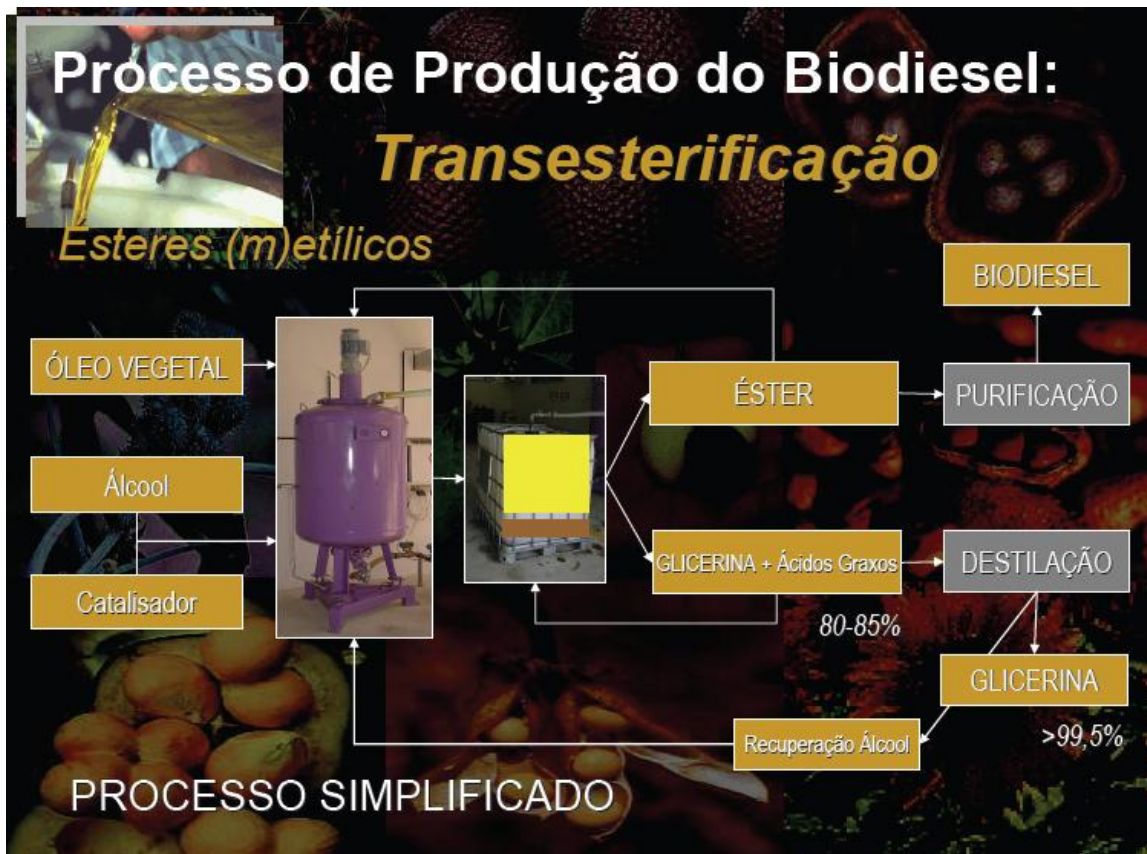


Figura 2.2. Processo simplificado de produção de biodiesel. (Nappo, 2000)

Em termos gerais, o combustível obtido pela reação possui características físico químicas similares as do óleo diesel (Demirbras, 2002), como são mostradas na Tabela 2.1. Neste caso, é possível observar um menor valor para o poder calorífico superior do biodiesel, junto com um maior ponto de nevoa que pode limitar seu uso em países com invernos fortes ou necessitar do uso de aditivos para o combustível, com o incremento em custos associado.

Tabela 2.1. Comparação das propriedades físico-químicas do diesel e do biodiesel

Propriedade	Biodiesel	Diesel
Massa específica	0,84-0,89	0,84 – 0,86
Índice de cetano	46-70	47-55
Ponto de nevoa (K)	262-289	256-265
Flash point	408-423	325-350
Conteúdo de enxofre (% peso)	0,000 -0,0024	0,004 – 0,01
Cinzas (%peso)	0,002 – 0,01	0,006 – 0,01
Índice de lodo	60-135	-
Viscosidade cinemática, 313K (CSt)	3,7 – 5,8	1,9 – 3,8
Poder calorífico superior (MJ /kg)	39,3 – 39,8	45,3 – 46,7

Fonte: Demirbras, 2002

2.2.2. Panorama do Biodiesel no Brasil

Existem vários estudos que mostram que o biodiesel pode ser utilizado em um motor alternativo convencional de combustão interna (diesel) por um tempo determinado. Pesquisadores de diferentes partes do mundo têm realizado testes com biodiesel em pickups, ônibus, caminhões, e tratores com várias misturas biodiesel/diesel variando desde 2/98% (B2), 20/80% (B20) até 100%(B100) (Agarwal,2006). Sendo a principal limitante para este caso o ponto de nevoa, pois para o biodiesel de soja, este ocorre a 272 K, logo, precisa-se de utilizar aditivos para os climas frios.

O uso de biodiesel no setor de transporte, em motores convencionais de combustão interna, reduz substancialmente as emissões de hidrocarbonetos não queimados, monóxido de carbono, sulfatos, compostos aromáticos e material

particulado. Estas reduções aumentam conforme aumenta a quantidade de Biodiesel misturado com Diesel, porém, as maiores reduções são observadas quando B100 é utilizado. Neste caso, é possível dizer que as emissões de CO₂ diminuem em mais do que um 75% em comparação com o óleo diesel, e, quando usado o B20, recomendado para transporte veicular, as emissões de CO₂ diminuem em 15% (Balat, 2005). Além disso, dada sua pouca ou nula concentração de poluentes, como o enxofre, também é reduzida a emissão de poluentes como o SO₂ em comparação com o óleo diesel convencional.

A Figura 2.3 mostra uma comparação realizada para as emissões de motores de trabalho pesado em caminhões, operando com diferentes misturas Diesel/Biodiesel. Pode ser visto que existe um incremento na emissão do NOx, dado que o Biodiesel possui uma maior quantidade de nitrogênio na sua composição, conseqüentemente a geração de NOx térmico é também maior (EPA,2004).

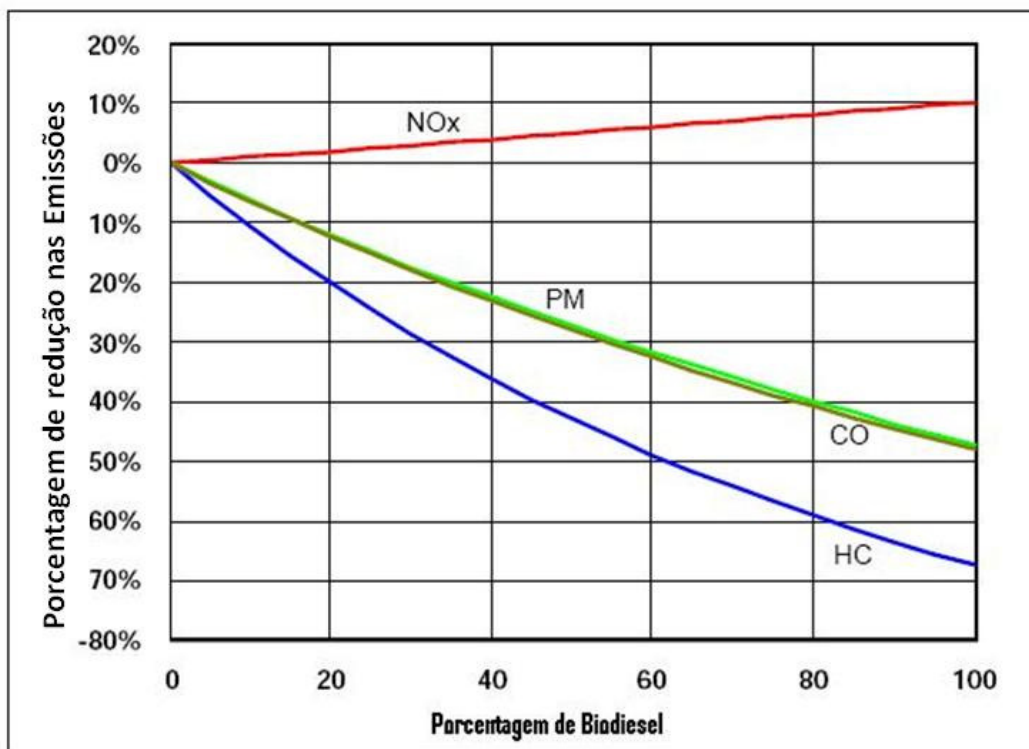


Figura 2.3. Emissões de diferentes poluentes, num motor de combustão interna trabalhando com diferentes misturas Biodiesel/Diesel (EPA,2004)

Segundo a ANP (2005), a frota nacional requereu cerca de 40 bilhões de litros de diesel anualmente. A meta do programa brasileiro de desenvolvimento tecnológico de biodiesel (Pro - biodiesel), do Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT), e mais recentemente do programa do Grupo de Trabalho Interministerial, coordenado pela Casa Civil da Presidência da República, foi montar um amplo plano de produção desse novo biocombustível, com incentivo ao plantio de espécies oleaginosas. Assim, a soja produz cerca de 400 litros de óleo por hectare, o girassol, 800 l/ha, a mamona, 1.200 l/ha, o babaçu 1.600 l/ha, o dendê, 5.950 l/ha, o pequi, 3.100 l/ha, o milho, 160 l/ha e o algodão 280 l/ha (Fedepalma, 2006).

Existem experiências realizadas pelo instituto Alberto Luiz de Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (Coppe), da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), em parceria com o governo do estado, testando ônibus movidos a biodiesel feito com óleo reciclado doado pelos refeitórios universitários da USP e pela rede de lanchonetes McDonald's, dentro do Projeto Biodiesel Brasil. No nível industrial, a Petrobrás desenvolve seu programa de biodiesel com uma forte preocupação social, prevendo a compra do óleo de pequenos produtores que poderão usar a água dos poços perfurados pela Petrobras, onde não foi encontrado petróleo, para irrigar as plantações (HOLANDA, 2004).

No ceará, o projeto de desenvolvimento de biodiesel é liderado pela empresa Tecnologias Bioenergéticas (Tecbio), incubada no Parque Tecnológico da Fundação Núcleo de Tecnologia Industrial (Nutec). Além disso, a partir de 2004, a frota de ônibus da empresa Guanabara, de Fortaleza, começou a ser abastecida com biodiesel a base de mamona produzido pela Tecbio.

A Universidade Federal do Paraná vem desenvolvendo tecnologias para a produção de ésteres de óleo de soja, visando a suas misturas ao diesel, desde 1983. De janeiro a março de 1998, sob a coordenação de Instituto de Tecnologia do Paraná (TECPAR), realizou-se em Curitiba uma experiência de campo com o uso monitorado de biodiesel B20, para uma frota de 20 ônibus urbanos que operam normalmente com

o novo combustível. No estado, os testes têm sido realizados com biodiesel obtido a partir de soja e álcool, em função da grande disponibilidade destes produtos. O Paraná conta ainda com o Centro de Referência em Biocombustíveis (CERBIO), criado mediante um convênio entre a Secretaria de Ciência, Tecnologia e Ensino Superior do Estado e o Ministério de Ciência e Tecnologia, sendo responsável pelas pesquisas com biodiesel.

Na Bahia, no campus da Universidade Federal (UFBA), esta sendo efetuada a construção de uma planta piloto com capacidade de 5.000.000 de litros por ano. Essa planta foi construída para produção de biodiesel a partir de gorduras residuais e/ou óleos vegetais *in natura*. Com esta instalação, a universidade pode realizar uma série de atividades, desde a fabricação do biodiesel, os testes dos combustíveis e suas misturas em motores estacionários veiculares e o desgaste dos seus componentes e o desenvolvimento de novas aplicações para a glicerina, entre outros. Além disso, existe também na UFBA um Laboratório de Emissões Veiculares, para avaliar o desempenho do biodiesel puro e em misturas de diferentes proporções em motores diesel e comparar os níveis de emissões para os poluentes regulamentados (CO, CO₂, NO_x e HC) com os do diesel convencional. (TORRES, ET.al. 2006).

O Pará possui um grande potencial principalmente a partir da utilização do óleo de dendê, do qual é o maior produtor do Brasil. Essa é a proposta do Programa Paraense de incentivo á produção de Biodiesel (Parábiodiesel). Em 2004, o grupo Agropalma inaugurou na capital do Pará a primeira planta industrial para a obtenção do combustível de dendê, com uma estimativa de produção de 8 milhões de litros anuais. Com o biodiesel, o governo do estado espera contribuir também para a oferta energética às comunidades isoladas da margem esquerda do rio Amazonas e da ilha de Marajó.

Além disso, há uma série de outros projetos em fase de desenvolvimento que utilizam óleos provenientes de amendoim, girassol, algodão, milho, canola, mamona, pequi, macaúba, babaçu, entre outros. Para unificar os esforços das pesquisas desenvolvidas no país voltadas à produção de biodiesel, além de centralizar a definição

de estratégias no campo da energia baseada em fontes alternativas, existe o Pólo Nacional de Biocombustíveis de Piracicaba, coordenado pela Escola Superior de Agricultura Luiz de Queiroz (ESALQ), a qual tem longa experiência na condução de pesquisas sobre o álcool combustível.

A idéia inicial de acrescentar 5% de biodiesel ao óleo originário do petróleo – fórmula conhecida como B5 – em uma iniciativa similar à que ocorre com a gasolina, que recebe cerca de 25% de etanol, já está em funcionamento com essa medida, estima-se que o Brasil reduza em 33%, de um total de 6 bilhões de litros, suas importações de diesel, gerando uma economia anual de US\$350 milhões, além de um grande número de empregos diretos e indiretos (ANP,2005). A Tabela 2.2. mostra a capacidade brasileira de produção de biodiesel, para o ano 2005.

Tabela 2.2. Produção de biodiesel – B100 em 2005.

Unidade Produtora	Município	Capacidade Nominal (m³/ano)*
Agropalma	Belém (PA)	24.000
Biolix	Rolândia (PR)	9.000
Brasil Biodiesel	Florianópolis (SC)	27.000
Brasil Biodiesel (filial)	Teresina (PI)	600
Fertibom	Catanduva (SP)	6.000
Nutec	Fortaleza (CE)	720
Renobras	Dom Aquino (MT)	6000
Soyminas	Cássia (MG)	12000

*Calculada para 300 dias de operação, Fonte: (ANP, 2005).

Mesmo que o país alcance a auto-suficiência em petróleo nos próximos anos, seria preciso continuar importando diesel. O principal problema do óleo extraído na costa brasileira é a qualidade inadequada para a produção do diesel. Na maior parte

das jazidas, principalmente aquelas da Bacia de Campos, o petróleo é do tipo pesado, caracterizado por ainda não ter completado seu ciclo de maturação e por sofrer um processo de biodegradação natural. Uma adição de 2% de biodiesel ao diesel traz uma economia de cerca de US\$152 milhões. Com a adoção da mistura B5, esta economia pode chegar a US\$ 380 milhões (MME, 2006). No entanto, alguns problemas associados ao programa de substituição do Diesel devem-se as dificuldades na padronização das características básicas para os diferentes tipos de Biodiesel e na implementação de programas de fomento a produção agrícola dos óleos para garantir o suprimento de matéria prima.

2.3. O ETANOL

O Etanol é um composto orgânico obtido através da fermentação de substâncias açucaradas. É um líquido incolor, volátil, inflamável e solúvel em água que pode ser produzido também a partir de biomassa ou resíduos vegetais, mediante processo conhecidos como a destilação da madeira ou mediante processos sintéticos.

A produção de etanol no mundo, no ano 2004, foi de aproximadamente 33 milhões de metros cúbicos, sendo 58% destinadas para a utilização como combustível. O Brasil produz, aproximadamente, 13,5 milhões de metros cúbicos, representando 41% da produção total (Nae,2005), sendo o líder no nível mundial.

O etanol é outro combustível que pode ser utilizado como substituto para os motores no setor automotivo. Atualmente é utilizado amplamente no Brasil para substituir até 25% da gasolina e como um aditivo para incrementar a octanagem nos Estados Unidos, Canadá e Índia. No caso de motores de combustão interna, tipo Diesel, seu uso é mais restrito por causa da necessidade de introduzir aditivos para aumentar a solubilidade dos compostos e garantir uma mistura homogênea (Hansen, Et al 2005). Dentro do seu uso em motores automotivos, dada sua maior octanagem, os motores que utilizam etanol podem trabalhar com razões de pressão maiores,

permitindo atingir uma maior potência, com uma maior eficiência a um menor custo. O Etanol fornece uma queima mais limpa quando comparado com a gasolina convencional, produzindo menos monóxido de carbono, hidrocarbonetos não queimados e óxidos de nitrogênio (Kim & Dale, 2005), (Rossilo-Calle & Corte, 1998).

Capítulo 3

MICROTURBINAS A GÁS

3.1. INTRODUÇÃO

A primeira geração de microturbinas foi baseada em turbinas originalmente designadas para aplicações comerciais em geradores de avião, ônibus e outros meios de transporte comercial (Scott, 2000). O interesse no mercado de energia estacionária se espalhou em meados da década de 80 e se acelerou nos anos 90 com sua reutilização no mercado automobilístico em veículos híbridos e para a geração distribuída (Liss, 1999).

Atualmente, os veículos híbridos, utilizam para seu acionamento uma microturbina acoplada a um motor elétrico e vem recebendo atenção especial por parte de algumas das principais montadoras, como é o caso da Ford, além de centros de pesquisa (Barker, 1997). Uma das possibilidades interessantes para utilização de microturbinas aparece no campo do mercado de eletricidade, que teve início em 1978, quando o Power Utility Regulatory Policy Act (PURPA) revolucionou o mercado de energia nos Estados Unidos quebrando o monopólio do setor de geração de eletricidade.

As microturbinas são exemplos de uma tecnologia de geração distribuída em pequena escala, que fornece energia elétrica e térmica como uma fonte independente. Conseqüentemente são adequadas para o uso em áreas de difícil acesso. Com uma nova estrutura de mercado, isto é, com a possibilidade de atrair os pequenos consumidores de energia, as microturbinas começaram a ser alvo de intensas

pesquisas. Em 1980 teve início, sob o apoio do Gas Research Institute, um programa intitulado Advanced Energy System (AES) com o objetivo de desenvolvimento de uma pequena microturbina a gás, com potência de 50 kW equipada com um recuperador de calor para o sistema de cogeração (US Department of Energy, 2002).

O trabalho, com desenvolvimento de componentes para microturbinas, teve início nos anos 90 e levou a Capstone Turbine Corporation a construir e testar um protótipo de uma microturbina de 24 kW em 1994. Em 1996, a Capstone produziu 37 unidades com melhorias no projeto para o campo de testes. A maior potencialidade das microturbinas está em sistemas de geração combinada de energia elétrica e calor. O gás na saída do exaustor possui alta temperatura e pode ser utilizado para produzir calor para processos industriais ou aquecimento de áreas confinadas. A utilização e operação da microturbina a gás ainda não é muito comum, pois existe a necessidade de um domínio maior das características dinâmicas de operação do sistema.

Espera-se que a microturbina seja uma alternativa no segmento residencial e comercial, uma vez que uma das vantagens desta tecnologia de geração distribuída é a confiabilidade, a qual é uma das principais necessidades destes setores (Willis & Scott, 2000). Dentre as suas aplicações estão os casos de geração no local de consumo (onsite) para suprimento ininterrupto de energia elétrica, suprimento de carga de pico, cogeração e acionamento mecânico (Biasi, 1998).

A atratividade de turbinas a gás de menores potências está relacionada principalmente com a possibilidade de se conseguir níveis de desempenho satisfatório sem um aumento dramático nos valores da relação de pressão do ciclo e das temperaturas da entrada da turbina, evitando assim o aumento dos custos de manufatura de componentes. A adoção de ciclos regenerativos, ou seja, ciclos com maiores eficiências, faz das microturbinas a gás um competidor com outros motores térmicos, de modo que as condições de operação do combustor sejam bem diferentes daquelas de turbinas típicas e aeroderivativas de turbinas a gás.

As microturbinas possibilitam a utilização de diferentes combustíveis, como o diesel, querosene, álcool, gás natural e gás de biomassa. A mudança para combustíveis como gás de biomassa, por exemplo, tem sido considerada promissora pelos fabricantes, porém algumas alterações devem ser realizadas no sistema de combustão desta microturbina (Sanders, 1998).

3.2. CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DAS MICROTURBINAS

As microturbinas têm o mesmo princípio de funcionamento das turbinas a gás de grande porte, porém com várias características típicas, as quais são:

- **Projeto simples:** O compressor, gerador e a própria turbina são montados, geralmente, num mesmo eixo e giram na mesma velocidade. O projeto com apenas um eixo, utilizado nas microturbinas, não permite obter elevada eficiência, mas é simples e de fácil manutenção.
- **Velocidade variável:** as microturbinas não só giram a elevadas velocidades, como também são capazes de variar sua rotação. Sempre que mais potência é requerida, a turbina pode acelerar a velocidades maiores.
- **Gerador de corrente alternada de alta frequência:** o gerador opera como um conversor de corrente. Além disso, o próprio gerador é o motor de partida.
- **Confiabilidade:** a simplicidade do desenho, o acionamento rotativo e a mínima contaminação do sistema de lubrificação pelas impurezas dos combustíveis

proporcionam uma elevada confiabilidade. Sendo que algumas microturbinas já têm 25.000 horas de operação entre paradas por falha ou para manutenção.

- **Capacidade de operação com diferentes combustíveis:** as microturbinas podem operar com uma ampla variedade de combustíveis, incluindo o gás natural, propano, diesel, querosene, metano, gás residual, combustíveis de avião.
- **Mancais a ar:** muitas das novas microturbinas usam este tipo de mancal, que é considerado um dos maiores avanços tecnológicos. O eixo do motor gira numa fina película de ar pressurizado, em lugar do óleo, exceto no instante de partida para com isto evitar o contato entre metais. O uso de mancais a ar evita a contaminação de lubrificantes com produtos da combustão, garante uma maior vida útil do equipamento e reduz os custos de manutenção.
- **Recuperador:** geralmente os fabricantes das microturbinas utilizam trocadores de calor dos gases de escape para aquecer o ar de admissão do compressor, alcançando assim uma eficiência de até 30%.

3.3. PRINCÍPIOS BÁSICOS DE FUNCIONAMENTO

A microturbina a gás é um motor projetado para converter a energia de um combustível como potência mecânica. A operação básica de uma microturbina a gás é similar ao do ciclo de potência a vapor, porém o fluido de trabalho utilizado é o ar. O ar atmosférico é aspirado, comprimido no compressor e encaminhado, a alta pressão, para uma câmara de combustão. Neste componente cerca do 12% do ar é misturado com o combustível atomizado, alimentando o processo de combustão. Deste modo obtém-se ar a alta pressão e temperatura que é enviado a uma turbina onde ocorre a expansão dos gases até a pressão de exaustão.

As microturbinas a gás possuem o mesmo princípio básico de funcionamento que uma turbina a gás (ciclo Brayton) como mostrado na **Figura** .

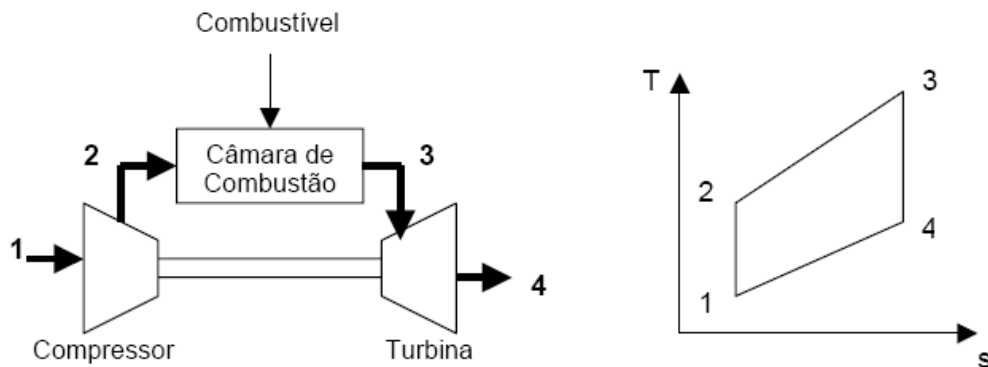


Figura 3.1.Ciclo Brayton

O ciclo Brayton é denominado ciclo-padrão a ar e é baseado nas seguintes hipóteses:

- O fluido de trabalho é uma massa fixa de ar e este ar pode ser sempre modelado como um gás perfeito. Assim, não há processo de alimentação nem o de descarga.
- O processo de combustão é substituído por um processo de transferência de calor de uma fonte externa.
- O ciclo é completado pela transferência de calor ao meio envolvente (em contraste com o processo de exaustão e admissão numa turbina real).
- Todos os processos são internamente reversíveis.
- Usualmente é feita a hipótese adicional de que o ar apresenta calor específico constante.

O principal mérito do ciclo-padrão a ar consiste em permitir examinar qualitativamente a influência de várias variáveis no desempenho do ciclo. Os resultados obtidos no ciclo-padrão a ar, tais como o rendimento e a pressão média efetiva, diferirão consideravelmente daqueles relativos à microturbina real.

A ênfase, portanto, na nossa consideração do ciclo-padrão a ar está principalmente na análise dos aspectos qualitativos. Através de uma análise termodinâmica, é possível determinar o estado termodinâmico do ar ou dos gases de combustão em cada ponto do ciclo, como se pode ver na Figura junto com as irreversibilidades e perdas que o ciclo real tem quando comparado com o ciclo ideal.

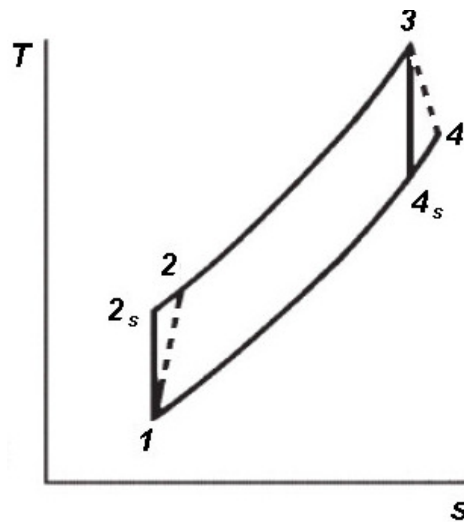


Figura 3.2. Diagrama Temperatura – Entropia para o ciclo padrão com ar.

Portanto, através da análise do gráfico da Figura , podem ser apresentados os seguintes processos para o ciclo:

1-2: No ciclo Ideal, realiza-se uma compressão adiabática reversível do ar atmosférico até atingir o ponto 2_s , no ciclo real atinge-se o ponto 2 por causa das irreversibilidades.

2-3: Adição de calor pela queima de combustível na Câmara de Combustão com uma pequena perda de pressão: no processo 2 - 3 o fluido de trabalho passa a ser uma mistura de gases constituída pelos produtos da combustão;

3-4: No ciclo ideal, realiza-se uma expansão adiabática reversível dos gases até o ponto 4_s , já no ciclo real, atinge-se o ponto 4 por causa das irreversibilidades .

O rendimento do ciclo da microturbina a gás pode ser melhorado pela introdução de um regenerador, pois neste caso, os gases de exaustão são usados para aquecer o ar comprimido de entrada na câmara de combustão, reduzindo assim, a quantidade de combustível que é requerida para alcançar a temperatura especificada. No caso das microturbinas que não utilizam regeneradores, a eficiência global fica entre 14 e 17%. Entretanto, com regeneradores, a eficiência da microturbina atinge cerca de 30% (Rodgers et al., 2001).

Uma maneira de melhorar o rendimento deste ciclo é o aproveitamento da energia térmica dos gases de exaustão da turbina, pois a temperatura do fluxo que sai na turbina seja bem maior do que a temperatura do fluxo que entra no compressor. Com a introdução de um regenerador (trocador de calor de contracorrente) o calor pode ser transferido dos gases de descarga da turbina para os gases a alta pressão que deixam o compressor conforme mostrado na Figura .

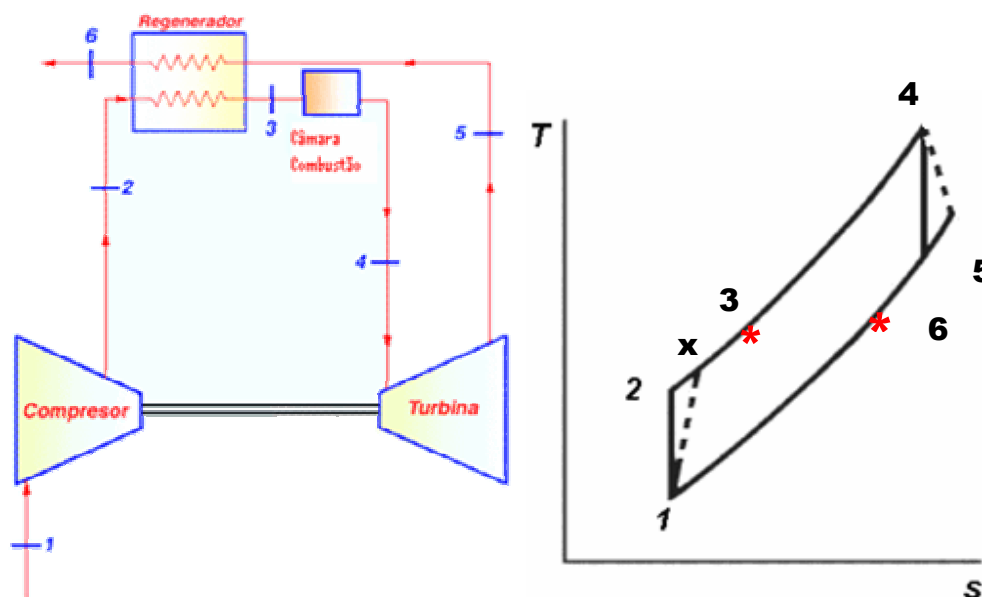


Figura 3.3. Ciclo regenerativo

Neste caso, a temperatura (T_5) dos gases que saem da turbina no estado 5 é maior que a temperatura (T_2) do ar que sai do compressor no estado 2. No

regenerador, os gases cedem seu calor ao ar comprimido 6, sendo descarregados à atmosfera. No caso ideal, o ar comprimido no estado 2 terá a mesma temperatura dos gases no estado 6 e a temperatura do ar no estado 3 será a mesma que a dos gases no estado 5. Conseqüentemente, o calor fornecido na câmara de combustão será unicamente o necessário para aumentar a temperatura de (T_3) a (T_4) e não de (T_2) a (T_4) .

O trabalho líquido fornecido no ciclo regenerativo 1-2-3-4-5-6, é o mesmo que no ciclo Brayton simples 1-2-4-5, pois o trabalho realizado pelo compressor e o trabalho produzido pela turbina não muda nos dois casos. No entanto, necessita - se uma menor quantidade de calor para aumentar a temperatura ao valor máximo do ciclo (T_4) por tanto a eficiência térmica para o ciclo regenerativo é maior.

Agora, a diferença de temperaturas $(T_3 - T_x)$ requerida pelo regenerador para transferir energia térmica de um fluido ao outro define sua eficiência: Quanto maior seja a diferença de temperaturas $(T_3 - T_x)$, menor será a diferença $(T_x - T_2)$ e, em conseqüência, a eficiência do regenerador será menor. Por tanto, a seleção do regenerador ou trocador de calor deve ser um exercício cuidadoso pois sua eficiência pode ser melhorada aumentando a área de transferência e, em conseqüência a queda de pressão será maior prejudicando a eficiência térmica do ciclo.

3.4. REGIMES DE OPERAÇÃO DAS MICROTURBINAS

Os sistemas eletrônicos de potência e controle de modernas tecnologias de geração distribuída permitem que as microturbinas possam ser utilizadas numa variedade de aplicações, dentre as quais pode-se destacar: operação em paralelo com a rede local, operação isolada, operação em modo duplo, operação com múltiplas unidades e operação com vários combustíveis.

3.4.1. Operação em paralelo com a rede

As microturbinas podem ser configuradas para gerar eletricidade em paralelo com a rede elétrica local. Neste caso, a eletricidade gerada tem a mesma tensão e frequência da rede e se comporta como uma fonte de corrente controlada. A operação em paralelo com a rede pode atender tanto carga base quanto carga de pico. A principal preocupação com o projeto deste tipo de operação é com o sincronismo e a proteção necessários para uma conexão segura e confiável com a rede. Esta é uma das vantagens destes sistemas de geração distribuída, pois elimina a necessidade de equipamentos de sincronismo utilizados em sistemas convencionais de geração de eletricidade. Outra vantagem desta configuração é que é possível controlar a qualidade da eletricidade gerada, sem equipamentos externos. O sistema eletrônico de potência e controle pode controlar a energia reativa, regular a tensão e corrigir o fator de potência da microturbina. Entretanto, nem todas as características da rede podem ser conseguidas com estes sistemas, particularmente o suprimento de uma rápida demanda de potência (ativa ou reativa). Logo, a microturbina não deve ser vista como uma possível substituta da rede elétrica, mais sim como uma tecnologia que permite melhorar sua qualidade e confiabilidade (Rodgers et al, 2001).

3.4.2. Operação isolada

Neste caso, o sistema comporta-se como uma fonte de tensão independente e supre a corrente demandada pela carga, tanto em magnitude quanto em fase. O sistema eletrônico da microturbina é capaz de fornecer energia em tensão e frequência variáveis para a carga, funcionando como um controlador de rotação.

3.4.3. Operação em modo duplo

O sistema eletrônico de potência e controle das microturbinas pode operar um modo que faz automaticamente a mudança de operação em paralelo com a rede para operação isolada.

3.4.4. Operação com múltiplas unidades e com vários combustíveis

As microturbinas geralmente são configuradas para operar em paralelo com outros sistemas de geração distribuída, a fim de formar um sistema de geração de maior porte. Além disso, os projetos mais sofisticados de tecnologias de geração distribuída permitem que se opere com uma ampla faixa de combustíveis. O software de controle digital pode fazer estas alterações sem grandes modificações nos equipamentos.

3.4.5. Cogeração

Os sistemas de cogeração podem gerar calor e energia eletro-mecânica próximos ao local de consumo. Com eficiências acima de 85%, a cogeração é uma forma de usar a energia racionalmente, além de reduzir o custo de operação. Três tipos diferentes de

acionadores primários são usados em plantas de cogeração: motores alternativos, turbinas a gás e turbinas a vapor, os quais são selecionados de acordo com a capacidade e a aplicação. As microturbinas adaptam-se bem a pequenos sistemas de cogeração no setor comercial (hotéis, pequenos hospitais, centros de esportes e centros residenciais), mas também em pequenas indústrias, especialmente onde o suprimento energético contínuo é necessário.

3.5. O uso de Biodiesel em turbinas a gás

Testes de microturbinas a gás operando com Biodiesel foram realizados por Lopp et al. (1995), Mimura (2003), Bist (2004), Schmellekamp & Dielmann (2004), Wendig (2004), e Corrêia (2006).

Inicialmente, Lopp (1995) apresentou os resultados do desempenho térmico de uma turbina a gás utilizando uma mistura do combustível aeronáutico puro e Biodiesel de óleo de soja. Neste trabalho foram utilizadas duas turbinas a gás, em testes de duração de 10 e 15 minutos respectivamente, com a intenção de aumentar os tempos em futuros testes com o Biodiesel. Foram testados três combustíveis: JF, B10/JF90 e B20/JF80. O rendimento geral das duas turbinas com misturas de Biodiesel alcançou o seu valor nominal com o B20 apresentando um rendimento um pouco melhor do que o B10. Com o combustível aeronáutico puro o consumo foi de 23,79 kg/h. Testes na Turbina 1, com o B10 relataram um consumo de combustível de 25,79 kg/h, e com o B20 a turbina consumiu 26,06 kg/h. Isto demonstra um aumento no consumo de combustível ao aumentar a proporção de Biodiesel. No teste com a Turbina 2 notou-se um aumento no consumo de combustível proporcional à adição de Biodiesel na mistura. O consumo indicou que as misturas com Biodiesel foram suficientemente compatíveis para permitir testes adicionais e ter um grande potencial como combustível alternativo.

A emissão de CO₂ durante o teste com a Turbina 2 mostrou uma redução ao ser alimentada com B20. Foi feita também uma avaliação visual das emissões de material

particulado e fuligem na Turbina 1. As duas misturas B10 e B20 não mostraram uma indicação visível de aumento na emissão de material particulado comparado com o combustível aeronáutico. Inspeções posteriores no combustor e nas paletas da turbina não mostraram material estranho ou degradação visível nem danificação ou ruptura dos componentes.

Mimura em (2003) realizou um estudo do rendimento e emissões de uma microturbina a gás alimentada com óleo residual de fritura recuperado. Descreve-se o processo de tratamento do óleo residual para a obtenção de Biodiesel e realizado um estudo das emissões e das características econômicas. O Biodiesel obtido de óleo alimentício residual regenerado apresentou um valor de eficiência térmica total do sistema (geração combinada de calor e energia elétrica CHP) de 64% a plena carga, ao ser utilizado para alimentar a microturbina de 30kW no estudo. Esta micro-turbina, utilizando Biodiesel atingiu uma eficiência térmica de 43% a plena carga.

A emissão de CO foi de 6 ppm com uma emissão de SO_x inferior a 1 ppm, e 23 ppm de NO_x, o Biodiesel apresentou uma emissão de hidrocarbonetos de 12 ppm e a emissão de fumaça negra foi inferior a 0,01%.

Bist (2004) apresenta os resultados da viabilidade na utilização de metil ésteres derivados do óleo de soja como aditivos, adicionando e substituindo os combustíveis de uma turbina a gás de tipo aeronáutico. O propósito foi identificar quais misturas podem ser utilizadas sem alterar o projeto do motor. Assim, foram colhidos dados de emissões de CO para diferentes misturas de combustível aeronáutico - Metil Ester (BD2, BD5, BD10, BD20 e BD30) e diferentes rotações (30%, 40%, 50%, 60% e 70%). Com o combustível aeronáutico puro, os níveis de CO se mantiveram cerca de 960 ppm em uma rotação entre 40 e 50% do valor nominal; para o caso do BD2 as emissões de CO não foram muito diferentes das obtidas com o combustível aeronáutico puro. Porém, acima de 60% da rotação, as misturas BD5 e BD10 mostraram emissões de CO maiores que as do combustível aeronáutico puro. A emissão de CO aumenta com o aumento das misturas BD10 até BD30. Níveis maiores de CO indicam uma redução na eficiência da combustão com o aumento da concentração do Biodiesel no combustível. Este

comportamento é contrário ao mostrado pelo Diesel em motores de combustão interna, onde as emissões de CO diminuem com o aumento da concentração principalmente porque o tempo de permanência disponível para a queima do combustível é muito maior nos motores alternativos de combustão do que em turbinas a gás, resultando neste caso em uma combustão incompleta e maiores emissões de CO.

As emissões de NO com o combustível aeronáutico puro aumentaram linearmente com o acréscimo na rotação. Isto era esperado, já que um aumento na rotação, implica em aumento na temperatura de combustão, o que facilita a formação de NO. Com as diferentes misturas, em geral, para todas as rotações houve um aumento nas emissões de NO ao aumentar a concentração do Biodiesel mais as emissões de NO₂ não tiveram diferenças significativas com o combustível aeronáutico puro.

Schmellekamp & Dielmann (2004) apresentaram os resultados da utilização de óleo vegetal natural de semente de colza em uma microturbina de 30 kW trabalhando com misturas de 10, 20 e 30% de óleo vegetal com Diesel. Em todos os casos, o consumo de combustível foi ligeiramente maior que quando trabalhando com Diesel puro. No caso de 30% obteve-se um consumo aproximadamente 12% maior para toda a faixa de operação.

Com a mistura de 10% de óleo vegetal com Diesel foram obtidas emissões de CO menores que as do Diesel puro em toda a faixa de operação, com uma média de redução de 1,5%. Utilizando-se 20% de óleo vegetal, para carga parcial de até 60%, obtiveram-se menores emissões de CO do que o Diesel. Para maiores valores de carga, as emissões começaram a ser superiores as do Diesel, chegando a ser 2% maior a plena carga. No caso de 30% de óleo, as emissões foram sempre maiores do que as do DF, chegando a 5% de acréscimo à plena carga.

Os resultados de testes realizados em uma microturbina de 75kW, queimando Biodiesel de Colza, girassol e gordura animais foram apresentados por Wendig (2004), analisando as emissões de poluentes, assim como efeitos corrosivos desses combustíveis nas microturbinas estudadas. Estes três tipos de Biodiesel apresentaram

acréscimo significativo de emissão de CO e CO₂ a plena carga quando comparados com o Diesel. No caso de NO_x todos os combustíveis avaliados mostraram uma redução com uma média de aproximadamente 55%.

Finalmente, testes de desempenho e emissões numa microturbina de 30 kW, utilizando biodiesel de mamona e suas misturas com diesel convencional foram realizados por Corrêa (2006). Neste caso foi necessário realizar um pré-aquecimento das misturas até 40°C para atingir os valores de viscosidade requeridos pelos equipamentos sem gerar problemas na combustão ou nas tubulações da microturbina. O Consumo específico de combustível aumentou aproximadamente 21% para o caso da operação da microturbina com 100% de biodiesel de mamona, mas para toda a faixa de potência, observou-se uma redução nas emissões de CO e uma redução na concentração de NO_x nos gases de exaustão.

Capítulo 4

METODOLOGIA

4.1. DESCRIÇÃO DA BANCADA DE ENSAIO

A bancada experimental utilizada consta de uma microturbina Capstone C330 de 30 kW do tipo regenerativo para combustíveis líquidos, instalada no laboratório de turbinas a gás e gasificação da UNIFEI. Para realizar as avaliações dos combustíveis, existe no laboratório um sistema de alimentação, projetado para realizar um preaquecimento, no caso de ser necessário dependendo da viscosidade do combustível utilizado. Durante a operação da microturbina, a troca de combustível é feita através de duas válvulas localizadas na entrada da microturbina. Segundo o apresentado na Figura .

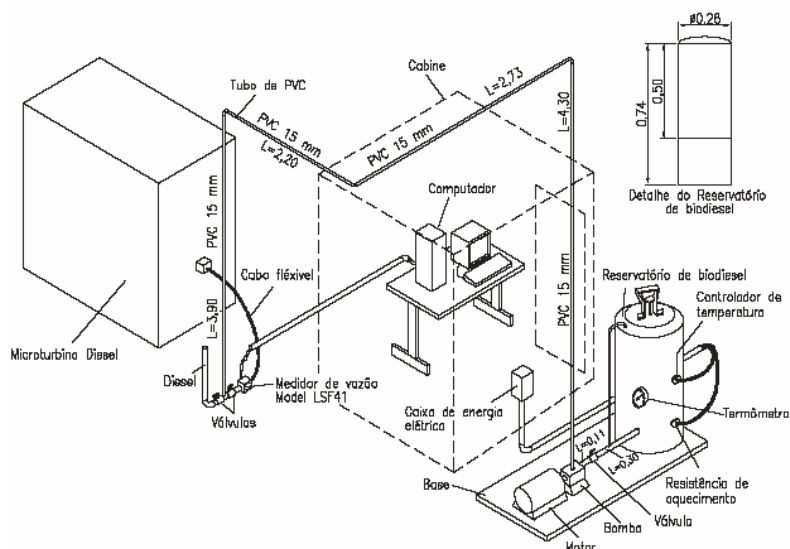


Figura 4.1. Diagrama da bancada de ensaio utilizada.

Para registrar os diferentes valores das variáveis de interesse provenientes da microturbina, existe um sistema de medição e aquisição de dados utilizando um CLP - Controlador Lógico Programável, e vários instrumentos para medir parâmetros de rendimento como vazão de combustível, temperatura dos gases de exaustão, potência gerada, etc. Esses instrumentos enviam sinais de tensão em milivolts (mV), ou de corrente em miliamperes (mA), às placas de entrada do CLP. A placa de comunicação do CLP se comunica com um computador, onde se encontra instalado um software supervisor (Eclipse Scada). A Figura mostra um esquema da microturbina e a posição dos instrumentos.

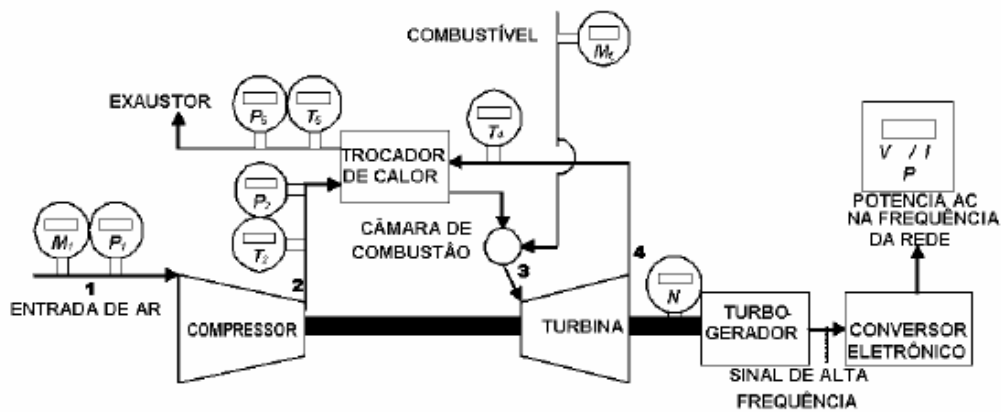


Figura 4.2.Esquema da microturbina a gás indicando a posição dos instrumentos.

A Tabela mostra as variáveis que são medidas e as unidades usadas.

Tabela 4.1. Parâmetros ou variáveis medidas

Parâmetro	Faixa	Unidade
Vazão de ar	0-1140	m³/h
Pressão ambiental	0-5	bar
Temperatura ambiente	0 -100	°C
Temperatura na entrada do compressor	0 -100	°C
Pressão na saída do compressor	0 -10	Bar
Temperatura na saída do compressor	0 -330	°C
Vazão de combustível	0 -20	l/h

Temperatura na saída da turbina	0 - 880	°C
Pressão no exaustor	0 - 50	mbar
Temperatura no exaustor	0 - 330	°C
Potência gerada pela microturbina	0 - 45	kW
Rotação do eixo	0 - 100000	Rpm
Tensão na saída da microturbina	0 - 1000	V
Corrente na saída da microturbina	0 - 100	A

A operação da microturbina é comandada através de um software do fabricante, que fornece os valores das variáveis medidas no sistema de aquisição de dados da máquina. Para supervisionar e armazenar os dados provenientes do CLP tem-se um aplicativo em um software supervisorio (Elipse Scada). As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam a tela principal de acompanhamento das variáveis no tempo, no aplicativo.

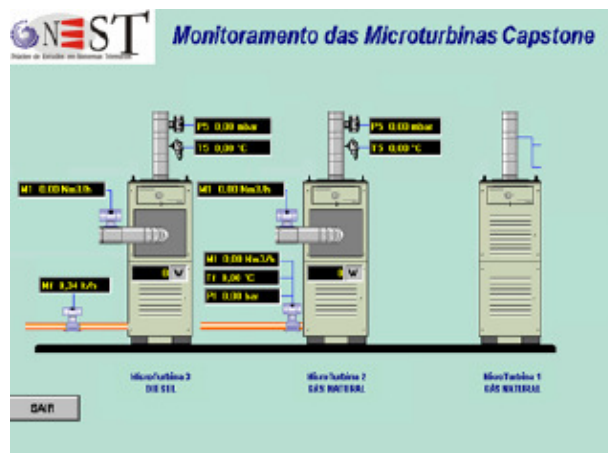


Figura 4.3.Tela principal do sistema de aquisição de dados

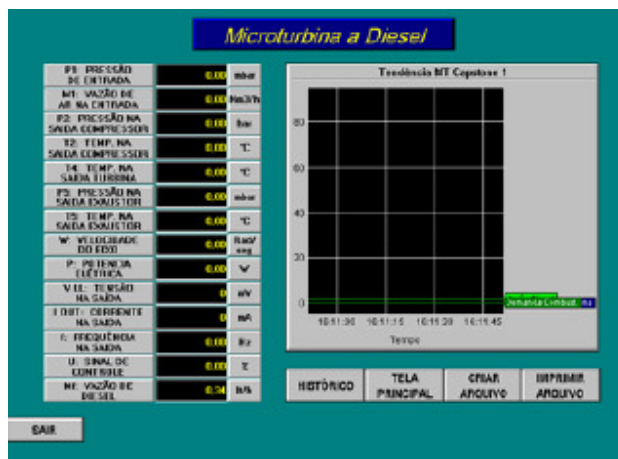


Figura 4.4. Tela para o comportamento das variáveis no tempo.

Uma vez terminado o teste, os dados foram armazenados no formato de planilha de cálculo Microsoft Excel para seu tratamento matemático.

Para a medição do teor de poluentes nos gases de exaustão da microturbina utilizou-se o analisador de gases EcoLine 6000 existente no laboratório de turbinas a gás e gaseificação da biomassa do NEST/UNIFEI. O EcoLine 6000 possui duas partes funcionais: a unidade principal de análise de gás (MCU) e a unidade de controle remoto (RCU). Todos os dados coletados pela unidade de análise podem ser visualizados, armazenados ou impressos na unidade remota. A Figura mostra o analisador de gases ECOLINE 6000.



Figura 4.5. Analisador de gases ECOLINE 6000

Para a determinação do poder calorífico dos combustíveis foi utilizado um equipamento da empresa IKA modelo C-2000, o que é mostrado na Figura .



Figura 4.6. Calorímetro C-2000.

O calorímetro C-2000, fornece o valor do poder calorífico superior (PCS). No entanto, para que seja determinado o coeficiente de correção para a microturbina, se calculou o poder calorífico inferior (PCI), através da equação (ECN,2000):

$$PCI = PCS - 2446 \cdot \left(8,936 \cdot \frac{H}{100} + \frac{w}{100} \right) \quad (1)$$

Onde,

PCS = Poder calorífico superior do combustível (kJ/kg)

H = Conteúdo de hidrogênio no combustível (%)

W= Conteúdo de umidade no combustível (%)

Para o presente projeto, foi utilizado um valor de 12,9% de conteúdo de hidrogênio do diesel puro, de 13,06% para o biodiesel (ECN,2000) e 13,25% para o Etanol (Bang-Quan, Et. Al,2003). Para o caso da umidade do combustível, segundo a norma ASTM D975, deve ser no máximo 0,5% para diesel. Para o biodiesel foi assumido um valor de 1% e 5% para o álcool (Bang-Quan, Et. Al,2003).

Para a determinação da viscosidade, utilizou-se o viscosímetro de Stokes ou de esfera descendente. No viscosímetro de Stokes, a viscosidade é determinada através da medida do tempo de queda livre de uma esfera através de um fluido estacionário. O viscosímetro existente no Laboratório de Turbinas a Gás e Gaseificação de Biomassa do NEST/UNIFEI, mostrado na Figura .



Figura 4.7. Viscosímetro existente no laboratório da UNIFEI

4.2. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Para a realização dos testes, foram estabelecidos 5 misturas Biodiesel/Diesel, incluindo a substituição total do óleo diesel por biodiesel na microturbina. As misturas avaliadas foram BD10,BD20,BD30,BD50 e BD100 para o caso dos biodiesel de soja e dendê. Para o etanol, testes foram realizados com 100% de concentração, devido a sua baixa solubilidade no Diesel a baixas temperaturas, e também para evitar o uso de aditivos que incrementassem o custo do combustível.

Uma vez realizadas as misturas, procedeu-se com a determinação experimental do poder calorífico, a viscosidade cinemática e a massa específica das diferentes misturas (BD10, BD20, BD30, BD50, BD100) e o Etanol, conforme as normas ISO 1928-1976 e ASTM D 1989-91 respectivamente, utilizando o calorímetro IKA WORKS C-2000 e o viscosímetro Hoppler KF 3.2 existentes no Laboratório de Turbinas a Gás e Gaseificação de Biomassa do NEST/UNIFEI. Para o caso da viscosidade, considerou-

se realizar 10 repetições para reduzir o desvio padrão e para o poder calorífico foram realizadas 5 repetições para cada mistura.

No caso da microturbina Capstone, quando é utilizado um combustível diferente, o sistema controlador possui dois parâmetros (*FUEL I1* e *FUEL I2*), de ajuste do sistema de combustível, que são obtidos em função do poder calorífico inferior (PCI) e da densidade.

A importância da realização desse ajuste deve-se a que o sistema de alimentação do combustível precisa conhecer esses valores para calcular a quantidade de combustível que será alimentado na microturbina para as diferentes demandas. Caso contrário, toda vez que seja estabelecida uma carga, o sistema alimentará uma quantidade de combustível baseada nas características do combustível padrão (Diesel). Porém, se o novo combustível utilizado possui um PCI menor, a microturbina não vai conseguir atingir a potência da demanda. As equações para o cálculo dos parâmetros de ajustes são mostradas a seguir (Capstone, 2001):

$$FUEL1 = \left(\frac{0,8358}{\rho_f} \right) \cdot \left(\frac{40510,73}{PCI_f} \right) \quad (2)$$

$$FUEL2 = \left(\frac{PCI_F}{40510,73} \right) \quad (3)$$

Onde,

ρ_f = Densidade do combustível (g/ml)

PCI_f = Poder calorífico Inferior (kJ/kg)

Inicialmente, a microturbina foi partida com Diesel convencional e operada durante um período de 20 minutos, até atingir a condição de regime permanente para uma carga de 10kW onde não se observaram mudanças nas variáveis medidas no software supervisor. Após dos 20 minutos, altera-se os parâmetros FUEL1 e FUEL2 para os valores do combustível utilizado, e iniciou-se a substituição do combustível. Neste caso, foram avaliadas as misturas em ordem crescente (BD10, BD20, BD30, BD50 e BD100) fechando a válvula de admissão do diesel e abrindo a válvula da mistura. Novamente, espera-se um período de estabilização de 10 minutos com a mesma carga de operação (10kW) para garantir que o restante de Diesel no circuito interno da microturbina seja consumido (Capstone, 2001).

Posteriormente, foram realizadas as medições dos parâmetros de emissões no analisador de gases e a carga foi aumentada 5 kW. Esperou-se durante 10 min até a normalização da operação e o processo de medição foi repetido. Todo este procedimento foi realizado para a microturbina trabalhando a 10, 15,20 e 25kW, com operação em paralelo com a rede de elétrica.

Uma vez que a mistura foi sido avaliada, introduziu-se novamente diesel na microturbina, se realizou a purga do combustível remanescente e se carregou o sistema de alimentação com a uma nova mistura. Após 5 minutos em operação com diesel iniciou-se novamente o procedimento de substituição com o novo combustível, como descrito anteriormente. Após ter completado a avaliação com BD 100, introduziu-se diesel na microturbina e o procedimento de medição foi repetido para obter os valores referência da operação da máquina com diesel. A Tabela 4.2 mostra um resumo das cargas de operação e os tempos utilizados para cada um dos combustíveis e as misturas avaliadas. É importante lembrar que a etapa de aquecimento foi realizada somente no inicio do teste quando a turbina tinha estado desligada por muito tempo.

Tabela 2.2. Etapas, cargas e tempos para a avaliação dos combustíveis.

Etapa	Carga [kW]	Tempo [min]
Aquecimento	10	20
Purga	10	10
Coleta de Dados	10	10
	15	10
	20	10
	25	10

4.3 ESTANDARIZAÇÃO DOS RESULTADOS

O desempenho de uma turbina a gás está relacionado com as condições atmosféricas, sendo as de maior importância a pressão e a temperatura (Fletcher & Walsh,1998). A Análise dos resultados obtidos num banco de ensaios é afetada pelas variações nas condições atmosféricas como a pressão e a temperatura, as quais podem variar repentinamente e gerar distorções no processo, aumentando o nível de incerteza associado aos testes experimentais.

Com o objetivo de evitar este tipo de interferências e permitir a comparação dos resultados obtidos por diferentes máquinas em qualquer local do mundo, foi estabelecido como norma, que os resultados obtidos através de testes experimentais em turbinas a gás devem ser corrigidos e referenciados as condições padrão ISO: UR 60%, 288,15 K (15 °C) e 101325 Pa (1,014 bar). Para isto, utilizam-se os coeficientes de correção delta (δ) e theta (θ) segundo a norma ASME PTC 22 (ASME, 1997). Estes coeficientes são calculados a partir das temperaturas e pressões de admissão da turbina, segundo as equações 4 e 5 (Fletcher & Walsh,1998):

$$\delta = \frac{P_1}{101325} [Pa] \quad (4)$$

$$\theta = \frac{T_1}{288,15} [K] \quad (5)$$

onde,

P_1 = Pressão de admissão (Pa)

T_1 = Temperatura de admissão (K)

Para o cálculo da potência efetiva, corrigida para as condições padrão ISO, utilizamos os valores de potência útil, temperatura e pressão de admissão no compressor, como mostrado a seguir:

$$\dot{W}_{corr} = \frac{\dot{W} \sqrt{\theta}}{\delta} \quad (6)$$

onde,

\dot{W}_{corr} = Potência corrigida (kW)

\dot{W} = Potência útil medida (kW)

A rotação corrigida é obtida por meio da seguinte equação:

$$N_{corr} = \frac{N}{\sqrt{\frac{R_1 T_1}{(RT)_{std}}}} \quad (7)$$

Uma vez que o fluido de trabalho (ar) foi considerado o mesmo para qualquer condição, as constantes R e R₁ são iguais e se cancelam. Logo, a correção foi feita utilizando somente a temperatura de entrada da turbina.

$$N_{corr} = \frac{N}{\sqrt{\frac{T_1}{T_{std}}}} = \frac{N}{\sqrt{\theta}} \quad (8)$$

onde,

N_{corr} = rotação corrigida (rpm)

N = rotação medida (rpm)

Para o cálculo da vazão de combustível corrigida, utiliza-se a equação:

$$\dot{m}_{fcorr} = \frac{\dot{m}_f}{\left(\frac{P_1}{P_{std}}\right) \sqrt{\left(\frac{T_1}{T_{std}}\right)}} = \frac{\dot{m}_f \sqrt{\theta}}{\delta} \quad (9)$$

onde,

\dot{m} = Vazão mássica de combustível (kg/s)

\dot{m}_{fcorr} = Vazão mássica de combustível corrigida (kg/s)

Para o cálculo da vazão de ar corrigida, utiliza-se a equação:

$$\dot{m}_{arcorr} = \frac{\dot{m}_{ar} \sqrt{\frac{T_1}{T_{std}}}}{\frac{P_1}{P_{std}}} = \frac{\dot{m}_{ar} \sqrt{\theta}}{\delta} \quad (10)$$

onde,

\dot{m}_{ar} = Vazão mássica de ar (kg/s)

\dot{m}_{arcorr} = Vazão mássica de ar corrigida (kg/s)

Todas as temperaturas e pressões podem ser corrigidas usando as seguintes equações,

$$T_{corr} = \frac{T}{\theta} \quad \text{e} \quad P_{corr} = \frac{P}{\delta} \quad (11)$$

onde,

T_{corr} = Temperatura corrigida (K)

P_{corr} = Pressão corrigida (Pa)

4.3.1. Consumo específico de energia (Heat Rate)

O consumo específico de energia é um parâmetro de desempenho, definido como a razão entre a energia contida no combustível consumido pela potência produzida no intervalo de tempo considerado. Pode ser calculado como:

$$HR = \frac{\dot{Q}}{\dot{W}} \quad (12)$$

Ou,

$$HR = SFC \times PCI \quad (13)$$

sendo,

$$SFC = \frac{3600 \cdot \dot{m}_f}{\dot{W}} \quad (14)$$

onde,

HR = Consumo específico de calor (Heat Rate) [kJ/kWh]

SFC = Consumo específico de combustível [kg/kWh]

PCI = Poder calorífico inferior do combustível [kJ/kg]

\dot{W} = Potência [kW]

\dot{m}_f = Vazão de combustível [kg/s]

A partir do consumo específico de energia, a eficiência da microturbina é calculada a partir da seguinte equação:

$$\eta = \frac{1}{HR} \times 360 \quad (15)$$

onde,

η = Eficiência térmica da microturbina

4.3.2. Análise da incerteza

Com o objetivo de determinar a influência do uso de diferentes tipos de sensores e equipamentos durante as avaliações, deve-se realizar uma análise de sensibilidade ou propagação do erro sobre as principais variáveis calculadas, para cada teste.

Este cálculo baseia-se no procedimento para o cálculo do erro em medições indiretas, para variáveis estatisticamente não dependentes (ISO,1993). Porém, dificilmente as variações aleatórias associadas a cada grandeza de entrada estarão agindo sincronizadamente e da mesma maneira sobre todas estas grandezas. A estimativa da incerteza padronizada combinada de duas ou mais grandezas de entrada estatisticamente independentes deve levar em conta aspectos probabilísticos. O valor estimado para a incerteza padronizada combinada geralmente é consideravelmente menor do que o valor obtido se as grandezas de entrada fossem tratadas como estatisticamente dependentes.

No caso geral, há uma expressão genérica que permite estimar a incerteza padronizada combinada para o caso geral, onde apenas grandezas de entrada estatisticamente independentes se relacionam através de uma expressão matemática. Seja, por exemplo, uma grandeza G calculada em função de diversas grandezas de entrada relacionadas por :

$$G = f(x_1, x_2, x_3, x_4, \dots) \quad (15)$$

A incerteza combinada da grandeza G pode ser estimada por:

$$u^2(G) = \left(\frac{\partial f}{\partial x_1} \cdot u(x_1)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_2} \cdot u(x_2)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_3} \cdot u(x_3)\right)^2 + \left(\frac{\partial f}{\partial x_4} \cdot u(x_4)\right)^2 + \dots \quad (16)$$

onde:

$u(G)$ - representa a incerteza padronizada da grandeza G

$u(x_1)$, $u(x_2)$, $u(x_3)$, $u(x_4)$, ...- representam as incertezas padronizada associadas às grandezas de entrada x_1 , x_2 , x_3 , x_4 , ... respectivamente.

O grau de incerteza foi calculado para todas as variáveis calculadas indiretamente, a partir dos resultados experimentais, para cada combustível, trabalhando com as diferentes misturas nas diferentes potências de operação. Considerando que os equipamentos utilizados foram os mesmos e a faixa de operação das variáveis medidas também permaneceu constante, o grau de incerteza apresentou-se constante. A Tabela mostra o grau de variação de cada variável calculada a partir dos experimentos.

Tabela 4.3. Porcentagem de Incerteza das variáveis calculadas.

Variable	Incerteza
Heat Rate [MJ/kW]	±0.76 %
Vazão de combustível [kg/h]	±3.2 %
Rotação [rpm]	±5 %
Consumo específico de combustível [kg/kW]	±3.2 %

Capítulo 5

RESULTADOS EXPERIMENTAIS

5.1. INTRODUÇÃO

O capítulo inicia-se com a apresentação dos resultados de caracterização dos combustíveis utilizados e a comparação de suas propriedades com as do óleo diesel. A seguir são apresentados os resultados dos testes de desempenho térmico e emissões quando a microturbina foi operada com biodiesel de soja, biodiesel de dendê, suas misturas com diesel (BD10, BD20, BD30, BD50) e etanol 100%.

Finalmente, é realizada uma comparação entre os resultados obtidos para os três combustíveis em duas condições de carga.

5.2. CARACTERIZAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS UTILIZADOS

A Importância da caracterização dos combustíveis em termos de densidade e viscosidade está relacionada com a qualidade do processo de queima na câmara de combustão. Algumas referências (Lefebvre,1983) relacionam essas propriedades dos combustíveis líquidos (em especial a viscosidade) com o tamanho médio de gota que pode ser obtido no processo de atomização do combustível no interior da câmara de combustão. Sabendo-se que o processo de queima do combustível na câmara de combustão de uma turbina a gás é muito rápido, qualquer variação no tamanho das gotas pode representar problemas na queima, impedindo o aproveitamento da energia

contida no combustível e gerando uma maior quantidade de poluentes na forma de hidrocarbonetos não queimados principalmente (Lefebvre, 1983) .

A Figura mostra a variação da densidade para as misturas biodiesel/diesel para soja e dendê, em comparação com o óleo diesel. Neste caso, o diesel apresenta um valor de $0,827 \text{ kg/m}^3$, o qual é menor que qualquer uma das misturas diesel/biodiesel. Por outro lado, o biodiesel de soja mostra um valor maior na densidade para todas as misturas quando comparado com o biodiesel de óleo de dendê. Para BD100, o biodiesel de soja teve um valor de $0,888 \text{ kg/m}^3$ e o biodiesel de dendê $0,854 \text{ kg/m}^3$. Estas diferenças estão relacionadas com a origem dos combustíveis, pois o óleo de soja possui um maior grau de saturação em comparação com o dendê, porém, os metil-ésteres derivados terão as mesmas características. Já para o etanol, o valor obtido para a densidade foi de $0,789 \text{ kg/m}^3$.

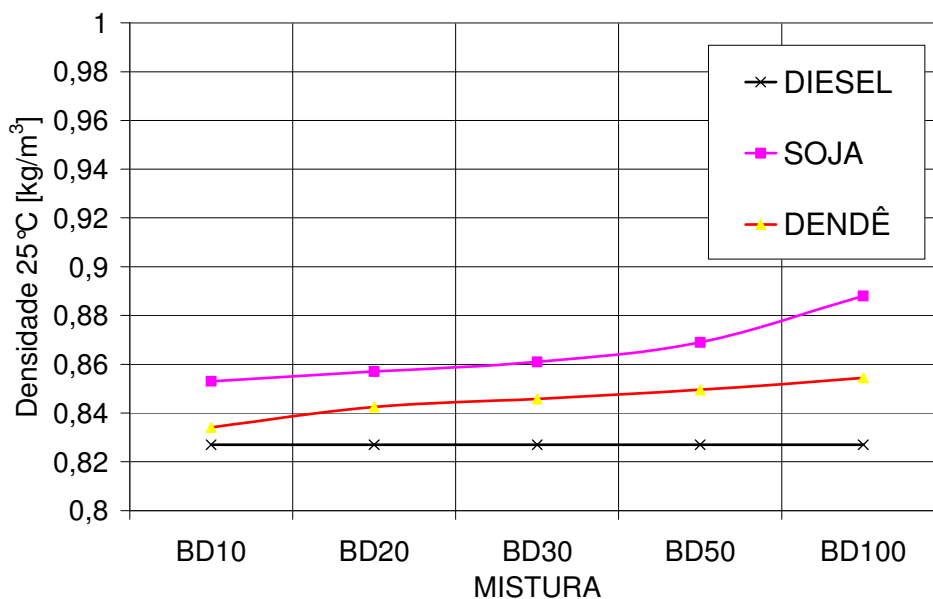


Figura 5.1. Densidade das misturas Biodiesel/Diesel a 25°C

Para o caso da viscosidade a 40°C, pode ser visto na Figura 4 que não foram encontradas diferenças entre os valores para o biodiesel de soja e de dendê ao longo da faixa de misturas biodiesel/diesel avaliadas. O valor máximo encontrado foi

novamente para o BD100 nos dois casos, com 3,92 cSt para o dendê e 4 cSt para a soja. Este resultado é muito importante, pois garante que os dois combustíveis podem ser utilizados diretamente na microturbina sem apresentar nenhuma limitação de acordo com os parâmetros de operação estabelecidos pelo fabricante (Capstone, 2001). Para o Etanol, o valor encontrado foi 2.0 cSt.

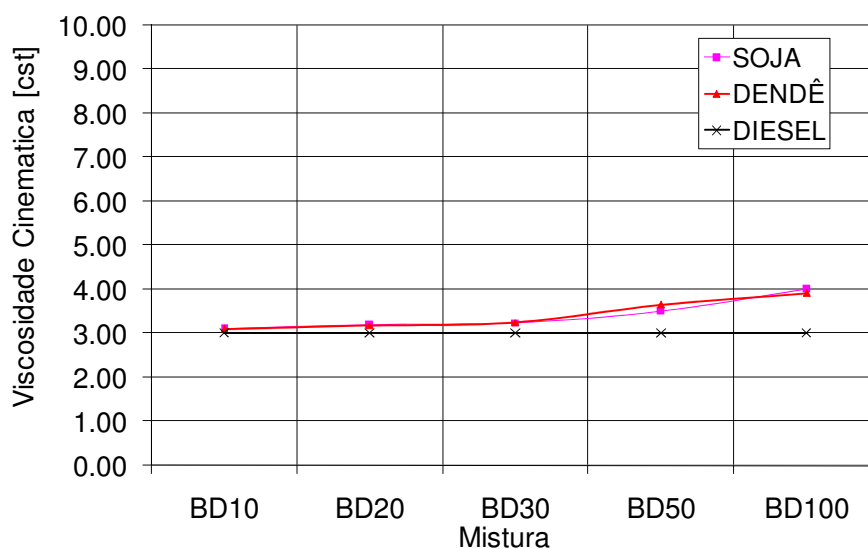


Figura 4.2. Viscosidade cinemática das misturas Biodiesel/Diesel a 40 °C.

A Figura apresenta os valores do poder calorífico superior (PCS) para as misturas biodiesel/diesel. Nos dois casos, observa-se uma redução na medida em que a concentração de biodiesel na mistura aumenta. Devido ao grau de incerteza do calorímetro utilizado (5%), observa-se na Figura que existe uma superposição das curvas reportadas para as misturas diesel/biodiesel, junto com uma perda da característica de linearidade do PCS em este tipo de misturas. O valor encontrado para biodiesel de soja 100% é de 39,85 MJ/kg e para o dendê de 40,04 MJ/kg. Para o etanol, embora não seja mostrado na figura 5.3, encontrou-se um valor de 26,8 MJ/kg o que representa apenas 60% do PCS do diesel convencional.

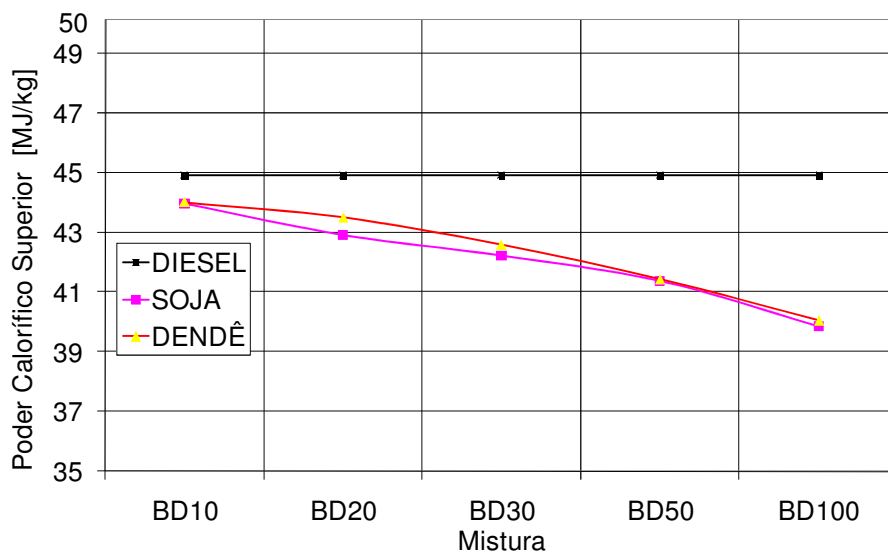


Figura 5.3. Poder calorífico superior (PCS) das misturas Biodiesel/Diesel.

A Tabela apresenta uma comparação geral das características dos combustíveis avaliados.

Tabela 5.1. Características físico-químicas dos combustíveis utilizados

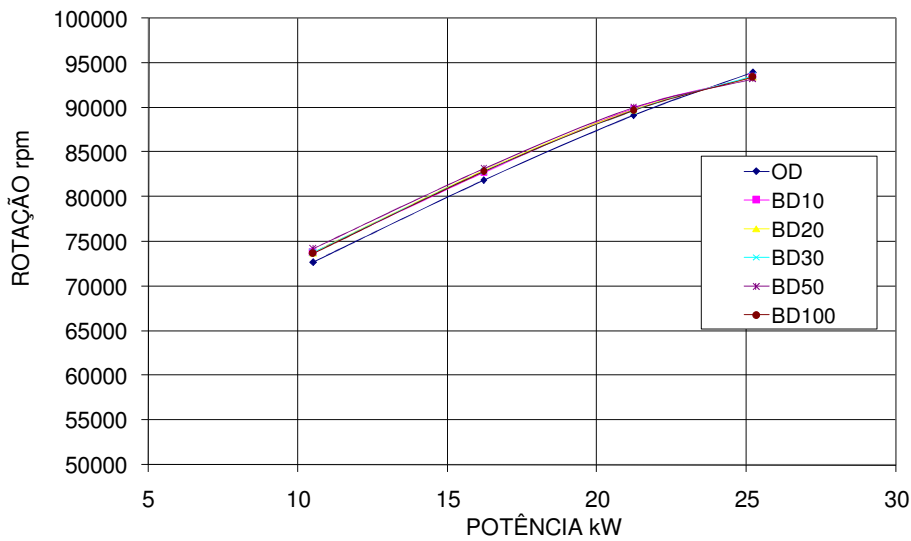
	Biodiesel de dendê	Biodiesel de soja	Etanol	DIESEL
Densidade (kg/m³) 25 °C	0,8544	0,888	0,789	0,827
Viscosidade Cinemática (mm²/s) 40°C	4	3,92	2	3,0
Poder Calorífico Superior (MJ/kg)	40,4	39,85	26,8	44,9
Conteúdo de enxofre (mg/kg)	0,001	0,001	0,001	0,24

5.3. DESEMPENHO TÉRMICO

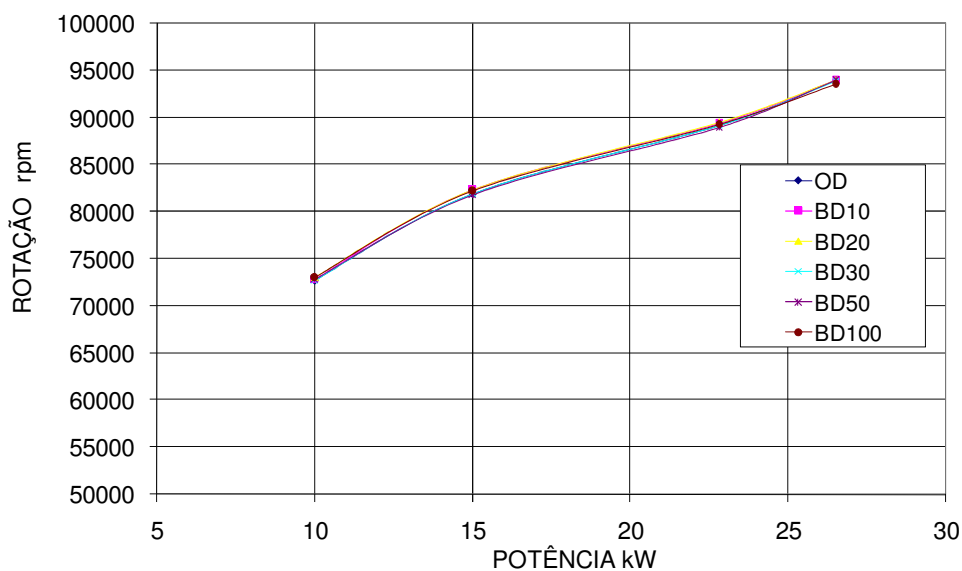
Nesta seção, apresenta-se uma análise do desempenho térmico da microturbina, utilizando cada tipo de biodiesel (soja e dendê) e suas misturas com diesel ao longo da faixa de potência utilizada. Posteriormente, se apresenta outra comparação do desempenho, neste caso entre os resultados obtidos com etanol e os obtidos com diesel para as mesmas variações de carga.

5.3.1. Desempenho térmico da microturbina operando com biodiesel de soja, dendê e suas misturas com diesel

A Figura mostra a variação da velocidade rotacional do eixo da microturbina, trabalhando em diferentes cargas, utilizando como combustível (a) Biodiesel de Soja e (b) Biodiesel de óleo de dendê. Em ambos os casos, pode-se observar que a medida que a potência aumenta, a rotação do eixo também aumenta, uma vez que neste tipo de máquina, a potência depende da quantidade de ar que passa pelo sistema.



(a)



(b)

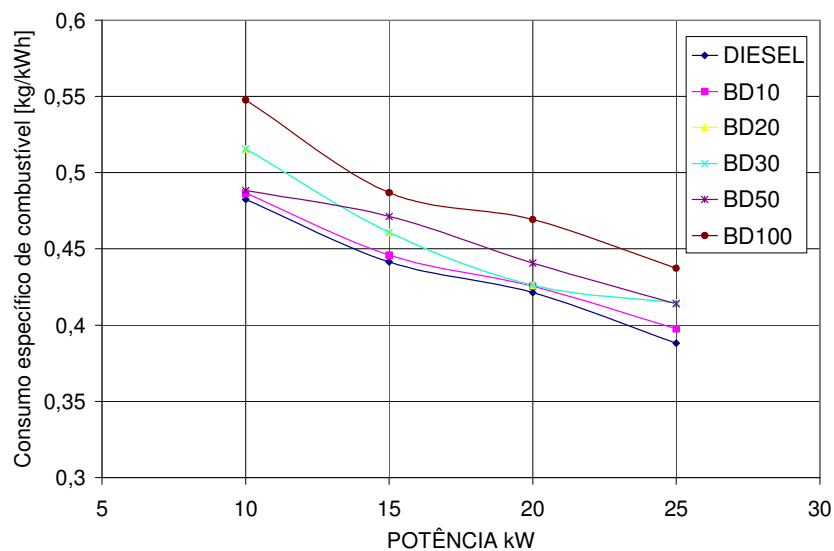
Figura 5.4. Rotação do eixo durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com Diesel em diferentes cargas.

Dado que as características dos combustíveis analisados são diferentes, como foi apresentado na seção anterior, e como o volume de ar utilizado pela microturbina não muda quando é trocado o combustível, analisou-se o comportamento do consumo específico de combustível da microturbina para atingir as diferentes demandas de

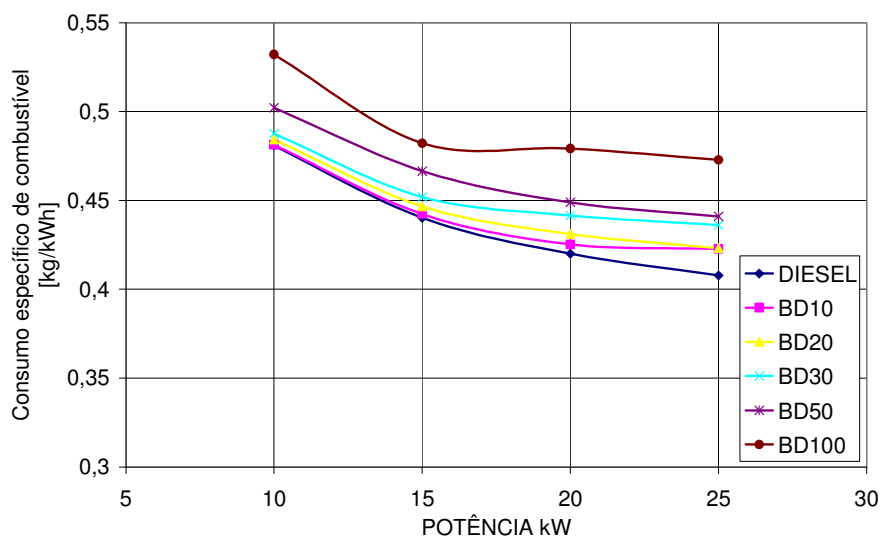
potência com os diferentes tipos de biodiesel e suas misturas com diesel. A Figura compara o consumo específico de combustível da microturbina ao trabalhar com biodiesel de soja e dendê.

No caso do biodiesel de soja (Figura 5.5a), observa-se uma redução no consumo específico de combustível quando a potência é aumentada utilizando o biodiesel e todas suas misturas com diesel em diferentes concentrações. O menor valor atingido corresponde a 0,4 kg combustível /kWh quando foram utilizados diesel puro e a mistura BD 100 para a maior potência de operação. As maiores diferenças aparecem para o biodiesel de soja puro com 0,11 kg combustível /kWh a mais quando comparado com o diesel por causa do seu menor poder calorífico inferior. Este valor permanece constante ao longo de toda a faixa de carga avaliada.

No caso das misturas intermediais BD30 e BD50, deve-se observar que possivelmente, devido a similitude nas suas características físico-químicas, o sistema de controle da microturbina não consegue estabelecer diferenças pelo que os resultados para estas duas misturas ficam muito próximos ou até superpostos, quase como se não existisse diferença entre eles.



(a)



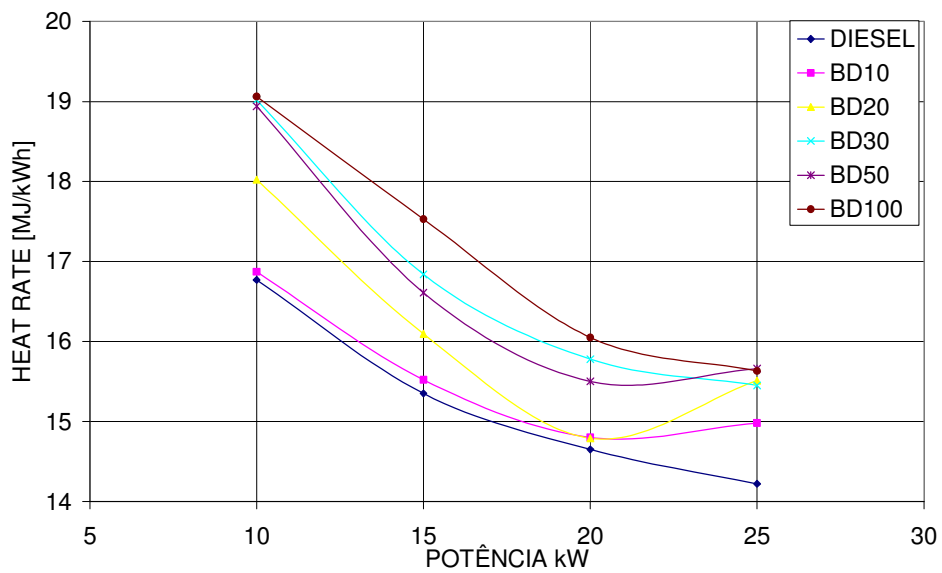
(b)

Figura 5.5.Consumo específico de combustível durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com diesel em diferentes cargas.

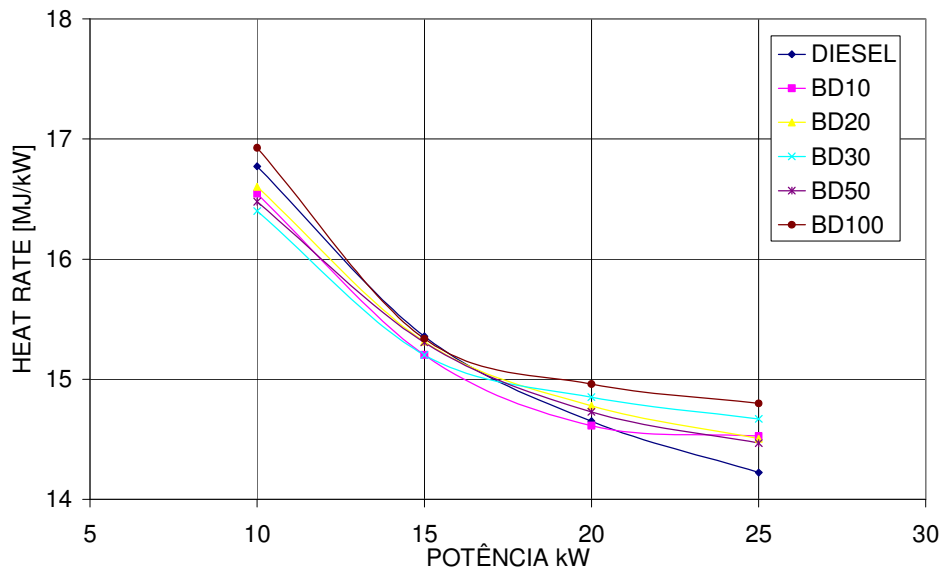
Para o biodiesel de dendê (Figura 5.5b), mantêm-se a tendência de redução mostrada para o consumo específico de combustível quando a potência é aumentada, uma vez que este biodiesel possui um poder calorífico maior que o biodiesel de soja, a diferença encontrada em comparação com o diesel é menor, com um valor de 0,08 kg combustível/kW. Este valor também permanece aproximadamente constante ao longo de toda a faixa de potência.

A Figura mostra o comportamento do Heat Rate da microturbina trabalhando com biodiesel de soja (a) e dendê (b). Em ambos os casos, observa-se uma redução no Heat Rate na medida em que a potência é aumentada, tanto para o diesel quanto para o biodiesel e as diferentes misturas. O valor encontrado para o diesel puro, a máxima potência foi de 14200 kJ/kW, o biodiesel de soja BD100, nas mesmas condições apresentou 15753 kJ/kW e o biodiesel de dendê 14800 kJ/kW apresentando um melhor desempenho. Novamente, nos dois casos, estas diferenças permaneceram constantes ao longo de toda a faixa de potência e estão relacionadas com o poder

calorífico, pois para o biodiesel a máquina precisa de uma maior quantidade de combustível para atingir a temperatura dos gases de saída da câmara de combustão e a demanda elétrica estabelecida. Novamente, para o caso do biodiesel de soja e as suas misturas com diesel, aparece o mesmo fenômeno da superposição das curvas devido a pouca diferença nas características físico-químicas das misturas. Este fenômeno é muito interessante, pois pode estar relacionado com a composição química do biodiesel de soja e as características das suas misturas com diesel pelo qual poderia ser analisado numa outra pesquisa posterior.



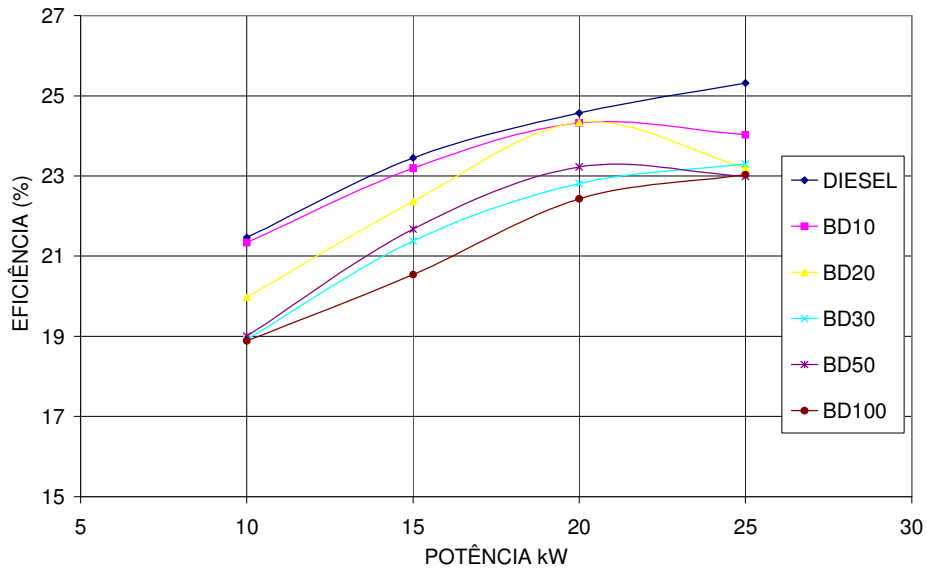
(a)



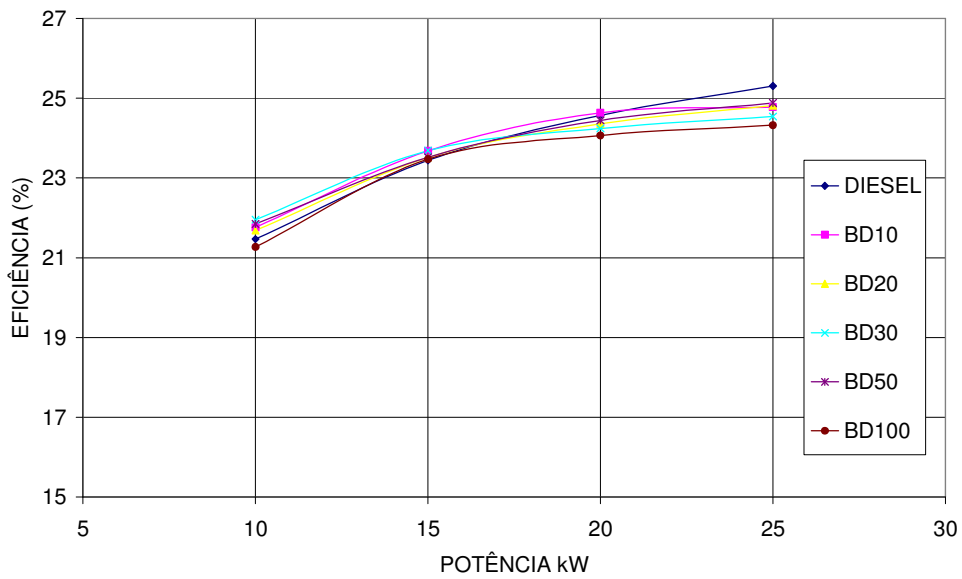
(b)

Figura 5.6. Heat Rate durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com diesel em diferentes cargas.

Finalmente, com relação com a eficiência térmica, a Figura mostra que para o biodiesel de soja, apresentam-se diferenças quando comparado com o diesel tanto para o BD 100 quanto para as suas misturas provavelmente, devido as diferenças na massa específica e na viscosidade, as quais podem ocasionas mudanças no processo de atomização do combustível na câmara da combustão, reduzindo a eficiência térmica da máquina. Por outro lado, para o biodiesel de dendê não se observam diferenças e os valores da eficiência permanecem iguais aos obtidos quando trabalhando com diesel dentro de toda a faixa de potência avaliada.



(a)



(b)

Figura 5.7. Eficiência térmica durante a operação com biodiesel (a) soja (b) dendê e suas misturas com Diesel em diferentes cargas.

5.3.2. Desempenho térmico da microturbina operando com Etanol

No caso do etanol, foi desenvolvida a análise, visando realizar uma comparação dos três biocombustíveis e sua utilização na microturbina. Neste caso, o etanol foi introduzido no mesmo tanque de alimentação do biodiesel, após uma limpeza, e foi carregado na microturbina segundo a metodologia descrita.

Inicialmente, a Figura mostra a rotação do eixo da máquina para as diferentes potências, quando trabalhando com etanol e diesel. Novamente, não foram encontradas diferenças para esta variável. A justificativa é a mesma já apresentada para o biodiesel. Enquanto a redução mostrada para o caso do diesel na potência de 25 kW está relacionada com o 5% de incerteza calculado para esta variável.

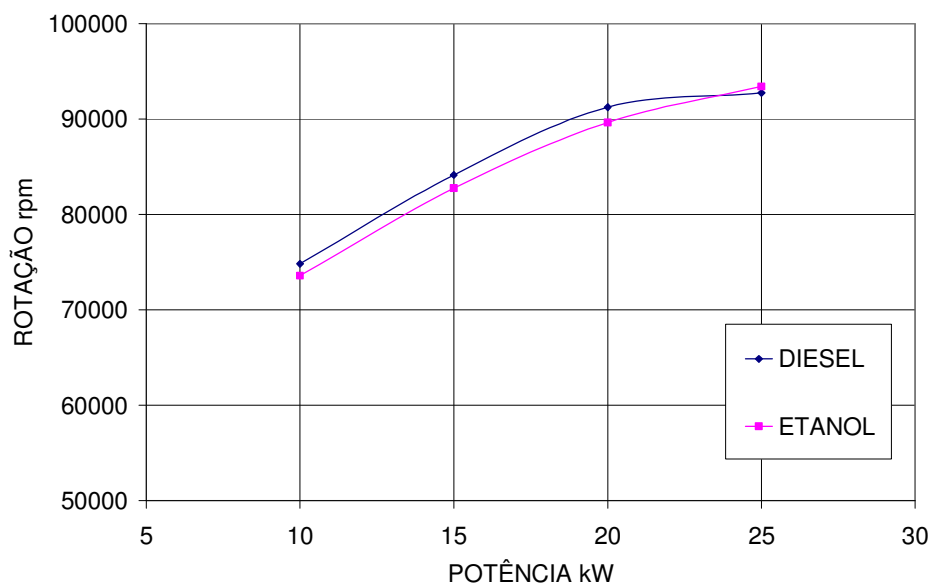


Figura 5.8. Rotação do eixo durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.

Devido à considerável diferença existente no poder calorífico, o consumo específico de combustível mostra-se muito superior para o etanol quando comparado com o diesel, como pode ser visto na Figura . Pode-se observar um aumento de 72% sobre o diesel e 35% sobre o biodiesel na quantidade de combustível (kg/kWh) utilizado na microturbina para atingir uma potência estabelecida. Durante a análise econômica este valor será considerado.

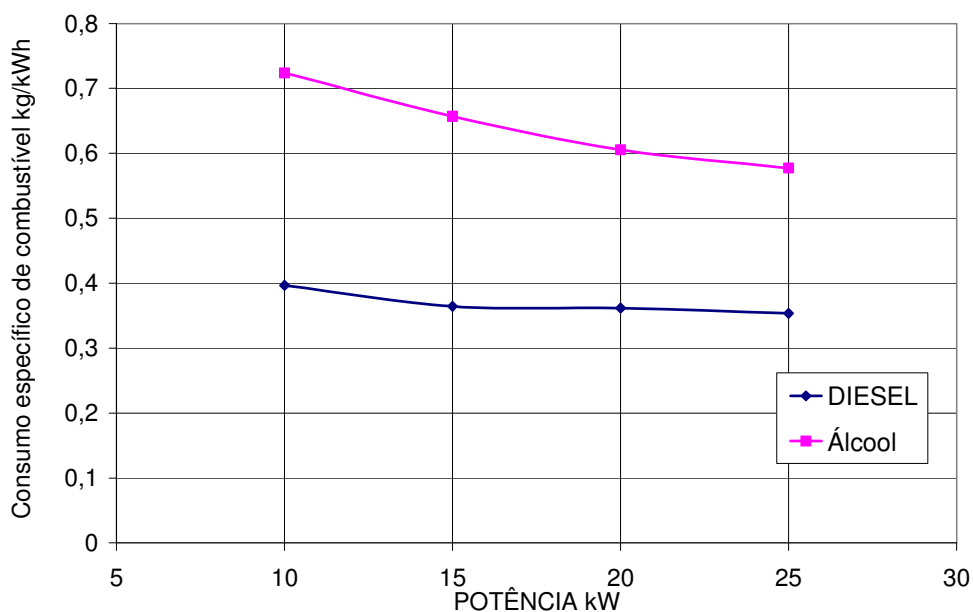


Figura 5.9. Consumo específico de combustível durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.

As Figuras 5.10 e 5.11 mostram o comportamento do Heat Rate e a eficiência térmica da microturbina utilizando etanol e diesel. Como era de se esperar pelos resultados no consumo específico de combustível, há grandes diferenças nestas duas variáveis, mostrando um aumento no Heat Rate de 2500 kJ/kW e uma redução na eficiência térmica de 2% quando utilizado o etanol. É importante mencionar que o Heat Rate obtido com o etanol é também superior ao encontrado para o biodiesel de soja e o de dendê, porém, o etanol apresentou a menor eficiência térmica para os três biocombustíveis.

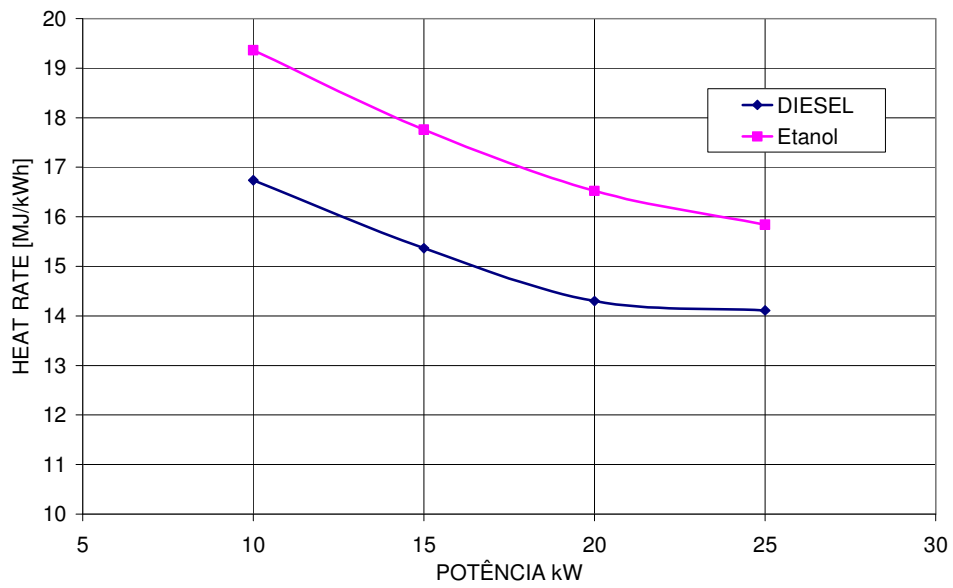


Figura 5.10. Heat Rate durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.

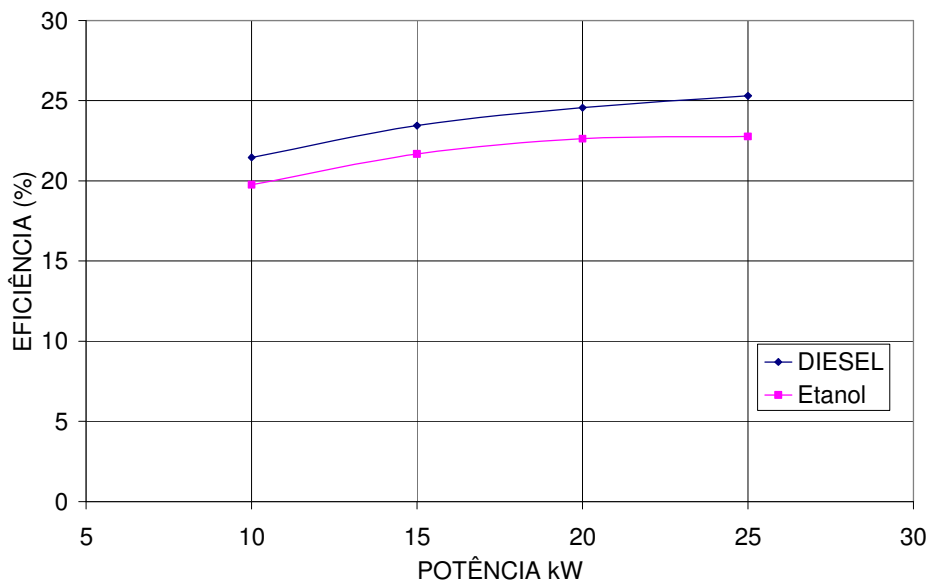


Figura 5.11. Eficiência térmica durante a operação com Etanol em comparação com o Diesel.

Por fim, pode-se afirmar que a fonte de obtenção do biodiesel apresentou-se como uma variável de interesse na análise de projetos para a geração e o uso da energia, pois as pequenas diferenças apresentadas na Tabela para a densidade, o PCI e a viscosidade ocasionam diferenças nos parâmetros de desempenho térmico da microturbina, quando comparados com os obtidos com o diesel. Para o caso do biodiesel de dendê, embora exista um incremento no consumo específico de combustível, não se encontraram diferenças significativas para a eficiência térmica da máquina. Por outro lado, para o biodiesel de soja, já se apresentaram diferenças na eficiência de ao redor de 2% ao longo de toda a faixa de potência avaliada.

Já os resultados obtidos com o etanol mostraram-se muito diferentes tanto aos obtidos tanto com biodiesel como com diesel, por causa da sua grande diferença no poder calorífico.

No entanto, não é recomendável sugerir o uso de algum dos três biocombustíveis na microturbina sem realizar a análise econômica prevista, cujos resultados são apresentados no capítulo 6.

5.4. EMISSÃO DE POLUENTES

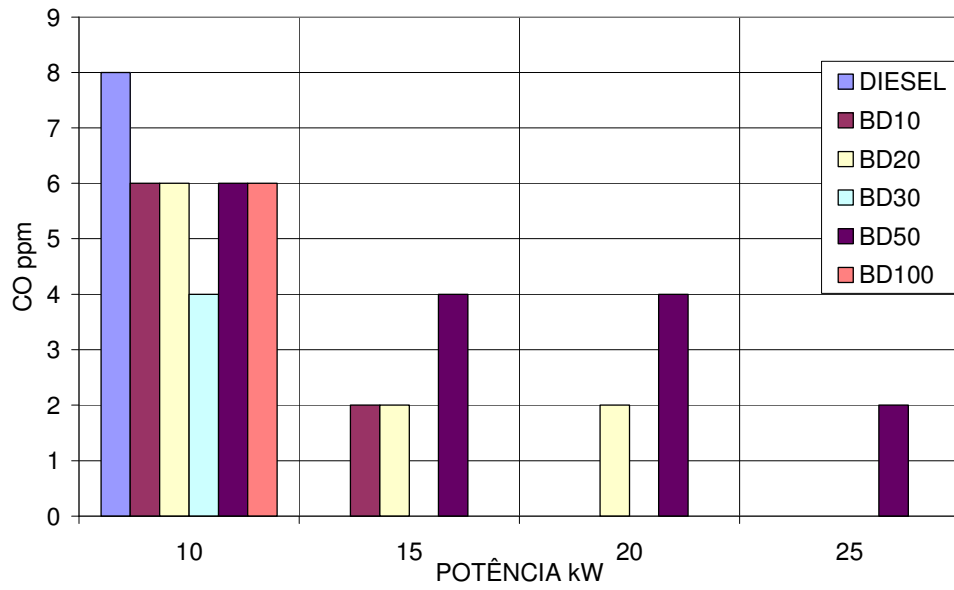
A seguir, apresenta-se uma análise da emissão de poluentes por parte da microturbina, quando operando com cada tipo de biodiesel (soja e dendê) e suas misturas com diesel ao longo da faixa de potência utilizada. Posteriormente, apresentam-se também os resultados obtidos com etanol, da mesma forma como foi realizado para o desempenho térmico. A discussão é feita, principalmente, para o monóxido de carbono e os óxidos de nitrogênio, pois ao longo dos testes, não foi encontrada nenhuma quantidade de hidrocarbonetos não-queimados, devido às altas temperaturas e ao grande excesso de ar utilizado na combustão. Da mesma forma não houve emissão de óxido de enxofre, já que os biocombustíveis avaliados não possuíam este elemento na sua composição.

5.4.1. Emissão de poluentes da microturbina operando com biodiesel de soja, dendê e suas misturas com Diesel

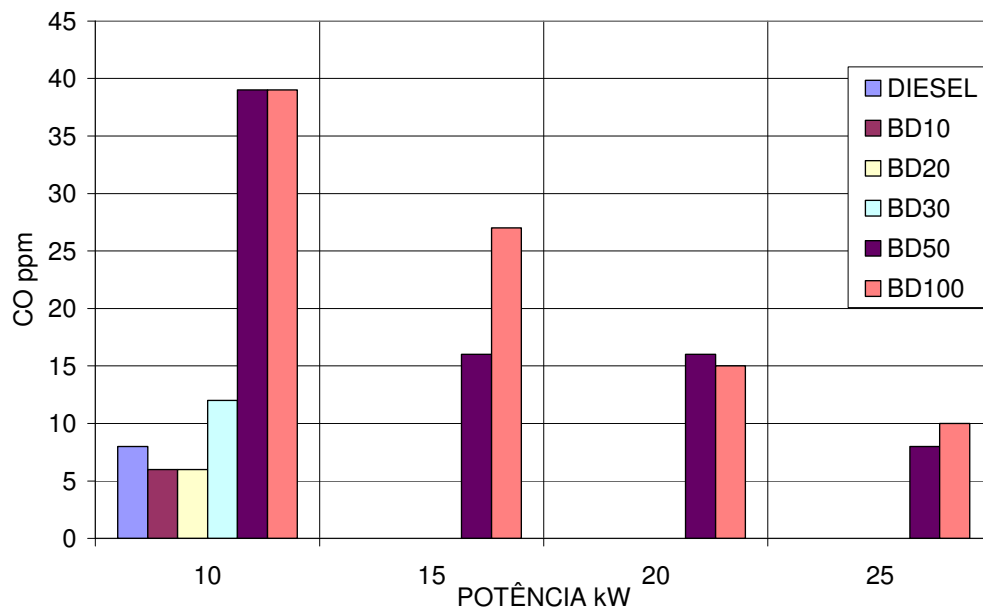
A Figura mostra uma comparação das emissões de monóxido de carbono quando a microturbina operou com as diferentes misturas de biodiesel de soja (a) e dendê (b). Em ambos os casos é possível notar que as emissões de CO ao utilizar BD100 são maiores do que quando se utilizou diesel 100%. No entanto, para potências maiores de 15 kW não foram detectadas emissões de CO para o diesel e para o BD100 as mesmas diminuíram. Estes resultados estão relacionados com as características do processo de combustão dos combustíveis na câmara de combustão. O biodiesel de soja e o de dendê têm uma maior viscosidade que o diesel, além disso os bicos de injeção de combustível não foram trocados, assim o tamanho das gotas criadas devem ser maiores para o biodiesel em comparação ao diesel, gerando maiores níveis de CO nos gases de exaustão como consequência de uma combustão incompleta.

Naturalmente, a quantidade de CO para cargas menores apresenta um valor maior do que para cargas maiores. O valor mais baixo de emissões de CO se verifica para a carga máxima avaliada em ambos os casos.

Por fim, é preciso comentar novamente sobre as diferenças existentes no comportamento do biodiesel de soja e dendê, as quais têm de estar relacionadas com as diferenças encontradas para a eficiência térmica ao parecer por causa de problemas ou perturbações geradas no processo de queima ao interior da câmara de combustão. Sendo que o biodiesel de soja (BD100) não apresentou emissões de CO para potências maiores a 10kW, mas, contrário ao mostrado pelo biodiesel de dendê, para misturas com uma menor concentração observou-se uma pequena concentração de CO nos gases de exaustão.



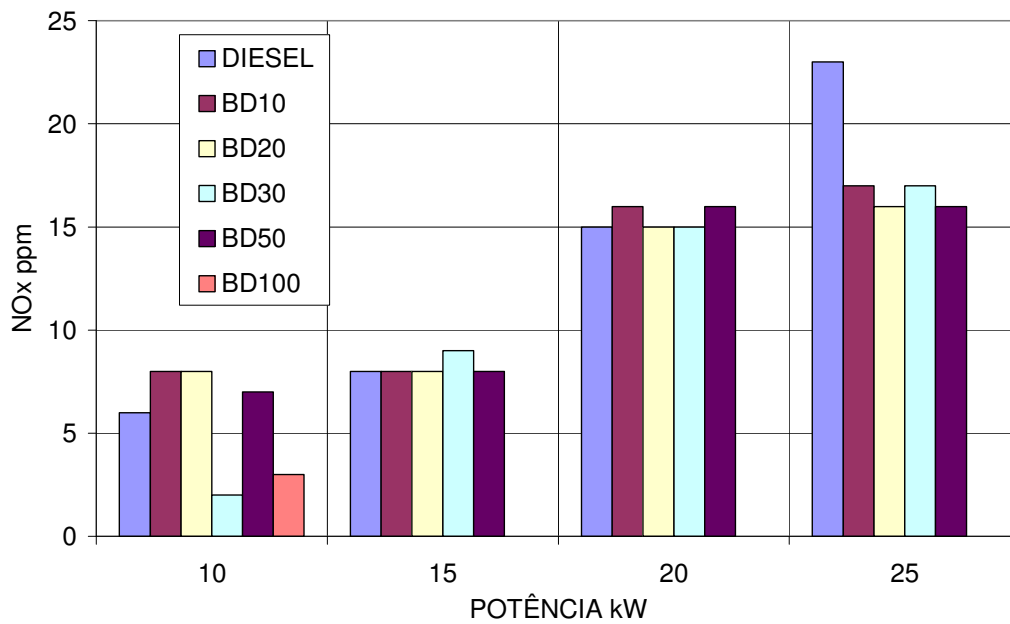
(a)



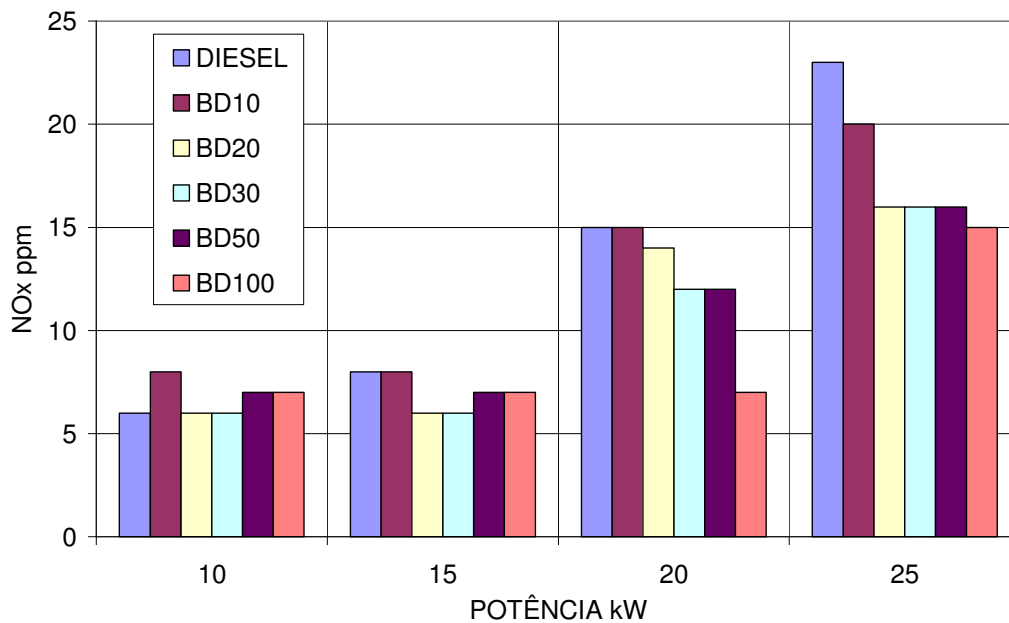
(b)

Figura 5.12. Concentração de monóxido de carbono nos gases de exaustão quando trabalhando com biodiesel de soja (a), dendê (b) e suas misturas com Diesel.

Com relação as emissões de NOx, a Figura mostra a concentração na saída dos gases de exaustão ao utilizar as diferentes misturas. Pode-se observar que não existem grandes diferenças entre elas. Isto acontece porque todas as emissões são, provavelmente, de origem térmica. No entanto, mesmo quando os valores de NOx permanecem abaixo de 35ppm, valor este estabelecido pelo fabricante da máquina como normal, para o caso de BD100 a concentração de NOx é menor em comparação com o diesel para todas as cargas avaliadas. Adicionalmente, os resultados obtidos para CO e NOx mostram um comportamento similar aos apresentados por Petrov (1999), quando avaliou as mesmas microturbinas utilizando gás natural como combustível.



(a)



(b)

Figura 5.13. Concentração dos óxidos de nitrogênio nos gases de exaustão, quando trabalhando com biodiesel de soja (a), dendê(b) e suas misturas com diesel.

Para o caso dos óxidos de nitrogênio, o NO_2 não foi considerado pela baixa concentração apresentada quando comparado ao NO . Pode-se dizer que não se apresentaram grandes diferenças nas emissões de NO , pois as temperaturas na câmara de combustão devem ser similares, dadas as pequenas diferenças no poder calorífico dos combustíveis. Também, deve-se destacar que todos alguns valores registrados são menores que a precisão do instrumento analisador de gases, que é de ± 5 ppm, porém os valores absolutos não devem ser considerados.

5.4.2. Emissão de poluentes da microturbina operando com Etanol em comparação com diesel

A Figura mostra o comportamento da concentração de CO nos gases de exaustão da microturbina quando foi utilizado etanol como combustível. Neste caso, os valores encontrados para o Etanol são maiores em comparação com os obtidos pelo diesel para todas as potências, provavelmente, devido às características dos combustíveis, pois como o Etanol possui um PCI inferior ao do Diesel o consumo específico do combustível é maior para atingir a mesma potência, o que pode reduzir o tempo de queima do combustível na câmara de combustão e gerar um processo de combustão incompleta.

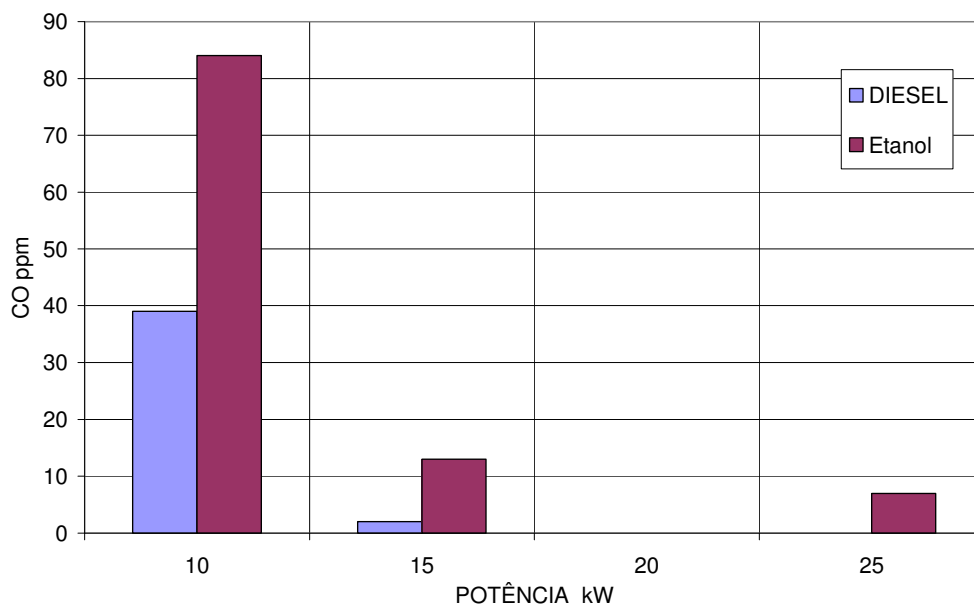


Figura 5.14. Concentração de monóxido de carbono nos gases de exaustão quando trabalhando com Etanol.

Para os óxidos de nitrogênio - NO_x - o fenômeno é inverso, a medida que o teor de CO diminui, aumenta a quantidade de NO_x nos gases de exaustão. Novamente, deve-se mencionar que não podem ser utilizados valores absolutos por causa das características do analisador de gases.

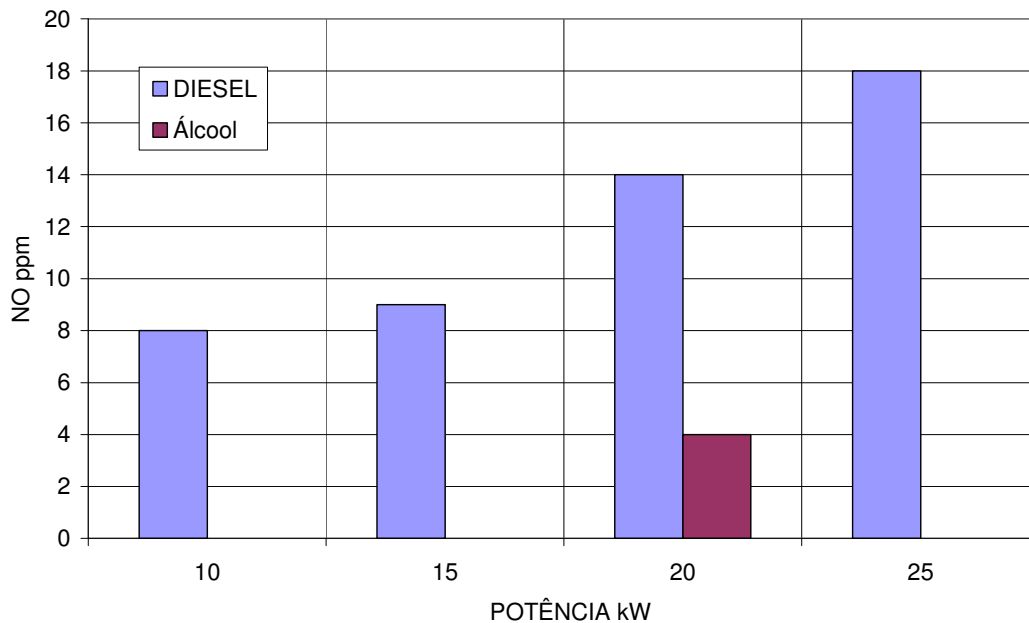


Figura 5.15. Concentração dos óxidos de nitrogênio nos gases de exaustão quando trabalhando com Etanol.

Em termos gerais observou-se para os três combustíveis avaliados uma redução na concentração de emissões de NOx e um aumento no teor de CO ao serem utilizados na microturbina, porém, todos os resultados obtidos quando trabalhando na carga máxima permaneceram na faixa de operação referida pelo fabricante (Capstone, 2001).

Por outro lado, SO₂ e hidrocarbonetos não queimados não foram encontrados em nenhum teste com os biocombustíveis.

Capítulo 6

ANÁLISE ECONÔMICA

6.1. INTRODUÇÃO

Visando estabelecer a conveniência da utilização dos três biocombustíveis avaliados nas microturbinas e esta tecnologia como uma alternativa para a geração de energia elétrica num esquema de geração distribuída, a seguir, apresentam-se os resultados de uma análise econômica desenvolvida, utilizando a informação obtida nos testes de desempenho e selecionando um caso de estudo onde se determinou a melhor possibilidade de aplicação desta tecnologia. Finalmente, faz-se uma descrição do caso estudado, mostram-se os resultados da análise determinística e de sensibilidade para indicadores econômicos e uma análise de riscos mediante a simulação de Montecarlo.

6.2. ESTUDO DE CASO

No apêndice A se apresenta um resumo sobre as características do Sistema Tarifário de eletricidade Brasileiro, destacando a categorização nos diversos tipos de consumidores, os horários de operação e os grupos tarifários (Perfectum,2006). Esta informação foi utilizada para estabelecer qual seria o melhor ambiente, onde as microturbinas poderiam ser utilizadas para a geração de eletricidade numa pequena ou média indústria.

Assim, como o valor da fatura de energia se compõe dos custos de potência e de energia, nos horários de ponta e fora de ponta, pode-se constatar que para as unidades consumidoras da classe A4, que congrega a maioria das instalações industriais de pequeno porte e a quase totalidade das médias.

Neste caso, a tarifa de ultrapassagem no horário de ponta é 3 vezes a tarifa básica, ou seja, ultrapassagem na ponta é igual a 9 vezes a tarifa fora de ponta. Conseqüentemente, a possibilidade de eliminação das parcelas correspondentes ao horário de ponta se torna particularmente atraente para as instalações onde não é possível reduzir o consumo. A alternativa de melhores resultados é não contratar demanda e não consumir energia da concessionária no horário de ponta. Entretanto, para manter a sua atividade normal, será preciso gerar a sua própria energia.

Finalmente, para não pagar por potência no horário de ponta (não contratar demanda) o consumidor deverá optar pela tarifa Horo-sazonal verde e, neste caso, se necessitar consumir energia no horário de ponta, não pagará por demanda neste horário, Porém sua tarifa de consumo será de 9,5 vezes a tarifa do horário fora de ponta. Em geral, além da redução da fatura de energia resultante diretamente da eliminação das parcelas de demanda e consumo no horário de ponta, outras reduções podem ser obtidas, tais como correção de fator de potência e otimização do fator de carga por meio da contratação do valor mais adequado de potência.

Com base na informação mencionada, a Tabela apresenta um resumo dos cenários inicialmente adotados.

Tabela 6.1. Características do sistema selecionado (ANEEL, 2005)

Grupo Tarifário	A4- Horó- sazonal Verde
Demanda contratada na ponta	105 kW
Demanda contratada fora da ponta	120 kW
Consumo médio fora da ponta	71.55 kW
Consumo médio na ponta	123 kW

A curva de carga é apresentada na Figura . Pode-se perceber que o horário do funcionamento das microturbinas para a geração corresponde, diariamente a faixa entre as 17 e 20 horas, com a possibilidade de utilizar a microturbina para fornecer entre 23 e 27 kW em carga constante, reduzindo ligeiramente o consumo de energia elétrica da rede.

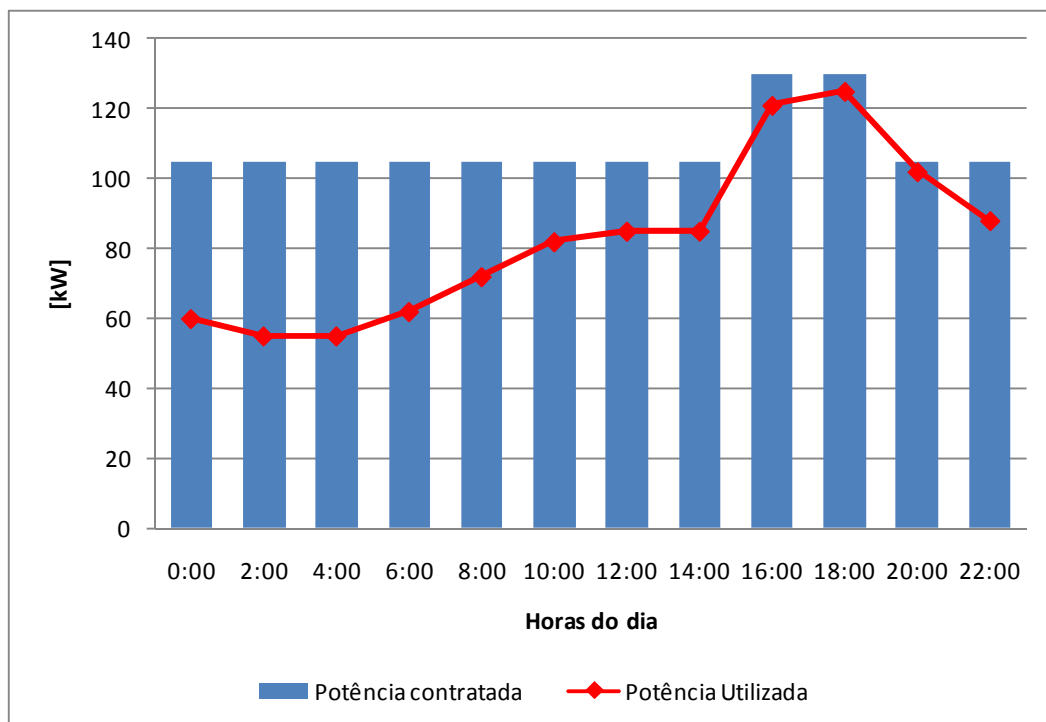


Figura 6.1. Curva de carga para uma indústria de pequeno porte. (ANEEL, 2005)

Para iniciar o cálculo econômico, além da seleção do caso de estudo, foi necessário estabelecer outras condições relacionadas com a potência atingida pelas microturbinas com cada combustível, os preços de referência a serem utilizados e algumas variáveis gerais de tipo econômico, como a taxa de câmbio e a taxa mínima de atratividade para o projeto. O resumo destas considerações é apresentado na Tabela onde a TMA representa a taxa mínima de atratividade. Este valor foi estabelecido em 10% por se - considerar que este tipo de investimentos possui uma série de vantagens associadas, diferentes do retorno econômico, tais como a redução nas emissões geradas e a confiabilidade e simplicidade do sistema em quando a sua instalação, operação e manutenção.

Tabela 6.2. Condições gerais adotadas na análise econômica

	Preço Referência (R\$/l)	Potência gerada (kW)	Densidade (kg/m³)
Biodiesel de Soja	1,764*	25,7	0,88
Biodiesel de Dendê	1,764*	26,5	0,85
Etanol	1,177**	26,6	0,78
Taxa de câmbio			1,96 R\$/Dólar
Tempo avaliação			20 anos
TMA			10%

*Preço de cotação no leilão de biodiesel de Junho 2007, (ANP,2007)

**Preço meio Alcool no estado de SP (ANP, 2007)

O tempo de avaliação do investimento foi estabelecido em 20 anos, pois este é o tempo de vida útil que estes equipamentos têm (microturbina). Por outro lado, levando-se em conta que cada um dos biocombustíveis utilizados é consumido em diferentes

regiões do Brasil, Biodiesel de dendê na Bahia, de Soja no Mato Grosso (MT) e o álcool em São Paulo (SP), a análise desenvolvida trouxe em conta as diferenças no preço da eletricidade dos estados onde cada um deles é produzido, tentando particularizar as condições da análise, como mostrado na Tabela .

Tabela 6.3. Preço da eletricidade no horário de ponta em 3 diferentes estados do Brasil.

Estado	Preço eletricidade - Horário de ponta A4 – Horosazonal verde (R\$/kW)
Bahia	1,13
MT	1,198
SP	0,878

Finalmente, a Tabela apresenta o resumo dos investimentos que teriam que ser feitos para o sistema de geração de eletricidade com microturbinas a gás, para o estudo do caso proposto. Dado que o consumo no horário de ponta não contratado corresponde a 23kW, optou-se pela realização da análise utilizando apenas uma (1) microturbina.

Tabela 6.4. Resumo dos investimentos para o sistema (MTI Trading Inc., 2006)

Microturbina Capstone C330	39850 US\$
Custo instalação (200US\$/ kW)*	6000 US\$
Total Investimento	45900 US\$

*Incluindo unicamente a instalação da microturbina no local e o serviço de instalação no local, comissionamento e partida.

Os resultados da análise econômica são apresentados na Tabela , utilizaram-se como parâmetros a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Valor Presente Líquido (VPL). Pode-se observar que não se apresentou viabilidade econômica em nenhum caso, mesmo incluindo uma taxa de depreciação de 4% e utilizando um valor relativamente baixo de TMA. Este resultado está, principalmente, relacionado ao alto custo do investimento inicial e ao baixo tempo de operação ao longo do ano. No entanto, com o objetivo de estabelecer quais são as variáveis mais influentes neste resultado e a sua influencia no resultado da análise econômica determinística, foram desenvolvidas uma análise de sensibilidade e uma simulação de Montecarlo apresentadas nas seguintes seções.

Tabela 6.5. Resultados da análise econômica

		Biodiesel Soja	Biodiesel Dendê	Etanol
Investimento*	R\$	91140	91140	91140
Custos fixos	R\$/KW	-	-	-
Custo Manutenção	R\$/KW	0,016	0,016	0,016
Custo Combustível	R\$/l	1,764	1,764	1,177
Custo Eletricidade	R\$/KW	1,19	1,13	0,878
Horas de operação	#	1000	1000	1000
TIR**	%	8,75	7,16	8,56
VPL**	R\$	-7693	-17118	-8831

* Considerando unicamente a aquisição dos equipamentos

**Cálculo incluindo depreciação 4%

6.2.1 Análise de Sensibilidade

No Apêndice B se apresentam as curvas da análise de sensibilidade desenvolvida para o projeto de instalação da microturbina, utilizando os três diferentes combustíveis. As variáveis identificadas como as de maior influência no cálculo da TIR

e o VPL para os projetos, foram os preços da eletricidade em cada região, do combustível utilizado e o preço da microturbina.

Quando foi analisado o preço do combustível, encontrou-se que todos os projetos poderiam atingir uma TIR igual com a TMA (10%) estabelecida com uma redução no preço do mesmo. Para o biodiesel de dendê o preço crítico para atingir a TMA mínima é de 1,6 R\$/l, para o biodiesel de soja 1,62 R\$/l e para o etanol 1,08 R\$/l. Com relação ao biodiesel, é de se esperar que o preço registrado no momento da análise de 1,764 R\$/l seja reduzido nos diferentes estados para continuar com o processo de inclusão do biodiesel na matriz energética do Brasil.

Para o preço da eletricidade, o comportamento da TIR e o VPL são crescentes quando este aumenta, pois é através dele que se geram as receitas do projeto em cada caso. Assim, para o biodiesel de dendê, o preço crítico da eletricidade (Horário fora de ponta – tarifa Horó-sazonal verde) para viabilizar o projeto é de. 1,17 R\$/kW, para o caso do biodiesel de Soja é 1,10 R\$/kW e para o etanol 0,95 R\$/kW.

Ao analisar o preço da microturbina, sendo que ela representa o 85% do total dos investimentos fixos do projeto, observou-se que a TIR e o VPL aumentam quando o preço diminui. A Tabela 6.6. apresenta o valor que deve ter a microturbina para garantir uma viabilidade econômica do projeto, segundo o tipo de combustível, assim como a porcentagem de redução em comparação ao preço utilizado na análise determinística.

Tabela 6.6. Preço da microturbina para tornar o projeto viável economicamente.

Combustível	Preço viabilizar o projeto	%Redução
Biodiesel de Dendê	R\$ 59214	24%
Biodiesel de Soja	R\$ 69914	11%
Etanol	R\$ 69817	11,1%

No entanto, a análise de sensibilidade só traz na conta variações particulares de cada variável, mantendo constante as outras o qual não ocorre na realidade. Porém, a próxima seção apresenta os resultados de uma análise de risco desenvolvida para estabelecer a variação do VPL quando se apresentam mudanças simultâneas em três variáveis de interesse.

6.2.2. Análise de Riscos

Neste caso, como mencionado anteriormente, foi desenvolvida uma análise mediante uma simulação de Montecarlo para calcular a probabilidade de ocorrência do VPL de cada projeto, de acordo as diferentes variações das principais variáveis de interesse.

Esta simulação calcula o VPL esperado para o projeto em um número determinado de testes (geralmente 1000), inicialmente se seleciona um grupo de variáveis de interesse e tenta-se prever qual será o seu comportamento no futuro segundo o seu comportamento histórico. O VPL é calculado então com valores aleatórios tomados do modelo utilizado para cada variável até completar as 1000 repetições para calcular a probabilidade de ocorrência de um determinado valor com a sua freqüência de aparição nos testes realizados. Neste caso, decidiu-se trabalhar com o preço do combustível, o preço da eletricidade e as horas de operação da microturbina ao longo do ano. Assim, cada uma destas variáveis foram ajustadas a uma distribuição estatística e se realizou o cálculo de VPL em 1000 ensaios para calcular os valores com a maior probabilidade de ocorrência em cada caso utilizando o software Crystall Ball 7.0.

Para o preço do combustível, em todos os casos se utilizou uma distribuição do tipo “Mínimo extremo”, pois com base no comportamento do preço ao longo dos últimos anos nos leilões nacionais de biodiesel, se considerou que num futuro próximo a probabilidade de é que esta variável continue mantendo uma tendência para diminuir o

seu valor. O contrário se decidiu para o preço da eletricidade, utilizando uma distribuição “Máximo extremo” que indica que a maior probabilidade de variação desta variável é para o aumento, também realizando mudanças progressivas. Finalmente, para as horas de operação do equipamento se escolheu uma distribuição normal, pois não é possível supor uma tendência para esta variável. No Apêndice C mostram-se as figuras que representam as distribuições adotadas para cada variável em cada caso.

A Figura mostra o resultado da aplicação da simulação de Montecarlo ao VPL para o caso do projeto utilizando biodiesel de dendê. Embora a análise determinística tenha apresentado um valor de VPL (R\$-17118), a análise de riscos mostra que existe uma probabilidade de 59% de se obter um VPL positivo com base nas suposições adotadas para as três variáveis mencionadas e 41% de chance de se obter um VPL negativo. Para o valor calculado de (R\$-17118), a probabilidade de ocorrência encontrada foi de 15%.

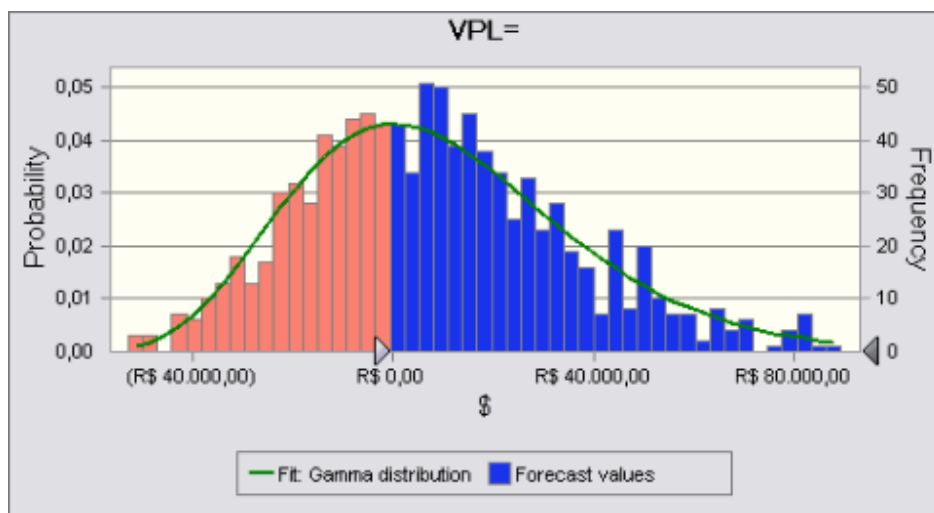


Figura 6.2. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com biodiesel de dendê.

Ao avaliar a incidência de cada variável sobre o VPL, a Figura mostra que o maior peso ponderado corresponde ao preço da eletricidade, com 60,2% de incremento no VPL quando é aumentado, para o preço do combustível, o peso é de -29,3% que pode-se interpretar um incremento de 29,3% no VPL quando o preço é reduzido.

Finalmente, as horas de operação têm uma incidência positiva de 10% para o VPL quando são incrementadas.

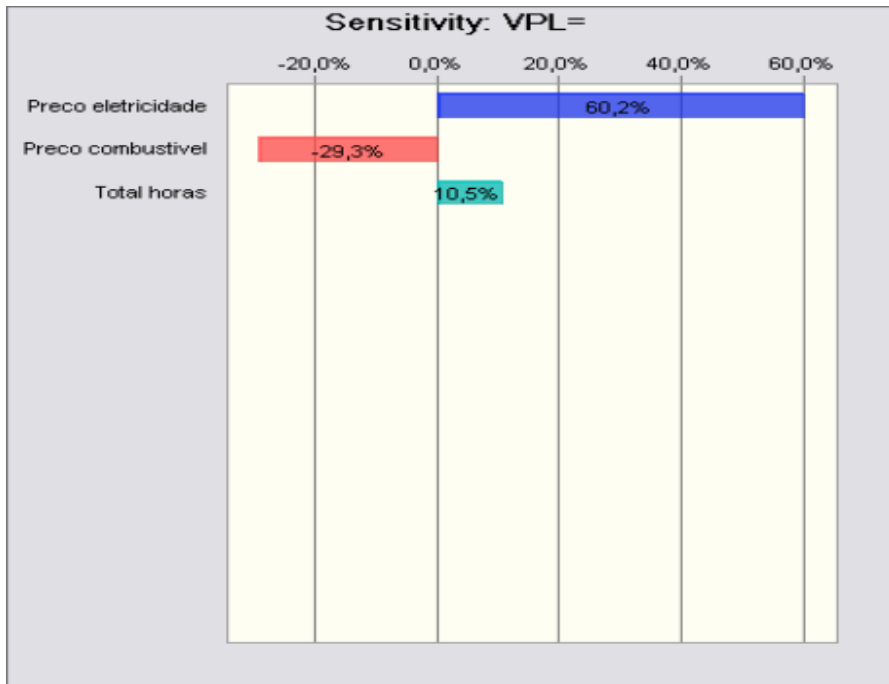


Figura 6.3. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com biodiesel de dendê.

Para o caso do projeto utilizando biodiesel de soja, a análise determinística apresentou um valor de VPL (R\$-7693). Na Figura , a análise de riscos mostra que existe uma probabilidade maior de se obter um VPL positivo com 76% e 24% de se obter um VPL negativo.

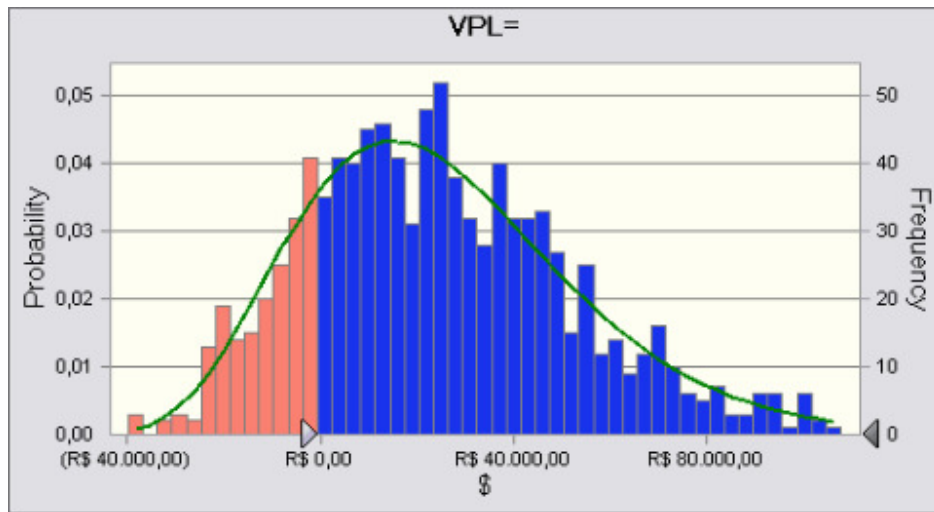


Figura 6.4. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com biodiesel de soja.

No caso da análise de incidência dos pesos ponderados, o comportamento é similar ao apresentado para o biodiesel de dendê, onde o preço da eletricidade é a variável com a maior influência no VPL, como se mostra na Figura .

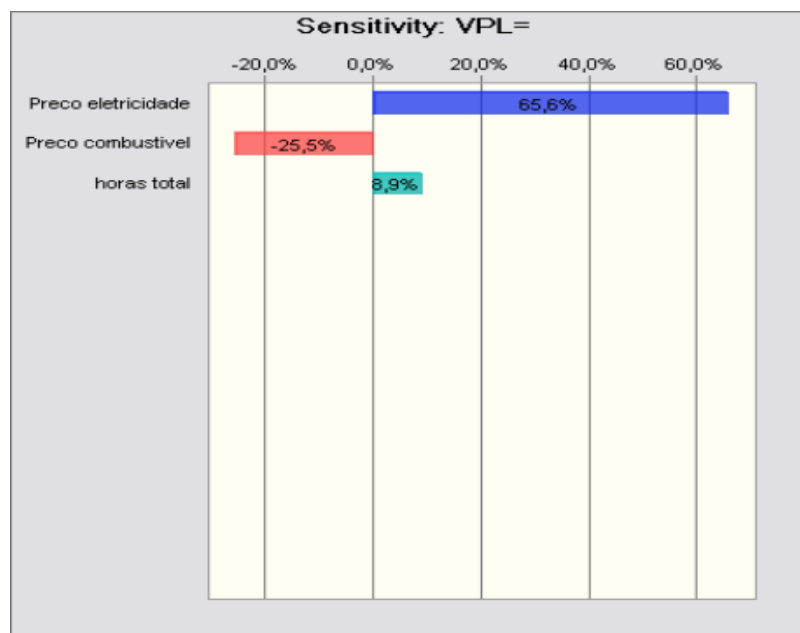


Figura 6.5. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com biodiesel de soja.

Finalmente, a Figura apresenta o resultado da simulação de Montecarlo para o projeto com etanol. Neste caso, existe uma maior probabilidade do VPL do projeto ser negativo com 47% e só 53% de chance de obter um VPL positivo, o que representa um maior grau de risco para este projeto em comparação com os outros.

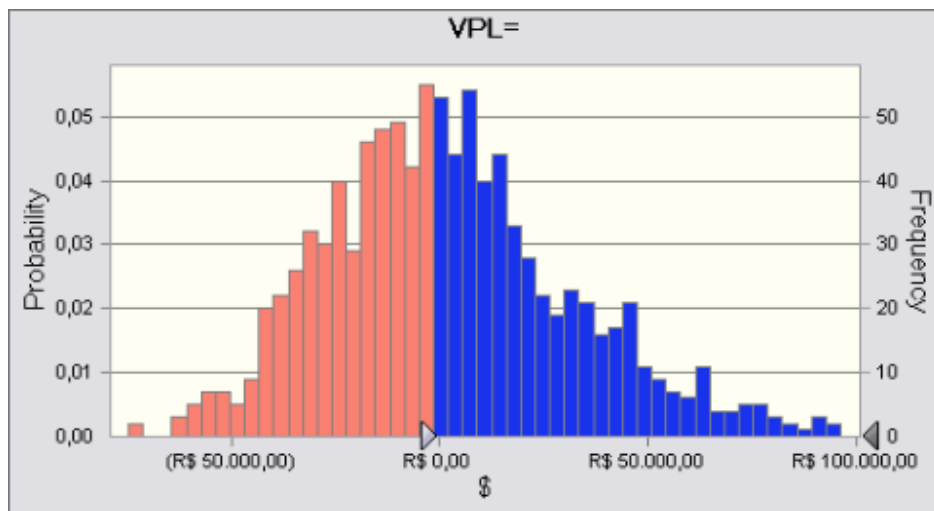


Figura 6.6. Resultado da simulação de Montecarlo para o VPL do projeto com etanol

Com relação à incidência, o comportamento é similar ao apresentado em ambos os casos pelo biodiesel como mostra a Figura , mas neste caso o peso ponderado do preço da eletricidade é muito maior, pois no estado de SP foi encontrada a eletricidade mais barata, porém, qualquer aumento neste valor tem uma maior incidência sobre a receita gerada.

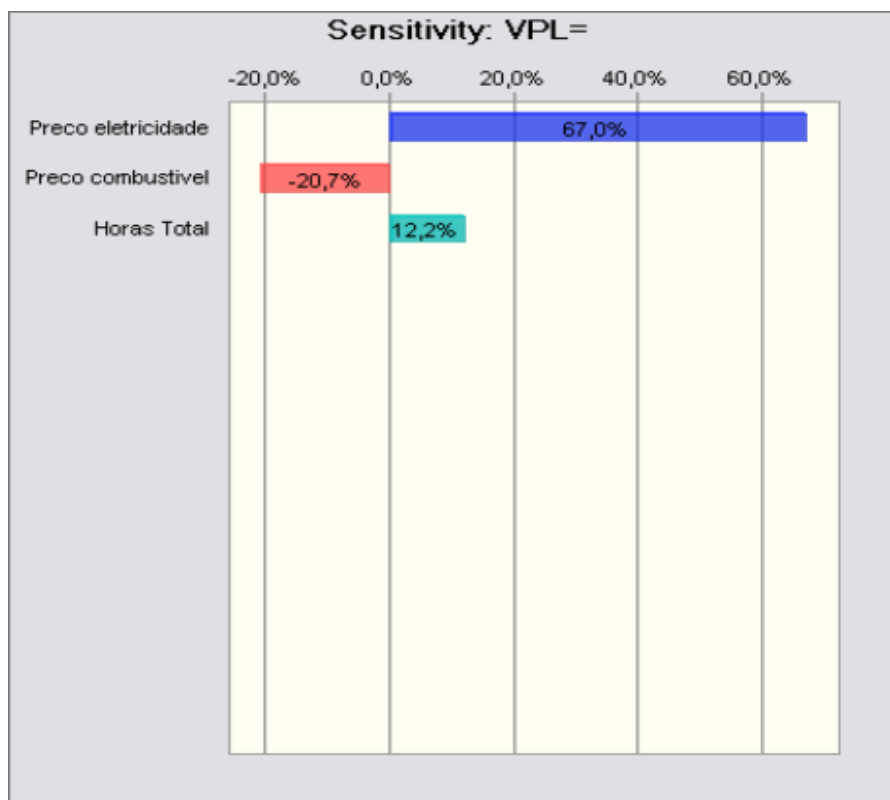


Figura 6.7. Análise de sensibilidade para a simulação de Montecarlo no projeto com etanol.

Embora a análise determinística tenha estabelecido a inviabilidade para o projeto de inversão na microturbina como uma alternativa para a geração de energia elétrica para satisfazer a demanda na ponta utilizando os biocombustíveis, observou-se através da simulação de Montecarlo que a probabilidade de obter valores positivos para o VPL do projeto num cenário próximo não é desprezível. Porém, a análise aqui descrita envolveu somente 3 variáveis de interesse pelo que este panorama poderia ser ainda melhor se pudessem ser incluídas outras variáveis relacionadas com este tipo de investimentos e de grande impacto como a taxa cambial, alguns procedimentos de isenção de impostos e taxas e o fomento ao desenvolvimento deste tipo de projetos que utilizem os biocombustíveis nas regiões produtoras.

Capítulo 7

CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

As características físico-químicas dos biocombustíveis avaliados encontram-se dentro das especificações estabelecidas pelo fabricante, principalmente, com viscosidades menores a 5 cSt. Conseqüentemente, não é necessária a aplicação de nenhum tipo de pré-tratamento, nem para o biodiesel de dendê e o de soja e suas misturas com diesel, nem ao etanol para seu uso nas microturbinas a gás. O maior valor encontrado para o PCS foi para o biodiesel de dendê com 40.4 MJ/kg, aproximadamente, ou seja 10% menor que o determinado para o diesel.

Não se detectaram ou observaram mudanças na operação da microturbina, relacionados com ruídos, vibrações ou falhas na operação.

Durante as provas, o desempenho térmico mostrou que para todos os casos, os biocombustíveis apresentam um maior consumo específico de combustível, devido às diferenças no seu poder calorífico. As diferenças encontradas em comparação ao diesel quando trabalhando com os biocombustíveis puros foram de 13% para o biodiesel de dendê, 19% para o biodiesel de soja e 72% para o etanol. Com relação ao Heat Rate, as diferenças foram menores, apresentando valores de 2% para o biodiesel de dendê e 10% para o biodiesel de soja como valores meios sobre toda a faixa de potência. Para o etanol, o valor calculado para o Heat Rate foi de 20.8% a mais para toda a faixa de potência em comparação com o diesel.

Os níveis de emissão resultantes das provas experimentais para todos os combustíveis mostram um aumento na concentração de CO e uma redução do NO, por causa de sua maior viscosidade e menor PCS em comparação com o Diesel.

A análise econômica determinística apresentou valores de VPL negativo e TIR menores do que a TMA que indicam numa primeira análise a inviabilidade dos investimentos na atualidade. No entanto, a simulação de Montecarlo permitiu esclarecer a probabilidade de ocorrência destes resultados, mostrando que para os combustíveis avaliados, existe uma probabilidade de ocorrência maior que 50% para a obtenção de VPL positivo. Além disso, identificaram-se o preço da eletricidade e do combustível no local de instalação como as variáveis mais influentes no VPL do projeto.

Para estudos posteriores, com o objetivo de depurar os resultados da análise econômica, é sugerida a inclusão de novas variáveis que têm tomado importância recentemente como a taxa cambial, assim como o seguimento as novas políticas de isenção de impostos e redução de preços que vêm sendo implementados por parte do governo nos principais estados produtores de biodiesel e álcool.

Dado que o preço do combustível é um fator crítico estabelecido para a viabilidade econômica, estudos posteriores poderiam focar-se no uso dos óleos vegetais neste tipo de equipamentos, especialmente, nas modificações necessárias nas microturbinas para seu sucesso e na realização de testes de longa duração com estes óleos.

BIBLIOGRAFIA

AGARWAL, A.K. Biofuels (alcohols and biodiesel) applications as fuels for internal combustion engines. Progress in Energy and Combustion Science,doi=10.1016/j.pecs.2006.08.003. 2006.

AMBROSE, A. GMO. Threat or opportunity, Int. Assoc. Seed Crushers Congress, Rio de Janeiro, 2003.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Anuário estadístico 2005. <http://www.aneel.gov.br/>, Acesso em Agosto de 2007.

ANP. Agência Nacional de Petróleo, Gás e Combustíveis Renováveis. Brasil. (2006). Anuário estadístico Brasileiro de Petróleo e Gás Natural 2005. Disponível em : <HTTP://:www.anp.gov.br> , acesso em junho de 2007.

BANG-QUAN HE, SHI-JIN SHUAI, JIAN-XIN WANG, HON HE. The effect of ethanol blended diesel fuels on emissions from a diesel engine. Atmospheric environment: 37, pp. 4965-4971. 2003.

BARKER, T., Micros, Catalysts and Electronics, Power-Gen International 96, Turbomachinery, v.38, n°1, p.19-21; 1997.

BIASI, V., Low cost and High efficiency make 30 to 80 kW micro-turbines attractive, Gas Turbine World, Jan – Fev., Southport; 1998.

BIST, S., Development of Vegetable Lipids Derived Fatty Acid Methyl Esters as Aviation Turbine Fuel Extenders. Master Thesis of Purdue University; 2004.

CAPSTONE TURBINE CORPORATION. “Capstone Microturbine Model 330 system operation manual, Capstone Turbine Corporation, USA. 2001.

CORREIA, P.S., O uso de Biodiesel em microturbinas a gás: testes de desempenho térmico e emissões. Dissertação de Mestrado, UNIFEI; 2006.

DEMIRBAS, A.,BALAT, M., Recent advances on the production and utilization trends of bio-fuels: A global perspective. Energy Conversion & Management ; 47:2371-81; 2006.

DEMIRBAS A. Biodiesel from vegetable oils via transesterification in supercritical methanol. Energy Convers Manage 43; 2349–56. 2002.

ECN. Energy research center of the Netherlands. <http://www.ecn.nl/phyllis/defs.asp>. Acesso em Junho 2007.

EMBRAPA. Ricinocultura consorciada com o semi-árido nordestino, visando a produção de biodiesel, empregos e renda. 8 p. 2002.

EPA. Draft technical report. A comprehensive analysis of Biodiesel impact on exhaust emissions.2004.

FEDEPALMA, La agroindustria de la palma de aceite en Colombia y en el mundo 2000-2004, Fedepalma; 2005.

FEDEPALMA, Anuario Estadístico; 2005.

FLETCHER,P. WALSH,P.P. Gas Turbina Performance. Blackwell Science Ltd, Great Britain. Pp.143. 1998.

HANSEN, C.,ZHANG, Q.,LYNE,P. Etanol- Diesel Fuel Blends :A review. Bioresource Technology.96,pp.277-285.2005.

HOLANDA, A. Biodiesel e incluso social: Relatório apresentado ao conselho de altos estudos e avaliação tecnológica. Centro de documentos e informação. Coordenação de Publicação. Caderno de Altos Estudos 1. Brasília,2004.

ISO, Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement, first edition, 1993.

KIM, S. DALE,B.E. Environmental aspects of ethanol derived from non-titled corn grain: nonrenewable energy consumption and greenhouse gas. Biomass and Bioenergy;28: 475-89. 2005.

KALAM,M.A., MASJUKI,H.H., 2004. Emissions and deposit characteristics of a small diesel engine when operated on preheated crude palm oil. Biomass and Bioenergy 27. pp. 289-297;

LEFEBVRE,A. Gas Turbine Combustion. Hemisphere publishing corporation, New York. Pp.395.1983.

LISS, E.W. Natural Gas Power System For the Distributed Generation Market, Power-Gen International 99 Conference, New Orleans, Louisiana, 1999.

LOPP, D.; TANLEY, D.; ROPP, T.; CHOLIS, J., Soy-Diesel Blends Use in Aviation Turbine Engines; Aviation Technology Department of Purdue University;1995.

MA, F. HANNA, M. Biodiesel production, a review. Bioresource Technology 70, 1-15. 1999.

MIMURA, N., Biodiesel Fuel: A next Micro-turbine Challenge; Meiden; 2003.

MME. Ministério de Minas e Energia. Programa Biodiesel – O Combustível Verde. Demeres, D.G; Gomide, R.B. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e combustíveis renováveis. 2006.

MTI TRADING INC. Proforma invoice, USA,2006.

NAE CADERNO. Núcleo de Assuntos estratégicos da Presidência de República n-2 Janeiro – Brasília: Secretaria de Comunicação do Governo e Gestão Estratégica. ISSN, 1806-8588. 2005.

NAPPO, M. Apresentação "COMPETITIVIDADE ECONÔMICA DO BIODIESEL NO BRASIL" no "Seminário Combustíveis, Lubrificantes e Aditivos: Panorama Automotivo no Brasil", promovido pela AEA (Associação Brasileira de Engenharia Automotiva), São Paulo, 31/03/2005.

PERFECTUM, Serviços de Engenharia. Tarifa Horo-sazonal. http://www.perfectum.eng.br/tarifa_horo.html . Acesso em Junho de 2006.

PETROV, A.Y., ZALTASH, A., RIZY, D.T., LABINOV, S.D., “Study of Flue Gas Emissions of gas Microturbine-Based CHP System”.1999.

RODGERS, C., WATTS, J., THOREN D., NICHOLS, K. & BRENT, R., Micro-turbine Distributed generation – The Power Paradigm for the New Millenium, Edited by Anne-Marie Borbely & Jan F. Kreider, cap. 5, pp.120-148, CRC Press LLC. USA;2001.

ROSSILO-CALLE, F., CORTE, LAB. Towards pro-alcohol II-a review of the Brazilian bio-ethanol program. Biomass Bioenergy; 14(2):115-24.1998.

SANDERS R., (1998), What Is So Attractive About Microturbines?, EGSA – Powerline Magazine.

SCHMELLEKAMP, Y. DIELMANN, K., Rapeseed oil in a Capstone C30; NOWUM-Energy, Belgium Brussels;2004.

SCOTT, W.G., Micro Gas Turbine Cogeneration Applications, International Power and Light Co., USA;2000.

TORRES,E.; CHIRINOS. H.; SANTOS, D.C.; CAMELIER, L. Biodiesel: o combustível para o novo século. BAHIA ANÁLISE & DADOS Salvador, v.16,n.1,p.89-95, jun.2006.

U.S. Department of Energy. Peer Review, Microturbine and Industrial Gas Turbine Programs. 2002.

WENDIG, D., Bio fuel in micro gas turbines; Rostock University, workshop: Bio-fuelled micro gas turbines in Europe ; 2004

WILLIS, H.L., SCOTT, W.G., Distributed Power Generation. Planning and Evaluation, Ed. Marcel Dekker, Inc. New York. 2000.

Schuchardt, Sercheli and Vargas, J. Braz. Chem. Soc. Vol9 (1), 199-210 1998

APÊNDICE A - O SISTEMA TARIFÁRIO BRASILEIRO

O sistema tarifário brasileiro em vigor atualmente foi estabelecido a partir de 1993 pela Lei n° 8.631 e o Decreto n° 774, que a regulamentou. Estabeleceram a desigualização tarifária e a extinção da remuneração legal mínima de 10% sobre o investimento, vigente desde o Código de Águas, de 1934, fixando, a partir de então, o regime tarifário vigente.

Conhecida também como TARIFA BINÔMIA, por ser constituída de duas parcelas distintas, estabelece os valores para POTÊNCIA e ENERGIA. Além dessa distinção entre potência e energia, o sistema acrescentou o segmento HOROSAZONAL, que estabelece tarifas para os horários de PONTA e FORA DE PONTA e ainda fixa valores distintos para os períodos do ano compreendidos entre maio e novembro, definido como PERÍODO SECO e entre dezembro e abril como PERÍODO ÚMIDO. Os valores são fixados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é o órgão regulador das relações entre as concessionárias e consumidores, estabelecendo os diversos tipos de contratos, normas e instruções.

As características de cada unidade consumidora determinam o seu enquadramento em cada categoria. Na primeira modalidade, denominada TARIFA CONVENCIONAL, estão enquadrados os consumidores residenciais e as pequenas instalações industriais e comerciais. São os consumidores atendidos em tensão secundária de distribuição.

Para as instalações consumidoras com potência instalada acima de 112,5 KVA (dependendo da concessionária, pode ser 75 ou 225 KVA) o suprimento de energia é feito em MÉDIA ou ALTA TENSÃO (tensão primária de distribuição ou tensão de transmissão) e é obrigatória a contratação de POTÊNCIA e ENERGIA (demanda e consumo), podendo o consumidor optar por uma das duas possíveis faixas do

segmento HORO-SAZONAL. No segmento HORO-SAZONAL, o consumidor pode optar por uma das duas possíveis formas de fornecimento de energia: HORO-SAZONAL AZUL ou HORO-SAZONAL VERDE. Algumas concessionárias não disponibilizam o suprimento de energia em média ou alta tensão na tarifa convencional.

Entenda-se como baixa tensão àquela disponibilizada pela concessionária como tensão secundária de distribuição (220, 380, 440, 480 Volts); Média tensão aquela utilizada pela concessionária como tensão primária de distribuição (geralmente 13,8 ou 25 kV) e alta tensão como a utilizada pelo sistema de transmissão (69 ou 138 kV na maioria das Linhas de Transmissão).

O sistema de tarifas atual encontra-se em processo de transformação, para se adequar às regras de mercado preconizadas para o mercado brasileiro de energia a partir de 2006, quando é prevista a livre negociação entre consumidores e fornecedores de energia. Atualmente, há três componentes do custo de energia que são regulados pelo poder público, quais sejam:

Tarifa de geração - Valor pago por MWh, pelas empresas distribuidoras, às empresas geradoras de energia;

Tarifa de transporte - Valor pago por MWh, atualmente pelas concessionárias, mas futuramente poderá ser pago pelo consumidor, às empresas detentora da propriedade das linhas de transmissão.

Tarifa para o consumidor - Valor total pago pelo consumidor.

A classificação dos consumidores

No quadro abaixo, as diversas categorias de consumidores. Na coluna DEMANDA (R\$/kW), as classes de consumidores assinalados com N são tarifados

apenas em CONSUMO. As demais são obrigadas ao regime de tarifa binômia, mesmo quando há a opção de tarifa convencional, fora do regime HORO-SAZONAL.

Tabela A 1. Categorias dos consumidores de eletricidade no Brasil (Perfectum, 2006)

SUBGRUPO	DEMANDA (R\$/kW)	CONSUMO (R\$/MWh)
A2 (88 a 138 kV)		
A3 (69 kV)		
A3a (30 kV a 44 kV)		
A4 (2,3 a 25 kV)		
AS (Subterrâneo)		
B1 - RESIDENCIAL	N	
B1 - RESIDENCIAL BAIXA RENDA:	-	-
Consumo mensal até 30 kWh	N	
Consumo mensal de 31 a 100 kWh	N	
Consumo mensal de 101 a 140 kWh	N	
B2 - RURAL	N	
B2 - COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	N	
B2 - SERVIÇO DE IRRIGAÇÃO	N	
B3 - DEMAIS CLASSES	N	
B4 - ILUMINAÇÃO PÚBLICA:	-	-
B4a - Rede de Distribuição	N	
B4b - Bulbo da Lâmpada	N	

Os consumidores dos subgrupos A2, A3, A3a, A4 e AS, da tabela acima, podem optar por uma das modalidades do sistema horo-sazonal, conforme sua conveniência, contratando a potência e o suprimento de energia. Na maioria dos casos, o contrato de suprimento é na TARIFA AZUL, onde o consumidor paga valores correspondentes aos componentes seguintes:

Demanda contratada

A demanda contratada é a base do contrato de suprimento de energia. Refere-se à potência que a concessionária disponibilizará para uso pela unidade consumidora.

Os valores de demanda contratada (em kW) são independentes do consumo registrado (em kW.h). No caso de se verificar demanda que supere em mais de 10% o limite contratado, o consumidor pagará o excesso calculado pela tarifa de ultrapassagem. O valor da tarifa de ultrapassagem é três vezes o valor da tarifa básica, tanto para o horário fora de ponta quanto para o horário de ponta.

A verificação de demanda é feita pelo equipamento registrador da concessionária, instalado no ponto de medição da unidade consumidora, que a cada 15 minutos gera um registro para fins de faturamento. Nos campos deste registro, outros parâmetros, tais como fator de potência, também são guardados para os cálculos por ocasião da emissão da fatura mensal de energia.

Tratando-se do segmento HORO-SAZONAL AZUL, serão fixados dois valores de demanda contratada. Um para o horário de ponta e outro para o horário fora de ponta. O valor de potência, em kW, para o horário de ponta não pode ser inferior a 10% do valor estabelecido para o horário fora de ponta.

Tratando-se do segmento HORO-SAZONAL VERDE, não haverá contrato de demanda no horário de ponta. Presume-se que a unidade consumidora estará inativa, desligada ou utilizando outras fontes de energia no horário de ponta. Caso o registrador apresente algum consumo (energia) para o horário de ponta, este será faturado pela tarifa correspondente, que é cerca de dez vezes a tarifa para o horário fora de ponta.

Os contratos, uma vez assinados, não podem ser alterados dentro de, no mínimo, 90 dias.

Consumo

O consumo (energia utilizada) é o registro dos kW.h acumulados verificado no período de medição. Para os dois segmentos HORO-SAZONAL há tarifas de consumo diferentes para os períodos SECO e ÚMIDO.

As figuras a seguir dão uma idéia da estrutura do sistema de tarifas:

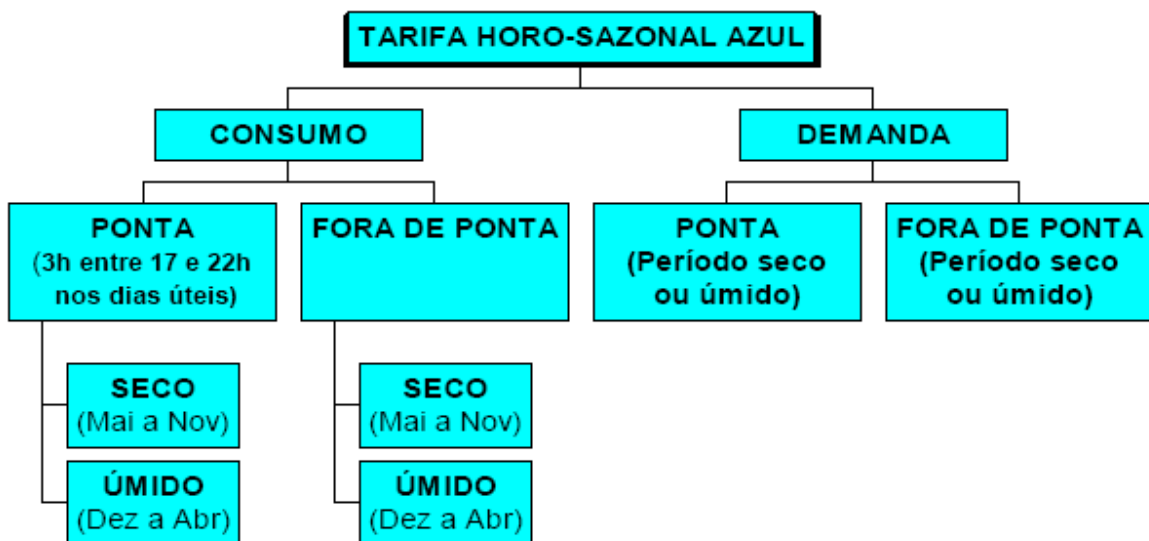


Figura A1. Descrição da tarifa Horo-sazonal azul (Perfectum,2006).

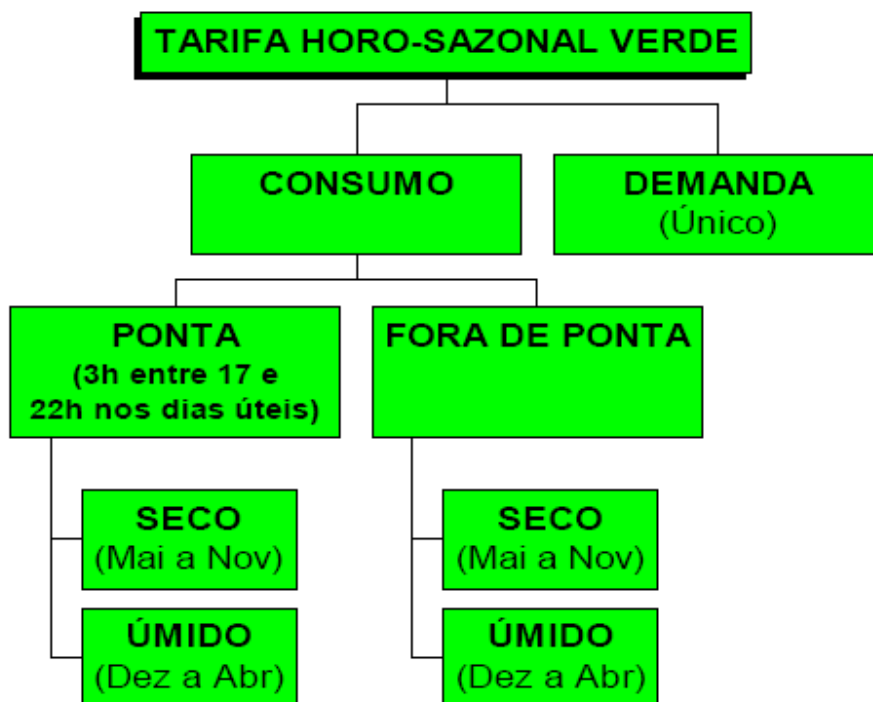


Figura A2. Descrição da tarifa Horo-sazonal verde (Perfectum,2006).

Fator de carga

É a relação percentual entre a potência (demanda) média efetivamente utilizada e a máxima registrada no período (Para as nossas considerações e cálculos, usar sempre a demanda paga. Em alguns casos, superior à contratada. Em outros casos, a máxima registrada pode ser inferior à contratada e efetivamente paga). Tem influência relevante na fatura de energia da unidade consumidora, na medida em que reduz o custo médio do kW.h na proporção em que se aproxima de 1 (ou 100%).

O custo da energia para a unidade consumidora, como visto, é composto por duas parcelas. Uma correspondente à Potência (demanda) e a segunda, correspondente à energia (consumo).

$$C = a \cdot \text{kW} + b \cdot \text{kW.h} \quad (17)$$

Onde **a** = tarifa ou preço unitário do kW, **b** = tarifa ou preço unitário do kW.h e **C** = custo total da fatura (sem a incidência dos encargos previstos na legislação).

Consideremos o fator de carga, como definido:

$$F_c = D_{med} / D_{max} \text{ (Relação entre demanda média e demanda máxima)} \quad (18)$$

D_{med} = kW.h (faturados) / Número de horas do período. Num mês de 30 dias corridos, sem feriados além dos finais de semana, temos 22 dias úteis, donde resulta um total de $22 \times 3 = 66$ horas de horário de ponta e $30 \times 24 - 66 = 654$ horas de operação no horário fora de ponta. Ou seja:

$$\text{Na ponta: } D_{med} = \text{kW.h (na ponta)} / 66 \quad (20)$$

$$\text{Fora da Ponta: } D_{med} = \text{kW.h (f. ponta)} / 654 \quad (21)$$

Como $D_{max} = \text{kW}$, (demanda faturada) $F_c = (\text{kW.h}/66)/\text{kW}$ para o horário de ponta e $F_c = (\text{kW.h}/654)/\text{kW}$ para o horário fora de ponta. (Se o período considerado for diferente de 30 dias e o número de horas de ponta diferente de 66, basta substituir os valores)

Consideremos **u** = custo unitário do kW.h, como sendo o Custo Total (**a.kW** + **b.kW.h**) dividido pelo total de kW.h utilizados. Podemos calcular **u** para o horário de ponta e, igualmente, para o horário fora de ponta.

$$u = \frac{a.kW}{kW.h} + \frac{b.kW.h}{kW.h} \Leftrightarrow u = a \cdot \frac{kW}{kW.h} + b \quad (19)$$

O termo kW / kW.h na fórmula acima pode ser substituído por $1 / 66.F_c$ para o horário de ponta ou $1 / 654.F_c$ para o horário fora de ponta, resultando:

$$u = \frac{a}{66.F_c} + b \quad (20)$$

Donde se conclui que o custo unitário de energia é inversamente proporcional ao fator de carga. Essa consideração é muito útil, uma vez que nos estudos de viabilidade de geração de energia para consumo próprio é necessário redimensionar os valores de demanda para a nova modalidade de contrato, sem correr riscos de incorrer em faturamento de ultrapassagens. Em determinadas aplicações, a economia resultante justifica o investimento em um gerenciador de demanda, visando à otimização do fator de carga.

APÊNDICE B – CURVAS ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

Sensibilidade ao preço do combustível

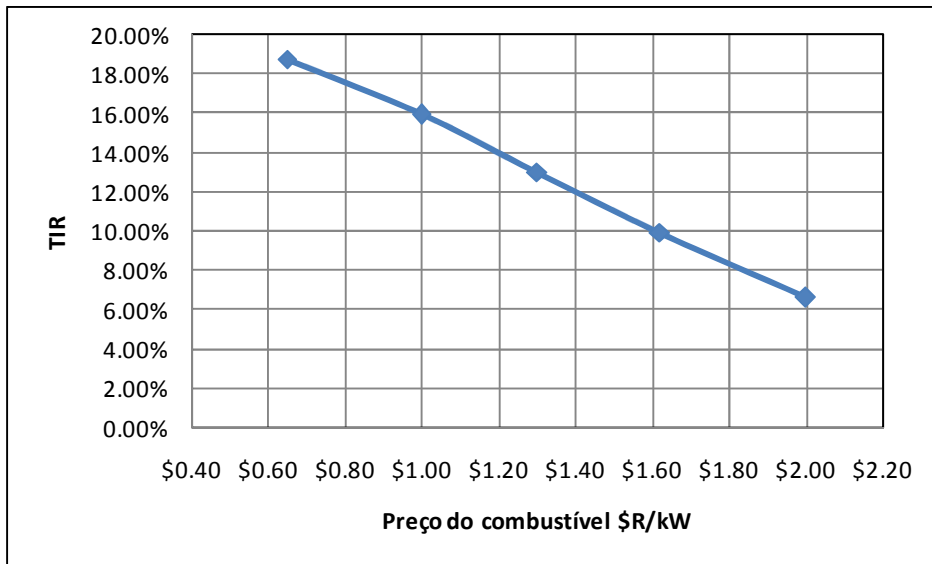


Figura B1. Sensibilidade da TIR com relação ao preço do combustível para o biodiesel de dendê

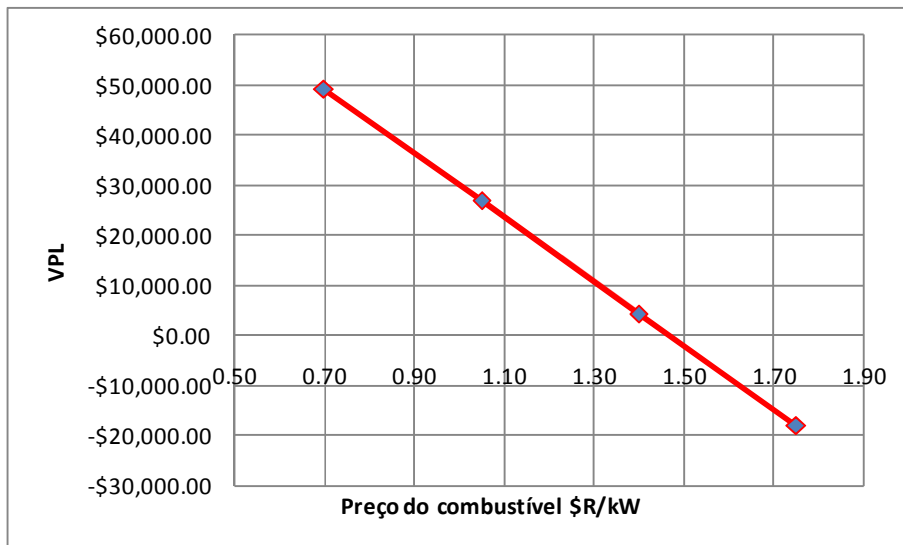


Figura B2. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o biodiesel de dendê

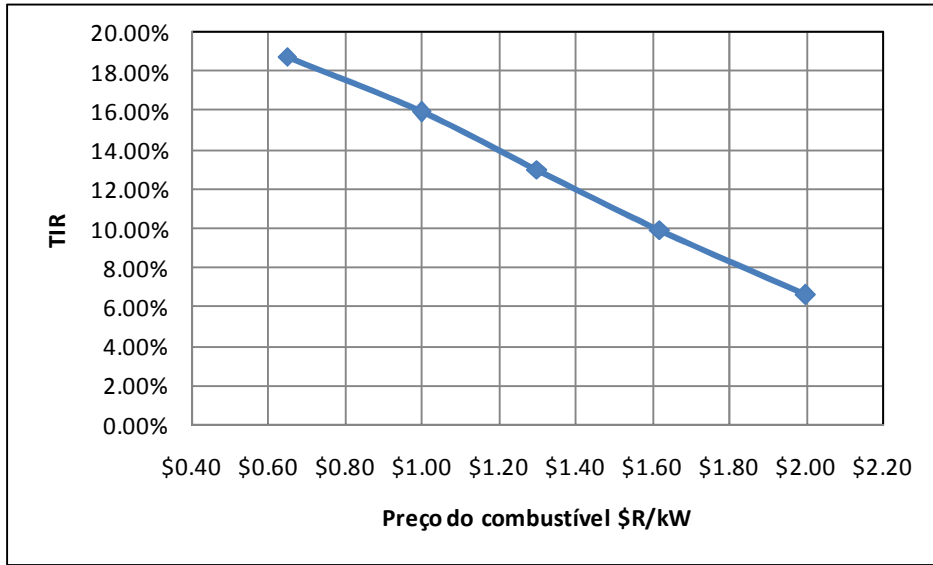


Figura B3. Sensibilidade da TIR com relação a o preço do combustível para o biodiesel de soja

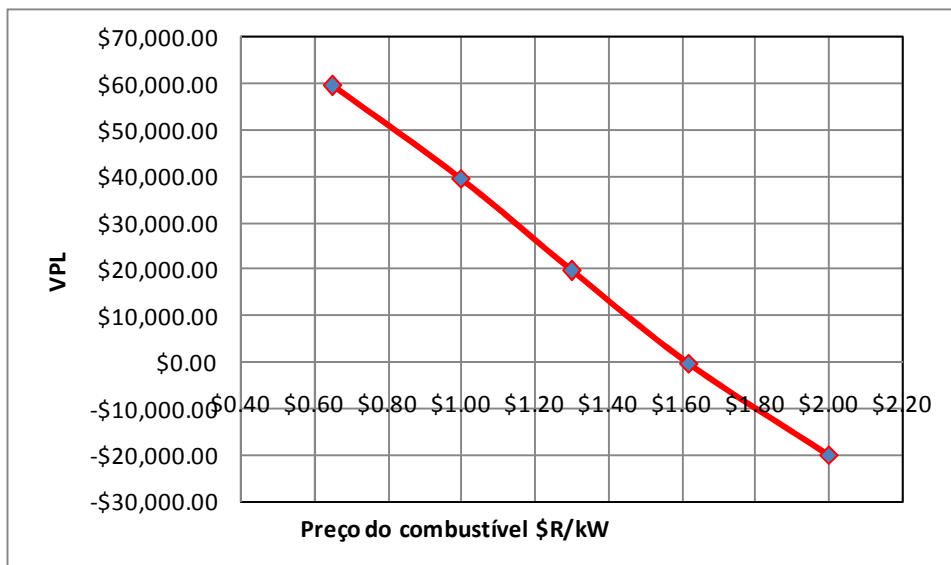


Figura B4. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o biodiesel de soja

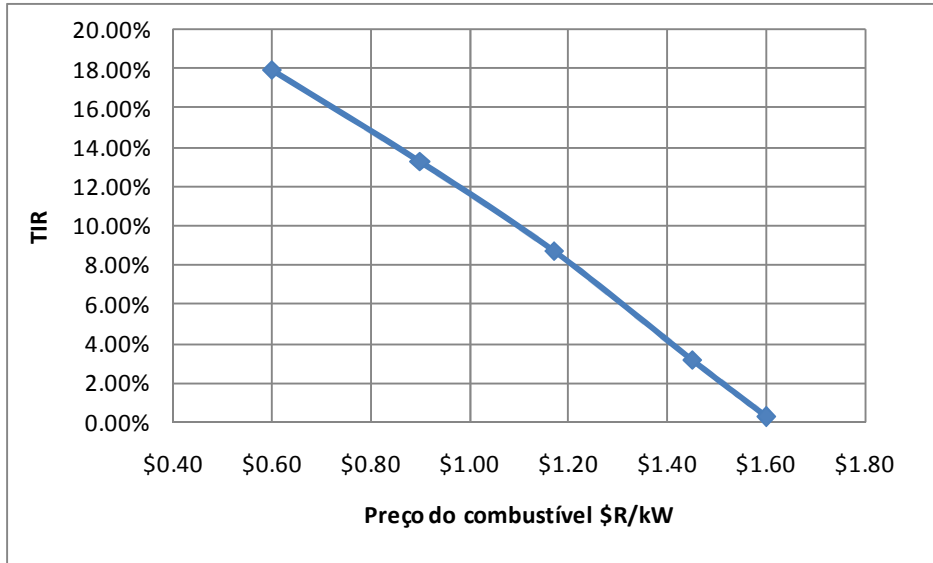


Figura B5. Sensibilidade da TIR com relação a o preço do combustível para o Etanol

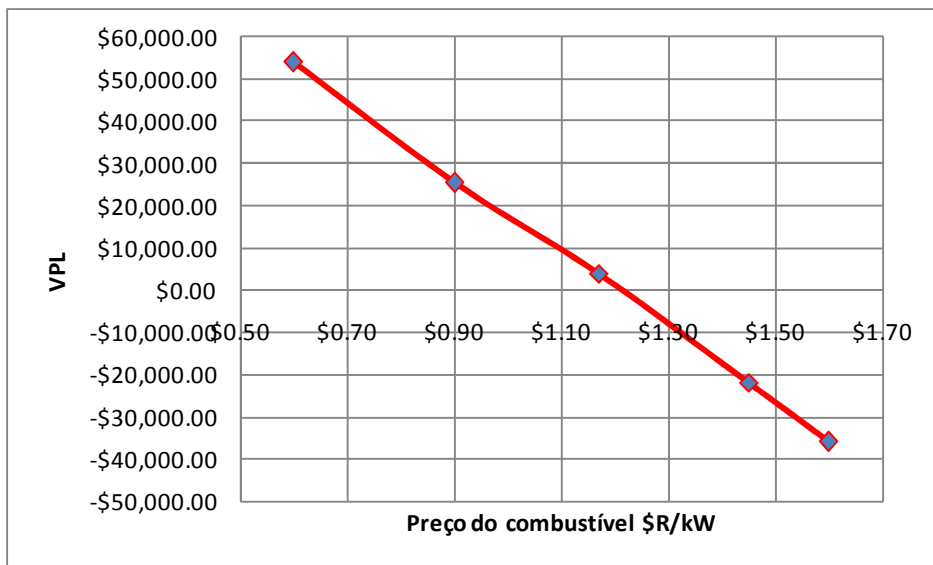


Figura B6. Sensibilidade do VPL com relação a o preço do combustível para o Etanol

Sensibilidade ao preço da eletricidade

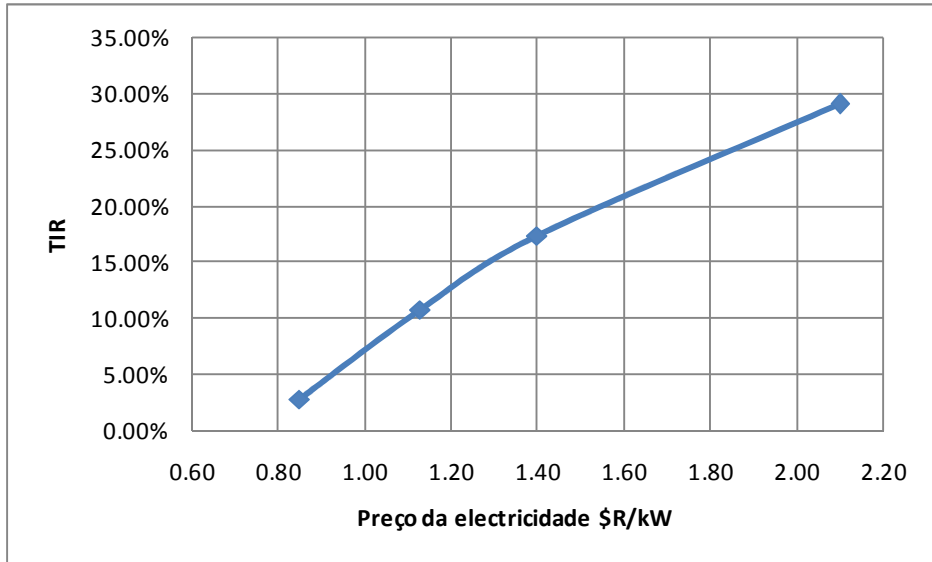


Figura B7. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de dendê

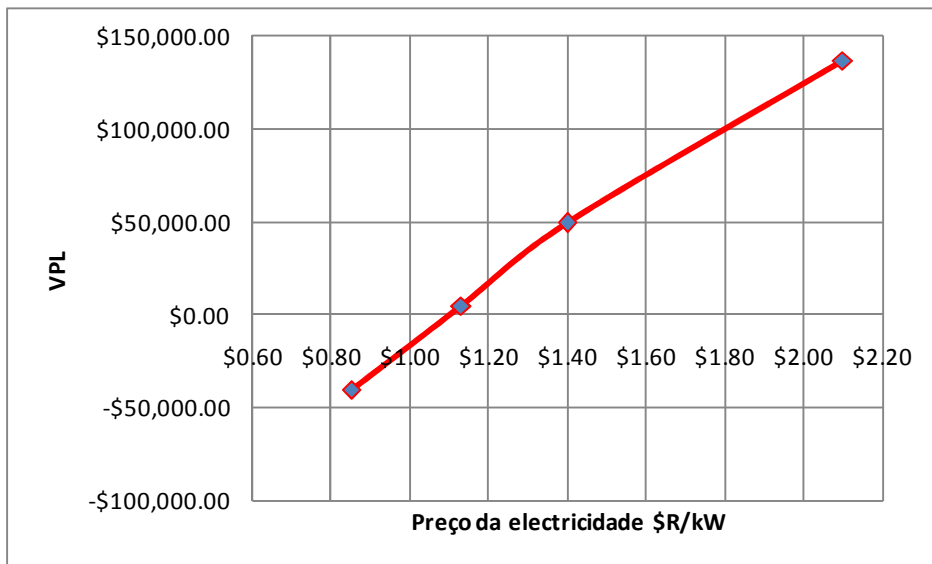


Figura B8. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de dendê

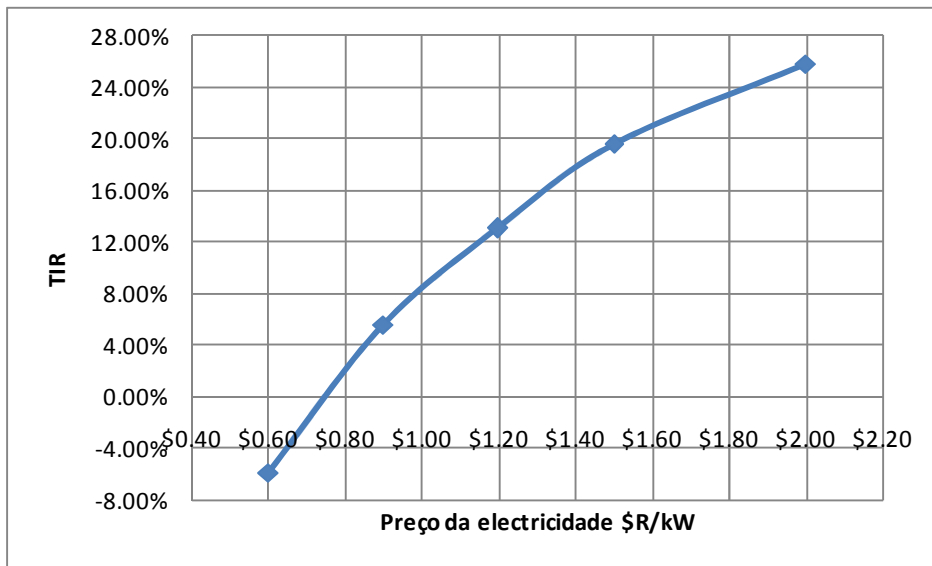


Figura B9. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de soja

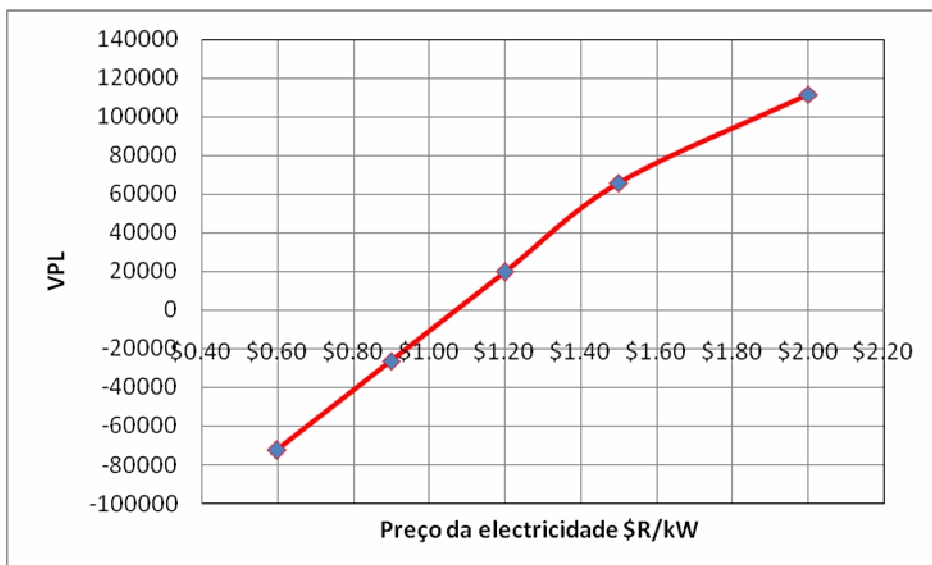


Figura B10. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o biodiesel de soja

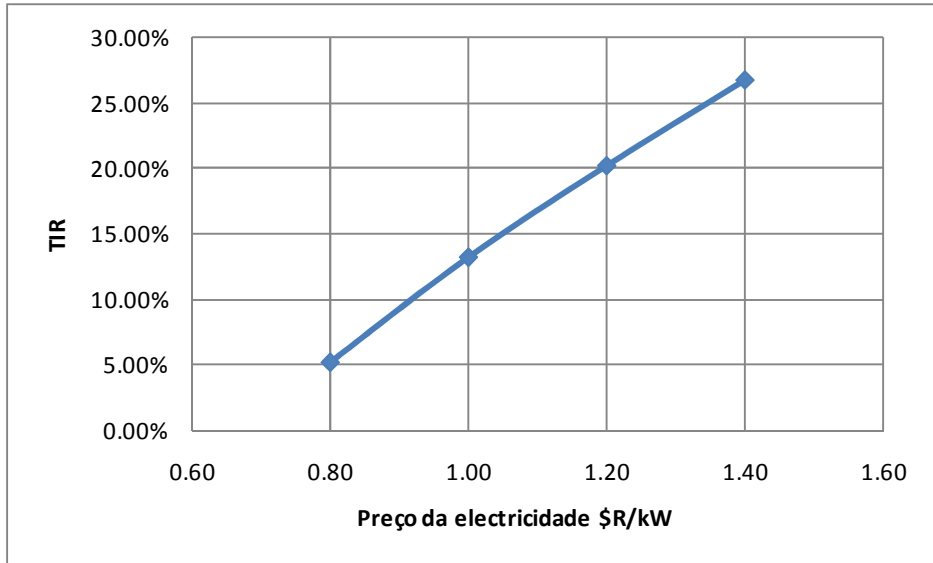


Figura B11. Sensibilidade da TIR com relação a o preço da eletricidade para o Etanol

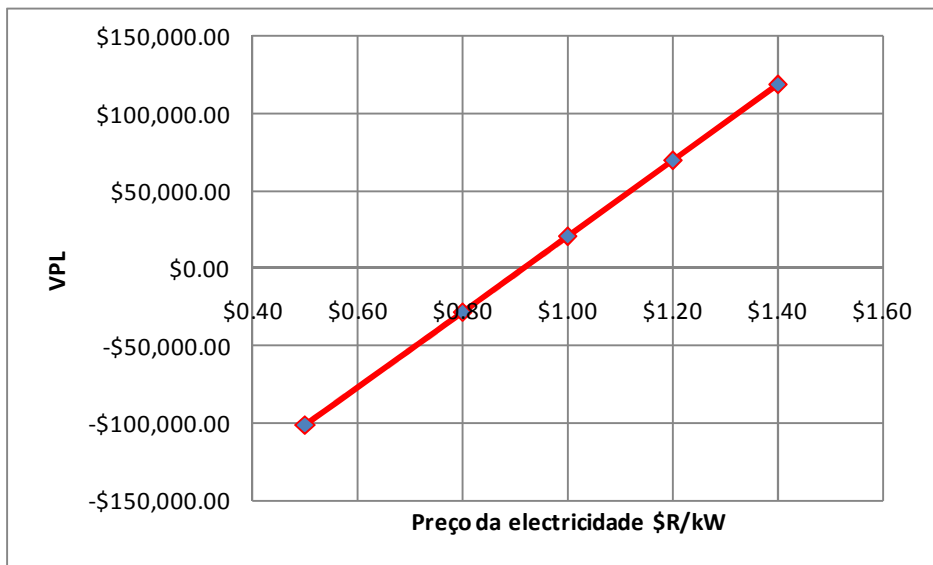


Figura B12. Sensibilidade do VPL com relação a o preço da eletricidade para o Etanol

Sensibilidade ao preço da Microturbina

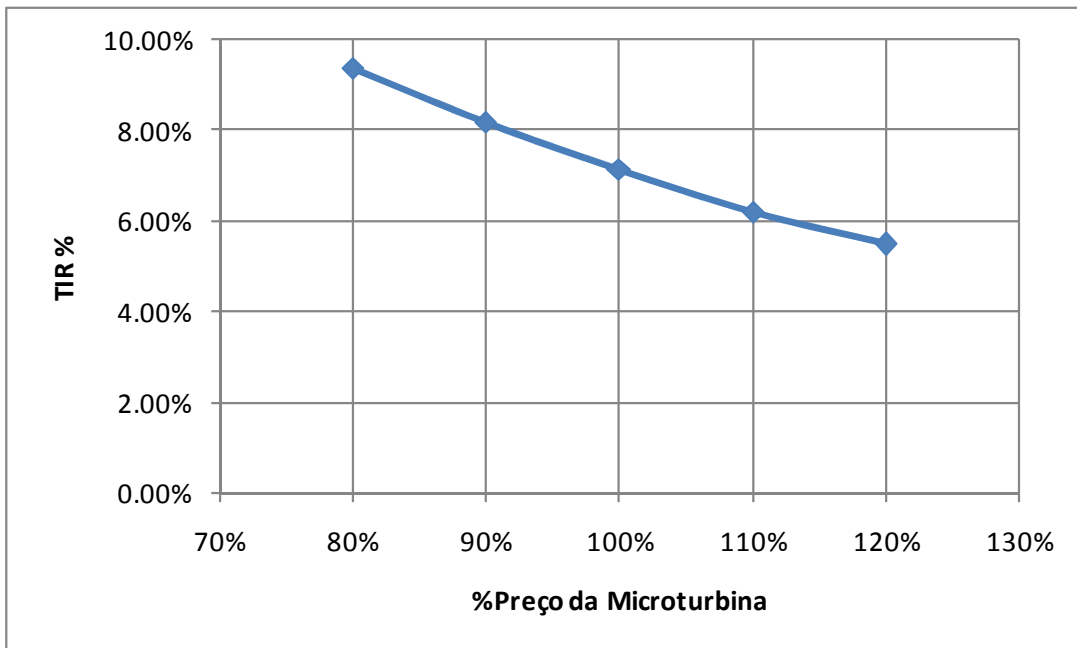


Figura B13. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de dendê

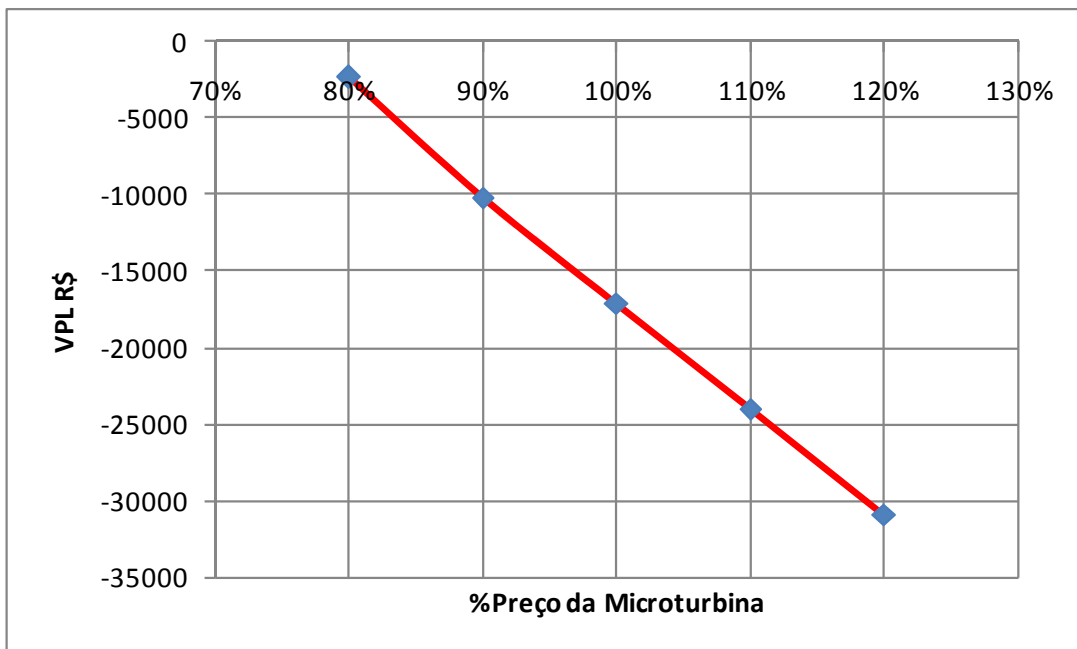


Figura B14. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de dendê

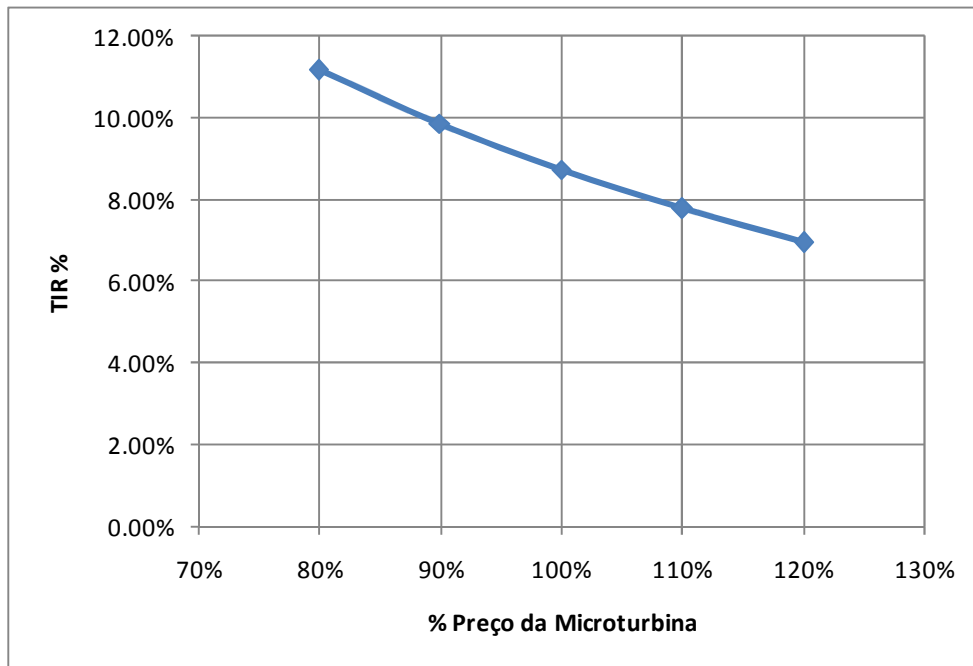


Figura B15. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de soja

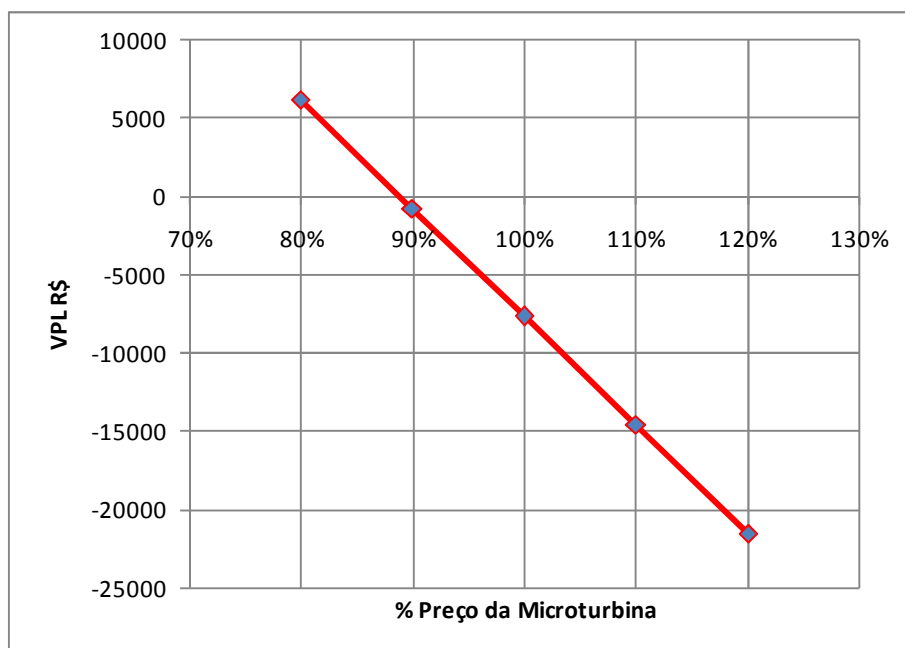


Figura B16. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o biodiesel de soja

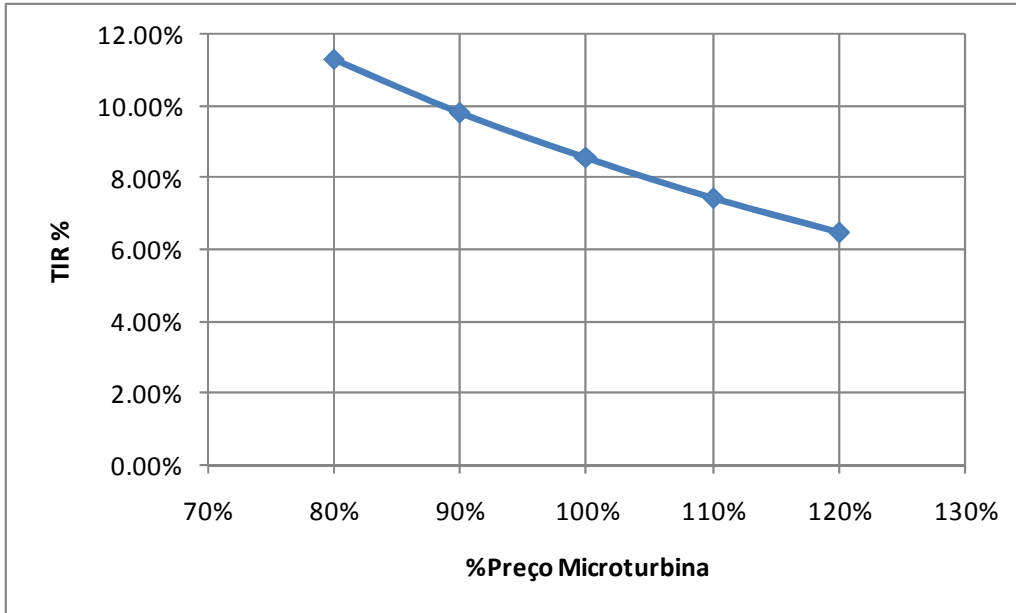


Figura B17. Sensibilidade da TIR com relação ao preço da Microturbina para o etanol

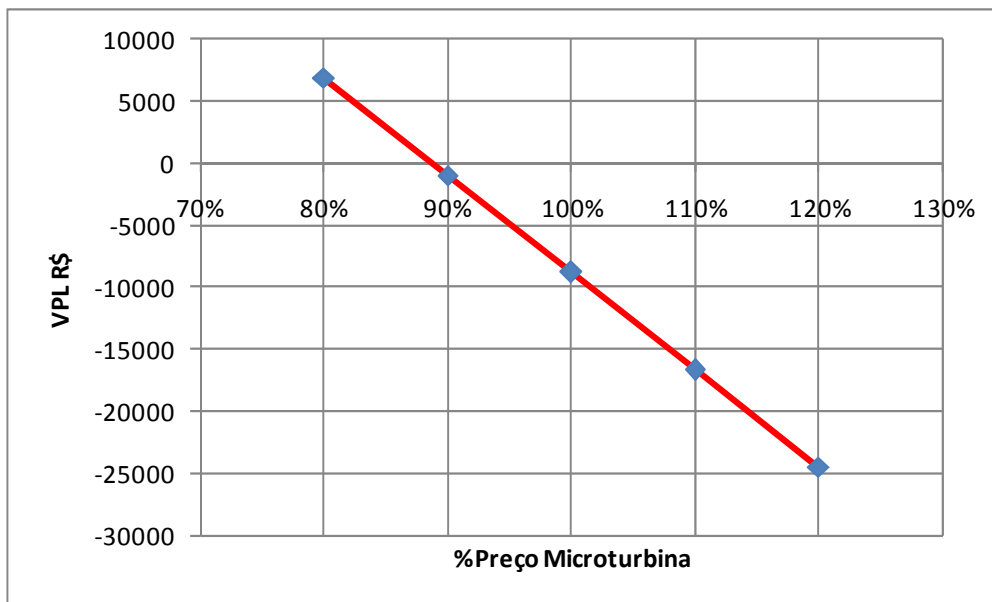


Figura B18. Sensibilidade do VPL com relação ao preço da Microturbina para o etanol

APÊNDICE C – SUPOSIÇÕES PARA A ANÁLISE DE MONTECARLO

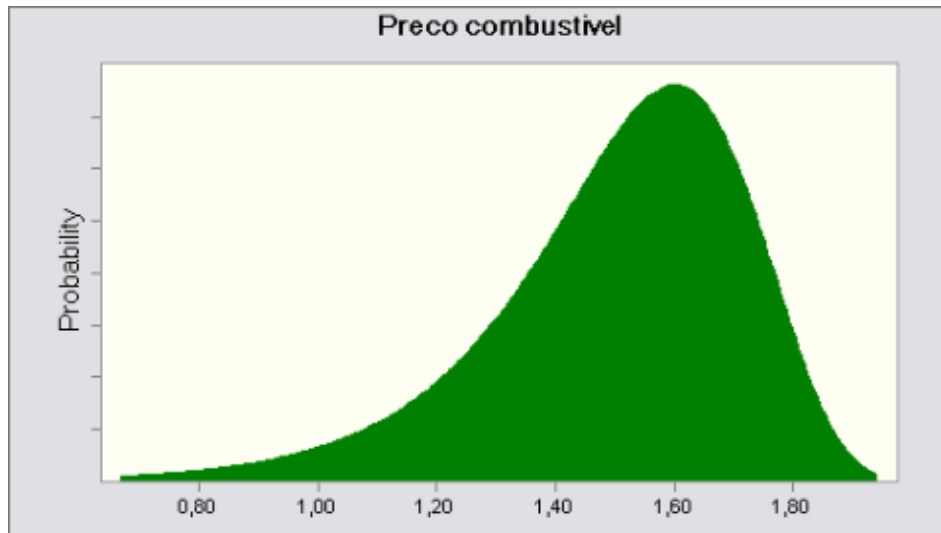


Figura C1. Distribuição do preço do biodiesel para a análise de risco – Distribuição Mínimo Extremo.

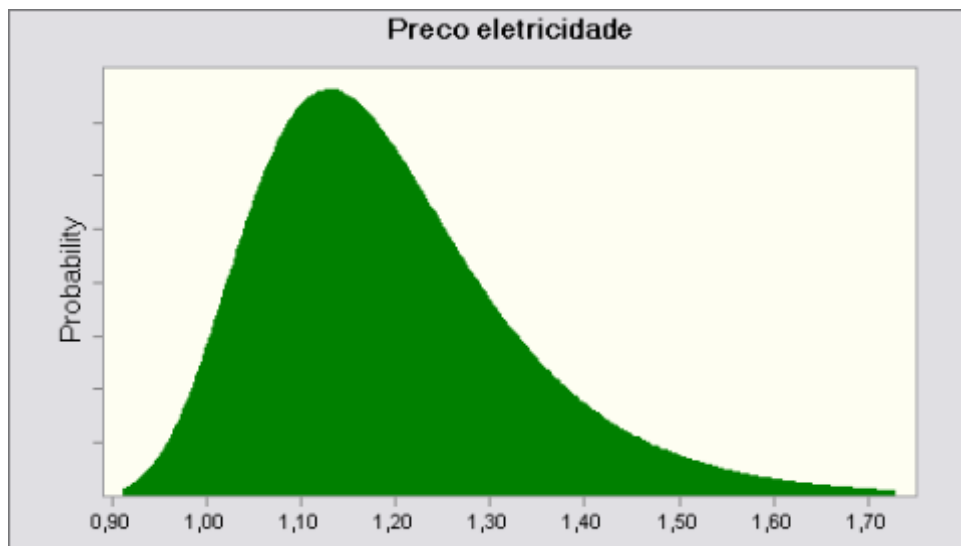


Figura C2. Distribuição do preço da eletricidade para a análise de risco – Distribuição Máximo Extremo.

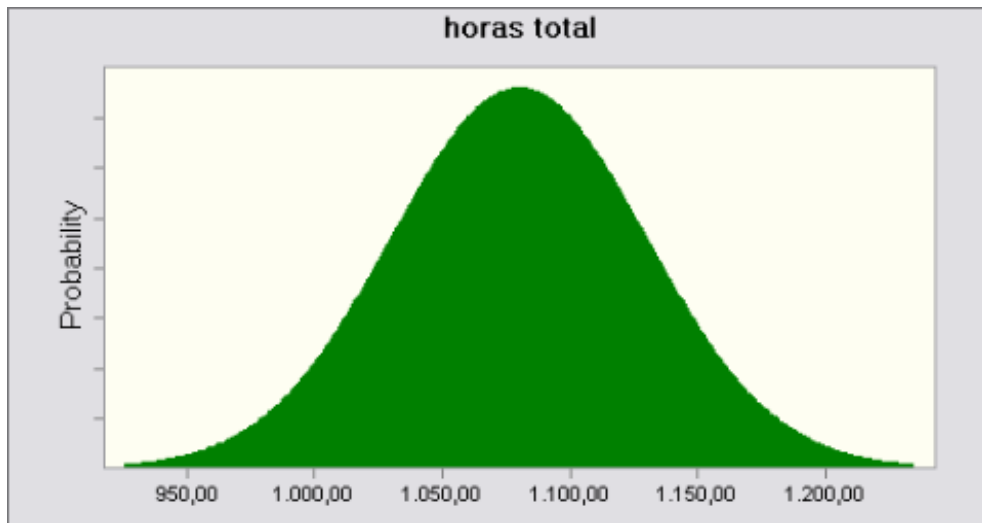


Figura C3. Distribuição do tempo de operação para a análise de risco – Distribuição Normal.