

BEATRIZ HELENE XAVIER

**ASPECTOS TERMODINÂMICOS, ECOLÓGICOS E ECONÔMICOS DE SISTEMAS
DE COGERAÇÃO COM MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA OPERANDO
COM GÁS NATURAL, BIOGÁS E GÁS DE SÍNTESE.**

Guaratinguetá

2016

Beatriz Helene Xavier

**ASPECTOS TERMODINÂMICOS, ECOLÓGICOS E ECONÔMICOS DE SISTEMAS
DE COGERAÇÃO COM MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA OPERANDO
COM GÁS NATURAL, BIOGÁS E GÁS DE SÍNTESE.**

Dissertação de Mestrado apresentada à
Faculdade de Engenharia do Campus de
Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista,
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Mestre em Engenharia Mecânica na
área de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna
Co-Orientador: Prof. Dr. José Luz Silveira

Guaratinguetá
2016

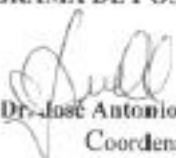
X3a	Xavier, Beatriz Helene Aspectos termodinâmicos, ecológicos e econômicos de sistemas de cogeração com motores de combustão interna operando com gás natural, biogás e gás de síntese / Beatriz Helene Xavier – Guaratinguetá, 2016. 117 f : il. Bibliografia: f. 111 - 116 Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2016. Orientador: Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna Coorientador: Prof. Dr. José Luz Silveira 1. Energia elétrica e calor – Cogeração. 2. Gás natural. 3. Biocombustíveis. I. Título CDU 536.72 (043)
-----	--

BEATRIZ HELENE XAVIER

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

PROGRAMA: ENGENHARIA MECÂNICA
ÁREA: Energia

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. José Antonio Perrella Balestieri
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. CELSO EDUARDO TUNA
UNESP/FEG


Prof. Dr. AGNELO MAROTTA CASSULA
UNESP/FEG


Prof. Dr. CHRISTIAN JEREMI CORONADO RODRIGUEZ
UNIFEI

Julho de 2016

DADOS CURRICULARES

BEATRIZ HELENE XAVIER

- NASCIMENTO:** 15 de dezembro de 1988 – Bragança Paulista/ SP
- FILIAÇÃO:** Yvone Aparecida Xavier da Silva
Norival Xavier da Silva
- 2007/ 2011:** Graduação em Engenharia Civil
Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá/SP
- 2014/ 2015:** MBA – Gerenciamento de Projetos
Fundação Getúlio Vargas – Taubaté/SP
- 2014/ 2016:** Bolsista Agência Nacional do Petróleo ANP – PRH/48
Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, nível de mestrado.
Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”
Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá/SP

dedico este trabalho à minha mãe, pela
dedicação e exemplo de que conquistas
são sempre fruto de trabalho duro.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, por cada oportunidade proporcionada, pela saúde e inteligência e pela chance única de aproveitar uma vida realizando sonhos, aprendendo e construindo laços.

Agradeço imensamente aos meus orientadores, *Prof. Dr. Celso Eduardo Tuna e Prof. Dr. José Luz Silveira*, que jamais deixaram de me incentivar e apoiar, mesmo nos tempos mais turbulentos em que eu mesma perdia as esperanças. Sem estas orientações, dedicação e auxílio, o estudo aqui apresentado seria praticamente impossível.

À minha mãe, *Yvone Aparecida Xavier da Silva*, que, no papel de pai e mãe, foi essencial para minha formação de caráter e personalidade. Sua força sempre me motivou e me fez seguir sem olhar para trás.

À alma de meu pai e irmão, *Norival Xavier da Silva e Rodrigo Xavier da Silva*, que onde quer que estejam sinto que estão sempre presentes torcendo por mim e minha família, enviando boas vibrações.

À minha família de Guaratinguetá, *Luana Santos Oliveira e Luis Antônio Oliveira*, que estão comigo desde o princípio deste trabalho, apoiando, participando e acreditando independente das dificuldades.

Aos meus colegas do IPBEN e LOSE - UNESP, com os quais dividi momentos de aflição, diversão e cumplicidade, sempre dispostos em qualquer momento. Em especial *Regina Paulino e Fernando Araújo*, que contribuíram muito neste trabalho.

Aos amigos da moradia estudantil da FEG/UNESP que me acolheram infinitas vezes, aguentando reclamações, estudos até altas horas e me proporcionaram também infinitos momentos de prazer e descontração.

Ao querido *Jean Michel da Silva*, sempre confiante no melhor resultado e presente em importantes momentos desta caminhada. Seu otimismo e alegria estarão comigo sempre.

Ao querido *Richard Costa Silva*, que ajudou muito com línguas estrangeiras e cuidou para que eu não surtasse, em especial nos meses finais da entrega deste trabalho. Levo comigo sua curiosidade e força de vontade para aprender coisas novas.

Aos funcionários da Biblioteca do Campus de Guaratinguetá e da faculdade como um todo, pela dedicação, presteza e principalmente pela vontade de ajudar.

A todos que não foram citados, mas contribuíram de alguma forma na realização deste trabalho e em minha vida.

“Bom mesmo é ir à luta com determinação,
Abraçar a vida com paixão,
Perder com classe
E vencer com ousadia
Porque o mundo pertence a quem se atreve
E a vida é muito para ser insignificante.”

Augusto Branco

RESUMO

A preocupação com o meio ambiente e com a qualidade do ar têm sido crescente e objeto de diversos estudos. Quanto maior a densidade populacional, maior a necessidade de consumo de energia e consequentemente, maiores os índices de emissões de poluentes. Neste sentido, é essencial a procura por novas fontes e sistemas mais eficientes de geração de energia, a fim de reduzir os níveis de poluição, diminuir o efeito estufa sobre o planeta, e, principalmente, reduzir a dependência de petróleo na matriz energética mundial. Partindo deste conceito e considerando aspectos técnicos, econômicos e ecológicos, neste trabalho analisam-se três casos de cogeração utilizando motores de combustão interna (MCI) operando com gás natural em comparação com biogás e gás de síntese (syngas), ambos provenientes da biomassa. São aplicadas metodologias de pesquisadores renomados, com o objetivo de determinar a eficiência de geração de eletricidade, a eficiência de geração de calor e a eficiência global dos sistemas, e ainda como parte da análise técnica, determinam-se índices de correlação entre a produção térmica e a potência elétrica dos motores, tornando previsível a capacidade de produção de água quente, vapor e água gelada, dependendo da capacidade elétrica do motor a ser utilizado na implantação de sistemas de cogeração. São determinados os custos de geração de eletricidade e calor, período de retorno dos investimentos e posteriormente são estudadas as emissões de CO₂, NO_x, SO_x, MP e o CO₂ equivalente para a determinação do indicador de poluição e da eficiência ecológica dos sistemas de cogeração considerados nesta dissertação. Conclui-se com o estudo realizado que os biocombustíveis são uma importante fonte energética que vem ganhando espaço dia a dia. Na análise ambiental, o gás natural perdeu em eficiência ecológica tanto para o biogás como para o gás de síntese, e a análise energética comprovou que não há grandes perdas na utilização de biocombustíveis em substituição ao gás natural. No aspecto econômico, o biogás demonstrou-se como o mais rentável frente aos combustíveis estudados, apresentando rapidez no retorno dos investimentos e baixo custo de produção elétrica e térmica.

PALAVRAS - CHAVE: Cogeração de Energia. Gás natural. Biocombustíveis. Produção descentralizada de energia.

ABSTRACT

The concern with the environment and air quality has increased and subjected to several studies. The higher the population density, the greater the need for energy consumption and therefore higher pollutant emission rates. In this regard, the search for new sources and more efficient systems for power generation is essential in order to reduce pollution levels and the greenhouse effect on the planet, and, most importantly, reduce dependence on oil in the global energy matrix. Based on this concept and considering the technical, economic and ecological aspects, this paper analyzes three cases of cogeneration using internal combustion engines (ICEs) operating with natural gas in comparison with biogas and synthesis gas (syngas), both stemming from biomass. Methodologies from renowned researchers are applied, with the aim of determining the efficiency of electricity generation, heat generation efficiency and the overall efficiency of the systems; furthermore, as part of the technical analysis, we determine correlation coefficients between the thermal production and the power capacity of the engine, making it possible to predict hot, steam and cold water production capacities, depending on the engine power capacity used in the implementation of the cogeneration system. We determine the costs of generating electricity and heat, the payback period and then CO₂, NO_x, SO_x, MP and equivalent CO₂ emissions are studied in order to determine the pollution indicator and ecological efficiency of cogeneration systems considered in this thesis. From this study we conclude that the biofuels are an important energy source which is becoming increasingly popular. In the environmental analysis, the natural gas was less ecologically efficient than both the biogas and the syngas, and the technical analysis showed that there are not great losses when using biofuels in place of the natural gas. In the economic analysis, the biogas was the most feasible in comparison with the natural gas and the syngas, with a short payback period and low power and thermal production costs.

KEY - WORDS: Cogeneration. Natural gas. Biofuels. Renewable energy systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Infraestrutura de produção e movimentação do gás natural em 2014	22
Figura 2 - Sistema proposto para o Caso 1: Produção de eletricidade e água quente	26
Figura 3 - Sistema proposto para o Caso 2: Produção de eletricidade e vapor	27
Figura 4 - Sistema proposto para o Caso 3: Produção de eletricidade, água gelada e água quente.	29
Figura 5 - Possíveis associações para cogeração de energia	31
Figura 6 - Configuração típica de cogeração com MCI	32
Figura 7 - Processos de conversão da biomassa	37
Figura 8 - O processo da digestão anaeróbia	39
Figura 9 - Unidade de produção de biogás e biodiesel utilizando resíduos lignocelulósicos..	41
Figura 10 - Gaseificadores de leito fluidizado (a) borbulhante (b) circulante.....	43
Figura 11 - Gaseificadores de Leito Fixo tipo (a) <i>downdraft</i> e (b) <i>updraft</i>	44
Figura 12 - Cp do ar e dos gases de exaustão em função da temperatura	50
Figura 13 - Temperatura dos gases de exaustão em função da produção elétrica do motor	53
Figura 14 - Volume de controle TC1 e TC2.....	54
Figura 15 - Volume de controle Caldeira de Recuperação.....	56
Figura 16 - Temperatura de Pinch Point.....	57
Figura 17 - Volume de controle Sistema de Refrigeração por Absorção	60
Figura 18 - Metodologia de Boehm para determinação do custo de investimento no MCI.....	65
Figura 19 - Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 1	78
Figura 20 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 1	78
Figura 21 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 1.....	79
Figura 22 - Produção de água quente utilizando gás natural – Caso 1	81
Figura 23 - Produção de água quente utilizando biogás – Caso 1	81
Figura 24 - Produção de água quente utilizando gás de síntese – Caso 1	82
Figura 25 - Relação entre produção elétrica [kWe] e capacidade de produção térmica [kWt] para o Caso 1	83
Figura 26 - Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 2	85
Figura 27 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 2	85
Figura 28 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 2.....	85
Figura 29 - Relação entre produção de vapor [10^{-3} kg/s] e potência elétrica do motor [kWe] - Caso 2	87

Figura 30- Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 3	90
Figura 31 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 3	90
Figura 32 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 3.....	90
Figura 33 - Relação de produção elétrica [kWe] e capacidade de refrigeração [TR] para o Caso 3	92
Figura 34 - Custo de eletricidade produzida por cogeração - Caso 1.....	96
Figura 35 - Custo de produção de água quente no TC1 pelo sistema de cogeração - Caso 1 ..	96
Figura 36 - Custo de produção de água quente no TC2 pelo sistema de cogeração - Caso 1 ..	97
Figura 37 - Receita anual esperada em função do período de Payback - Caso 1	98
Figura 38 - Custo de produção de eletricidade para o Caso 2	99
Figura 39 - Custo de produção de água quente para o Caso 2.....	100
Figura 40 - Custo de produção de vapor para o Caso 2.....	100
Figura 41 - Receita anual esperada para o Caso 2	101
Figura 42 - Custo de produção de eletricidade para o Caso 3	103
Figura 43 - Custo de produção de água quente para o Caso 3.....	103
Figura 44 - Custo de produção de água gelada para o Caso 3.....	104
Figura 45 - Receita anual esperada para o Caso 3.....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados de catálogo dos MCI estudados.....	25
Tabela 2 - Composição típica do Gás Natural Região Centro-Oeste, Sudeste e Sul.....	35
Tabela 3 - Composição adotada para o biogás	41
Tabela 4 - Composição do syngas segundo diferentes autores.	44
Tabela 5 - Composição adotada para o syngas.....	45
Tabela 6 - Composição em volume e massa do ar	47
Tabela 7 - Composição do produto da combustão do gás natural, biogás e gás de síntese	48
Tabela 8 - Tarifas do gás natural canalizado para uso em cogeração – Moeda Nacional	68
Tabela 9 – Tarifas do gás natural canalizado para uso em cogeração - Moeda Internacional .	68
Tabela 10 - Concentração admissível de gases prejudiciais à qualidade do ar	72
Tabela 11 - Desempenho dos MCI com queima de gás natural	76
Tabela 12 - Desempenho dos MCI com queima de biogás	76
Tabela 13 - Desempenho dos MCI com queima de gás de síntese.....	77
Tabela 14 - Relação ar/combustível Gás Natural, Biogás e Gás de Síntese.....	77
Tabela 15 - Variáveis do sistema para operação com gás natural – Caso 1	79
Tabela 16 - Variáveis do sistema para operação com biogás – Caso 1	80
Tabela 17 - Variáveis do sistema para operação com gás de síntese – Caso 1	80
Tabela 18- Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 1.....	83
Tabela 19 - Eficiência global de cogeração - Caso 1	84
Tabela 20 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com gás natural.....	86
Tabela 21 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com biogás	86
Tabela 22 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com gás de síntese	86
Tabela 23 – Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 2	88
Tabela 24 - Eficiência global de cogeração - Caso 2	88
Tabela 25- Variáveis do sistema para operação com gás natural - Caso 3.....	91
Tabela 26 - Variáveis do sistema para operação com biogás - Caso 3.....	91
Tabela 27 - Variáveis do sistema para operação com gás de síntese - Caso 3.....	91
Tabela 28 - Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 3.....	93
Tabela 29 - Eficiência global - Caso 3	93
Tabela 30 - Preços e custos relacionados à análise econômica	95
Tabela 31 - Emissões de poluentes.....	106
Tabela 32 - Indicador de poluição e eficiência ecológico - Casos 1, 2 e 3.....	107

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEN – Balanço Energético Nacional

CH₄ - Metano

CO – Monóxido de carbono

CO₂ – Dióxido de carbono

C₂H₆ – Etano

C₃H₈ – Propano

C₄H₁₀ – Butano

C₅H₁₂ – Pentano

C₆H₁₄ – 2-Metil-Pentano

CR – Caldeira de Recuperação

EPA – Environmental Protection Agency

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas

GN – Gás Natural

GS – Gás de Síntese

H₂S – Ácido sulfídrico

MCI – Motor de combustão interna

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Material Particulado

NO_x – Óxido de nitrogênio

PPM - Parte por milhão

REN – Renewable energy policy network

SO₂ – Dióxido de enxofre

SRA – Sistema de refrigeração por absorção

TC – Trocador de Calor

LISTA DE SÍMBOLOS

C_{ag}	Custo de produção de água gelada	US\$/kWh
C_{aq}	Custo de produção de água quente	US\$/kWh
C_{c_ag}	Custo de produção de água gelada em sistema convencional	US\$/kWh
C_{c_aq}	Custo de produção de água quente em sistema convencional	US\$/kWh
C_{comb}	Custo do combustível	US\$/kWh
C_{c_v}	Custo de produção de vapor em sistema convencional	US\$/kWh
C_{el}	Custo de produção de eletricidade no MCI	US\$/kWh
C_{ele}	Tarifa da eletricidade fornecida pela rede	US\$/kWh
$C_{m,ce}$	Custo anual de manutenção do equipamento de refrigeração elétrico	US\$
$C_{m,cc1}$	Custo de manutenção da caldeira para produção de água quente	US\$/kWh
$C_{m,cc2}$	Custo de manutenção da caldeira para produção de vapor	US\$/kWh
C_{mCR}	Custo de manutenção da CR	US\$/kWh
C_{mMCI}	Custo de manutenção do MCI	US\$/kWh
C_{mSRA}	Custo de manutenção do SRA	US\$/kWh
C_{mTC}	Custo de manutenção do TC	US\$/kWh
$(CO_2)_e$	Dióxido de carbono equivalente	kg _{comb} /kg _{comb}
COP	Coeficiente de Performance do SRA	-
C_{pAR}	Calor específico a pressão constante do ar	kJ/kg.K
$C_{p_{g,bio}}$	Calor específico a pressão constante dos gases de exaustão do biogás	kJ/kg.K
$C_{p_{g,gn}}$	Calor específico a pressão constante dos gases de exaustão do GN	kJ/kg.K
$C_{p_{g,gs}}$	Calor específico a pressão constante dos gases de exaustão do GS	kJ/kg.K
E_{ag}	Potência térmica de água gelada produzida	kW
E_{aq}	Potência térmica de água quente produzida	kW
E_{comb}	Potência energética suprida pelo combustível	kW
E_{ge}	Fluxo de energia recuperado nos gases de exaustão	kW
E_{jaq}	Potência térmica transferida para a jaqueta do motor	kW
E_p	Eletricidade produzida	kW
E_{REF}	Fluxo de energia do SRA	kW
E_v	Potência térmica de vapor produzido	kW
f	Fator de anuidade	1/ano
H	Período equivalente de utilização da planta	h/ano

$h_{aj,e}$	Entalpia da água na entrada da jaqueta	kJ/kg
$h_{aj,s}$	Entalpia da água na saída da jaqueta	kJ/kg
h_{ar}	Entalpia do ar	kJ/kg
h_{ls}	Entalpia de líquido saturado (água)	kJ/kg
h_{vs}	Entalpia de vapor saturado (água)	kJ/kg
I_{CR}	Investimento na CR	US\$
I_{MCI}	Investimento no MCI	US\$
I_{SRA}	Investimento no SRA	US\$
I_{TC}	Investimento no TC	US\$
k	Taxa anual de juros	%
Lag	Ganho na produção de água gelada	US\$/ano
Laq	Ganho na produção de água quente	US\$/ano
Lel	Ganho na produção de eletricidade	US\$/ano
Lv	Ganho na produção de vapor	US\$/ano
$\dot{m}_{ar}$	Vazão mássica de ar	kg/s
$\dot{m}_{comb}$	Vazão mássica de combustível	kg/s
$\dot{m}_{ge}$	Vazão mássica dos gases de exaustão	kg/s
$\dot{m}_{aj}$	Vazão mássica de água na jaqueta do motor	kg/s
$\dot{m}_{aq}$	Vazão mássica de água quente	kg/s
$\dot{m}_v$	Vazão mássica de vapor	kg/s
P_{oleo}	Preço do óleo combustível	US\$/kWh
PCI_{GN}	Poder calorífico inferior do GN	kJ/Nm ³
PCI_{bio}	Poder calorífico inferior do Biogás	kJ/Nm ³
PCI_{GS}	Poder calorífico inferior do GS	kJ/Nm ³
$\dot{Q}$	Fluxo de energia térmica	kW
R	Receita anual esperada	US\$/ano
T_{ch}	Temperatura de chaminé	°C
T_{ge}	Temperatura dos gases de exaustão	°C
T_{pp}	Temperatura de Pinch Point	°C

T_{sat}	Temperatura de saturação do vapor	°C
$\dot{W}$	Potência energética	kW

Letras gregas

ε	Eficiência ecológica	-
Π_g	Indicador de poluição	Kg _(CO2) e/MJ
η	Eficiência	%
γ_{el}	Coeficiente relativo à eficiência elétrica	-
γ_t	Coeficiente relativo à temperatura dos gases de exaustão	-
ΔT_{pp}	Diferença de temperatura de Pinch Point	°C
β	Poder de cogeração (Power to heat ratio of cogeneration plant)	[-]

Subscritos

ag	Água gelada
aq	Água quente
bio	Biogás
cc	Caldeira convencional
CR	Caldeira de Recuperação
el	Eletricidade
g	Global
ge	Gases de exaustão
GN	Gás Natural
GS	Gás de síntese
SRA	Sistema de refrigeração por absorção
t	Térmica
TC	Trocador de calor
v	Vapor

SUMÁRIO

Capítulo 1. INTRODUÇÃO	19
1.1. SITUAÇÃO ENERGÉTICA ATUAL	21
1.2. OBJETIVOS	23
1.3. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO PROPOSTOS	24
1.3.1. Caso 1: produção de eletricidade e água quente	25
1.3.2. Caso 2: produção de eletricidade e vapor	27
1.3.3. Caso 3: produção de eletricidade, água quente e água gelada para refrigeração.....	28
Capítulo 2. REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA	30
2.1. COGERAÇÃO E MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA.....	30
2.2. GÁS NATURAL	34
2.3. BIOMASSA	35
2.4. BIOGÁS	38
2.5. GÁS DE SÍNTESE.....	42
Capítulo 3. METODOLOGIA.....	46
3.1. ANÁLISE ENERGÉTICA	46
3.1.1. Propriedades dos gases de exaustão – gás natural, biogás e gás de síntese.....	47
3.1.2. Motor de Combustão Interna.....	50
3.1.3. Produção de água quente – Trocadores de Calor	53
3.1.4. Produção de vapor – Caldeira de Recuperação	56
3.1.5. Produção de água gelada – Sistema de Refrigeração por Absorção.....	59
3.1.6. Eficiência global das plantas	61
3.2. ANÁLISE ECONÔMICA.....	62
3.2.1. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 1.....	62
3.2.2. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 2.....	63
3.2.3. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 3:.....	64
3.2.4. Custos de Investimento e manutenção de equipamentos	64
3.2.5. Receita anual esperada.....	67
3.2.6. Custo de combustíveis e produção em sistemas convencionais	67
3.3. ANÁLISE ECOLÓGICA	70
3.3.1. Indicador de Poluição (IP_g).....	71
3.3.2. Eficiência ecológica.....	73

3.3.3. Análise da emissão dos gases de exaustão	74
Capítulo 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	76
4.1. ANÁLISE TERMODINÂMICA.....	76
4.1.1. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 1	77
4.1.2. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 2	84
4.1.3. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 3	89
4.2. ANÁLISE ECONÔMICA.....	94
4.2.1. Resultados econômicos para o Caso 1.....	95
4.2.2. Resultados econômicos para o Caso 2.....	99
4.2.3. Resultados econômicos para o Caso 3.....	102
4.3. ANÁLISE ECOLÓGICA	106
Capítulo 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	108
REFERÊNCIAS	111

Capítulo 1. INTRODUÇÃO

A influência da atividade humana no aumento do nível de poluentes na atmosfera tem sido um tema bastante discutido e estudado por diversos setores da comunidade mundial. O modelo energético atual, que faz uso principalmente de combustíveis fósseis, é um dos fatores responsáveis pelo aumento da poluição atmosférica. Além disso, um possível esgotamento das reservas de combustível torna ainda mais necessário e urgente o desenvolvimento de novas alternativas energéticas e tecnologias mais eficientes de produção que possibilitem a geração sustentável de energia com menores níveis de poluição.

A cogeração é definida como a produção simultânea de energia mecânica e térmica a partir da queima de um único combustível (SILVEIRA, WALTER e LUENGO, 1997). Esta técnica tem sido utilizada devido à alta eficiência energética apresentada pelas plantas, maior garantia da eletricidade fornecida e índices de impacto ambiental reduzidos. A cogeração possibilita uma melhora na utilização de motores de combustão interna (MCI) associados a geradores elétricos, uma vez que além de produzir eletricidade aproveita o calor residual para a produção de água quente ou gelada, elevando a eficiência global do ciclo (CORONADO, YOSHIOKA e SILVEIRA, 2011). Muitos estudos sobre o uso do MCI para os sistemas de cogeração têm sido desenvolvidos devido a sua fácil operação, baixo custo de investimento e mercado amplo, o que o torna uma boa escolha para a instalação em pequena escala, residências e áreas rurais onde existe difícil acesso à rede.

No setor industrial, esta tecnologia já é bastante conhecida e aplicada devido à elevada demanda de eletricidade e calor, principalmente na forma de vapor, que justifica a implantação de sistemas de cogeração. Já para o setor terciário, a demanda de eletricidade e calor é menor, sendo a maior parte do consumo elétrico utilizado para condicionamento de ar e iluminação, e consumo térmico na cocção de alimentos e uso sanitário. Desta forma, a viabilidade de sistemas de cogeração para aplicação no setor terciário depende principalmente do tipo de planta e sua funcionalidade, e do preço do combustível considerado (SILVEIRA, et al. 2012).

Existem diversas variáveis a serem consideradas na implantação de sistemas de cogeração, e uma delas é a escolha do combustível. É importante a verificação de disponibilidade de combustíveis adequados à tecnologia escolhida, de sua eficiência de conversão energética e da disponibilidade operacional, que tem como consequência a confiabilidade do sistema. Diversos autores estudam o desempenho de MCI usando

combustíveis provenientes da biomassa como o gás de síntese, tendo sua eficácia comprovada (BOLOY, et al, 2011; RAMAN e RAM, 2013). Outros estudos sobre cogeração, utilizando biogás e gás de síntese também comprovam seus benefícios (BOLOY, et al., 2011 , BRIZI, et al., 2014 ; GERSSEN-GONDELACH, et al., 2014 ; MARTÍNEZ, et al., 2012), no entanto, o gás natural ainda aparece como a melhor opção, considerando o significativo valor de PCI (Pode Calorífico Inferior) e o baixo impacto ambiental em comparação com outras fontes de combustíveis fósseis (Brizi, et al, 2014).

Nesta dissertação de mestrado realizam-se análise técnica, econômica e ambiental de sistemas de cogeração com MCI, comparando-se a utilização de três tipos de combustíveis: gás natural, biogás e gás de síntese. O estudo está dividido em 6 capítulos.

No capítulo 1 apresenta-se uma breve introdução dos assuntos tratados na dissertação, uma visão geral da situação energética atual e os objetivos pretendidos com a realização do estudo.

No capítulo 2, na revisão da literatura, apresentam-se detalhes sobre a biomassa, os tipos existentes e mais comumente utilizados, bem como uma descrição dos combustíveis escolhidos: gás natural e os biocombustíveis (biogás e gás de síntese), explorando suas formas de produção, propriedades, entre outros aspectos. Neste capítulo, estuda-se ainda a cogeração com motores de combustão interna, a fim de apresentar suas vantagens e formas de utilização para produção combinada de eletricidade e calor útil.

No capítulo 3 apresentam-se os sistemas de cogeração escolhidos para análise. A produção de energia elétrica ocorre por meio da união motor/gerador, e para produção de água quente utilizam-se trocadores de calor, que irão recuperar o calor da água de resfriamento do motor e dos gases de exaustão. Quando o sistema operar para produção simultânea de água gelada, os gases de exaustão são utilizados como fonte quente em um Sistema de Refrigeração por Absorção, e quando para produção de vapor, uma caldeira de recuperação.

No capítulo 4 apresenta-se a metodologia utilizada para o estudo técnico, de primeira lei da termodinâmica, econômico e ambiental para os sistemas de cogeração propostos.

No capítulo 5 uma síntese com os resultados de cada análise é apresentada de forma comparativa. Os resultados são comparados entre os combustíveis para cada análise realizada.

No capítulo 6 apresentam-se as conclusões referentes aos estudos realizados, bem como apresentação de sugestões e correções para trabalhos futuros.

1.1. SITUAÇÃO ENERGÉTICA ATUAL

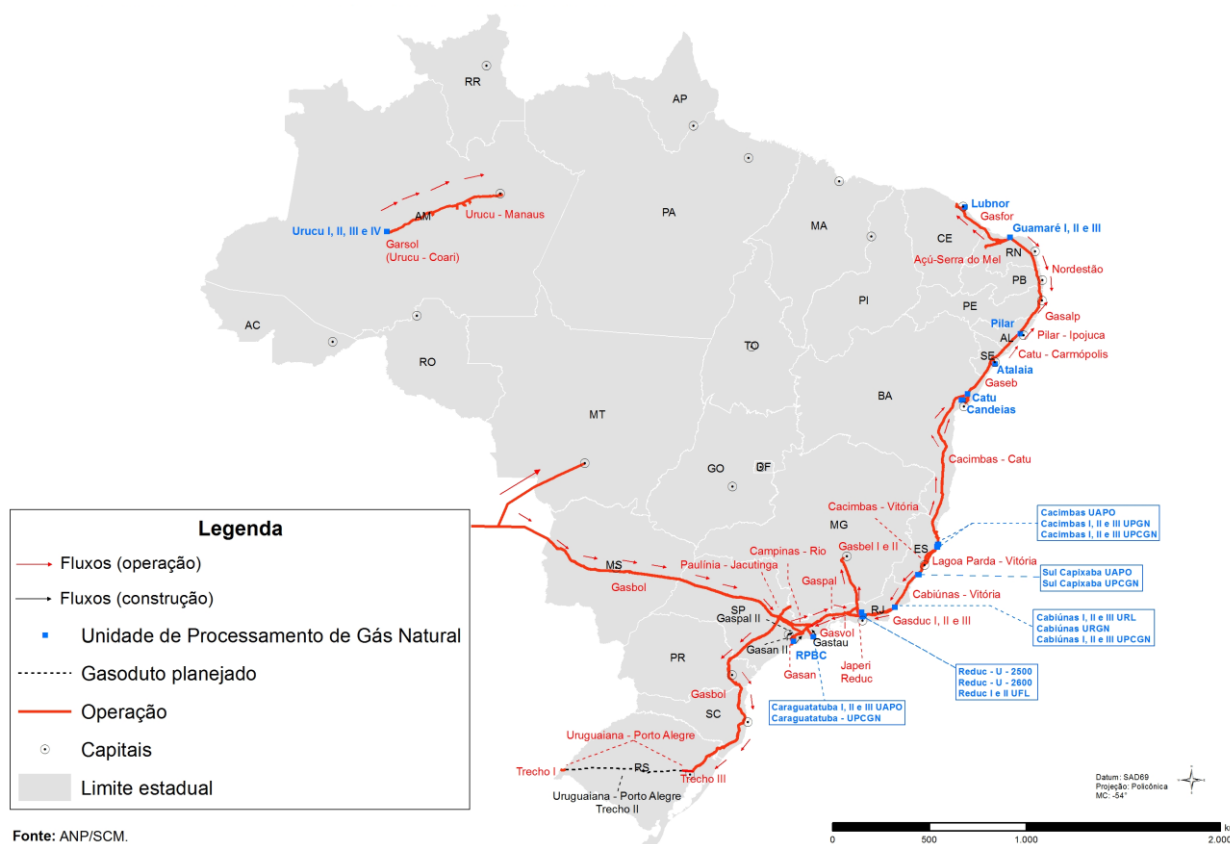
O Brasil é um país conhecido pela extensão territorial e capacidade de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis. A maior parte da demanda elétrica neste país é produzida por meio de hidrelétricas, cujos investimentos se intensificaram no pós Primeira Guerra Mundial, quando a dificuldade na importação do carvão mineral levou a necessidade de produção de energia em território nacional.

Entre os anos de 1950 e 1960, o país se tornou bastante dependente do petróleo e derivados, devido ao baixo preço. Porém, depois da crise do petróleo da década de 1970, que elevou o preço do barril, os países dependentes deste material se viram obrigados a buscar alternativas que substituíssem sua utilização, principalmente no setor industrial. Neste contexto, e em vista da grande gama de possibilidades de geração de energia renovável no Brasil, foi que o incentivo à produção de biocombustíveis se intensificou, levando à busca pelo desenvolvimento da utilização do etanol, biodiesel de soja entre outras fontes energéticas renováveis. (CAPUTO e MELO, 2009)

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia para 2021 (MME, 2013), os biocombustíveis tendem a aumentar sua participação para 33,3% da utilização total de combustíveis, o que representa um aumento de 4% em relação ao PDE anterior. O mesmo ocorre com relação ao gás natural, que apresenta condições de chegar a 8,1% do total consumido de energia em 2021. Já com relação aos demais derivados do petróleo, como o óleo combustível, a projeção é negativa, prevendo uma redução de quase 6% do total utilizado na matriz energética nacional. Este fato representa uma importante vantagem competitiva do gás natural em relação aos demais derivados do petróleo. (Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 - MME, 2013).

No caso do gás natural, a projeção de oferta para 2021 é de cerca de 170 milhões de m³/dia, enquanto em 2012 ficou em torno de 104 milhões de m³/dia (Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 - MME, 2013), além disso, sua produção e de petróleo no Brasil foi recorde em 2015, sendo 7,7% maior que a registrada em 2014 (MME, 2016). A malha cada vez mais integrada de gasodutos que percorre o país possibilita ainda mais a crescente utilização do gás natural na malha energética nacional.

Figura 1 - Infraestrutura de produção e movimentação do gás natural em 2014



(Fonte: ANP, 2015)

A Figura 1 ilustra a malha de gasodutos em operação e em construção no país, além das unidades existentes de processamento do combustível, demonstrando a capacidade de fácil acesso em grande parte do território nacional.

Quanto às fontes de energias renováveis no Brasil, a hidráulica ainda é a principal fonte geradora, porém tem sido observada uma diminuição na dependência desta fonte. Segundo o Balanço Energético Nacional (MME, 2015), entre os anos de 2013 e 2014 houve uma redução de 4,5% em sua contribuição para o fornecimento de eletricidade no país. Por outro lado, as fontes de energias não renováveis, tais como gás natural e outros derivados do petróleo tiveram um aumento em sua participação.

Segundo o PDE 2021 (MME, 2013), a principal diretriz do desenvolvimento da energia nos próximos anos está focada nas fontes renováveis de energia, sendo que 42% de todos os investimentos previstos serão direcionados para fontes como PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas), biomassa e energia eólica. Em 2014, 7,4% de toda a energia elétrica produzida no Brasil foi proveniente da biomassa (Balanço Energético Nacional - MME, 2015).

Segundo Lora, et al. (2009), com a utilização da biomassa para produção de eletricidade, o Brasil tinha naquele ano capacidade de suprir até 31% de sua potência total instalada, o que equivalia a 27.872 MW elétricos produzidos por meio de biocombustíveis da biomassa, mas a produção real era de aproximadamente 10% deste valor. Em 2014, a produção de eletricidade por meio de biomassa foi de 7,4% da produção total, o que corresponde à 46.600 MW (Balanço Energético Nacional - MME, 2015).

A produção de energia elétrica em APEs (Auto Produtoras de Energia), que consiste na produção e utilização de energia elétrica no próprio local, realizado comumente por grandes indústrias, teve aumento considerável nos últimos anos. Esta prática representou, em 2014, 15,9% do total de energia produzida, sendo utilizada em indústrias como as de Papel e Celulose, Siderúrgicas, Açúcar e Alcool, entre outras que conseguem utilizar suas perdas de matéria prima para produção de energia elétrica e térmica (cogeração de energia) (Balanço Energético Nacional - MME, 2015).

1.2. OBJETIVOS

Esta dissertação tem como objetivo avaliar diferentes sistemas de cogeração de energia com MCI utilizando gás natural, biogás e gás de síntese (syngas). As plantas propostas para análise envolvem produção simultânea de energia elétrica e térmica conforme descrito a seguir:

- Produção simultânea de eletricidade e água quente: Associação de MCI (Motor de Combustão Interna) e TCs (Trocadores de Calor).
- Produção simultânea de eletricidade, vapor e água quente: Associação de MCI, TC e CR (Caldeira de Recuperação).
- Produção simultânea de eletricidade, água quente e água gelada: Associação de MCI, TC e SRA (Sistema de Refrigeração por Absorção)

As análises de cada ciclo são divididas em:

- Análise Energética: Cálculo da eficiência global, capacidade de produção energética dos produtos, e determinação de índices que relacionem os produtos da cogeração com a potência elétrica do motor a ser escolhido.
- Análise Econômica: Determinação da viabilidade financeira dos sistemas, avaliando cada planta por meio de custo de produção, receita anual esperada e período de retorno dos investimentos necessários para implantação.

- Análise Ecológica: Consideram-se os componentes dos gases de exaustão do MCI e a eficiência energética para que seja possível a determinação da eficiência ecológica dos sistemas de cogeração propostos considerando as características de cada combustível utilizado na queima.

1.3. DESCRIÇÃO DOS SISTEMAS DE COGERAÇÃO PROPOSTOS

Para o estudo da cogeração com MCI (Motores de Combustão Interna) operando com gás natural, biogás e syngas, consideram-se três diferentes configurações de plantas de cogeração. Estudam-se as plantas de forma comparativa com relação ao desempenho da queima do gás natural e dos biocombustíveis propostos.

Neste trabalho, análises energética, ecológica e econômica são consideradas para um motor de capacidade 217 kW_e (Caterpillar – G3406), aplicável para micro - cogeração no setor terciário, tais como hotéis, hospitais, edifícios comerciais, além de conjuntos habitacionais.

Para o estudo de cogeração que relaciona a produção elétrica de motores de combustão interna com a capacidade de refrigeração (TR/kW_e), bem como a produção de vapor ((kg/s)/kW_e) e água quente (kW_t/kW_e), utilizam-se os dados do conjunto de motores a gás do grupo Caterpillar para frequência de 60Hz e velocidade de rotação entre 900 e 1800 rpm, cujos dados de catálogo são apresentados na Tabela 1. Desta forma, quando se deseja utilizar um MCI para cogeração, torna-se possível prever a quantidade aproximada de produtos (água gelada, vapor e água quente) a ser gerada pelo sistema de acordo com a capacidade elétrica do motor.

Na Tabela 1, utilizam-se os dados do motor em destaque (G3406), capacidade 217 kW_e, para uma análise mais completa de viabilidade. Para este motor realizam-se análises econômica e ecológica comparando a queima dos três tipos de combustíveis, para os três Casos de plantas de cogeração descritos neste tópico de capítulo.

Tabela 1 - Dados de catálogo dos MCI estudados

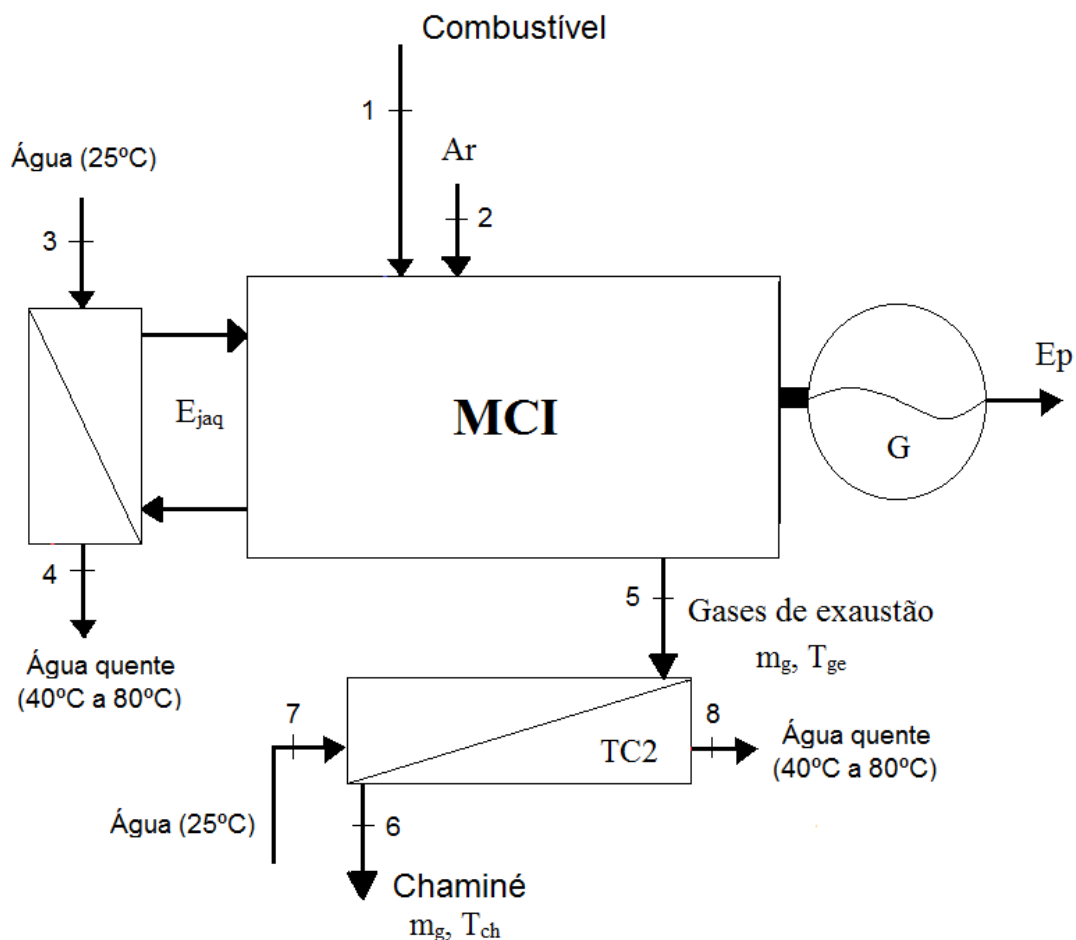
Modelo	Velocidade de rotação [rpm]	Ep [kW]	n_{el} [%]
G3406	1800	217	33,5
G3412	1800	253	30,3
G3508	1200	373	32,8
G3512	120	564	32,5
G3516	1200	755	33
G3608	900	1549	38,8
G3516C	1800	1663	37,6
G3520C	1800	2077	38

(Fonte: Caterpillar, 2013)

1.3.1. Caso 1: produção de eletricidade e água quente

O primeiro caso a ser analisado consiste na associação de Motor de Combustão Interna (MCI) e Trocadores de Calor (TC1 e TC2) para a produção de eletricidade e água quente, recuperando o calor liberado nos gases de exaustão e no arrefecimento do motor. A Figura 2 ilustra o sistema proposto para o Caso 1.

Figura 2 - Sistema proposto para o Caso 1: Produção de eletricidade e água quente



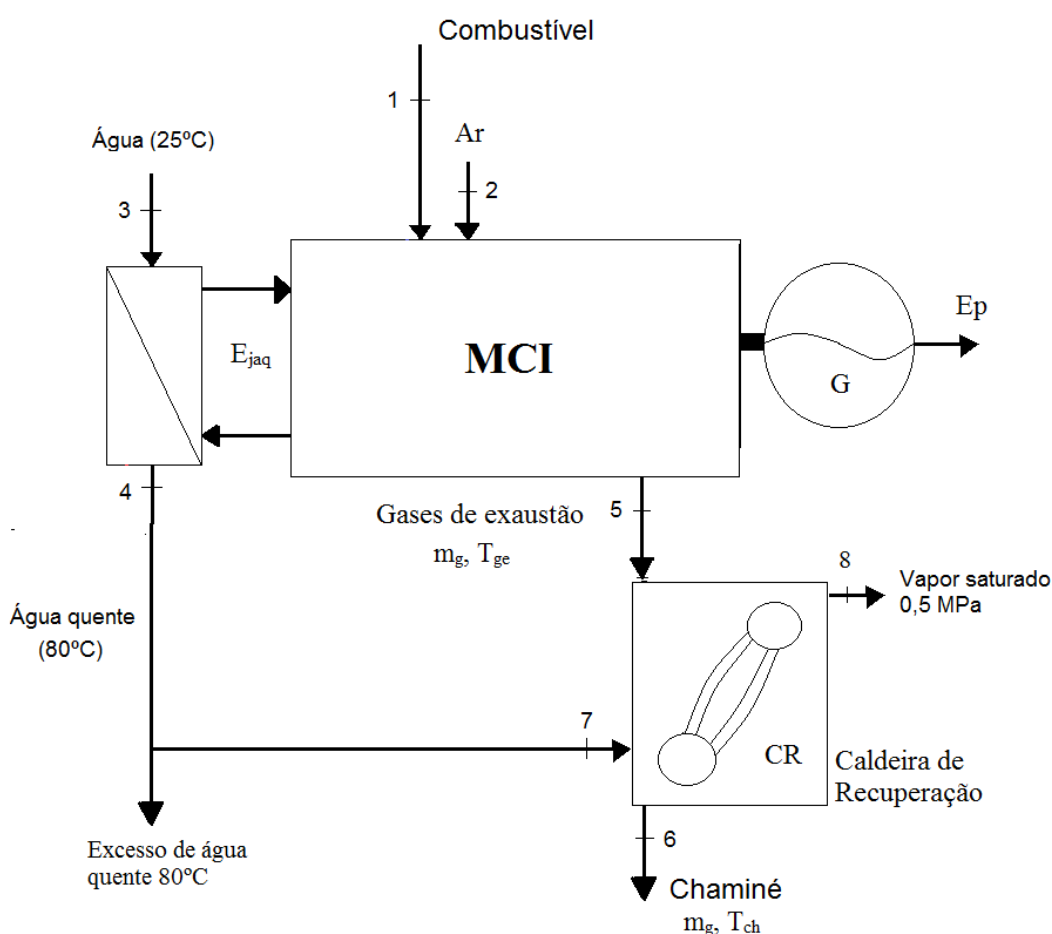
(Fonte: Elaboração própria)

O ar de entrada (ponto 2) é misturado com o combustível (ponto 1) e direcionado para a câmara de combustão do motor. Posteriormente, os gases de combustão se expandem e parte da energia térmica produzida é transferida ao eixo do motor, que acoplado ao gerador (G) produz energia elétrica (Ep). Os gases de exaustão que saem do motor em alta temperatura (entre 450°C e 500°C) (ponto 5) são direcionados para um trocador de calor (TC2) juntamente com água em temperatura ambiente (ponto 7) para produção de água quente (ponto 8). A fim de evitar condensação de substâncias prejudiciais ao funcionamento dos equipamentos, a temperatura de escape (ponto 6) não deve ser demasiadamente baixa. Parte do calor produzido na combustão aquece o motor, que deve ser resfriado por meio da água da jaqueta (E_jaq), cujo calor será recuperado com entrada de água em um trocador de calor (TC1) (ponto 3) e produção de água quente (ponto 4).

1.3.2. Caso 2: produção de eletricidade e vapor

Para produção combinada de eletricidade e vapor, o sistema de cogeração proposto compõe MCI associado um trocador de calor (TC1), para recuperação de calor na jaqueta, e caldeira de recuperação (CR) para recuperação do calor emitido nos gases de exaustão. Neste sistema a água utilizada para entrada na CR será parte daquela produzida no trocador de calor. Para a CR, considera-se produção de vapor saturado a 0,5 MPa (151,90°C). A Figura 3 ilustra o sistema proposto.

Figura 3 - Sistema proposto para o Caso 2: Produção de eletricidade e vapor



(Fonte: Elaboração própria)

O que difere este sistema do apresentado no Caso 1 é que os gases de exaustão que saem do motor em alta temperatura (entre 450°C e 500°C) (ponto 5) são direcionados para uma caldeira de recuperação (CR) juntamente com a água quente produzida no trocador de calor (TC1), pré-aquecida para produção de vapor saturado a 0,5 MPa (ponto 8). A fim de evitar condensação de substâncias prejudiciais ao funcionamento dos equipamentos, a temperatura

de escape (ponto 6) não deve ser demasiadamente baixa, devendo ser considerada a temperatura de Pinch Point para dimensionamento da caldeira.

1.3.3. Caso 3: produção de eletricidade, água quente e água gelada para refrigeração.

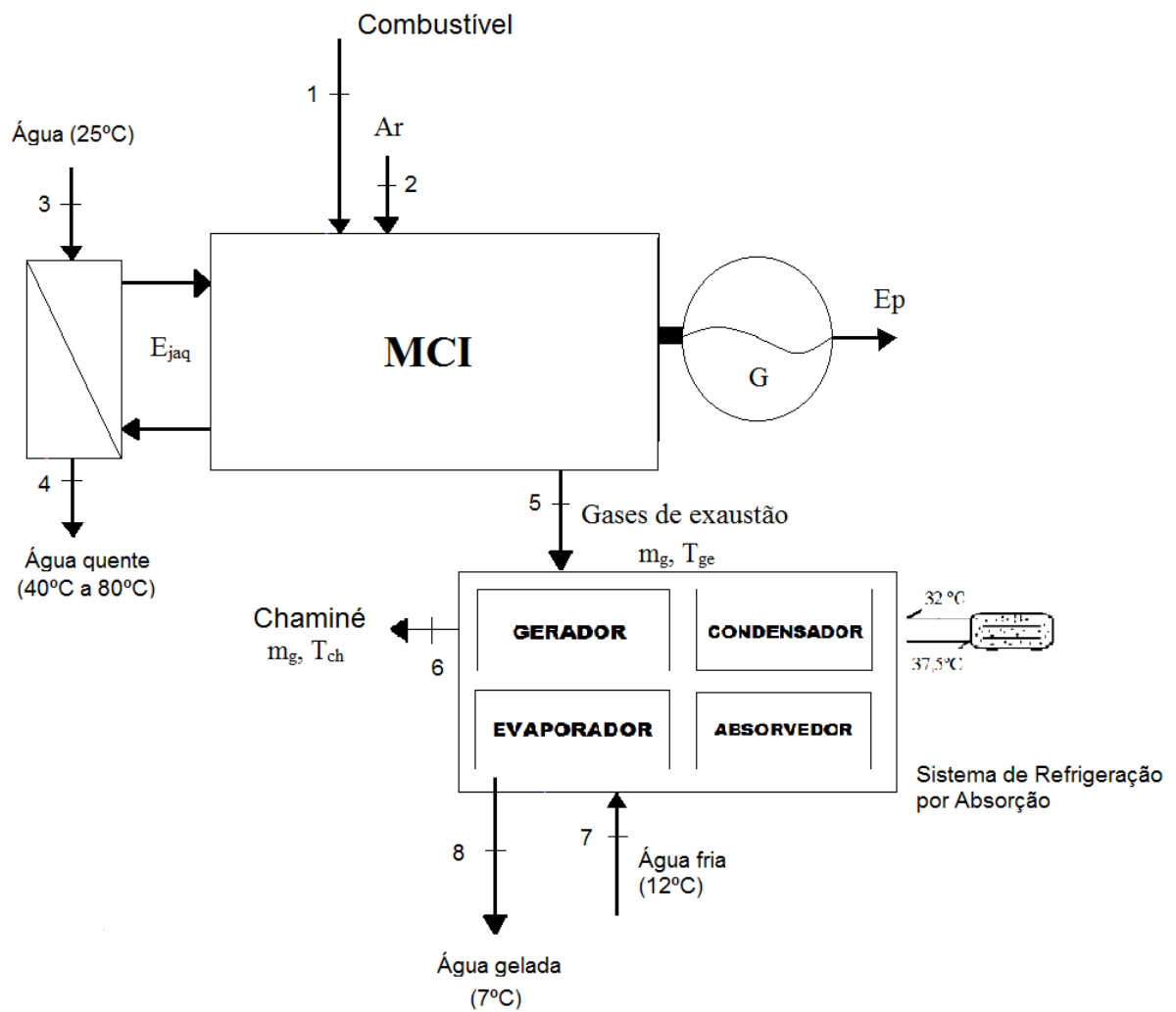
Para produção combinada de eletricidade, água gelada e água quente, o sistema de cogeração proposto no Caso 3 consiste na associação entre MCI, SRA (Sistema de Refrigeração por Absorção) e TC.

Os SRA são equipamentos comumente encontrados por fabricantes, e possuem dados catalogados e uma vasta gama de opções e capacidades de refrigeração. Nesta dissertação, como o objetivo é estudar diferentes sistemas de cogeração e buscar incrementar a eficiência dos sistemas, no Caso 3 considera-se um sistema de tri geração, cujo calor de acionamento do SRA é proveniente dos gases de exaustão. A Figura 4 ilustra o sistema de cogeração escolhido para este caso.

O que difere este sistema do apresentado no Caso 1 é que os gases de exaustão que saem do motor em alta temperatura (entre 450°C e 500°C) (ponto 5) são utilizados para acionamento de um Sistema de Refrigeração por Absorção (SRA), que recebe água fria (ponto 7) para produção de água gelada (ponto 8) a ser utilizada na refrigeração de ambientes. A fim de evitar condensação de substâncias prejudiciais ao funcionamento dos equipamentos, a temperatura de escape (ponto 6) não deve ser demasiadamente baixa. Além da água gelada, no TC1, é produzida água quente por meio do calor cedido na jaqueta do motor.

A eficiência de sistemas de refrigeração por absorção é determinada em termos de COP (Coefficient of Performance), que consiste no coeficiente de desempenho do equipamento, relacionando a quantidade de frio produzida com a quantidade de calor necessária para este fim. Para sistemas de duplo efeito este coeficiente apresenta valores entre 1,0 e 1,2.

Figura 4 - Sistema proposto para o Caso 3: Produção de eletricidade, água gelada e água quente.



(Fonte: Elaboração própria)

Capítulo 2. REVISÃO DA BIBLIOGRAFIA

2.1. COGERAÇÃO E MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA

Segundo Coronado, et al. (2011), a cogeração tem demonstrado ser uma importante alternativa levando em consideração a utilização racional do combustível e a alta eficiência da planta. Esta tecnologia é efetiva como forma de conservação de energia primária, sendo conceituada usualmente como a produção combinada de calor e potência mecânica e/ou elétrica. A energia mecânica pode ser utilizada para acionamento de equipamentos ou geração de energia elétrica, e a energia térmica pode ser aplicada diretamente às necessidades de processo ou indiretamente na produção de calor ou frio. Segundo Silveira (1994), a eficiência global de plantas termelétricas aumenta de uma faixa de 34% a 50% para 50% a 90% em plantas de cogeração, uma vez que a energia térmica anteriormente rejeitada passa a ser reaproveitada.

As aplicações acerca deste assunto têm sido estudadas por diversos autores, além da própria Cogen (Associação Industrial de Cogeração de Energia), que foi criada em 2003 devido às reservas de gás natural encontradas na Bacia do Rio Santos e à grande quantidade de bagaço de cana de açúcar nas indústrias sucroalcooleiras, setor em grande expansão no país.

Convencionalmente, os MCI são utilizados em plantas estacionárias na produção de eletricidade usando gás natural. São de fácil utilização e simples manutenção e operação, além de baixo custo, o que os torna atrativos na produção de eletricidade em pequena escala e em locais isolados da rede de abastecimento, buscando aproveitar a biomassa eventualmente disponível nas proximidades. Segundo Matteli (2008), outras razões que levam à escolha dos MCI em plantas de cogeração são o baixo custo de aquisição, alta eficiência e larga faixa de aplicação (de 75 kW a 50 MW).

Os MCI a gás, usualmente projetados para utilização de gás natural, podem ser facilmente adaptados para combustíveis de menor Poder Calorífico, como o biogás e gás de síntese. No entanto, a questão mais importante em relação à utilização destes biocombustíveis em motores é a diferença de características em relação ao gás natural, incluindo a composição, poder calorífico, densidade, viscosidade, ponto de ignição e índice de inflamabilidade. Naturalmente, o desempenho termodinâmico das plantas geradoras varia, especialmente quanto à potência e eficiência elétrica do sistema (Wang, et al. 2015). Para utilizar gás de

síntese para a geração de eletricidade em motores de ignição é necessário garantir a qualidade do gás em termos de alcatrão e material particulado, por meio de filtragem, buscando manter a operação do motor confiável e proporcionar durabilidade adequada dos componentes mecânicos do motor, como as válvulas, a câmara de combustão, o pistão, etc. (MARTINEZ, et al. 2012).

As principais formas de emissão de calor por meio destes motores são: gases de exaustão, resultante da reação de combustão entre o combustível e o ar, água de arrefecimento, conhecida como água da jaqueta, utilizada para resfriar o motor e manter a temperatura em um intervalo adequado de funcionamento, e óleo lubrificante, necessário para manter o bom funcionamento das peças metálicas, principalmente os pistões, que também precisa ser resfriado, uma vez que os pistões aquecem consideravelmente devido à reação de combustão da câmara. Na Figura 5 apresenta-se uma síntese das possíveis associações de Motor de Combustão Interna para utilização em plantas de cogeração.

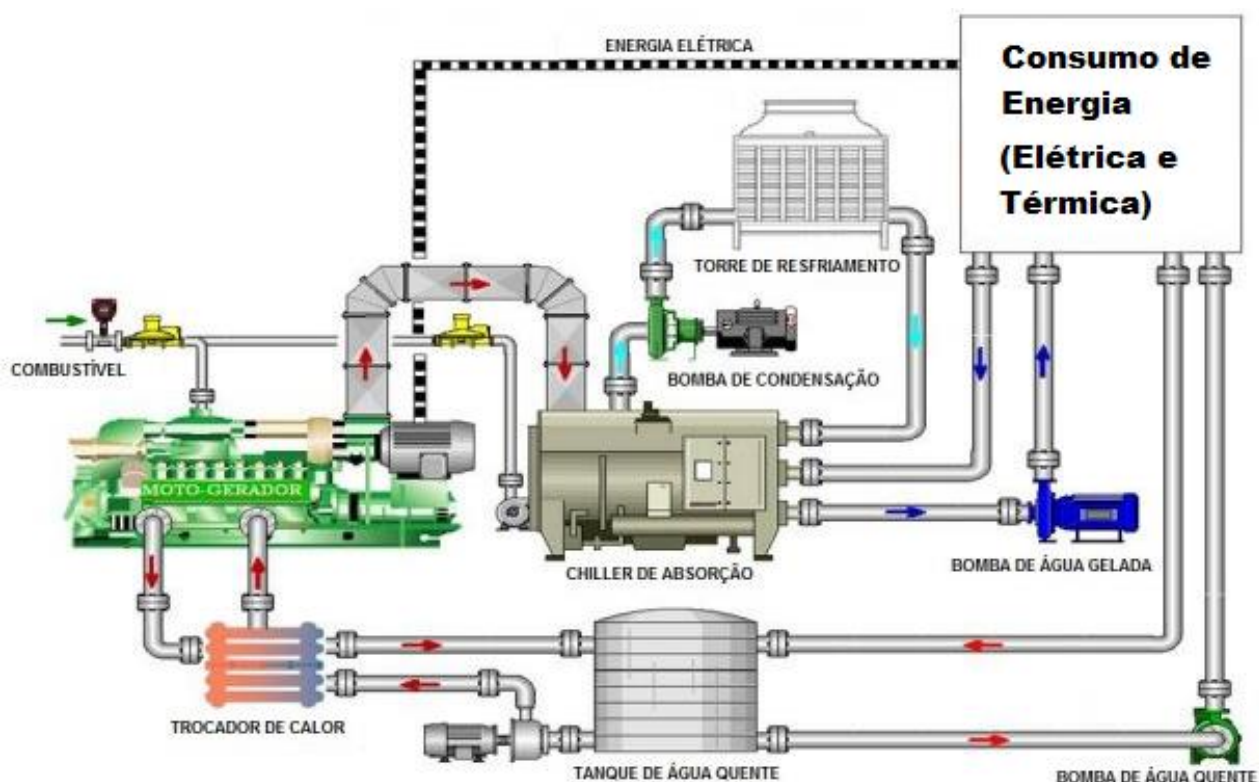
Figura 5 - Possíveis associações para cogeração de energia



(Fonte: Elaboração própria)

Na Figura 6 apresenta-se uma configuração típica de cogeração utilizando MCI para produção de eletricidade, água quente e água gelada (FONG e LEE, 2015; SANTO, 2012). Esta tecnologia apresenta-se como alternativa na resolução de problemas relacionados com a energia, como a escassez, segurança do abastecimento, controle de emissões, economia e conservação de energia. (WU e WANG, 2006).

Figura 6 - Configuração típica de cogeração com MCI



(Fonte: Cogeração Energia Ltda, 2015)

Na Figura 6 o sistema de cogeração exposto gera dois outros produtos além da eletricidade, água gelada e água quente. O sistema aproveita o calor nos gases de exaustão para acionamento de um chiller de absorção, também conhecido como Sistema de Refrigeração por Absorção (SRA), utilizado na produção de água gelada. Já o calor proveniente da jaqueta do motor, ou seja, retirado para arrefecimento do equipamento, é utilizado na produção de água quente por meio de trocadores de calor.

Por ser uma tecnologia que visa melhorar o desempenho de plantas geradoras de energia, aproveitando melhor a energia de combustível disponível, a cogeração é um assunto bastante estudado nas mais diversas áreas de conhecimento e aplicação. Desde a última crise do

petróleo na década de 1970, pesquisadores têm ampliado seu foco para o melhor aproveitamento da energia dos combustíveis fósseis, bem como procurado novas opções de combustíveis renováveis e com menor impacto ambiental.

Silveira, Walter e Luengo (1997) fizeram um estudo de cogeração envolvendo a comparação de vários combustíveis queimando em motor de combustão interna (MCI) para pequenos usuários. Neste estudo, que analisou uma planta associada a um sistema de refrigeração por absorção, os resultados técnicos e econômicos encontrados já foram muito satisfatórios, comprovando a eficiência da tecnologia no setor terciário, e colocando o gás natural a frente de combustíveis como o etanol e o óleo diesel. Nos últimos anos as pesquisas neste sentido aumentaram consideravelmente, bem como o interesse em fontes alternativas de energia, além do gás natural, devido ao descobrimento de petróleo em águas profundas. Sendo uma fonte alternativa, a biomassa tomou proporções de interesse devido à disponibilidade em território brasileiro, principalmente de bagaço de cana de açúcar.

Mais recentemente, Coronado, Yoshioka e Silveira (2011) estudaram a produção combinada de eletricidade, água quente e água gelada em um sistema de compacto de cogeração queimando gases provenientes da biomassa. O estudo utilizou a associação de gaseificador de leito fixo com MCI para queima direta do syngas produzido e apresentou uma eficiência global de 51,42%, custo de combustível de 0,0976 US\$/kWh, de eletricidade produzida de 0,056 US\$/kWh, de água quente de 0,0047 US\$/kWh e de água fria de 0,0079 US\$/kWh, demonstrando ser viável técnica e economicamente em áreas rurais, onde a matéria prima é disponível. Outros estudos envolvendo MCI e SRA (sistema de refrigeração por absorção) foram realizados (SILVEIRA et al, 2012; BRIZI et al, 2014) e os resultados, tanto econômica, quanto ecológica e tecnicamente, foram positivos e incentivadores. O problema encontrado até hoje ainda é falta de incentivo governamental. A maioria dos resultados apresentados depende de colaboração por parte do Estado para melhorar o custo de venda de excedente de eletricidade produzida e auxílio para investimento na implantação dos sistemas, por exemplo.

Diversos tipos de biomassa têm sido estudados para produção de biocombustível, bem como para determinação de sua capacidade energética e seu desempenho em motores de combustão interna. Pérez, et al. (2014) avaliou o uso de bagaço de cana de açúcar em gaseificadores de leito fluidizado borbulhante e constatou a capacidade de produção de um gás com PCI de 4,56 MJ/Nm³. Pérez et al. (2015) elaborou um estudo de análise técnica e econômica de um sistema de cogeração com MCI queimando gás de síntese de biomassa. O

intuito foi a produção de eletricidade e água quente em comunidades isoladas e com disponibilidade de biomassa. Os resultados técnicos e econômicos viabilizaram o projeto, alcançando $3,557 \text{ MJ/Nm}^3$ de PCI, 23,4% de eficiência elétrica e 32,4% de eficiência térmica, somando 55,8% de eficiência global. Quanto às conclusões econômicas, Pérez, et al. (2015) constatou que, se a energia elétrica for vendida entre 0,25 e 0,30 US\$/kWh ao consumidor final, o período de retorno de investimentos fica entre 6 e 3 anos, viabilizando o projeto nas condições estabelecidas. O valor pode ser um pouco elevado, porém se comparado ao custo de produção por meio de gaseificação da biomassa na Comunidade europeia, este valor apresenta-se como pouco mais que o dobro.

Em um contexto nacional, Teixeira, et al. (2013) considerou o uso de biomassa de açaí, uma fruta típica brasileira, para produção de eletricidade em diferentes sistemas. Em seu estudo, concluiu que o uso da turbina a vapor de contrapressão seria a melhor opção, em termos de viabilidade financeira. Porém, ressaltou que o uso de motores de combustão interna não deve ser excluído, devido à sua flexibilidade e facilidade de operação. O custo de venda eletricidade mínimo encontrado foi de 0,15 US\$/kWh, para que haja viabilidade de implantação.

A cogeração de energia é já bastante utilizada em escala industrial, devido à maior possibilidade de utilização do calor residual em processos. Porém, no setor terciário e residencial o aumento da procura por este tipo de tecnologia tem sido considerável. Em redes hoteleiras e hospitais, por exemplo, a cogeração de energia pode ser de grande utilidade para manutenção de lavanderias e cozinhas, áreas de lazer, refrigeração de ambientes, entre outros. Onovwiona (2006) avaliou diversos tipos de tecnologia e constatou que o uso de sistemas de cogeração utilizando equipamentos como MCI, célula combustível e motores Stirling, são viáveis mesmo para residências unifamiliares. Ehyaei, et al. (2012) realizou uma análise de viabilidade econômica, ecológica e exergética para o uso de MCI em construções residenciais. Neste estudo o intuito foi criar um sistema para suprir todas as necessidades de água quente, refrigeração e eletricidade de um edifício no Irã, conseguindo um custo de eletricidade de 0,05 US\$/kWh, enquanto a geração sem cogeração era de 0,11 US\$/kWh.

2.2. GÁS NATURAL

O gás natural é um combustível gasoso proveniente do petróleo e conhecido por ser o menos poluente entre os combustíveis fósseis. É obtido por meio da transformação de fósseis de origem animal e vegetal e sua composição apresenta uma mistura gasosa de

hidrocarbonetos leves, sendo o metano (CH_4) o principal componente, porém sua concentração exata pode variar consideravelmente. É um gás inodoro e por isso um composto de enxofre é adicionado à sua composição por questões de segurança. No Brasil, a composição do gás natural proveniente da região Sudeste é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Composição típica do Gás Natural Região Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Composição	Massa molar [g/mol]	% vol	% massa	PCI [kJ/kg]
N₂	28,02	0,594	0,90	-
CO₂	44,01	1,616	3,90	-
CH₄	16,05	88,683	77,10	50023
C₂H₆	30,08	5,844	9,50	47508
C₃H₈	44,11	2,339	5,60	46330
C₄H₁₀	58,14	0,771	2,40	45348
C₅H₁₂	72,17	0,128	0,50	44974
C₆H₁₄	86,20	0,025	0,10	44742
Total	18,46	100	100	47054

(Fonte: ComGás, 2015)

Em comparação aos óleos combustíveis, carvão, lenha e gás liquefeito de petróleo (GLP), o gás natural produz baixa emissão de poluentes em sua queima, e por possuir alto valor de PCI, é considerado também mais eficiente. Sua queima é considerada uniforme por não apresentar resíduos de combustão incompleta e metálicos. Além disso, possui a vantagem de fornecimento contínuo por meio dos gasodutos, o que dispensa a necessidade de estocagem no local de utilização, proporcionando maior segurança. (Comgás, 2015).

2.3. BIOMASSA

O nome biomassa se refere a qualquer massa proveniente de organismos vivos. E quando se trata de produção de energia, a biomassa é vista como qualquer derivado de matéria orgânica capaz de ser utilizado como combustível ou na produção de combustíveis. Tanto o biogás quanto o gás de síntese são exemplos de combustíveis gasosos provenientes da biomassa. O que difere entre eles é a forma de obtenção de cada um (GOVONI, 2011).

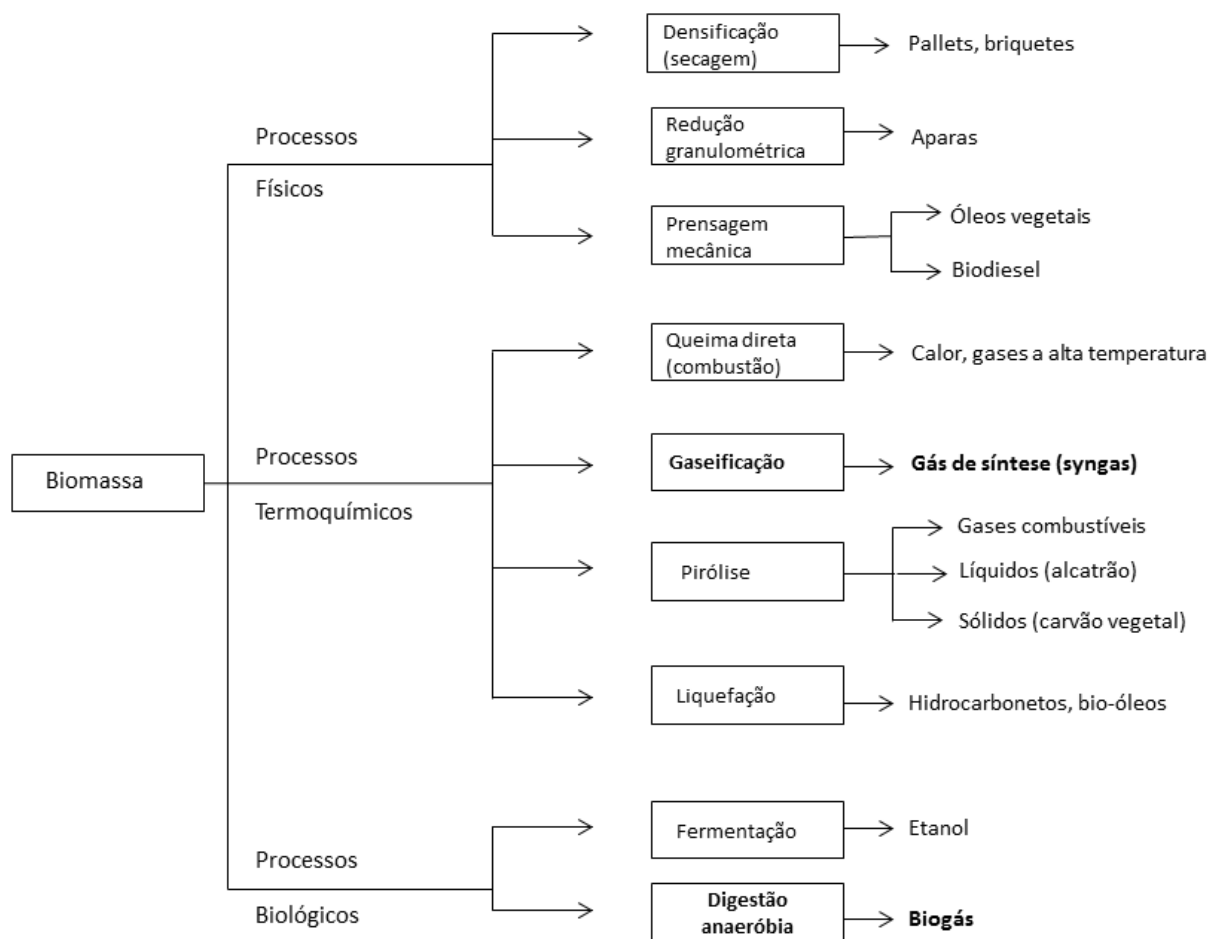
Segundo Perez, et al. (2014), a biomassa já é um recurso bastante conhecido como fonte renovável de energia, porém, os preços dos combustíveis provenientes do petróleo, bem como a facilidade de utilização dos mesmos, nunca permitiu que a viabilidade econômica

incentivasse os investimentos necessários. Atualmente, com a crescente preocupação com o meio ambiente e os gases de efeito estufa emitidos para a atmosfera, além do iminente esgotamento das fontes não renováveis de energia, os incentivos para sua utilização têm sido também crescente.

Segundo Coronado (2007), a biomassa pode ser classificada, segundo sua composição, como biomassa açucarada (alto teor de açúcares solúveis na composição, como a cana de açúcar), amilácea (compostas de um somatório considerável de amido e insulina, como os grãos de cereais), oleaginosa (quantidades consideráveis de óleos vegetais na composição, como o girassol) e lignocelulósica (composta principalmente por celulose e lignina, como aquela proveniente de resíduos florestais). Cada tipo de biomassa produz um biocombustível diferente, cujas propriedades químicas dependem da composição da biomassa e do processo utilizado na obtenção.

A manipulação da biomassa para fins de produção energética engloba diferentes formas de utilização, desde o uso tradicional, que consiste na queima direta em caldeiras para aquecimento e cozimento, até a utilização em equipamentos de tecnologia diferenciada para produção de biocombustíveis líquidos e gasosos. Na Figura 7 apresentam-se as tecnologias de conversão da biomassa mais atuais segundo Lora, et al. (2009).

Figura 7 - Processos de conversão da biomassa



(Fonte: Lora, et al. 2009)

Segundo Lora, et al. (2009), existem três diferentes formas de utilização da biomassa para fins energéticos, sendo por meio de processos físicos, termoquímicos e biológicos (Figura 7). Nesta dissertação, utilizam-se nas análises os biocombustíveis gasosos produzidos por meio de digestão anaeróbia (biogás) e gaseificação (syngas), que são processos biológico e termoquímico, respectivamente.

Os processos físicos de conversão da biomassa consistem em processos mecânicos pelos quais a biomassa é submetida para produção de combustíveis sólidos ou líquidos. A densificação, por exemplo, engloba as etapas de moagem, secagem e compactação para produção de pallets e briquetes. O processo mais comum é o de combustão direta da biomassa. Nele ocorre a reação dos elementos com o oxigênio fornecido, transformando energia química em calor. É um processo bastante usual para cozimento (fornos e fogões) e produção de vapor em caldeiras, porém apresenta baixa eficiência e problemas com o excesso

de umidade e baixa densidade energética, dificultando o transporte e a estocagem. (ANEEL, 2003).

Para processos termoquímicos, a biomassa seca, ou seja, com menor teor de umidade é mais indicada. No caso da gaseificação, o produto principal é o gás de síntese, proveniente da transformação de combustíveis sólidos em reações termoquímicas utilizando ar ou oxigênio em quantidade inferior à estequiométrica. Os principais componentes do gás resultante são o monóxido de carbono (CO), o gás carbônico (CO₂) e o metano (CH₄), entre outros hidrocarbonetos (GERSSEN-GONDELACH, et al. 2014), com quantidades variando de acordo com as condições de processo e se foi utilizado ar ou mistura de vapor e oxigênio na reação.

Segundo Lora, et al. 2009, os processos biológicos podem ser aplicados para biomassa em seu estado líquido em baixas concentrações. Esta tecnologia aceita um maior grau de umidade na matéria prima e compreende a digestão anaeróbia e a fermentação alcoólica. Este último consiste no processo biológico anaeróbio por meio do qual os micro-organismos presentes na biomassa, principalmente aquelas ricas em amido, produzem combustível líquido. É dessa forma que é produzido o etanol da cana-de-açúcar, por exemplo. O produto da fermentação possui além do etanol, pequenas concentrações de metanol, e pode ser utilizado diretamente em motores de combustão interna ou adicionado à gasolina (máximo de 20%). (ANEEL, 2003).

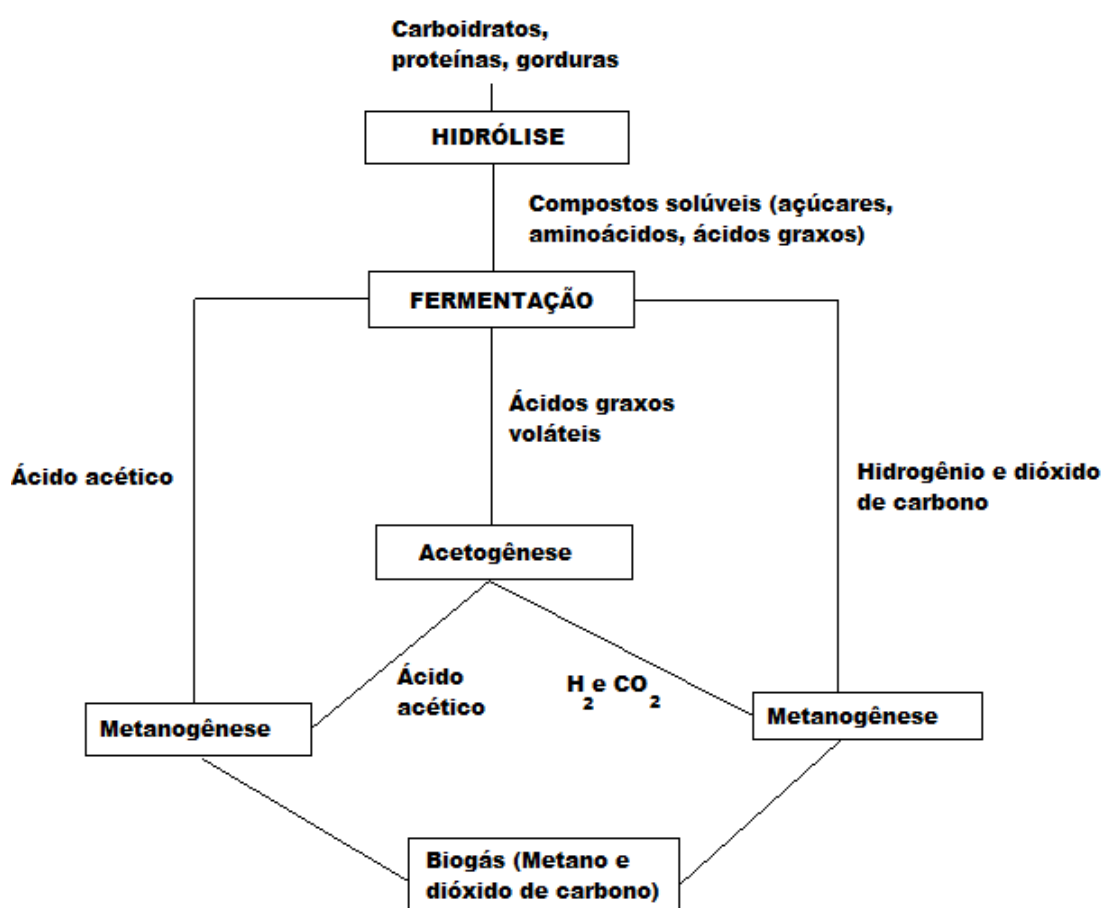
2.4. BIOGÁS

Segundo Brizi, et. al. (2014) o biogás possui grande disponibilidade por poder ser proveniente de gás de aterro e estações de tratamento de esgoto, porém costuma apresentar baixo PCI. O biogás é um combustível alternativo promissor, principalmente no abastecimento de motores de combustão, e sua composição é variável em função da matéria orgânica utilizada, sendo principalmente o Metano (CH₄), entre 50% e 70 %, e o Dióxido de Carbono (CO₂), entre 35% e 40 %, além de traços de Sulfeto de Hidrogênio (H₂S), Amônia (NH₃), vapor de água (H₂O), entre outros (REDDY, et al. 2016; ABDESHAHIAN, et al. 2016; COTANA, et al. 2015; BELAISSAOUI, et al. 2016). Devido às características corrosivas do sulfureto de hidrogênio, é preferível a utilização de materiais resistentes à sua ação, como plásticos e aço inoxidável para o transporte deste gás.

Segundo Villela (2005), a obtenção deste gás é feita através de biodigestores anaeróbios, que são equipamentos utilizados para o processamento da matéria orgânica, isolados do ar

atmosférico. Existem dois grandes tipos de biodigestores, os Descontínuos (Bateladas) e os Contínuos. Os primeiros realizam a fermentação da matéria orgânica de uma só vez, é um processo mais simples e que pode ser realizado em um ou mais tanques, dependendo da demanda de biogás. Já os segundos, realizam a fermentação em intervalos de tempo curtos e regulares, o que requer carregamento periódico dos resíduos, geralmente requer também um controle diário de operação. No Brasil os biodigestores mais conhecidos deste tipo são os modelos clássicos da Índia e China, utilizados em comunidades afastadas dos centros urbanos. A Figura 8 ilustra o processo da digestão anaeróbia quanto às etapas.

Figura 8 - O processo da digestão anaeróbia



(Fonte: COTANA, et al. 2015)

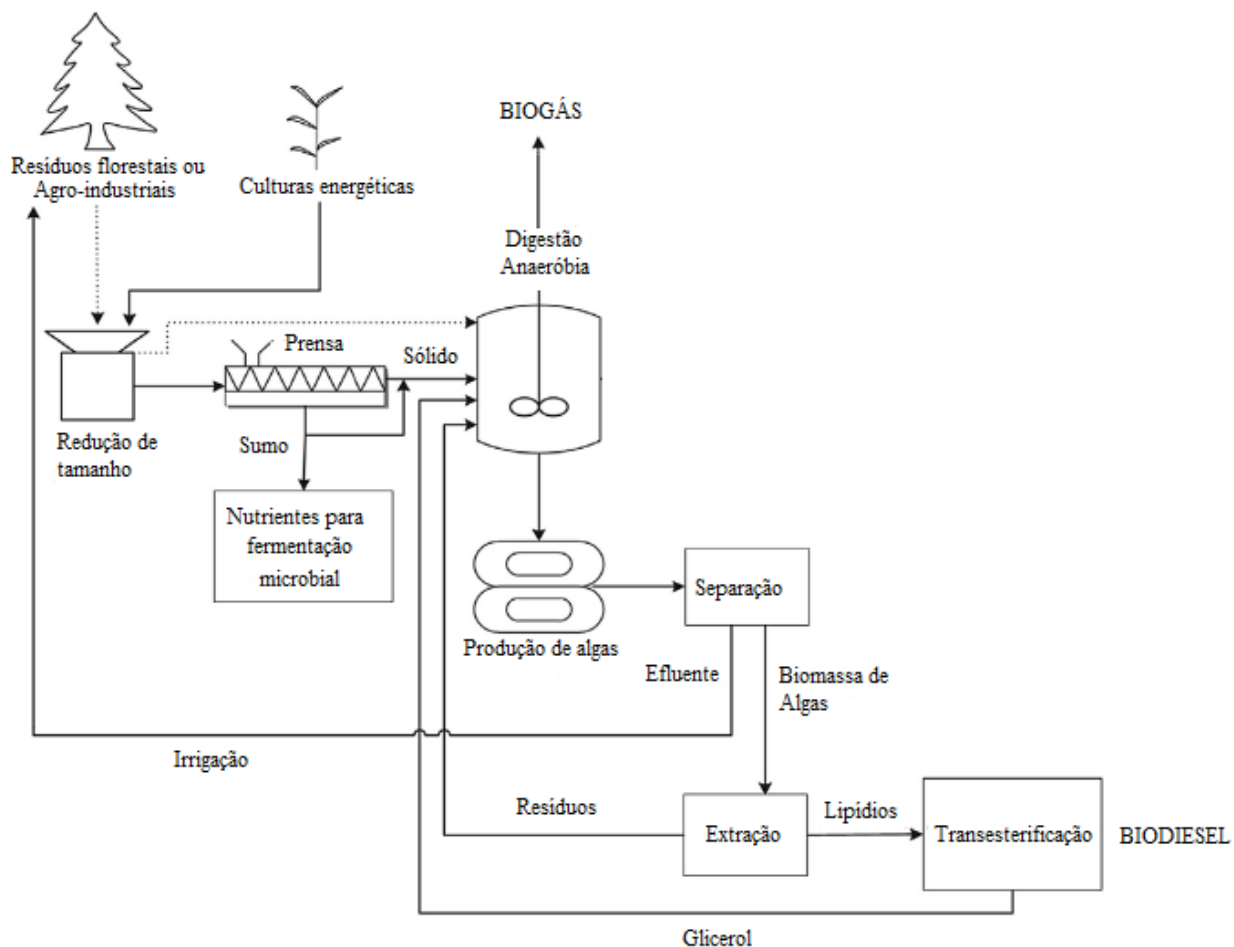
Do ponto de vista ambiental, existem diversas vantagens na utilização do biogás, pois a matéria prima necessária é usualmente descartada sem tratamento prévio nos rios das proximidades das cidades. O biogás pode ser empregado nos mais variados tipos de

equipamentos, dependendo do objetivo a ser alcançado, como em fogões domésticos, lampiões, motores de combustão interna, geladeiras, chocadeiras, secadores de grãos ou secadores diversos, aquecimento e balanço calorífico (ROYAL, et. al. 2011).

Sendo um biocombustível, o biogás permite reduzir a emissão de gases poluentes na atmosfera, um melhor planejamento de descarte dos dejetos urbanos e animais, além do aproveitamento para produção de fertilizante como subproduto. Segundo Abdeslahian (2016), o biogás é considerado uma opção valiosa para áreas rurais no fornecimento de energia elétrica e térmica, por meio da cogeração, reduzindo os custos de energia impostas à agricultores e população rural. A Figura 9 ilustra uma unidade de produção de biogás e biodiesel por meio da união do biodigestor e a criação de algas, utilizando biomassa lignocelulósica de resíduos florestais ou agroindustriais. Este sistema de biorrefinaria com Digestão Anaeróbia é um processo emergente que pode viabilizar ainda mais o uso deste tipo de equipamento para produção de biocombustíveis.

Para que o biogás produzido tenha sua qualidade melhorada para uso em motores de combustão interna e níveis de poluição do ar diminuídos, técnicas de filtragem adequadas devem ser utilizadas para retirada de impurezas prejudiciais como sulfeto de hidrogênio (H_2S) e amônia (NH_3). Segundo Belaissaoui, et al. (2016), várias técnicas podem ser utilizadas, assim como absorção (com solventes químicos ou físicos), adsorção e separação por membrana. A absorção gás-líquido por absorção de água pressurizada (AAP) é utilizada largamente no ramo industrial e considerada uma das tecnologias mais eficientes e de baixo custo neste contexto.

Figura 9 – Unidade de produção de biogás e biodiesel utilizando resíduos lignocelulósicos.



(Fonte: SAWATDEENARUNAT, et al. 2015)

Baseando-se nos estudos citados nesta sessão, a Tabela 3 apresenta a composição de biogás escolhida para análise neste trabalho, considerando biomassa lignocelulósica.

Tabela 3 - Composição adotada para o biogás

Componente	Volume (%)	Massa Molar (g/mol)	Massa (%)	PCI [kJ/kg]
CH ₄	62.00	16.04	37,30	50023
CO ₂	38.00	44.01	62,70	-
Total	100.00	26,67	100.00	18661,02

(Fonte: Elaboração própria)

2.5. GÁS DE SÍNTESE

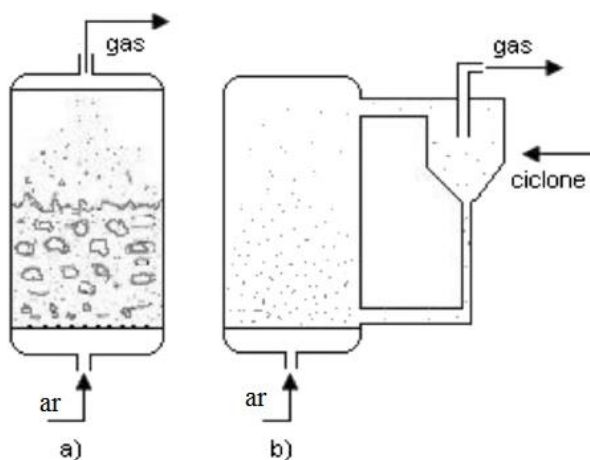
O gás de síntese é produto da gaseificação da biomassa, e embora também aplicável à biomassa animal, os resíduos lignocelulósicos (resíduos da agroindústria e florestais) são preferíveis devido à minimização da produção de alcatrão e subprodutos particulados que dificultam o processo posterior de limpeza do gás. Devido ao baixo valor de PCI, este gás é considerado pobre, segundo Coronado (2007), e é um intermediário energético, que posteriormente, será direcionado a outro processo de conversão com a finalidade de gerar calor e potência elétrica ou mecânica.

Segundo Coronado, Yoshioka e Silveira (2011), a gaseificação é um processo termoquímico que permite a transformação de material sólido em gás combustível por meio de combustão parcial (usando ar ou mistura de vapor de água e oxigênio) e altas temperaturas, entre 750° C e 850° C. O gás produzido possui PCI entre 4 e 6 MJ/Nm³, podendo ser usado diretamente em MCI (Motor de Combustão Interna) ou Turbina a Gás.

Existem dois processos principais envolvidos no processo, a pirólise e a gaseificação. A pirólise, também conhecida como decomposição térmica, consiste na exposição da biomassa em altas temperaturas para aceleração do processo de degradação, gerando um resíduo carbonoso chamado *char*, gases condensáveis (hidrocarbonetos leves e pesados) e não condensáveis, como vapor de água e CH₄. A gaseificação, propriamente dita, é a segunda etapa do processo, que utiliza o *char*, altas temperaturas e agente gaseificante para produção do gás final através de reações homogêneas e heterogêneas.

Os equipamentos utilizados para produção de gás de síntese são chamados gaseificadores, e podem ser de diferentes tipos. Os gaseificadores de leito fluidizado, por exemplo, são aqueles em que o agente gaseificante circula no leito do reator em uma taxa, tal que o material se mantém em estado fluidizado, potencializando a transferência de calor do material inerte ao combustível, e este tipo é subdividido em Leito Fluidizado Borbulhante e Leito Fluidizado Circulante. A Figura 10 ilustra os dois tipos citados. (PÉREZ, et al. 2014)

Figura 10 - Gaseificadores de leito fluidizado (a) borbulhante (b) circulante

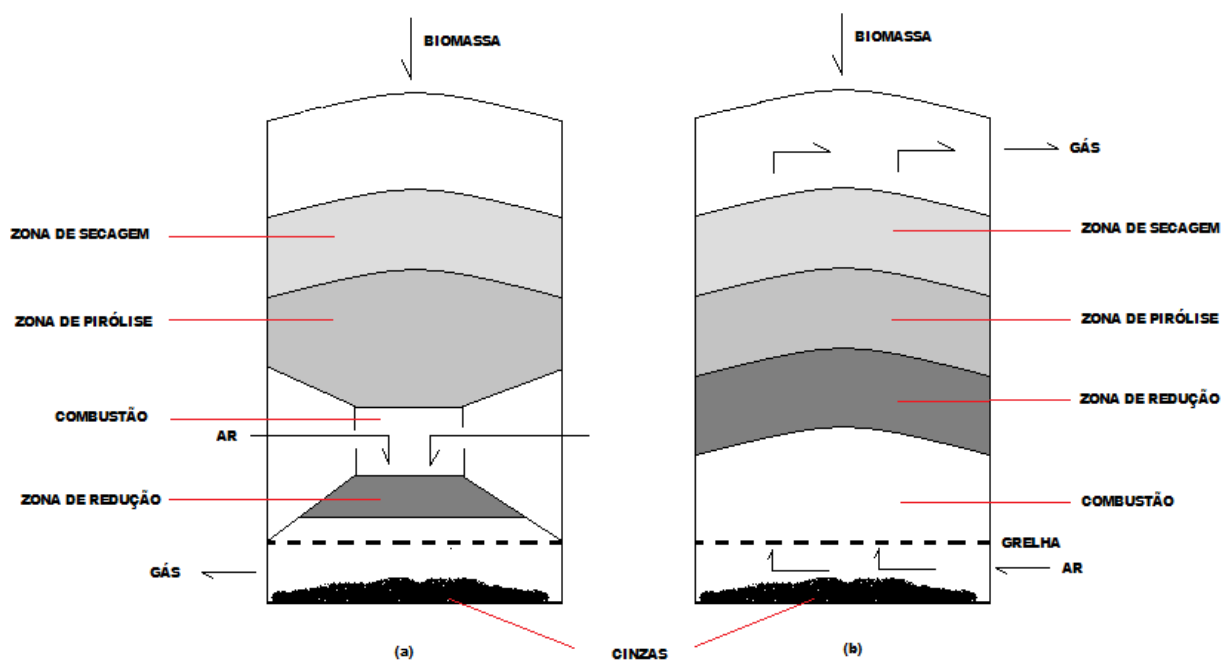


(Fonte: PÉREZ, et al. 2014)

As principais vantagens de utilização de gaseificadores de leito fluidizado são: melhor controle de temperatura das reações, alta capacidade específica, potencial para construção de plantas de grande porte que os gaseificadores de leito fixo, além da possibilidade de utilização de diferentes tipos de biomassa. Além disso, a utilização dos gaseificadores de leito fluidizado circulante são mais indicados em produção de syngas para sistemas de alta potência, devido ao seu alto custo de operação e complexidade, comparado ao tipo borbulhante. (PÉREZ, et al. 2014).

Quanto aos reatores de leito fixo, os verticais são os mais comumente utilizados. Neste tipo de gaseificador, a gaseificação da biomassa é feita em camadas de leito, estas que representam as diferentes fases da gaseificação, secagem, pirólise, redução e oxidação. Eles podem ser do tipo *updraft*, quando o fluxo de ar e a biomassa estão em sentidos contrários, e os *downdraft*, quando ambos seguem o mesmo sentido de fluxo (BOLOY, 2010). Segundo Coronado (2011), os gaseificadores de leito fixo do tipo *downdraft* são os mais adequados para motores, pois permite a obtenção de um gás de síntese quase sem alcatrão e líquidos condensáveis. A imagem ilustrativa da Figura 11 contém os dois tipos citados de gaseificadores de leito fixo.

Figura 11 - Gaseificadores de Leito Fixo tipo (a) *downdraft* e (b) *updraft*



(Fonte: Elaboração própria)

Assim como o biogás, a composição do syngas varia dependendo do tipo de biomassa utilizada na produção. Segundo Samir, et al. (2016), o hidrogênio (H_2) e o monóxido de carbono (CO) contribuem com 50 % da energia do gás produzido, enquanto o restante está contido no metano (CH_4) e hidrocarbonetos. A Tabela 4 apresenta a composição do gás de síntese proveniente do estudo de diferentes autores.

Tabela 4 - Composição do syngas segundo diferentes autores.

Componente	(1)	(2)	(3)	(4)
Agente gaseificante	Ar	Ar	Vapor/ O_2	Vapor/ O_2
H_2	16%	24,89%	20,3%	15 – 25%
CO	20%	19,67%	40,7%	25 - 35%
CO_2	13%	10,14%	38,2%	30 - 40%
CH_4	2%	0,94%	0,8%	5 – 10%
O_2	0,6%	-	-	
N_2	48%	44,36%	-	
C_2H_4	0,19%	-	-	0 – 5%
C_2H_6	0,15%	-	-	

C₂H₂	0,01%	-	-	
PCI [kJ/Nm³]	5.000	5.500	6.900	8.800 – 13.200

(1) CORONADO, YOSHIOKA e SILVEIRA, 2011

(2) BOLOY, et al. 2011

(3) STENDARDO, 2015

(4) BROER, et al. 2015

Baseando-se nos estudos apresentados neste item, a Tabela 5 apresenta a composição do syngas adotada neste estudo, considerando gaseificador de leito fixo tipo *downdraft* e biomassa lignocelulósica.

Tabela 5 - Composição adotada para o syngas

Componente	Volume (%)	Massa Molar (g/mol)	Massa (%)	PCI [kJ/kg]
H₂	16*	2,02	1,20	119946
CO	20*	28,01	21,70	10102
CO₂	13*	44,01	23,80	-
CH₄	3*	16,04	1,20	50023
N₂	48*	28,04	52,00	-
Total	100*	28,75	100,00	4669,87

(Fonte: Elaboração própria) *(Baseado em CORONADO, YOSHIOKA e SILVEIRA, 2011)

Capítulo 3. METODOLOGIA

3.1. ANÁLISE ENERGÉTICA

Para que plantas de cogeração sejam energeticamente viáveis é importante que haja decréscimo no consumo global de energia, ou seja, o aproveitamento do conteúdo energético do combustível deve ser maior que em sistemas comuns de geração. A análise energética deste estudo é baseada na primeira lei da termodinâmica, a lei da conservação de energia, na qual os sistemas são analisados considerando o balanço energético que interliga os processos envolvidos. A equação geral da primeira lei da termodinâmica, excluindo as parcelas de energia cinética e potencial, é apresentada na equação (1).

$$\dot{Q} - \dot{W} = \sum_s \dot{m}_s \cdot h_s - \sum_e \dot{m}_e \cdot h_e \quad (1)$$

Na qual:

$\dot{m}$ Fluxo de massa (vapor, água quente, gases, etc.) [kg/s].

h Entalpia dos fluxos de energia (vapor, água quente, gases, etc.) [kJ/kg].

$\dot{Q}$ Taxa de transferência de energia térmica através do volume de controle em análise [kW].

$\dot{W}$ Potência energética através do volume de controle em análise [kW].

Os dados de catálogo apresentados na Tabela 1 são sugeridos para um determinado tipo de gás natural, com valores de parâmetros técnicos médios de acordo com o mercado, o que faz com que o desempenho do motor apresente diferentes resultados dependendo do combustível utilizado. Dessa forma, faz-se necessário conhecer a composição do combustível utilizado na queima, uma vez que os parâmetros técnicos, tais como PCI (Poder Calorífico Inferior) e c_p (calor específico a pressão constante) dos gases de exaustão são diferentes, exigindo uma vazão de combustível diferente e influenciando na eficiência elétrica e térmica de cada motor. Quando a utilização do motor é para queima de um biocombustível, como o biogás e o gás de síntese, um estudo de adaptação dos motores e análise de desempenho deve ser realizado, devido à diferença na qualidade destes combustíveis em comparação ao gás natural e gasolina, por exemplo. (MARTINEZ, et al., 2012; CORONADO, YOSHIOKA e SILVEIRA, 2011).

Segundo Proenza, et al. (2015), por ser um motor a gás, o coletor de admissão do combustível não precisa de alteração para operação com os gases de biomassa. A única alteração a ser realizada deve ser na regulação da válvula para controle do fluxo de combustível de acordo com a carga de operação, mantendo a velocidade desejada para o motor. Isto porque, devido ao menor PCI dos gases, a velocidade de combustão é menor que a do gás natural, tornando-se necessário que o tempo de ignição seja ajustado e a razão de compressão elevada, evitando assim a tendência ao “*knocking*”, fenômeno anormal da combustão que ocorre devido às características limitantes dos combustíveis em relação à pressão (CARVALHO, 2011).

3.1.1. Propriedades dos gases de exaustão – gás natural, biogás e gás de síntese

Em queima de combustíveis para produção de energia, o coeficiente de excesso de ar a ser considerado na combustão é um parâmetro de grande importância. Este parâmetro consiste na relação entre a massa real de ar com a massa de ar estequiométrica necessária para combustão completa do combustível utilizado. Quando esta relação é menor que 1 (um), existe falta de ar, o que leva à existência de produtos de combustão incompleta nos gases de exaustão, caracterizando-se como um quadro de desperdício de energia, já o excesso de ar, ou seja, quando a relação é superior a 1 (um), caracteriza-se como um quadro em que há perda de calor nos gases de exaustão.

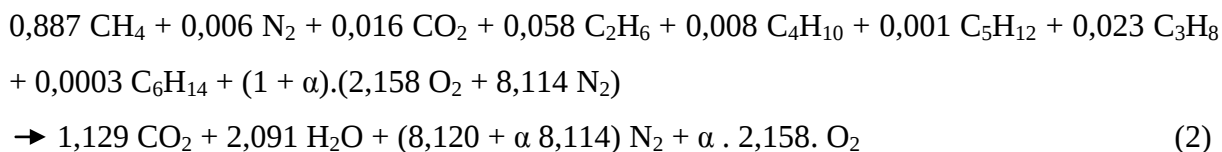
Segundo Boloy, et al. (2011), o excesso de ar α , na queima de qualquer combustível gasoso em MCI pode ser considerado de 40%. A pressão, temperatura e umidade relativa do ar consideradas para entrada no motor são as de condição ambiente para a região do Vale do Paraíba em São Paulo (25°C, 0,101 MPa e 60 %). A composição considerada para o ar neste estudo, em volume e massa, é apresentada na Tabela 6.

Tabela 6 - Composição em volume e massa do ar

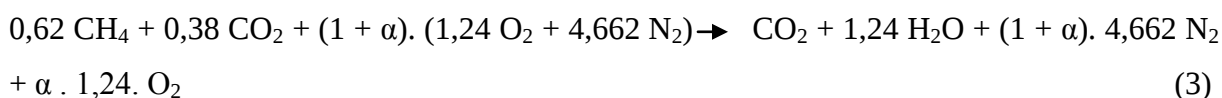
Componente	Volume (%)	Massa Molar (g/mol)	Massa (%)
O ₂	21	32	23,30
N _{2atm}	79	28,02	76,70
Total	100	28,86	100

(TUNA, 1999)

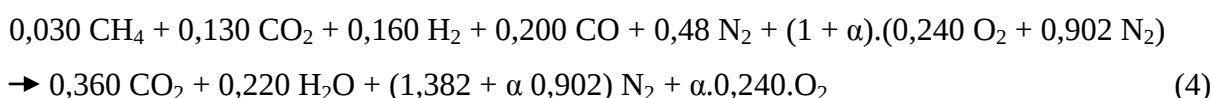
a) Reação de combustão do gás natural, considerando a composição apresentada na Tabela 2:



b) Reação de combustão do biogás, considerando a composição apresentada na Tabela 3:



c) Reação de combustão do gás de síntese, considerando a composição apresentada na Tabela 5:



A Tabela 7 apresenta as concentrações em massa dos gases de exaustão na combustão dos três combustíveis considerados (Gás natural, biogás e gás de síntese) considerando o coeficiente de excesso de ar $\alpha = 0,40$ (40% de excesso de ar).

Tabela 7 - Composição do produto da combustão do gás natural, biogás e gás de síntese

Componente	Massa (%)		
	Gás Natural	Biogás	Gás de síntese
CO₂	11,46	16,60	22,09
H₂O	8,69	8,43	5,53
N₂	73,47	68,99	68,10
O₂	6,37	5,99	4,28
Total	100	100	100

(Fonte: Elaboração própria)

O Cp (Calor específico a pressão constante) dos gases de exaustão pode ser calculado considerando as concentrações em base mássica de cada componente (TUNA, 1999), apresentados na Tabela 7. Nas equações (5) (6) e (7), apresenta-se a forma de cálculo do Cp

dos gases de exaustão para cada combustível proposto, em função da temperatura de exaustão em K (Kelvin).

$$Cp_{g,gn}(T) = 0,1146 * Cp_{CO_2} + 0,0869 * Cp_{H_2O} + 0,7347 * Cp_{N_2} + 0,0637 * Cp_{O_2} \quad (5)$$

$$Cp_{g,bio}(T) = 0,1660 * Cp_{CO_2} + 0,0843 * Cp_{H_2O} + 0,6899 * Cp_{N_2} + 0,0599 * Cp_{O_2} \quad (6)$$

$$Cp_{g,syn}(T) = 0,2209 * Cp_{CO_2} + 0,0553 * Cp_{H_2O} + 0,6810 * Cp_{N_2} + 0,0428 * Cp_{O_2} \quad (7)$$

Resultando em:

Cp dos gases provenientes da combustão do gás natural:

$$Cp_{g,GN}(T) = 1,079 - \frac{15,190 \cdot T}{10^5} + \frac{6,451 \cdot T^2}{10^7} - \frac{3,023 \cdot T^3}{10^{10}} \quad (8)$$

Cp dos gases provenientes da combustão do biogás:

$$Cp_{g,bio}(T) = 1,044 - \frac{4,490 \cdot T}{10^5} + \frac{5,332 \cdot T^2}{10^7} - \frac{2,616 \cdot T^3}{10^{10}} \quad (9)$$

Cp dos gases provenientes da combustão do gás de síntese:

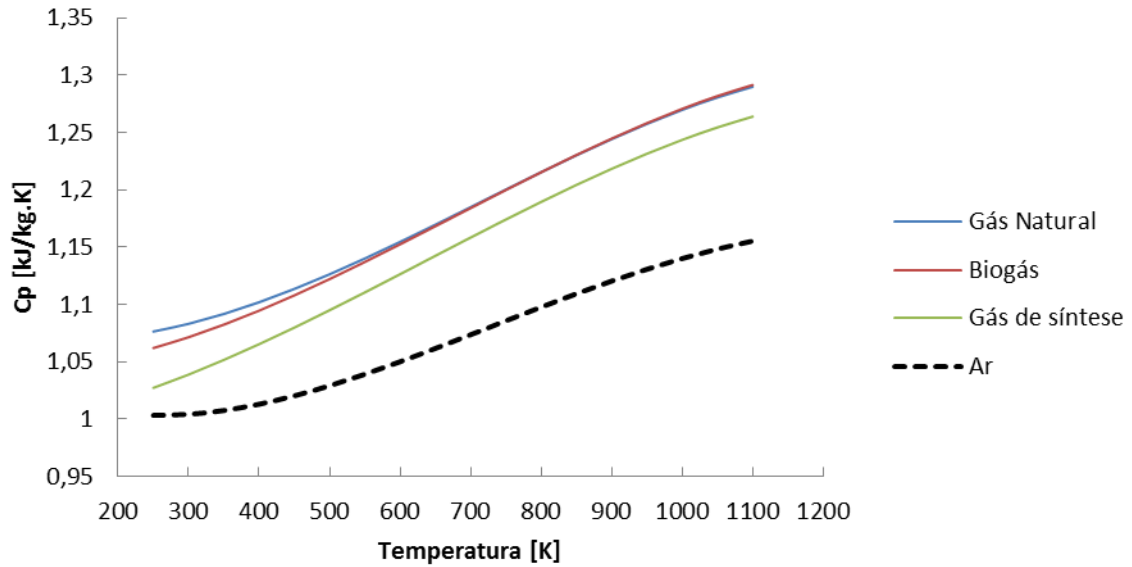
$$Cp_{g,GS}(T) = 0,9919 + \frac{4,7891 \cdot T}{10^5} + \frac{4,2878 \cdot T^2}{10^7} - \frac{2,2507 \cdot T^3}{10^{10}} \quad (10)$$

A equação do Cp do ar, para comparação de valores, é dada pela equação (11) (MORAN E SHAPIRO, 1995 apud TUNA, 1999).

$$Cp_{AR}(T) = 1,04841 + 0,000384 \cdot T + \frac{9,4538 \cdot T^2}{10^7} - \frac{5,49031 \cdot T^3}{10^{10}} + \frac{7,92981 \cdot T^4}{10^{14}} \quad (11)$$

A Figura (12), elaborada a partir das equações (9), (10) e (11), ilustra o gráfico do Cp do ar e dos gases de exaustão do gás natural, biogás e gás de síntese em função da temperatura, em K.

Figura 12 - Cp do ar e dos gases de exaustão em função da temperatura



(Fonte: Elaboração própria)

3.1.2. Motor de Combustão Interna

Os motores de combustão interna (MCI) a gás são desenvolvidos para queima de gás natural, e quando utilizados com biocombustíveis gasosos de menor PCI, como o biogás e o gás de síntese, o desempenho final do motor sofre alterações, principalmente em relação à eletricidade produzida e a eficiência elétrica (WANG, et al. 2015).

Considerando o volume de controle que contém o MCI, o balanço energético pode ser calculado conforme apresentado na equação (12) (WANG, et al. 2015).

$$E_{comb} + \dot{m}_{ar} \cdot h_{ar} = E_p + E_{jaq} + \dot{m}_{ge} \cdot C_{p_g} \cdot T_{ge} + Perdas \quad (12)$$

Onde:

C_{p_g} : Calor específico à pressão constante dos gases de exaustão [kJ/kg.K]

E_{comb} : Potência energética suprida pelo combustível [kW]

E_{jaq} : Potência térmica transferida para a jaqueta para arrefecimento do motor [kW]

E_p : Potência elétrica produzida [kW]

h_{ar} : Entalpia do ar de combustão [kJ/kg]

$\dot{m}_{ar}$: Vazão mássica de ar de combustão [kg/s]

$\dot{m}_{ge}$: Vazão mássica de gas de exaustão [kg/s]

Perdas: Perdas energéticas incluindo perdas da parede externa por radiação e convecção [kW]

T_{ge} : Temperatura dos gases de exaustão [K]

As perdas energéticas da equação (12) são devidas principalmente às perdas das paredes do motor por radiação, condução e convecção, e possuem valor de aproximadamente 8% da energia total suprida pelo combustível (PEREZ, et al. 2015; CORONADO, YOSHIOKA e SILVEIRA, 2011).

A energia suprida pelo combustível é dada pela equação (13).

$$E_{comb} = \dot{m}_{comb} \cdot PCI_{comb} \quad (13)$$

Onde:

$\dot{m}_{comb}$: Vazão mássica de combustível [kg/s]

PCI_{comb} : Poder Calorífico Inferior do combustível [kJ/kg]

A energia a ser suprida do combustível depende da eletricidade a ser produzida pelo motor. A relação entre elas é representada pela eficiência elétrica do motor e apresentada na equação (14). Segundo Sales (2008), esta eficiência varia entre 25% e 45% dependendo do sistema de geração.

$$\eta_{el} = \frac{E_p}{E_{comb}} \quad (14)$$

Onde:

η_{el} : Eficiência elétrica do motor [-]

Quando o combustível a ser utilizado no motor é diferente do gás natural, com menor valor de PCI, Wang, et al (2015) propõe a equação (15) na determinação da eficiência elétrica.

$$\eta_{el} = \gamma_{el} \cdot \eta_{el}^* \quad (15)$$

Onde:

$$\gamma_{el} = 0,102 \cdot \frac{PCI_{comb}}{PCI_{GN}} + 0,897 \quad (16)$$

*Condições nominais de utilização do motor (com uso de gás natural como combustível)

γ_{el} : Coeficiente relativo à eficiência elétrica [-]

A temperatura de exaustão dos gases (°C) com a queima do gás natural pode ser obtida, segundo Skorek-Osikowska, et al. (2014), por meio da equação (17).

$$T_{ge}^* = 2 \cdot 10^{-5} (E_p^*)^2 - 0,0707 \cdot E_p^* + 485,18 \quad (17)$$

E para combustíveis de menor PCI, a equação (18) é utilizada na determinação da temperatura dos gases de exaustão (SKOREK-OSIKOWSKA, et al., 2014).

$$T_{ge} = \gamma_t \cdot T_{ge}^* \quad (18)$$

Onde:

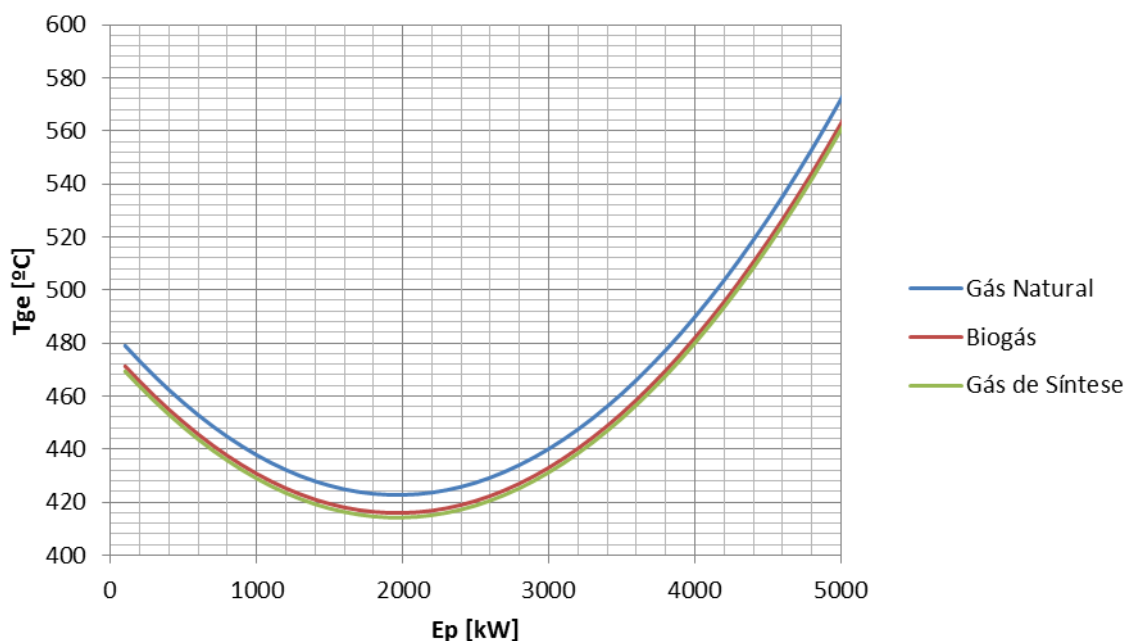
$$\gamma_t = \left(0,025 \cdot \frac{PCI_{comb}}{PCI_{GN}} + 0,974 \right) \quad (19)$$

γ_t : Coeficiente relativo à temperatura dos gases de exaustão [-]

*Condições nominais de utilização do motor (com uso de gás natural como combustível)

Na Figura 13 pode-se observar a curva que relaciona a temperatura dos gases de exaustão com potência elétrica de MCI para utilização de gás natural, biogás e gás de síntese.

Figura 13 - Temperatura dos gases de exaustão em função da produção elétrica do motor



(Fonte: Elaboração própria)

Observa-se na Figura 13 que para motores de até 2000 kW de potência elétrica, a temperatura dos gases de exaustão é decrescente

Considerando a energia térmica desprendida no arrefecimento do motor, por meio da água da jaqueta, a equação (20) apresenta sua forma de cálculo.

$$E_{jaq} = \dot{m}_{aj} \cdot (h_{aj,s} - h_{aj,e}) \quad (20)$$

Onde:

E_{jaq} : Potência térmica desprendida na jaqueta do motor para arrefecimento [kW]

$h_{aj,e}$: Entalpia da água de arrefecimento na entrada da jaqueta [kJ/kg]

$h_{aj,s}$: Entalpia da água de arrefecimento na saída da jaqueta [kJ/kg]

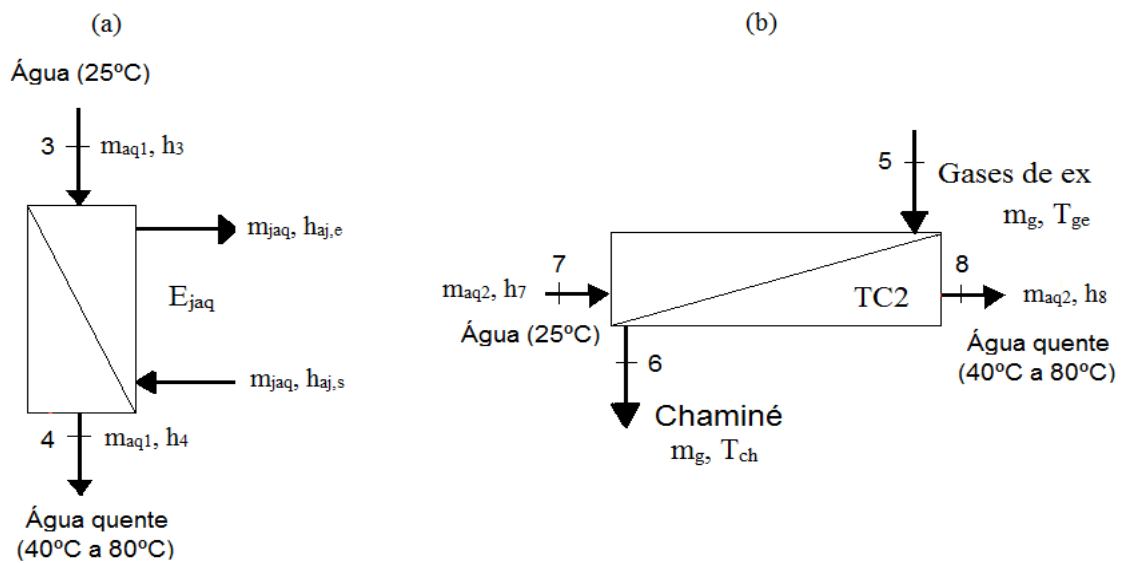
$\dot{m}_{aj}$: Vazão mássica de água de arrefecimento do motor [kg/s]

3.1.3. Produção de água quente – Trocadores de Calor

Para produção de água quente os equipamentos necessários são os Trocadores de Calor. Os trocadores utilizados nesta planta são do tipo água-água (TC1) e gás-água (TC2). As eficiências de troca de calor dos equipamentos são de 80% para o TC1 e 70% para TC2

(SILVEIRA, et al. 2012). O primeiro trocador de calor está presente nas três configurações de plantas de cogeração propostas (Casos 1, 2 e 3) para recuperação do calor proveniente da jaqueta do motor. Já o segundo trocador, está presente apenas no sistema proposto para o Caso 1, em que o calor dos gases de exaustão também é utilizado para produção de água quente. A Figura (14) ilustra o volume de controle para o (a) Trocador de Calor 1 e (b) Trocador de Calor 2.

Figura 14 - Volume de controle TC1 e TC2



(Fonte: Elaboração própria)

A relação entre o calor fornecido pela jaqueta do motor e a água quente produzida no trocador TC1 é representada pela eficiência deste trocador e pode ser expressa por meio da equação (21).

$$\dot{m}_{aq1} \cdot (h_4 - h_3) = E_{jaq} \cdot \eta_{TC1} \quad (21)$$

Onde:

$\dot{m}_{aq1}$: Vazão mássica de água quente produzida no TC1 [kg/s]

h_4 e h_3 : Entalpia da água quente na saída e entrada do TC1 [kJ/kg]

η_{TC1} : Eficiência do trocador de calor 1 [-]

O fluxo de energia recuperado nos gases de exaustão pode ser expresso pela equação (22).

$$E_{ge} = \dot{m}_{ge} \cdot C_{p_g} \cdot (T_5 - T_6) \quad (22)$$

Onde:

m_{ge} : Vazão mássica de gases de exaustão [kg/s]

C_{pg} : Calor específico à pressão constante dos gases de exaustão [kJ/kg.K]

A relação entre o calor fornecido pelos gases de exaustão do motor e a água quente produzida no trocador TC2 é representada pela eficiência deste trocador e pode ser expressa por meio da equação (23).

$$\dot{m}_{aq2} \cdot (h_8 - h_7) = E_{ge} \cdot \eta_{TC2} \quad (23)$$

Onde:

m_{aq2} : Vazão mássica de água quente produzida no TC2 [kg/s]

h_7 e h_8 : Entalpia na entrada e saída da água quente no TC2 (pontos 7 e 8) [kJ/kg]

η_{TC2} : Eficiência do trocador de calor 2 [-]

As condições de entrada e saída da água quente a ser produzida nos dois trocadores de calor (para o Caso 1) são consideradas iguais. Nos pontos 7 e 3, a água entra em temperatura e pressão ambientes nos trocadores (25°C e 0,1 MPa), e nos pontos 8 e 4, a faixa de temperatura estudada para a água quente é de 40°C a 80°C, para a mesma pressão inicial. Desta forma, as entalpias h_3 e h_7 são de mesmo valor, assim como as entalpias h_4 e h_8 .

Para o sistema proposto no Caso 1, o fluxo de energia térmica total (E_{aq}) recuperado da jaqueta do motor (arrefecimento) e dos gases de exaustão é expresso pela equação (24).

$$E_{aq} = E_{jaq} \cdot \eta_{TC1} + E_{ge} \cdot \eta_{TC2} \quad (24)$$

Onde:

E_{jaq} : Potência térmica desprendida na jaqueta do motor para arrefecimento [kW]

E_{ge} : Potência térmica desprendida nos gases de exaustão do motor [kW]

A eficiência de produção de energia térmica produzidas nos trocadores de calor pode ser expressa na equação (25).

$$\eta_{aq} = \frac{E_{aq}}{E_{comb}} \quad (25)$$

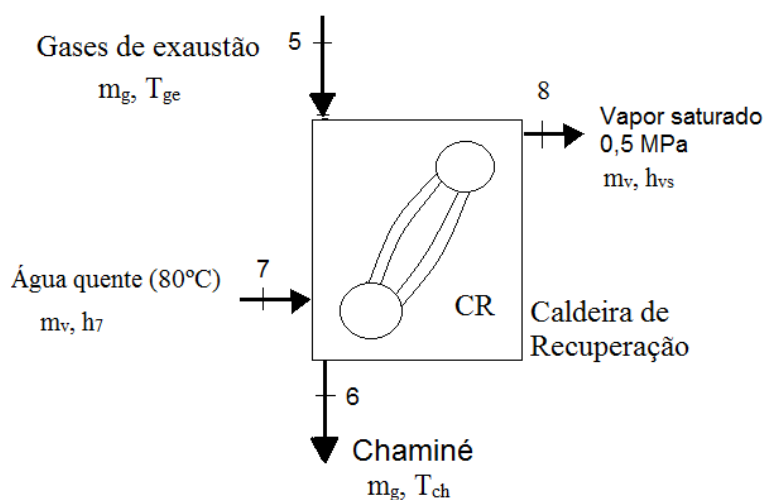
Onde:

η_{aq} : Eficiência térmica do ciclo na produção de água quente.

3.1.4. Produção de vapor – Caldeira de Recuperação

Para produção de vapor, o uso de Caldeira de Recuperação se faz necessário. Este equipamento utiliza o calor residual existente nos gases de exaustão para o aquecimento de água até sua total transformação em vapor. A eficiência de equipamentos como este pode ser considerada como 70% (SILVEIRA et al., 2012). A Figura (15) ilustra o volume de controle para Caldeira de Recuperação necessária no sistema de cogeração representado no Caso 2.

Figura 15 - Volume de controle Caldeira de Recuperação



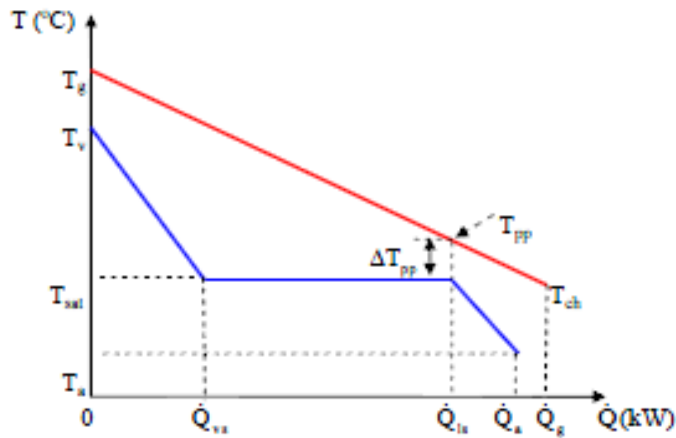
(Fonte: Elaboração própria)

O dimensionamento de uma caldeira de recuperação deve levar em consideração a temperatura de saída dos gases na chaminé da caldeira. Isto porque, por se tratar de um trocador de calor gás/água, a temperatura do gás não pode baixar a ponto de alcançar seu ponto de orvalho, o que poderia trazer graves danos de deterioração no interior do equipamento.

Segundo Iraídes (2007) esta temperatura mínima de saída dos gases de exaustão depende do combustível escolhido, bem como do processo de combustão envolvido. Isso significa que o perfil de temperatura do calor cedido pelos gases de exaustão deve estar sempre acima da curva de saturação da água, no ponto em que se inicia a vaporização, de uma diferença mínima (ANTUNES, 1999). A temperatura dos gases nesse ponto é chamada Pinch

Point (PP), e o ΔT_{PP} deve estar sempre entre 11°C e 28°C (LORA e NASCIMENTO, 2004), considerada neste trabalho de 11°C para melhor aproveitamento do calor cedido pelos gases. A Figura (16) ilustra o gráfico entre as duas curvas citadas e a temperatura de pinch point.

Figura 16 - Temperatura de Pinch Point



(Fonte: ANTUNES, 1999)

A temperatura de Pinch Point, T_{pp}, pode ser expressa pela equação (26).

$$T_{pp} = T_{sat} + \Delta T_{pp} \quad (26)$$

Onde:

T_{pp}: Temperatura de Pinch Point [°C]

T_{sat}: Temperatura de saturação do vapor [°C]

ΔT_{pp}: Diferença de Pinch Poit [°C]

Para determinação da vazão de vapor na caldeira, utiliza-se a relação representada na equação (27) entre o calor cedido nos gases de exaustão e aquele recebido pela caldeira de recuperação.

$$m_v = \frac{\eta_{CR} \cdot m_g \cdot C_{p_g} \cdot (T_6 - T_{pp})}{(h_{vs} - h_{ls})} \quad (27)$$

Em que:

m_g: Vazão mássica dos gases de exaustão [°C]

m_v: Vazão mássica de vapor [kg/s]

h_{vs} e h_{ls} : Entalpia de vapor saturado e líquido saturado [kJ/kg]

T_{pp} : Temperatura de pinch point [°C]

T_6 : Temperatura dos gases de exaustão na saída da CR [°C]

η_{CR} : Eficiência da CR [-]

Com a vazão de vapor determinada, faz-se necessário também a determinação da Temperatura de saída dos gases de exaustão da caldeira, conhecida como temperatura de chaminé (T_{ch}), esta que não pode ser inferior a 110°C para evitar condensação dos resíduos tóxicos, como o dióxido de carbono e óxidos de nitrogênio e de enxofre, e danificar o interior do equipamento. A equação (28) é utilizada para seu cálculo.

$$T_{ch} = T_{ge} - \frac{m_v \cdot (h_{vs} - h_{80^\circ C})}{\eta_{CR} \cdot m_g \cdot Cp_g} \quad (28)$$

Onde:

h_{vs} e $h_{80^\circ C}$: Entalpia de vapor saturado (0,5 MPa) e de líquido comprimido à 80°C, respectivamente [°C]

A equação (29) refere-se à eficiência térmica do sistema de cogeração (Caso 2) referente à produção de vapor na Caldeira de Recuperação.

$$\eta_v = \frac{m_v \cdot (h_8 - h_7)}{E_{comb}} \quad (29)$$

Onde:

h_8 e h_7 : Entalpia do vapor produzido na saída da CR e do líquido comprimido na entrada da CR, respectivamente [kJ/kg].

m_v : Vazão mássica de vapor na CR [kg/s].

η_v : Eficiência térmica do ciclo referente à produção de vapor [-].

A eficiência térmica total, para o Caso 2, é expressa na equação (30), na qual a produção de água quente no trocador de calor TC1 é considerada em conjunto com a produção de vapor na CR.

$$\eta_t = \frac{m_v \cdot (h_8 - h_7) + m_{aq1} \cdot (h_4 - h_3)}{E_{comb}} \quad (30)$$

Sendo $m_{aq1} > m_v$.

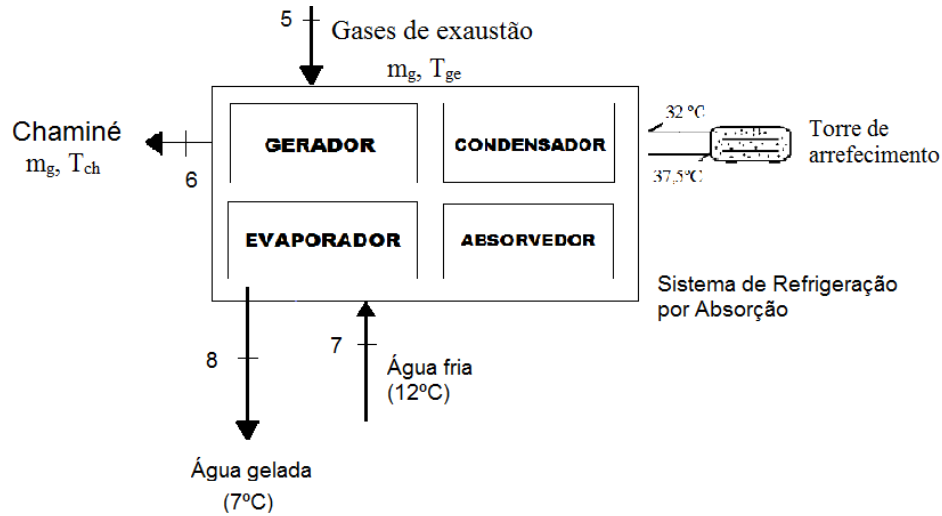
3.1.5. Produção de água gelada – Sistema de Refrigeração por Absorção

Para produção de água gelada, utiliza-se um Sistema de Refrigeração por Absorção (SRA). Este sistema usa calor para acionamento do gerador do equipamento e produção de água gelada. É um sistema muito utilizado para cogeração uma vez que pode utilizar o calor residual dos gases de exaustão como fonte de calor. A eficiência de equipamentos como este é verificada em termos de COP (Coefficient of Performance), que relaciona a capacidade de refrigeração com o fluxo energético fornecido na fonte quente.

No sistema de refrigeração, o par absorvente/refrigerante formam a mistura de trabalho do sistema, sendo os pares Brometo de Lítio (BrLi)/ Água (H₂O) e Água (H₂O)/ Amônia (NH₃) os mais comumente utilizados. Os primeiros são normalmente empregados em sistemas de refrigeração, pois a temperatura da água gelada produzida está entre 5° e 10°C, já os segundos, cuja temperatura de produção pode ser inferior a 0°C, geralmente são empregados em sistemas frigoríficos e em processos de grandes indústrias (DENG, WANG e HAN, 2011).

O sistema considerado neste estudo utiliza mistura de trabalho LiBr/H₂O, pois apresenta um excelente calor latente de refrigeração e não é tóxico (MARTINELLI, 2008). É escolhido um sistema de duplo estágio, cujo valor do COP pode ser considerado de 1,2 (DENG, WANG e HAN, 2011; SILVEIRA, et al. 2012). A Figura (17) ilustra o volume de controle do SRA utilizado no sistema de cogeração representado no Caso 3.

Figura 17 - Volume de controle Sistema de Refrigeração por Absorção



(Fonte: Elaboração própria)

Para os sistemas propostos, o valor de COP é expresso pela equação (31), na qual o calor fornecido pelos gases de exaustão do motor é utilizado como fonte quente para acionamento do sistema de refrigeração proposto no Caso 3.

$$COP = \frac{E_{REF}}{E_{ge}} \quad (31)$$

Onde:

E_{REF} : Fluxo de energia do sistema de refrigeração por absorção [kW]

Segundo Deng, Wang e Han (2011), em SRA onde a fonte de calor no gerador é proveniente de gases de exaustão, deve-se fixar a temperatura de saída dos gases entre 170°C e 200° para evitar condensação dos gases e danos ao interior do equipamento. Além disso, uma torre de resfriamento se faz necessária para sistemas de alta capacidade como o proposto devido ao limite de cristalização da mistura água/LiBr. A temperatura de entrada e saída de água na torre é de 37,5°C e 32°C, respectivamente (Silveira, et al. 2012).

A equação (32) pode ser utilizada para determinação da vazão de água gelada a ser produzida pelo sistema de refrigeração no evaporador.

$$E_{REF} = m_{af} \cdot (h_7 - h_8) \quad (32)$$

Onde:

m_{af} : Vazão mássica de água gelada produzida no sistema de refrigeração [kg/s]

h_7 e h_8 : Entalpia da água fria e gelada na entrada e saída do SRA [kJ/kg]

A equação (33) expressa a forma de cálculo do fluxo de energia proveniente da recuperação do calor dos gases de exaustão.

$$E_{ge} = m_{ge} \cdot C_{p_g} \cdot (T_5 - T_6) \quad (33)$$

Onde:

T_5 e T_6 : Temperatura dos gases de exaustão na entrada e saída do SRA [°C]

A temperatura do ponto 6 (T_6) não deve ser inferior à 170°C, evitando danos ao SRA devido à possível condensação dos componentes nocivos presentes nos gases de exaustão (DENG, WANG e HAN, 2011).

Segundo Martinelli (2008), cuidados devem ser tomados quanto à variação da vazão de gases no gerador ou falha no fornecimento de energia deste tipo de sistema, isto porque algum problema neste sentido pode provocar a cristalização da mistura água/LiBr no absorvedor, causando a parada de funcionamento da bomba de solução. Sendo assim, alguns procedimentos devem ser considerados para evitar a cristalização da mistura, entre eles a exigência de uma rotação mínima para manutenção do sistema, e de um tempo estabelecido para aquecimento do sistema e da mistura antes de iniciar a refrigeração propriamente dita.

3.1.6. Eficiência global das plantas

A planta de cogeração, por ter mais produtos além da eletricidade, apresenta uma eficiência global. A eficiência global de cogeração depende da configuração proposta e é dada pela razão entre todas as formas de energia efetivamente aproveitadas no ciclo (elétrica e térmica) e o fluxo de energia fornecido pela queima do combustível. As equações (34) (35) e (36) expressam sua forma de cálculo para cada sistema proposto.

Eficiência global para o sistema proposto no Caso 1:

$$\eta_g = \frac{E_p + E_{aq}}{E_{comb}} \quad (34)$$

Onde:

E_{aq} : Potência térmica efetivamente aproveitada na produção de água quente [kW]

E_{comb} : Potência energética fornecida pelo combustível [kW]

E_p : Potência elétrica produzida no sistema [kW]

η_g : Eficiência global do sistema de cogeração [-]

Eficiência global para o sistema proposto no Caso 2:

$$\eta_G = \frac{E_p + E_{aq} + E_v}{E_{comb}} \quad (35)$$

Onde:

E_v : Potência térmica efetivamente aproveitada na produção de vapor [kW]

Eficiência global para o sistema proposto no Caso 3:

$$\eta_G = \frac{E_p + E_{aq} + E_{REF}}{E_{comb}} \quad (36)$$

Em que:

E_{REF} : Potência térmica efetivamente aproveitada na produção de água gelada [kW]

3.2. ANÁLISE ECONÔMICA

A metodologia desenvolvida por Silveira, et al. (1994; 2012) e Tuna (1999), aplicada por diferentes autores (BRIZI, et al. 2014; BOLOY, et al. 2011; CORONADO, YOSHIOKA E SILVEIRA, 2011), é apresentada e adaptada para os objetivos desta dissertação. Esta metodologia contém o cálculo dos custos de produção dos sistemas com base no valor de investimento, custo de combustível e custo de manutenção. Posteriormente, calculam-se os valores de receita anual referente à implantação dos sistemas em substituição aos sistemas convencionais de produção de eletricidade, água quente e água gelada.

3.2.1. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 1

Custo de produção de eletricidade [US\$/kWh]:

$$C_{el} = \frac{(I_{pl} - I_{TC1} - I_{TC2}) \cdot f}{H \cdot E_p} + C_{comb} \cdot \frac{E_{comb} - E_{ge} - E_{jaq} - \frac{Perdas}{2}}{E_p} + C_{mICE} \quad (37)$$

Custo de produção de água quente [US\$/kWh]

$$C_{aq1} = \frac{I_{TC1} \cdot f}{H \cdot E_{aq1}} + C_{comb} \cdot \frac{E_{jaq} + \frac{Perdas}{4}}{E_{aq1}} + C_{mTC} \quad (38)$$

$$c_{aq2} = \frac{I_{TC2} \cdot f}{H \cdot E_{aq2}} + c_{comb} \cdot \frac{E_{ge} + \text{Perdas}/4}{E_{aq2}} + c_{mTC2} \quad (39)$$

Onde:

$$f = \frac{q^k(q-1)}{q^k - 1} \quad \text{com } q = 1 + \frac{i}{100}$$

Com:

c_{aq1} Custo de produção de água quente no TC1[US\$/kW]

c_{aq2} Custo de produção de água quente no TC2[US\$/kW]

c_{comb} Custo de combustível [US\$/kW]

c_{mICE} Custo de manutenção do MCI [US\$/kW]

c_{mTC} Custo de manutenção do Trocador de Calor [US\$/kW]

E_{aq1} e E_{aq2} Potência térmica efetivamente aproveitada nos TC1 e TC2 [kW]

f Fator de anuidade [1/year]

i Taxa anual de juros [%]

I_{pl} Investimento na planta [US\$]

I_{TC} Investimento nos Trocadores de Calor [US\$]

k Período de retorno de investimentos (Período de Payback) [anos]

Por meio da equação (40) pode-se calcular o valor das perdas energéticas considerado nas equações (37) (38) e (39).

$$\text{Perdas} = E_{comb} - E_p - E_{jaq} - E_{ge} \quad (40)$$

3.2.2. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 2

Custo de produção de eletricidade [US\$/kWh]:

$$c_{el} = \frac{(I_{pl} - I_{TC1} - I_{CR}) \cdot f}{H \cdot E_p} + c_{comb} \cdot \frac{E_{comb} - E_{ge} - E_{jaq} - \text{Perdas}/2}{E_p} + c_{mICE} \quad (41)$$

Custo de produção de água quente [US\$/kWh]

$$c_{aq1} = \frac{I_{TC1} \cdot f}{H \cdot E_{aq1}} + c_{comb} \cdot \frac{E_{jaq} + \text{Perdas}/4}{E_{aq1}} + c_{mTC} \quad (42)$$

Custo de produção de vapor [US\$/kWh]

$$c_v = \frac{I_{CR} \cdot f}{H \cdot E_v} + c_{comb} \cdot \frac{E_{ge} + \text{Perdas}/4}{E_v} + c_{mSRA} \quad (43)$$

Na qual:

c_{mCR} Custo de manutenção da Caldeira de Recuperação [US\$/kW]

I_{CR} Investimento na Caldeira de Recuperação [US\$]

3.2.3. Análise econômica para o sistema proposto no Caso 3:

Custo de produção de eletricidade [US\$/kWh]:

$$c_{el} = \frac{(I_{pl} - I_{TC1} - I_{SRA}) \cdot f}{H \cdot E_p} + c_{comb} \cdot \frac{E_{comb} - E_{aq} - E_{ag} - \text{Perdas}/2}{E_p} + c_{mICE} \quad (44)$$

Custo de produção de água quente [US\$/kWh]

$$c_{aq1} = \frac{I_{TC1} \cdot f}{H \cdot E_{aq1}} + c_{comb} \cdot \frac{E_{jaq} + \text{Perdas}/4}{E_{aq1}} + c_{mTC} \quad (45)$$

Custo de produção de água gelada [US\$/kWh]

$$c_{ag} = \frac{I_{SRA} \cdot f}{H \cdot E_{REF}} + c_{comb} \cdot \frac{E_{ge} + \text{Perdas}/4}{E_{REF}} + c_{mSRA} \quad (46)$$

Onde:

$$f = \frac{q^k(q-1)}{q^k-1} \text{ with } q = 1 + \frac{i}{100}$$

Onde:

I_{CR} Investimento na Caldeira de Recuperação [US\$]

c_{mCR} Custo de manutenção da Caldeira de Recuperação [US\$/kW]

3.2.4. Custos de Investimento e manutenção de equipamentos

As equações (47), (48), (49) e (51) representam as formas de cálculo de investimento em cada um dos equipamentos necessários para a configuração das plantas mencionadas. Para

todos os casos foi considerada uma parcela de 30% no custo total de investimento na planta devido aos custos de construção civil e instalações (ANTUNES, 1999).

Investimento em Trocadores de Calor (BRIZI, et al., 2014):

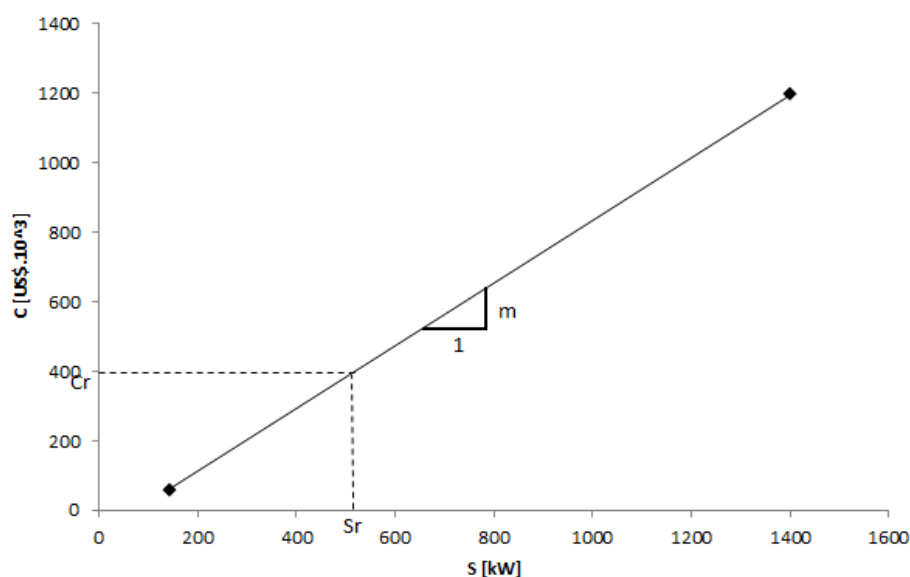
$$I_{TC} = 60[US\$/kW] \quad (47)$$

Para determinação do custo de investimento no MCI, foi utilizado o método apresentado por Boehm (1987). Este método utiliza custos de outros equipamentos provenientes da literatura para determinação dos parâmetros necessários na Eq. (48). Nesta dissertação as referências utilizadas foram Ehyai, et al. (2012) e Skorek-Osikowska, et al. (2014) com os valores corrigidos para a inflação dos últimos anos (<http://pt.global-rates.com/>) e a cotação da moeda atual.

$$C = C_R \cdot (S/S_R)^m \quad (48)$$

A caracterização do equipamento e determinação dos parâmetros S_R , C_R e m está apresentada na Figura (18). Recomenda-se que o valor de m esteja no intervalo de 0,5 e 1,0 para validação do método.

Figura 18 - Metodologia de Boehm para determinação do custo de investimento no MCI



(Fonte: Elaboração própria)

Aplicando a metodologia de Boehm (1987), pode-se determinar o custo de investimento no MCI por meio da equação (49)

$$I_{MCI} = 400 \cdot 10^3 \cdot \left(\frac{Ep}{455} \right)^{0,9021} \text{ [US\$]} \quad (49)$$

Investimento em Caldeira de Recuperação (BRUNO, et al. 1998):

$$I_{CR} = 6996 + 211,5 \cdot m_v \text{ [US\$]} \quad (50)$$

Onde:

m_v : Vazão mássica de vapor [ton/h]

Investimento em Sistema de Refrigeração por Absorção (BRIZI, et al., 2014):

$$I_{SRA} = 3000 * \left(\frac{E_{REF}}{3} \right)^{0,69} \text{ [US\$]} \quad (51)$$

Onde:

E_{REF} : Potência térmica recuperada na produção de água gelada [TR]

Para as parcelas de custo de manutenção, as equações (52) a (55) foram consideradas.

Custo de manutenção em trocadores de calor (BRIZI, et al., 2014):

$$c_{mTC} = 0,002 \text{ [US\$/kW]} \quad (52)$$

Custo de manutenção em motor de combustão interna (EHYAEI, et al., 2012):

$$c_{mMCI} = 0,015 \text{ [US\$/kW]} \quad (53)$$

Custo de manutenção em caldeira de recuperação (SILVEIRA, et al., 2012):

$$c_{mCR} = 0,1 * \frac{I_{CR} * f}{H * E_v} \text{ [US\$/kW]} \quad (54)$$

Custo de manutenção em sistema de refrigeração por absorção (SILVEIRA, et al., 2012):

$$c_{mSRA} = 0,1 * \frac{I_{SRA} * f}{H * E_{ref}} \text{ [US\$/kW]} \quad (55)$$

3.2.5. Receita anual esperada

Para cálculo do ganho anual devido à implantação dos sistemas, utilizam-se as equações (56) a (60). Estes cálculos consideram o custo de produção calculado em comparação com o custo de cada produto quando em sistemas convencionais.

Ganho anual com a produção de eletricidade:

$$L_{el} = E_p \cdot H \cdot (c_{ele} - c_{el}) \quad (56)$$

Ganho anual com a produção de água quente nos TC1 e TC2:

$$L_{aq1} = E_{aq1} \cdot H \cdot (c_{c_aq} - c_{aq1}) \quad (57)$$

$$L_{aq2} = E_{aq2} \cdot H \cdot (c_{c_aq} - c_{aq2}) \quad (58)$$

Ganho anual com a produção de água gelada:

$$L_{ag} = E_{ag} \cdot H \cdot (c_{c_ag} - c_{ag}) \quad (59)$$

Ganho anual com a produção de vapor:

$$L_v = E_v \cdot H \cdot (c_{c_v} - c_v) \quad (60)$$

Onde:

c_{c_aq} , c_{c_v} e c_{c_ag} : Custos de produção em sistemas convencionais de água quente, vapor e água gelada, respectivamente [US\$/kWh]

Para análise do período de retorno dos investimentos de cada planta, utilizam-se as equações (61) (62) e (63) que proporcionam o cálculo da receita total anual para os Casos 1, 2 e 3, respectivamente.

$$R = L_{el} + L_{aq1} + L_{aq2} \quad (61)$$

$$R = L_{el} + L_{aq1} + L_v \quad (62)$$

$$R = L_{el} + L_{aq1} + L_{ag} \quad (63)$$

3.2.6. Custo de combustíveis e produção em sistemas convencionais

O custo do Gás Natural canalizado, segundo a Comgás (2016) depende do volume mensal utilizado e possui tarifas especiais em caso de utilização em plantas de cogeração. A Tabela 8 apresenta os valores de taxas considerando o ICMS (Imposto sobre Circulação de

Mercadorias) para Cogeração de Energia Elétrica destinada ao consumo próprio ou à venda ao consumidor final.

Tabela 8 - Tarifas do gás natural canalizado para uso em cogeração – Moeda Nacional

Classes	Volume m³/mês	Variável - R\$/m³
1	Até 5.000,00 m³	0,518761
2	5.000,01 a 50.000,00 m³	0,407392
3	50.000,01 a 100.000,00 m³	0,350711
4	100.000,01 a 500.000,00 m³	0,26641
5	500.000,01 a 2.000.000,00 m³	0,275394
6	2.000.000,01 a 4.000.000,00 m³	0,24927
7	4.000.000,01 a 7.000.000,00 m³	0,218115
8	7.000.000,01 a 10.000.000,00 m³	0,186956
9	> 10.000.000,00 m³	0,155074

(Fonte: Comgas, 2016)

Sendo a massa específica do gás natural 0,824 kg/Nm³ e a cotação do dólar comercial 3,22 R\$/US\$ (Setembro de 2016), a Tabela 9 pode ser elaborada, considerando consumo mensal em kg/mês e custo em moeda internacional (US\$/m³).

Tabela 9 – Tarifas do gás natural canalizado para uso em cogeração - Moeda Internacional

Classes	Volume kg/mês	Variável – US\$/kg
1	Até 4.120,00 kg	0,196
2	4.120,01 a 41.200 kg	0,154
3	41.200,01 a 82.400,00 kg	0,132
4	82.400,01 a 412.000,00 kg	0,100
5	412.000,01 a 1.640.000,00 kg	0,104
6	1.640.000,01 a 3.296.000,00 kg	0,094
7	3.296.000,01 a 5.768.000,00 kg	0,082
8	5.768.000,00 a 8.240.000,00 kg	0,070
9	> 8.240.000,00 kg	0,058

(Fonte: Baseado em Comgas, 2016)

Além da tarifa variável, de acordo com o consumo mensal, apresentada nas Tabelas 8 e 9, existe uma tarifa fixa referente ao “custo do gás canalizado e do transporte destinados ao Segmento de Cogeração” (Comgás, 2016). No caso de “cogeração de energia elétrica

destinada ao consumo próprio ou à venda ao consumidor final”, como é o caso deste estudo, esta tarifa é de 0,744929 R\$/m³ ou 0,28075 US\$/kg.

Para o motor Caterpillar G3406, a vazão mássica de combustível, calculada por meio do método apresentado no capítulo 4.1, necessária na operação é de 0,01377 kg/s. Considerando um período de operação anual do sistema de 7300 horas, determina-se um consumo mensal de gás natural de 30156,30 kg/mês, o que faz com que a planta estudada se encaixe na Classe 2 para determinação do preço do gás natural, e o preço correspondente do gás natural pode ser calculado em 0,4343 US\$/kg. Sendo 47054,41 kJ/kg, o PCI do gás natural, o preço do gás natural é determinado em 0,03322 US\$/kWh.

Para os biocombustíveis biogás e gás de síntese, o valor da vazão mássica no motor G3406 calculado é de 0,03471 kg/s e 0,05926 kg/s, respectivamente. Segundo Kunte (2016), o custo do biogás, pode ser considerado de 0,019 US\$/kWh para queima em MCI. Já a produção de gás de síntese costuma ser mais cara devido à complexidade do processo de gaseificação da biomassa. Diferentes autores avaliaram economicamente a produção do gás de síntese, também conhecido como syngas, e segundo Boloy, et al. (2011), este valor pode ser estimado em 0,064 US\$/kWh.

A viabilidade econômica da implantação dos sistemas de cogeração depende da capacidade de produção em um custo mais acessível que aqueles encontrados em sistemas térmicos convencionais. Os custos de produção de água quente, vapor e água gelada são obtidos considerando produção em caldeira convencional a óleo combustível e equipamentos de refrigeração elétricos (já amortizados). As equações (64) a (67) são utilizadas nos cálculos.

Custo de produção de água quente e vapor em sistema de caldeira convencional (SILVEIRA, et al. 2012) [US\$/kWh]:

$$c_{c_aq} = \frac{P_{oleo}}{\eta_{cc}} + c_{m,cc1} \quad (64)$$

$$c_{c_v} = \frac{P_{oleo}}{\eta_{cc}} + c_{m,cc2} \quad (65)$$

Onde:

$c_{m,cc1}$ e $c_{m,cc2}$: Custo de manutenção da caldeira convencional para produção de água quente e vapor [US\$/kWh]

P_{oleo} : Preço do óleo combustível [US\$/kWh]

η_{cc} : Eficiência da caldeira convencional [-]

Custo de produção de água gelada em sistema convencional (SILVEIRA, et al. 2012) [US\$/kWh]:

$$c_{c-ag} = \frac{c_{ele}}{COP} + \frac{C_{m,ce}}{H.E_{REF}} \quad (66)$$

Onde:

c_{ele} : Preço da eletricidade proveniente da rede [US\$/kWh]

COP : Coeficient of Performance do equipamento elétrico [-]

E_{REF} : Potência de refrigeração do equipamento elétrico [kW]

H : Período equivalente de utilização do equipamento [horas/ano]

Custo anual de manutenção do equipamento convencional de refrigeração elétrico (SILVEIRA, et al. 2012) [US\$]:

$$C_{m,ce} = 8000 \cdot \left(\frac{E_{REF}}{1790} \right)^{0,42} \quad (67)$$

O preço da eletricidade é adotado conforme o Balanço Energético Anual de 2015 (MME, 2015) com valor de 0,154 US\$/kWh. O preço do óleo combustível é considerado de 0,0362 US\$/kWh segundo a *U.S. Energy Information Administration* (2016) e a manutenção da caldeira convencional para produção de vapor é 0,008 US\$/kWh (Kunt, 2016). Para a caldeira de produção de água quente, devido à menor complexidade, o valor de manutenção do equipamento foi adotado como 0,004 US\$/kWh. O rendimento das caldeiras é considerado de 85% conforme sugerido por Silveira, et al. (2012).

3.3. ANÁLISE ECOLÓGICA

Para a análise ambiental é calculada a eficiência ecológica da planta. Esta eficiência leva em consideração a eficiência térmica global do sistema considerado e as emissões de gases prejudiciais para a atmosfera. Este parâmetro permite verificar o grau de poluição da planta geradora ou cogeneradora em função do quanto de energia está sendo produzida por ela. Este método de cálculo foi desenvolvido por Cardu e Baica (1999) e aplicado por diversos autores,

tais como Villela (2007), Villela e Silveira (2007), Coronado, et al. (2009), Boloy, et al (2011), Coronado, et al. (2014).

A combustão em termelétrica que utiliza como combustível o carvão ou outros hidrocarbonetos apresenta alta taxa de poluição devido aos produtos da combustão. Os componentes mais tóxicos provenientes da queima dos combustíveis são os dióxidos de carbono (CO_2), óxidos de enxofre (SO_2 e SO_3) e óxidos de nitrogênio (NO_x), pois são emitidos em grande quantidade na atmosfera, alguns são gases de efeito estufa e chuva ácida e todos contribuem na produção de material particulado, prejudicial à saúde animal e vegetal. Nesta dissertação, a análise das emissões baseia-se na combustão completa dos combustíveis, considerando o excesso de ar conforme apresentado no item 3.1.1 deste capítulo.

Segundo Cardu e Baica (1999), para análise do efeito ambiental da emissão dos gases provenientes de uma termelétrica, é preciso levar em consideração a eficiência de produção energética da mesma. Isto porque, partindo deste ponto de vista, uma planta com alta eficiência, na qual os valores de concentração de emissão de gases nocivos na atmosfera ultrapassam os limites estabelecidos em normas de padrões de qualidade do ar, poderia ser considerada melhor, ecologicamente, que uma planta na qual a emissão é baixa, porém a eficiência de produção é muito menor.

3.3.1. Indicador de Poluição ($[\text{I}]_g$)

A avaliação das termelétricas é feita por comparação do efeito prejudicial das emissões de poluentes com base nos efeitos de poluição do CO_2 segundo os padrões de qualidade do ar, obtendo como resultado valores de CO_2 equivalente ($[\text{CO}_2]_e$). A determinação dos fatores é realizada dividindo a concentração máxima aceitável de CO_2 (10.000 mg/Nm^3) pelas máximas concentrações permitidas de SO_2 , NO_x e MP. A Tabela 10 apresenta a máxima concentração permitida em ambientes de trabalho. O limite de concentração de material particulado (MP) está de acordo com a Resolução CONAMA (2011) para um excesso de oxigênio de 5%.

Tabela 10 - Concentração admissível de gases prejudiciais à qualidade do ar

Gas	Concentração média (mg/m ³)	Concentração máxima (mg/m ³)
CO ₂	7000	10000
SO ₂	10	15
NO _x	-	10
MP	-	60

(Fonte: CARDU e BAICA, 1999 e CORONADO, et al 2014)

A equação (67) é determinada para cálculo do [CO₂]_e da planta, em kg[CO₂]_e/kg_{comb} (quilogramas de CO₂ por quilograma de combustível) considerando as concentrações máximas apresentadas na Tabela 10.

$$[CO_2]_e = CO_2 + 666 \cdot (SO_2) + 1000 \cdot (NO_x) + 166 \cdot (MP) \quad (68)$$

Na qual:

CO₂: Massa de CO₂ no gás de exaustão por unidade de massa de combustível [kgCO₂/kg_{comb}]

MP: Material Particulado presente nos gases de exaustão.

NO_x: Massa de NO_x no gás de exaustão por unidade de massa de combustível [kg NO_x/kg_{comb}]

SO₂: Massa de SO₂ no gás de exaustão por unidade de massa de combustível [kg SO₂/kg_{comb}]

Para determinação da massa de CO₂ no gás de exaustão por unidade de massa de combustível, utiliza-se a equação (69).

$$CO_2 = \frac{w_{CO_2} \cdot M_{CO_2}}{M_{comb}} \quad (69)$$

Em que:

M_{CO2}, M_{comb}: Massa molar do CO₂ e do combustível [kg/mol]

w_{CO2}: Mol de CO₂ no gás de exaustão por mol de combustível [mol/mol]

Para os biocombustíveis, considera-se no cálculo da massa de CO₂ no gás de exaustão por unidade de massa de combustível, o ciclo de vida deste. Neste caso, o biogás e o gás de síntese utilizados nas análises são produzidos e utilizados no mesmo local, o que elimina os gastos com transporte de combustível, que geraria mais emissões devido à combustão no motor do veículo. Além disso, durante o crescimento da biomassa, existe absorção de CO₂ no

processo de fotossíntese, o que neutraliza as emissões realizadas na queima dos biocombustíveis da biomassa quase que completamente. De acordo com Huttunen, Manninen e Leskinen (2014) e Stanek e Kzarnowsk (2014), na queima do biogás e gás de síntese, pode-se considerar 10% e 15% do CO₂, respectivamente, dos gases de exaustão, no cálculo de [CO₂]_e.

Para determinação da massa de SO₂ no gás de exaustão por unidade de massa de combustível, utiliza-se a equação (70).

$$SO_2 = n_{H_2S} \cdot \frac{M_{SO_2}}{M_{H_2S}} \quad (70)$$

Em que:

M_{SO₂}, M_{H₂S}: Massa molar do SO₂ e H₂S (64,07 e 34,08) [kg/mol]

n_{CO₂}: Massa de H₂S por unidade de massa de combustível [kg_{H₂S}/kg_{comb}]

O melhor combustível, em termos ecológicos, é aquele que apresenta o menor valor de dióxido de carbono equivalente, [CO₂]_e. Na equação (71) é calculado o indicador de poluição, proposto por Cardu e Baica (1999) para quantificar o impacto ambiental da planta em relação à capacidade calorífica do combustível utilizado.

$$\Pi_g = \frac{[CO_2]_e}{PCI_{comb}} \quad (71)$$

Na qual:

PCI_{comb}: Poder Calorífico Inferior do combustível utilizado na queima [kJ/kg]

3.3.2. Eficiência ecológica

Uma vez calculado o indicador de poluição, é possível que o cálculo da Eficiência Ecológica (ε) seja realizado. A equação (72) representa a forma de cálculo deste parâmetro. Esta equação foi inicialmente proposta por Cardu e Baica (1999) para termelétricas.

$$\varepsilon = \left[\frac{0,204 \cdot \eta_g}{\eta_g + \Pi_g} \cdot \ln(135 - \Pi_g) \right]^{0,5} \quad (72)$$

Na qual:

η_g: Eficiência global da planta geradora ou cogeneradora [-]

Os valores de eficiência ecológica podem variar entre 0 e 1, onde 0 representa uma planta totalmente ineficiente ecologicamente, ou seja, muito poluidora, enquanto 1 representa uma planta 100% eficiente, que não causa danos ao meio ambiente. Sendo assim, quanto mais próximo de 1 o valor determinado para as plantas propostas, melhor será o resultado e menos poluidora a planta é considerada.

3.3.3. Análise da emissão dos gases de exaustão

a) Emissão de NO_x

De acordo com o catálogo fornecido pela Caterpillar (2013), utilizado neste estudo, o nível de emissão de NO_x pelo motor para gás natural e biogás depende do modelo e capacidade de produção elétrica. Para o motor G3406, para o qual se realiza o estudo de viabilidade, determina-se a emissão de NO_x como sendo $8,234 \cdot 10^{-3} \text{ kg}_{\text{NO}_x}/\text{kg}_{\text{GN}}$ e $3,084 \cdot 10^{-3} \text{ kg}_{\text{NO}_x}/\text{kg}_{\text{bio}}$.

Para o gás de síntese, considera-se a equação (72), proposta por Villela (2007), Machin (2015) e Carvalho e Lavaca (2003).

$$\text{NO}_x = \frac{[(2120 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3})/10^6]}{\text{MM}_{\text{comb}} \cdot 10^{-3}} \quad (73)$$

Na qual:

MM_{comb} : Massa molar do combustível [kg/kmol]

b) Emissão de SO_2

Assume-se que todo o H_2S existente neste combustível é convertido em SO_x . Segundo a Comgas (2015), o valor de H_2S emitido na queima do gás natural é de 10 mg por Nm^3 do combustível, sendo a densidade dele $0,824 \text{ kg}/\text{m}^3$, o valor da emissão fica $1,21 \cdot 10^{-5} \text{ kg}_{\text{H}_2\text{S}}/\text{kg}_{\text{GN}}$. Para o biogás, considera-se o sistema de filtragem antes da utilização deste para queima no motor de combustão interna, o que reduz a concentração de H_2S em 99%, restando um somatório que pode ser considerado como 5 ppm em volume (Kunt, 2016). Sendo a massa molar do H_2S 34,08 g/mol e do biogás 26,67 g/mol, o resultado fica em $6,38 \cdot 10^{-6} \text{ kg}_{\text{H}_2\text{S}}/\text{kg}_{\text{bio}}$. Quanto ao gás de síntese, segundo Boerrigter e Rauch (2005, apud Kunt, 2016) o valor de H_2S no gás de síntese filtrado é adotado como sendo 1ppm em volume. Considerando a massa molar do H_2S e a massa molar do gás de síntese (25,58 g/mol), o resultado fica em $1,33 \cdot 10^{-6} \text{ kg}_{\text{H}_2\text{S}}/\text{kg}_{\text{syn}}$.

c) Emissão de MP

Segundo Villela (2007), Machin (2015) e Carvalho e Lavaca (2003), a emissão de MP na queima de gás natural e biogás pode ser considerada conforme a equação (74) para determinação.

$$MP = \frac{[(240 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3})/10^6]}{MM_{comb} \cdot 10^{-3}} \quad (74)$$

E no caso de gás de síntese (Machin, 2015):

$$MP = \frac{[(224 \cdot 22,4 \cdot 10^{-3})/10^6]}{MM_{comb} \cdot 10^{-3}} \quad (75)$$

Na qual:

MM_{comb} : Massa molar do combustível [kg/kmol]

Capítulo 4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1. ANÁLISE TERMODINÂMICA

O desempenho dos motores de combustão interna é diferente dependendo do combustível utilizado na queima. Nas Tabelas (11) (12) e (13), os parâmetros referentes ao desempenho são apresentados para o gás natural, biogás e gás de síntese respectivamente, conforme metodologia de cálculo descrita no item 3.1.2.

Tabela 11 - Desempenho dos MCI com queima de gás natural

Gás Natural					
Motor	Ep [kW]	n_{el} [%]	T_{ge} [°C]	m_{comb} [kg/s]	m_{ge} [kg/s]
G3406	217	33,50	472,14	0,0138	0,3231
G3412	253	30,30	470,12	0,0177	0,4165
G3508	373	32,80	463,70	0,0242	0,5672
G3512	564	32,50	454,45	0,0369	0,8656
G3516	755	33,00	446,37	0,0486	1,1412
G3608	1549	38,80	425,49	0,0848	1,9913
G3516C	1663	37,60	424,17	0,0940	2,2061
G3520C	2077	38,00	422,91	0,1162	2,7262

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 12 - Desempenho dos MCI com queima de biogás

Biogás					
Motor	Ep [kW]	n_{el} [%]	T_{ge} [°C]	m_{comb} [kg/s]	m_{ge} [kg/s]
G3406	203,34	31,39	464,54	0,0347	0,3450
G3412	237,07	28,39	462,56	0,0447	0,4448
G3508	349,52	30,74	456,24	0,0610	0,6057
G3512	528,50	30,45	447,14	0,0930	0,9244
G3516	707,48	30,92	439,19	0,1226	1,2187
G3608	1451,50	36,36	418,64	0,2139	2,1265
G3516C	1558,32	35,23	417,34	0,2370	2,3559
G3520C	1946,26	35,61	416,10	0,2929	2,9114

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 13 - Desempenho dos MCI com queima de gás de síntese

Gás de síntese					
Motor	Ep [kW]	n_{el} [%]	T_{ge} [°C]	m_{comb} [kg/s]	m_{ge} [kg/s]
G3406	196,82	30,39	461,03	0,139	0,389
G3412	229,48	27,48	459,06	0,179	0,501
G3508	338,32	29,75	452,79	0,244	0,682
G3512	511,56	29,48	443,76	0,372	1,041
G3516	684,80	29,93	435,87	0,490	1,372
G3608	1404,98	35,19	415,48	0,855	2,394
G3516C	1508,38	34,10	414,19	0,947	2,652
G3520C	1883,89	34,47	412,96	1,170	3,277

(Fonte: Elaboração própria)

Considerando 40% de excesso de ar na queima de qualquer combustível em motores de combustão interna (BOLOY, et al. 2011), apresentam-se na Tabela (14), os valores referentes à relação ar/combustível em volume e massa para o gás natural, biogás e gás de síntese.

Tabela 14 - Relação ar/combustível Gás Natural, Biogás e Gás de Síntese

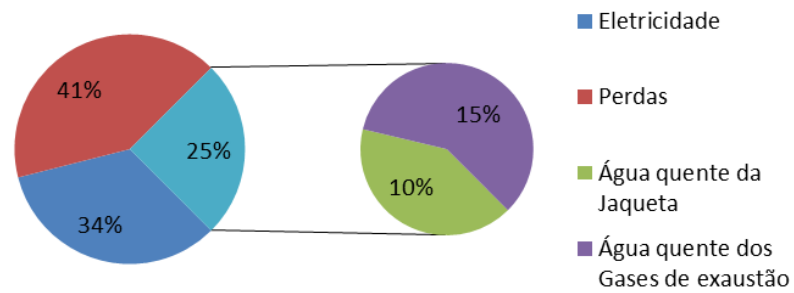
	Vol/vol	Massa/massa
	[Nm³_{ar} /Nm³_{comb}]	[kg_{ar} /kg_{comb}]
Gás Natural	14,38	22,47
Biogás	8,26	8,94
Gás de Síntese	1,60	1,80

(Fonte: Elaboração própria)

4.1.1. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 1

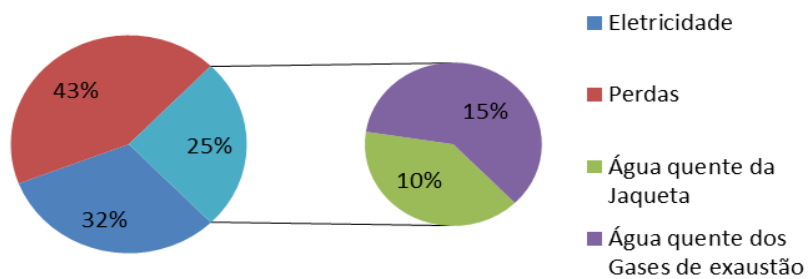
Neste caso é avaliado um sistema de cogeração cujo calor residual do MCI é recuperado para produção de água quente. Tomando-se como referência o motor G3406 para apresentação dos resultados, as Figuras (19) (20) e (21) permitem a avaliação do percentual de energia produzida pelos motores e sua conversão em energia elétrica e térmica úteis para o desempenho com gás, natural, biogás e gás de síntese, respectivamente.

Figura 19 - Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 1



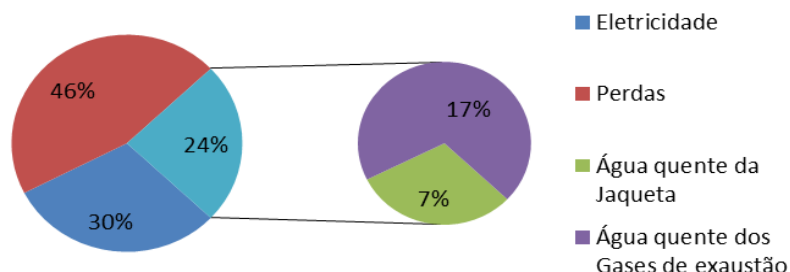
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 20 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

Figura 21 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

Por meio das imagens apresentadas nas Figuras (19) (20) e (21) percebe-se que quanto menor o PCI do combustível utilizado na queima, maior o percentual de calor possível de ser recuperado nos gases de exaustão, e menor a eficiência elétrica do motor. A maior produção de calor deve-se ao fato de, por possuir um menor PCI, o fluxo de combustível é incrementado, aumentando também o fluxo de gases de exaustão e consequentemente o calor ali desprendido. A análise energética do sistema, ponto a ponto, pode ser verificada nas Tabelas 15, 16 e 17 para queima do gás natural, biogás e gás de síntese, respectivamente, e considerando produção de água quente à 80°C.

Tabela 15 - Variáveis do sistema para operação com gás natural – Caso 1

Ponto	Fluido	m [kg/s]	T [°C]	Cp [kJ/kg.K]	h [kJ/kg]
1	GN	0,014	25,00	1,014	
2	Ar	0,309	25,00	1,004	
3	Água	0,360	25,00	-	105
4	Água	0,360	80,00	-	334,9
5	GE	0,323	472,14	1,199	
6	GE	0,323	120,00	1,100	
7	Água	0,534	25,00	-	105
8	Água	0,534	80,00	-	334,9

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 16 - Variáveis do sistema para operação com biogás – Caso 1

Ponto	Fluido	m [kg/s]	T [°C]	Cp [kJ/kg.K]	h [kJ/kg]
1	Biogás	0,035	25,00	1,014	
2	Ar	0,310	25,00	1,004	
3	Água	0,353	25,00	-	105
4	Água	0,353	80,00	-	334,9
5	GE	0,345	464,54	1,196	
6	GE	0,345	120,00	1,100	
7	Água	0,557	25,00	-	105
8	Água	0,557	80,00	-	334,9

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 17 - Variáveis do sistema para operação com gás de síntese – Caso 1

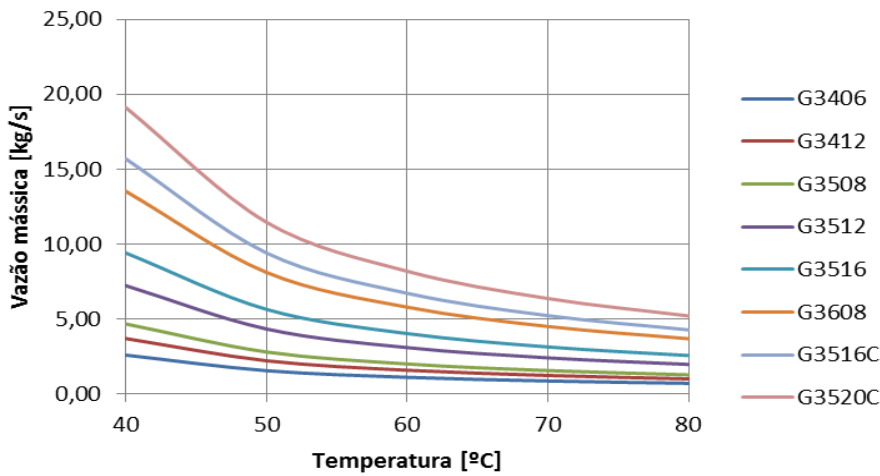
Ponto	Fluido	m [kg/s]	T [°C]	Cp [kJ/kg.K]	h [kJ/kg]
1	Gás de síntese	0,139	25,00	1,014	
2	Ar	0,250	25,00	1,004	
3	Água	0,257	25,00	-	105
4	Água	0,257	80,00	-	334,9
5	GE	0,388	461,03	1,169	
6	GE	0,388	120,00	1,100	
7	Água	0,606	25,00	-	105
8	Água	0,606	80,00	-	334,9

(Fonte: Elaboração própria)

A temperatura da água quente produzida nos trocadores de calor instalados no sistema pode variar de acordo com a necessidade do processo. Desta forma, as curvas apresentadas nas Figuras (22) (23) e (24) ilustram a vazão mássica total de água quente que pode ser produzida utilizando o motor G3406 dependendo da temperatura solicitada e do combustível utilizado na queima.

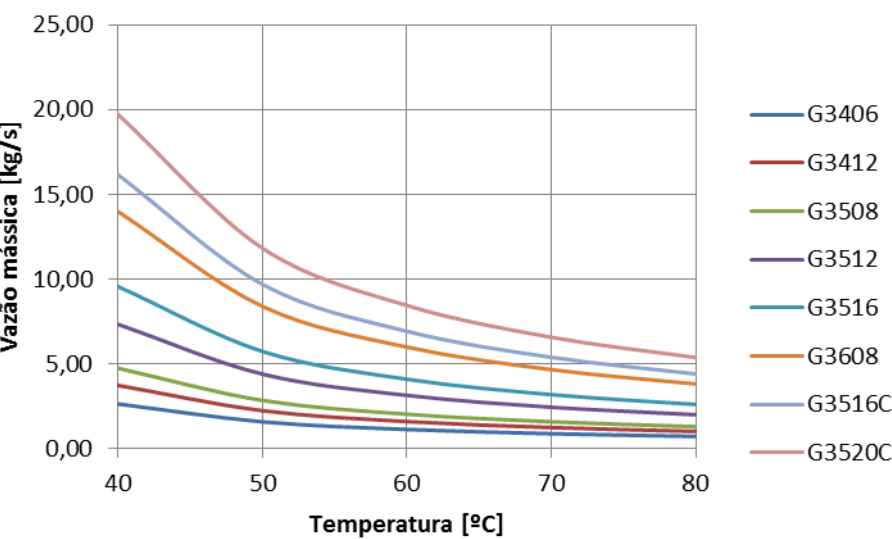
De forma similar, o estudo de vazão pode ser realizado nos demais motores, bem como a produção de água quente total, dependendo da temperatura solicitada e do combustível utilizado na queima. Tais informações podem ser observadas nas Figuras e (25).

Figura 22 - Produção de água quente utilizando gás natural – Caso 1



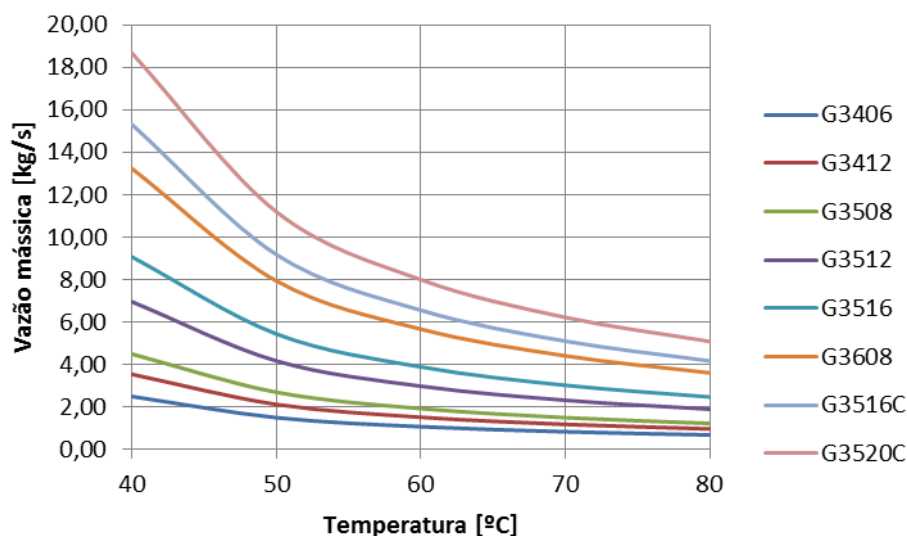
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 23 - Produção de água quente utilizando biogás – Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

Figura 24 - Produção de água quente utilizando gás de síntese – Caso 1

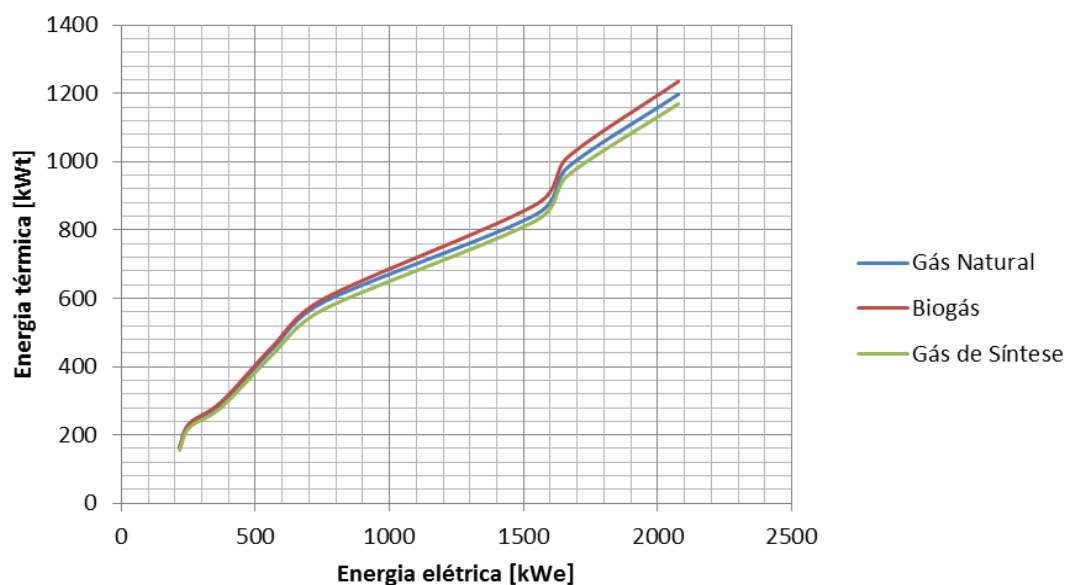


(Fonte: Elaboração própria)

Observa-se nas Figuras (22) (23) e (24) que a produção de água quente é um pouco maior, no geral, para a queima de biogás. Comparado biogás e gás de síntese, devido ao calor específico à pressão constante (C_p) dos gases de exaustão do segundo ser menor, assim como a relação ar/combustível, o calor desprendido no sistema de arrefecimento do motor (jaqueta) é também menor, portanto, sendo a eficiência do TC1 (líquido/líquido) maior que o TC2 (líquido/gás), a recuperação de calor é mais eficiente para a queima de biogás que para a queima de gás de síntese. Porém, a diferença ficou muito pequena entre os três combustíveis, podendo ser considerada insignificante.

Para que seja possível encontrar uma relação entre a produção térmica, na forma de água quente, e a energia elétrica produzida no motor, considera-se a Figura (25). No gráfico presente nesta figura, três curvas são apresentadas relacionando a produção de fluxo de energia térmica (kWt) e a capacidade de produção elétrica do motor (kWe), para cada um dos três combustíveis propostos. Desta forma, torna-se possível prever a quantidade de fluxo energético possível de ser recuperada para produção de água quente quando em operação com gás natural, biogás ou gás de síntese em sistemas de cogeração como o Caso 1.

Figura 25 - Relação entre produção elétrica [kWe] e capacidade de produção térmica [kWt] para o Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

Por meio da linearização das curvas apresentadas na Figura (25) e considerando o ponto inicial como (0,0), ou seja, quando não houver fluxo de energia elétrica, não haverá também fluxo de energia térmica, os valores de relação entre ambos, para a queima de cada combustível proposto pode ser verificado na Tabela (18).

Tabela 18- Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 1

Combustível	[kWt/kWe]
Gás Natural	0,5969
Biogás	0,6144
Gás de Síntese	0,5818

(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 18 possuem unidade [kWt/kWe], o que representa quanto de fluxo energético térmico é capaz de ser recuperado para produção de água quente por cada kW de potência elétrica do motor escolhido. Quanto à eficiência global das plantas de cogeração do Caso 1, uma visão geral pode ser observada na Tabela (19).

Tabela 19 - Eficiência global de cogeração - Caso 1

	Gás Natural				Biogás				Gás de Síntese			
Motor	Ep	η_{el}	η_{aq}	η_G	Ep	η_{el}	η_{aq}	η_G	Ep	η_{el}	η_{aq}	η_G
G3406	217	33,5	25,6	59,1	203,34	31,4	25,5	56,9	196,82	30,4	24,1	54,5
G3412	253	30,3	27,7	58,0	237,07	28,4	28,0	56,4	229,48	27,5	26,5	54,0
G3508	373	32,8	25,7	58,5	349,52	30,8	26,1	56,9	338,32	29,7	24,7	54,4
G3512	564	32,5	26,1	57,6	528,50	30,4	26,5	56,9	511,56	29,5	25,1	54,6
G3516	755	33,0	25,8	58,8	707,48	30,9	26,2	57,0	684,80	29,9	24,8	54,7
G3608	1549	38,8	21,2	60,0	1451,50	36,4	22,0	58,4	1404,98	35,2	20,8	56,0
G3516C	1663	37,6	22,2	59,8	1558,32	35,2	23,0	58,2	1508,38	34,1	21,7	55,8
G3520C	2077	38,0	21,9	59,9	1946,26	35,6	22,6	58,2	1883,89	34,5	21,4	55,9

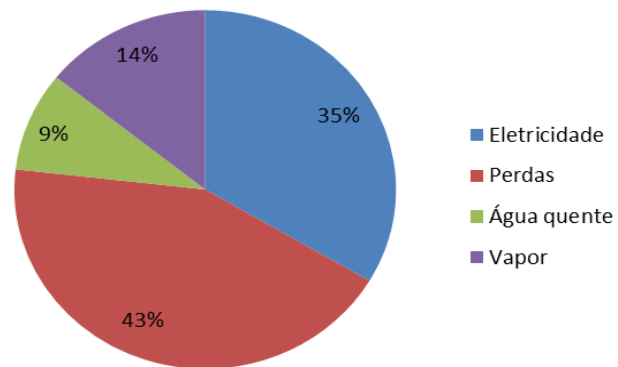
(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 19 representam alta eficiência global da planta de cogeração como proposta para o Caso 1. Este fato se deve ao aproveitamento do calor rejeitado nos gases de exaustão e no sistema de arrefecimento do motor. Devido ao maior valor de PCI, o gás natural apresentou maior eficiência global devido à maior eficiência elétrica, já a eficiência térmica não difere muito entre os combustíveis. Os resultados estão de acordo com valores encontrados na literatura para casos de cogeração com MCI (PÉREZ, et al. 2015; CELADOR, et al. 2011).

4.1.2. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 2

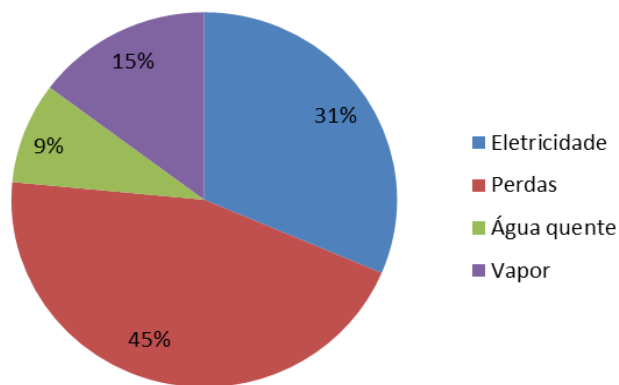
Neste caso é avaliado um sistema de cogeração cujo calor residual do MCI é recuperado para produção de vapor e água quente. Tomando-se como referência o motor G3406 para apresentação dos resultados, as Figuras (26) (27) e (28) ilustram a distribuição energética para a queima de gás natural, biogás e gás de síntese, respectivamente. Estes diagramas permitem a avaliação do percentual de energia produzida pelos motores e sua conversão em energia elétrica e térmica útil, bem como avaliação das perdas em cada sistema acoplado à planta, tais como Trocador de Calor e Caldeira de Recuperação.

Figura 26 - Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 2



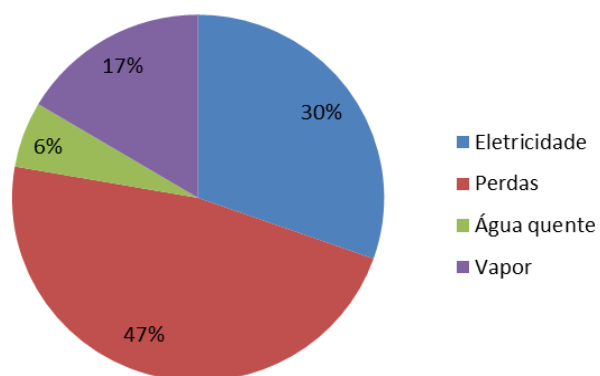
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 27 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 2



(Fonte: Elaboração própria)

Figura 28 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 2



(Fonte: Elaboração própria)

Pode-se perceber na observação das imagens (26) (27) e (28) que este sistema apresenta-se como um sistema de cogeração em que há produção de eletricidade, vapor e água quente. A análise energética do sistema, ponto a ponto, pode ser verificada nas Tabelas 20, 21 e 22 para queima do gás natural, biogás e gás de síntese, respectivamente, e considerando produção de água quente à 80°C, uma vez que o TC1 que recupera o calor de arrefecimento do motor é utilizado para pré aquecimento da água antes de entrar na CR para produção de vapor saturado à pressão de 0,5 MPa.

Tabela 20 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com gás natural

Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	GN	0,014	-	0,1	25,00	-
2	Ar	0,309	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,360	-	0,5	25,00	105,3
4	Água	0,360	-	0,5	80,00	335,2
5	GE	0,323	1,169	0,1	472,14	-
6	GE	0,323	1,099	0,1	114,46	-
7	Água	0,038	-	0,5	80,00	335,2
8	Vapor saturado	0,038	-	0,5	151,90	2749

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 21 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com biogás

Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	Biogás	0,035	1,014	0,1	25,00	-
2	Ar	0,310	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,353	-	0,5	25,00	105,3
4	Água	0,353	-	0,5	80,00	335,2
5	GE	0,345	1,196	0,1	464,54	-
6	GE	0,345	1,092	0,1	115,40	-
7	Água	0,040	-	0,5	80,00	335,2
8	Vapor	0,040	-	0,5	151,90	2749

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 22 - Variáveis do sistema do Caso 2 para operação com gás de síntese

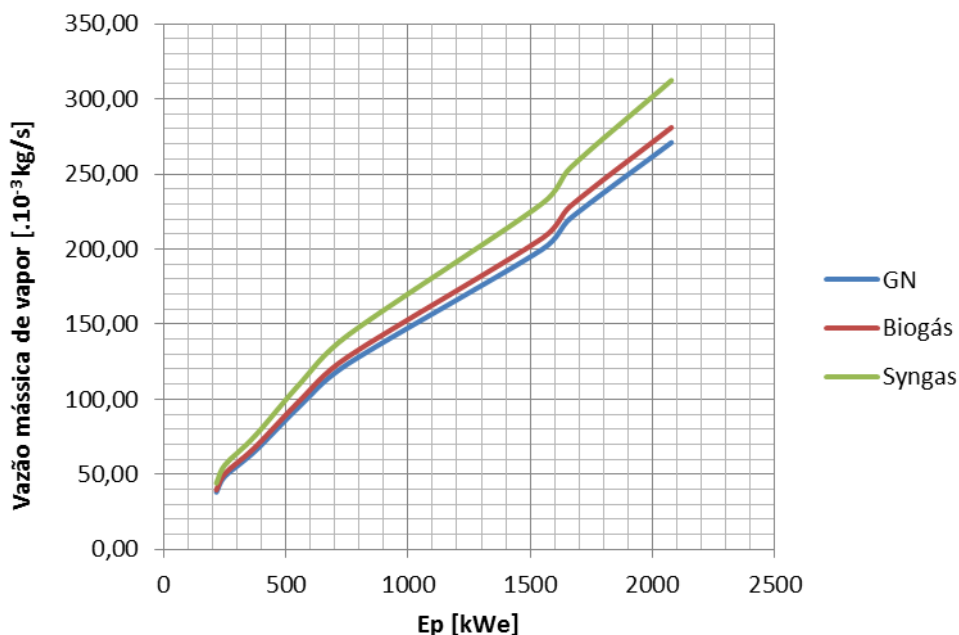
Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	GS	0,139	1,014	0,1	25,00	-
2	Ar	0,250	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,257	-	0,5	25,00	105,3

4	Água	0,257	-	0,5	80,00	335,2
5	GE	0,388	1,169	0,1	461,03	-
6	GE	0,388	1,062	0,1	115,96	-
7	Água	0,044	-	0,5	80,00	335,2
8	Vapor	0,044	-	0,5	151,90	2749

(Fonte: Elaboração própria)

Para que seja possível encontrar uma relação entre a produção de energia térmica na forma de vapor e a energia elétrica produzida no motor, a Figura (29) pode ser observada. Neste gráfico, três curvas são construídas relacionando a produção de vapor à 0,5 MPa (151,90°C) e a capacidade de produção elétrica do motor, para cada um dos três combustíveis propostos. Desta forma, torna-se possível prever a vazão de vapor possível de ser produzida em sistemas de cogeração com MCI e Caldeiras de Recuperação, quando em operação com gás natural, biogás e gás de síntese.

Figura 29 - Relação entre produção de vapor [$\cdot 10^{-3}$ kg/s] e potência elétrica do motor [kWe] - Caso 2



(Fonte: Elaboração própria)

Para melhor avaliação de valores, a vazão mássica de vapor produzido foi multiplicada por 10^{-3} para melhor representação gráfica na Figura (29). Por meio da linearização das curvas e considerando o ponto inicial como (0,0), ou seja, quando não houver fluxo de energia

elétrica, não haverá também fluxo de energia térmica para produção de vapor, os valores de relação entre vapor produzido e potência elétrica do motor são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 – Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 2

Combustível	$[(\cdot 10^{-3} \text{kg/s})_{\text{vapor}}/\text{kWe}]$
Gás Natural	0,1349
Biogás	0,1399
Gás de Síntese	0,1555

(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 24 possuem unidade $[(10^3 \text{kg/s})/\text{kWe}]$, o que representa quanto de vapor saturado a 0,5 MPa e 151,90°C, é capaz de ser produzido para cada kW de potência elétrica do motor escolhido caso o sistema de implantação desejado seja como o apresentado no Caso 2. Uma visão geral dos principais parâmetros das plantas de cogeração do Caso 2 pode ser observada na Tabela 24.

Tabela 24 - Eficiência global de cogeração - Caso 2

Gás Natural					
Motor	Ep	η_{el}	η_v	η_{aq}	η_G
G3406	217	33,5	14,2	9,0	56,7
G3412	253	30,3	14,1	11,7	56,1
G3508	373	32,8	13,8	10,1	56,7
G3512	564	32,5	13,4	10,9	56,8
G3516	755	33,0	13,1	11,0	57,1
G3608	1549	38,8	12,1	7,4	58,3
G3516C	1663	37,6	12,0	8,5	58,1
G3520C	2077	38,0	12,0	8,2	58,2
Biogás					
Motor	Ep	η_{el}	η_v	η_{aq}	η_G
G3406	203,34	31,4	14,8	8,7	54,9
G3412	237,07	28,4	14,7	14,3	57,4
G3508	349,52	30,7	14,4	12,5	57,6
G3512	528,50	30,4	13,9	13,5	57,8
G3516	707,48	30,9	13,5	13,6	58
G3608	1451,50	36,4	12,5	9,7	58,6
G3516C	1558,32	35,2	12,5	10,9	58,6
G3520C	1946,26	35,6	12,4	12,4	60,4

Motor	Gás de Síntese				
	Ep	η_{el}	η_v	η_{aq}	η_G
G3406	196,82	30,4	16,4	5,8	52,6
G3412	229,48	27,5	16,3	8,4	52,2
G3508	338,32	29,7	16,0	6,9	52,6
G3512	511,56	29,5	15,5	7,8	52,8
G3516	684,80	29,9	15,1	8,0	53
G3608	1404,98	35,2	13,9	5,1	54,2
G3516C	1508,38	34,1	13,9	6,1	54,1
G3520C	1883,89	34,5	13,8	5,9	54,2

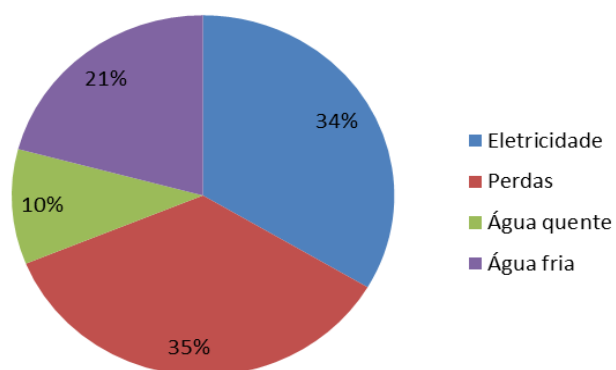
(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 24 também demonstram que o sistema de cogeração proposto para o Caso 2 é tecnicamente viável. Devido ao maior valor de PCI, o gás natural apresentou maior eficiência global devido à maior eficiência elétrica, já a eficiência térmica não difere muito entre os combustíveis, porém, quanto menor o valor de PCI dos combustíveis, maior o fluxo de combustível necessário na combustão, e conseqüentemente, maior o fluxo de gases de exaustão, o que justifica a maior eficiência térmica na produção de vapor quando utilizado o GS.

4.1.3. Resultados da Análise Termodinâmica para o Caso 3

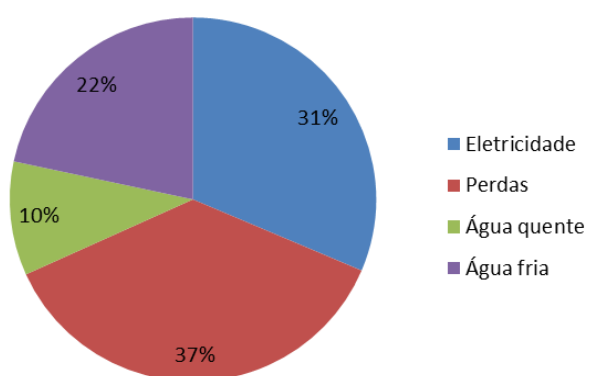
Neste caso é avaliado um sistema de cogeração cujo calor residual do MCI é recuperado para produção de água gelada para refrigeração e água quente. Tomando-se como referência o motor G3406 para apresentação dos resultados, as Figuras (30) (31) e (32) ilustram a distribuição energética do sistema de cogeração do Caso 3 para a queima de gás natural, biogás e gás de síntese, respectivamente. Estes diagramas permitem a avaliação do percentual de energia produzida pelos motores e sua conversão em energia elétrica e térmica útil, bem como avaliação das perdas em cada sistema acoplado à planta, tais como Trocador de Calor e Sistema de Refrigeração por Absorção.

Figura 30- Distribuição energética para o G3406 com gás natural – Caso 3



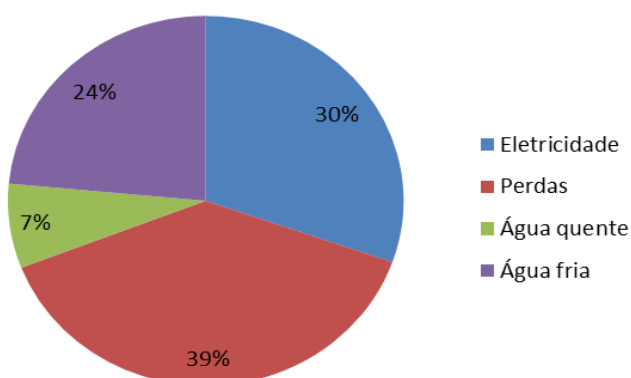
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 31 - Distribuição energética para o G3406 com biogás – Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

Figura 32 - Distribuição energética para o G3406 com gás de síntese – Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

Assim como no Caso 2 apresentado anteriormente, este sistema apresenta-se também como um sistema de tri-geração, onde há produção de eletricidade, água gelada e água quente. A análise energética do sistema, ponto a ponto, pode ser verificada nas Tabelas 25, 26 e 27 para queima do gás natural, biogás e gás de síntese, respectivamente, e considerando produção de água quente à 80°C.

Tabela 25- Variáveis do sistema para operação com gás natural - Caso 3

Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	GN	0,014	-	0,1	25,00	-
2	Ar	0,309	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,360	-	0,1	25,00	105
4	Água	0,360	-	0,1	80,00	334,9
5	GE	0,323	1,169	0,1	472,14	-
6	GE	0,323	1,112	0,1	170,00	-
7	Água fria	6,431	-	0,1	12,00	50,49
8	Água fria	6,431	-	0,1	7,00	29,49

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 26 - Variáveis do sistema para operação com biogás - Caso 3

Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	Biogás	0,035	-	0,1	25,00	-
2	Ar	0,310	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,285	-	0,1	25,00	105
4	Água	0,285	-	0,1	80,00	334,9
5	GE	0,345	1,169	0,1	464,54	-
6	GE	0,345	1,112	0,1	170,00	-
7	Água fria	6,675	-	0,1	12,00	50,49
8	Água fria	6,675	-	0,1	7,00	29,49

(Fonte: Elaboração própria)

Tabela 27 - Variáveis do sistema para operação com gás de síntese - Caso 3

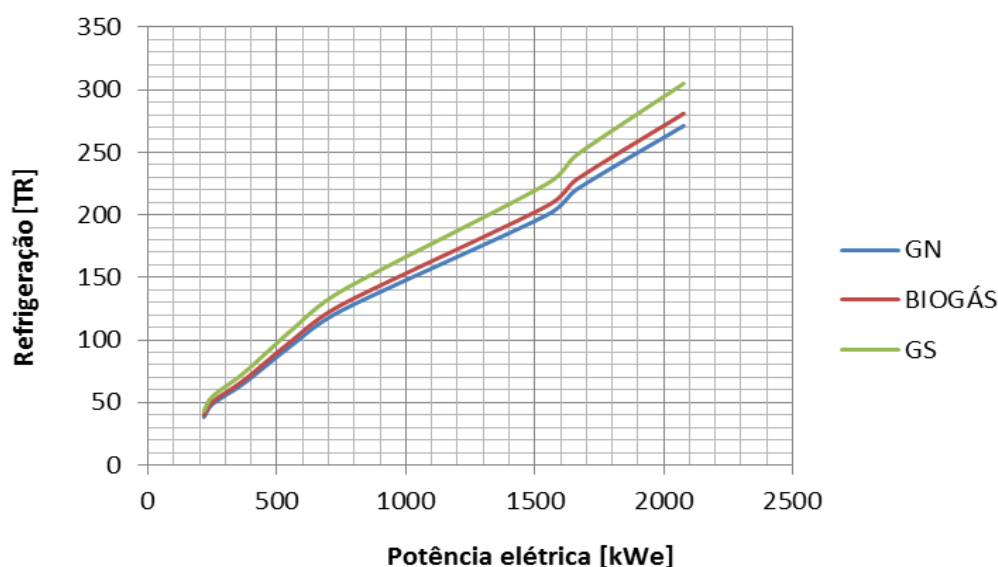
Ponto	Substância	m [kg/s]	Cp [kJ/kg.K]	P [Mpa]	Temp. [°C]	h [kJ/kg]
1	GS	0,139	-	0,1	25,00	-
2	Ar	0,250	1,004	0,1	25,00	-
3	Água	0,685	-	0,1	25,00	105
4	Água	0,685	-	0,1	80,00	334,9
5	GE	0,388	1,169	0,1	59,74	-
6	GE	0,388	1,112	0,1	170,00	-
7	Água fria	7,400	-	0,1	12,00	50,49

8	Água fria	7,400	-	0,1	7,00	29,49
---	-----------	-------	---	-----	------	-------

(Fonte: Elaboração própria)

Para que seja possível encontrar uma relação entre a produção de energia térmica, na forma de água gelada, ou seja, refrigeração, e a energia elétrica produzida no motor, a Figura (34) pode ser observada. Neste gráfico, três curvas são construídas relacionando a produção de refrigeração em unidade TR (Toneladas de Refrigeração) e a capacidade de produção elétrica do motor (kWe), para cada um dos três combustíveis propostos ($TR = kW/3,517$). Desta forma, torna-se previsível a quantidade de fluxo energético possível de ser recuperado para refrigeração em sistemas de cogeração de MCI associado a SRA, quando em operação com gás natural, biogás e gás de síntese.

Figura 33 - Relação de produção elétrica [kWe] e capacidade de refrigeração [TR] para o Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

Além da produção de água gelada para refrigeração, água quente também é produzida na recuperação de calor na jaqueta do motor, tal como apresentado no Caso 3. Por meio da linearização das curvas apresentadas na Figura (33) e considerando o ponto inicial como (0,0), ou seja, quando não houver fluxo de energia elétrica, não haverá também fluxo de refrigeração, os valores que os relaciona, para a queima de cada combustível proposto pode ser verificado na Tabela 28.

Tabela 28 - Relação entre produção térmica e elétrica para o Caso 3

Combustível	[TR/kWe]
Gás Natural	0,1350
Biogás	0,1399
Gás de Síntese	0,1519

(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 28 possuem unidade [TR/kWe], o que representa quanto de refrigeração é capaz de ser suprido na recuperação do calor dos gases de exaustão na produção de água gelada para cada kW de potência elétrica do motor escolhido, caso o sistema de implantação desejado seja como o apresentado no Caso 3. Uma visão geral dos principais parâmetros das plantas de cogeração do Caso 2 pode ser observada na Tabela 29.

Tabela 29 - Eficiência global - Caso 3

Gás Natural					
Motor	Ep	η_{el}	η_{ref}	η_t	η_G
G3406	217	33,5	20,8	10,3	64,6
G3412	253	30,3	20,7	13,1	64,1
G3508	373	32,8	20,3	11,4	64,5
G3512	564	32,5	19,6	11,9	64
G3516	755	33,0	19,1	12,0	64,1
G3608	1549	38,8	17,6	8,8	65,2
G3516C	1663	37,6	17,5	9,8	64,9
G3520C	2077	38,0	17,4	9,6	65
Biogás					
Motor	Ep	η_{el}	η_{ref}	η_t	η_G
G3406	203,34	31,4	21,6	10,1	63,1
G3412	237,07	28,4	21,5	12,7	62,6
G3508	349,52	30,7	21,0	11,1	62,8
G3512	528,50	30,4	20,4	11,9	62,7
G3516	707,48	30,9	19,8	12,0	62,7
G3608	1451,50	36,4	18,3	8,8	63,5
G3516C	1558,32	35,2	18,2	9,8	63,2
G3520C	1946,26	35,6	18,1	9,6	63,3
Gás de Síntese					
Motor	Ep	η_{el}	η_{ref}	η_t	η_G
G3406	196,82	30,4	23,5	7,4	61,3

G3412	229,48	27,5	23,3	9,9	60,7
G3508	338,32	29,7	22,8	8,4	60,9
G3512	511,56	29,5	22,1	9,3	60,9
G3516	684,80	29,9	21,5	9,4	60,8
G3608	1404,98	35,2	19,8	6,4	61,4
G3516C	1508,38	34,1	19,7	7,4	61,2
G3520C	1883,89	34,5	19,6	7,2	61,3

(Fonte: Elaboração própria)

Os resultados apresentados na Tabela 29 também demonstram que o sistema de cogeração proposto para o Caso 3 é tecnicamente viável. Assim como nos casos anterior, devido ao maior valor de PCI, o gás natural apresentou maior eficiência global com maior eficiência elétrica, já a eficiência térmica não difere muito entre os combustíveis. Porém, assim como observado nos resultados do Caso 2, quanto menor o valor de PCI dos combustíveis, maior o fluxo de combustível necessário na combustão, e consequentemente, maior o fluxo de gases de exaustão, o que justifica a maior eficiência térmica na produção de água gelada quando utilizado o GS.

4.2. ANÁLISE ECONÔMICA

Quando se trata de análise econômica, é importante salientar, que os preços de ambos os produtos comprados e vendidos influenciam muito os resultados. Além disso, os preços da eletricidade e combustíveis estão passíveis de flutuações e incertezas, principalmente devido ao valor do dólar frente à moeda nacional, que se encontra em um momento de grande instabilidade. Considerando isso, a Tabela 30 apresenta os preços e custos determinados e adotados conforme descrito no capítulo 4. A taxa de câmbio aplicada é de 3,453 R\$/ US\$, de junho de 2016.

Tabela 30 - Preços e custos relacionados à análise econômica

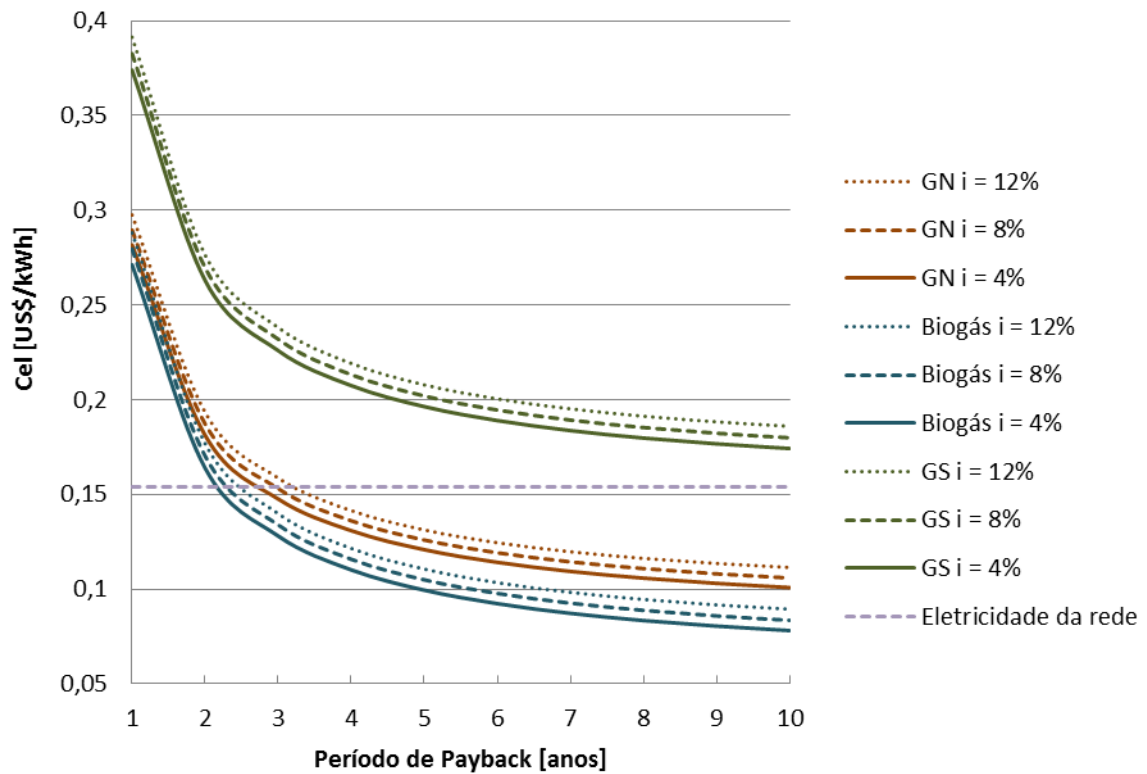
Descrição	Símbolo	Valor	Fonte
Coeficiente of Performance	COP [-]	1,20	-
Custo do gás natural	C_{GN} [US\$/kWh]	0,033	Comgás (2016)
Custo do biogás	C_{Bio} [US\$/kWh]	0,019	Kunt (2016)
Custo do gás de síntese	C_{GS} [US\$/kWh]	0,064	Boloy, et al. (2011)
Custo de manutenção da caldeira de água quente	$C_{m,cc1}$ [US\$/kWh]	0,004	-
Custo de manutenção da caldeira de vapor	$C_{m,cc2}$ [US\$/kWh]	0,008	Kunt (2016)
Eficiência da caldeira convencional	η_{cc} [-]	0,85	Silveira, et al. (2012)
Horas de funcionamento da planta	H [horas/ano]	7300	-
Preço da eletricidade na rede	C_{ele} [US\$/kWh]	0,154	MME (2015) - Balanço Energético Nacional
Preço do óleo combustível	P_{oleo} [US\$/kWh]	0,0362	U.S. Energy Information Administration (2016)
Massa específica gás natural	d_{GN} [kg/m ³]	0,824	-
Massa específica biogás	d_{Bio} [kg/m ³]	1,191	-
Massa específica gás de síntese	d_{GS} [kg/m ³]	1,142	-
Taxa cambial	[R\$/US\$]	3,453	Junho de 2016

(Fonte: Elaboração própria)

4.2.1. Resultados econômicos para o Caso 1

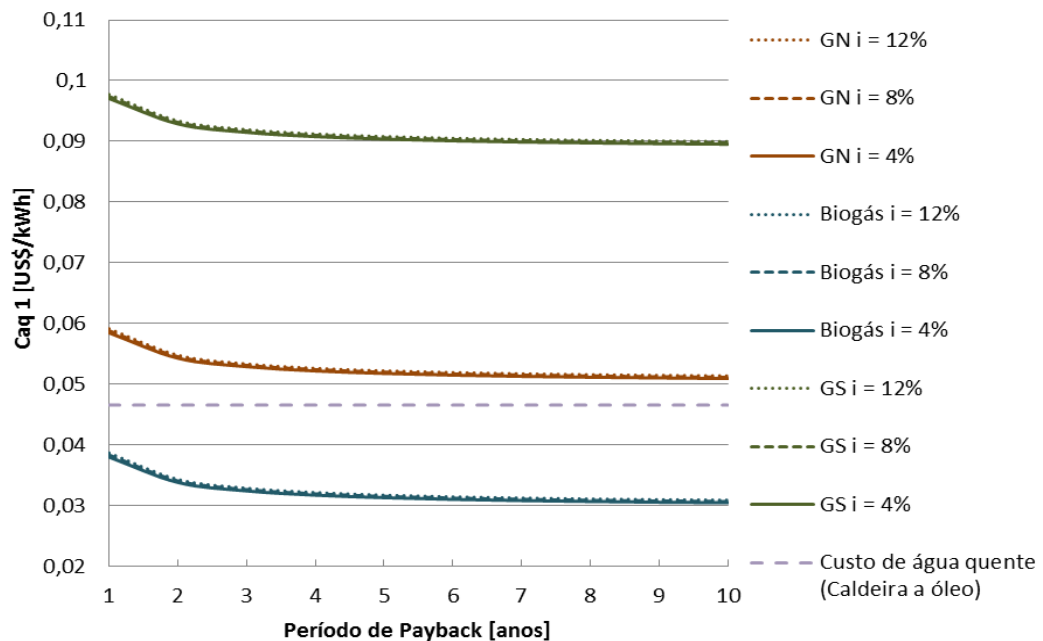
Os custos de produção determinada de energia elétrica e água quente neste caso são calculados para o combustível gás natural, biogás e gás de síntese nas Figuras (34) e (35), com a variação da taxa de juros anual entre 4%, 8% e 12% em comparação com o preço da eletricidade na rede e da água quente em sistemas convencionais de produção. A eficiência global dos sistemas é muito semelhante, sendo assim, os custos de produção são influenciados principalmente pelos custos de combustível e a taxa de juros anual.

Figura 34 - Custo de eletricidade produzida por cogeração - Caso 1



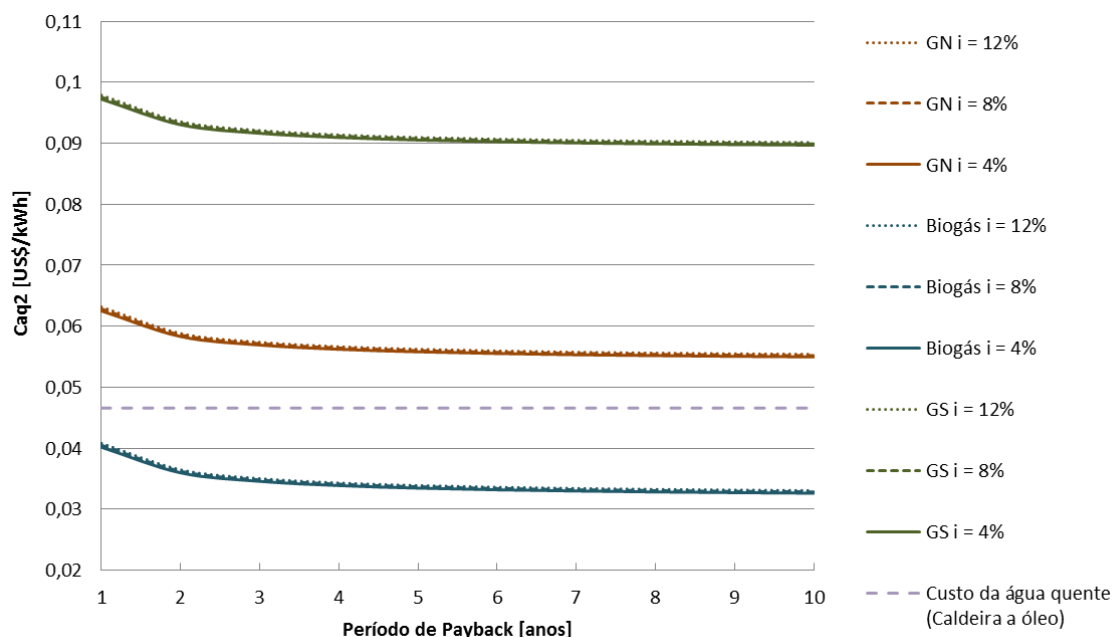
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 35 - Custo de produção de água quente no TC1 pelo sistema de cogeração - Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

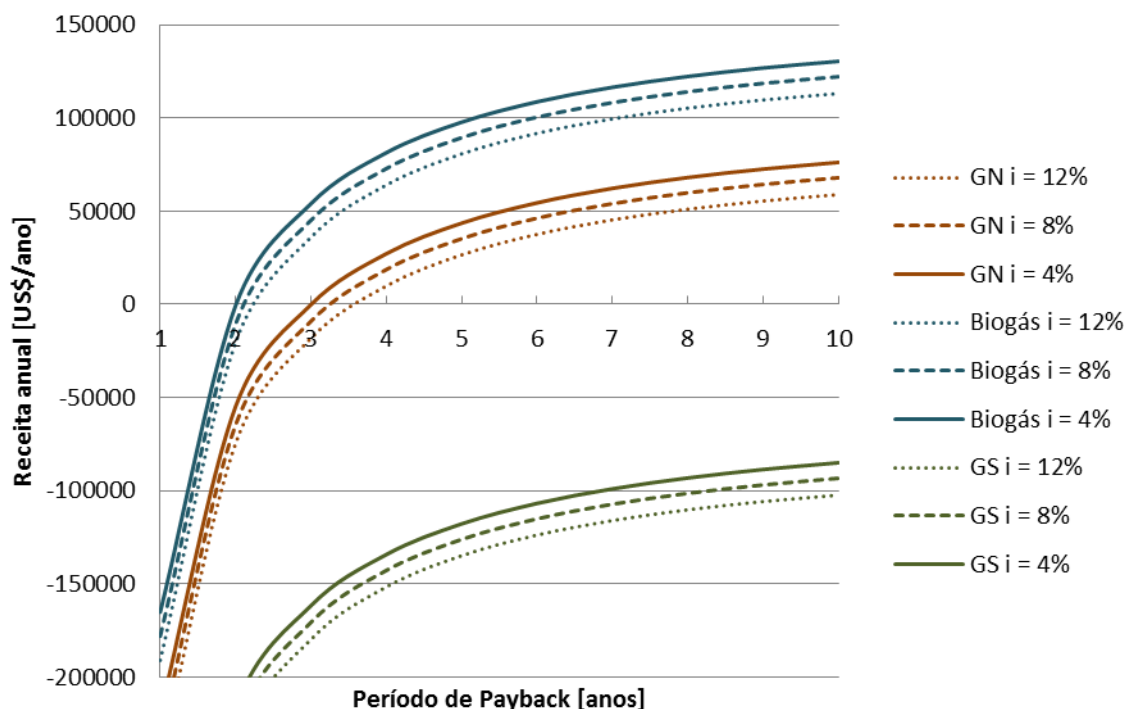
Figura 36 - Custo de produção de água quente no TC2 pelo sistema de cogeração - Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

Os custos de produção, tanto de eletricidade quanto de água quente, diminuem ao longo dos anos, pois, apesar de os custos de combustível ser adotados como valores constantes, o custo relacionado ao investimento inicial na planta reduz com o tempo de acordo com a taxa de amortização (6%, 8% e 12%). Este comportamento é relacionado ao fator de anuidade, que é dependente da taxa anual de juros considerada. Além disso, outro fator que influencia a distribuição das curvas de custos de produção é o período de operação anual da planta (H), considerado neste estudo como um valor fixo de 7300 h/ano. A Figura (37) ilustra a receita anual esperada para os três combustíveis em operação no Caso 1, em função do período de retorno dos investimentos (Payback).

Figura 37 - Receita anual esperada em função do período de Payback - Caso 1



(Fonte: Elaboração própria)

O período de retorno de investimentos, para os três tipos de combustível em operação na planta proposta no Caso 1, é apresentado na Figura (37), dependendo da variação da taxa de juros anual. No caso do Biogás e Gás Natural, o período de retorno de investimentos (Payback) está em torno de 2 anos para o primeiro e entre 3 e 4 anos para o segundo, já para Gás de Síntese (GS), esta faixa é muito superior, sendo considerado inviável. Isto ocorre porque o processo de produção de GS por gaseificação de biomassa é complexo e, portanto, de custo mais elevado, colocando-o em último lugar quanto à viabilidade financeira. Desta forma, com a situação atual de custo, a operação do motor G3406 da Caterpillar pode ser considerada viável em operação com biogás ou gás natural em investimentos no Brasil.

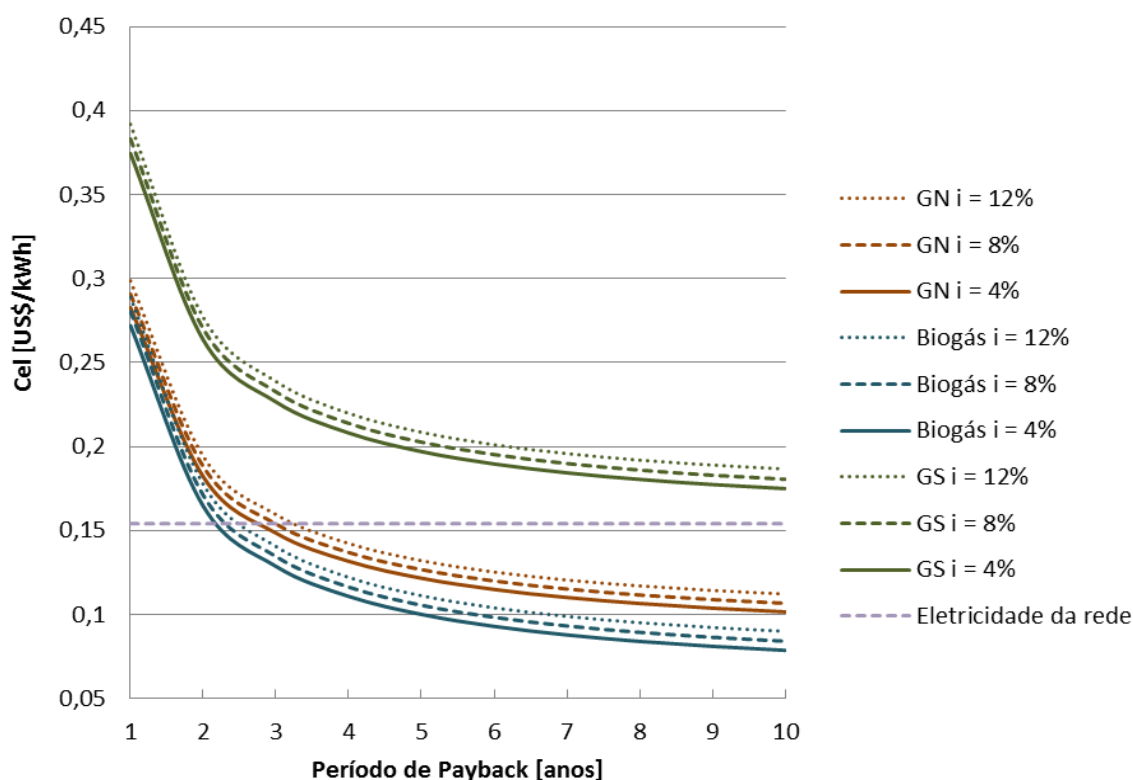
Devido ao baixo custo estimado de biogás, este cenário é o que oferece maior economia anual na instalação da planta proposta para o Caso 1, e retorno de investimento mais rápido. Os períodos de retorno para a operação de biogás para todas as taxas de juros anuais consideradas são de aproximadamente 2 anos. Isto mostra que o biogás queimando no motor G3406 da Caterpillar é economicamente viável e recomendável para investimento autônomo, considerando que não há transporte de biogás, ou seja, ele é produzido e utilizado no mesmo local para APE (Auto Produtoras de Energia). Desta forma, a configuração utilizando biogás é

principalmente indicada para locais afastados da rede de abastecimento onde haja disponibilidade de biomassa e facilidade de produção de biogás.

4.2.2. Resultados econômicos para o Caso 2

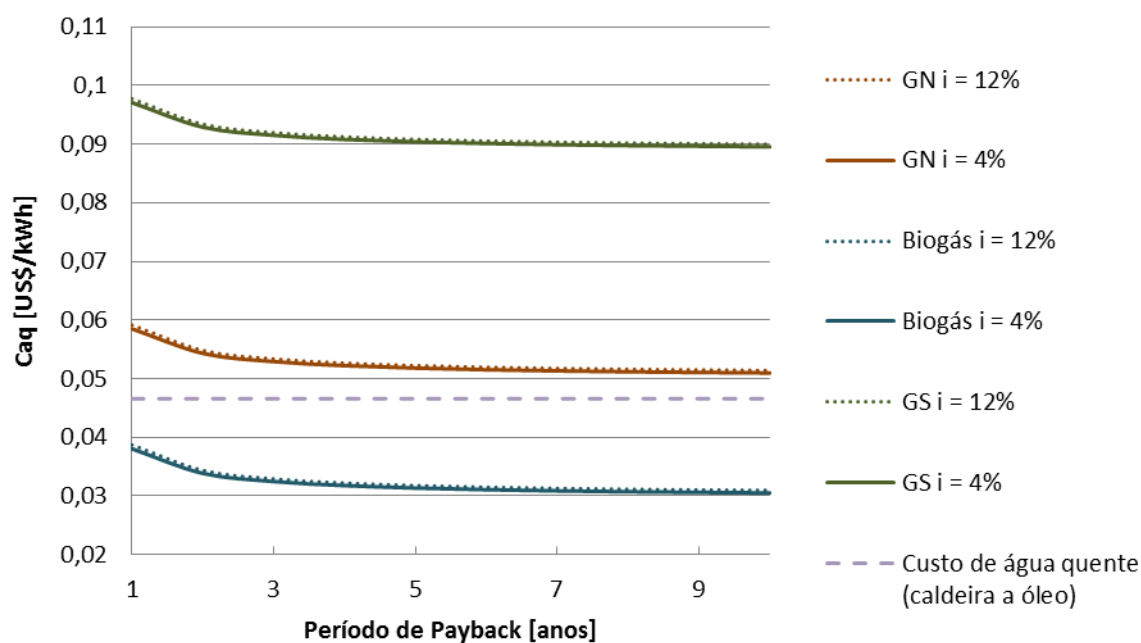
O sistema proposto para o Caso 2 é um sistema de tri-geração, ou seja, existe geração de 3 produtos por meio da queima de um mesmo combustível, sendo eles: eletricidade, água quente e vapor. Os custos de produção de energia elétrica, água quente e vapor, são ilustrados para o combustível gás natural, biogás e gás de síntese nas Figuras (38) (39) e (40), com a variação da taxa de juros anual entre 4%, 8% e 12%. A eficiência global dos sistemas é muito semelhante, sendo assim, os custos de produção são influenciados principalmente pelos custos de combustível e a taxa de juros anual.

Figura 38 - Custo de produção de eletricidade para o Caso 2



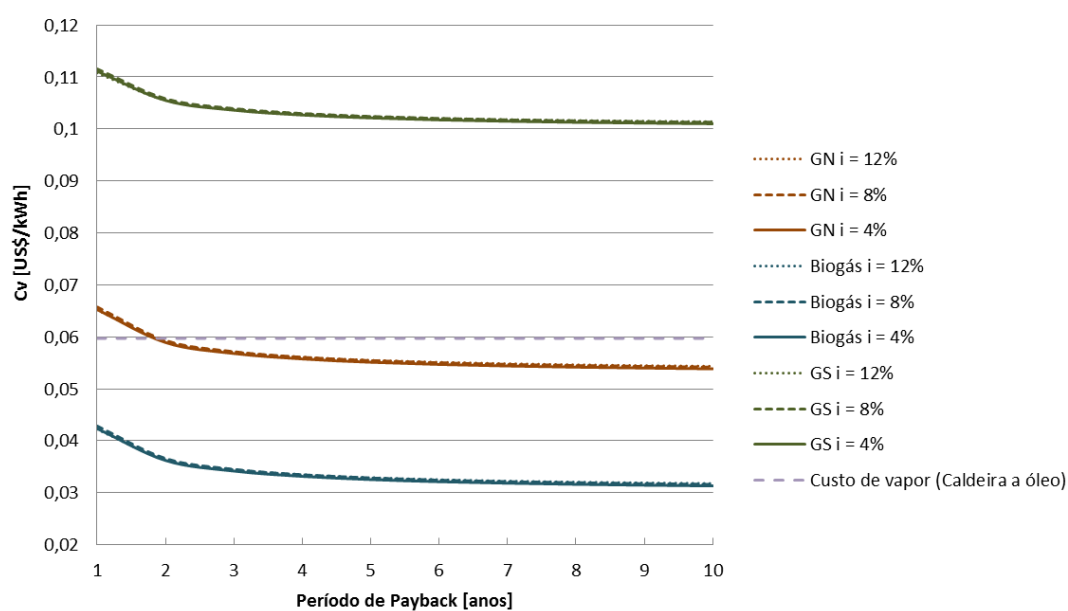
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 39 - Custo de produção de água quente para o Caso 2



(Fonte: Elaboração própria)

Figura 40 - Custo de produção de vapor para o Caso 2

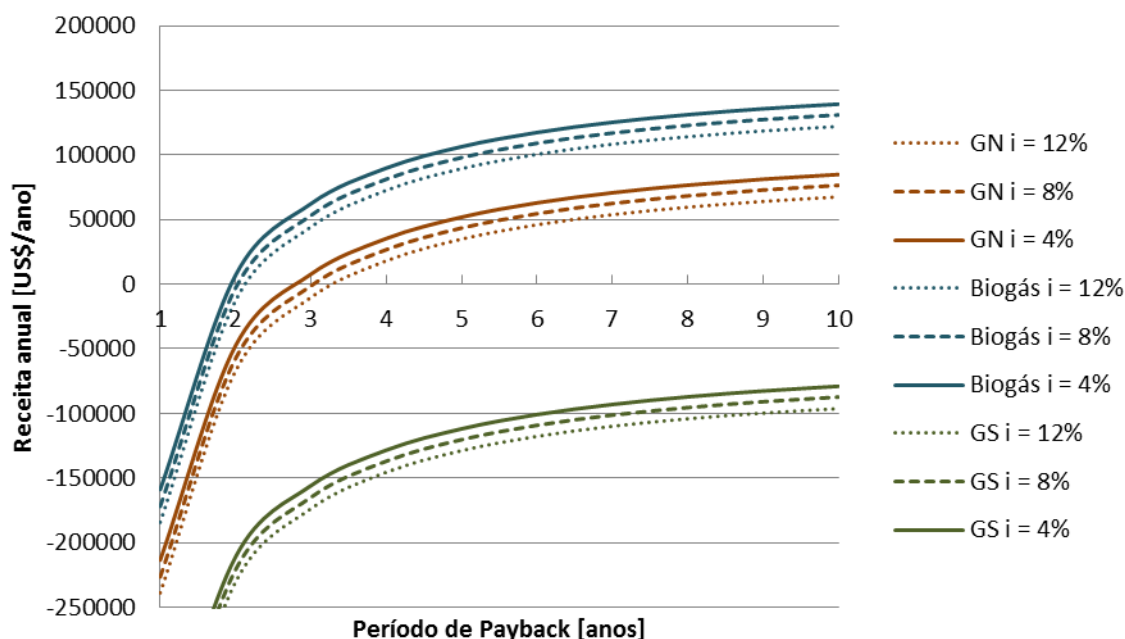


(Fonte: Elaboração própria)

Os custos de produção, tanto de eletricidade quanto de água quente e vapor, assim como no Caso 1, diminuem ao longo dos anos. Este comportamento é também relacionado ao fator

de anuidade, que depende da taxa anual considerada e do período de operação anual da planta (H), considerado neste estudo como um valor fixo de 7300 h/ano. A Figura 41 ilustra a receita anual esperada para os três combustíveis em operação no Caso 2, em função do período de retorno dos investimentos.

Figura 41 - Receita anual esperada para o Caso 2



(Fonte: Elaboração própria)

O período de retorno de investimentos, para os três tipos de combustível em operação na planta proposta no Caso 2, é apresentado na Figura 41, com a variação da taxa de juros anual. No caso do Biogás, o período de retorno de investimentos é em torno de 2 anos, para qualquer taxa de juros de amortização de investimentos considerada, enquanto para o GN, este período sobe para pouco mais de 3 anos, o que ainda representa um atrativo período de retorno. Isto acontece porque a ComGás oferece condições muito favoráveis de tarifas quando aplicado à plantas de cogeração, o que faz com que o gás natural seja também viável financeiramente. Portanto, com a situação atual de custo, a operação do motor G3406 da Caterpillar pode ser considerada viável para investimentos no Brasil operando com gás natural ou biogás.

Mais uma vez o biogás, devido ao baixo custo de produção considerado, apresenta maior economia financeira e retorno de investimento mais rápido. Os períodos de retorno para a operação de biogás para todas as taxas de juros anuais consideradas são de menos de 3 anos. Isto mostra que o biogás queimando no motor G3406 da Caterpillar é economicamente viável

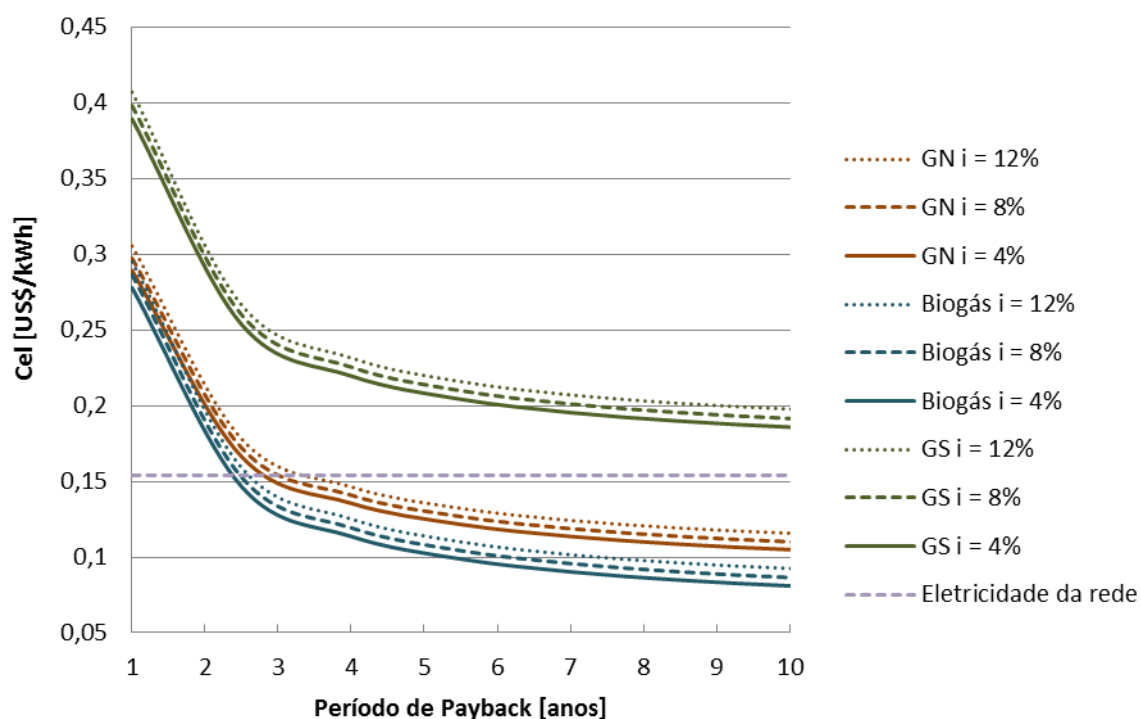
e recomendável para investimento autônomo, considerando que não há transporte de biogás, ou seja, ele é produzido e utilizado no mesmo local para APE (Auto Produtoras de Energia). Desta forma, a configuração utilizando biogás é principalmente indicada para locais afastados da rede de abastecimento onde haja disponibilidade de biomassa e facilidade de produção de biogás.

O alto custo de produção do gás de síntese inviabiliza a utilização deste para o Caso 2. O período de Payback para este combustível não é verificado antes dos primeiros 10 anos de operação da planta, independente da taxa de juros considerada. Além disso, de acordo com Gerssen-Gondelach, et al. (2014), é uma tecnologia comercial precoce e não tão bem estabelecido como a digestão anaeróbica. Devido a isso, a operação do sistema com gás de síntese é economicamente inviável para este sistema de cogeração, sendo apresentado com custos e períodos de retorno de investimento muito superiores ao gás natural e biogás.

4.2.3. Resultados econômicos para o Caso 3

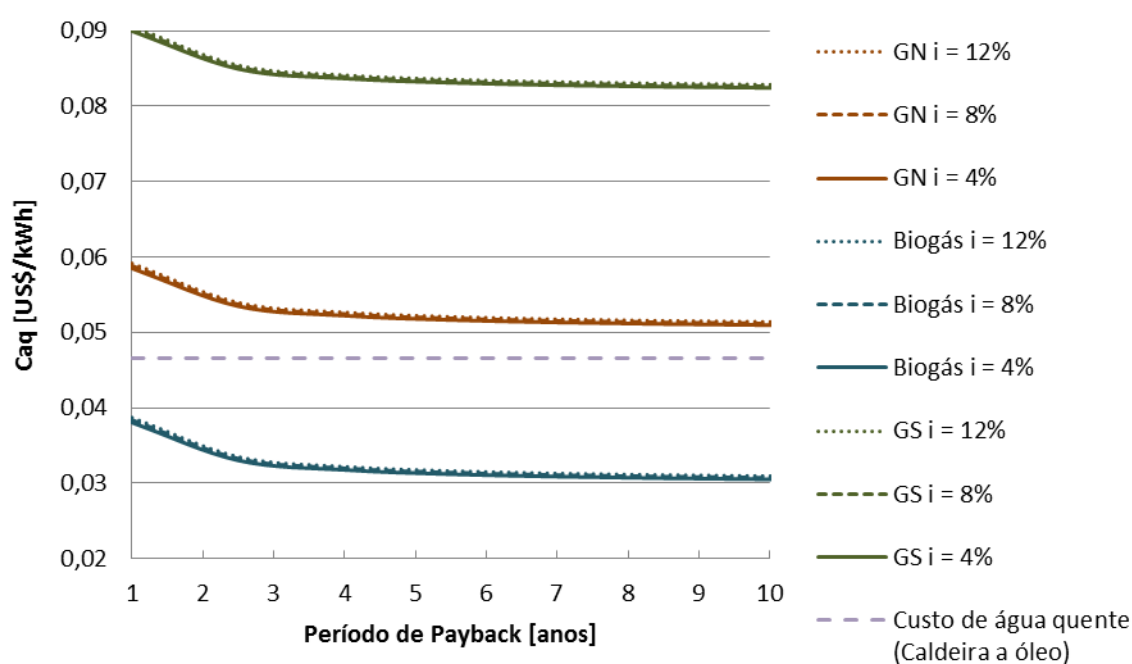
O sistema proposto para o Caso 3 é um sistema de tri-geração, ou seja, existe geração de 3 produtos por meio da queima de um mesmo combustível, sendo eles: eletricidade, água quente e água gelada. Os custos de produção de energia elétrica, água quente e água gelada, são ilustrados para o combustível gás natural, biogás e gás de síntese nas Figuras (42) (43) e (44), com a variação da taxa de juros anual entre 4%, 8% e 12%. A eficiência global dos sistemas é muito semelhante, sendo assim, os custos de produção são influenciados principalmente pelos custos de combustível e a taxa de juros anual.

Figura 42 - Custo de produção de eletricidade para o Caso 3



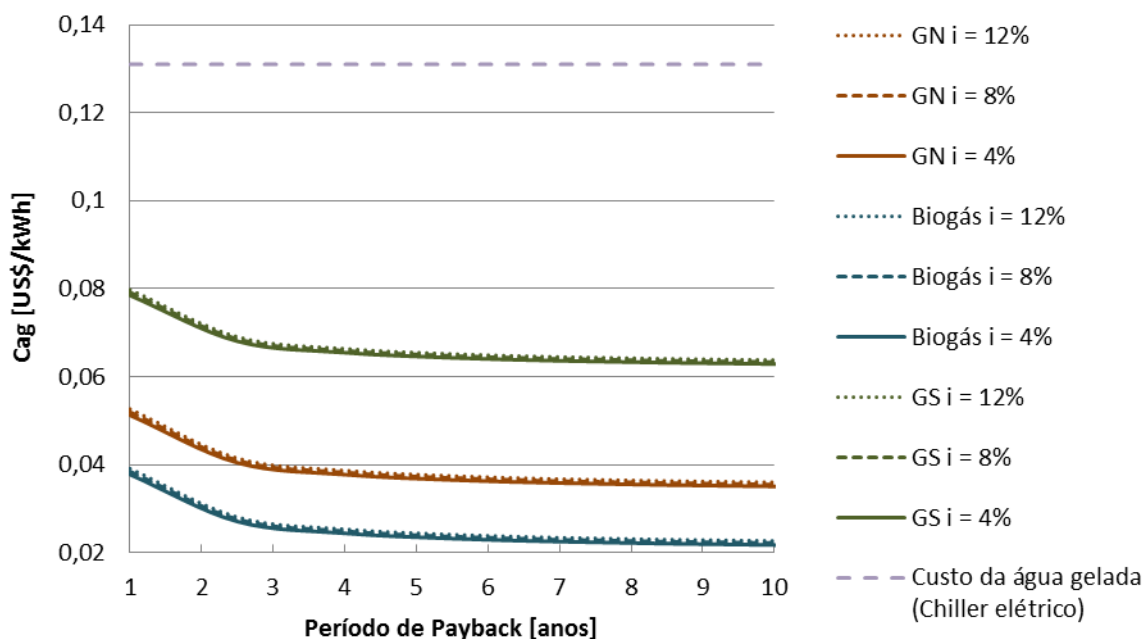
(Fonte: Elaboração própria)

Figura 43 - Custo de produção de água quente para o Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

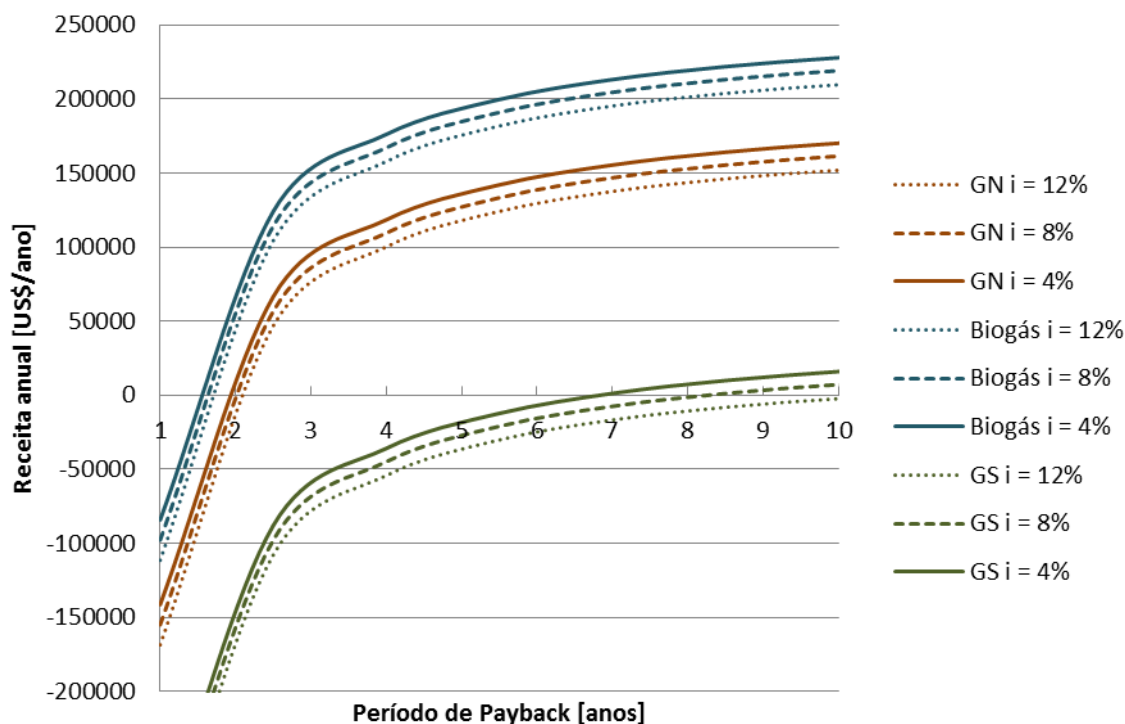
Figura 44 - Custo de produção de água gelada para o Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

Os custos de produção, tanto de eletricidade quanto de água quente e gelada, assim como no Caso 1 e 2, diminuem ao longo dos anos. Este comportamento é também relacionado ao fator de anuidade, que depende da taxa anual considerada e do período de operação anual da planta (H), considerado neste estudo como um valor fixo de 7300 h/ano. A Figura 45 ilustra a receita anual esperada para os três combustíveis em operação no Caso 3, em função do período de retorno dos investimentos.

Figura 45 - Receita anual esperada para o Caso 3



(Fonte: Elaboração própria)

O período de retorno de investimentos, para os três tipos de combustível em operação na planta proposta no Caso 3, é apresentado na Figura 46, com a variação da taxa de juros anual. Para este caso, todos os combustíveis apresentam-se viáveis para operação no motor G3406 da Caterpillar, ressaltando que a viabilidade do gás de síntese depende da taxa de juros considerada, pois para taxa superiores a 8%, quando o período de retorno encontra-se em 9 anos, a implantação pode ser inviabilizada. Esta maior viabilidade financeira frente aos demais sistemas ocorre porque o custo da produção de água gelada por sistemas elétricos é caro se comparado ao SRA.

Mais uma vez o biogás, devido ao baixo custo de produção considerado, apresenta maior economia financeira e retorno de investimento mais rápido. Os períodos de retorno para a operação de biogás para todas as taxas de juros anuais consideradas são de aproximadamente 1 ano. Isto mostra que o biogás queimando no motor G3406 da Caterpillar é economicamente viável e recomendável para investimento autônomo, considerando que não há transporte de biogás, ou seja, ele é produzido e utilizado no mesmo local para APE (Auto Produtoras de Energia). Desta forma, a configuração utilizando biogás é principalmente indicada para locais

afastados da rede de abastecimento onde haja disponibilidade de biomassa e facilidade de produção de biogás.

4.3. ANÁLISE ECOLÓGICA

As emissões de poluentes (CO₂, SO₂ e NO_x) e o CO₂-equivalente para NG, biogás e gás de síntese são apresentados na Tabela 32, em kg por kg de combustível. Para a interpretação da tabela 32, é importante lembrar que, devido ao PCI dos combustíveis, o combustível GN possui menor fluxo mássico (0,0137 kg/s), o biogás apresenta um combustível de fluxo médio (0,0345 kg/s) e o gás de síntese o maior fluxo de combustível (0,138 kg/s).

Tabela 31 - Emissões de poluentes

	[CO ₂]	[SO ₂]	[NO _x]	[MP]	[CO ₂] _e
Gás Natural	2,691	2,275.10 ⁻⁵	0,00823	0,000291	10,98859
Biogás	0,165	1,199.10 ⁻⁵	0,00308	0,000202	3,290467
Gás de Síntese	0,093	2,820.10 ⁻⁵	0,00216	0,000211	2,307386

(Fonte: Elaboração própria)

Como resultado, devido ao seu maior valor de aquecimento, o GN tem as maiores emissões de NO_x por kg de combustível. As emissões de biogás e gás de síntese são ajustadas devido ao ciclo de vida da biomassa. Portanto, suas emissões de CO₂ são muito mais baixas do que as de gás natural. Isto também reflete diretamente na determinação do [CO₂]_e utilizado para calcular o indicador de poluição e a eficiência ecológica. Os indicadores de poluição e eficiências ecológicas dos três Casos para o motor G3406 são apresentados na Tabela 33, para os três combustíveis. Para ajudar a entender e classificar os valores, os índices referente ao hidrogênio, considerado o mais limpo dos combustíveis, e do enxofre, considerado mais poluente, são incluídos na tabela.

Tabela 32 - Indicador de poluição e eficiência ecológico - Casos 1, 2 e 3

	Π_g [kg/MJ]	ϵ Caso 1	ϵ Caso 2	ϵ Caso 3
Gás Natural	0,2335	0,8583	0,8469	0,8613
Biogás	0,1763	0,8851	0,8746	0,8879
Gás de Síntese	0,4941	0,7435	0,7239	0,7487
Hidrogênio*	0,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Enxofre*	134,0000	0,0000	0,0000	0,0000

(Fonte: Elaboração própria) *(CORONADO, et al. 2009)

Como resultado, pode-se observar por meio da Tabela 33, que o combustível mais eficiente ecologicamente é o biogás, para qualquer dos casos analisados. Estes valores se devem principalmente à maior eficiência global, se comparado ao gás de síntese, e à menor concentração de SO_2 e MP. O gás natural apresenta-se como o mais poluente entre os três combustíveis estudados, considerando o ciclo de vida dos biocombustíveis provenientes da biomassa.

Capítulo 5. CONCLUSÕES E SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

As análises realizadas mostram que o motor G3406 Caterpillar com uma potência nominal de 217 kW é tecnicamente viável para operação com os três combustíveis em todos os casos estudados. Isto acontece porque as adaptações de MCI para operação com biocombustíveis gasosos não necessitam grandes modificações e é possível que a operação se mantenha em altas eficiências, independente do combustível utilizado. As eficiências energéticas determinadas correspondem com a literatura e estão no intervalo esperado para MCI aplicado à cogeração de energia.

O Caso 3 apresentou-se como o mais eficiente dentre os casos estudados. Isto porque o SRA considerado é um sistema de duplo efeito, melhorando a recuperação do calor dos gases de exaustão desprendidos pelo motor. Além disso, é importante observar que, embora em todos os casos a operação com GN seja a mais eficiente, a recuperação de calor para produção de vapor e refrigeração é mais eficiente na operação com GS e Biogás, devido à maior vazão de gases de exaustão e consequente maior desprendimento de calor neste local.

Para os três casos foi possível determinar uma relação entre o subproduto gerado na cogeração e a capacidade elétrica dos MCI considerados. Desta forma, para a faixa de aplicação de MCI considerada nesta dissertação, a taxa de recuperação de calor na forma de água quente é de 1,330 [kWt/kWe] para operação com gás natural, 1,1567 [kWt/kWe] para o biogás e 1,0436 [kWt/kWe] para o gás de síntese, já para produção de vapor a 0,5 MPa e 151,90°C (vapor saturado), a taxa de produção é de 0,1349 [($\cdot 10^{-3}$ kg/s)/kWe] para o gás natural, 0,1399 [($\cdot 10^{-3}$ kg/s)/kWe] para o biogás e 0,1555 [($\cdot 10^{-3}$ kg/s)/kWe] para o gás de síntese. Quanto à refrigeração, a taxa de produção para cada kWe de capacidade do MCI, os valores encontrados foram 0,1350 [TR/kWe], 0,1399 [TR/kWe] e 0,1519 [TR/kWe], respectivamente. Desta forma, dependendo da necessidade de cogeração, pode-se prever a capacidade de produção de água quente, vapor e refrigeração em função da capacidade nominal do motor a ser instalado.

Economicamente, o biogás demonstrou-se o mais viável entre os combustíveis propostos para os três casos estudados. Isto porque a tecnologia utilizada em sua produção já é bastante conhecida, o que torna seu custo reduzido, e considera-se utilização em APE, ou seja, não haverá necessidade de transporte de combustível, sendo utilizado no mesmo local onde é produzido. O gás natural apresenta-se também viável para todos os casos, principalmente

devido ao incentivo dado pela Comgas na utilização deste combustível em plantas de cogeração de energia.

Já o gás de síntese, é viável para o caso 3, porém ainda com alto valor se comparados aos demais. Isto acontece porque a tecnologia de gaseificação da biomassa é ainda pouco estabelecida e com alto valor de investimento, tornando cara a produção deste combustível, mesmo que em APE (Auto Produtoras de Energia).

Por um lado, o preço do petróleo e, conseqüentemente, do gás natural, tem aumentado nos últimos anos, apesar do incentivo na operação de plantas de cogeração, que reduz drasticamente o preço pago pelo consumo de gás natural. Já o preço da eletricidade no Brasil, que é predominantemente produzida em centrais hidroelétricas, apresenta os preços de energia elétrica sem aumentos significativos. Como resultado, os sistemas de cogeração com MCI operando com GN podem variar em viabilidade econômica conforme flutuações no mercado. O preço de biogás, no entanto, é estimado inferior ao preço de GN, assim, as centrais de cogeração provaram ser economicamente muito viáveis (para todas as taxas de juros anuais analisadas) com curtos períodos de retorno e alta receita anual esperada. De forma geral, as plantas em operação com biogás são limitadas apenas pela forma de produção do biocombustível e disponibilidade de biomassa.

O preço do gás de síntese adotado é superior ao preço do GN. Conseqüentemente, a operação com este combustível não é economicamente viável para a maioria dos sistemas de cogeração com MCI propostos. De acordo com Gerssen-Gondelach et al. (2014), a produção de gás de síntese por meio da gaseificação ainda é uma tecnologia comercial muito recente, e os preços são portanto, susceptíveis de redução no futuro, por meio de desenvolvimento e conhecimento, tendo grandes chances de se tornar economicamente viável em um futuro próximo.

Em relação às emissões de poluentes dos gases de exaustão, considerando o ciclo de vida do CO₂ para os biocombustíveis, a operação com biogás foi determinada como a mais eficiente ecologicamente, seguida pelo gás de síntese e posteriormente o gás natural, considerado o mais limpo entre os combustíveis fósseis. O gás de síntese tem uma eficiência ecológica menor que biogás, devido à sua maior concentração de CO₂ e as emissões de NO_x.

Resumindo todos os resultados, as plantas de cogeração propostas preveem uma maior viabilidade global operando com biogás. Do ponto de vista técnico, é importante considerar a otimização do sistema, bem como as alterações necessárias no motor. Além disso, a operação com biogás ofereceu os menores valores para as emissões de poluentes e, portanto, a mais alta

eficiência ecológica. O biogás foi determinado como um combustível muito atraente que promete alta receita anual e pode contribuir simultaneamente para a redução do aquecimento global e combater o iminente esgotamento dos combustíveis fósseis.

Finalmente, como sugestão de trabalhos futuros, propõe-se:

- Análise exergética dos sistemas a fim de conhecer as eficiências exergéticas, as irreversibilidades e as destruições exergéticas nos sistemas;
- Análise termoeconômica dos sistemas a fim de se determinar os custos e receita anual em base exergética e utilizando a Segunda Lei da Termodinâmica;
- Refazer o estudo ambiental considerando as emissões de CO₂ associada a cadeia produtiva do gás natural (extração e produção no refino do petróleo).

REFERÊNCIAS

- ABDESHAHIAN, P. ; LIM, J. S. ; HO, W. S. ; HASHIM, H. ; LEE, A. T. **“Potential of biogas production from farm animal waste in Malaysia”**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, 2016. v. 60 p. 714-723.
- ANEEL. **Resolução normativa nº 569, de 23 de julho de 2013**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/resultado/ren2013569.pdf>
Acesso em 01/04/2016.
- ANP. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2015**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/?pg=76798&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&1463746199561>
Acesso em 10/04/2016.
- ANTUNES, J. S. **“Código computacional para análise de sistemas de cogeração com turbinas a gás”**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 1999.
- ATNAW, S. M. ; SULAIMAN, S. A. ; YUSUP, S. **“Syngas production from downdraft gasification of oil palm fronds”**. Energy. Elsevier, 2013. v. 61 p. 491-501.
- BELAISSAOUI, B. ; CLAVERIA-BARO, J. ; LORENZO-HERNANDO, A. ; ZAIDIZA, D. A. ; CHABANON, C. ; CASTEL, C. RODE, S. ; ROIZARD, D. ; FAVRE, E. **“Potentialities of a dense skin hollow fiber membrane contactor for biogas purification by pressurized water absorption”**. Journal of Membrane Science. Elsevier, 2016. v. 513 p. 236-249.
- BOEHM, F. R., **Desing analysis of thermal systems**. Editora John Weley & Sons, USA, 173p., (1987).
- BOLOY, R. A. M. **“Simulação computacional de gaseificação de madeira de pequeno porte empregando um gaseificador downdraft”**. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2010.
- BOLOY, R. A. M., SILVEIRA, J.L., TUNA, C.E., CORONADO, C.R., ANTUNES, J.S. **Ecological impacts from syngas burning in internal combustion engine: Technical and economic aspects**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2011. v.15 p.5194-5201.
- BROER, K. M. ; WOOLCOCK, P. J. ; JOHNSTON, P. A. ; BROWN, R. C. **“Steam/oxygen gasification system for the production of clean syngas from switchgrass”**. Fuel. Elsevier, 2015. v. 140 p. 282-292.
- BRIZI, F. ; SILVEIRA, J.L. ; DESIDERI, U. ; REIS, J.A. ; TUNA, C.E. ; LAMAS, W.Q. **Energetic and economic analysis of a Brazilian compact cogeneration system: Comparison between natural gas and biogas**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2014. v.38 p.193-211.

BRUNO, J. C.; FERNANDEZ, F.; CASTELLS, F.; GROSSMANN. **“A rigorous MINLP model for the optimal synthesis and operation of utility plants”**. Institution of Chemical Engineers. 1998. Part A. v. 76.

CAPUTO, A. C.; MELO, H. P. **“A industrialização brasileira nos anos de 1950: uma análise da instrução 113 da SUMOC”**. Estudos Econômicos (São Paulo): 2009. vol.39 nº 3.

CARVALHO, M. A. S. **“Avaliação de um motor de combustão interna ciclo otto utilizando diferentes tipos de combustíveis”**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal da Bahia, 2011.

CARVALHO JUNIOR, J. A.; LACAVA, P. T. **“Emissões em processos de combustão”**, São Paulo - Brasil: Editora UNESP, 135 p., 2003.

CARDU, M.; BAICA, M. **“Regarding a global methodology to estimative the energy-ecologic efficiency of thermalpower plants”**. Energy Conversion and Management. 1999a. v. 40 p. 71-87.

CATERPILLAR. **Resumo de dados de catálogo da série de geradores a gás – CAT. CATERPILLAR**. Disponível em:
<http://s7d2.scene7.com/is/content/Caterpillar/LEXE0422-04>

CELADOR, C.; ERKOREKA, A.; ESCUDERO, K. M.; SALA, J. M. **Feasibility of small-scale gas engine- based residential cogeneration in Spain**. Energy Policy: 2011. v.39 p. 3813-3821.

Cogeração comercializadora de energia Ltda. Disponível em:
<http://www.cogeracao.com.br/cogeracaoEnergia.php>
 Acesso em 10 de dezembro de 2015.

COMGÁS. **Website da Comgás: dados do gás natural**. 2015. Disponível em:
<http://www.comgas.com.br/pt/gasNatural/conhecaGasNatural/Paginas/a-composicao.aspx>
 Acesso em 10 de novembro de 2015.
 Tarifas do Gás Natural para cogeração. 2016. Disponível em:
<http://www.comgas.com.br/pt/nossosServicos/Tarifas/Paginas/coogeracao.aspx>
 Acesso em 08 de agosto de 2016.

CORONADO, C.R., YOSHIOKA, J.T., SILVEIRA, J.L. **Electricity, hot water and cold water production from biomass. Energetic and economic analysis of compact system of cogeneration run with woodgas from a small gasifier**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2011. v.36 p. 1861-1868.

CORONADO, C.R., CARVALHO, J.A.Jr, YOSHIOKA, J.T., SILVEIRA, J.L. **Determination of ecological efficiency in internal combustion engines: The use of biodiesel**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2009. v.29 p.1887-1892.

CORONADO, C.J.R. **Análise Técnico-Econômica de um Gaseificador de Biomassa para acionamento de um sistema compacto de cogeração.** Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2007.

CORONADO, C.R., CARVALHO, J. A. Jr, QUISPE, C. A. SOTOMONTE, C. R. **Ecological efficiency in glycerol combustion.** Applied Thermal Energy: 2014. v. 63 p. 97-104.

COTANA, F.; CAVALAGLIOA, G. ; PETROZZIAN, A. ; COCCIA, V. **Lignocellulosic biomass feeding in biogas pathway: state of the art and plant layouts.** Energy Procedia, Elsevier, 2015. v. 81 p. 1231-1237.

DENG, J.; WANG, R. Z.; HAN, G. Y. **A review of thermally activated cooling technologies for combined cooling, heating and power systems.** Progress in energy and combustion science. Elsevier: 2011 v. 37 p. 172-203.

EHYAI, M.A.; AHMADI, P.; ATABI, F.; HEIBATI, M. R.; KHORSHIDVAND, M. **Feasibility study of applying internal combustion engines in residential buildings by exergy, economic and environmental analysis.** Energy and buildings. Elsevier: 2012. v. 55 p. 405-413.

FONG, K. F. ; LEE, C. K. **Performance analysis of internal-combustion-engine primed trigeneration systems for use in high-rise office buildings in Hong Kong.** Applied Energy. Elsevier: 2015 v. 160 p. 793-801.

Global Status Report. **REN21 – Renewable energy policy network for 21th century.** Renewables: 2010. 80p.

GERSSSEN-GONDELACH, S. J.; SAYGIN, D.; WICKE, B.; PATEL, M. K.; FAALJ, A. P. C. **Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials.** Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2014. v. 40 p. 964-998.

GOVONI, J. B. **Análise da viabilidade técnica e econômica da utilização do Biogás proveniente de resíduos de grandes granjas.** Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2011.

HUTTUNEN, S., MANNINEN, K., LESKINEN, P. **Combining biogas LCA reviews with stakeholder interviews to analyse life cycle impacts at a practical level.** Journal of Cleaner Production. v. 80, p. 5-16. 2014.

KUNT, B. **Thermodynamic, economic and emissions analysis of a micro gas turbine cogeneration system operating on biofuels.** Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2016.

LEME, M. M. V.; ROCHA, M. H.; LORA, E. L.; VENTURINI, O. J.; LOPES, B. M.; FERREIRA, C. H. **Techno-economic analysis and environmental impact assessment of energy recovery from Municipal Solid Waste (MSW) in Brazil.** Resources, Conservation and Recycling: 2014. v. 87 p. 8-20.

LORA, E. S.; ANDRADE, R. V. **Biomass as energy source in Brazil**. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier, 2009. v. 81 p. 1231 – 1237.

MACHIN, E. B. “**Análise técnica, econômica e ecológica da incorporação de sistemas de gaseificação de bagaço de cana-de-açúcar no setor sucroalcooleiro: uso de ciclos combinados para o aumento da oferta de eletricidade.**” Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2015.

MARTINELLI JR, L. C.; “**Sistema de ar condicionado por absorção para ônibus**”. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2008.

MARTÍNEZ, J. D.; MAHKAMOV, K.; ANDRADE, R. V.; LORA, E. E. **Syngas production in downdraft biomass gasifiers and its application using internal combustion engines**. Renewable Energy, Elsevier: 2012. v. 38 p. 1-9.

MATELLI, J. A. “**Sistemas baseados em conhecimento para projeto de plantas de cogeração a gás natural**”. Tese de Doutorado. Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, 2008.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Plano decenal de expansão de energia 2021**. Empresa de Pesquisas em Energia. 2013. v. 2 il.

MME - Ministério de Minas e Energia. “**Produção de petróleo e gás natural no Brasil bate recorde em 2015**”. Disponível em:

< http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/producao-de-petroleo-e-gas-natural-no-brasil-bate-recorde-em-2015> Acesso em: 10 de abril de 2016.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanço energético nacional 2015 Ano base: 2014**. Empresa de pesquisas energéticas: 2015. 292p.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Balanço energético nacional 2014 Ano base: 2013**. Empresa de pesquisas energéticas: 2014. 292p.

ONOVWIONA, H. I.; UGURSAL, V. I.; FUNG, A. S. **Modeling of internal combustion engine based cogeneration systems for residential applications**. Applied Thermal Engineering: 2007. v. 27, p. 848 – 861.

PAULINO, R. F. S. “**Incorporação de novas tecnologias no setor sucroalcooleiro: produção de hidrogênio e aumento da oferta de eletricidade**”. Trabalho de Conclusão de Curso. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2014.

PÉREZ, N. P.; MACHIN, E. B.; PEDROSO, D. T.; ANTUNES, J. S.; SILVEIRA, J. L. **Fluid-dynamic assessment of sugarcane bagasse to use as feedstock in bubbling fluidized bed gasifiers**. Applied thermal engineering. Elsevier: 2014. v. 73 p. 238-244.

PÉREZ, N. P.; MACHIN, E. B.; PEDROSO, D. T.; ROBERTS, J. J.; ANTUNES, J. S.; SILVEIRA, J. L. **Biomass gasification for combined heat and power generation in the**

Cuban context: Energetic and economic analysis. Applied thermal engineering. Elsevier: 2015. v. 90 p. 1-12.

RAMAN, P. ; RAM, N. K. **“Performance analysis of an internal combustion engine operated on producer gas, in comparison with the performance of the natural gas and diesel engines”**. Energy. Elsevier: 2013. v. 63 p. 317-333.

REDDY, K. S.; ARAVINDHAN, S. ; MALLICK, T. K. **“Investigation of performance and emission characteristics of a biogas fuelled electric generator integrated with solar concentrated photovoltaic system”**. Renewable Energy. Elsevier: 2016 v. 92 p. 233-243.

SALES, L. S. **“Viabilidade técnico-econômica de sistemas de cogeração para atender a demandas elétricas, térmicas e de refrigeração em aplicações de pequeno e médio porte”**. Tese de Doutorado. Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá, 2008.

SAWATDEENARUNAT, C.; SURENDRA, K. C.; TAKARA, D.; OECHSNER, H. ; KHANAL, S. K. **“Anaerobic digestion of lignocellulosic biomass: Challenges and opportunities”**. Bioresource Technology: 2015. v. 178 p. 178-186.

SANTO, D. B. E. **“Energy and exergy efficiency of a building internal combustion engine trigeneration system under two different operational strategies”**. Energy and Buildings. Elsevier: 2012 v. 53 p. 28-38.

SKOREK-OSIKOWSKA, A. ; BARTELA, Q. ; KOTOWICZ, J. ; SOBOLEWSKI, A. ; ILUK, T. ; REMIORZ, L. **“The influence of the size of the CHP (combined heat and power) system integrated with a biomass fueled gas generator and piston engine on the thermodynamic and economic effectiveness of electricity and heat generation”**. Energy. Elsevier: 2014. v. 67 p. 328-340.

SILVEIRA, J.L., WALTER, A.C.S., LUENGO, C.A. **A case study of compact cogeneration using various fuels**. Elsevier: 1997. v.76 p.447-451.

SILVEIRA, J.L. **Cogeração disseminada para pequenos usuários: Estudos de casos para o setor terciário**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 1994.

SILVEIRA, J.L.; LAMAS, W.Q.; TUNA, C.E.; VILLELA, I.A.C.; MIRO, L.S. **“Ecological efficiency and thermoeconomic analysis of a cogeneration system at a hospital.”** Renewable and Sustainable Energy Reviews. Elsevier: 2012. v. 16 p. 2894-2906.

SILVEIRA, J. L. ; WALTER, A. C. S. ; LUENGO, C. A. **“A case study of compact cogeneration using various fuels”**. Science. Elsevier: 1997. v. 76 p. 447-451.

STENDARDO, S. ; FOSCOLO, P. U. ; NOBILI, M. ; SCACCIA, S. **“High quality syngas production via steam-oxygen blown bubbling fluidised bed gasifier”**. Energy. Elsevier, 2015. v. 103 p. 697-708.

TUNA, C. E. **Um Método de Análise Exergoeconômica Para Otimização de Sistemas Energéticos**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 1999.

U.S. ENERGY ADMINISTRATION. **Website americano:** Preço internacional do óleo combustível, disponível em:

http://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_m.htm

Acesso em 10/10/2016.

VILLELA, I. A. C. **“Desenvolvimento de um modelo termoeconômico que considera os impactos ambientais”**. Tese de Doutorado. Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, 2007.

VILLELA, I. A. C., SILVEIRA, J. L. **Ecological efficiency in thermoelectric power plants**. Applied Thermal Engineering: 2007. v. 27, p. 840-847.

WANG, J. ; MAO, T. ; SUI, J. ; JIN, H. **“Modeling and performance analysis of CCHP (combined cooling, heating and power) system based on co-firing of natural gas and biomass gasification gas”**. Energy. Elsevier: 2015. v. 93 p. 801-815.

WU, D. W. ; WANG, R. Z. **“Combined cooling, heating and power: A review”**. Progress in energy and combustion science. Elsevier: 2006. v. 32 p. 459-495.