

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica

**ANÁLISE TERMO-EXERGOECONÔMICA E FINANCEIRA DE UM
SISTEMA DE COGERAÇÃO, ELETRICIDADE E ÁGUA GELADA, APLICADO A
UM CENTRO COMERCIAL**

Alan Carvalho Pousa

Belo Horizonte

2009

Livros Grátis

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.

Alan Carvalho Pousa

**ANÁLISE TERMO-EXERGOECONÔMICA E FINANCEIRA DE UM
SISTEMA DE COGERAÇÃO, ELETRICIDADE E ÁGUA GELADA, APLICADO A
UM CENTRO COMERCIAL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Orientadora: Elizabeth Marques Duarte Pereira

Co-orientador: Felipe Raul Ponce Arrieta

Belo Horizonte

2009

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

P878a Pousa, Alan Carvalho
Análise termo-exergoeconômica e financeira de um sistema de cogeração,
eletricidade e água gelada, aplicado a um centro comercial / Alan Carvalho Pousa.
Belo Horizonte, 2009.
150f. : il.

Orientador: Elizabeth Marques Duarte Pereira
Co-orientador: Felipe Raul Ponce Arrieta
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Energia elétrica e calor - Cogeração. 2. Termodinâmica. 3. Exergia –
Aspectos econômicos. 4. Engenharia econômica. I. Pereira, Elizabeth Marques
Duarte. II. Arrieta, Felipe Raul Ponce. III. Pontifícia Universidade Católica de
Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDU: 536.7

Alan Carvalho Pousa
**ANÁLISE TERMO-EXERGUECONÔMICA E FINANCEIRA DE UM
SISTEMA DE COGERAÇÃO, ELETRICIDADE E ÁGUA GELADA,
APLICADO A UM CENTRO COMERCIAL**

Dissertação de Mestrado submetida à banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica.

Belo Horizonte, 17 de dezembro de 2009

Profa. Elizabeth Marques Duarte Pereira, Dra. - Presidente,(Orientadora) - PUC Minas

Prof. Sérgio Augusto Araújo da Gama Cerqueira, D.Sc.– UFSJ

Prof. Alexandre Marcial da Silva, D.Sc.- UNIFEM

Prof. Felipe Raul Ponce Arrieta, D.Sc.- PUC Minas

Aos meus pais e toda minha família pelo incentivo e apoio e a minha eterna parceira e futura esposa, Fabiane, pelo carinho e paciência.

AGRADECIMENTOS

A minha orientadora, professora Elisabeth e ao meu co-orientador, professor Felipe que durante todo o período de meu mestrado, mesmo com todas as dificuldades, ensinaram e ajudaram muito a construir este trabalho.

Aos meus colegas de mestrado e as experiências trocadas.

A todos os meus amigos.

A empresa Emac que me apoiou e me deu total liberdade. A empresa Tuma que também me apoiou.

E por fim, às longas noites em claro que o mestrado me propiciou.

RESUMO

O presente trabalho estuda a cogeração cujo acionador primário é o motor de combustão interna e o gás natural como combustível. Introduce e desenvolve objetivamente os assuntos da exergia e termoeconomia no intuito de serem aplicados para a elaboração da modelagem matemática. Esta modelagem foi desenvolvida e implementada nos softwares EES (*Engineering Equation Solver*) e o Excel. O estudo de caso analisado foi um sistema de cogeração, energia elétrica e água gelada, aplicado a um centro comercial da região nordeste do Brasil. Deste estudo de caso, os resultados termodinâmicos, termoeconômicos e financeiros gerados são avaliados através de análises de sensibilidade a partir da variação de parâmetros, tais como: capacidade dos grupos motores-geradores, tipo de regime de operação do sistema (24 horas ou em horário de ponta), composição química do gás natural, eficiência energética dos grupos motores-geradores e eficiência energética do chiller. Por fim, com a termoeconomia é possível identificar os equipamentos e fluxos críticos e verificar através da análise financeira, uma significativa dependência entre os preços de mercado do gás natural e da energia elétrica os quais, o estudo de caso indica que, implantações de novos centros comerciais com centrais de cogeração são atualmente inviáveis, exceto para empreendimentos já existentes, onde a operação da central de cogeração em horário de ponta gera viabilidade financeira.

Palavras-chave: Cogeração. Exergia. Termoeconomia. Exergoeconomia.

ABSTRACT

The present work studies the cogeneration in which the prime mover is internal combustion engine and the natural gas as the fuel. It introduces and develops objectively the subjects of the exergy and thermoeconomics in order to be applied for mathematical modeling elaboration. This modeling was developed and implemented by the software EES (Engineering Equation Solver) and Excel. The case study selected was a cogeneration system, electric power and chilled water, applied for a northeast Brazilian commercial center. With the case studied, the thermodynamic, thermoeconomics and financial results are evaluated through sensibility analysis starting from the parameters' variation like: load of motors-generation group, system's operation type (24 hours or point hour), natural gas chemical's composition, energetic efficient of the motors-generation group and chiller's energetic efficient. In the end, with the thermoeconomics it is possible to identify the critics' equipments and flows and verify through financial analysis, a significant dependency of natural gas market prices and electric power in which, the case study indicates that, implantations of new commercial centers with cogenerations' plants are unviable, except for existing enterprises, where the cogeneration's plant operation in point hour generates viability.

Key-words: Cogeneration. Exergy. Thermoeconomics. Exergoeconomics.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Evolução da matriz energética Brasileira (%).....	21
Figura 2.2 - Composição da oferta de gás natural – fev/00-jun/08.	21
Figura 2.3 - Infra-estrutura de transporte de gás natural.....	23
Figura 2.4 - Comparação entre plantas de geração de energia elétrica convencionais e plantas de cogeração	24
Figura 2.5 - Cogeração, com produção de energia térmica e eletromecânica em simultâneo.	25
Figura 2.6 - Produção de energia térmica e eletromecânica em separado.	25
Figura 2.7 - Exemplo de representação de uma central de cogeração com atendimento de demandas de energia.....	30
Figura 2.8 - Arranjo Inferior.....	31
Figura 2.9 - Arranjo Superior.	31
Figura 2.10 - Tipos de sistemas de cogeração com motores de combustão interna	37
Figura 2.11 - Ciclo de refrigeração de simples estágio e simples efeito.....	39
Figura 2.12 - Esquema básico de um ciclo de refrigeração por absorção de duplo estágio e duplo efeito.....	40
Figura 2.13 - Exemplo das etapas de desenvolvimento um projeto de cogeração	43
Figura 2.14 - Categorias de acionadores	44
Figura 2.15 - Seleção da tecnologia a partir da relação calor/potência.	45
Figura 4.1 – Fluxograma da modelagem matemática geral	64
Figura 4.2 - Seleção do acionador e da máquina térmica	65
Figura 4.3 - Detalhamento das entradas e saídas do MCI e do chiller	65
Figura 4.4 - Detalhamento do fluxograma para a geração dos resultados	66
Figura 5.1 - Foto grupo moto-gerador da central de cogeração	68
Figura 5.2 - Esquema físico do sistema de cogeração avaliado.	70
Figura 6.1 – Estrutura Produtiva do sistema de cogeração e empreendimento avaliado.....	85

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1 - Exemplo de curvas de variação de demanda elétrica e geração elétrica pelo sistema de cogeração operando com paridade térmica.	32
Gráfico 2.2 - Curva dos excedentes de energia elétrica.....	33
Gráfico 6.1 - Custo exergético específico do sistema avaliado.....	86
Gráfico 6.2 - Custo exergético do sistema avaliado.	87
Gráfico 6.3 – Produtos (custos exergéticos) entregues ao centro comercial.....	89
Gráfico 6.4 – Custo exergoeconômico específico do sistema avaliado para operação em regime pleno do sistema de cogeração.....	94
Gráfico 6.5 – Custo exergoeconômico do sistema avaliado para operação em regime pleno do sistema de cogeração.	95
Gráfico 6.6 - Produtos (custos exergoeconômicos) entregues ao centro comercial para operação em regime pleno do sistema de cogeração.	97
Gráfico 6.7 – Custos exergoeconômicos específicos para o sistema avaliado para operação em regime de horário de ponta do sistema de cogeração.....	98
Gráfico 6.8 – Custo exergoeconômico do sistema avaliado para operação em regime de horário de ponta do sistema de cogeração.....	99
Gráfico 6.9 - Produtos (custos exergoeconômicos) entregues ao centro comercial para operação em regime de horário de ponta do sistema.	100

LISTA DE ABREVIATURAS

AFT	Resfriador posterior (After cooler)
AQ	Água quente
B	Exergia (kW)
b	Exergia específica (kJ/kg)
B^*	Custo exergético (kW)
BOM	Bomba d'água
BQ_o	Negaentropia (kW)
CEE	Custo da energia elétrica
\dot{C}_o	Potência do Combustível (kW)
C^*	Custo Exergoeconômico (R\$/h)
E_e	Energia elétrica cedida (kWh)
EE	Preço da energia elétrica (R\$/h)
E_f	Energia da fonte recebida (kWh)
E_t	Energia térmica cedida (kWh)
F	Taxa de energia associada ao insumo - Fuel (kW)
F_p	Taxa de energia associada ao insumo principal (kW)
F_c	Fator de cogeração
FUE	Fator de utilização da energia
FUX	Fator de utilização da exergia
GMG	Grupo moto-gerador
GN	Gás natural
h	Entalpia específica (kJ/kg)
I	Irreversibilidade (kW)
i	Irreversibilidade específica (kJ/kg)
IOM	Instalação, operação e manutenção
k^*	Custo exergético específico
kc^*	Custo exergoeconômico (R\$/kWh)
M	Propriedade Termodinâmica molar
\dot{m}	Vazão mássica (kg/s)
MCI	Motor de combustão interna
p	Pressão (kPa)
P	Produto (kW)
PCI	Poder calorífico inferior (kJ/kg)
\dot{Q}	Taxa de transferência de calor (kW)
S	Entropia (kJ/K)
s	Entropia específica (kJ/kgK)

T	Temperatura absoluta (K)
t	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)
$TEEC$	Taxa de economia da energia do combustível
$TEXC$	Taxa de economia da exergia do combustível
TR	Tempo de retorno
UTE	Usina termelétrica
VPL	Valor presente líquido
\dot{W}	Trabalho (kW)
X	Fator de ponderação
α	Razão energia elétrica e térmica consumida
β	Razão energia elétrica e térmica gerada
ϵ_{BC}	Eficiência exergética para o sistema de geração de energia térmica
ϵ_{EPS}	Eficiência exergética para o sistema de geração de energia elétrica
ρ	massa específica (kg/m^3)
σ	Proporção da entropia gerada

Subscritos

c	Consumido
cg	Cogerada
Co	Combustível
con	convencional
e	Entrada
GN	Gás natural
i	espécie
j	Componente dissipativo
M	Mecânica
n	Componente
o	Ambiente de referência
P	Produto
PP	Ponderada pelo preço
F	Taxa de energia associada ao insumo - Fuel
s	Saída
T	Térmica

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo
EES	Engineering Equation Solver

SUMÁRIO

1 - INTRODUÇÃO	16
1.1 – Relevância e Motivação.....	16
1.2 – Justificativa.....	17
1.3 – Objetivos.....	18
1.4 – Organização do Texto	19
2 – COGERAÇÃO	20
2.1 – Cenário Energético Atual.....	20
2.2 – Conceituação	23
2.3 – Histórico	26
2.4 – Fundamentos Técnicos da Cogeração	29
<i>2.4.1 – Arranjos em Sistemas de Cogeração.....</i>	<i>30</i>
<i>2.4.2 – Curvas de Demanda e Paridade</i>	<i>31</i>
<i>2.4.3 – Tecnologias da Cogeração</i>	<i>35</i>
2.4.3.1 – Motor de combustão interna alternativo	35
2.4.3.2 – Refrigeração por Absorção	37
<i>2.4.3.2.1 – O Ciclo de Absorção.....</i>	<i>38</i>
<i>2.4.3.2.2 - Tipos de Ciclos</i>	<i>39</i>
<i>2.4.4 – Indicadores de Desempenho Exergético de Sistemas de Cogeração baseado na Análise Termodinâmica</i>	<i>41</i>
2.5 – Projetos de Cogeração.....	42
2.6 – Aspectos Legais da Cogeração no Brasil	46
<i>2.6.1 – Leis de Comercialização da Energia Elétrica</i>	<i>47</i>
<i>2.6.2 – Incentivos e Qualificação</i>	<i>48</i>
3 – ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA	50
3.1 – Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica	50
3.2 – Exergia Química de Substâncias	52
3.3 – Termoeconomia e Exergoeconomia	53
<i>3.3.1 – As Teorias da Termoeconomia</i>	<i>53</i>
<i>3.3.2 – Teoria Estrutural Termoeconômica</i>	<i>54</i>
3.3.2.1 – Regras Básicas para Aplicar a Teoria	56
<i>3.3.3 – Negaentropia.....</i>	<i>58</i>
<i>3.3.4 – Pesquisas Bibliográficas sobre a Termoeconomia</i>	<i>58</i>
4 – MODELAGEM MATEMÁTICA	61
4.1 – Caso Genérico.....	61
<i>4.1.1 – Primeiro Passo: Demanda</i>	<i>62</i>
<i>4.1.2 – Segundo Passo: Seleção do MCI e da unidade resfriadora</i>	<i>62</i>
<i>4.1.3 – Terceiro Passo: Testes de convergência</i>	<i>62</i>
<i>4.1.4 – Quarto Passo: Simulações termodinâmicas e geração de resultados</i>	<i>63</i>
4.2 – Fluxograma da Modelagem Matemática.....	63
4.3 – Metodologia de Cálculo para Análise Financeira	66

5 – ESTUDO DE CASO.....	68
5.1 – A Central de Cogeração.....	68
<i>5.1.1 – Consumo e Demanda Média de Energia Elétrica do Centro Comercial.....</i>	<i>70</i>
5.1.1.1 – Dados para o fornecimento convencional de energia elétrica.....	70
5.1.1.2 – Dados para o fornecimento através da central de cogeração.....	71
<i>5.1.2 – Detalhamento da Central de Cogeração.....</i>	<i>72</i>
5.1.2.1 – Componentes e equipamentos da Central de Cogeração.....	72
<i>5.1.3 – Detalhamento do Sistema de Geração de Energia Elétrica (UTE).....</i>	<i>73</i>
5.1.3.1 – Funcionamento da Usina.....	73
<i>5.1.4 – Detalhamento do Funcionamento da Central de Produção de Água Gelada por Cogeração.....</i>	<i>73</i>
5.1.4.1 – Sistema de Água de Condensação.....	74
5.1.4.2 – Sistema de Água Gelada.....	74
5.1.4.3 – Sistema de Água Quente do Motor (AQ).....	74
5.1.4.4 – Sistema de Água de Resfriamento do Segundo Estágio do Pós-Resfriamento (AFT).....	75
5.1.4.5 – Sistema de Gases de Exaustão dos Motores-Geradores.....	75
5.2 – Dados de Engenharia Econômica.....	76
6 – RESULTADOS E ANÁLISES.....	77
6.1 – Indicadores Termodinâmicos de Desempenho do Sistema.....	77
6.2 – Resultados Termoeconômicos, Engenharia Econômica e Exergoeconômicos do Sistema de Cogeração Avaliado.....	80
<i>6.2.1 – Resultados Termoeconômicos.....</i>	<i>86</i>
<i>6.2.2 – Resultados da Engenharia Econômica.....</i>	<i>89</i>
6.2.2.1 – Comentários sobre processos de contratação e novos projetos de cogeração ...	92
<i>6.2.3 – Resultados Exergoeconômicos.....</i>	<i>93</i>
6.2.3.1 – Resultados Exergoeconômicos para Operação Plena do Sistema.....	94
6.2.3.2 – Resultados Exergoeconômicos para Operação somente em Horário de Ponta do Sistema.....	97
<i>6.2.4 – Outros Resultados de Engenharia Econômica e Exergoeconômicos com GMGs a 100%.....</i>	<i>100</i>
<i>6.2.5 – Relação entre Exergoeconomia e Engenharia Econômica.....</i>	<i>104</i>
7 – CONCLUSÃO.....	106
7.1 – Considerações Finais.....	106
7.2 – Recomendações para Trabalhos Futuros.....	108
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	110
APÊNDICE A.....	116
APÊNDICE B – Programação desenvolvida no EES.....	132

1 - INTRODUÇÃO

1.1 – Relevância e Motivação

O crescimento do consumo de energia elétrica no país vem apresentando sustentada evolução nos últimos anos, particularmente devido ao resultado do aumento da produção industrial e do incremento da demanda no setor residencial, implicando em taxas anuais de expansão superiores ao crescimento da economia e da própria demanda energética como um todo.

Segundo o Balanço Energético Nacional de 2008, entre 2006 e 2007 houve um crescimento de 5,7% no consumo de energia elétrica contra um crescimento de 5,4% no PIB brasileiro. Com a saturação da capacidade de atendimento, mediante tecnologias convencionais de geração de energia elétrica, onde as centrais hidroelétricas são responsáveis pela geração de 72,6% de energia elétrica, e o constante crescimento da demanda desta energia, a possibilidade da existência de riscos de déficit de fornecimento em curto prazo é bastante significativa.

No setor comercial, mais precisamente em grandes centros comerciais, como por exemplo, em *shoppings centers*, a demanda de energia elétrica para geração de água gelada, através de chillers elétricos, é responsável por 50% de todo o consumo do sistema. Destaca-se ainda que, normalmente o horário de maior afluência de pessoas a estes centros comerciais coincide com o horário de ponta das concessionárias e, conseqüentemente, de maior custo de energia elétrica para o setor.

Estes fatores aliados motivam estudos técnicos e financeiros para implantação de sistemas de cogeração que utilizam predominantemente o gás natural para centros comerciais, gerando energia elétrica e água gelada a partir de chillers de absorção.

Outra motivação para a realização deste trabalho é a existência de diversos fatores que influenciam na viabilidade de sistemas de cogeração. A escolha do tipo de acionador, custos com importação dos equipamentos, custos de interligação com o sistema de energia elétrica externa, possíveis incentivos, instalação, manutenção e disponibilidade e custo do combustível são alguns fatores que devem ser considerados na decisão por projetos.

1.2 – Justificativa

O desenvolvimento econômico do Brasil e de qualquer país está diretamente relacionado à capacidade do mesmo em atender a demanda desta energia. Em outras palavras, a infra-estrutura e oferta de energia elétrica do Brasil devem ser capazes de absorver e garantir novas e atuais demandas sem que haja risco de falhas de fornecimento desta energia.

Partindo do pressuposto acima e das motivações, a justificativa deste trabalho e de seu estudo de caso proposto baseia-se no fato de que:

No segmento comercial, principalmente nos grandes centros comerciais, os sistemas de cogeração aplicados são compostos predominantemente por acionadores primários movidos a gás natural. Devido ao cenário de instabilidade do mercado do gás natural, é necessário o estudo da atual condição técnica do Brasil e da implantação de projetos para novos empreendimentos de cogeração;

A importância do tema técnico-financeiro da cogeração, acrescido da análise termoeconômica para um sistema de cogeração de média complexidade contribuem tecnicamente para aplicação do tema no segmento comercial;

Devido ao atual cenário de instabilidade, existem dúvidas quanto à viabilidade de sistemas de cogeração aplicado em centros comerciais. Devido à particularidade de cada sistema e de cada região, há a necessidade então da realização de estudos de caso, a exemplo deste trabalho, para cada empreendimento de cogeração.

1.3 – Objetivos

O objetivo geral desta dissertação é desenvolver uma análise termoeconômica e de viabilidade financeira, identificando a convergência entre as diferentes abordagens, para sistemas de cogeração para geração simultânea de energia elétrica e de água gelada, tendo como acionador primário os motores de combustão interna a gás natural. O estudo de caso a ser discutido aplica-se a um centro comercial na região nordeste do país.

Os objetivos específicos, detalhados a seguir, são fatores causas do objetivo geral deste trabalho, a saber:

Aplicar a metodologia e teoria, adequada à nomenclatura adotada neste trabalho, proposta por Li (1996) e por Lozano e Valero (1986) para avaliação energética e exérgica de um sistema de cogeração a gás natural (energia elétrica e frio), implementada utilizando-se o programa EES (Engineering Equation Solver);

Desenvolver a análise financeira para as condições típicas de sistemas de cogeração em centros comerciais, implementando fluxos de caixa em planilhas do Excel;

Desenvolver a avaliação termoeconômica e exergoeconômica, proposta por Valero, para o sistema de cogeração;

Aplicar simulações e a partir da análise de sensibilidade identificar equipamentos e processos críticos para um centro comercial no nordeste.

1.4 – Organização do Texto

A cogeração é discutida no Capítulo 2. Assuntos como o atual cenário brasileiro, história, teoria, tecnologias aplicadas, premissas básicas para projetos e aspectos legais são apresentados neste item.

No Capítulo 3 deste trabalho apresentam-se os conceitos, a serem aplicados em sistemas de cogeração que utilizam motores de combustão interna como acionadores primários, da Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica, da exergia da combustão e da termoeconomia (teoria, aplicações e formas de cálculo). Todos os conceitos deste capítulo são apresentados de forma objetiva no intuito de focar a geração de resultados a serem aplicados no estudo de caso.

A Engenharia Econômica, por ser clássica e bem difundida não será tratada neste trabalho, ficando como sugestão a leitura do livro do autor Casarotto (1994).

Todos os assuntos tratados nos capítulos 1, 2 e 3 proporcionam a base para desenvolvimento do Capítulo 4. Este capítulo trata da apresentação da metodologia aplicada para a modelagem matemática do sistema de cogeração que utilizam motores de combustão interna alternativos e geração de água gelada.

No Capítulo 5 apresenta-se o estudo de caso avaliado com todas as informações adquiridas do sistema existente para que seja possível a simulação, geração e análise dos resultados descritos no Capítulo 6.

As conclusões acerca dos resultados gerados do estudo de caso e suas análises, assim como as sugestões para trabalhos futuros são apresentadas no Capítulo 7.

Nos apêndices A e B apresentam-se planilhas com os resultados gerados no Capítulo 6 e os códigos do programa desenvolvido no EES para simular o estudo de caso.

2 – COGERAÇÃO

2.1 – Cenário Energético Atual

No Brasil, a maior parte da geração de energia elétrica nacional provém de recursos hídricos. O atraso ou cancelamento da construção de novas usinas hidrelétricas nos últimos anos, em virtude da falta de investimentos e restrições ambientais, fez com que o país passasse a correr um sério risco de desabastecimento e blecautes (TAKAKI, 2006).

A expansão do sistema elétrico se depara ainda com o problema da saturação do potencial hidráulico, cujo limite de aproveitamento foi praticamente atingido na região sudeste, e dos altos custos envolvidos na construção de linhas de transmissão com grande extensão. Destacam-se também os impactos ambientais decorrentes da instalação de novas centrais de energia hidrelétrica, devido à alteração do ecossistema e ao deslocamento de população da região (TAKAKI, 2006).

Em estudos anteriores, a exemplo de Santana *et al.* (2004), a discussão sobre a cogeração no Brasil com o uso do gás natural e o risco da falta de energia elétrica, assim como aspectos técnicos, econômicos e políticos para a sua implantação (mão de obra, incentivos, preço do gás) já era bastante presente e significativo, principalmente após a falta de energia elétrica ocorrida em 2001.

Assim, uma das alternativas para suprir a demanda de eletricidade, com garantia e custos competitivos, é o estímulo à geração independente e descentralizada, como a cogeração, por exemplo.

Pela Figura 2.1 a seguir é possível verificar a evolução dos recursos primários empregados na matriz energética brasileira.

É possível perceber que a utilização do gás natural como combustível sofreu crescimento muito grande no Brasil.

Uma das causas para este crescimento foi a criação do Plano Prioritário de Termelétricas (PPT) em 2000, onde houve um grande incentivo do governo para a utilização do gás natural como combustível para as centrais termelétricas, aumentando sua participação na matriz energética brasileira. O aumento da rede de distribuição (TAKAKI, 2006) e o aumento da importação também resultaram no crescimento da oferta do gás natural. A Figura 2.2 mostra este crescimento, expresso por mil metros cúbicos por dia.

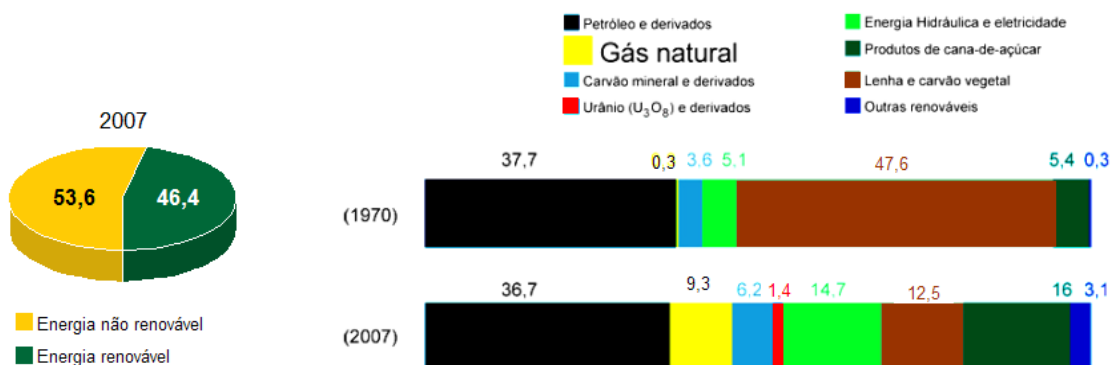


Figura 2.1 - Evolução da matriz energética Brasileira (%).
Fonte: BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2008 - ANO 2007

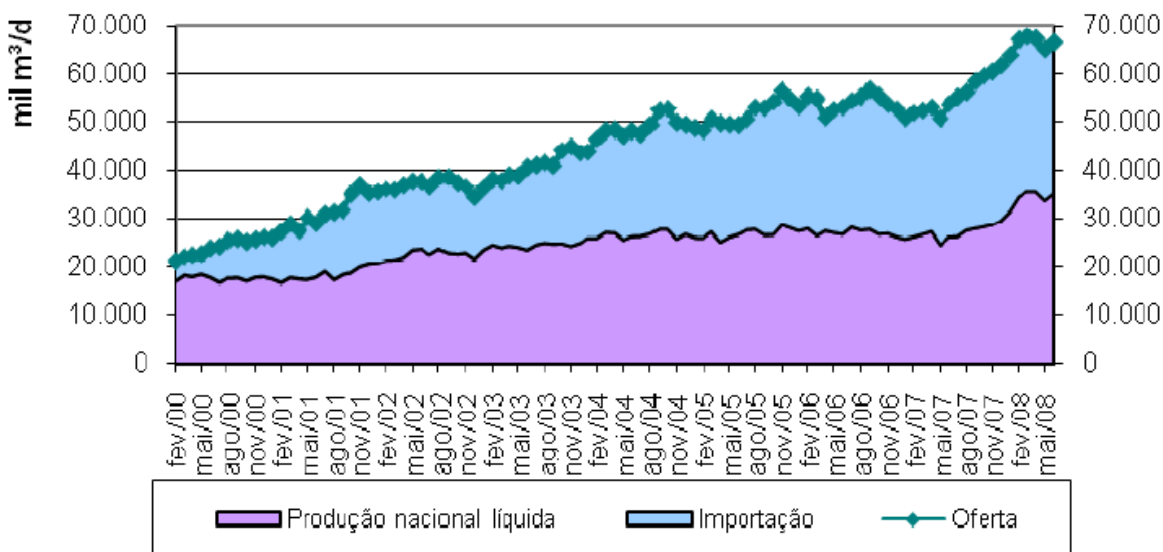


Figura 2.2 - Composição da oferta de gás natural – fev/00-jun/08.
Fonte: ANP, 2008

Porém, a nacionalização dos hidrocarbonetos realizada pelo Governo da Bolívia em maio de 2006 trouxe ao Brasil uma maior preocupação com a oferta. Este fato gerou um aumento significativo no valor do gás natural para todos os segmentos da economia que ao mesmo tempo incentivou o desenvolvimento da produção nacional para diminuir a dependência de importação de gás natural (GAS ENERGY, 2008).

Para piorar ainda mais o cenário, o temor de um novo racionamento fez com que a prioridade do gás natural, no final de 2007, fosse direcionada para as termelétricas. Tal fato gerou incertezas ainda maiores com relação à garantia do fornecimento de gás natural para o

setor comercial e industrial, responsáveis pela expansão da demanda e de pesados investimentos em fornos, caldeiras e equipamentos.

Segundo Cardoso e Abramo (2008), este cenário acompanhado pela elevação de preços e perda de qualidade no fornecimento e de energia do próprio gás tornou praticamente inviável o uso do gás natural em sistemas industriais, comerciais e em sistemas de cogeração.

Uma pesquisa realizada pela Associação Nacional dos Consumidores de Energia (ANACE) entre 5 de maio a 30 de junho de 2008 com os principais consumidores industriais de gás natural de todo o país, teve como resposta mais relevante o fato de que 83% dos entrevistados consideravam que a atual política de preços da *commodity* era um obstáculo ao planejamento de novos investimentos e, conseqüentemente, ao desenvolvimento do setor. Essa condição, diz o estudo, leva a uma reação imediata: cerca de 70% das empresas têm planos de ampliação de suas instalações industriais no médio prazo, mas pelo menos 49% delas não pretendem utilizar o gás natural como base do consumo energético, temendo seu desabastecimento. Tal constatação demonstra a inviabilização do término de numerosos projetos em andamento e do lançamento de muitos outros.

Outro fator limitante é a fraca infra-estrutura de transporte integrado de gasodutos o suficiente para o atendimento de mercados já contratados e para novos projetos (ANP, 2008). Esta insuficiência é ilustrada no mapa da Figura 2.3 a seguir.

Atualmente, o preço do gás natural vem apresentando deflações devido à redução de demanda e ao crescimento da oferta de energia elétrica no país que, de certa forma, teve a crise financeira mundial como precursora. Este fato aumentou a oferta do gás natural, assim como também desacelerou a necessidade de gás natural para as termelétricas, o que propiciou este cenário de queda no preço do gás natural.

Apesar de um cenário inconstante, são várias as opções apresentadas para melhorar a oferta de gás natural no Brasil e evitar a instabilidade do preço. Dentre elas podemos citar, por exemplo, o aumento da produção nacional, importação de GNL, rodadas de licitações e interconexões energéticas no cone sul.

Das soluções apresentadas, destaca-se o aumento da produção nacional a partir da descoberta dos campos de pré-sal. Com potencial de produção mínima de 50 bilhões de barris por dia, tornaria o Brasil auto-suficiente em petróleo e gás natural. Porém, tal descoberta exigirá pesados investimentos, estimado em US\$ 400 bilhões em um prazo de 10 anos, tempo este muito grande para atender uma demanda elevada em gás natural (ANP, 2008).



Figura 2.3 - Infra-estrutura de transporte de gás natural.
Fonte: PETROBRÁS, 2008

2.2 – Conceituação

Cogeração é o processo de geração simultânea e seqüenciada de duas formas de energia: elétrica ou mecânica e térmica (alta ou baixa temperatura) a partir de uma única fonte de combustível.

Existem outras definições para o conceito de cogeração. Fala-se em “produção combinada de calor e eletricidade” (Combined Heat and Power, CHP) ou de “sistemas de energia total”, expressão usada para definir as instalações destinadas a um abastecimento energético próprio o mais completo possível (LIZARRA, 1994).

Um exemplo da cogeração, embora não aplicado no Brasil, é o “aquecimento distrital” (District Heating, DH) empregado para denominar as instalações centralizadas que produzem calor para calefação e que geram simultaneamente energia elétrica, que pode ser considerada subproduto. (LIZARRA, 1994).

Na cogeração, diferentemente das plantas térmicas de geração de energia elétrica, existe uma preocupação com a destinação e utilização do calor que antes era rejeitado,

aumentando, portanto, a eficiência. A Figura 2.4 abaixo representa em linhas gerais a comparação entre tais alternativas.

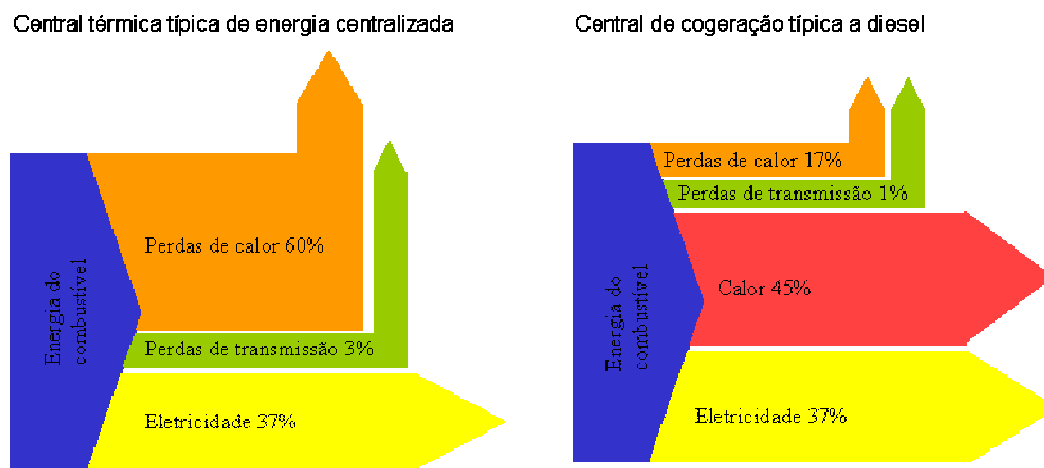


Figura 2.4 - Comparação entre plantas de geração de energia elétrica convencionais e plantas de cogeração

Fonte: Adaptado de ARRIETA, 2008

Nas instalações típicas de centrais térmicas de energia elétrica perde-se até 60% da energia primária fornecida pelo combustível, além disso, devido ao comprimento das linhas de transmissão, podem existir perdas por transmissão de energia elétrica, gerando, portanto, uma baixa eficiência energética total. Aplicar a cogeração nestas centrais é difícil devido seu tamanho, robustez, concepção e a localização um pouco distante dos centros industriais e comerciais para fornecimento de calor.

Por sua vez, nas instalações típicas de cogeração, as perdas de transmissão de energia elétrica são menores, pois estão próximas ao centro industrial e/ou comercial (muitas vezes dentro do próprio estabelecimento) e possuem uma eficiência maior, uma vez que o calor agora em sua grande parte é aproveitado para o processo.

Para um dado processo industrial de produção, onde há demanda simultânea das utilidades energia térmica e eletromecânica, a aplicação da cogeração apresenta-se como uma alternativa atrativa, com a vantagem do uso racional de combustível.

Carvalho (2000) apresenta dois casos hipotéticos onde no 1º caso, a produção simultânea das utilidades (energia elétrica e térmica) num sistema de cogeração (Figura 2.5), onde se considera que um determinado processo produza, a partir de cem unidades de combustível, vinte unidades de energia eletromecânica e cinquenta unidades de energia térmica útil. Neste caso, temos o Fator de Utilização da Energia, $FUE = (20+50)/100 = 70\%$.

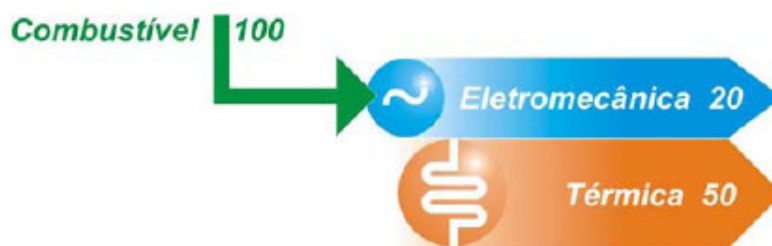


Figura 2.5 - Cogeração, com produção de energia térmica e eletromecânica em simultâneo.
Fonte: BARJA, 2006.

A equação pela Primeira Lei da Termodinâmica para o cálculo do Fator de Utilização de Energia (*FUE*), proposto por Li (1996), é representado da seguinte forma:

$$FUE = \frac{\dot{Q}_{cg} + \dot{W}_{cg}}{\dot{C}o_{cg}} \quad (2.1)$$

onde \dot{W}_{cg} e \dot{Q}_{cg} são respectivamente a energia elétrica e térmica média gerada pelo sistema de cogeração e $\dot{C}o_{cg}$ é a energia referente ao combustível usado no sistema de cogeração.

$$\dot{C}o_{cg} = \dot{m} \cdot PCI \quad (2.2)$$

onde \dot{m} é a vazão mássica do mesmo e *PCI* é o poder calorífico inferior do combustível.

No 2º caso (Figura 2.6), compara-se agora, com uma configuração equivalente que produza as mesmas quantidades dessas utilidades de forma convencional, ou seja, em separado, com eficiência de 35% na produção de energia eletromecânica e de 80% na conversão direta em calor, seria necessária uma quantidade superior de combustível, com um $FUE = (20+50)/119,7 = 58,5\%$.



Figura 2.6 - Produção de energia térmica e eletromecânica em separado.
Fonte: BARJA, 2006.

Fica clara a visualização da racionalidade energética da cogeração, que reside, essencialmente, na economia de recursos energéticos frente a uma configuração convencional

que produza as mesmas quantidades de calor útil e energia eletromecânica. Neste exemplo representaria uma Taxa de Economia da Energia do Combustível, $TEEC = 16,5\%$.

A Taxa de Economia da Energia do Combustível é representada pela equação (LI, 1996):

$$TEEC = 1 - \frac{\dot{C}o_{cg}}{\frac{\dot{Q}_{cg}}{\eta_{BC}} + \frac{\dot{W}_{cg}}{\eta_{EPS}}} \quad (2.3)$$

onde η_{BC} é a eficiência da caldeira, analisando sua geração em separado dentro do sistema de cogeração e η_{EPS} é a eficiência térmica pela Primeira Lei da Termodinâmica para o sistema de geração de energia elétrica, analisado sua geração em separado dentro do sistema de cogeração.

A equação 2.3 mostra, em índice, o quanto foi economizado de combustível comparando com a geração em separado dos produtos gerados (energia elétrica e térmica).

É importante frisar que as vantagens ou desvantagens ditas aqui se referem exclusivamente ao consumo da fonte energética, o combustível. Logo para a melhor escolha entre os processos convencionais em separado ou a cogeração, torna-se necessária uma análise mais aprofundada do empreendimento, considerando também seus aspectos técnicos e econômicos.

2.3 – Histórico

São diversos os trabalhos onde a história da cogeração é abordada. Santos (2001), por exemplo, detalha o histórico da cogeração no mundo, desde seu surgimento, ascensão, declínio e revitalização (devido à crise do petróleo na década de 70), assim como o início de sua aplicação no Brasil, a partir do programa Pró-Álcool.

Sistemas de cogeração são conhecidos desde o início do século XIX. Os avanços tecnológicos que deram origem à revolução industrial, tais como as contribuições de Otto e Rudolf Diesel (motores de combustão interna), Thomas Edson (lâmpada elétrica), Galileu Ferrais (motor elétrico) fizeram com que as máquinas térmicas se tornassem mais eficientes termodinamicamente e tornassem mais atrativas para processos de cogeração.

Conforme Derry e Williams (1980), com o aumento do preço do combustível (carvão mineral ou lenha) devido à grande quantidade necessária para gerar em separado a energia elétrica e a energia térmica (vapor d'água) para processo, as indústrias na Europa e nos Estados Unidos perceberam a necessidade de tornar seus processos mais eficientes e conseqüentemente mais econômicos. Dessa forma, surgiu a idéia de aproveitar o vapor da descarga das turbinas a vapor para o uso no processo produtivo.

O termo “cogeração” surgiu em meados de 1870 na Europa, quando máquinas a vapor de eixo alternativo foram acopladas a geradores elétricos em área urbana, gerando energia elétrica e calor para a população desta área. (TAKAKI, 2006).

Orlando (1991) discute a escala de utilização da cogeração que, no início do século XX, era de aproximadamente 58% da matriz energética industrial dos Estados Unidos. Naquela época, os sistemas interligados ainda estavam em fase de implantação, assim, a utilização de sistemas descentralizados, como por exemplo, sistemas de cogeração, eram significativos.

Com a implantação da geração centralizada nos EUA, partir da segunda década do século XX, constatou-se uma desaceleração do surgimento e manutenção das centrais de cogeração.

Esta desaceleração também foi percebida na Inglaterra e Alemanha. (SANTOS, 2001). Segundo HU (1985), a explicação para este fato se deu à implantação das centrais elétricas a qual gerou rápido desenvolvimento da indústria elétrica, ao surgimento de grandes centrais hidroelétricas e termelétricas.

Além disto, a presença do estado na regulamentação da geração centralizada, priorizando as interligações elétricas destas centrais, com preços da geração mais baratos do que o custo do combustível e IOM (instalação, operação e manutenção) das centrais de cogeração, fortaleceram ainda mais as centrais geradoras de energia elétrica.

Com a crise do petróleo em 1973, os preços de seus derivados atingiram elevados valores gerando grande impacto sobre o preço da energia elétrica, principalmente nos Estados Unidos e na Europa, cujas matrizes energéticas centralizadas eram em sua grande maioria de base termelétricas.

Com isso, houve a revitalização da implantação de centrais de cogeração devido à necessidade da utilização da energia com mais racionalidade e a necessidade da utilização de outras fontes de energia para a geração de energia elétrica.

Nos Estados Unidos, por exemplo, segundo Takaki:

A publicação em 1978 do PURPA (Public Utilities Regulatory Policy Act) criou a figura do produtor independente e a obrigação das empresas concessionárias monopolistas de adquirir a energia por eles produzida. O PURPA abriu novos horizontes na indústria de geração na medida em que introduziu a noção de competição em mercado aberto de energia elétrica e rompeu a estrutura verticalmente integrada das concessionárias públicas. (TAKAKI, 2006, p.27).

Assim, também, na década de 1980 foi observado um forte impulso no emprego da cogeração em diversos países da Europa.

No Brasil, o setor da indústria sucroalcooleira foi pioneiro na utilização de centrais de cogeração. Devido à crise do petróleo, o Brasil investiu fortemente no Programa Nacional do Álcool, o *Pró-Álcool*, subsidiando e incentivando diversas indústrias.

Nos últimos anos, com crescimento da indústria brasileira e o risco de um novo “apagão”, constatou-se um incremento de novos projetos de centrais de cogeração industrial e comercial. No Brasil, centrais de cogeração qualificadas (vide tópico 2.6.2) correspondem a menos de 2% de sua matriz energética, conforme evidenciado na Tabela 2.1.

Na Tabela 2.2, consolida-se a participação da matriz energética brasileira, destacando-se a cogeração qualificada, resolução normativa nº 235 (vide tópico 2.6.2).

TABELA 2.1
Matriz energética brasileira – Empreendimentos em Operação

Código	Tipo	Fonte Primária	Capacidade Instalada		%	Total		%
			N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)	
UHE, PCH, CGH	Hidro	Água	744	77.368.172	70,07	744	77.368.172	70,07
UTE	Gás	Natural	89	10.598.502	9,60	118	11.779.530	10,67
		Processo	29	1.181.028	1,07			
	Petróleo	Óleo Diesel	711	3.428.481	3,11	732	4.725.675	4,28
		Óleo Residual	21	1.297.194	1,17			
	Biomassa	Cana	259	3.430.418	3,11	311	4.616.750	4,18
		Licor Negro	13	859.217	0,78			
		Madeira	31	260.317	0,24			
		Biogás	3	41.590	0,04			
	Carvão Mineral	Carvão Mineral	5	25.208	0,02			
		Carvão Mineral	8	1.455.104	1,32	8	1.455.104	1,32
UNT	Nuclear		2	2.007.000	1,82	2	2.007.000	1,82
SOL	Eólica		18	289.150	0,26	18	289.150	0,26
IMP	Importação	Paraguai		5.650.000	5,46	8.170.000	8.170.000	7,4
		Argentina		2.250.000	2,17			
		Venezuela		200.000	0,19			
		Uruguai		70.000	0,07			
Total			1.933	110.411.381	100	1.933	110.411.381	100

FONTE: ANEEL, 2008

Os esforços da legislação e regras no Brasil para apoiar projetos e empreendimentos de cogeração são discutidos no tópico 2.6.

TABELA 2.2
Resumo da matriz energética brasileira e a participação da cogeração

Código	Tipo	Capacidade Instalada		%
		N.º de Usinas	(kW)	
UHE, PCH, CGH	Hidrelétrica	744	77.368.172	70,07
UTE	Cogeração Qualificada	58	1.423.124	1,29
	Geração separada e cogeração não qualificada	1111	21.153.935	19,16
UNT	Nuclear	2	2.007.000	1,82
SOL	Eólica	18	289.150	0,26
IMP	Importação	-	8.170.000	7,40
Total		1.933	110.411.381	100

FONTE: ADAPTADO ANEEL, 2008

2.4 – Fundamentos Técnicos da Cogeração

Neste tópico serão discutidos os assuntos referentes aos tipos de arranjos, tipos de paridade, tecnologia aplicada e indicadores termodinâmicos para sistemas de cogeração.

Conforme já comentado no tópico 2.2, o que distingue uma central de cogeração é a sua capacidade de gerar duas ou mais formas de energia a partir de uma única fonte de energia.

Na Figura 2.7 é apresentado um esquema típico de atendimento das demandas de energia utilizando-se uma central de cogeração. Um fator importante a ser observado é a presença de sistemas independentes de geração de energia eletromecânica e térmica. Esses sistemas têm como função aumentar a confiabilidade de geração da central, ou seja, eles devem ser capazes de suprir demandas extras eventuais de energia térmica e/ou elétrica e também atuarem em eventuais paradas de emergência ou por manutenção.

Segundo Langreck (2000), quando são geradas duas formas de energia térmica (calor e frio) e mais a energia elétrica é comum dar o nome de *trigeração*. O uso de sistemas de trigeração pode resultar não apenas em economia de energia, mas também na mudança de perfil do usuário que, de consumidor de energia elétrica para a refrigeração, passa a consumir gás natural para a trigeração.

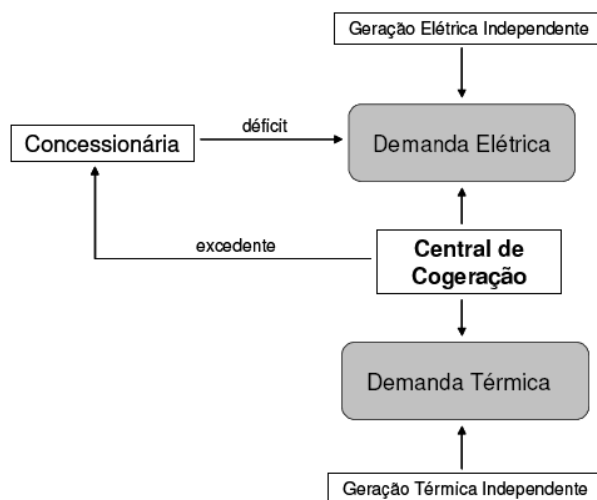


Figura 2.7 - Exemplo de representação de uma central de cogeração com atendimento de demandas de energia.

Fonte: BALESTIERI, 2002

2.4.1 – Arranjos em Sistemas de Cogeração

Existem dois tipos básicos de arranjos de sistemas de cogeração, sob o ponto de vista do fluxo energético. O primeiro é o *arranjo superior* ou a *montante* (“topping” em inglês) e o segundo é o *arranjo inferior* ou a *jusante* (“bottoming” em inglês).

No arranjo inferior a produção de energia térmica para o processo é aproveitada preferencialmente do que a geração de potência elétrica ou eletromecânica. A Figura 2.8 a seguir mostra o esquema típico de um sistema de cogeração de energia operando no arranjo inferior. Estes tipos de arranjos não são muitos comuns em plantas de cogeração.

No arranjo superior, a primeiramente promove-se a geração da potência elétrica ou eletromecânica, seguida da produção da energia térmica para o processo.

A Figura 2.9 mostra o esquema típico de um sistema de cogeração de energia operando no arranjo superior. Os arranjos do tipo superior são os mais utilizados uma vez que aproveitam maior energia e exergia do combustível para a geração de energia elétrica.

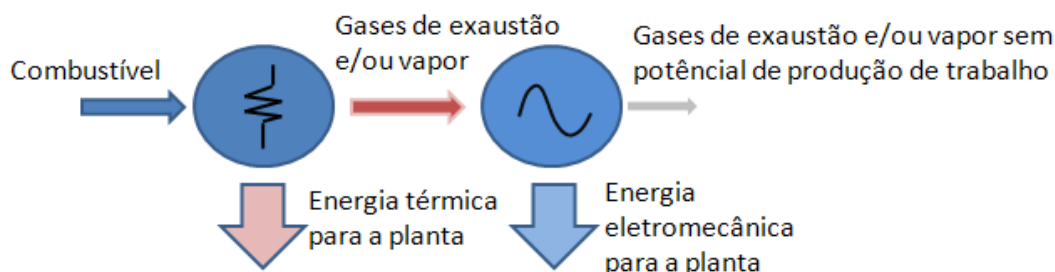


Figura 2.8 - Arranjo Inferior.

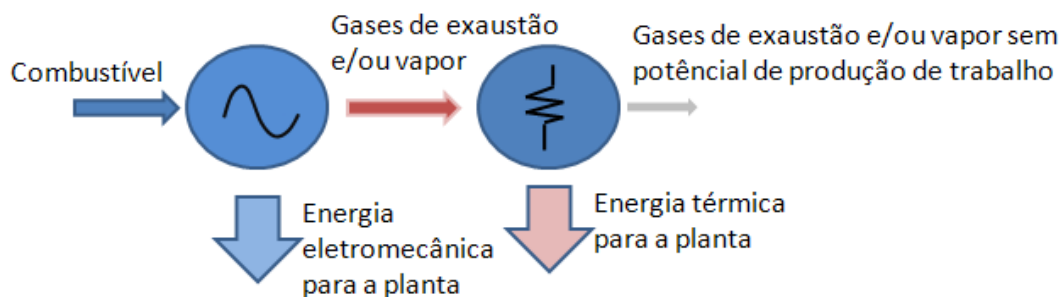


Figura 2.9 - Arranjo Superior.

2.4.2 – Curvas de Demanda e Paridade

Além dos arranjos apresentados acima, os sistemas de cogeração possuem dois tipos de estratégias operacionais que são definidas de acordo com o tipo de demanda elétrica ou térmica a serem atendidas integralmente:

- *Paridade Térmica:* a central é dimensionada e opera de forma a atender a demanda térmica do processo, podendo ou não haver suplemento de calor através de caldeiras auxiliares, nos picos da demanda térmica (Balestieri, 2002). Quando a geração da energia elétrica do sistema de cogeração é incapaz de suprir a demanda elétrica do processo, o diferencial entre a geração e a demanda é adquirida junto à rede, sendo a eletricidade tratada como um subproduto da central de cogeração. No caso de excedente, isto é, se a geração de energia elétrica for superior à demanda da planta, este excedente pode ou não ser vendido à concessionária. Sistemas de cogeração implementados por

seus próprios usuários tendem a operar em paridade térmica, pois é mais fácil adquirir de terceiros a eletricidade do que o calor.

- *Paridade Elétrica*: nesta estratégia, o sistema é dimensionado e opera para atender a demanda elétrica. Neste caso, o déficit de energia térmica deve ser adquirido de terceiros ou ser suprido por sistemas de geração térmica independente existentes no empreendimento e o excedente de energia térmica pode ser comercializados apenas se a central situar-se próxima à outros usuários dessa utilidade. Este tipo de estratégia é geralmente usado em locais remotos onde não existe estrutura de distribuição de energia elétrica centralizada e nos casos em que não é viável a venda de eletricidade.

As centrais de cogeração atendem os consumidores com demandas variáveis de energia elétrica e térmica ao longo de um determinado tempo. O Gráfico 2.1 abaixo mostra a variação da energia elétrica consumida e gerada para uma planta de cogeração operada por paridade térmica.

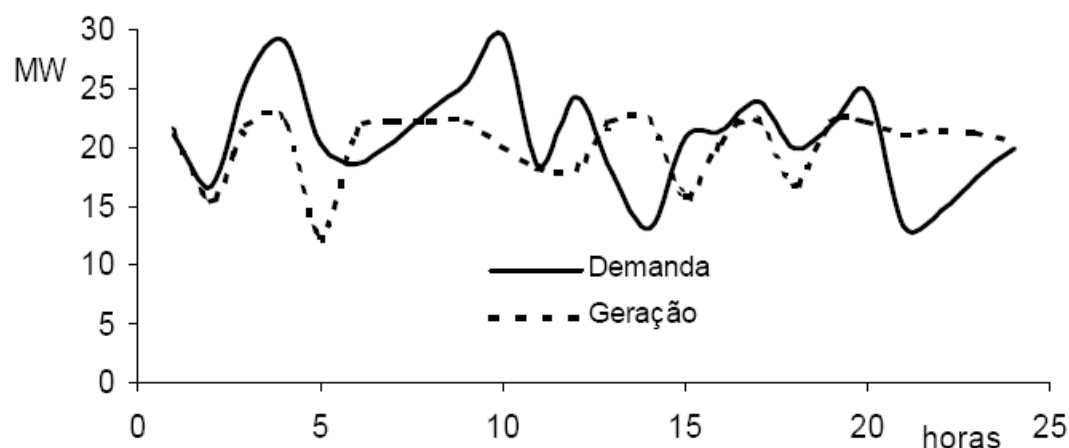


Gráfico 2.1 - Exemplo de curvas de variação de demanda elétrica e geração elétrica pelo sistema de cogeração operando com paridade térmica.

Fonte: LORA, 2004

É possível verificar que existem pontos de excedentes e déficits na geração da energia elétrica, o que descaracteriza a paridade elétrica. O Gráfico 2.2 a seguir relaciona os excedentes e os déficits de eletricidade em porcentagem do tempo anual de operação para o exemplo do caso apresentado pelo Gráfico 2.1.

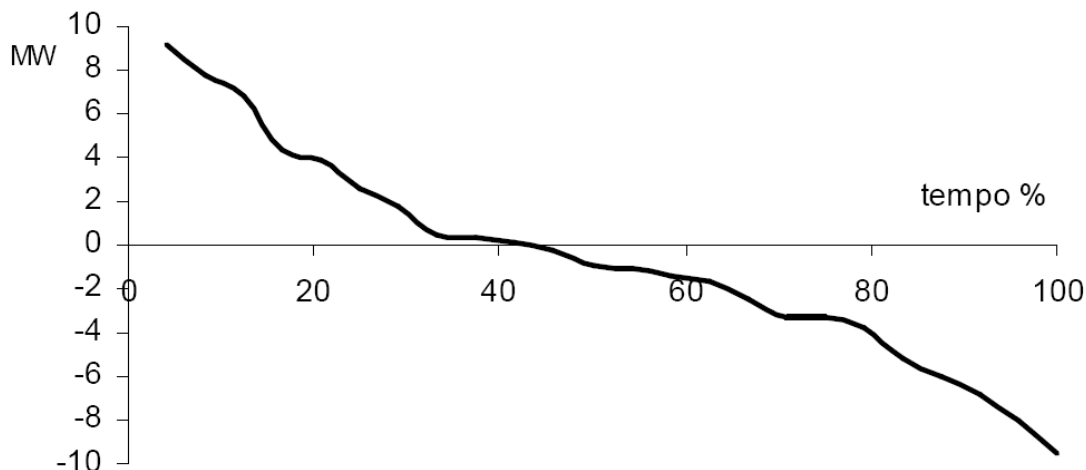


Gráfico 2.2 - Curva dos excedentes de energia elétrica
Fonte: LORA, 2004

Trabalhos como os de Santana *et al.* (2004), os critérios de paridade elétrica e paridade térmica são definidos baseados em oferta e necessidade de recursos de energia elétrica e térmica. Os autores apresentam duas configurações para o sistema de cogeração de um centro comercial:

No 1º caso, têm-se dois motores de combustão interna gerando 2.686 kW de energia elétrica, uma caldeira de recuperação e um chiller de absorção de 362 toneladas de refrigeração. Como a demanda térmica do local é de 1.500 toneladas de refrigeração e a elétrica de 3 MW, este primeiro arranjo não opera em paridade elétrica e nem térmica.

Para o 2º caso, tem-se uma turbina a gás gerando 1.663 kW de energia elétrica, uma caldeira de recuperação e um chiller de absorção de 2.000 toneladas de refrigeração, ou seja, paridade térmica com excedente de 500 toneladas de refrigeração.

Para o auxílio da análise de operações e projetos de centrais de cogeração, Nogueira (1996) define dois parâmetros α e β , a saber:

$$\bar{\alpha} = \frac{\text{Energia Elétrica Consumida}}{\text{Energia Térmica Consumida}} = \frac{\dot{W}_c}{\dot{Q}_c} \quad (2.4)$$

onde \dot{W}_c e \dot{Q}_c são respectivamente a energia elétrica e térmica média demandadas do empreendimento, sendo $\bar{\alpha}$ a razão entre a média de energia elétrica e térmica consumida no sistema.

$$\bar{\beta} = \frac{\text{Energia Elétrica Gerada}}{\text{Energia Térmica Gerada}} = \frac{\dot{W}_{cg}}{\dot{Q}_{cg}} \quad (2.5)$$

onde $\bar{\beta}$ a razão entre a média de energia elétrica e térmica gerado pela central de cogeração.

Se $\bar{\beta} < \bar{\alpha}$ déficit de energia elétrica.

Se $\bar{\beta} > \bar{\alpha}$ superávit de energia elétrica.

A Tabela 2.3 mostra valores típicos da razão de energia elétrica e térmica consumida, $\bar{\alpha}$, para alguns tipos de setores industriais.

TABELA 2.3
Valores de $\bar{\alpha}$ para alguns setores industriais

Setor Industrial	$\bar{\alpha}$
Açúcar e Álcool	0,11 a 0,09
Papel e Celulose	0,18 a 0,23
Têxtil	0,40 a 0,44
Petroquímica	0,21 a 0,25
Alimentos e Bebidas	0,05 a 0,10

FONTE: Adaptado de NOGUEIRA, 1996

A Tabela 2.4 a seguir mostra valores de $\bar{\beta}$ para tipos acionadores primários em sistemas de cogeração.

TABELA 2.4
Valores usuais de $\bar{\beta}$ para tipos de sistemas de cogeração

Tipos de ciclo	$\bar{\beta}$
Turbinas a Vapor de Contrapressão	0,10 a 0,45
Turbinas a Gás	0,25 a 0,80
Motor de combustão interna alternativo	0,50 a 1,60
Ciclos Combinados	0,75 a 2,00

FONTE: Adaptado de NOGUEIRA, 1996

As análises da operação apresentadas acima podem ser realizadas também com os valores de demandas instantâneos, mas são os valores médios de $\bar{\alpha}$ que auxiliarão, em conjunto com as curvas de demanda (GRAF. 2.1 e 2.2), na definição do melhor tipo de sistema de cogeração a ser projetado ou, se um sistema já implantado opera em paridade térmica ou elétrica.

2.4.3 – Tecnologias da Cogeração

Comercialmente, existem disponíveis no mercado as seguintes tecnologias de acionadores primários as quais podem ser utilizados em sistemas de cogeração. São eles:

- I – Turbinas a vapor;
- II – Turbinas a gás;
- III – Motores de combustão interna alternativo;
- IV – Ciclo combinado.

Para a geração da energia térmica para processo existem diversas tecnologias as quais são separadas por tipo de geração, frio ou quente:

- I – Refrigeração por Absorção para a geração do frio;
- II – Caldeiras de recuperação para a geração de vapor;
- III – Boilers para a geração de água quente;
- IV – Extração da turbina a vapor para a geração de vapor.

A escolha dentre as tecnologias dependem de diversos fatores, dentre eles podem-se citar a oferta e tipo de combustível, logística, preço dos equipamentos e finalidade do uso da energia térmica. Não é objetivo deste trabalho o aprofundamento no estudo das tecnologias de acionadores primários e da geração da energia térmica para sistemas de cogeração, somente será explanada, de maneira objetiva, a tecnologia de motores de combustão interna e refrigeração por absorção. Para as demais tecnologias, vide arte de Noordermeer (2000).

2.4.3.1 – Motor de combustão interna alternativo

Em 1876, Otto e Lagen construíram o primeiro motor de combustão interna. Na atualidade, os motores de combustão interna são empregados nas mais diversas aplicações de transporte ou estacionárias, como a geração de eletricidade.

Os ciclos Otto e Diesel são os ciclos teóricos básicos relativos aos motores de combustão interna com centelhamento (Ciclo Otto) e com auto-ignição (Ciclo Diesel). No ciclo Otto, a combustão ocorre no momento da compressão da mistura ar-combustível através do centelhamento. Já no Ciclo Diesel, pela característica do próprio combustível, a combustão ocorre por meio da auto-ignição.

Motores de combustão interna com ignição por centelhamento que usam o gás natural como combustível são melhores explicados pelo *Ciclo Dual*. Conforme explica Pulkrabek (2003), o ciclo Dual é um ciclo com ignição misto onde o combustível é injetado bem antes no ciclo. Com isso, a combustão por centelhamento ocorre praticamente à pressão e volume constante no ponto morto superior do cilindro de combustão.

Segundo Arrieta (2008), as características dos motores de combustão interna alternativos aplicados em centrais de cogeração são:

- Construção compacta;
- Faixa de capacidade de 5 kW a 60 MW;
- Combustíveis gasosos e líquidos;
- Bom fator de disponibilidade (80 a 90%);
- Primeira opção para sistemas de cogeração para segmentos comerciais por ter opções de pequeno porte e flexibilidade para a geração de energia elétrica;
- Operam com taxa de compressão em torno de 10:1 e rendimento em torno de 35% para geração de energia elétrica para o Ciclo Otto;
- Ciclo Diesel com taxa de compressão em torno de 20:1 e rendimento da ordem de até 45% para geração de energia elétrica;
- Relação de produção de potência/calor (β) é em torno de 0,5 a 2 para cogeração;
- A eficiência energética em sistemas de cogeração (*FUE*) com motor de combustão interna pode passar de 80%;
- Operação flexível para diversas demandas de potência elétrica e térmica;
- Gera vapor de baixa pressão ou de água quente de média ou baixa temperatura.

A Figura 2.10 mostra as possibilidades de plantas de cogeração com motores de combustão interna.

É possível verificar que sistemas de cogeração com motores de combustão interna possuem diversas opções de arranjos. É factível, por exemplo, a junção com caldeiras de recuperação tornando-o um ciclo combinado, com elevada eficiência global. Também neste caso, a geração de frio é possível, através do aproveitamento dos gases de exaustão do motor ou, então, uso de trocadores de calor cujo fluido quente é o vapor d'água proveniente da caldeira de recuperação acoplada ao motor.

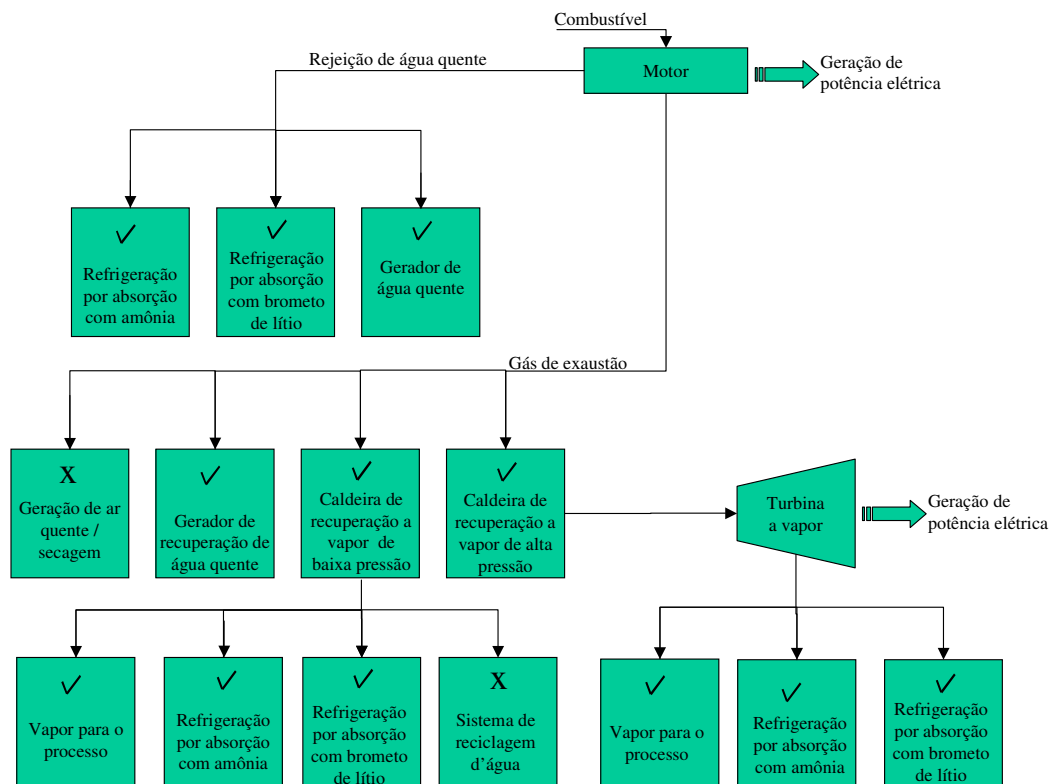


Figura 2.10 - Tipos de sistemas de cogeração com motores de combustão interna
 Fonte: adaptado de TRANSPARENT ENERGY SYSTEMS PRIVATE LIMITED, 2008

2.4.2.2 – Refrigeração por Absorção

Refrigeração por absorção é uma tecnologia de máquina térmica para geração de frio que foi primeiramente desenvolvida por Edmond Carré em 1850, usando água e ácido sulfúrico (FOLEY e DEVAULT, 2000).

Ao comparado com a tecnologia de refrigeração por compressão de vapor, a refrigeração por absorção é menos popular devido ao alto custo de investimento dos equipamentos de absorção e sua baixa eficiência energética, em outras palavras, coeficiente de desempenho (COP), geralmente entre 0,6 a 1,0 comprovados pelos catálogos técnicos destes equipamentos.

Entretanto, a refrigeração por absorção torna-se muito atraente quando aplicado em sistemas de cogeração, gerando um aumento significativo no fator de utilização de energia e sustentabilidade ambiental. Equipamentos de refrigeração por absorção são capazes de

reaproveitar os gases exauridos provenientes da queima de um combustível e/ou capazes de aproveitar a água quente de caldeiras de recuperação para gerar uma grande quantidade de frio. Este fato, atrelado à necessidade de racionalização da energia elétrica fez com que a refrigeração por absorção crescesse subitamente em todo o mundo nestas últimas décadas (LEE e SHERIF, 1999).

2.4.3.2.1 – O Ciclo de Absorção

Os principais componentes de um sistema de refrigeração por absorção encontram-se esquematizados na Figura 2.11. Considerando uma mistura de água e brometo de lítio onde a água é o refrigerante e o brometo de lítio é o absorvente o ciclo funciona da seguinte maneira:

A - A água circula pelo condensador, pela válvula de expansão e pelo evaporador como em um sistema de vapor por compressão. No entanto, o compressor é substituído pelo absorvedor, pela bomba e pelo gerador.

B - No absorvedor, o vapor de água vindo do evaporador é absorvido pela solução concentrada de brometo de lítio. A formação da solução diluída líquida é exotérmica; já que a quantidade de água que pode ser diluída em brometo de lítio aumenta à medida que a temperatura da solução decresce, por isso circula-se água de arrefecimento pelo absorvedor para remover a energia liberada conforme a água (refrigerante) e o brometo de lítio se tornam uma solução só e para manter a temperatura no absorvedor tão baixa quanto possível.

C - A solução de água e brometo de lítio deixa o absorvedor em um ponto e entra na bomba de solução, onde a pressão é elevada até a do gerador.

D - No gerador, uma transferência de calor de uma fonte a uma temperatura alta extrai vapor de água da solução água e brometo de lítio (processo endotérmico), deixando uma solução concentrada de brometo de lítio com pouca água a qual desce para o absorvedor passando por uma válvula redutora de pressão.

E - O vapor d'água liberado passa ao condensador. A única potência de acionamento é aquela necessária para a operação da bomba, que é pequena quando comparada à potência que seria necessária para compressão de vapor do refrigerante entre os mesmos níveis de pressão.

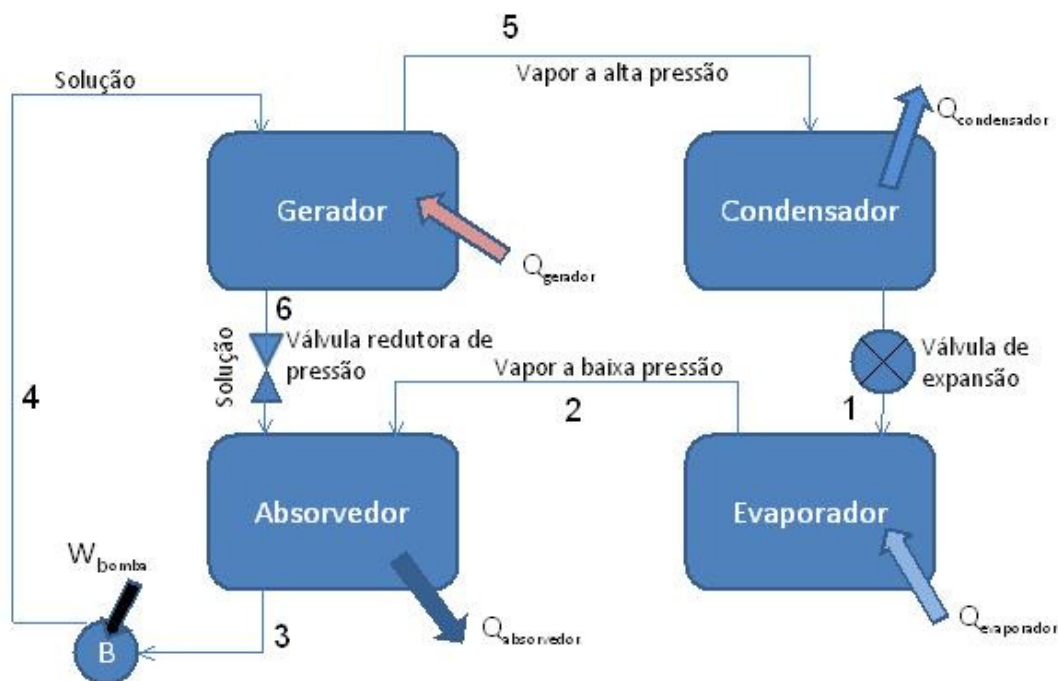


Figura 2.11 - Ciclo de refrigeração de simples estágio e simples efeito.

2.4.3.2.2 - Tipos de Ciclos

Chillers de absorção são comercialmente disponíveis em duas configurações básicas. Para aplicações acima de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, o ciclo usa a mistura água e brometo de lítio (ciclo comum para fins de conforto térmico), onde a água é o refrigerante e o brometo de lítio o absorvedor. Para aplicações abaixo de $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, o ciclo usado é com amônia e água, onde a amônia é o refrigerante e a água o absorvedor (RAFFERTY, 2001).

Para ambos, existem no mercado equipamentos multi-estágio e multi-efeito. Ciclos multi-estágio significa que o equipamento possui mais do que os quatro trocadores de calor básicos (gerador, evaporador, condensador e absorvedor) presentes em dois ou mais lugares no ciclo a diferentes pressões e concentrações. O ciclo multi-efeito é um caso especial de multi-estágio, significando o número de vezes que a fonte de calor é usada no ciclo. A vantagem deste tipo de ciclo é o aumento do COP, porém requer fontes de calor a uma temperatura mais alta, geralmente acima de $500\text{ }^{\circ}\text{C}$.

A Figura 2.12 apresenta um ciclo de refrigeração por absorção de duplo estágio e duplo efeito.

Chillers de absorção água/brometo de lítio normalmente usam este tipo de ciclo. Conforme já comentado, o COP pode ser aumentado através do acoplamento de componentes adicionais (estágios) e através do acréscimo do número de ciclos (efeitos).

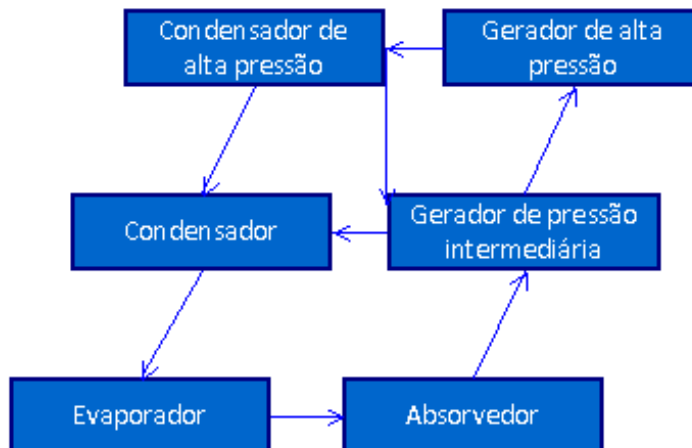


Figura 2.12 - Esquema básico de um ciclo de refrigeração por absorção de duplo estágio e duplo efeito

Muitos são os trabalhos realizados contendo motores de combustão interna e refrigeração por absorção.

Reis (2006), por exemplo, propõe e desenvolve um sistema compacto de cogeração com motor de combustão interna gerando 10 kW de energia elétrica, água quente a 65 °C e água gelada a 7 °C. A partir de medidas de pressão, temperatura e vazão, realiza uma avaliação termodinâmica e exergoeconômica, cujos resultados são mostrados através de gráficos de custos em função da rotação do motor. Concluiu-se que os resultados exergoeconômicos foram convergentes a outros trabalhos nesta mesma linha.

As vantagens da refrigeração por absorção também são muito discutidas e por isso existem diversos trabalhos tratando somente deste assunto, como por exemplo:

Lee e Sherif (1999) discutem as vantagens dos chillers de absorção em relação ao de compressão destacando a ampliação de sua utilização em função do crescimento da demanda energética.

Discutem, ainda, a escolha entre os ciclos de simples, duplo e triplo efeito, dependentes da temperatura da fonte térmica que troca calor com o chiller. Para a Segunda Lei da Termodinâmica, os autores propõem dois cálculos para eficiência do ciclo. No primeiro caso a eficiência é definida pela razão entre os coeficientes de desempenho calculados pela Primeira Lei da Termodinâmica e pelo refrigerador de Carnot. A segunda

definição considera a razão entre a variação de exergia no evaporador e a variação de exergia do gerador do refrigerador.

Izquierdo *et al.* (2005) investigam um sistema de refrigeração por absorção que opera com coletores solares para aquecer água, responsáveis pelo aquecimento do gerador de alta e de baixa pressão do ciclo de duplo estágio. A entropia gerada, a exergia destruída e a eficiência exergética como função da temperatura de absorção são calculadas. Os resultados gerados são comparados com estudos anteriores de ciclos de refrigeração por absorção de simples e duplo efeito de condensação água/ar indicando convergência entre eles.

2.4.4 – Indicadores de Desempenho Exergético de Sistemas de Cogeração baseado na Análise Termodinâmica

Os fatores pela análise da Segunda Lei da Termodinâmica apresentados seguem definição adaptada de Li (1996).

A – Fator de utilização da exergia (*FUX*):

$$FUX = \frac{B_{T.cg} + \dot{W}_{cg}}{B_{Co}} \quad (2.6)$$

onde $B_{T.cg}$ é a exergia térmica cogorada e B_{Co} é a exergia do combustível entregue ao sistema.

$$B_{Co} = \dot{m} \cdot c_1 \cdot PCI \quad (2.7)$$

onde c_1 , segundo Li (1996) é o coeficiente empírico que varia de acordo com o combustível que varia de 1,06 a 1,10 para carvão, 1,04 a 1,08 para óleos combustíveis e 1,04 a 1,06 para gás natural.

B – Taxa de economia da exergia do combustível (*TEXC*):

$$TEXC = 1 - \frac{B_F}{\frac{B_{T, cg}}{\varepsilon_{BC}} + \frac{\dot{W}_{cg}}{\varepsilon_{EPS}}} \quad (2.8)$$

onde ε_{EPS} e ε_{BC} são respectivamente as eficiências exergéticas para o sistema de geração da energia elétrica e para o sistema de geração de energia térmica, ambos considerando a geração em separado.

Assim como na equação 2.3, a equação 2.8 mostra o quanto foi economizado de combustível comparando com a geração em separado dos produtos gerados (energia elétrica e térmica), porém através da análise da exergia.

Estas metodologias de avaliação são comumente usadas em avaliações de sistemas térmicos, por exemplo, Santana *et al.* (2004), para o cálculo das trocas energéticas dos componentes e suas respectivas exergias, utilizam equações do fator de utilização de energia e do fator de utilização da exergia, porém considerando como energia térmica o vapor d'água que é gerado na caldeira de recuperação.

Rosen *et al.* (2005) apresentam os resultados da avaliação de um sistema de cogeração de aquecimento distrital, energia elétrica, calor e frio para três situações na cidade de Edmonton, Alberta/ Canadá: frio com chiller elétrico; frio com chiller absorção de simples estágio; frio com chiller absorção de duplo estágio.

Os autores discutem as formulações termodinâmicas para avaliação do sistema, incluindo análise exergética. Analogamente a Santana *et al.* (2004), os autores consideram para o cálculo da eficiência do sistema de cogeração a energia térmica que alimenta o chiller. Com os resultados é concluído que as formas de energia envolvidas no sistema de cogeração de aquecimento distrital deve ser feito com a análise da exergia, pois a mesma é possível conhecer termodinamicamente a qualidade dos três tipos de energia produzida.

2.5 – Projetos de Cogeração

Segundo Arrieta (2008), a elaboração de um projeto de um sistema de cogeração requer a análise de diversos fatores tais como:

- Impactos sócio-ambientais;
- Tipo e oferta do combustível existente;

- Eficiência energética e exergetica;
- Equipamentos disponíveis (acionadores primários);
- Demanda de energia elétrica e térmica;
- Custo e disponibilidade da energia elétrica a ser aportada da rede externa;
- Preço atual e futuro da energia elétrica e do combustível;
- Retorno financeiro;
- Custo dos equipamentos;
- Incentivos fiscais.

A Figura 2.13 ilustra de forma esquematizada os fatores principais, em ordem, a serem considerados na implantação de um projeto de cogeração.

Por exemplo, a escolha do melhor tipo do acionador primário, além de ser determinada pelo tipo de combustível disponível, é também determinada por pelo tipo de instalação, espaço físico disponível, potência elétrica e/ou energia térmica necessária, relação potência/calor requisitado (α), categoria da aplicação e a flexibilidade de operação em diferentes cargas e horários.

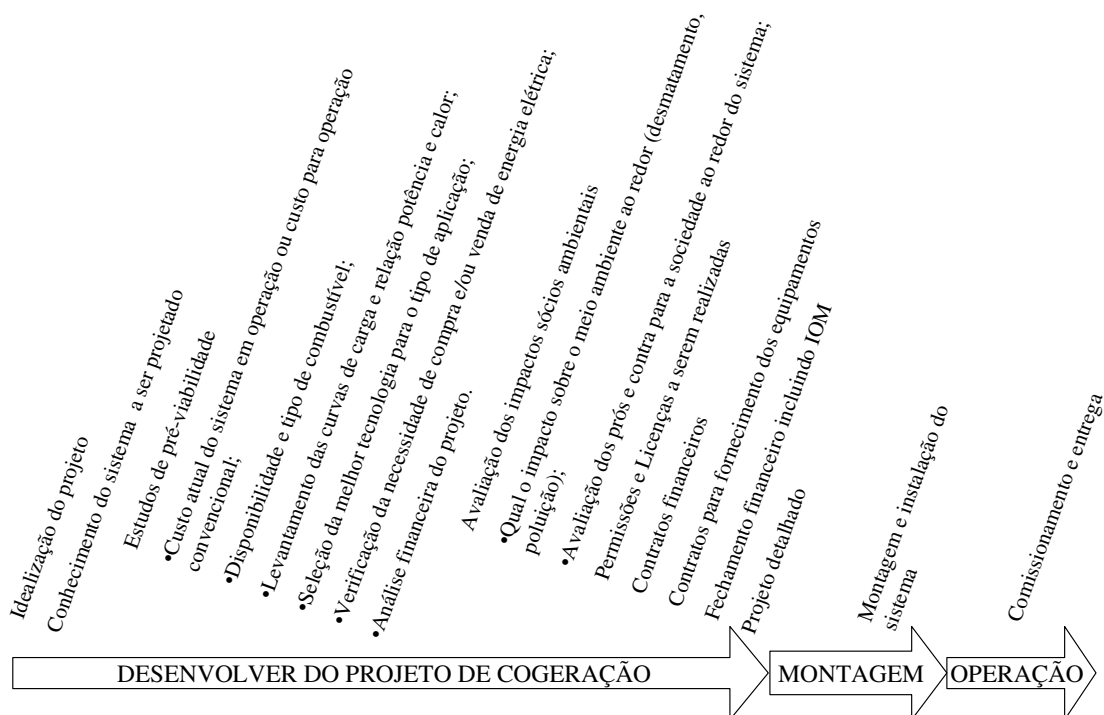


Figura 2.13 - Exemplo das etapas de desenvolvimento um projeto de cogeração
 Fonte: Adaptado das notas de aulas de ARRIETA, 2008

Sobre a categoria da aplicação e do tipo de instalação, em setores industriais, por exemplo, o acionador usado em muitos casos é a turbina a vapor, em setores comerciais de

grande porte, o acionador mais comum usado é o motor de combustão interna. A Figura 2.14 apresenta esta categoria de aplicação indicando o melhor tipo de instalação em função da razão consumo de energia elétrica pelo consumo de energia térmica (α) e a capacidade de geração de energia elétrica.

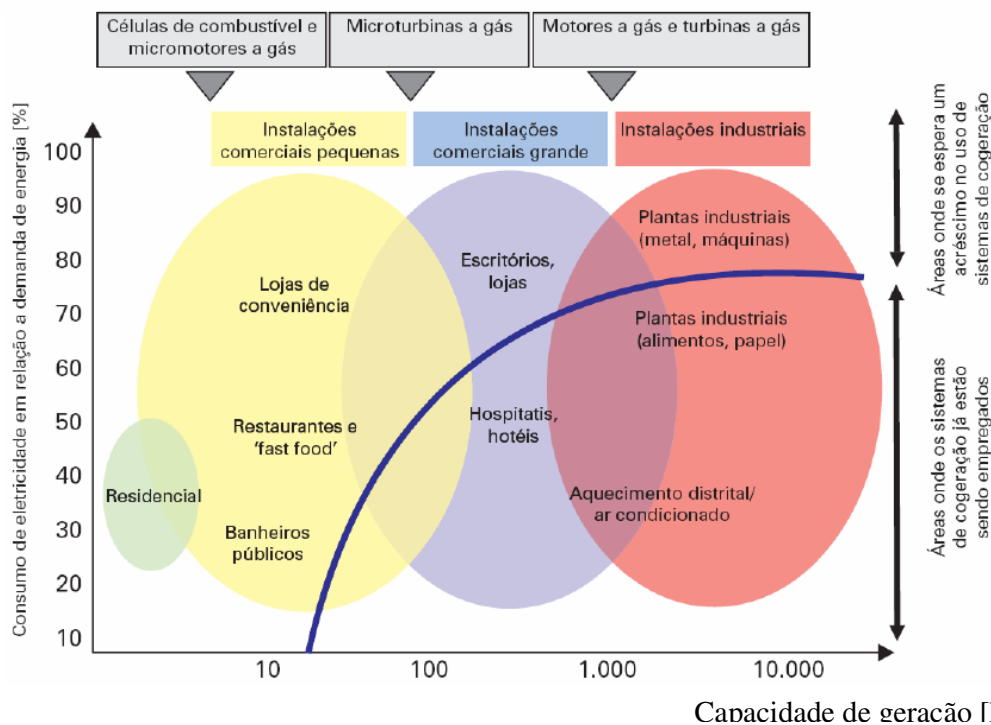


Figura 2.14 - Categorias de acionadores

Fonte: LORA, 2006

Para a razão calor/potência necessária, a Figura 2.15, apresenta a melhor seleção da tecnologia de tipos de acionadores primários. Por exemplo, para ciclos Rankine, a razão calor de processo e potência elétrica é possível entre 4 e 25.

Esta ampla variação é devida às variações requeridas para pressão de vapor de processo ao gerador de vapor, quanto maior a pressão de operação, maior o valor do parâmetro α , logo maior a quantidade de energia elétrica por unidade de energia térmica é consumida e conseqüentemente gerada.

É importante ressaltar que, a escolha do acionador primário é, em primeiro lugar, definida pelo tipo de combustível ofertado na região, ou seja, deve ser verificado qual o tipo de combustível ofertado na região onde se queira instalar um empreendimento de cogeração.

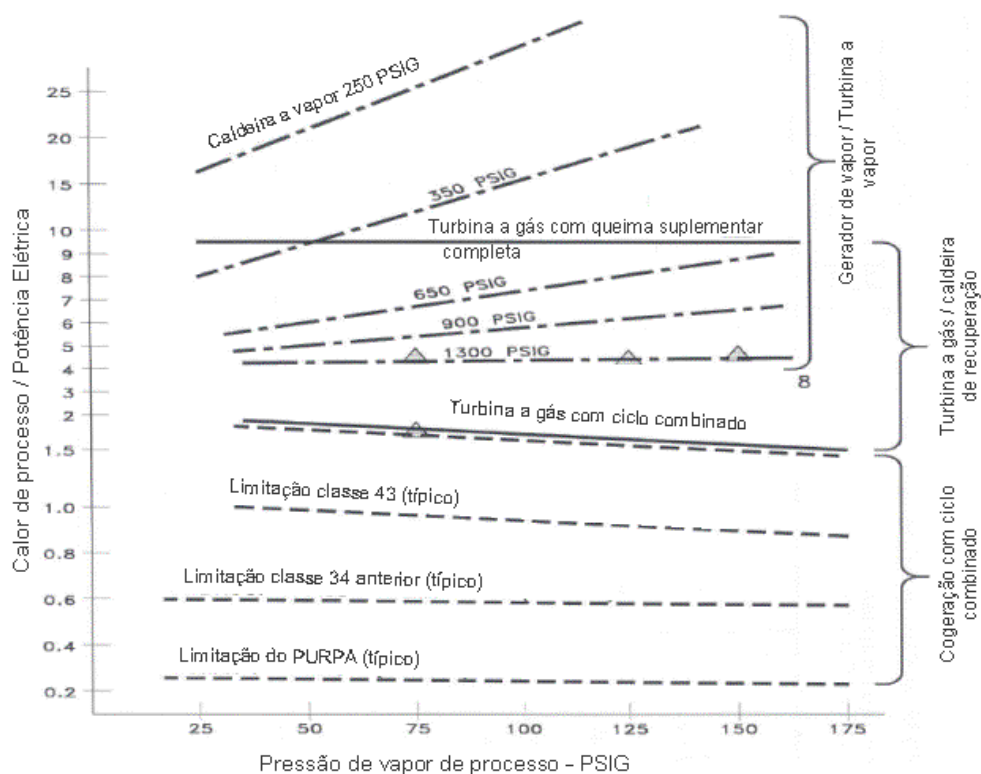


Figura 2.15 - Seleção da tecnologia a partir da relação calor/potência.
Fonte: adaptado de BALLEGOOYEN, 1998

A linha pontilhada identificada como PURPA refere-se ao “Public Utility Regulatory Policies Act” que é a lei nos Estados Unidos para qualificação e demais requisitos para centrais de energia renovável. As linhas pontilhadas identificadas como classe 34 e classe 43 referem-se às classes de qualificação das centrais de cogeração para o Canadá.

Para o desenvolvimento e finalização de um projeto de cogeração, é necessária que seja criada uma equipe de trabalho com conhecimentos técnicos, pois conforme pode ser verificado, a elaboração de um projeto requer diversos detalhes.

Estudiosos nesta área, a exemplo de Lora e Nascimento (2004), usam os indicadores α e β , (definidos no tópico 2.4.2) para a escolha do melhor tipo de acionador de um sistema de cogeração. Os autores apresentam, ainda, a importância do perfil de consumo de energia elétrica e térmica na definição dos períodos de operação. Como as demandas são variáveis, o sistema deve estar preparado para comprar ou vender energia.

Por exemplo, a decisão pelo uso em paralelo da energia elétrica da concessionária e/ou acionamento de máquinas térmicas para suprir períodos de alta demanda de energia elétrica ou térmica respectivamente, além da capacidade do sistema de cogeração.

Analogamente, Ballegooyen (1998) avalia a razão de transferência de calor de processo sobre a potência elétrica gerada para sistemas de cogeração, inverso de α . Tal taxa, conforme mostrado em seu trabalho, permite determinar o ciclo mais adequado para determinado sistema de cogeração, conhecida a demanda de calor e potência elétrica, por exemplo, o ciclo superior a turbina a gás e caldeira de recuperação é aplicável em razões de calor e potência entre 1,5 (caldeira de recuperação sem queima) e 10 (caldeira de recuperação com queima complementar).

Conforme comentado, os detalhes de um projeto de cogeração são inúmeros. Um exemplo interessante de previsão do comportamento técnico e financeiro, item importante em um projeto, é o trabalho de Ziher e Poredos (2006), onde é discutida a influência dos regimes de operação do sistema de cogeração em um hospital.

Eles definem que devem ser conhecidos os custos com investimento, manutenção, preço do combustível, custo de mão de obra, depreciação dos equipamentos e custos com empréstimos eventuais. Tais dados são fundamentais na comparação do novo sistema com o antigo/convencional. Além disto, é necessário prever o regime de operação futura e os custos associados, como por exemplo, o custo estimado do combustível. É essencial saber as tendências de preços das energias geradas pelo sistema de cogeração. Os autores esperam que a energia elétrica seja mais cara por ser essencialmente exergia. Porém, na prática, os preços de energia elétrica e calor dependem de vários fatores e são, em alguns casos, regulados pelo governo.

Para a avaliação econômica foi tomado por base um sistema de trigeração em um hospital considerando paridade elétrica, com acionadores do tipo motor de combustão interna e turbina a gás, um chiller de absorção para geração de água gelada e calor. A análise econômica levou em consideração o método estático, o tempo de retorno (TR) e o método dinâmico, o valor presente líquido (VPL) e índice de lucratividade (IL).

2.6 – Aspectos Legais da Cogeração no Brasil

A energia elétrica é a única forma de energia que pode ser consumida a grandes distâncias das centrais geradoras. Devido a isto, ela é uma utilidade da cogeração com liberdade de comercialização e por isso, regulamentado por um complexo sistema regulatório.

Segundo Barja (2006), as análises das leis, das resoluções e o impacto das mesmas no Brasil levam a conclusão de que, a existência de alguns pontos restritivos merecem revisão de modo a tornar o segmento da cogeração mais atrativo e aumentar a capacidade do país.

O sistema regulatório brasileiro ampara as fases de produção, transporte e consumo que caracterizam o setor. Em um empreendimento de cogeração, os aspectos legais devem ser analisados de modo similar aos aspectos técnicos e financeiros, pois podem comprometer sua viabilidade econômica.

2.6.1 – Leis de Comercialização da Energia Elétrica

A Lei n.º 9.074, de 7 de julho de 1995, regulamentado pelo decreto n.º 2003 de 10 de setembro de 1996 refere-se à comercialização da energia, tema de grande importância para sistemas de cogeração exportador de energia elétrica, que permite ao produtor independente a comercialização para consumidores de energia elétrica integrantes do complexo industrial e comercial. Além disto, é também permitida a venda desta energia elétrica a consumidores livres e para o concessionário ou permissionário de distribuição.

O sistema de cogeração, para a venda ou consumo de energia elétrica, deve estar conectado à rede de transmissão ou distribuição. A Resolução da ANEEL n.º 281/99 estabelece as normas e obriga aos usuários à celebração de contratos para efetuarem estudos, projetos e a execução das instalações de conexões com o sistema elétrico da concessionária ou permissionária. Os custos destas instalações necessárias são de responsabilidade dos interessados, neste caso o acessante.

A outorga para autorização de concessão ou permissão para que o empreendimento de cogeração possa produzir eletricidade, vendendo ou consumindo é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia, conforme a Lei n.º 8.987/95 regulamentado pelo artigo 63 do Decreto n.º 5.163/04. A autorização é dada à pessoa jurídica ou às empresas reunidas em consórcios. Para sistemas de cogeração de até 5 MW, é necessário apenas um registro do empreendimento na ANEEL. Para sistemas acima de 5 MW, exige-se uma autorização da União, válida por 30 anos e a comprovação da idoneidade do proprietário quanto às condições operativas do sistema de cogeração e de sua conexão com a rede, definidos na Lei n.º 8.987 de 13 de fevereiro de 1995.

A autorização para a comercialização de energia elétrica pode ser outorgada a sistemas de cogeração de qualquer potência, apenas para pessoas jurídicas.

Para fins de regulamentação, a capacidade instalada é definida pela ANEEL como potência elétrica ativa nominal, expressa em kW, dos geradores elétricos, considerando o regime de operação contínuo e as condições nominais de operação.

Outro fator relevante em projetos de cogeração é a conexão do sistema de cogeração com a rede elétrica externa, importação e/ou exportação. Além da exportação e importação, tem-se a contratação da energia reserva ou *backup*, caso haja indisponibilidade do sistema de cogeração.

2.6.2 – Incentivos e Qualificação

As políticas de incentivo à cogeração no Brasil iniciou-se com o Decreto nº 2.003 em que o governo formaliza a racionalidade da cogeração, permitindo a comercialização da energia elétrica pelo cogrador. Outro incentivo é a redução de 50% nas tarifas de uso de sistemas elétricos de transmissão e distribuição incidentes na produção e no consumo de energia elétrica em sistemas de cogeração qualificada (Resolução Normativa da ANEEL nº. 77, de 18 de agosto de 2004). Além disto podem existir incentivos regionais, como no caso dos estados de São Paulo e Sergipe, onde há preços diferenciados para o gás natural utilizados em sistemas de cogeração.

Para ser considerado como cogrador qualificado e poder receber os incentivos, o sistema de cogeração deve respeitar a Resolução Normativa Nº 235 de 14 de novembro de 2006 que estabelece os requisitos para o reconhecimento da qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia com vistas a participação nas políticas de incentivo ao uso racional dos recursos energéticos, a saber:

Estar regularizada perante ANEEL, conforme Resolução nº 112, de maio de 1999;

Preencher os requisitos mínimos de racionalidade energética, mediante o cumprimento das inequações abaixo:

$$\frac{Et}{Ef} \geq 15\% \quad (2.9)$$

$$\left(\frac{Et}{Ef} \right) \div X + \frac{Ee}{Ef} \geq Fc(\%) \quad (2.10)$$

onde Et é energia térmica cedida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh. Ee é a energia elétrica cedida pela central cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh. Ef é a energia da fonte recebida pela central termelétrica cogeneradora, no seu regime operativo médio, em kWh, com base no conteúdo energético específico, que no caso dos combustíveis é o Poder Calorífico Inferior (PCI). $Fc(\%)$ é o fator de cogeração, o qual se aproxima da eficiência exergetica. X é o fator de ponderação.

Os valores de X e $Fc(\%)$ são aplicados de acordo com a potência elétrica instalada na central de cogeração e da respectiva fonte, a saber:

TABELA 2.5
Valores de “ X ” e de “ Fc ” para adequação dos requisitos mínimos de racionalidade energética

Fonte/potência elétrica instalada	X	$Fc\%$
Derivados de Petróleo, Gás Natural e Carvão:		
Até 5 MW	2,14	41
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,13	44
Acima de 20 MW	2,00	50
Demais combustíveis:		
Até 5 MW	2,50	32
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,14	37
Acima de 20 MW	1,88	42
Calor recuperado de processo:		
Até 5 MW	2,60	25
Acima de 5 MW e até 20 MW	2,17	30
Acima de 20 MW	1,86	35

FONTE: RESOLUÇÃO ANEEL 235 DE 2006

O requerimento da qualificação deverá considerar os dados energéticos extraídos da efetiva operação da central, podendo, na sua falta, ser instruído com as informações do planejamento operativo.

As centrais cogeneradoras que utilizam exclusivamente a biomassa como fonte primária de energia não necessitam de qualificação para receber os benefícios previstos na legislação, respeitadas as respectivas condições de aplicação.

3 – ANÁLISE ENERGÉTICA E EXERGÉTICA

Este capítulo tem como objetivo a apresentação da fundamentação teórica e introdução da nomenclatura adotada no estudo da energia, exergia, exergia da combustão e termoeconomia para que junto com o Capítulo 2 seja possível a criação da modelagem matemática aplicada à análise de sistema de cogeração para centros comerciais com motor de combustão interna e chiller.

Como as fundamentações teóricas sobre a Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica são clássicas, as mesmas serão brevemente discutidas. Para detalhes recomenda-se Li (1996) e Sonntag (2003).

3.1 – Primeira e Segunda Leis da Termodinâmica

A equação da primeira Lei da Termodinâmica para um volume de controle em regime permanente, desprezando-se as variações da energia cinética e a energia potencial é escrita na forma:

$$\dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \sum \dot{m}_e \cdot h_e - \sum \dot{m}_s \cdot h_s = 0 \quad (3.1)$$

onde \dot{Q}_{vc} e \dot{W}_{vc} são respectivamente a taxa de transferência de calor e potência gerada ou consumida sobre ou sob o volume de controle, \dot{m} é a vazão mássica e h a entalpia específica. Os subscritos e e s representam respectivamente a entrada e saída do volume de controle.

A Segunda Lei da Termodinâmica estabelece o sentido possível de uma conversão de energia. Neste ponto, o conceito da exergia é incorporado para que o potencial de trabalho produzido seja calculado e com isso ser conhecido a qualidade da energia empregada ou a ser empregada.

Sistemas de conversão de energia devem ser avaliados não somente em termos de balanço de energia, mas também em termos de balanço de exergia, incluindo a exergia perdida e destruída. Análises devem ser realizadas para minimizar perdas desnecessárias na capacidade de realizar trabalho termodinâmico para que os recursos energéticos possam ser melhores utilizados.

Para um fluxo de matéria atravessando a superfície de um volume de controle, em regime permanente, considerando desprezível a energia cinética e a energia potencial, a variação da exergia do sistema pode ser escrita como:

$$\Delta B = \sum \dot{m}_e (h_e - T_o s_e) - \sum \dot{m}_s (h_s - T_o s_s) \quad (3.2)$$

onde ΔB é a variação da exergia física, s_e e s_s a entropia específica de entrada e saída e T_o a temperatura de referência.

$$\Delta b = (h_1 - h_2) - T_o (s_1 - s_2) \quad (3.3)$$

A equação acima é a variação do potencial de trabalho específico ou exergia física específica, b , de um fluxo para um processo entre os estados 1 e 2.

Quando as condições à saída do sistema são idênticas a aquelas do ambiente de referência, a exergia entre o estado 1 e o estado do ambiente representará o potencial de trabalho específico para uma substância no estado 1. O potencial de trabalho em unidade de massa de um fluxo em qualquer estado é definido como exergia física de um fluxo.

$$b = (h - h_o) - T_o (s - s_o) \quad (3.4)$$

onde T_o , h_o e s_o são propriedades do fluxo com temperatura e pressão em equilíbrio com o ambiente de referência (T_o , p_o). Exceto se indicado, a temperatura e pressão do ambiente são assumidas na condição padrão (25 °C e 1 atm).

De modo similar ao balanço energético, Li (1996) discute detalhadamente o Balanço de Exergia na forma:

$$b_2 - b_1 = b_q + b_w + b_s - b_e - i \quad (3.5)$$

onde termos b_2 e b_1 representam a mudança de exergia para sistemas fechados (ou sistemas sem fluxo). Em regime permanente, este termo se é zero, pois não há variação de massa. O termo b_q é a exergia devido à transferência de calor entre o volume de controle e sua vizinhança. O Termo b_w é a exergia do trabalho produzido pelo o volume de controle. Os termos b_e e b_s representam a exergia para sistemas abertos (ou sistemas com fluxo de massa cruzando a fronteira entrando e saindo) e numericamente dependem das condições de entrada e saída. Finalmente o termo i é a destruição da exergia que ocorre no processo ou a irreversibilidade gerada. Numericamente, a irreversibilidade é a entropia produzida internamente no volume de controle vezes a temperatura do ambiente T_o .

3.2 – Exergia Química de Substâncias

O cálculo da exergia física de uma substância foi apresentado no tópico anterior pela equação 3.4. Porém existe ainda a parcela química a qual influencia significativamente em misturas de gases, combustões e alguns fluidos térmicos.

Da equação 3.4 anterior podemos montar a equação 3.6 abaixo:

$$b = (h - h_o) - T_o(s - s_o) + \sum M_i (\mu_i - \mu_{i,o}) \quad (3.6)$$

onde os dois primeiros termos a direita da equação representam as parcelas térmica e mecânica da exergia, respectivamente, associadas à capacidade de produzir trabalho durante um processo termodinâmico qualquer. O terceiro termo corresponde a parcela química, μ , da exergia e está associada também à capacidade de produzir trabalho, por espécie i , em função da fração molar de cada espécie M na atmosfera.

Para gases misturas de gases ideais, a equação 3.6 é decomposta em:

$$b = \sum M_i (b_{iT} + b_{iM} + b_{iQ}) \quad (3.7)$$

onde os subscritos T e M referem-se a exergia térmica e mecânica e o subscrito Q a exergia química.

Para os combustíveis líquidos e sólidos a equação 3.6 pode ser na seguinte forma:

$$b = (h - h_o) - T_o(s - s_o) + \mu_i - \mu_{i,o} \quad (3.8)$$

Neste caso, não há a parcela molar de cada espécie por não se tratar de gases ideais. Desconsiderando a parcela física, exceto em pressões elevadas a equação 3.8 torna-se:

$$b = b_{iT} + b_{iQ} \quad (3.9)$$

Para maiores detalhes para procedimentos de cálculos das parcelas mecânica, térmica e química, vide Lozano e Valero (1986).

3.3 – Termoeconomia e Exergoeconomia

A Termoeconomia é a aplicação da exergia para a formação e alocação de custos econômicos.

Os primeiros trabalhos usando esta técnica datam de 1950 (M. Tribus e R. B. Evans) da Universidade da Califórnia, EUA onde foi constituída a primeira formulação matemática para a termoeconomia (CERQUEIRA, 1999).

Nas décadas de 80 e 90 (A. Valero e M. A. Lozano) da Universidade de Zaragoza na Espanha, destacaram-se por suas diversas contribuições no assunto da termoeconomia.

Cerqueira (1999) discute que termoeconomia é bem empregada em situações práticas de sistemas de cogeração em refinarias, usinas de açúcar e álcool, indústrias de celulose, além de ser também utilizada na fase de projeto, monitoração on-line da operação e manutenção.

Por se tratar de um método onde existe a interação dos fluxos (mássicos, de energia e exergia) de cada componente, ou seja, o fluxo de entrada de um determinado componente é o fluxo de saída de outro componente, com a aplicação da termoeconomia é possível otimizar sistemas de forma a minimizar o custo termoeconômico do fluxo desejado.

Em suma, termoeconomia é usada para indicar a combinação da análise exérgica com a econômica. A característica fundamental deste tipo de análise é a alocação dos custos em função da exergia, e não da energia contida num sistema (custo exérgico). No ano 1983, foi introduzido o termo “exergoeconômico” para definir, de maneira mais clara, o método que combina a análise exérgica com a econômica usando o custo exérgico (TSATSARONIS, 1985).

A exergoeconomia é a aplicação da termoeconomia usando valores econômicos em moedas. Em outras palavras é o complemento e uma forma de alocação de custos usando como base a teoria termoeconômica.

3.3.1 – As Teorias da Termoeconomia

Frangopoulos (1983) desenvolveu a metodologia da Análise Funcional Termoeconômica. Nesta análise um sistema complexo é a composição de diversas unidades inter-relacionadas. Cada unidade em um sistema de cogeração, a qual pode representar um

equipamento ou componente, tem um produto que determina sua relação com outros componentes e com o ambiente. As unidades também podem ser unidades virtuais tais como junções (os quais recebem diversos produtos de componentes) e/ou ramificações/bifurcações (os quais distribuem um único produto para diversas unidades).

Tsatsaronis e seus colaboradores (Tsatsaronis e Winhold, 1985; Tsatsaronis, 1993; Tsatsaronis e Pisa, 1994 e Bejan *et al.*, 1996) desenvolveram a Metodologia Exergoeconômica a qual considera em primeira análise a determinação e identificação dos fluxos energéticos, exergéticos, o custo de instalação e manutenção. Com estas informações é possível gerar os balanços termoeconômicos para cada unidade. Esta metodologia pode ser melhor estudada no trabalho de Cerqueira (1999).

Por sua vez, Lozano e Valero (1993) desenvolveram a Metodologia do Custo Exergético. Nesta metodologia, os autores enumeraram um conjunto de postulados, de modo a gerar equações, para determinar os custos exergéticos dos fluxos do sistema. Ainda nesta metodologia, a representação da estrutura física para a termoeconomia é proposta em um modelo de grafo, gerando a Estrutura Produtiva do sistema. As equações geradas são inseridas e organizadas em matrizes, a qual sua solução, indica a convergência Termoeconômica do sistema e sua Estrutura Produtiva. Para maiores detalhes desta metodologia, vide recomenda-se Arrieta (2000).

Uma variante da Metodologia do Custo Exergético é a Metodologia Estrutural. A proposta desta metodologia é facilitar visualmente a estrutura produtiva incluindo ramificações e junções na mesma (já proposto na análise funcional) e com isto também facilitar o método do equacionamento tornando mais amigável à análise de sistemas térmicos de maior complexidade. A Metodologia Estrutural será a abordada neste trabalho.

3.3.2 – Teoria Estrutural Termoeconômica

Conforme a segunda Lei da Termodinâmica é importante observar que:

$$(\text{Exergia de entrada}) - (\text{Exergia de saída}) = \text{Irreversibilidade} > 0 \quad (3.10)$$

segundo a termoeconomia:

$$\text{Fuel} (F) - \text{Produto} (P) = \text{Irreversibilidade} (I) > 0 \quad (3.11)$$

onde *Fuel* significa a exergia do insumo.

As equações 3.10 e 3.11 são coerentes, porém a primeira tem um enfoque puramente termodinâmico, enquanto a segunda vai além, adentrando nos conceitos econômicos e no processo de formação de custos.

Assim a eficiência exergética (ε) é definida como:

$$\varepsilon = \frac{\text{Produto}(P)}{\text{Fuel}(F)} \quad (3.12)$$

O *Fuel*, F , é considerado como os insumos consumidos para a geração do produto, P , ou seja, o resultado líquido gerado pelo componente do sistema. Exemplos clássicos são as turbinas a gás onde a exergia do combustível é o insumo e a energia elétrica é o produto.

Como a eficiência exergética é sempre inferior à unidade, tem-se que nos processos reais criados e desenvolvidos pelo homem, a obtenção de um produto gera resíduos ou produtos não desejados. Assim torna-se relevante quantificar as irreversibilidades do processo, identificá-las e quantificá-las. Segundo Cuadra e Valero (2000), o balanço de exergia permite apenas quantificar as perdas, porém o mais importante é seu custo exergético. B^* a saber:

$$B^* = B + \sum_{\text{processo}} I \quad (3.13)$$

Portanto, o custo exergético de um produto é igual a sua exergia mais a soma das irreversibilidades acumuladas ao longo do processo.

A geração do custo da produção de um produto, por exemplo, não é causa de ser formado onde as irreversibilidades aparecem. Embora o balanço de exergia permite localizar as irreversibilidades, é necessária uma análise mais profunda do processo quando queremos quantificar e identificar a origem desta irreversibilidade no processo de produção. Em sentido geral o custo de um produto é a quantidade de insumos para sua obtenção.

Na termoeconomia, o inverso da eficiência exergética (ε) é representado por k , que por sua vez é nomeado como custo exergético adimensional para um processo simples. Quando denotado por k^* , custo exergético específico, significa que F e P já estão em um processo encadeado de diversos fluxos e componentes através da termoeconomia.

$$k = \frac{F}{P} = k^* \quad (3.14)$$

Aproveitando a equação 3.14, o custo exergético B^* pode ser calculado da seguinte forma:

$$B^* = k^* \cdot B \quad (3.15)$$

Segundo Arrieta (2008), é possível definir o custo exergético se forem definidos:

- Os limites de um processo e seus componentes;
- A função dos componentes que definem seu objetivo de produção;
- Os insumos empregados no processo e seus componentes;
- A eficiência do processo e seus componentes.

3.3.2.1 – Regras Básicas para Aplicar a Teoria

O primeiro passo para identificar o processo de formação de custos é, a partir do esquema físico, criar uma matriz identificando os insumos (F) e produtos (P) para cada equipamento.

Após definido a matriz de recursos e produtos é elaborada a estrutura produtiva, que indica onde se utiliza o produto de cada componente, a parcela utilizada como insumo em outros componentes e a que se transforma em produto final. Por outro lado, a estrutura produtiva revela também qual é a origem dos insumos de cada componente, ou seja, quais provêm de insumos externos e os que são efetivamente produtos de outros componentes.

Para elaborar uma estrutura produtiva usando a Teoria Estrutural Termoeconômica é necessário seguir as seguintes regras:

A – Os componentes físicos do sistema são desenhados em forma de retângulo e possuem somente uma entrada e uma saída. A equação é da forma:

$$k_{P,s}^* = k_{F,e}^* \cdot k_{es} \quad (3.16)$$

onde k_{es} é a razão do insumo (*Fuel*) e produto de cada componente, $k_{P,s}^*$ é o custo exergético específico do produto P , saída s do componente, $k_{F,e}^*$ é custo exergético específico do *Fuel* F , entrada e do componente. Para cada componente existe somente uma equação.

B – As junções, representadas pelos losangos são usados para conectarem pontos comuns de produtos de componentes ou insumos externos que vão ser um só insumo para algum outro componente, ou que juntos (neste caso produtos) serão o produto útil produzido.

As junções recebem várias entradas (no mínimo duas) e possuem somente uma saída. Cada junção é uma equação do modo:

$$k_{P,s}^* = \sum r_{es} \cdot k_{F,e}^* \quad (3.17)$$

onde r_{es} é a razão entre a exergia de saída por cada exergia de entrada da junção, nomeada de recirculação exergética.

C – As bifurcações, representadas pelas circunferências, são usadas para distribuírem um fluxo de insumo ou de produto para outros componentes, para serem em parte, insumos de outros e em outra parte produto útil da planta. Possuem somente uma entrada e várias saídas (no mínimo duas). Cada saída possui uma equação do modo:

$$k_{P,s}^* = k_{F,s}^* \quad (3.18)$$

D – Todo insumo externo possui o custo exergético específico ($k^*=I$) para a termoeconomia na ausência de valoração externa, já para a exergoeconomia é o custo de aquisição deste insumo multiplicado pelo inverso do valor de sua exergia.

E – A numeração da estrutura produtiva obedece as seguintes regras de formação:

E.1 – Primeiro enumeram-se com algarismos romanos todos os insumos externos seguidos dos componentes, junções e cada saída das bifurcações;

E.2 – Terminada as numerações com algarismos romanos, inicia-se a enumeração das linhas de fluxos, em algarismos arábicos. Sugere-se que sejam enumerados a partir dos insumos externos. A quantidade de números em algarismos arábicos deve ser a mesma em algarismos romanos.

F – Em todas as linhas de fluxos são descritas as exergias de entrada e saída dos componentes (insumos e produtos), das bifurcações e junções.

A Teoria Estrutural Termoeconômica chega aos resultados dos custos termoeconômicos e exergoeconômicos a partir da equação matricial abaixo:

$$[A]x[D]=[Ce] \quad (3.19)$$

onde: $[A]$ é a matriz quadrada contendo os valores de k de cada componente, $[D]$ é o vetor coluna contendo os k^* (este é o vetor a ser calculado) e $[Ce]$ é o vetor coluna com as valorizações externas. Todos os valores contidos neste vetor coluna para a avaliação do custo Termoeconômico são adimensionais.

Para a avaliação dos custos exergoeconômicos, o vetor coluna $[Ce]$ possui unidade (por exemplo, \$/MWh), o vetor coluna $[D]$ contém os custos exergoeconômicos específicos, kc^* , com a mesma unidade de $[Ce]$ e os valores de custo exergoeconômico, representados por C^* , possui unidade para este exemplo, \$/h.

3.3.3 – Negaentropia

A *negaentropia* no estudo da termoeconomia significa a redução da entropia. Em outras palavras, envolve processos térmicos onde há dissipação de calor como exemplo, a condensação do vapor nos condensadores das centrais termelétricas e torres de resfriamentos.

Como grande parte dos ciclos e processos térmicos possuem estes tipos de componentes, há o interesse de incluir os mesmos na regra da teoria Termoeconomia. Em termos gerais, o efeito da dissipação térmica destes componentes deve ser tratado como perda, porém os custos da irreversibilidade desta negaentropia devem ser rateados e considerados nos insumos do sistema, influenciando por sua vez o resultado termoeconômico do sistema.

Cuadra e Valero (2000) definem a negaentropia, BQ_o , na seguinte forma:

$$BQ_o = \sum \sigma_{n_j} \cdot B_i \quad (3.20)$$

onde σ_{nj} é a proporção da entropia gerada referente a cada equipamento/componente n , o qual influencia no componente dissipativo j . Neste caso σ_{nj} possui a seguinte equação:

$$\sigma_{n_j} = \frac{\Delta s_n}{\Delta s_j} \quad (3.21)$$

3.3.4 – Pesquisas Bibliográficas sobre a Termoeconomia

Diferentemente do Capítulo 2, onde os trabalhos pesquisados estão distribuídos nos diversos tópicos, no Capítulo 3, os trabalhos pesquisados estão condensados em um tópico.

Serra *et al.* (1995) analisam o significado conceitual do custo termodinâmico (custo marginal e médio). Neste trabalho, apresentam de forma genérica a teoria e equações da teoria da termoeconomia, destacando dois importantes grupos do custo termodinâmico:

- Conta Custo: metodologia para cálculo do custo médio que é expressa a quantidade de insumos consumidos para se obter um produto.

$$\bar{k}^* = \frac{F_0}{P} \quad (3.22)$$

onde k^* é o custo exerético específico, F_0 é o valor do insumo (*Fuel*) principal e P é o produto da planta. Nesta metodologia o custo é somente conhecido após a produção, por isso não é muito usual.

- Otimização termoeconômica: calcula o custo marginal expressando os insumos adicionais consumidos necessários para produção uma unidade adicional do produto.

$$k^* = \left(\frac{\partial F_0}{\partial P} \right) \quad (3.23)$$

onde as diferencias parciais são inseridas na equação para caracterizar a análise pontual. Pode ser usado para calcular a quantidade de insumos externos, por exemplo, combustível consumido quando as condições de operação são modificadas ou para otimizar a operação e projeto de uma planta. É uma ferramenta preditiva, ou seja, é possível prever o custo médio final a partir da alteração de uma condição. A partir do conceito do custo marginal, que os autores compõem as equações e matrizes, base para a teoria da Termoeconomia.

Cerqueira (1999) discute detalhadamente as quatro metodologias de análises termoeconômicas, a análise funcional, a teoria do custo exerético, a metodologia estrutural e a exergoeconomia, aplicados a um sistema de cogeração a turbina a gás e caldeira de recuperação para geração de vapor d'água. Em todas as metodologias os resultados indicaram convergência, o autor desaconselha o método da exergoeconomia, por apresentar uma estrutura produtiva que leva à uma compreensão equivocada da operação do sistema.

Arrieta (2000) apresenta a análise termoeconômica, usando a metodologia da teoria exerética para avaliação de um sistema de cogeração usando a gaseificação integrada da biomassa e turbina a gás no setor sucro-alcooleiro no Brasil. Os resultados termoeconômicos

identificaram os componentes com maiores irreversibilidades no sistema. Além disto, é observado a redução destas irreversibilidades com o aumento da relação potência térmica do gás natural e o bagaço, aumentando assim a eficiência e exergética da instalação.

Marques (2005) estuda a termoeconomia de um sistema de refrigeração automotivo por absorção, usando a metodologia do custo exergético. O autor apresenta valores do custo exergético específico, k^* , para cada fluxo do sistema de refrigeração por absorção onde o condensador e o absorvedor representam uma perda de R\$10.550,00 /ano e R\$ 74.420,00/ano respectivamente.

Santos et al. (2007) apresentam o estudo termoeconômico através da metodologia do custo exergético de um sistema de refrigeração por absorção a gás natural. Da mesma forma que Marques (2005), os autores apresentam os resultados do custo exergético específico, k^* , para cada fluxo do sistema. A perda percebida no condensador representou R\$4.210,00/ano.

Cuadra e Valero (2000) apresentam a teoria da termoeconomia passo a passo. Os autores apresentam, de forma bem didática, os conceitos básicos da Termoeconomia e o detalhamento de cada fundamento aplicado à metodologia do custo exergético.

Sahoo (2008) apresenta a análise exergoeconômica de alocação de custos para um sistema de cogeração provido por uma turbina a gás, uma caldeira de recuperação, uma turbina a vapor e extração de vapor para processo. São gerados 50 MW de energia elétrica e 15 kg/s de vapor saturado a 2,5 bar.

Seu trabalho discute a teoria da análise termoeconômica aplicando o conceito de *Fuel* e produto e nas as equações lineares exergoeconômicas para cada fluxo, de modo a constituir um sistema linear. Apesar de não comentar, as equações de cada fluxo são obtidas a partir das proposições de 1 a 4 da teoria exergoeconômica, conforme apresentado por Arrieta (2000) e Cerqueira (1999). Por fim, o autor apresenta o custo por hora e o custo por kWh de cada fluxo e através da metodologia de programação evolucionária (Evolutionary programming, EP), uma otimização exergoeconômica do sistema térmico avaliado.

4 – MODELAGEM MATEMÁTICA

Neste capítulo será apresentada, de maneira objetiva e por representação em fluxogramas, a modelagem matemática para geração de resultados para sistema de cogeração, com motores de combustão interna alternativo como acionadores primários, a ser aplicado ao estudo de caso avaliado deste trabalho usando as informações e equações dos Capítulos 2 e 3.

A modelagem matemática resumidamente inclui:

- Modelagem termodinâmica;
- Modelagem termoeconômica;
- Modelagem financeira.

4.1 – Caso Genérico

A modelagem matemática é desenvolvida para um sistema de cogeração seguindo duas premissas iniciais:

Operação em um arranjo do tipo superior;

Acionador do tipo motor de combustão interna (MCI), pois geralmente em seguimentos comerciais, por exemplo, centros comerciais, hospitais e condomínios, a faixa de potência elétrica é entre 0,5 a 5 MW, existe pouca disponibilidade de espaço, exige significativa agilidade (rapidez na comutação entre a rede elétrica externa e a do gerador) e flexibilidade da operação para diferentes cargas.

A partir destas premissas é possível então iniciar o processo de modelagem dados pelos passos 1 a 4 a seguir. O recurso computacional utilizado foram os programas EES e Excel.

4.1.1 – Primeiro Passo: Demanda

Com o conhecimento dos gráficos de curvas demanda de energia elétrica e térmica, tendo como modelo o Gráfico 2.1, é possível obter-se as demandas energéticas de projeto, \dot{W}_c e o \dot{Q}_c .

4.1.2 – Segundo Passo: Seleção do MCI e da unidade resfriadora

Apesar de definido na premissa que o acionador é um MCI, com os dados de demanda é possível calcular α (Equação 2.4) e definir através das Figuras 2.14 e 2.15 se o sistema com acionador do tipo MCI é o mais adequado. A partir disto é necessário escolher o MCI e o chiller para atender os requisitos de fornecimento de energia elétrica e térmica respeitando as premissas definidas de paridade elétrica ou térmica de projeto.

4.1.3 – Terceiro Passo: Testes de convergência

Uma vez selecionado o MCI e o chiller, testa-se os produtos gerados pelo mesmo, \dot{W}_{cg} e \dot{Q}_{cg} . Com isso é possível verificar as ocorrências de déficits ou superávits de energia elétrica e/ou térmica para comparar e verificar o atendimento dos requisitos de projeto. Avalia-se também a compatibilidade dos parâmetros β (Equação 2.5) e α calculado no segundo passo. Este teste deve incluir também a verificação quanto a qualificação do sistema de cogeração selecionado (Inequações 2.9 e 2.10).

4.1.4 – Quarto Passo: Simulações termodinâmicas e geração de resultados

Uma vez atendidos os passos anteriores, tem-se início as simulações matemáticas que regem o comportamento termodinâmico dos componentes e fluxos do sistema de cogeração. Para tal, são definidos os dados de entrada de cada componente e respectivos fluxos, obtidos de projetos e catálogos. O Capítulo 3 é a base teórica para estas simulações cujo fluxograma desenvolvido consta no tópico 4.2.

4.2 – Fluxograma da Modelagem Matemática

A Figura 4.1 a seguir apresenta a parte da modelagem matemática para o caso genérico. Nesta seqüência de modelagem, os componentes tracejados significam valores conhecidos de carga elétrica e térmica demandados do sistema de cogeração. Caso o sistema necessite de recursos extras de energia elétrica, que por algum motivo não seja capaz de ser atendida pelo acionador, a carga elétrica pode ser alimentada também pela rede externa de energia elétrica, da mesma forma, caso o sistema necessite de recursos extras para acionar o chiller, o gás natural pode ser usado diretamente.

A modelagem matemática para geração dos resultados de indicadores de desempenho do sistema, termoeconômicos, exergoeconômicos, financeiros e, por fim, a análise de sensibilidade é obtida a partir da geração da tabela de propriedades termodinâmicas e dos dados de valoração externa que por sua vez, dependem dos dados de entrada, tais como vazão, temperatura e pressão do fluido de trabalho e das demandas elétricas e térmicas do empreendimento.

O fluxograma da Figura 4.1 foi construído segundo as legendas clássicas onde as entradas necessárias para a geração de resultados, saídas, estão encadeados, podendo ser entradas para outros componentes ou então, resultados finais requeridos pelos objetivos.

Para melhor entendimento do fluxo genérico, foi destacado com as letras A, B e C cada sub-processo. Os mesmos serão explicados detalhadamente através das Figuras 4.2 a 4.4.

A Figura 4.2 representa o sub-processo A e mostra que, para a seleção do MCI (motor de combustão interna) e seleção da máquina térmica, por exemplo, chiller, é necessária a

avaliação das potências elétricas e térmicas demandadas de projeto \dot{W}_c e \dot{Q}_c , α , o tipo de combustível e o custo dos equipamentos. Com base nestes dados é possível a escolha destes equipamentos com informações referentes à geração de energia elétrica e térmica cogerada (\dot{W}_{cg} e \dot{Q}_{cg}).

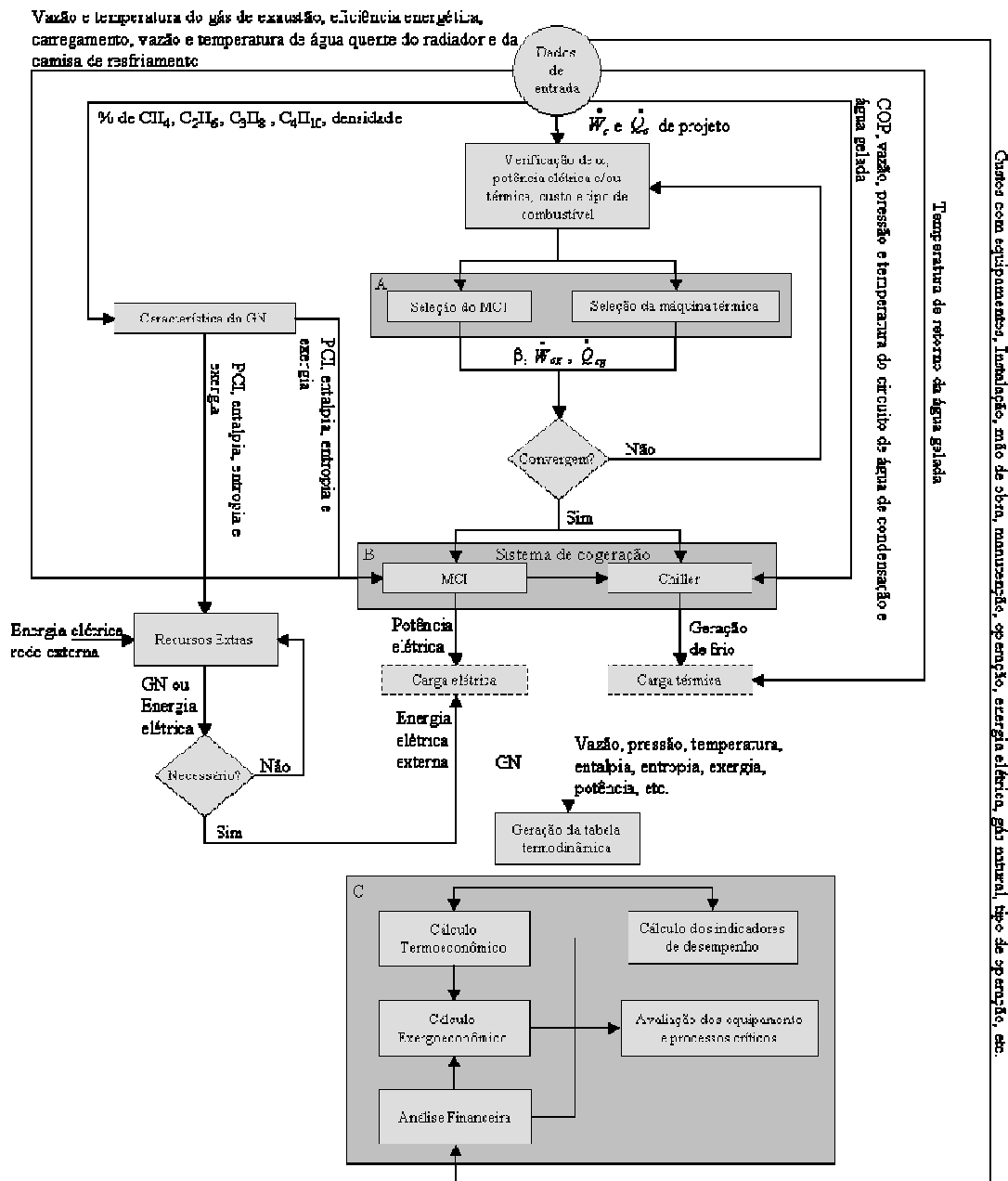


Figura 4.1 – Fluxograma da modelagem matemática geral

Conforme pode ser verificado pela Figura 4.3, a modelagem termodinâmica do MCI e do chiller requer diversos dados de entrada.

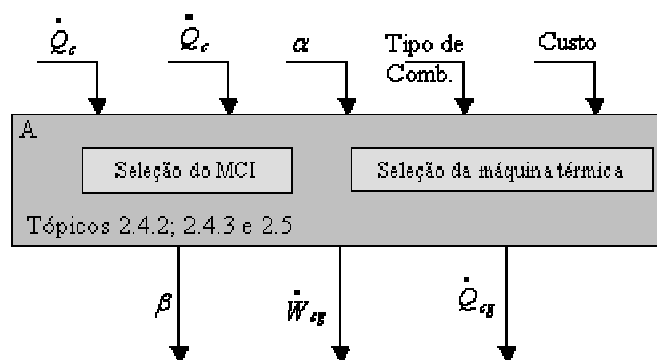


Figura 4.2 - Seleção do acionador e da máquina térmica

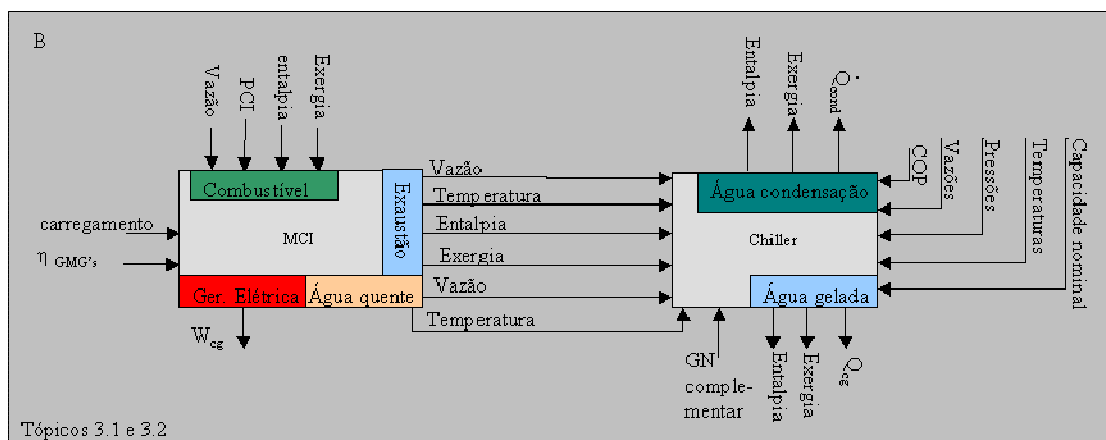


Figura 4.3 - Detalhamento das entradas e saídas do MCI e do chiller

Conforme pode ser verificado, um dos produtos do MCI, a energia térmica, é o recurso (dado de entrada) do chiller e, assim, segue para diversos produtos. Com os dados de entrada e com a aplicação do sistema de equacionamento, o qual rege termodinamicamente o funcionamento destes dois tipos de equipamentos, é possível calcular e gerar os resultados de cada componente gerando os resultados finais de avaliação do sistema conforme fluxograma do sub-processo C, representado pela Figura 4.4 a seguir.

A geração dos resultados termodinâmicos e termoeconômicos ocorrem a partir da geração de todas as propriedades termodinâmicas de cada fluxo e equipamento do sistema de cogeração.

Para a geração dos resultados exergoeconômicos e financeiros são necessários diversas informações de entrada, tais como os custos de instalação e operação, tarifas da energia elétrica e do gás natural, vida útil do sistema, etc. A geração dos resultados exergoeconômicos

dependem dos resultados parciais da análise financeira, pois conforme explicado no Capítulo 4, a exergoeconomia complementa a termoeconomia a partir de resultados monetários, os quais por sua vez, dependem de uma pré-análise financeira.

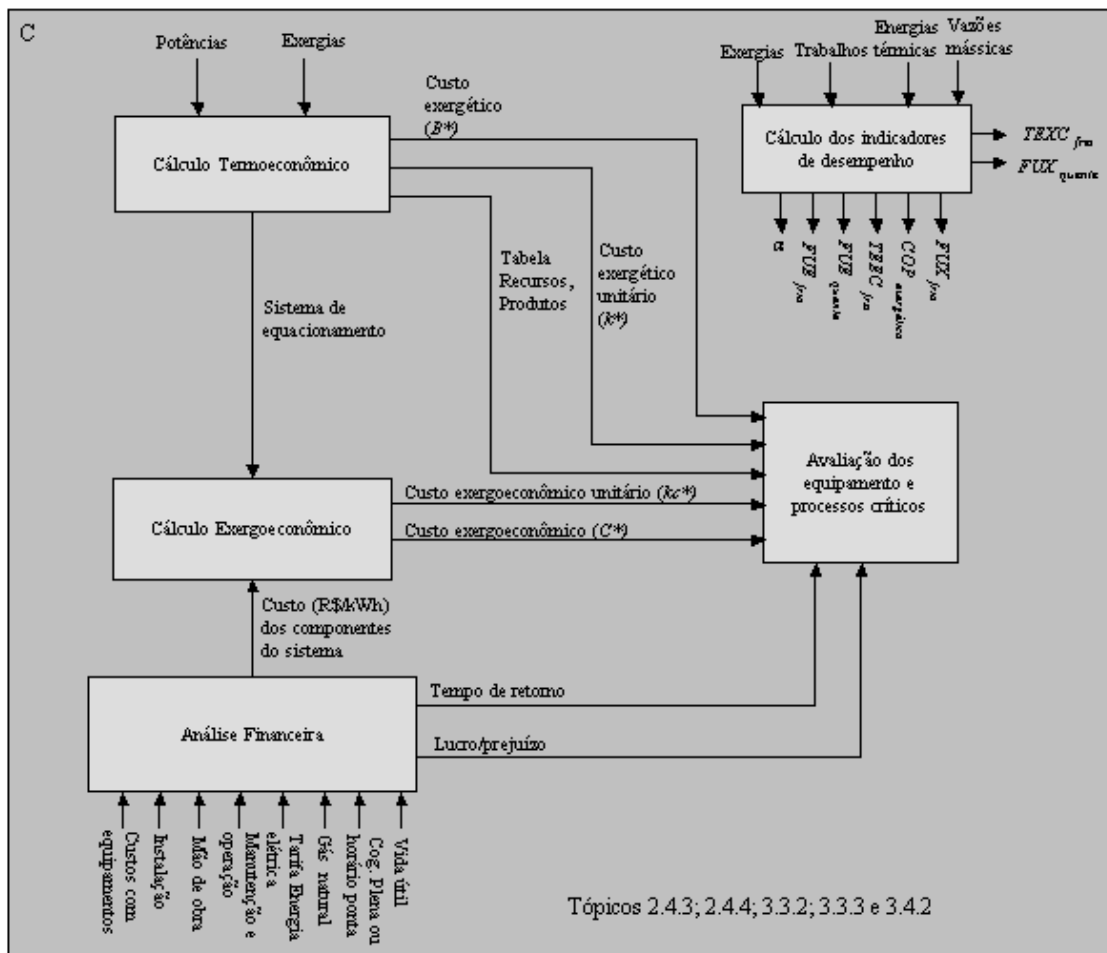


Figura 4.4 - Detalhamento do fluxograma para a geração dos resultados

A metodologia do cálculo financeiro para a geração de seus resultados é explicada no tópico 4.3 a seguir.

4.3 – Metodologia de Cálculo para Análise Financeira

A metodologia de cálculo financeiro para o sistema de cogeração baseia-se na concepção do custo evitado, ou seja, na economia alcançada ao substituir o fornecimento convencional de energia elétrica por sistemas de cogeração.

Para tal, é necessário conhecer os custos da instalação do sistema, o custo do combustível aplicado (C_{GN}), o custo da energia elétrica a ser contratada como back-up (CEE_{cg}) e, por fim, o custo do fornecimento convencional de energia elétrica (CEE_{con}), caso o sistema fosse convencional.

Com isso a equação do custo evitado é dada da seguinte forma:

$$\text{Custo evitado} = CEE_{con} - (CEE_{cg} + C_{GN}) \quad (4.1)$$

Para verificação da viabilidade do empreendimento de cogeração é então calculado o tempo de retorno (TR) do investimento através de fluxos de caixa tendo como receita o *Custo evitado*.

Alguns estudiosos sobre o assunto de cogeração também realizam as verificações de viabilidade do empreendimento através da TR , como exemplo Bilgen (2000) onde em seu trabalho propõe uma técnica modular para engenharia econômica a fim de avaliar o custo de geração do produto (energia elétrica) da planta de cogeração (com turbina a gás) e o tempo de retorno.

O autor usa as equações propostas por Timmerhaus (1991) para o custo de partida e IOM no cálculo do custo de geração da energia elétrica. O resultado mais relevante do trabalho é mostrado por um gráfico que mostra a tendência do aumento do tempo de retorno (TR) em função da razão potência elétrica e calor, a qual aumenta com a elevação desta razão, pois o equipamento torna-se mais caro, por ser mais eficiente.

5 – ESTUDO DE CASO

Neste capítulo será apresentado o estudo de caso e seus dados de maneira atender todos os passos de 1 a 4 citados no Capítulo 4 para que seja possível a simulação e geração de resultados.

Os dados apresentados a seguir foram obtidos a partir da visita técnica realizada em setembro de 2008 na instalação e através de dados de projeto da mesma e de catálogos dos equipamentos. A Figura 5.1 apresenta a foto do sistema instalado e avaliado no estudo de caso com base nas informações levantadas durante a visita técnica realizada em setembro de 2008.



Figura 5.1 - Foto grupo moto-gerador da central de cogeração

5.1 – A Central de Cogeração

O centro comercial já possui uma subestação de energia elétrica alimentada de 138 kV pela empresa de fornecimento de energia elétrica do estado e uma central de água gelada que atende aos sistemas existentes de ar condicionado das áreas comuns e lojas que dispõe de 3 unidades resfriadoras de água dotadas de compressores parafusos com capacidade unitária de 300 toneladas de refrigeração ou 1.055 kW, os quais somente uma unidade resfriadora está em boas condições.

No antigo cenário, antes da implementação da central cogeneradora, as unidades resfriadoras de água permaneciam desligadas no horário de ponta, quando a energia elétrica é mais cara, sendo o sistema de ar condicionado alimentado pela água gelada acumulada nos 2

tanques de termo-acumulação de água gelada com objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica no horário de ponta.

Durante a madrugada, as unidades resfriadoras de água gelada permaneciam ligadas, produzindo água gelada que é acumulada nos tanques para ser consumida no horário de ponto do dia seguinte.

A central de cogeração estudada atende a uma necessidade de readequação da capacidade de fornecimento de energia elétrica e de água gelada de um centro comercial localizado na região nordeste do Brasil.

O projeto da central de cogeração foi concebido em arranjo *topping* e paridade elétrica, pois a demanda de água gelada para climatização é complementada pelo aproveitamento de uma unidade resfriadora existente, com os seguintes objetivos:

Suprir primeiramente a demanda elétrica, trazendo economia através do custo evitado da energia elétrica da concessionária de energia elétrica do estado;

Adequar à energia térmica do centro comercial;

3) Aumentar a confiabilidade do suprimento de energia elétrica ao centro comercial que passará à ter duas fontes de alimentação: a central de cogeração e a empresa fornecedora de energia elétrica, como back-up;

4) Produzir água gelada com o rejeito de calor proveniente da geração de energia elétrica;

5) Permitir que uma unidade resfriadora de água gelada, de compressor a parafuso, permaneça ligada durante todo o horário, inclusive o de ponta.

A central de cogeração de energia é alimentada por gás natural com capacidade de geração de 2.600 kW de energia elétrica e 630 toneladas de refrigeração ou 2.216 kW de água gelada que, junto com um uma unidade resfriadora (em boas condições) existente de 300 toneladas de refrigeração, consegue atender todo o centro comercial. A Figura 5.2 esquematiza a central de cogeração implantada.

A produção de água gelada na da central de cogeração é realizada através de uma unidade de chiller de absorção suprida por 3 fontes de energia: 1) água quente proveniente dos sistemas de arrefecimento da camisa dos grupos motores-geradores; 2) gases de exaustão do grupo motores-geradores; 3) queima direta de gás natural.

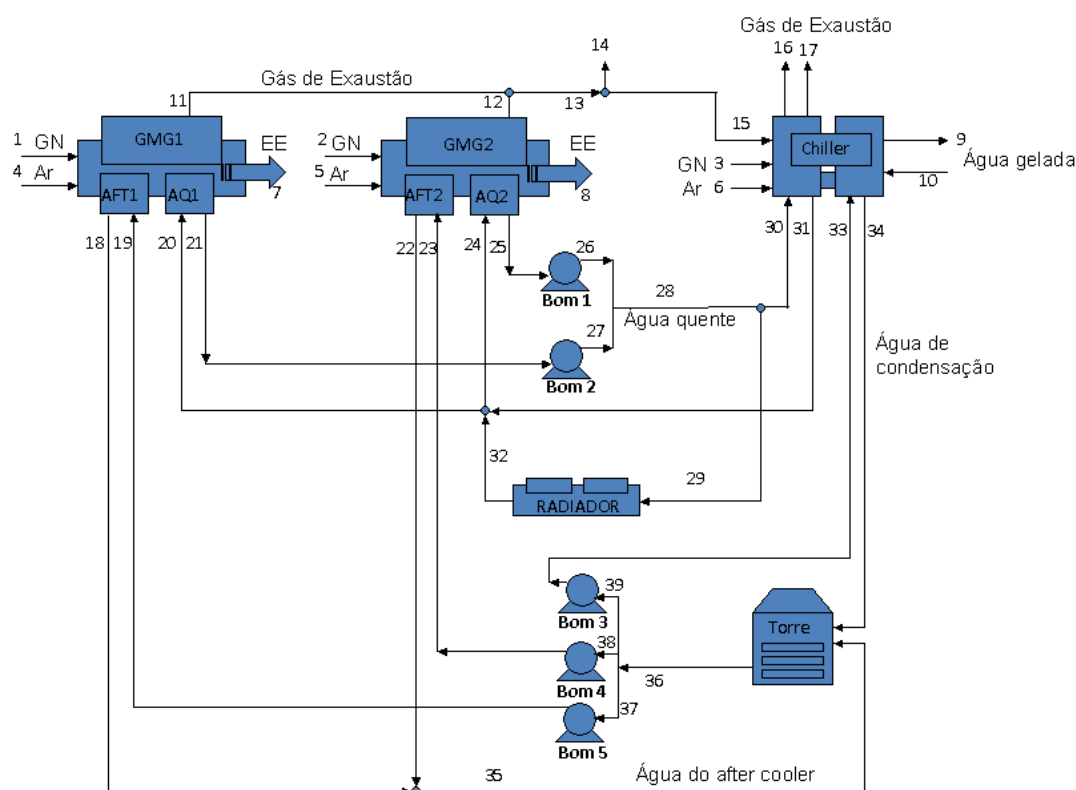


Figura 5.2 - Esquema físico do sistema de cogeração avaliado.

5.1.1 – Consumo e Demanda Média de Energia Elétrica do Centro Comercial

Os dados de demanda contratada e necessária de energia elétrica para o centro comercial para fornecimento convencional de energia elétrica e pela central de cogeração são apresentados a seguir. O conhecimento do fornecimento convencional se faz necessária para processar os cálculos financeiros propostos.

5.1.1.1 – Dados para o fornecimento convencional de energia elétrica

Os dados de demanda e consumo de energia elétrica para o centro comercial para opção de sistema convencional de fornecimento de energia elétrica e de geração de água gelada através das três unidades resfriadoras elétricas são:

A - Demanda elétrica contratada:

- 3.000 kW no mês.

B - Consumo elétrico médio horário:

- 2.820 kWh de 9:00 horas as 17:30 horas;
- 1.879 kWh de 17:30 as 20:30 horas (horário de ponta);
- 2.820 kWh de 20:30 as 22:00 horas;
- 1.880 kWh de 22:00 as 9:00 horas para completar o tanque de termo-acumulação.

O consumo de energia elétrica torna-se maior do que a capacidade de geração dos geradores da central de cogeração antes informado, pois as três unidades resfriadoras de compressor parafuso, em conjunto consomem 791 kW.

Este era o modelo e o consumo de energia elétrica antes da instalação da central de cogeração.

5.1.1.2 – Dados para o fornecimento através da central de cogeração

A demanda contratada de potência elétrica é semelhante ao sistema convencional de fornecimento de energia elétrica pela concessionária, pois há a necessidade de contratação de demanda de back-up caso haja alguma falha na central de cogeração ou manutenção.

Na cogeração, para regime pleno de funcionamento (24 horas), não existe o consumo (kWh). Já para a operação somente no horário de ponta (de 17:30 as 20:30) há o consumo de energia elétrica da rede externa para os horários **fora** de ponta. A explicação do tipo de operação, ora em horário de ponta, ora em regime pleno, é apresentada no tópico 6.2.

Deduzindo a demanda da potência elétrica consumida pela central de cogeração (bombas hidráulicas, ventiladores e radiador) e deduzindo a demanda da potência elétrica da unidade resfriadora de 300 toneladas de refrigeração, o centro comercial consome aproximadamente 2.000 kW. Estes 2.000 kW correspondem às demais demandas de potência elétrica do empreendimento, tais como, iluminação, elevador, escadas rolantes, etc.

5.1.2 – Detalhamento da Central de Cogeração

A central de cogeração de energia é constituída de Usina Termelétrica (UTE) de capacidade de 2.600 kW e da central de produção de água gelada utilizando de absorção, marca Broad, com capacidade de 630 toneladas de refrigeração ou 2.216 kW.

A central de cogeração de energia é alimentada com gás natural.

A energia térmica de consumo necessária para que o chiller de absorção funcione é de 2.807 kW, logo com os dados de consumo médio da energia elétrica do centro comercial, $\alpha = 0,71$.

Os GMGs possuem capacidade de geração de energia térmica pelos gases de exaustão e água quente de 3.218 kW, logo com a capacidade de geração de energia elétrica dos mesmos, $\beta = 0,84$. O valor de α está dentro dos parâmetros da Figura 2.14 para aplicações em centro comerciais e o valor de β está dentro dos parâmetros da Tabela 2.4 para o tipo de acionador de motor de combustão interna.

5.1.2.1 – Componentes e equipamentos da Central de Cogeração

- 02 (dois) Grupos Motores-geradores (GMGs) a gás natural, potência de 1.300kW de geração contínua, contendo motor, gerador, painel local do equipamento, tanques de expansão e sistemas de arrefecimento (pós resfriamento, resfriador de óleo e camisa de água);

- 01 (uma) Unidade Resfriadora de Líquidos, chiller, com ciclo de absorção, alimentado tanto por queima direta de gás natural, quanto por água quente (vinda dos sistemas de resfriamento dos motores) e dos gases de exaustão (dos Motos-geradores), com condensadores resfriados a água, capacidade de 630 toneladas de refrigeração ou 2.216kW, de fabricação Broad;

- 01 (uma) Torre de Resfriamento com vazão unitária de 204,3 m³/h;

- 01 (um) Radiador com capacidade de 1.600 kW de troca de calor;

- 02 (duas) bombas de água quente (Bom1 e Bom2) dos motores-gerador com vazão unitária de 46,9 m³/h, altura manométrica de 41 m.c.a ou 402,07 kPa e motor de 15,0 cv ou 11,0 kW;

- 02 (duas) bombas de água da camisa do motor secundária (Bom4 e Bom5) com vazão unitária de 18,45 m³/h, altura manométrica de 23 m.c.a ou 225,55 kPa e motor de 4,0 cv ou 2,94 kW;

- 01 (uma) bomba de água de condensação (Bom3) com vazão unitária de 657 m³/h, altura manométrica de 25 mca ou 245,16 kPa e motor de 75,0 cv ou 55,16 kW.

5.1.3 – Detalhamento do Sistema de Geração de Energia Elétrica (UTE)

A usina termelétrica é composta por dois grupos motores-geradores (GMGs) movida a gás natural, sincronizados em paralelismo permanente com a concessionária de energia elétrica do estado.

5.1.3.1 – Funcionamento da Usina

Características básicas dos grupos motores-geradores:

- 02 (dois) grupos motores-geradores de potência 1.625 kVA / 1.300 kW em regime contínuo, tensão 480 / 277 V, frequência 60 Hz – trifásico.

O sistema irá operar em paralelo permanente com a rede concessionária de energia elétrica diariamente durante 24 h.

5.1.4 – Detalhamento do Funcionamento da Central de Produção de Água Gelada por Cogeração

O chiller a absorção tem capacidade de produzir água gelada a 274 m³/h e 7 °C e água de condensação a 30 °C.

O chiller na central de cogeração pode trabalhar com queima direta de Gás Natural (GN), a 40 % de sua capacidade, com o calor da água de camisa dos motores-geradores e os

gases de exaustão dos motores-geradores, principal fonte de energia térmica para o chiller na central de cogeração.

5.1.4.1 – Sistema de Água de Condensação

A água de condensação, depois de resfriada nas torres, é recalçada pelas bombas e circula a aproximadamente 30 °C através da rede hidráulica alimentando a unidade resfriadora.

A água de condensação troca calor primeiro no absorvedor e em seguida no condensador e retorna às torres a aproximadamente 36,5 °C, onde é resfriada, iniciando novamente o processo.

5.1.4.2 – Sistema de Água Gelada

No sistema projetado, a água, depois de resfriada na unidade resfriadora a absorção e/ou nas unidades resfriadoras existentes, circula a aproximadamente 7°C através da rede hidráulica alimentando as serpentinas dos diversos condicionadores de ar ou abastecendo o tanque de termo-acumulação.

Após a retirada de calor do ambiente, a água retorna à unidade resfriadora, ou à parte superior do tanque de termo-acumulação, para completar o ciclo, a uma temperatura de aproximadamente 14°C.

5.1.4.3 – Sistema de Água Quente do Motor (AQ)

A refrigeração dos motores-geradores é realizada através de uma bomba mecânica que faz parte de cada motor para a circulação de água, através de um circuito hidráulico, até os radiadores resfriados a ar que estão instalados nos espaços livres entre as torres de resfriamento.

A água sai dos motores-geradores a uma temperatura aproximada de 96 °C e após trocar calor com o radiador retorna ao motor a aproximadamente 86 °C.

Para que o chiller Broad aproveite a energia da água quente dos motores, foram instaladas duas Bombas de água quente (Bom1 e Bom2), uma para cada motor-gerador, que captam a água da tubulação de retorno de água ao radiador e alimentam o chiller através de uma rede hidráulica.

Neste caso, o chiller de absorção ao absorver o calor, faz a função dos radiadores.

5.1.4.4 – Sistema de Água de Resfriamento do Segundo Estágio do Pós-Resfriamento (AFT)

A refrigeração do segundo estágio do pós-resfriamento (after cooler) é feita através de trocadores de calor em placas, um para cada GMG.

Para que o trocador de placas troque calor com a água quente da camisa do motor, foram instaladas duas bombas de água da camisa do motor secundária (Bom4 e Bom5) que capta a água das torres de resfriamento a aproximadamente 29,5 °C e, após a troca de calor com a água do pós-resfriamento do motor, retorna à torre a aproximadamente 35,5 °C.

5.1.4.5 – Sistema de Gases de Exaustão dos Motores-Geradores

Para que o chiller de absorção aproveite a energia dos gases quentes dos motores, as descargas dos motores-geradores foram acopladas mediante dutos isolados termicamente.

Os gases saem dos motos-geradores a aproximadamente 530 °C, sendo utilizada uma válvula de três vias para controle do fluxo para alimentar o chiller ou exauridos para a atmosfera conforme a necessidade.

Quando o chiller está aproveitando a fonte calor dos gases de exaustão, o queimador (utilizado para a produção de água gelada quando não se dispõe da energia dos gases de exaustão dos motores-geradores) reduz sua capacidade, chegando a ser desligado, quando os gases de exaustão, em conjunto com a água quente, conseguem entregar a energia térmica necessária para operação do chiller integralmente pela cogeração.

5.2 – Dados de Engenharia Econômica

Para a geração dos resultados econômicos do sistema avaliado as premissas a seguir foram consideradas:

A - 20 anos de vida útil do sistema de cogeração estudado.

B - Valores estimados da instalação do sistema por tipo de equipamento (contendo o custo total com equipamentos, transporte, instalação e periféricos) é da ordem de R\$ 3 milhões, sendo a participação percentual de cada componente apresentada na Tabela 5.1.

TABELA 5.1
Participação percentual de cada componente da instalação do sistema de cogeração

GMGs	44%
Chiller	48%
Radiador	3%
Torre	2%
Bombas	3%
Total	100%

C - Custo atual em R\$/m³ do gás natural para o consumo em regime pleno (24 horas por dia) e no horário de ponta (3 horas por dia) apresentados na Tabela 5.2 abaixo.

TABELA 5.2
Custo do GN por m³

Horário de ponta	R\$ 0,95/m ³
Operação plena	R\$ 0,81/m ³

FONTE: ADAPTADO SERGÁS, 02/2009

D - Custo atual do R\$/kW e do R\$/kWh para ponta e fora de ponta na tarifa verde conforme Tabela 5.3.

TABELA 5.3
Custo da tarifa de energia elétrica

Demanda	R\$ 12,50/kW
Consumo fora de ponta	R\$ 0,10/kWh
Consumo na ponta	R\$ 1,09/kWh

FONTE: ADAPTADO ENERGIPE, 02/2009

6 – RESULTADOS E ANÁLISES

Os resultados deste capítulo são detalhados nas Tabelas A.1 a A.10 no Apêndice A, incluindo-se os valores das propriedades termodinâmicas de cada ponto do sistema de cogeração, conforme numeração da Figura 5.2, as equações, valores termo-exergoeconômicos e análise de viabilidade financeira.

6.1 – Indicadores Termodinâmicos de Desempenho do Sistema

Os resultados das simulações são apresentados considerando-se a variação de 100%, 75% e 50% da capacidade (carregamento) de geração de energia elétrica dos grupos motores-geradores (GMGs).

Com a redução da capacidade dos GMGs, a água quente do mesmo não pode ser aproveitado como fonte de energia térmica para o chiller e com isso o radiador é acionado para que a água quente dos GMGs possa trocar calor.

Além disto, com a redução da capacidade dos GMGs, há uma redução no consumo do gás natural para seu acionamento e, conseqüentemente, redução dos gases de exaustão. Para que o chiller mantenha sua capacidade de geração de água gelada, o mesmo passa então a requisitar gás natural direto para queima direta.

A Tabela 6.1 mostra os resultados referentes ao desempenho energético e exergético do sistema de cogeração avaliado.

TABELA 6.1
Resultados Termodinâmicos de desempenho energético e exergético

Indicador	Equações	Variação GMGs		
		100%	75%	50%
FUE _{frio}	2.1	0,609	0,541	0,541
FUE _{quente}		0,685	0,437	0,352
FUX _{frio}	2.6	0,312	0,235	0,175
FUX _{quente}		0,435	0,319	0,248
TEEC	2.3	0,194	0,052	-0,011
TEXC	2.8	0,005	-0,054	-0,120
COP _{exergético}		0,103	0,052	0,048

O Fator de Utilização da Energia (FUE) e o Fator de Utilização da Exergia (FUX) foram avaliados de duas formas: 1 - a geração da energia térmica útil consumida, FUE_{frio} e FUX_{frio} (água gelada); e, 2 - o potencial máximo de geração de energia térmica pelos gases de exaustão dos GMGs e água quente, FUE_{quente} e FUX_{quente} . Para os demais indicadores foram considerados a geração da energia térmica útil consumida.

Fator de Utilização da Energia: O valor do FUE_{frio} é, para os GMGs à 100% de carregamento, 11,19% menor que o sistema gerando energia quente. Isto deve-se à maior energia térmica ao considerar \dot{Q}_{cg} sendo os gases de exaustão dos GMGs, pois os mesmos estão à maior temperatura, não sofrem a influência da conversão da energia quente para o frio ocorrida no gerador do chiller de absorção, onde para sistemas de refrigeração por absorção, o COP é menor do que um.

Foi observado um FUE_{frio} a 50% de carregamento, numericamente igual ao do carregamento em 75%. Esta igualdade ocorre, pois no carregamento de 50% há uma redução de 17,45% no consumo de gás natural, mesmo com o acionamento da queima direta de gás natural para o chiller, e redução de 33,3% na geração da energia elétrica. Ambas estas reduções são proporcionais e com isso o valor a 50% dos GMGs não sofre redução ao comparar com 75% de carregamento. Já para o FUE_{quente} houve redução entre as faixas de descarregamento de 100% para 50%, pois houve uma redução na capacidade de geração de sua energia térmica (gás de exaustão e água quente).

Fator de Utilização da Exergia: As diferenças entre os resultados foram bem significativos, por exemplo, a 100% dos GMGs, o FUX_{frio} foi 48,8% menor do que o FUE_{frio} , pois seu $B_{T,cg}$ (geração de água gelada) possui um baixo potencial de realização de trabalho (devido à qualificação da análise exergética) e a exergia do combustível, B_{Co} , a qual é levemente maior que a energia do mesmo.

Para o FUX_{quente} foi observada uma redução de 36,5% comparada com o FUE_{quente} para os GMGs a 100%. Neste caso a redução foi menor, pois a exergia, $B_{T,cg}$, considerando os gases de exaustão e a água quente, é maior do que a exergia da água gelada, uma vez que, por exemplo, a temperatura a temperatura e vazão mássica dos mesmos são maiores.

Os valores de FUX foram sensíveis para todos os níveis de carregamento dos GMGs.

Taxa de Economia de Energia do Combustível (TEEC): Para 100% dos GMGS apresentou uma economia energética de 19,4% ao comparar a geração dos produtos energia elétrica e calor separadamente, considerando as respectivas eficiências energéticas. À medida

que se reduz o carregamento, o resultado sugere que para 50%, por exemplo, não há economia da energia de combustível, mostrando que a geração da energia elétrica e térmica convencional seria termodinamicamente mais eficiente, evidenciando a necessidade de operar os GMGs com 100% de suas capacidades.

Taxa de Economia da Exergia do Combustível (TEXC): A 100% dos GMGs foi observada uma insignificante economia da exergia do combustível, 0,5%, aplicado no sistema de cogeração. Este fato se deve ao baixo $COP_{\text{exergético}}$ e à baixa diferença de exergia para a geração do frio ($B9 - B10 = 112,06 \text{ kW}$) em relação à capacidade energética do chiller (2.228,68 kW).

Dessa forma, o valor do denominador da equação 2.8 é significativamente reduzido, fazendo com que o quociente tenda à zero. Reduzindo-se o carregamento dos GMGs constata-se que o sistema de cogeração consome maior exergia do combustível quando comparado a geração em separado, logo o valor torna-se negativo.

$COP_{\text{exergético}}$: Ao comparar com o $COP_{\text{energético}}$ do fabricante (0,79 para o chiller operando com gases de exaustão em sistemas de cogeração), o resultado foi 87% menor para 100% do carregamento.

Isto se deve ao potencial de trabalho que a exergia consegue quantificar, ou seja, a exergia quantifica a qualidade de energia através do conceito da irreversibilidade e por isso resulta em indicadores diferentes em relação ao indicador energético. Além disto, a energia térmica na análise exergética possui qualidade inferior do que a energia elétrica, a qual por sua vez é exergia pura.

Ao reduzir o carregamento do GMGs, percebe-se claramente a redução do $COP_{\text{exergético}}$, pois há a necessidade de queima direta de gás natural no chiller.

Atendimento à Resolução Normativa N° 235 da ANEEL: A Tabela 6.2 os resultados das Inequações (2.9) e (2.10).

TABELA 6.2
Atendimento à Resolução Normativa N° 235 da ANEEL

Variação GMGs	Inequação (2.9)	Inequação (2.10)
50%	0,23	0,34
75%	0,25	0,40
100%	0,43	0,56

Como é possível observar, somente os valores referentes à 100% do carregamento dos GMGs atendem a Resolução Normativa N° 235 de 14 de novembro de 2006, ou seja,

tecnicamente o sistema em operação nominal pode ser classificado como um sistema de cogeração qualificado para operação à 100% da capacidade dos GMGs.

6.2 – Resultados Termoeconômicos, Engenharia Econômica e Exergoeconômicos do Sistema de Cogeração Avaliado

Este tópico avalia o sistema de cogeração integrado ao sistema de fornecimento de energia elétrica pela concessionária. De modo geral, esta integração exige rigorosa análise de todo o empreendimento, para a verificação correta de sua viabilidade.

Os resultados apresentados nos subitens 6.2.1 a 6.2.3 que tratam respectivamente dos resultados termoeconômicos, financeiros e exergoeconômicos são demonstrados seguindo uma ordem lógica de geração dos mesmos.

Por exemplo, o resultado exergoeconômico depende dos resultados termoeconômicos e da engenharia econômica (financeiro), este último devido às informações monetárias. Para a termoeconomia (6.2.1) e exergoeconomia (6.2.3), os resultados são apresentados considerando a variação dos GMGs do mesmo modo do item 6.1 (indicadores termodinâmicos). Para os resultados da engenharia econômica (6.2.2) foi considerado o sistema operando a 100% dos GMGs.

Para os resultados financeiros e exergoeconômicos (6.2.2 e 6.2.3) houve uma simulação de duas formas de operação do sistema de cogeração: opção – 1: sistema de cogeração operando em regime pleno, ou seja, 24 horas por dia e opção – 2: o sistema de cogeração operando somente no horário de ponta, neste caso 3 horas por dia.

O tópico 6.2.4 apresenta os resultados financeiros e exergoeconômicos do sistema de cogeração considerando as variações da composição do gás natural, da eficiência energética do chiller ($COP_{\text{energético}}$) e da eficiência energética dos GMGs (η_{GMGs}) aplicado ao sistema de cogeração operando em horário de ponta para os GMGs a 100%.

Todas as análises de sensibilidade (variação do carregamento e variação das eficiências) são apresentadas e discutidas através de gráficos de barras e tabelas.

Por fim, o tópico 6.2.5 discute a co-relação entre os resultados da exergoeconomia e da engenharia econômica.

A Tabela 6.3 apresenta as identificações dos insumos e produtos de cada componente e do sistema de cogeração, conforme Figura 6.1. Nesta tabela é possível identificar as

equações consideradas de cada insumo e produto, assim como é possível identificar as negaentropias consideradas e internalizadas nos GMGs, no chiller e nas bombas d'água. São elas, a negaentropia da torre de resfriamento (BQto) e a negaentropia do radiador (BQro), a negaentropia identificada na chaminé do chiller não foi internalizada, por se tratar de uma perda do sistema.

A Tabela 6.4 apresenta os valores dos produtos e insumos definidos na Tabela 6.3, como também os custos exeréticos adimensionais (k), a eficiência exerética (ϵ) e as irreversibilidades para cada componente e para o sistema global.

Conforme pode ser verificado, os valores da eficiência exerética (ϵ), equação 3.12, do sistema de cogeração considerando a água gelada e considerando o calor entregue ao chiller não são iguais ao valor de FUX_{frio} e FUX_{quente} apresentados na Tabela 6.1. Conforme explicado no início do tópico 6.2, esta diferença ocorre uma vez que a análise termoeconômica abrange todo o empreendimento de modo a incluir:

o consumo de energia elétrica da unidade resfriadora elétrica aproveitada informado no Capítulo 5;

necessidade da energia elétrica externa pela concessionária em função do atendimento do fornecimento de 2.000 kW, potência líquida requisitada para as demais cargas elétricas do centro comercial caso haja redução na capacidade de geração de energia elétrica dos GMGs.

TABELA 6.3
Definição dos insumos e produtos por componente

Componente	Insumo	Produto
GMG ₁	$B_1+BQro_{20}+BQto_1$	$W_7+(B_{21}-B_{20})+(B_{18}-B_{19})+B_{11}$
GMG ₂	$B_2+BQro_{24}+BQto_2$	$W_8+(B_{25}-B_{24})+(B_{22}-B_{23})+B_{12}$
TORRE	$B_{34}+B_{35}-B_{36}$	BQto ₃₆
CHILLER	$(B_{15}-B_{16})+(B_3)+(B_{30}-B_{31})+BQto_3$	$(B_9-B_{10})+(B_{34}-B_{33})$
BOMBA ₁	$W_{25}+BQro_{25}$	$B_{26}-B_{25}$
BOMBA ₂	$W_{21}+BQro_{21}$	$B_{27}-B_{21}$
BOMBA ₃	$W_{39}+BQto_{39}$	$B_{33}-B_{39}$
BOMBA ₄	$W_{38}+BQto_{38}$	$B_{23}-B_{38}$
BOMBA ₅	$W_{37}+BQto_{37}$	$B_{19}-B_{37}$
RADIADOR	$W_{29}+B_{29}-B_{32}$	BQro ₃₂
SISTEMA CONSIDERANDO ÁGUA GELADA	$B_1+B_2+B_3+W_{41}$	$W_{43}+(B_9-B_{10})$
SISTEMA CONSIDERANDO CALOR PARA O CHILLER	$B_1+B_2+B_3+W_{41}$	$W_{43}+(B_{15}-B_{16}) + (B_{30}-B_{31})$

Os dados da irreversibilidade gerada (I), Equação 3.11, também são informadas para cada de componente e para o sistema. Como é de se esperar, a irreversibilidade é maior para os geradores e em seguida para o chiller quando se opera em plena carga (100% dos GMGs).

Isto ocorre devido às maiores diferenças entre o produto e o insumo de cada componente causados, por exemplo, pelas altas temperaturas dos gases de exaustão, a diferença entre esta temperatura e a temperatura de referência (irreversibilidade externa) em um determinado fluxo, as perdas de cargas devido ao atrito interno e o número de estágios (irreversibilidades internas).

Para o carregamento de 75% e 50%, o cenário da irreversibilidade altera-se passando ser maior para o chiller quando comparado cada GMG em separado, pois nesta condição o chiller necessita consumir diretamente gás natural, o que aumenta o insumo demandado devido à maior qualidade do combustível, ao contrário dos GMGs onde a redução de seu carregamento faz com que haja também redução do consumo do gás natural.

TABELA 6.4
Simulação matemática Termoeconômica – Valores obtidos de insumos e produtos por componentes

Carregamento dos GMGs	Insumo (kW)			Produto (kW)			k			ε			I (kW)			I (%)			
	100%	75%	50%	100%	75%	50%	100%	75%	50%	100%	75%	50%	100%	75%	50%	100%	75%	50%	
Componente																			
GMG1	3.958,15	3.151,80	2.283,94	2.084,20	1.589,42	1.108,17	1,90	1,98	2,06	0,53	0,50	0,49	1.873,94	1.562,38	1.175,77	32,68	25,77	21,67	
GMG2	3.958,15	3.151,80	2.283,94	2.084,20	1.589,42	1.108,17	1,90	1,98	2,06	0,53	0,50	0,49	1.873,94	1.562,38	1.175,77	32,68	25,77	21,67	
TORRE	178,01	175,99	174,06	147,10	144,70	142,00	1,21	1,22	1,23	0,83	0,82	0,82	30,91	31,29	32,06	0,54	0,52	0,59	
CHILLER	1.218,38	2.279,59	2.484,07	234,91	234,91	234,91	5,19	9,70	10,57	0,19	0,10	0,09	983,47	2.044,68	2.249,16	17,15	33,73	41,46	
BOMBA 1	56,79	66,10	66,10	15,10	15,00	14,90	3,76	4,41	4,44	0,27	0,23	0,23	41,69	51,10	51,20	0,73	0,84	0,94	
BOMBA 2	56,79	66,10	66,10	15,10	15,00	14,90	3,76	4,41	4,44	0,27	0,23	0,23	41,69	51,10	51,20	0,73	0,84	0,94	
BOMBA 3	235,54	235,52	235,49	47,71	47,71	47,71	4,94	4,94	4,94	0,20	0,20	0,20	187,83	187,81	187,78	3,28	3,10	3,46	
BOMBA 4	6,52	6,52	6,52	1,24	1,24	1,24	5,26	5,26	5,26	0,19	0,19	0,19	5,28	5,28	5,28	0,09	0,09	0,10	
BOMBA 5	6,52	6,52	6,52	1,24	1,24	1,24	5,26	5,26	5,26	0,19	0,19	0,19	5,28	5,28	5,28	0,09	0,09	0,10	
RADIADOR	-	191,40	161,50	-	171,60	141,80	-	1,12	1,14	-	0,90	0,88	-	19,80	19,70	0,00	0,33	0,36	
SISTEMA CONSIDERANDO ÁGUA GELADA	7.910,00	8.173,90	7.537,00	2.176,06	2.112,06	2.112,06	3,64	3,87	3,57	0,28	0,26	0,28	5.733,94	6.061,84	5.424,94	100,00	100,00	100,00	
SISTEMA CONSIDERANDO CALOR PARA O CHILLER	7.910,00	8.173,90	7.537,00	3.146,88	2.750,79	2.566,97	2,51	2,97	2,94	0,40	0,34	0,34	4.763,12	5.423,11	4.970,03	100,00	100,00	100,00	

O radiador a 100% de carregamento não possui informações de eficiência exergetica, por exemplo, pois nesta condição ele se encontra desligado. Somente com a redução do carregamento que é preciso sua entrada em operação, pois a temperatura de água quente torna-se incompatível com a necessidade da fonte do chiller sendo necessário promover-se a troca térmica pelo radiador.

De posse destas informações é possível então definir a Estrutura Produtiva (EP) do sistema de cogeração avaliado. A Figura 6.1 apresenta a EP considerando todos os fluxos de entrada e saída de cada componente (insumos e produtos e as negaentropias ($BQto$ e $BQro$)).

Esta EP foi elaborada seguindo as regras do tópico 3.3.2.1, a relação com os fluxos da figura 5.2 é realizada a partir da numeração das exergias B e W existentes em cada linha de fluxo da estrutura produtiva. A inversão da matriz $[A]$, Equação 3.19, indica sinais de convergência da elaboração da EP, de suas equações e dos resultados conforme a Teoria Estrutural Termoeconômica.

O tópico 6.2.1 mostra os resultados termoeconômicos mais importantes do sistema avaliado, calculados a partir da estrutura produtiva, representada pela Figura 6.1, pelas equações termoeconômicas e a matriz de cálculo, apresentadas em detalhe nas Tabelas A.4 A.5 do Apêndice A.

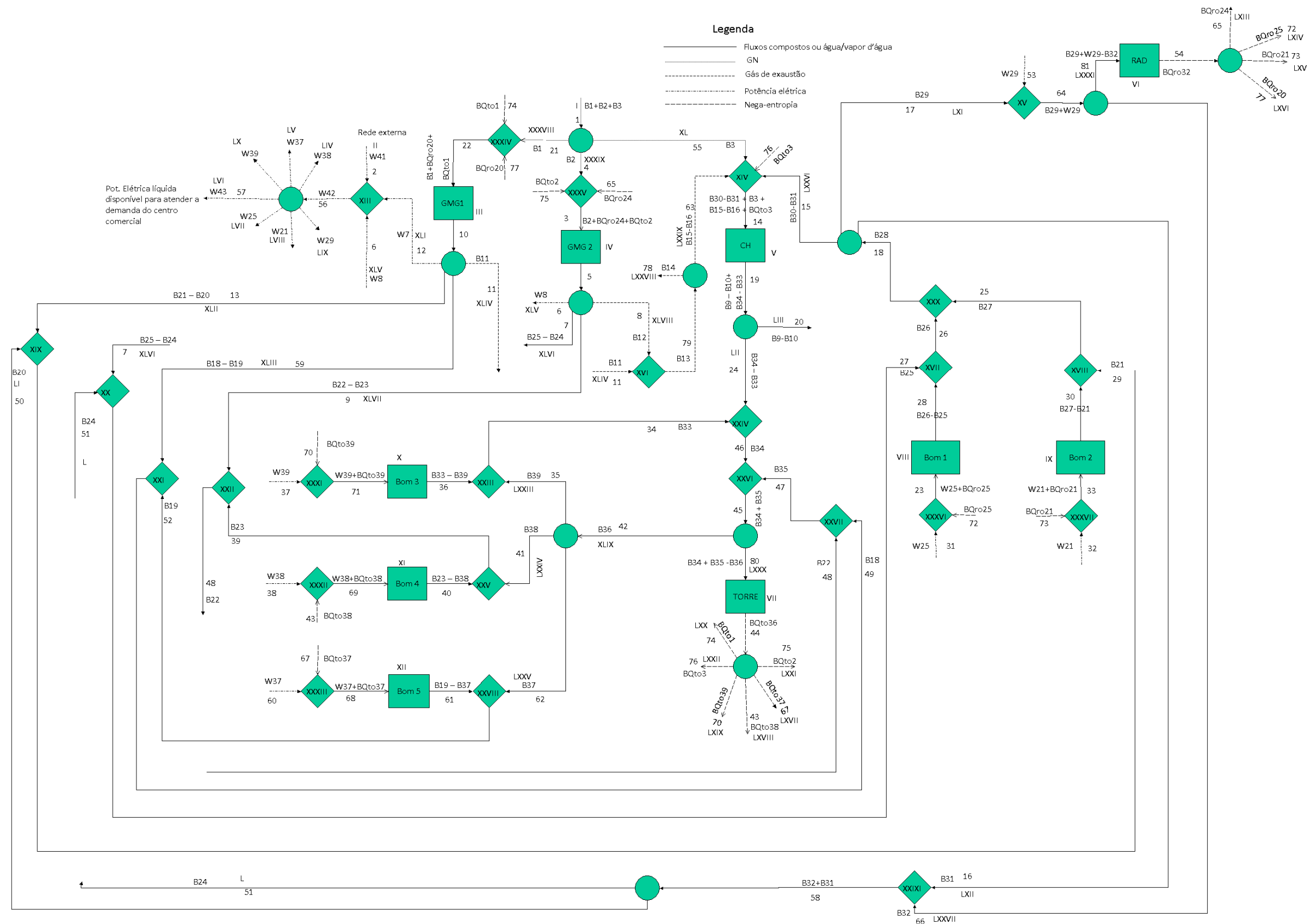


Figura 6.1 – Estrutura Produtiva do sistema de cogeração e empreendimento avaliado

6.2.1 – Resultados Termoeconômicos

Os resultados do sistema de cogeração avaliado para a variação do carregamento dos GMGs são mostrados nos Gráficos 6.1 e 6.2.

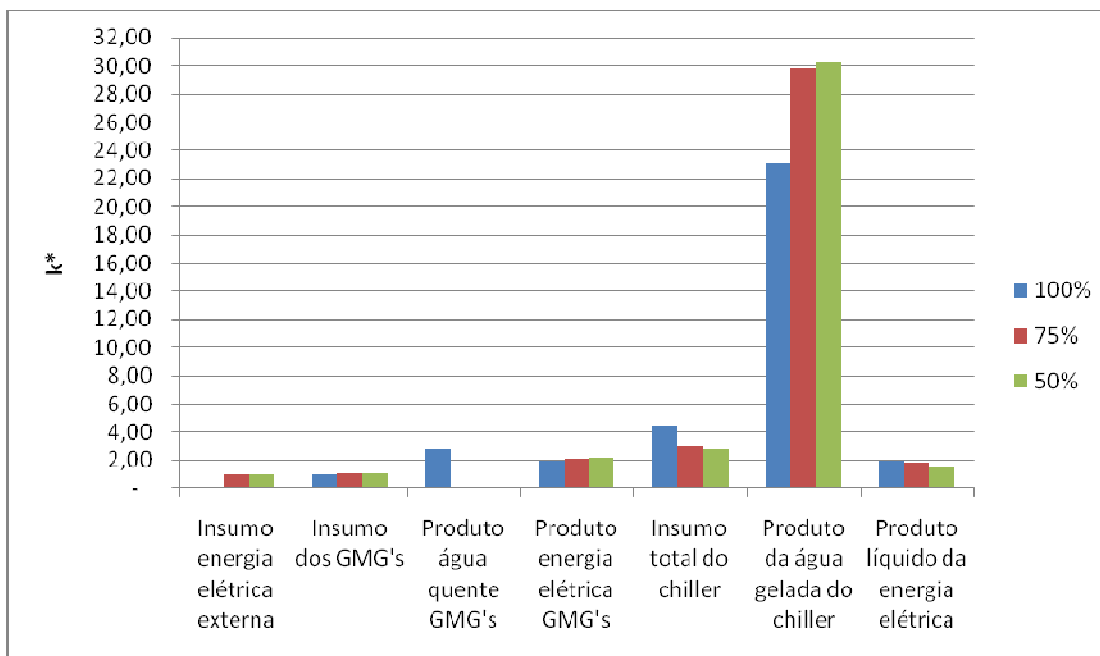


Gráfico 6.1 - Custo exerético específico do sistema avaliado.

É possível observar no Gráfico 6.1 que o *custo exerético específico* (k^*), equação 3.14, indica que seu *produto da água gelada* foi proporcionalmente influenciado pela alocação de custos termoeconômicos, pois é possível verificar que os maiores k^* ocorrem nestes produtos para todos os carregamentos dos GMGs.

Este fato sugere que, na avaliação adimensional (k^*) deste sistema estudado, o efeito em cadeia das irreversibilidades (insumos e produtos), ocorridas durante os processos de conversões de energia e exergia, teve como ponto crítico a geração do *produto água gelada*.

Os altos valores de k^* encontrados no subsistema de refrigeração são compatíveis aos valores obtidos por Marques (2005) e Santos et al. (2007), valores de k^* acima de 20. Estes valores devem-se a baixa eficiência exerética do sistema e a localização deste componente na estrutura produtiva (Figura 6.1) distante do insumo principal (F_p) do sistema, acarretando acúmulos de irreversibilidades maiores no decorrer do processo produtivo.

Ainda no subsistema de refrigeração, foi observado variação de 4,45 a 3,07, ou seja, redução de 31% no valor de k^* para o *insumo total do chiller* de 100% para 75% do carregamento dos GMGs. Entende-se como *insumo total do chiller*, o gás de exaustão, a água

quente e o gás natural se necessário. A redução para este nível de descarregamento dos GMGs é explicada devido ao corte do fornecimento de água quente que, com a redução do carregamento dos GMGs, não pode ser mais aproveitada para fonte de energia do chiller de absorção.

Uma variação de 1,93 a 2,25 foi observada no valor de k^* para o *produto da energia elétrica GMGs* ao variar seu carregamento de 100% para 50%, sugerindo um aumento no custo exerético específico desta geração.

O Gráfico 6.2 apresenta os resultados do *custo exerético* (B^*). A semelhança com k^* somente foi observada para o *produto de água gelada*. Para os demais, foi observada uma inversão no comportamento dos insumos e produtos. Isto ocorreu, pois o *custo exerético* (B^*) é calculado pela multiplicação do k^* pela exergia do fluxo, exergia esta que, influencia significativamente os resultados do *custo exerético* entre os carregamentos dos GMGs, alterando a tendência adimensional (k^*) antes apresentada.

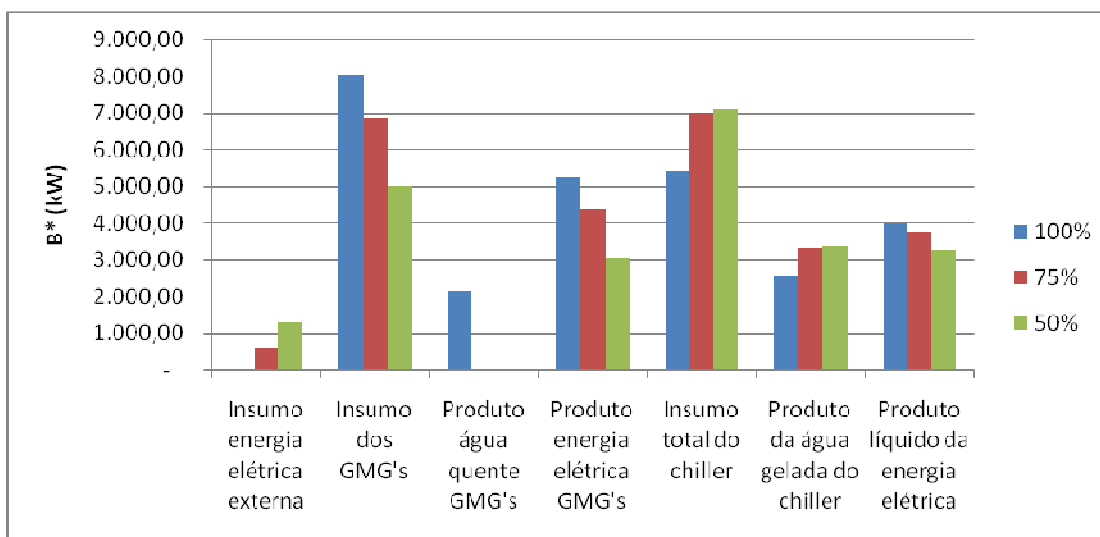


Gráfico 6.2 - Custo exerético do sistema avaliado.

Para um carregamento de 100%, o maior custo exerético foi o do *insumo GMGs* ($B^* = 8.057,15$ kW), seguido pelo *insumo total do chiller* ($B^* = 5.422,93$ kW).

Para os custos exeréticos avaliados é possível verificar que somente o B^* do *insumo total do chiller* e conseqüentemente o B^* do *produto da água gelada do chiller* não sofreram decréscimos com a redução do carregamento do GMGs.

Foi observada uma elevação de 29% para o B^* do *insumo total do chiller* entre os carregamentos de 100% a 75% devido ao aumento considerável no consumo de gás natural para queima direta no chiller (em energia de 0 para 1.327 kW e exergia de 0 para 1.394 kW, ambos para o descarregamento dos GMGs de 100% para a 75%). Já de 75% para 50% houve

um pequeno aumento em B^* , da ordem de 1%, pois a redução da vazão mássica do combustível dos GMGs influencia para o baixo aumento do B^* do *insumo total do chiller* mesmo com aumento de B^* do *insumo do gás natural do chiller*. Vide resultados na Tabela A.6 no Apêndice A.

É possível observar também que o aumento em porcentagem, de 107%, mais significativo durante o descarregamento dos GMGs, ocorreu no *custo exergético do insumo da energia elétrica externa*. Como o k^* é igual a 1, logo o valor da exergia (B) para o carregamento dos GMGs a 50% é exatamente 107% maior que a 75%.

Em valores de potência elétrica, este aumento observado no *custo exergético do insumo da energia elétrica externa* não influencia no aumento de B^* do *produto da energia elétrica GMGs*, o qual por sua vez sofre uma redução na ordem de 41% para o descarregamento de 100% a 50% dos GMGs.

Já o *produto líquido da energia elétrica* entregue ao centro comercial, o qual computa a parcela da energia elétrica externa, apresenta redução em seu *custo exergético*, mas com um comportamento de redução menos significativo, de 20% para o mesmo nível de descarregamento dos GMGs.

O Gráfico 6.3 mostra que, a 100% dos GMGs, o B^* dos *produtos entregues ao centro comercial* (água gelada e eletricidade) é menor, sugerindo então que termoeconomicamente o ponto de operação melhor do sistema é neste carregamento, ou seja, para o ponto de operação de projeto dos GMGs.

Para 75% do GMG há um acréscimo de 8%, porém entre 100% e 50% do carregamento, o acréscimo é de somente 1%, isto é explicado pela redução do *custo exergético do insumo dos GMGs* assim como também do *gás natural total* do sistema (21 % entre 100% a 50% do carregamento dos GMGs) e a redução do *custo exergético do produto da energia elétrica do GMG*.

Neste ponto é importante lembrar que os resultados obtidos pela termoeconomia, k^* e B^* , baseiam apenas em valores de exergéticos, expressos em kW, considerando a influência das irreversibilidades geradas em todo o sistema. Na termoeconomia os resultados de B^* mostram quanto deveria custar as exergias, ou seja, o *custo exergético* dos fluxos ao considerar em conjunto todos os processos do sistema térmico.

Os resultados numéricos que geram os Gráficos 6.1 a 6.3 são mostrados na Tabela A.6 do apêndice A.

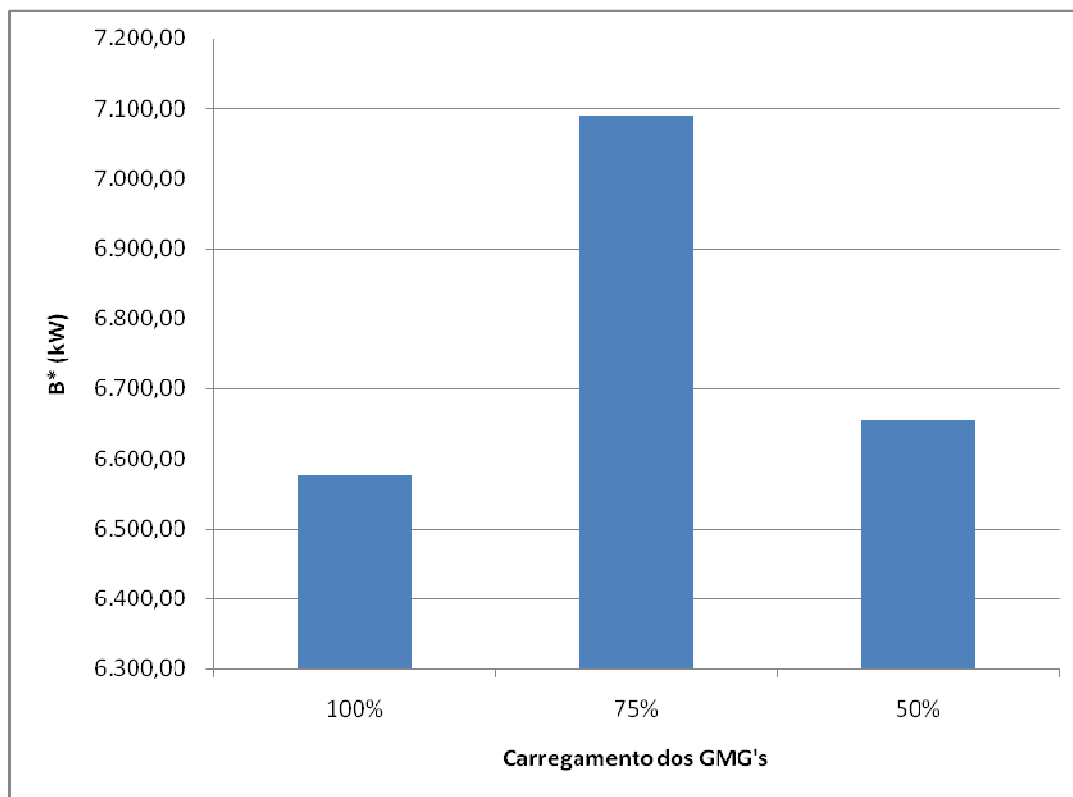


Gráfico 6.3 – Produtos (custos exeréticos) entregues ao centro comercial.

6.2.2 – Resultados da Engenharia Econômica

No estudo econômico do sistema, os resultados obtidos consideram o sistema de cogeração operando com carregamento dos GMGs a 100%.

Além das premissas comentadas no tópico Metodologia Financeira (5.2), da tabela com as propriedades termodinâmicas do sistema com os GMGs a 100% (vide Tabela A.1 do apêndice A) é possível determinar, pela Tabela 6.5 a seguir, o custo do gás natural para a cogeração (C_{GN}) por mês para operação plena e para somente no horário de ponta, considerando sua massa específica igual a $0,60 \text{ kg/m}^3$.

TABELA 6.5
Valor mensal do GN para o sistema de cogeração avaliado

Tipo	$\text{m}^3/\text{mês}$	C_{GN} (R\$/mês)
Operação Plena	659.491,20	532.671,00
Operação em horário de ponta	82.436,40	78.471,21

Junto com as informações do custo do gás natural, é necessário conhecer o custo mensal da energia elétrica para cogeração (CEE_{cg}) tendo como base as tarifas da Tabela 5.3, a ser contratada em regime de backup para a operação do sistema de cogeração em regime pleno (contrato de demanda) e o valor da energia elétrica mensal a ser contratada para o sistema nos horários fora de ponta para a operação do sistema cogeração somente no horário de ponta. A Tabela 6.6 mostra estes valores.

TABELA 6.6
Valor mensal da energia elétrica para cada tipo de operação do sistema de cogeração

Tipo	CEE_{cg}
Operação Plena	37.500,00
Operação em horário de ponta	189.858,96

Para o cálculo do custo evitado, ou seja, o benefício financeiro gerado pela cogeração (vide equação 3.24), é necessário conhecer o consumo de energia elétrica caso o sistema seja suprido pelo fornecimento convencional de energia elétrica (chiller elétrico e fornecimento de energia elétrica pela concessionária).

Para esta situação, o custo mensal da energia elétrica convencional (CEE_{con}) da energia elétrica para tarifa verde é de R\$ 375.046,25, ou seja, $CEE_{con} = \mathbf{R\$ 375.046,25}$, sendo R\$ 37.500,00 referente a demanda, R\$ 185.187,29 para o consumo em horário de ponta e R\$ 152.358,96 para o consumo fora do horário de ponta.

Determinadas as premissas e conhecidos os valores monetários dos custos dos insumos do sistema de cogeração (energia elétrica e gás natural) e do sistema convencional (demanda e consumo da energia elétrica através da concessionária) é possível obter-se os resultados do tempo de retorno do investimento (TR) para cada modo de operação, ou seja, regime pleno e em horário de ponta.

A apresentação do cálculo somente pelo TR foi escolhido por ser o tipo de informação mais atrativa no mercado para os empresários. As informações sobre a VPL (valor presente líquido) e a TIR (taxa interna de retorno) estão indiretamente embutidos na forma de cálculo da TR .

Caso o *custo evitado* gere um valor negativo, o TR nunca irá se convergir para um resultado, ou seja, não haverá retorno no investimento e a TIR e VPL serão negativos.

O cálculo do TR , apresentado em anos, refere-se ao tempo de retorno de toda a instalação do sistema de cogeração. A Tabela 6.7 mostra os resultados do *custo evitado* e do

TR para cada tipo de operação do sistema de cogeração. Nas Tabelas A.7 e A.8 do apêndice A estão demonstrados para conhecimento os valores do VPL e TIR.

TABELA 6.7
Valores do custo evitado pelo sistema de cogeração e a tempo de retorno.

Tipo de <i>TR</i>	Regime de Operação	Horário de ponta	Pleno
	Custo evitado (mensal)	R\$ 106.716,10	R\$ -195.125,00
A - Retorno de investimento simples	<i>TR</i> (anos)	2,39	-
B - Retorno de investimento descontado (à vista)	<i>TR</i> (anos)	4,89	-
C - Retorno de investimento descontado (financiado 5 anos)	<i>TR</i> (anos)	1,75	-

O cálculo do *TR* apresentado foi realizado de três maneiras:

A – Retorno de investimento simples, ou seja, sem considerar a taxa de atratividade (TMA) e sem considerar o imposto de renda mais a contribuição sobre o lucro líquido (CSLL). Nesta modalidade, o cálculo apesar de considerar valores atuais, gera uma previsão da *TR* incompleta, pois desconsidera a TMA e o CSLL e com isso traz resultados mais atraentes que podem induzir à interpretações incorretas.

Este cálculo é realizado a partir da divisão entre o custo evitado mensal pelo custo total mensal da energia elétrica fornecida convencionalmente e foi apresentado no intuito de demonstrar a sua diferença para com os demais, pois este tipo de cálculo é utilizado por alguns engenheiros apesar de seus inconvenientes.

B – Retorno de investimento descontado, este é o modo correto do cálculo o qual considera a TMA (de 10% aa) e o CSLL (30%) com isso é possível verificar que o retorno de investimento praticamente duplica.

C – Retorno de investimento descontado considerando a opção de financiamento de 90% da instalação pelo BNDES por cinco anos. Esta situação é interessante para investidores que não possuem capital inicial para pagamento à vista e, por isso, escolhem o financiamento pelo BNDES a uma taxa de juros de 10% aa.. Neste caso, o resultado do *TR* logo no 1º ano para a opção de operação em regime de horário de ponta, pois os custos a serem pagos já no 1º ano é menor.

Os cálculos dos resultados de B e C podem ser verificados na Tabela A.7 e A.8 do apêndice A.

É possível verificar que, com os dados atuais referentes à tarifa do gás natural (Tabela 6.5), o tipo de operação em regime pleno (24 horas por dia) para 100% de carregamento dos GMGs é inviável economicamente, pois não há retorno do investimento.

Mantendo-se o valor atual da energia elétrica, o limite do custo do gás natural para inverter a tendência de custo evitado negativo no regime pleno de operação do sistema de cogeração é de R\$ 0,51 por metro cúbico. Esta tarifa, porém não apresenta retorno de investimento, pois o mesmo apenas anula o custo evitado. A tarifa do GN para um *TR* descontado de 5 anos deve ser de valor do gás natural para R\$ 0,36 por metro cúbico, ou seja, deve ocorrer uma redução de 55% em relação à tarifa atual do GN.

Para o modo de operação horário de ponta o resultado inverte e torna-se bastante interessante, pois apresenta um retorno simples em 2,39 (análise incompleta), apresenta um tempo de retorno descontado de 4,89 anos para quitação da instalação a vista e um tempo de retorno descontado de 1,75 anos com a opção e financiamento. A partir destes pontos, a receita mensal passa a ser lucro líquido positivo o qual pode ser usado para custear outros investimentos do centro comercial.

O retorno no investimento para operação em horário de ponta explica-se por que nesta opção de operação evita-se o custo da energia elétrica pela concessionária de energia elétrica nestes horários, o qual é 1090% maior conforme Tabela 5.3. Com isso obtêm-se um valor positivo do custo evitado que torna o investimento viável.

6.2.2.1 - Comentários sobre processos de contratação e novos projetos de cogeração

Os processos de contratação de energia elétrica e de gás natural são negociados entre as empresas fornecedoras do serviço e os compradores (donos dos sistemas de cogeração). Dependendo do caso, as tarifas de energia elétrica podem ser negociadas de modo a tornar o sistema de cogeração viável para operação no horário de ponta, ou torne o sistema de cogeração inviável. Porém, esta definição deve ocorrer durante o período de projeto do sistema (tópico 2.5), ou seja, é um dos requisitos chaves do processo para definição do tipo de sistema a ser utilizado, por exemplo, tipo de combustível, tipo de acionador, ou até mesmo sistema convencional. Da mesma forma, é negociado o fornecimento de gás natural, com tarifas atrativas de modo a tornar o sistema de cogeração viável para a operação em regime pleno.

Esta negociação parte da expectativa de que os investimentos em infra-estrutura de transporte do gás natural, a exploração da camada pré-sal e tendência de independência do gás

da Bolívia tornem a tarifa do gás natural mais atraente. Uma prova desta tendência de mercado foi a observação de reduções na tarifa do gás natural que ocorrerão em 2009.

6.2.3 – Resultados Exergoeconômicos

Os resultados exergoeconômicos são também apresentados variando o carregamento dos GMGs de modo similar à análise termoeconômica.

Para a geração dos resultados exergoeconômicos é necessário conhecer os custos de cada componente do sistema por período de tempo para gerar o vetor coluna C_e conforme explicado no assunto 3.3.2.1. A Tabela 6.8 mostra estes resultados, os quais se baseiam no desenvolvimento da seção 6.2.2 e são apresentados por modo de operação, em regime pleno e horário de ponta, uma vez que são sensíveis aos preços das tarifas de gás natural e de energia elétrica.

TABELA 6.8
Custo horário, R\$/h, por componente

Componente	Tipo de operação					
	Pleno			Ponta		
Carregamento	100%	75%	50%	100%	75%	50%
GMGs	15,78	15,78	15,78	15,78	15,78	15,78
Chiller	17,64	17,64	17,64	17,64	17,64	17,64
Radiador	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14	1,14
Torre	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82
Bombas	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
GN	739,82	705,22	582,13	871,90	831,12	686,05
EE	52,08	117,95	188,40	263,69	271,93	280,73

Nesta tabela constam as informações dos custos por hora de cada componente, do gás natural (GN) e da energia elétrica (EE). Para os custos dos componentes foram incluídos os custos da instalação, do equipamento e da manutenção e operação.

A diferença entre o regime de operação pleno e horário de ponta ocorre somente nos custos do GN (este sofre alteração também no carregamento dos GMGs) e EE, pois são influenciados pelo preço do consumo mais baixo do GN (3 horas por dia), pelo aumento do consumo da energia elétrica fora do horário de ponta (24 horas por dia) e pela variação do carregamento dos GMGs. A seguir são apresentados os resultados para cada tipo de operação.

6.2.3.1 – Resultados Exergoeconômicos para Operação Plena do Sistema

Os valores de kc^* (*custo exergoeconômico específico*) são resultados em função da exergia em kW, ou seja, analogamente aos resultados de k^* , são resultados genéricos para o sistema de cogeração avaliado, os quais mostram o comportamento em R\$/kWh em função dos fenômenos de conversão de energia (irreversibilidades).

O Gráfico 6.4 mostra que para operação em regime pleno, o valor em R\$/kWh continua representativo para o *custo exergoeconômico específico do produto da água gelada do chiller*. A explicação para esta representatividade ocorre da mesma maneira dos resultados termoeconômicos, ou seja, devido à conjugação do efeito da irreversibilidade gerada na formação de seus produtos.

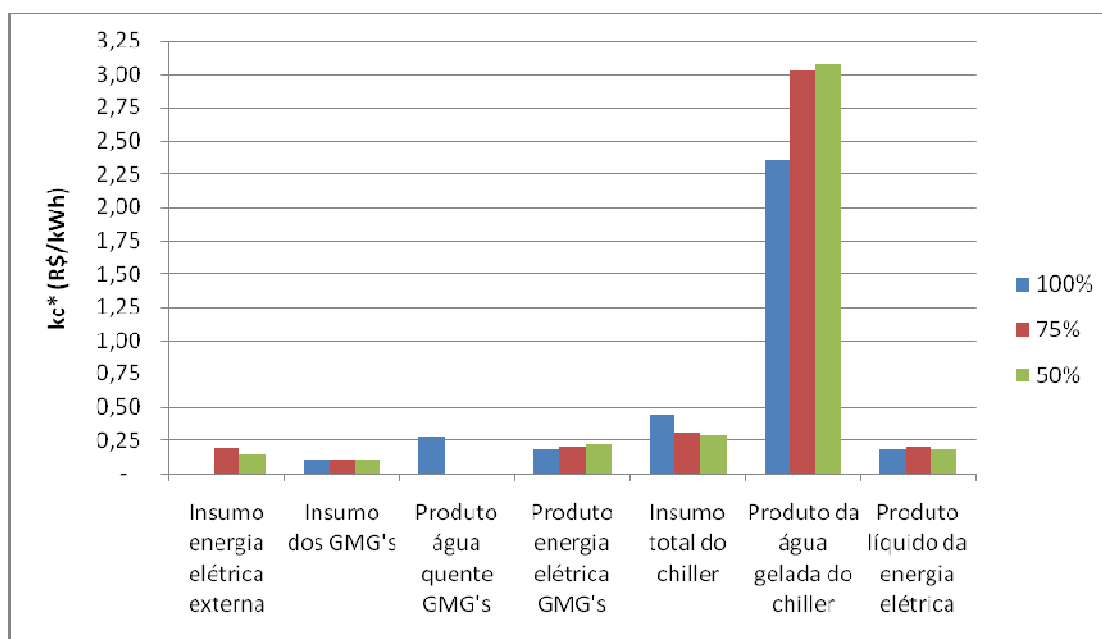


Gráfico 6.4 – Custo exergoeconômico específico do sistema avaliado para operação em regime pleno do sistema de cogeração.

Entre 100% e 75% dos GMGs há um acréscimo de 29% para o kc^* do *produto da água gelada do chiller*. Entre os carregamentos de 75% e 50% dos GMGs, o acréscimo foi de 1%. Estas elevações são explicadas pela perda de eficiência exérgica do chiller quando o sistema, neste caso os GMGs passam a operar fora das condições de projeto, ou seja, com carregamento abaixo de 100%.

A queda significativa observada, de 31%, no *custo exergoeconômico específico do insumo total do chiller* entre 100% a 75% do carregamento dos GMGs, é explicado de forma similar à redução ocorrida no Gráfico 6.1 do k^* .

Em relação ao kc^* do insumo da energia elétrica externa, o qual ocorre devido à necessidade de suprir a demanda elétrica do centro comercial quando os GMGs não estão a 100% de carregamento, é verificado que a 75% dos GMGs, o resultado é 30% maior do que o valor para o carregamento de 50% dos GMGs. A 75% de carregamento dos GMGs, o kc^* do produto líquido da energia elétrica eleva-se em 10% em relação ao carregamento de 100%.

O Gráfico 6.5 mostra o *custo exergoeconômico* (C^*) para cada componente, cujos resultados sofrem influência das exergias as quais podem até inverter a tendência anterior apresentada de kc^* .

Por exemplo, o C^* dos insumos dos GMGs e do chiller e o C^* do produto da energia elétrica dos GMGs que com o decréscimo do carregamento dos GMGs, apresentam valores de C^* com comportamento contrários ao custo kc^* , apresentados no Gráfico 6.4.

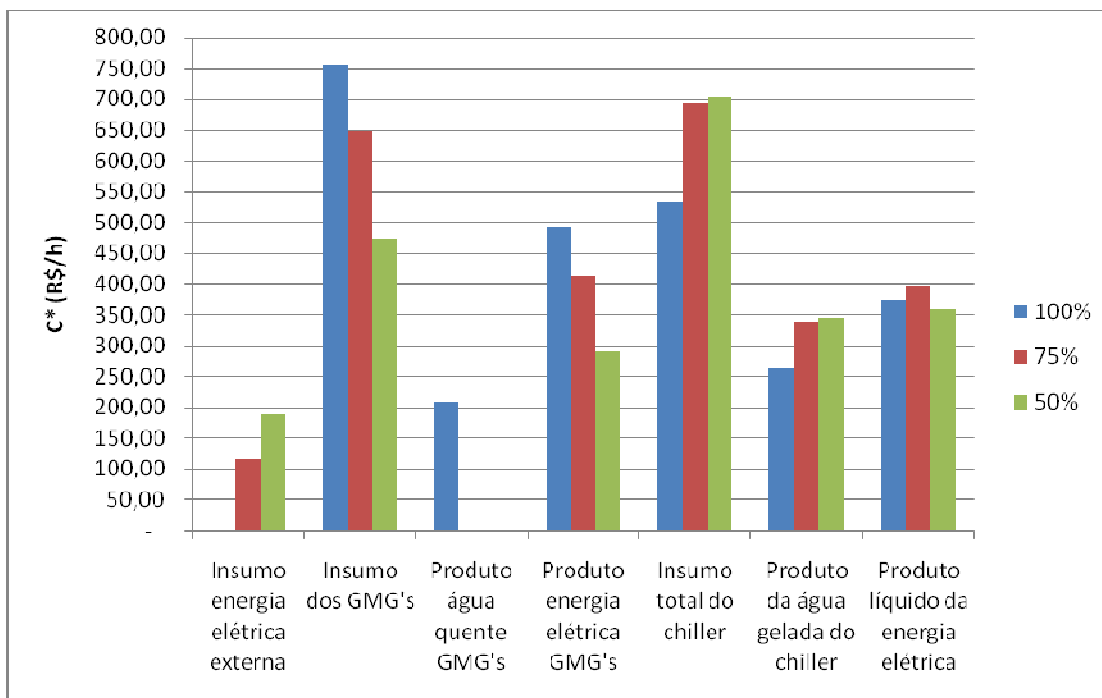


Gráfico 6.5 – Custo exergoeconômico do sistema avaliado para operação em regime pleno do sistema de cogeração.

Os resultados de C^* mais significativos para todos os modos de carregamento, em ordem decrescente, são: o *insumo dos GMGs*, o *insumo total do chiller*, o *produto da energia elétrica dos GMGs* e o *produto líquido da energia elétrica*.

Com o descarregamento dos GMGs, uma vez que há redução do consumo de gás natural, o C^* do insumo dos GMGs reduz. Com isso, o custo exergoeconômico da geração do produto da energia elétrica pelos GMGs também reduz (15,7% de 100% para 75% do carregamento e 29,9% de 75% para 50% do carregamento dos GMGs).

O C^* do insumo total do chiller aumenta consideravelmente, em 29,6% para os descarregamento de 100% a 75% dos GMGs, pois há consumo de exergia do gás natural para a queima direta (vide coluna de insumo do chiller na Tabela 6.4, onde há um aumento de 87,1% valor para o carregamento de 75% dos GMGs em relação a 100%).

O leve aumento observado de apenas 1,7% no insumo total do chiller entre 75% e 50% de carregamento dos GMGs ocorre devido a uma queda significativa em C^* do produto dos gases de exaustão e no insumo dos GMGs, de 27%, para esta mesma faixa de descarregamento dos GMGs. Da mesma forma, o C^* do produto da água gelada eleva-se com o descarregamento dos GMGs.

O custo exergoeconômico do produto líquido da energia elétrica mostra uma leve redução de apenas 4% entre 100% e 50% de carregamento dos GMGs. Isto ocorre, pois mesmo com o aumento do C^* do insumo da energia elétrica externa, há uma redução do C^* do produto da energia elétrica dos GMGs de 41% entre 100% e 50% de carregamento dos GMGs devido à redução do consumo de gás natural observada pela redução do custo exergoeconômico do insumo dos GMGs.

Este resultado indica que o custo exergoeconômico do produto líquido da energia elétrica entregue ao centro comercial é menor quando se opera os GMGs a 50% de sua capacidade em regime pleno.

O pico observado a 75% de carregamento dos GMGs para o C^* do produto líquido da energia elétrica ocorreu por dois motivos:

1. Pequena redução do consumo de gás natural de 100% para 75% do carregamento dos GMGs o que acarretou também uma leve redução no C^* do produto energia elétrica GMGs, que ao ser somado com a complementação do C^* do insumo energia elétrica externa, necessária para este nível de carregamento dos GMGs, gerou este pico.
2. Neste nível de carregamento dos GMGs o sistema opera com maior irreversibilidade, conforme pode ser visto na tabela 6.4. Com isso maiores valores na termoeconomia e exergoeconomia são gerados devido ao maior acúmulo de irreversibilidades.

Se no Gráfico 6.3, o aumento do *custo exergético dos produtos entregues ao centro comercial* para o descarregamento de 100% a 50% dos GMGs foi de apenas 1%, para o resultado do custo exergoeconômico deste mesmo produto, para este mesmo nível de descarregamento, apresentou um aumento de 10%, mostrando que a consideração de valores monetários pela exergoeconomia é mais sensível e que o sistema opera em seu melhor custo para 100% de carregamento dos GMGs. O Gráfico 6.6 evidencia estes resultados.

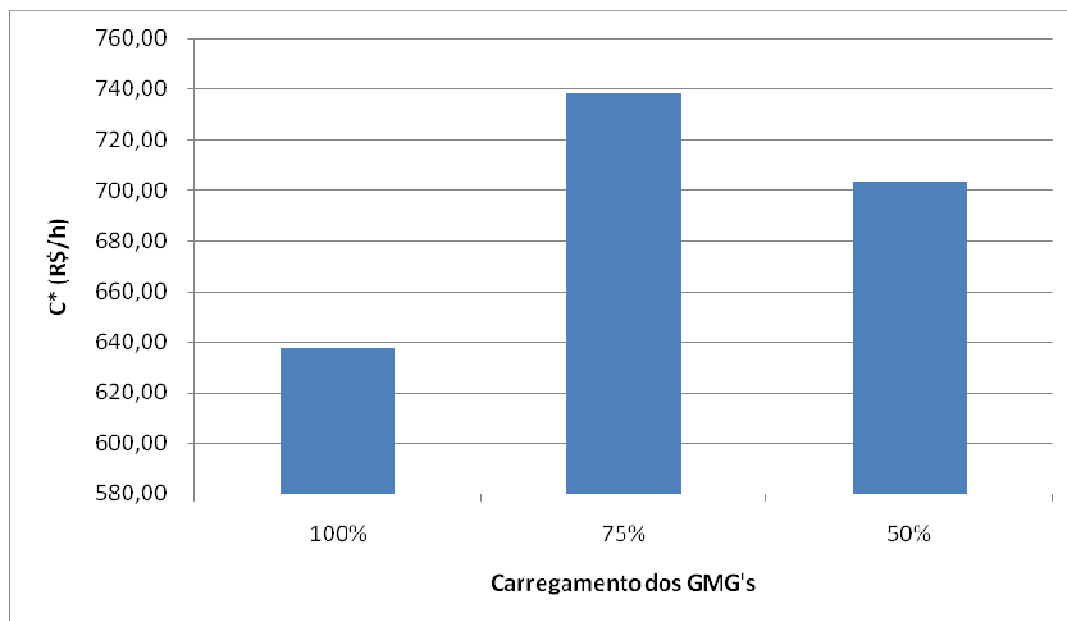


Gráfico 6.6 - Produtos (custos exergoeconômicos) entregues ao centro comercial para operação em regime pleno do sistema de cogeração.

Os resultados numéricos dos Gráficos 6.4 a 6.6 apresentados estão na Tabela A.9 do Apêndice A.

6.2.3.2 – Resultados Exergoeconômicos para Operação somente em Horário de Ponta do Sistema

Os Gráficos 6.7 e 6.8 a seguir mostram os resultados para kc^* e C^* para operação do sistema de cogeração somente no horário de ponta.

Em geral é possível verificar que quantitativamente os resultados são maiores, pois conforme a Tabela 6.8, o custo horário da energia elétrica e do gás natural são maiores para operação em horário de ponta (vide Tabela 5.3).

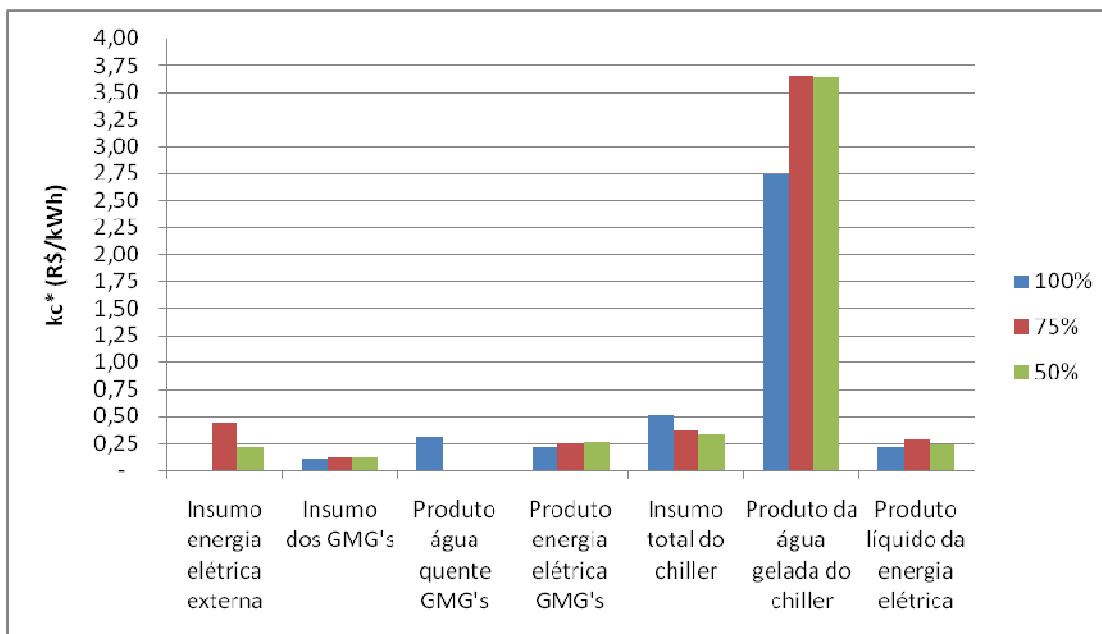


Gráfico 6.7 – Custos exergoeconômicos específicos para o sistema avaliado para operação em regime de horário de ponta do sistema de cogeração.

Ao comparar com o resultado de kc^* em regime pleno há um aumento significativo a saber:

- aproximadamente 18% nos custos em R\$/kWh do kc^* do *insumo GMG's* para todos os carregamentos dos GMG's,
- aumento de 205% e de 74% do kc^* do *insumo da energia elétrica externa* respectivamente entre a 75% e 50% de carregamento dos GMG's devido à necessidade da mesma em horários fora de ponta. Estes valores influenciam o resultado de kc^* do *produto líquido da energia elétrica* entregue ao centro comercial para a operação em horário de ponta.

O Gráfico 6.8 mostra os resultados C^* . Da mesma forma da análise anterior de kc^* , é possível verificar o aumento dos custos exergoeconômicos ao comparar o modo de operação em regime pleno:

- aumento de 18% nos custos em R\$/h do C^* do *insumo dos GMG's* para todos os carregamentos dos GMG's e;
- um aumento de 206% e de 75% referente ao *insumo de energia elétrica externa* respectivamente entre a 75% e 50% de carregamento dos GMG's. Isto ocorreu devido à necessidade da mesma em horários fora de ponta, o que influencia no resultado do C^* do *produto líquido da energia elétrica* entregue ao centro comercial.

O custo exergoeconômico do produto líquido da energia elétrica eleva-se 6% entre o descarregamento dos GMGs de 100% para 50%. Comportamento diferente à operação do sistema em regime pleno, onde neste mesmo nível de descarregamento houve redução de 4%.

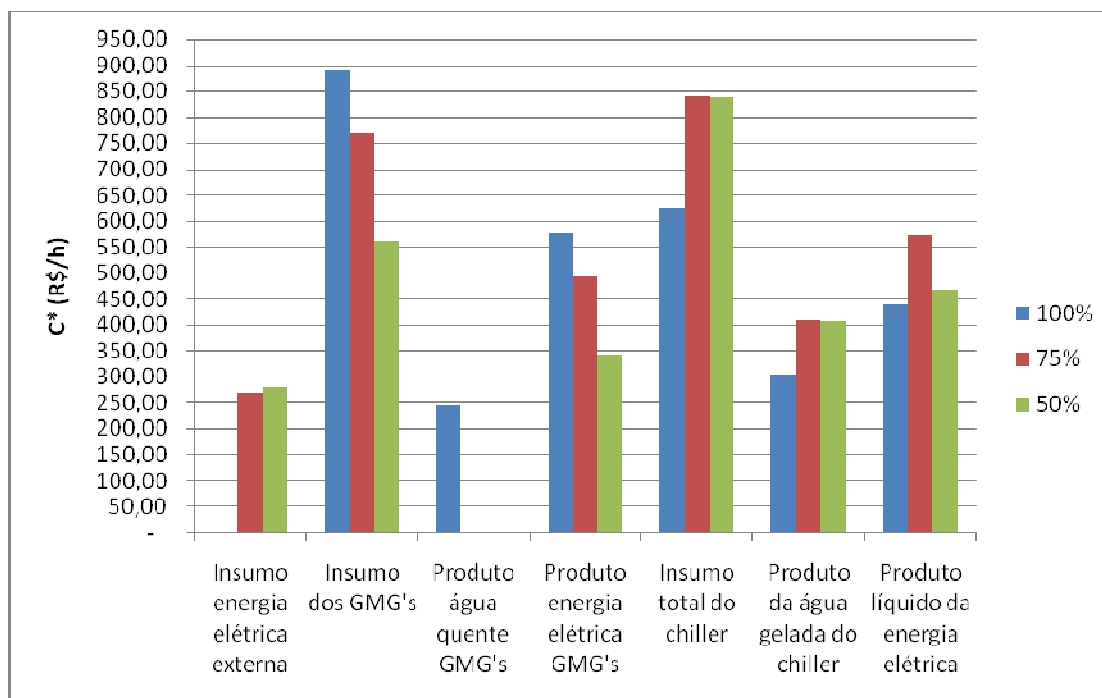


Gráfico 6.8 – Custo exergoeconômico do sistema avaliado para operação em regime de horário de ponta do sistema de cogeração.

O Gráfico 6.9 apresenta os resultados de C^* dos produtos entregues ao centro comercial. Comparando-se os valores com os do Gráfico 6.6 é possível verificar um aumento significativo nos custos exergoeconômicos devido o regime de operação em horário de ponta, onde os custos das tarifas do GN e da energia elétrica são maiores. A diferença chega a ser aproximadamente 39% a maior para 100% de carregamento dos GMGs.

É possível verificar ainda que, o custo exergoeconômico dos produtos entregues ao centro comercial para a operação em horário de ponta é 17% maior para 50% do que 100% do carregamento dos GMGs, para 75% de carregamento dos GMGs o aumento é de 32%.

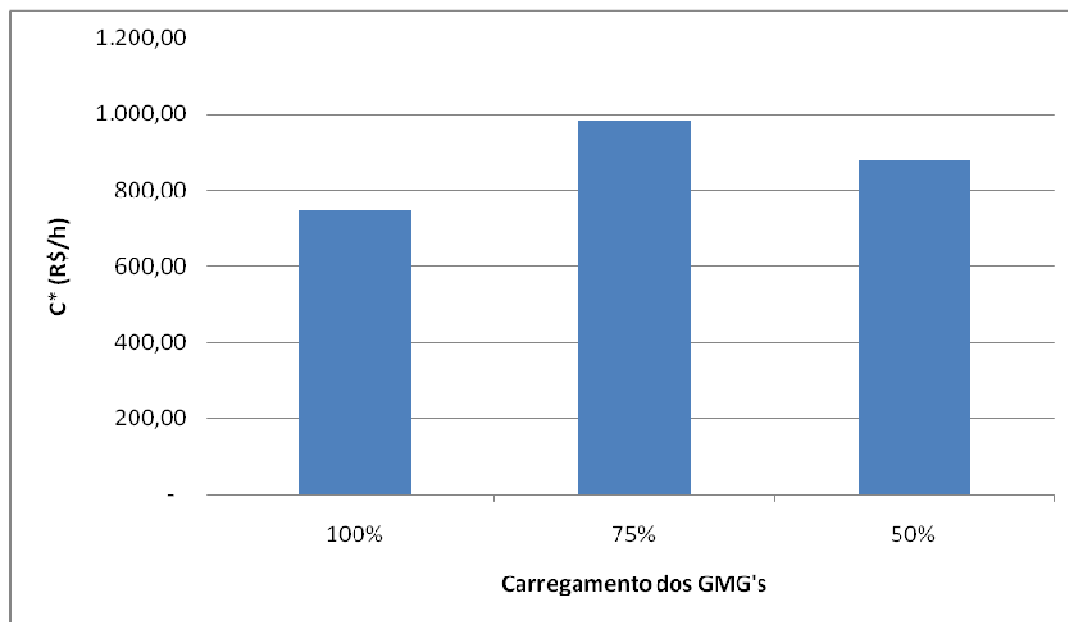


Gráfico 6.9 - Produtos (custos exergoeconômicos) entregues ao centro comercial para operação em regime de horário de ponta do sistema.

Tanto para o regime de operação pleno e em horário de ponta, os resultados monetários em função do tempo (R\$/h) calculados pela exergoeconomia mostram valores muito onerosos atribuídos à tarifa atual do gás natural, conforme comentado.

Com isso os *custos exergoeconômicos do produto líquido da energia elétrica* e da *água gelada do chiller* ficam muito sensíveis ao GN de tal forma que sua redução, por exemplo, através do descarregamento dos GMGs geram resultados diversos.

Um exemplo é o C^* do *produto líquido da energia elétrica* o qual reduz entre o carregamento de 75% e 50% dos GMGs com o sistema de cogeração operando em regime pleno, onde a tendência esperada seria de aumento devido à necessidade de maior compra de energia elétrica externa.

Os resultados numéricos dos Gráficos 6.7 a 6.9 apresentados estão na Tabela A.10 do Apêndice A.

6.2.4 – Outros Resultados de Engenharia Econômica e Exergoeconômicos com GMGs a 100%

Conforme já comentado, este tópico apresenta resultados do sistema de cogeração a partir da variação da qualidade do GN, eficiência energética do chiller e dos GMGs

considerando os GMGs a 100% e operando em horário de ponta, pois somente neste tipo de operação do sistema que foi comprovado, a sua da viabilidade econômica.

A Tabela 6.9 abaixo apresenta os resultados econômicos e de retorno de investimento para a variação da composição do GN. A primeira linha corresponde ao GN padrão usado para as análises anteriores.

Conforme pode ser verificado, o sistema é pouco afetado nos valores referente à ao custo evitado mensal (equação 3.24), onde há uma redução de 4,4% entre a primeira e a última composição do GN. Porém avaliando seu impacto acumulado em um ano, o montante reduzido é de R\$55.308,00, o que já torna um pouco significativo.

TABELA 6.9
Resultados econômicos em função da variação da qualidade do GN

Composição do GN (em fração volumétrica)	Custo Evitado mensal (R\$)	TR descontado a vista (anos)	TR descontado com financiamento (anos)
$0,915 \cdot \text{CH}_4 + 0,005 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,01 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 0,06 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 0,01 \cdot \text{N}_2$ (padrão)	106.716,08	4,89	1,75
$0,85 \cdot \text{CH}_4 + 0,03 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,05 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 0,05 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 0,02 \cdot \text{N}_2$	105.544,10	4,94	1,77
$0,8 \cdot \text{CH}_4 + 0,08 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,05 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 0,02 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 0,05 \cdot \text{N}_2$	102.758,08	5,06	1,81
$0,7 \cdot \text{CH}_4 + 0,17 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + 0,06 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 0,02 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 0,05 \cdot \text{N}_2$	102.017,88	5,09	1,82

O valor do retorno do investimento descontado à vista varia de 4,89 aos para 5,09 (4%) e para o TR descontado com financiamento varia de 1,75 para 1,82 (também 4%). Praticamente inalterável para a análise econômica.

A Tabela 6.10 apresenta os resultados exergoeconômicos.

O custo exergoeconômico para o insumo do GN total apresenta maior elevação, de 6% entre o primeiro e o quarto tipo de GN avaliado. Para os demais C* foi observado uma elevação inferior a 2%, ou seja, pouco representativo.

TABELA 6.10
Resultados exergoeconômicos em função da qualidade do GN

Composição do GN (em % volumétrica)	C* para insumo do GN total (R\$/h)	C* para produto da água gelada do chiller (R\$/h)	C* Produto líquido da energia elétrica (R\$/h)	C* dos produtos entregues ao centro comercial (R\$/h)
0,915·CH ₄ +0,005·C ₄ H ₁₀ +0,01·C ₃ H ₈ +0,06·C ₂ H ₆ +0,01·N ₂ (padrão)	871,90	306,92	440,57	747,49
0,85·CH ₄ +0,03·C ₄ H ₁₀ +0,05·C ₃ H ₈ +0,05·C ₂ H ₆ +0,02·N ₂	884,92	306,81	441,07	747,88
0,8·CH ₄ +0,08·C ₄ H ₁₀ +0,05·C ₃ H ₈ +0,02·C ₂ H ₆ +0,05·N ₂	915,88	311,67	448,81	760,47
0,7·CH ₄ +0,17·C ₄ H ₁₀ +0,06·C ₃ H ₈ +0,02·C ₂ H ₆ +0,05·N ₂	924,10	305,96	441,39	747,35

Para o último tipo de GN testado foi observado uma pequena redução, abaixo de 1,5% para o C^* do *produto da água gelada* e um leve aumento no C^* do *produto líquido da energia elétrica* o que conseqüentemente reduziu o C^* dos *produtos entregues ao centro comercial*. A explicação para este comportamento a menor é devido à redução no C^* do *insumo total do chiller* para este tipo GN testado.

Esta redução ocorre, pois com este tipo de GN há maior consumo de combustível (GN) para alimentar os GMGs, com isso os gases de exaustão possuem maior exergia térmica (B11) acarretando maior produto dos GMGs. Com isso, a exergia térmica proveniente dos gases de exaustão para suprir o chiller é menor. Isto tudo gera menor irreversibilidade no sistema influenciando nos resultados termoeconômicos.

Em suma, a variação da qualidade do gás natural mostra pequena influência nos resultados termoeconômicos (exergoeconômicos), mostrando que a composição do gás natural é somente interessante para o resultado financeiro do *custo evitado*, o qual deve ser avaliado o aumento ou redução deste custo em função da qualidade e preço do mesmo.

As Tabelas 6.11 e 6.12 apresentam os resultados econômicos e exergoeconômicos para a variação da eficiência energética dos GMGs de (η_{GMGs}) de 36% até 46% considerando o sistema com composição do GN padrão. O preço do equipamento foi desconsiderado para as avaliações a seguir.

TABELA 6.11
Resultados econômicos a partir da variação de η_{GMGs}

η_{GMGs}	Custo Evitado mensal (R\$)	TR descontado a vista (anos)	TR descontado com financiamento (anos)
36% (padrão)	106.716,08	4,89	1,75
38%	110.848,85	4,74	1,70
40%	114.166,63	4,62	1,66
42%	116.674,82	4,54	1,63
44%	118.962,23	4,46	1,61
46%	121.039,41	4,40	1,59

Conforme pode ser verificado, entre eficiências exergéticas de 46% e 36% existe uma redução de 11% no *TR* descontado à vista e 9,2% para o *TR* descontado com financiamento.

Como o fator eficiência energética influencia no preço do equipamento, caso considerado, o *TR* pode apresentar uma tendência menor de decréscimo ou, até mesmo, aumentar a partir da elevação desta eficiência. Em muitos casos, o ponto ótimo para a escolha do tipo de GMG é a união entre a parte técnica deste GMG com um *TR* de interesse do investidor.

Li (1996) define bem este ponto ótimo através de uma curva onde mostra que o ponto ótimo é aquele que reúne eficiência e custo de capital de modo a atender os requisitos técnicos e financeiros.

A Tabela 6.12 apresenta os resultados exergoeconômicos para esta mesma variação. A tendência de redução dos custos exergoeconômicos é interessante para praticamente todos os C^* . É possível verificar que houve uma redução de 15% no C^* dos *produtos entregues ao centro comercial*, por exemplo.

TABELA 6.12
Resultados exergoeconômicos para variação de η_{GMGs}

η_{GMGs}	C^* para insumo do GN total (R\$/h)	C^* para produto da água gelada do chiller (R\$/h)	C^* Produto líquido da energia elétrica (R\$/h)	C^* dos produtos entregues ao centro comercial (R\$/h)
36% (padrão)	871,90	306,92	440,57	747,49
38%	825,98	296,48	424,42	720,91
40%	789,12	287,35	409,51	696,86
42%	761,25	279,92	395,61	675,53
44%	735,83	273,38	382,63	656,01
46%	712,75	267,70	370,53	638,23

Os resultados exergoeconômicos para a variação do *COP* energético do chiller são apresentados na Tabela 6.13, notou-se que a avaliação clássica da engenharia econômica não sofre variação significativa a partir da variação do *COP* energético do chiller. Tal fato

explica-se uma vez que a eficiência energética do chiller não influencia no consumo de GN quando os GMGs estão a 100% de seu carregamento. Para esta simulação, o GN e a eficiência energética dos GMGs foram mantidos como padrões.

TABELA 6.13
Resultado exergoeconômico para variação do $COP_{chiller}$

$COP_{chiller}$	C* para insumo total do chiller (R\$/h)	C* para produto da água gelada do chiller (R\$/h)	C* Produto líquido da energia elétrica (R\$/h)	C* dos produtos entregues ao centro comercial (R\$/h)
0,7941(padão)	625,75	306,92	440,57	747,49
0,82	596,97	297,49	440,28	737,78
0,86	558,66	284,61	439,91	724,52
0,90	524,19	272,63	439,56	712,20
0,94	493,63	261,72	439,26	700,98
0,98	465,84	251,52	438,97	690,49

O custo exergoeconômico dos produtos entregues ao centro comercial reduz em 7,8%, ou seja, praticamente 50% a menos que a redução observada para a variação do η_{GMGs} , em outras palavras, os GMGs possuem maior peso do que o chiller nos produtos finais entregues, pois são nos GMGs onde ocorre a maior destruição de exergia.

6.2.5 – Relação entre Exergoeconomia e Engenharia Econômica

A avaliação da viabilidade exergoeconômica para o sistema de cogeração com os GMGs a 100% deve ser verificada usando a mesma forma de cálculo da engenharia econômica. Em outras palavras, compara-se o valor acumulado mensal dos custos exergoeconômicos do *insumo do gás natural* somado ao custo da energia elétrica externa (fornecido pela concessionária de energia elétrica para os demais horários não cobertos pela cogeração) com a opção de fornecimento da energia elétrica da concessionária (opção convencional).

Como o valor do custo exergoeconômico do *insumo do gás natural* é o mesmo de sua valoração externa de mercado, o custo exergoeconômico evitado é também o mesmo que o da engenharia econômica avaliado no tópico 6.2.2.

O custo exergoeconômico do *insumo da energia elétrica externa*, o qual existe somente para os casos onde o carregamento dos GMGs fica abaixo de 100%, serve para suprir a diferença de potência elétrica requerida do empreendimento. Logo sua comparação com o custo exergoeconômico do *insumo do gás natural total* ou com o *produto líquido da energia*

elétrica para fins de verificação de viabilidade do sistema não pode ser realizada, pois a formação de seu custo exergoeconômico tem como objetivo de suprir a diferença de potência elétrica para o sistema de cogeração.

7 – CONCLUSÃO

7.1 – Considerações Finais

A cogeração é sem dúvida uma alternativa técnica e ambiental muito atraente para os segmentos de centro comerciais os quais necessitam de racionalização da energia elétrica e utilização eficaz do frio. Em relação à questão financeira, é necessária certa cautela para sistemas operados a gás natural. A partir do estudo de caso discutido deste trabalho, foi possível concluir que:

- Com os resultados dos indicadores de desempenho termodinâmico foi possível verificar a viabilidade técnica da cogeração para a racionalização do uso da energia do combustível primário e da energia elétrica. As maiores irreversibilidades quantificadas ocorreram nos grupo motores-geradores e chiller de absorção de modo que, quanto menor o carregamento do GMGs, menores são as suas irreversibilidades e maior passa ser a irreversibilidade do chiller.
- A análise dos indicadores de eficiência energética e exergetica, considerando-se a geração do frio (água gelada) ou quente (gases de exaustão) no sistema de cogeração mostraram diferenças as quais comprovam que, em determinados casos, conforme a estratégia a ser adotada, é mais interessante apresentar os resultados de eficiência em função da geração da energia térmica – quente, o qual termodinamicamente ocorre devido o maior potencial da geração de energia e exergia ao avaliar os indicadores da cogeração pela geração da fonte quente.
- Em relação à metodologia da Teoria Estrutural Termoeconômica, aplicada no estudo de sistemas complexos, a sua utilização é aconselhada, pois a geração de resultados é indicativo da consistência no modelo, ou seja, a geração da matriz inversa, por exemplo, é sinal de que o modelo matemático da estrutura produtiva converge, passo importante para a termoeconomia.
- O estudo de caso mostrou que é economicamente inviável no cenário atual a implantação da central de cogeração para operação em regime pleno. Como consequência, para novos empreendimentos, pode ocorrer também à

inviabilização para operação no horário de ponta, pois é feito investimentos em equipamentos que operam com o fornecimento convencional de energia elétrica. Devido à expectativa da melhoria da infra-estrutura de fornecimento do gás natural e a descoberta de novas fontes de extração no Brasil, em médio prazo existe uma tendência de criação de novos empreendimentos de cogeração no Brasil para os centros comerciais, pois há a expectativa de redução no preço do gás natural viabilizando assim tais projetos.

- Por sua vez, para sistemas já instalados, onde podem ser aproveitados recursos de equipamentos existentes, a exemplo do estudo de caso deste trabalho, foi verificado que ao operar em horário de ponta, o resultado do retorno do investimento é positivo gerando atraentes diferenças de custos (custo evitado) comparados a sistemas convencionais.
- A convergência entre os resultados termoeconômicos e da análise financeira é observado ao calcular o custo evitado exergoeconômico o qual, conforme comentado possui o mesmo resultado da análise financeira.
- Os resultados provenientes da alocação de custos pela termoeconomia e exergoeconomia mostraram que os maiores custos ocorrem para k^* e kc^* do *produto da água gelada do chiller* devido às irreversibilidades acumuladas em cada componente no sistema de cogeração e sua localização no fluxo do processo produtivo. Como sugestão, o kc^* do *produto da energia elétrica*, para o sistema de cogeração operado em horário de ponta a 100% dos GMGs, pode ser utilizado como balizador de referência na venda da energia elétrica, quando da ocorrência de seu excedente. É claro que devem ser verificados outros itens, tais como custo de ligação, tarifas praticadas, legislação, que extrapolam o escopo dessa dissertação.
- Com o custo monetário (R\$/h) pelo cálculo exergoeconômico dos fluxos do sistema é possível avaliar seu impacto financeiro para todo o sistema como apoio a decisões estratégicas quanto a processos críticos. Por exemplo, no estudo de caso avaliado, focar a manutenção mais minuciosa nos equipamentos onde são observados os maiores custos deste parâmetro.
- Em relação ao custo exergoeconômico dos *produtos entregues ao centro comercial*, conclui-se que a operação mais viável é para os GMGs a 100% de seu carregamento, reforçando a necessidade de aproveitar ao máximo o

potencial nominal do acionador para obter a maior eficiência do sistema, fato este também comprovado pelas análises termodinâmicas.

- Para a análise de sensibilidade a partir da variação da composição do GN, a única alteração significativa observada foi referente à redução de custo acumulado em um ano o qual apresenta um montante significativo da ordem de R\$ 50.000,00.
- Para a variação da eficiência energética dos GMGs, foi observada uma redução interessante no *TR* descontado e no *TR* descontado com financiamento os quais, uma vez que não haja muita discrepância no aumento de custo devido à utilização de equipamentos mais caros. Desta forma, pode ser de interesse do empreendedor investir em GMGs com maior eficiência desde que o acréscimo de custo assim o permita. Semelhantemente, os resultados dos cálculos dos custos exergoeconômicos também apresentaram reduções em função da melhoria desta eficiência.
- A melhoria da eficiência energética do chiller não apresentou reduções tão significativas quanto à eficiência energética do GMGs para o custo exergoeconômico, sugerindo então que a procura por equipamentos mais eficientes deve ser focada nos GMGs.

Por último, o grande benefício ao migrar da análise clássica da avaliação de sistemas térmicos pela 1ª e 2ª Leis da Termodinâmica para a análise mais complexa, a termoeconômica, é a abertura para o conhecimento mais detalhado de todos os fluxos térmicos, seus valores monetários com base exérgica e definição dos processos críticos.

7.2 – Recomendações para Trabalhos Futuros

Fica como melhoria para próximo trabalho o desenvolvimento de um programa computacional para análise de sistemas de cogeração de diferentes tipos de setores, tais como industrial onde são utilizados acionadores de diversos tipos (caldeiras, turbinas a gás) e diferentes máquinas térmicas para atender a demanda e necessidade térmica, criando assim um software completo para todos os tipos de sistemas de cogeração.

Além do desenvolvimento acima comentado, uma grande contribuição para o próximo trabalho seria o desenvolvimento de um sistema informatizado capaz de montar todo o

sistema de equacionamento e gerar os resultados termoeconômicos usando a metodologia da Teoria Estrutural Termoeconômica. A princípio o sistema de equações seria criado a partir da montagem da estrutura produtiva a qual ao definir, por exemplo, em um componente o seu recurso e produto, estas informações seriam computadas no cálculo automaticamente.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMO, V.; CARDOSO, B. Incerteza ronda o mercado de gás natural. **Revista TN Petróleo** Ano X, Número 61, pág. 130, 2008. Disponível em: <www.tnpetroleo.com.br>. Acesso em 06 de nov. 2008.

ARRIETA, Felipe. **Curso de Cogeração**: Notas de Aula. Belo Horizonte. 2008. Mestrado em Engenharia Mecânica PUC-MG.

ARRIETA, Felipe. **Utilização do Gás Natural como Combustível Complementar em Sistemas BIG GT para a Cogeração no Setor Sucro-Alcooleiro**. 2000. 143f. Dissertação (Mestrado em engenharia mecânica) - Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Itajubá/MG.

ARRIETA, Felipe. Teoria do Custo Exergético. Belo Horizonte: Mestrado em Engenharia Mecânica PUC-MG, 2008. 37 slides.

BALESTIERI, José. **Cogeração**: geração combinada de eletricidade e calor. Florianópolis: UFSC, 2002. 279 p.

BALLEGOOYEN, Henk. Cogeneration principles. **Gryphon International Engineering Services Inc.** St Catharines/CA, 1998. Disponível em: <www.gryphoneng.com> Acesso em: 18 de mar. 2009.

BARJA, Gabriel. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico**. 2006. 171f. Dissertação (Mestrado em ciências mecânicas) - Universidade de Brasília, Brasília/DF.

BILGEN, Earl. Exergetic and engineering analyses of gas turbine based cogeneration systems. **Energy**, v.25, p.1215-1229, 2000.

BRASIL. Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **BIG – Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 27 de nov. 2008.

BRASIL. Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Resolução Normativa 235**, de 14 de novembro de 2006, que dispõe sobre os requisitos para a qualificação de centrais termelétricas cogradoras de energia e dá outras providencias. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 03 de out. 2008.

BRASIL. Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução N° 281**, de 01 de outubro de 1999, que estabelece as condições gerais de contratação do acesso,

compreendendo o uso e a conexão dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em 29 de set. 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa 077**, de 18 de agosto de 2004, que estabelece os procedimentos vinculados à redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos de geração, caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica, e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 29 de set. 2008.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa 112**, de 19 de maio de 1999, que estabelece requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia. Disponível em: <www.aneel.gov.br> Acesso em: 29 de set. 2008.

BRASIL. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Bio-combustíveis - ANP. **Boletim mensal do gás natural**: Referência: Junho/2008. Disponível em: <www.anp.gov.br> Acesso em: 06 de nov. 2008.

CARVALHO, Fabiano. Critérios de racionalidade energética na qualificação de centrais cogeradoras. **ANEEL**, Brasília, Nota Técnica nº. 001/2000-SFG.

CASSAROTTO, Nelson F.; KOPITTKE, Bruno H. **Análise de Investimentos**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 1994. 448 p.

CERQUEIRA, Sérgio. **Metodologias de Análise Termoeconômica de Sistemas**. 1999. Tese (Doutorado em engenharia mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica da Unicamp, Campinas/SP.

CHUA, H.; TOH, H.; MALEK, A.; NG, K.; SRINIVASAN. Improved Thermodynamic property fields of LiBr-H₂O solution. **International Journal of Refrigeration**. v.23, p.412-429, 2000.

CUADRA, Cesar; VALERO, Antonio. **Curso de Doctorado, Termoeconomía**. 2000. Universidad de Zaragoza. Dpto. de Ingeniería Mecánica. Zaragoza/España.

DERRY, TK; WILLIAMS, Trevor. **História de la tecnologia desde 1750 hasta 1900**. Volume I e II. Madrid/ Espanha: Siglo veintiuno de espanha editors S.A., 1980.

ENERGIPE, Empresa Energética de Sergipe S.A. **Tarifa Verde**. Disponível em <<http://www.sergipe.energisa.com.br/Default.aspx?tabid=1223>> Acesso em: 24 fev. 2008.

FRANGOPOULOS, Cristos. **Thermoeconomic functional analysis**: A method for optimize design or improvement of complex thermal systems. 1983. Tese (doutorado) - Georgia Institute of Technology, Atlanta/EUA.

FOLEY, Gearoid; DEVAULT, Robert National. **The Future of Absorption Technology in America**: A Critical Look at the Impact of BHP and Innovation. EUA, 2008. Disponível em <<http://www.eere.energy.gov/>> Acesso em: 03 fev. 2008.

GAS ENERGY. **Carta ao Mercado**. Disponível em: <<http://www.gasenergy.com.br/assessoria-empresarial/carta-ao-mercado.php>> Acesso em: 28 set. 2008.

HU, David. **Cogeneration**. Virginia/EUA: Reston Publishing Company Inc., 1985.

IZQUIERDO, M.; VENEGAS, M.; GARCÍA, N.; PALACIOS, E. Exergetic analysis of a double stage LiBr–H₂O thermal compressor cooled by air/water and driven by low grade heat. **Energy Conversion and Management**, v.46, p.1029-1042. 2005.

LANGRECK, Jürgen. Cogen-absorption plants for refrigeration purposes and turbine air cooling inlet cooling; **Cogeneration and On-Site Power Production**. , Vol. 1, No. 1, pp. 46-49, 2000.

LI, Kam. **Applied Thermodynamics**: availability method and energy conversion. 1. ed. Washignton/EUA: Taylor & Francis, 1996.

LIZARRA, José M^a. **Cogeneracion**: Aspectos Termodinâmicos, Tecnológicos e Econômicos. 2. ed. Bilbao/ES: Universidad Del Pais Vasco. 1994.

LEE, Shun.; SHERIF, S.A. Second law analysis of multi-effect lithium bromide/water absorption chillers. **ASHARE Transactions: symposia**. p.1256-1264, 1999

LORA, Electo.; HADDAD, J. **Geração Distribuída**. 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

LORA, Electo.; NASCIMENTO, M. **Geração termelétrica**: planejamento, projeto e operação. v.2. Rio de Janeiro: Interciência, 2004.

LOZANO, A.; VALERO, A. Theory of the exergetic cost. **Energy**, v.18, n.9, p. 939-960. 1993.

LOZANO, M.; VALERO, A. Determinacion de la exergia para sustacias de interes industrial. **Depto. de Termodinámica y Fisicoquímica**, ETSII, Universidad de Zaragoza, marzo 1986.

MARQUES, Adriano. **Análise termoeconômica de um sistema de refrigeração automotivo por absorção**. 2005. 162f. Dissertação (mestrado em engenharia mecânica) - Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa/PB.

NOGUEIRA, Luiz. **Cogeração - Uma Introdução**. Itajubá: mimeo EFEI, 1996.

NOORDERMEER, Jim. **Cogeneration and combined-cycle principles workshop**. St Catharines/CA: Gryphon International Engineering Services Inc, 2000. Disponível em: <www.gryphoneng.com> Acesso em: 18 de mar. 2009.

ORLANDO, Joseph. **Cogeneration Planner's handbook**. Georgia/EUA: The Fairmont Press, 1991.

PETERS, Max; MS, TIMMERHAUS, Klaus. **Plant design and economics for chemical engineers**. New York: McGraw-Hill, 1991.

POUSA, A.; PEREIRA, E. Avaliação Pela 1ª e 2ª Leis da Termodinâmica de um Sistema de Cogeração: Energia Elétrica e Água Gelada. In: CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA MECÂNICA, 2008. Salvador. **Anais...** Salvador: Associação Brasileira de Ciências Mecânicas, 2008. v.1.

PULKRABEK, Willard. Engineering **Fundamentals of the Internal Combustion Engine**. 2. ed. New Jersey/NY: Prentice Hall, 2003.

RAFFERTY, Kevin. **Absorption Refrigeration**. Capítulo 13. Klamath Falls/OR: Geo-Heat Center, 2001.

REIS, Joaquim. **Projeto e montagem de um sistema compacto de cogeração**: aplicação da análise exergoeconômica. 2006. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista, Programa de Engenharia Mecânica, Guaratinguetá/SP.

ROSEN, M.; Le, M.; DINCER, I. Efficiency analysis of a cogeneration and district energy system. **Energy**, v.25, p.147-159, 2005.

SAHOO, P. Exergoeconomic analysis and optimization of a cogeneration system using evolutionary programming. **Science Direct**, v.28, p.1580-1588, 2008.

SANTANA, G.; TORRES, E.; CAMPOS, M. Avaliação termodinâmica de uma planta Cogenerativa de um shopping Center. In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004. Rio de Janeiro. **Anais...** Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2004. v.1

SANTOS, Francisco. **Desenvolvimento e instalação de um cogrador compacto no campus da Universidade Federal do Acre**. 2001. 193f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, Campinas/SP.

SANTOS, C.; TORRES, E; SANTOS, C. Análise termo-econômica de uma unidade de cogeração a gás natural com sistema de refrigeração por absorção. In: 8º Congresso Ibero-Americano de Engenharia Mecânica, 2007, Cusco. **Anais...** Cusco: Pontifícia Universidad Católica del Peru, 2007. v.1.

SERGAS, Sergipe Gás S.A. **Tarifa para o segmento Cogeração e Climatização**. Disponível em: <<http://www.sergipegas.com.br/>> Acesso em: 23 fev. 2008.

SERRA, L.; LOZANO, A.; VALERO, A.; TORRES, C. On average and marginal costs in Thermoconomics. In ECO's95 Efficiency, Costs, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, 1995, Istanbul. **Anais...** Istanbul: ECO's95, 1995, p.428-435.

SMITH, Joe.; VAN NESS, Hendrick.; ABBOTT, Michael. **Introdução à termodinâmica da engenharia química**. 5. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2000.

SONNTAG, Richard.; BORGNAKKE, Claus. **Introdução à termodinâmica para engenharia**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2003.

SHAPIRO, Howard.; MORAN, Michael. **Fundamentals of engineering Thermodynamics**. 5. ed. Chichester/UK: WILEY, 2006.

TAKAKI, Alessandro. **Análise do aproveitamento do gás natural em plantas de cogeração e trigeração de energia em indústrias frigoríficas**. 2006. 179f. Dissertação (Mestrado de enegnharia mecânica) - Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Ilha Solteira/SP.

TRANSPARENT ENERGY SYSTEMS PRIVATE LIMITED. **Captive Cogeneration for Self Consumption of Electricity, Heat, Refrigeration**. India, 2008. Disponível em: < <http://www.tesplcogen.com/block-diagram/hotel-c1.htm> > Acesso em: 04 de jun 2009.

TSATSARONIS, G.; WINHOLD, M. Exergoeconomic analysis and evaluation of energy conversion plants – 1: A new general methodology. **Energy**, v.10, n.1, p.69-80. 1985.

TSATSARONIS, G.; PISA, J. Exergoeconomic evaluation and optimization of energy systems – Application to the CGAM problem. **Energy**, v.19, p.287-321. 1994.

ZIHER, A.; POREDOS, D. Economics of a trigeneration system in a hospital. **Applied Thermal Engineering**, v.26, p.680-687, 2006.

APÊNDICE A

A Tabela A.1 abaixo refere a valores das propriedades termodinâmicas calculadas do sistema de cogeração avaliado para GMGs a 100%.

TABELA A.1
Tabela Termodinâmica para GMGs a 100%

(Continua)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	$\dot{C}o$ (kW)
1	0,07	0	0	0	0	0	3955,000	0	3,14	0	3767
2	0,07	0	0	0	0	0	3955,000	0	3,14	0	3767
3	0	0	0	0	0	0	0	0	135,50	0	0
4	2,11	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
5	2,11	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
6	0	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1356	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1356	0
9	76,09	235,7	7,0	29,6	0,106	2,505	190,600	0	0	0	0
10	76,09	261,1	13,9	58,9	0,209	1,032	78,540	0	0	0	0
11	2,19	110,0	530,0	-1891,0	8,308	294,000	645,116	0	0	0	0
12	2,19	110,0	530,0	-1891,0	8,308	294,000	645,116	0	0	0	0
13	4,39	110,0	530,0	-1891,0	8,308	294,000	1290,526	0	0	0	0
14	0,35	101,3	530,0	-1891,0	8,334	287,000	101,004	0	0	0	0
15	4,03	110,0	530,0	-1891,0	8,308	294,000	1187,073	0	0	0	0
16	4,03	101,3	170,0	-2327,0	7,618	73,000	295,689	0	0	0	0
17	0	101,3	170,0	-73114,0	35,320	0	0	0	0	0	0

(conclusão)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (oC)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	\dot{C}_o (kW)
18	5,09	232,8	35,5	148,9	0,511	0,887	4,525	0	0	0	0
19	5,09	326,9	30,0	126,0	0,436	0,399	2,038	0	0	0	0
20	12,57	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	294,700	0	0	0	0
21	12,57	101,3	95,0	398,0	1,250	29,850	375,300	0	0	-56,79	0
22	5,09	232,8	35,5	148,9	0,511	0,887	4,525	0	0	0	0
23	5,09	326,9	30,0	126,0	0,436	0,399	2,038	0	0	0	0
24	12,57	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	294,700	0	0	0	0
25	12,57	101,3	95,0	398,0	1,250	29,850	375,300	0	0	-56,79	0
26	12,57	503,4	96,0	402,5	1,261	31,050	390,400	0	0	0	0
27	12,57	503,4	96,0	402,5	1,261	31,050	390,400	0	0	0	0
28	25,14	503,4	96,0	402,5	1,261	31,050	780,800	0	0	0	0
29	0	503,4	96,0	402,5	1,261	31,050	0	0	0	0	0
30	25,14	503,4	96,0	402,5	1,261	31,050	780,800	0	0	0	0
31	25,14	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	589,300	0	0	0	0
32	0	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	0	0	0	0	0
33	181,60	346,5	30,0	126,0	0,436	0,419	76,150	0	0	0	0
34	181,60	269,0	36,6	153,7	0,527	1,096	199,000	0	0	0	0
35	10,20	232,8	35,5	148,9	0,511	0,887	9,050	0	0	0	0
36	191,80	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	30,040	0	147,10	0	0
37	5,09	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,798	0	0,14	-6,38	0
38	5,09	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,798	0	0,14	-6,38	0
39	181,60	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	28,440	0	5,04	-230,50	0
40	Potência elétrica do resfriador de água gelada de compressor parafuso									-291	
41	Potência elétrica externa									0	
42	Potência elétrica dos GMGs									2712	
43	Potência elétrica entregue ao centro comercial									2064	

A Tabela A.2 abaixo é referente às propriedades Termodinâmicas para GMG a 75%.

TABELA A.2
Tabela Termodinâmica para GMGs a 75%

(Continua)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	$\dot{C}o$ (kW)
1	0,05	0	0	0	0	0	3073,000	0	2,28	0	2927
2	0,05	0	0	0	0	0	3073,000	0	2,28	0	2927
3	0,02	0	0	0	0	0	1394,000	0	134,80	0	1327
4	1,60	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
5	1,60	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
6	0,89	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1017,00	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1017,00	0
9	76,09	235,7	7	29,6	0,106	2,505	190,600	0	0	0	0
10	76,09	261,1	13,9	58,9	0,209	1,032	78,5400	0	0	0	0
11	1,66	110,0	535,0	-1938,0	8,334	300	500,345	0	0	0	0
12	1,66	110,0	535,0	-1938,0	8,334	300,000	500,345	0	0	0	0
13	3,33	110,0	535,0	-1938,0	8,334	300,000	1000,692	0	0	0	0
14	-7,90E-13	101,3	535,0	-1938,0	8,360	293,000	-2,300E-10	0	0	0	0
15	3,33	110,0	535,0	-1938,0	8,334	300,000	1000,692	0	0	0	0
16	3,33	101,3	170,0	-2382,0	7,633	75,000	249,9034	0	0	0	0
17	0,92	101,3	170,0	-1998,0	7,757	62,000	57,337	0	0	0	0
18	5,10	232,8	34,0	142,6	0,491	0,688	3,513	0	0	0	0
19	5,10	326,9	30,0	126,0	0,436	0,399	2,038	0	0	0	0
20	12,58	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	294,800	76,52	0	0	0
21	12,58	101,3	94,0	393,8	1,239	29,060	365,400	9,30	0	-56,80	0

(conclusão)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	$\dot{C}o$ (kW)
22	5,10	232,8	34,0	142,6	0,491	0,688	3,513	0	0	0	0
23	5,10	326,9	30,0	126,0	0,436	0,399	2,038	0	0	0	0
24	12,58	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	294,800	76,52	0	0	0
25	12,58	101,3	94,0	393,8	1,239	29,060	365,400	9,30	0	-56,80	0
26	12,58	503,4	95,0	398,3	1,250	30,250	380,400	0	0	0	0
27	12,58	503,4	95,0	398,3	1,250	30,250	380,400	0	0	0	0
28	25,15	503,4	95,0	398,3	1,250	30,250	760,900	0	0	0	0
29	25,15	503,4	95,0	398,3	1,250	30,250	760,900	0	0	-20,00	0
30	0	503,4	95,0	398,3	1,250	30,250	0	0	0	0	0
31	0	433,4	25,0	105,2	0,366	0,333	0	0	0	0	0
32	25,15	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	589,500	171,60	0	0	0
33	181,60	346,5	30,0	126,0	0,436	0,419	76,150	0	0	0	0
34	181,60	269,0	36,65	153,7	0,527	1,096	199,000	0	0	0	0
35	10,20	232,8	34,0	142,6	0,491	0,688	7,026	0	0	0	0
36	191,80	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	30,040	0	144,70	0	0
37	5,10	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,798	0	0,14	-6,38	0
38	5,10	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,798	0	0,14	-6,38	0
39	181,60	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	28,440	0	5,01	-230,50	0
40	Potência elétrica do resfriador de água gelada de compressor parafuso									-291	
41	Potência elétrica externa									633,9	
42	Potência elétrica dos GMGs									2668	
43	Potência elétrica entregue ao centro comercial									2000	

A Tabela A.3 é referente as propriedades Termodinâmicas para os GMGs a 50%.

TABELA A.3
Tabela Termodinâmica para GMGs a 50%

(Continua)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	\dot{C}_o (kW)
1	0,04	0	0	0	0	0	2221,000	0	1,31	0	2115
2	0,04	0	0	0	0	0	2221,000	0	1,31	0	2115
3	0,03	0	0	0	0	0	1783,000	0	134,10	0	1698
4	1,15	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
5	1,15	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
6	1,14	101,3	25,0	298,6	5,695	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	678,00	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	678,00	0
9	76,09	235,7	7,0	29,6	0,106	2,505	190,600	0	0	0	0
10	76,09	261,1	13,99	58,9	0,209	1,032	78,540	0	0	0	0
11	1,19	110	550,0	-1935,0	8,363	312,000	373,760	0	0	0	0
12	1,19	110	550,0	-1935,0	8,363	312,000	373,760	0	0	0	0
13	2,39	110	550,0	-1935,0	8,363	312,000	747,520	0	0	0	0
14	1,19E-13	101,3	550,0	-1935,0	8,388	305,000	3,610E-11	0	0	0	0
15	2,39	110	550,0	-1935,0	8,363	312,000	747,520	0	0	0	0
16	2,39	101,3	170,0	-2398,0	7,638	75,000	180,551	0	0	0	0
17	1,18	101,3	170,0	-1997,0	62,033	62,000	73,261	0	0	0	0
18	5,10	232,8	32,3	135,5	0,468	0,499	2,549	0	0	0	0
19	5,10	326,9	30,0	126,0	0,436	0,399	2,039	0	0	0	0
20	12,58	433,4	86,1	360,8	1,147	23,440	294,900	61,63	0	0	0
21	12,58	101,3	92,5	387,5	1,221	27,880	350,800	9,26	0	-56,83	0

(Conclusão)

Ponto	\dot{m} (kg/s)	p (kPa)	t (°C)	h (kJ/kg)	s (kJ/kgK)	b (kJ/kg)	B (kW)	BQro (kW)	BQto (kW)	\dot{W} (kW)	\dot{C}_o (kW)
22	5,10	232,8	32,3	135,5	0,468	0,499	2,549	0	0	0	0
23	5,10	326,9	30,0	126	0,436	0,399	2,039	0	0	0	0
24	12,58	433,4	86,1	360,8	1,147	23,447	294,900	61,63	0	0	0
25	12,58	101,3	92,5	387,5	1,221	27,883	350,800	9,26	0	-56,83	0
26	12,58	503,4	93,5	392,0	1,233	29,061	365,700	0	0	0	0
27	12,58	503,4	93,5	392,0	1,233	29,061	365,700	0	0	0	0
28	25,17	503,4	93,5	392,0	1,233	29,061	731,300	0	0	0	0
29	25,17	503,4	93,5	392,0	1,233	29,061	731,300	0	0	-20,00	0
30	0	503,4	93,5	392,0	1,233	29,061	0	0	0	0	0
31	0	433,4	25,0	105,2	0,366	0,333	0	0	0	0	0
32	25,17	433,4	86,1	360,8	1,147	23,447	589,800	141,80	0	0	0
33	181,60	346,5	30,0	126,0	0,436	0,419	76,150	0	0	0	0
34	181,60	269,0	36,6	153,7	0,527	1,096	199,000	0	0	0	0
35	10,20	232,8	32,3	135,5	0,468	0,499	5,098	0	0	0	0
36	191,80	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	30,040	0	142,00	0	0
37	5,10	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,799	0	0,14	-6,38	0
38	5,10	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	0,799	0	0,14	-6,38	0
39	181,60	101,3	29,7	124,7	0,433	0,156	28,440	0	4,99	-230,50	0
40	Potência elétrica do resfriador de água gelada de compressor parafuso									-291	
41	Potência elétrica externa									1312	
42	Potência elétrica dos GMGs									2668	
43	Potência elétrica entregue ao centro comercial									2000	

A Tabela A.4 e A.5 a seguir mostram respectivamente as equações termoeconômicas e da matriz gerada.

TABELA A.4
Equações termoeconômicas para o sistema de cogeração avaliado.

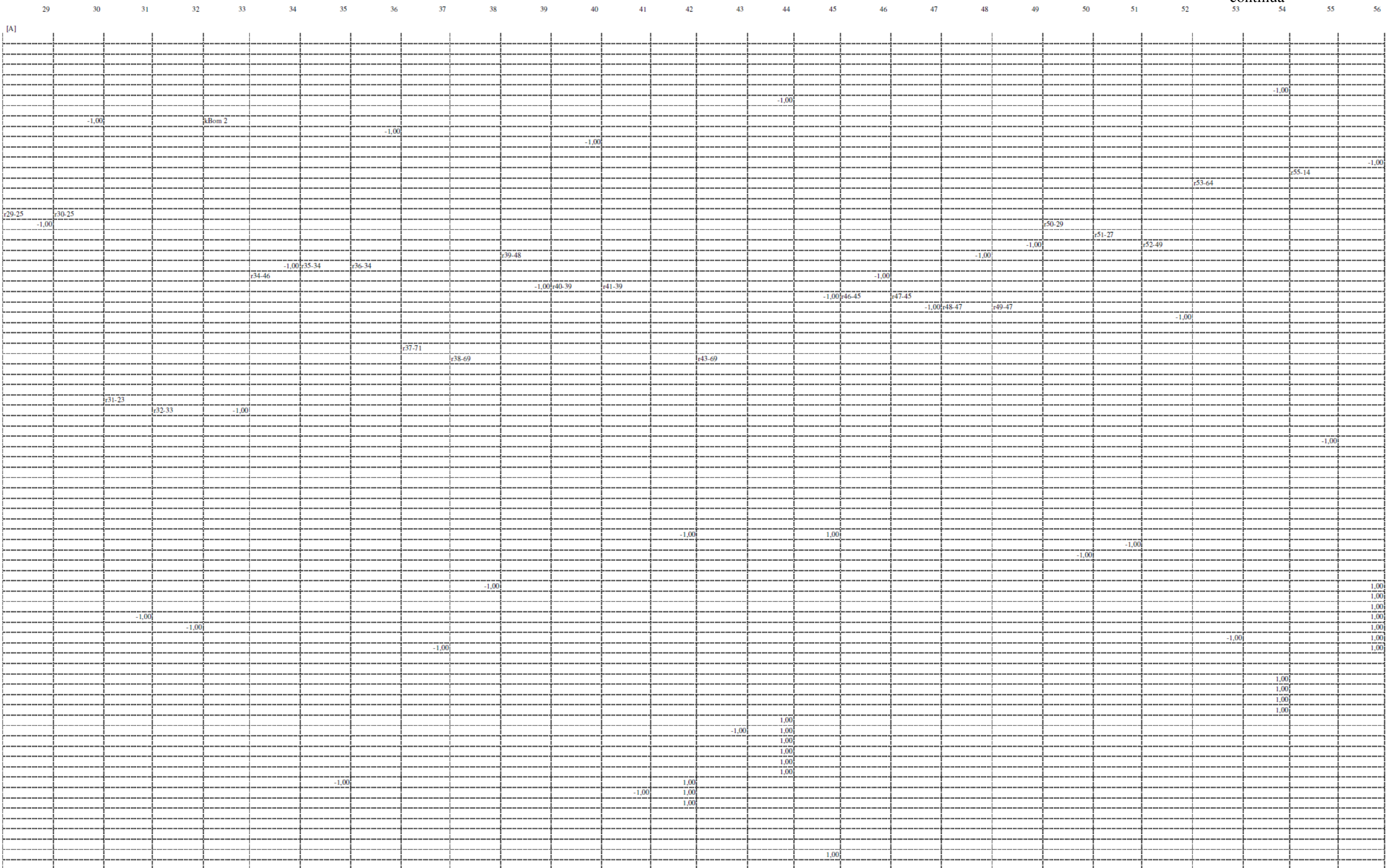
(continua)

Número	Equação	Número	Equação
I	$k_1^*=1$	XIX	$k_{29}^*=r_{13-29} \cdot k_{13}^* + r_{50-29} \cdot k_{50}^*$
II	$k_2^*=1$	XX	$k_{27}^*=r_{7-27} \cdot k_7^* + r_{51-27} \cdot k_{51}^*$
III	$k_{10}^*=k_{MG1} \cdot k_{22}^*$	XXI	$k_{49}^*=r_{59-49} \cdot k_{59}^* + r_{52-49} \cdot k_{52}^*$
IV	$k_5^*=k_{MG2} \cdot k_3^*$	XXII	$k_{48}^*=r_{9-48} \cdot k_9^* + r_{39-48} \cdot k_{39}^*$
V	$k_{19}^*=k_{CH} \cdot k_{14}^*$	XXIII	$k_{34}^*=r_{36-34} \cdot k_{36}^* + r_{35-34} \cdot k_{35}^*$
VI	$k_{54}^*=k_{RAD} \cdot k_{81}^*$	XXIV	$k_{46}^*=r_{34-46} \cdot k_{34}^* + r_{24-46} \cdot k_{24}^*$
VII	$k_{44}^*=k_T \cdot k_{80}^*$	XXV	$k_{39}^*=r_{40-39} \cdot k_{40}^* + r_{41-39} \cdot k_{41}^*$
VIII	$k_{28}^*=k_{Bom1} \cdot k_{23}^*$	XXVI	$k_{45}^*=r_{46-45} \cdot k_{46}^* + r_{47-45} \cdot k_{47}^*$
IX	$k_{30}^*=k_{Bom2} \cdot k_{33}^*$	XXVII	$k_{47}^*=r_{48-47} \cdot k_{48}^* + r_{49-47} \cdot k_{49}^*$
X	$k_{36}^*=k_{Bom3} \cdot k_{71}^*$	XXVIII	$k_{52}^*=r_{61-52} \cdot k_{61}^* + r_{62-52} \cdot k_{62}^*$
XI	$k_{40}^*=k_{Bom4} \cdot k_{69}^*$	XXIX	$k_{58}^*=r_{66-58} \cdot k_{66}^* + r_{16-58} \cdot k_{16}^*$
XII	$k_{61}^*=k_{Bom5} \cdot k_{68}^*$	XXX	$k_{18}^*=r_{26-18} \cdot k_{26}^* + r_{25-18} \cdot k_{25}^*$
XIII	$k_{56}^*=r_{2-56} \cdot k_2^* + r_{6-56} \cdot k_6^* + r_{12-56} \cdot k_{12}^*$	XXXI	$k_{71}^*=r_{37-71} \cdot k_{37}^* + r_{70-71} \cdot k_{70}^*$
XIV	$k_{14}^*=r_{63-14} \cdot k_{63}^* + r_{55-14} \cdot k_{55}^* + r_{15-14} \cdot k_{15}^* + r_{76-14} \cdot k_{76}^*$	XXXII	$k_{69}^*=r_{38-69} \cdot k_{38}^* + r_{43-69} \cdot k_{43}^*$
XV	$k_{64}^*=r_{17-64} \cdot k_{17}^* + r_{53-64} \cdot k_{53}^*$	XXXIII	$k_{68}^*=r_{60-68} \cdot k_{60}^* + r_{67-68} \cdot k_{67}^*$
XVI	$k_{79}^*=r_{8-79} \cdot k_8^* + r_{11-79} \cdot k_{11}^*$	XXXIV	$k_{22}^*=r_{74-22} \cdot k_{74}^* + r_{77-22} \cdot k_{77}^* + r_{21-22} \cdot k_{21}^*$
XVII	$k_{26}^*=r_{28-26} \cdot k_{28}^* + r_{27-26} \cdot k_{27}^*$	XXXV	$k_3^*=r_{75-3} \cdot k_{75}^* + r_{65-3} \cdot k_{65}^* + r_{4-3} \cdot k_4^*$
XVIII	$k_{25}^*=r_{30-25} \cdot k_{30}^* + r_{29-25} \cdot k_{29}^*$	XXXVI	$k_{23}^*=r_{31-23} \cdot k_{31}^* + r_{72-23} \cdot k_{72}^*$

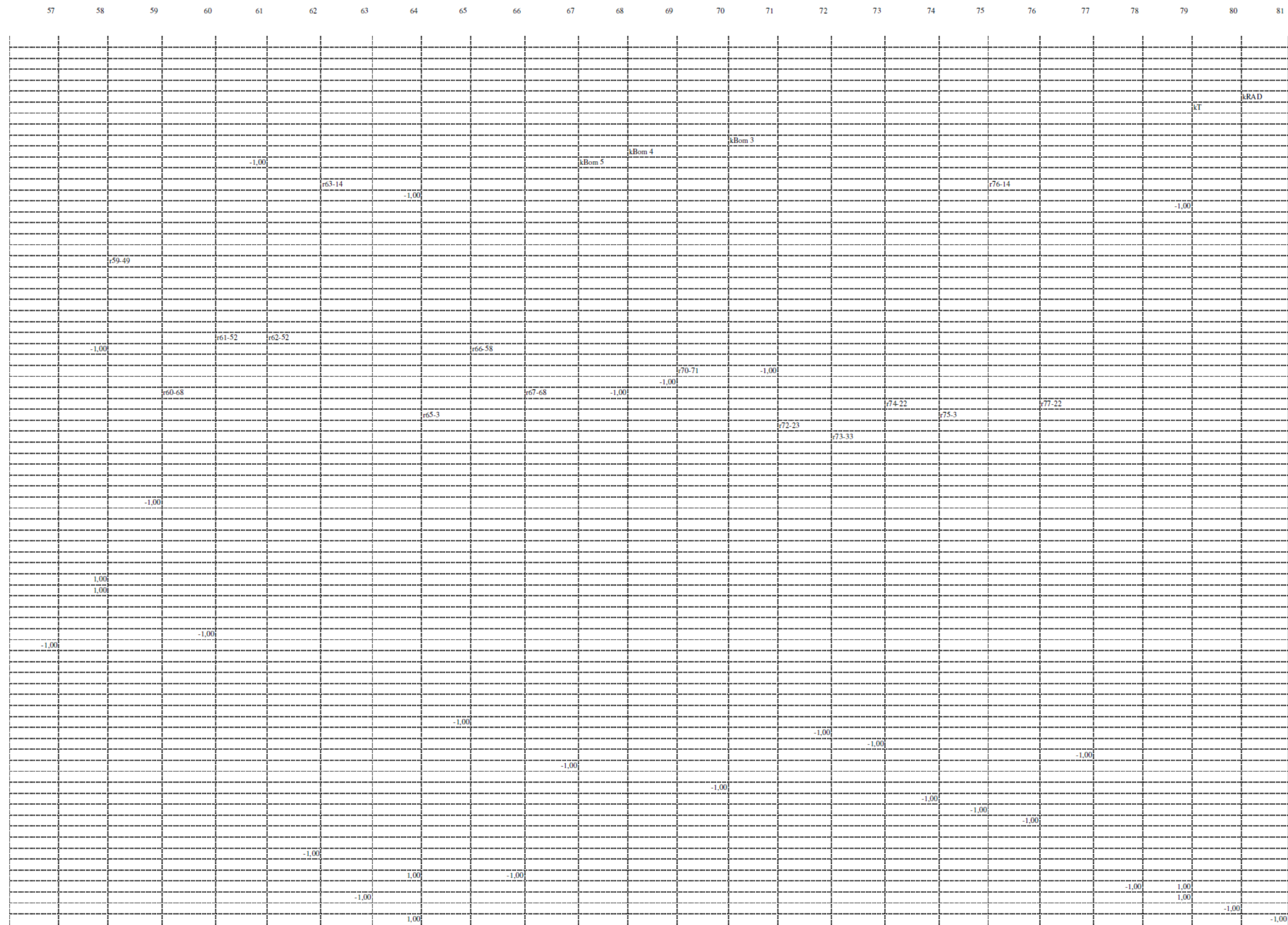
(conclusão)

Número	Equação	Número	Equação	Número	Equação
XXXVII	$k_{33}^* = \Gamma_{32-33} \cdot k_{32}^* + \Gamma_{73-33} \cdot k_{73}^*$	LV	$k_{60}^* = k_{56}^*$	LXXIII	$k_{35}^* = k_{42}^*$
XXXVIII	$k_{21}^* = k_1^*$	LVI	$k_{57}^* = k_{56}^*$	LXXIV	$k_{41}^* = k_{42}^*$
XXXIX	$k_4^* = k_1^*$	LVII	$k_{31}^* = k_{56}^*$	LXXV	$k_{62}^* = k_{42}^*$
XL	$k_{55}^* = k_1^*$	LVIII	$k_{32}^* = k_{56}^*$	LXXVI	$k_{15}^* = k_{18}^*$
XLI	$k_{12}^* = k_{10}^*$	LIX	$k_{53}^* = k_{56}^*$	LXXVII	$k_{66}^* = k_{64}^*$
XLII	$k_{13}^* = k_{10}^*$	LX	$k_{37}^* = k_{56}^*$	LXXVIII	$k_{78}^* = k_{79}^*$
XLIII	$k_{59}^* = k_{10}^*$	LXI	$k_{17}^* = k_{18}^*$	LXXIX	$k_{63}^* = k_{79}^*$
XLIV	$k_{11}^* = k_{10}^*$	LXII	$k_{16}^* = k_{18}^*$	LXXX	$k_{80}^* = k_{45}^*$
XLV	$k_6^* = k_5^*$	LXIII	$k_{65}^* = k_{54}^*$	LXXXI	$K_{81}^* = K_{64}^*$
XLVI	$k_7^* = k_5^*$	LXIV	$k_{72}^* = k_{54}^*$		
XLVII	$k_9^* = k_5^*$	LXV	$k_{73}^* = k_{54}^*$		
XLVIII	$k_8^* = k_5^*$	LXVI	$k_{77}^* = k_{54}^*$		
XLIX	$k_{42}^* = k_{45}^*$	LXVII	$k_{67}^* = k_{44}^*$		
L	$k_{51}^* = k_{58}^*$	LXVIII	$k_{43}^* = k_{44}^*$		
LI	$k_{50}^* = k_{58}^*$	LXIX	$k_{70}^* = k_{44}^*$		
LII	$k_{24}^* = k_{19}^*$	LXX	$k_{74}^* = k_{44}^*$		
LIII	$k_{20}^* = k_{19}^*$	LXXI	$k_{75}^* = k_{44}^*$		
LIV	$k_{38}^* = k_{56}^*$	LXXII	$k_{76}^* = k_{44}^*$		

continua



conclusão



[D]	[Ce]	[Ce] (R\$/kWh)
k*1	1,00	0,11
k*2	1,00	0,00
k*3	0,00	0,00
k*4	0,00	0,00
k*5	0,00	-0,08
k*6	0,00	0,00
k*7	0,00	-0,01
k*8	0,00	-0,05
k*9	0,00	-0,05
k*10	0,00	-0,02
k*11	0,00	-0,64
k*12	0,00	-0,64
k*13	0,00	0,00
k*14	0,00	0,00
k*15	0,00	0,00
k*16	0,00	0,00
k*17	0,00	0,00
k*18	0,00	0,00
k*19	0,00	0,00
k*20	0,00	0,00
k*21	0,00	0,00
k*22	0,00	0,00
k*23	0,00	0,00
k*24	0,00	0,00
k*25	0,00	0,00
k*26	0,00	0,00
k*27	0,00	0,00
k*28	0,00	0,00
k*29	0,00	0,00
k*30	0,00	0,00
k*31	0,00	0,00
k*32	0,00	0,00
k*33	0,00	0,00
k*34	0,00	0,00
k*35	0,00	0,00
k*36	0,00	0,00
k*37	0,00	0,00
k*38	0,00	0,00
k*39	0,00	0,00
k*40	0,00	0,00
k*41	0,00	0,00
k*42	0,00	0,00
k*43	0,00	0,00
k*44	0,00	0,00
k*45	0,00	0,00
k*46	0,00	0,00
k*47	0,00	0,00
k*48	0,00	0,00
k*49	0,00	0,00
k*50	0,00	0,00
k*51	0,00	0,00
k*52	0,00	0,00
k*53	0,00	0,00
k*54	0,00	0,00
k*55	0,00	0,00
k*56	0,00	0,00
k*57	0,00	0,00
k*58	0,00	0,00
k*59	0,00	0,00
k*60	0,00	0,00
k*61	0,00	0,00
k*62	0,00	0,00
k*63	0,00	0,00
k*64	0,00	0,00
k*65	0,00	0,00
k*66	0,00	0,00
k*67	0,00	0,00
k*68	0,00	0,00
k*69	0,00	0,00
k*70	0,00	0,00
k*71	0,00	0,00
k*72	0,00	0,00
k*73	0,00	0,00
k*74	0,00	0,00
k*75	0,00	0,00
k*76	0,00	0,00
k*77	0,00	0,00
k*78	0,00	0,00
k*79	0,00	0,00
k*80	0,00	0,00
k*81	0,00	0,00

Já a Tabela A.6 a seguir apresenta os resultados Termoeconômicos obtidos a partir das equações e matriz calculadas.

TABELA A.6
Custos Exergéticos Específicos k^* e Custos Exergéticos B^*

	k^*			$B^*(kW)$		
	100%	75%	50%	100%	75%	50%
Carregamento GMGs						
Insumo Gás Natural total	1,00	1,00	1,00	7.910,00	7.540,00	6.225,00
Insumo energia elétrica externa		1,00	1,00	0,00	633,90	1.312,00
Insumo GMGs	1,02	1,08	1,09	8.057,15	6.835,84	4.991,34
Produto água quente GMGs	2,77			2.166,68		
Produto energia elétrica GMGs	1,93	2,15	2,25	5.242,05	4.373,95	3.053,80
Insumo total do chiller	4,45	3,07	2,85	5.422,93	6.991,99	7.087,94
Insumo Gás Natural do chiller	1,00	1,00	1,00	0,00	1.394,00	1.783,00
Produto água gelada chiller	23,09	29,76	30,17	2.586,92	3.335,41	3.381,19
Produto da Torre (negaentropia)	23,39	29,55	30,04	3.440,25	4.276,04	4.265,39
Produto Radiador (negaentropia)	0,00	3,63	3,82	0,00	622,20	541,22
Produto líquido da energia elétrica	1,93	1,88	1,64	3.989,52	3.754,01	3.272,71
Produto gás de exaustão	1,93	2,15	2,25	2.493,90	2.151,90	1.683,46
Produtos Entregue ao Centro Comercial				6.576,45	7.089,42	6.653,90

As Tabelas A.7 e A.8 a seguir apresentam os resultados da engenharia econômica.

TABELA A.7

Resultados da engenharia econômica com TR descontado e pagamento a vista para o sistema de cogeração avaliado, operando em horário de ponta.

IRPJ + CSLL 30%		TMA 10%			TX Reinv 10%				
Ano	Entrada (kR\$)	Saída (kR\$)	Saldo (kR\$)	IRPJ (kR\$)	Líquido (kR\$)	Depreciação (kR\$)	Subtotal (kR\$)	Atual (kR\$)	Acumulado (kR\$)
0		3.057,80	-3.057,80		-3.057,80		-3.057,80	-3.057,80	-3.057,80
1	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	898,32	-2.159,48
2	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	816,65	-1.342,83
3	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	742,41	-600,42
4	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	674,92	74,50
5	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	613,56	688,06
6	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	557,78	1.245,85
7	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	507,08	1.752,92
8	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	460,98	2.213,90
9	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	419,07	2.632,97
10	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	380,97	3.013,95
11	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	314,19	3.328,14
12	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	285,63	3.613,76
13	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	259,66	3.873,42
14	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	236,05	4.109,48
15	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	214,59	4.324,07
16	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	195,09	4.519,16
17	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	177,35	4.696,51
18	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	161,23	4.857,74
19	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	146,57	5.004,31
20	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	133,25	5.137,55
							VPL	5.137,55	
							TIR	32,02%	
							TIRM	16%	

TABELA A.8

Resultados da engenharia econômica com TR descontado e pagamento financiado para o sistema de cogeração avaliado, operando em horário de ponta.

IRPJ + CSLL 30%		TMA 10%			TX Reinv. 10%				
Ano	Entrada (kR\$)	Saída (kR\$)	Saldo (kR\$)	IRPJ (kR\$)	Líquido (kR\$)	Depreciação (kR\$)	Subtotal (kR\$)	Atual (kR\$)	Acumulado (kR\$)
0		305,78	-305,78		-305,78		-305,78	-305,78	-305,78
1	1.280,59	1.077,65	202,94	-60,88	142,06	305,78	447,84	407,13	101,35
2	1.280,59	1.077,65	202,94	-60,88	142,06	305,78	447,84	370,12	471,46
3	1.280,59	1.077,65	202,94	-60,88	142,06	305,78	447,84	336,47	807,93
4	1.280,59	1.077,65	202,94	-60,88	142,06	305,78	447,84	305,88	1.113,81
5	1.280,59	1.077,65	202,94	-60,88	142,06	305,78	447,84	278,07	1.391,89
6	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	557,78	1.949,67
7	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	507,08	2.456,75
8	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	460,98	2.917,73
9	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	419,07	3.336,80
10	1.280,59	305,78	974,81	-292,44	682,37	305,78	988,15	380,97	3.717,77
11	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	314,19	4.031,96
12	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	285,63	4.317,59
13	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	259,66	4.577,25
14	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	236,05	4.813,30
15	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	214,59	5.027,89
16	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	195,09	5.222,98
17	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	177,35	5.400,33
18	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	161,23	5.561,56
19	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	146,57	5.708,13
20	1.280,59		1.280,59	-384,18	896,42		896,42	133,25	5.841,38
							VPL	5.841,38	
							TIR	148,33%	
							TIRM	28%	

A Tabela A.9 e A.10 a seguir apresentam os resultados Exergoeconômicos para operação plena e no horário de ponta.

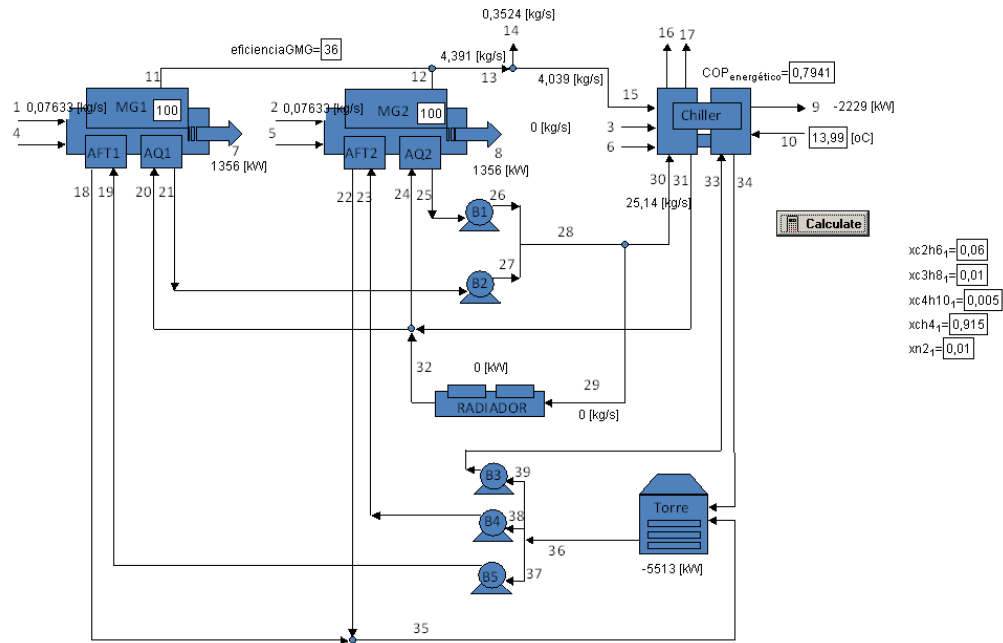
TABELA A.9
Custos Exergéticos Específicos kc^* e Custos Exergéticos C^* para o sistema de cogeração operando em regime pleno

	$kc^*(R\$/kWh)$			$C^*(R\$/h)$		
	100%	75%	50%	100%	75%	50%
Carregamento GMGs						
Insumo Gás Natural total	0,09	0,09	0,09	739,82	705,22	582,13
Insumo energia elétrica externa	0,00	0,19	0,14	0,00	117,95	188,40
Insumo GMGs	0,10	0,10	0,10	754,79	646,91	474,20
Produto água quente GMGs	0,27			209,55		
Produto energia elétrica GMGs	0,18	0,20	0,21	491,36	414,21	290,39
Insumo total do chiller	0,44	0,30	0,28	535,19	693,45	704,91
Insumo Gás Natural do chiller	0,09	0,09	0,09	0,00	130,38	166,74
Produto água gelada chiller	2,35	3,03	3,08	263,72	339,21	344,68
Produto da Torre (negaentropia)	2,38	3,04	3,11	349,93	440,30	441,30
Produto Radiador (negaentropia)	0,00	0,38	0,41	0,00	65,23	58,27
Produto líquido da energia elétrica	0,18	0,20	0,18	373,95	398,92	358,91
Produto gás de exaustão	0,18	0,20	0,21	233,76	203,78	160,08
Produtos Entregue ao Centro Comercial				637,67	738,13	703,59

TABELA A.10
Custos Exergéticos Específicos kc^* e Custos Exergéticos C^* para o sistema de cogeração operando somente em horário de ponta

	$kc^*(R\$/kWh)$			$C^*(R\$/h)$		
	100%	75%	50%	100%	75%	50%
Carregamento GMGs						
Insumo Gás Natural total	0,11	0,11	0,11	871,90	831,12	686,05
Insumo energia elétrica externa	0,00	0,43	0,21	0,00	271,93	280,73
Insumo GMGs	0,11	0,12	0,12	889,33	769,89	561,68
Produto água quente GMGs	0,31			245,72		
Produto energia elétrica GMGs	0,21	0,24	0,25	578,89	492,90	343,91
Insumo total do chiller	0,51	0,37	0,34	625,75	841,03	838,82
Insumo Gás Natural do chiller	0,11	0,11	0,11	0,00	153,66	196,50
Produto água gelada chiller	2,74	3,66	3,65	306,92	409,61	408,56
Produto da Torre (negaentropia)	2,77	3,75	3,72	407,38	542,55	527,89
Produto Radiador (negaentropia)	0,00	0,49	0,51	0,00	84,44	71,75
Produto líquido da energia elétrica	0,21	0,29	0,23	440,57	573,33	468,25
Produto gás de exaustão	0,21	0,24	0,25	275,41	242,50	189,59
Produtos Entregue ao Centro Comercial				747,49	982,94	876,81

APÊNDICE B – Programação desenvolvida no EES



Programa no EES:

function xx\$(x) "Esta função retorna um valor para indicar o estado da água (vapor) nos pontos"

xx\$=""

if (x>1) then xx\$='(vapor superaquecido)'

if (x>0) and (x<1) then xx\$='(liq+vap)'

if (x=1) then xx\$='(vap saturado)'

if (x<0) then xx\$='(liquido comprimido)'

if (x=0) then xx\$='(liq saturado)'

end

function Wdot7(carga)

if (carga=100) then Wdot7:=1356

if (carga=75) then Wdot7:=1017

if (carga=50) then Wdot7:=678

end

```
function FUEL1(carga;W_dot[7];rendGMG)
if (carga=100) then FUEL1=rendGMG*W_dot[7]
if (carga=75) then FUEL1=10,36*W_dot[7]/3600*1000
if (carga=50) then FUEL1=11,23*W_dot[7]/3600*1000
```

end

```
function m4(carga;m_dot[1])
if (carga=100) then m4=5,83/(6,04-5,83)*m_dot[1]"*W_dot[7]/3600"
if (carga=75) then m4=5,97/(6,19-5,97)*m_dot[1]"*W_dot[7]/3600"
if (carga=50) then m4=6,2/(6,43-6,2)*m_dot[1]"*W_dot[7]/3600"
```

end

```
function T11(carga)
if (carga=100) then T11=530
if (carga=75) then T11=535
if (carga=50) then T11=550
```

end

```
function T21(carga)
if (carga=100) then T21=95
if (carga=75) then T21=94
if (carga=50) then T21=92,5
```

end

```
function T18(carga)
if (carga=100) then T18=35,5
if (carga=75) then T18=34
if (carga=50) then T18=32,3
```

end

```
function m29_1(T[28];T[21];T[20];P[20];P[21])
```

```
rho_aguaquenterad_01=DENSITY(Water;T=(T[21]+T[20])/2;P=(P[21]+P[20])/2)
```

```
if (T[28]>=96) then m29_1=0
```

```
if (T[28]<96) then m29_1=46,9/3600*rho_aguaquenterad_01 "vazão mássica da água  
do radiador"
```

end

```
function Wdot8(carga2)
```

```
if (carga2=100) then Wdot8:=1356
```

```
if (carga2=75) then Wdot8:=1017
```

```
if (carga2=50) then Wdot8:=678
```

end

```
function FUEL2(carga2;W_dot[8];rendGMG)
```

```
if (carga2=100) then FUEL2=rendGMG*W_dot[8]
```

```
if (carga2=75) then FUEL2=10,36*W_dot[8]/3600*1000
```

```
if (carga2=50) then FUEL2=11,23*W_dot[8]/3600*1000
```

end

```
function m5(carga2;m_dot[2])
```

```
if (carga2=100) then m5=5,83/(6,04-5,83)*m_dot[2]**W_dot[7]/3600"
```

```
if (carga2=75) then m5=5,97/(6,19-5,97)*m_dot[2]**W_dot[7]/3600"
```

```
if (carga2=50) then m5=6,2/(6,43-6,2)*m_dot[2]**W_dot[7]/3600"
```

end

```
function T12(carga2)
```

```
if (carga2=100) then T12=530
```

```
if (carga2=75) then T12=535
```

```
if (carga2=50) then T12=550
```

```
end
```

```
function T25(carga2)
```

```
if (carga2=100) then T25=95
```

```
if (carga2=75) then T25=94
```

```
if (carga2=50) then T25=92,5
```

```
end
```

```
function T22(carga2)
```

```
if (carga2=100) then T22=35,5
```

```
if (carga2=75) then T22=34
```

```
if (carga2=50) then T22=32,3
```

```
end
```

```
function
```

```
m30(T[28];T[30];P[30];P[31];T[31];m_dot[28];Qhtg;Q_quente_max;Q_quente_max2)
```

```
if (T[28]>=96) AND (Qhtg<=0) then m30=m_dot[28] "vazão mássica da água do radiador"
```

```
if (T[28]>=96) AND (Qhtg>0) then
m30=m_dot[28]*(Q_quente_max+Qhtg)/Q_quente_max
```

```
if (T[28]<96) then m30=0
```

```
end
```

```
function QGNch(QGN)
```

```
if (QGN>0) then QGNch:=0 else QGNch:=QGN
```

```
end
```



```
function m29_2(T[28];T[25];T[24];P[24];P[25])
rho_aguaquenterad_02=DENSITY(Water;T=(T[24]+T[25])/2;P=(P[24]+P[25])/2)
if (T[28]<96) then m29_2=46,9/3600*rho_aguaquenterad_02 "vazão mássica da água
do radiador"
```

```
if (T[28]>=96) then m29_2=0
```

```
end
```

```
function T31(T[28];T[24];T[20])
```

```
if (T[28]<96) then T31=25
```

```
if (T[28]>=96) then T31=(T[24]+T[20])/2
```

```
end
```

```
function T17(Q_GN)
```

```
if (Q_GN<0) then T17=170
```

```
if (Q_GN>=0) then T17=25
```

```
end
```

```
function T16(Q_htg)
```

```
if (Q_htg<0) then T16=170
```

```
if (Q_htg>=0) then T16=25
```

```
end
```

```
function Wdot41(Wdot42t;Wdot43)
```

```
if (Wdot42t>=Wdot43) then Wdot41=0
```

```
if (Wdot42t<Wdot43) then Wdot41=Wdot43-Wdot42t
```

```
end
```

```
"Geral"
```

```
conv=9,80665 "coversao mh2o para kPa"
```

Pabs=101,3

To=25

"MOTOR-GERADORES"

rendGMG=1/eficienciaGMG*100

"eficienciaGMG=36 [%]"

"MCI 01 "

{carga=100}

W_dot[7]=Wdot7(carga)

FUEL_dot[1]=m_dot[1]*PCI_GN[1]

FUEL_dot[1]=FUEL1(carga;W_dot[7];rendGMG)

m_dot[4]=m4(carga;m_dot[1])

T[11]=T11(carga) "temperatura dos gases de exaustão"

T[21]=T21(carga) "temperatura da agua do radiador"

T[18]=T18(carga) "temperatura da água do aftercooler (lado frio)"

"MCI 02"

{carga2=100}

W_dot[8]=Wdot8(carga2)

FUEL_dot[2]=m_dot[2]*PCI_GN[1]

FUEL_dot[2]=FUEL2(carga2;W_dot[8];rendGMG)

m_dot[5]=m5(carga2;m_dot[2])

T[12]=T12(carga2) "temperatura dos gases de exaustão"

T[25]=T25(carga2) "temperatura da agua do radiador"

T[22]=T22(carga2) "temperatura da água do aftercooler (lado frio)"

"Temperaturas"

T[20]=86,1

T[24]=T[20]

T[19]=30
T[23]=T[19]
T[4]=To
T[5]=T[4]
T[13]=(T[11]+T[12])/2
T[16]=T16(Q_htg)
T[14]=T[13]
T[15]=T[13]
T[26]=T[25]+1
T[27]=T[21]+1
T[28]=(T[27]+T[26])/2
T[29]=T[28]
T[32]=T[20]
T[30]=T[28]
T[31]=T31(T[28];T[24];T[20])
"Pressão"
P[20]=Pabs+41*conv-70
P[21]=Pabs
P[24]=P[20]
P[25]=P[21]
P[19]=Pabs+23*conv
P[18]=P[19]-9,59*conv
P[23]=P[19]
P[22]=P[18]
P[11]=110
P[12]=P[11]
P[13]=P[11]
P[16]=Pabs
P[14]=Pabs
P[15]=P[13]
P[4]=Pabs
P[5]=P[4]
P[26]=Pabs+41*conv
P[27]=P[26]

```

P[28]=P[27]
P[29]=P[28]
P[30]=P[28]
P[31]=P[20]
P[32]=P[20]
"Vazão mássica"
m_dot[30]=m30(T[28];T[30];P[30];P[31];T[31];m_dot[28];Qhtg;Q_ quente_max;Q_q
uente_max2)
m_dot[31]=m_dot[30]
m_dot[1]=m_dot[11]-m_dot[4] "vazão mássica do ar do GN, MCI 1"
m_dot[2]=m_dot[12]-m_dot[5] "vazão mássica do ar do GN, MCI 2"
m_dot[19]=18,45/3600*rho_aguaquenteaft_01 "vazão mássica da água do after
cooler"
m_dot[18]=m_dot[19]
m_dot[23]=18,45/3600*rho_aguaquenteaft_02 "vazão mássica da água do after
cooler"
m_dot[22]=m_dot[23]
m_dot[20]=46,9/3600*rho_aguaquenterad_01 "vazão mássica da água do radiador"
m_dot[21]=m_dot[20]
m_dot[24]=46,9/3600*rho_aguaquenterad_02 "vazão mássica da água do radiador"
m_dot[25]=m_dot[24]
m_dot[13]=m_dot[11]+m_dot[12]
m_dot[32]=m_dot[20]+m_dot[24]-m_dot[31]
m_dot[28]=m_dot[26]+m_dot[27]
m_dot[29]=m_dot[28]-m_dot[30]
m_dot[26]=m_dot[25]
m_dot[27]=m_dot[21]

"densidades"
rho_AR_01=DENSITY(Air;T=T[4];P=P[4])
rho_AR_02=rho_AR_01
rho_aguaquenteaft_01=DENSITY(Water;T=(T[18]+T[19])/2;P=(P[18]+P[19])/2)
rho_aguaquenterad_01=DENSITY(Water;T=(T[20]+T[21])/2;P=(P[20]+P[21])/2)
rho_aguaquenteaft_02=DENSITY(Water;T=(T[22]+T[23])/2;P=(P[22]+P[23])/2)

```

$\rho_{\text{aguaquentad_02}} = \text{DENSITY}(\text{Water}; T = (T[24] + T[25])/2; P = (P[24] + P[25])/2)$

$\rho_{\text{GN}} = 0,6 \text{ [kg/m}^3\text{]}$

"Massa molar"

$\text{MM}_{\text{O2}} = \text{MOLARMASS}(\text{O2})$

$\text{MM}_{\text{H2O}} = \text{MOLARMASS}(\text{H2O})$

$\text{MM}_{\text{CO2}} = \text{MOLARMASS}(\text{CO2})$

$\text{MM}_{\text{CH4}} = \text{MOLARMASS}(\text{CH4})$

$\text{MM}_{\text{N2}} = \text{MOLARMASS}(\text{N2})$

$\text{MM}_{\text{NO2}} = \text{MOLARMASS}(\text{NO2})$

"Produtos da Combustão MC1"

$\frac{m_{\text{comb}}}{\rho_{\text{comb}}} (x_{\text{ch4_1}} \cdot \text{CH}_4 + x_{\text{c2h6_1}} \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + x_{\text{c3h8_1}} \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + x_{\text{c4h10_1}} \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + x_{\text{N2_1}} \cdot \text{N}_2) + \frac{m_{\text{ar}}}{\rho_{\text{ar}}} (0,22 \cdot \text{O}_2 + 0,78 \cdot \text{N}_2) \rightarrow$
 $\frac{m_{\text{ex}}}{\rho_{\text{ar}}} (A[1] \cdot \text{CO}_2 + B[1] \cdot \text{H}_2\text{O} + C[1] \cdot \text{N}_2 + D[1] \cdot \text{O}_2)$ "

$\frac{m_{\text{dot}}[1]}{\rho_{\text{GN}}} (x_{\text{ch4_1}} + x_{\text{c2h6_1}} + x_{\text{c3h8_1}} + x_{\text{c4h10_1}} + x_{\text{N2_1}}) + \frac{m_{\text{dot}}[4]}{\rho_{\text{AR_01}}} (0,22 + 0,78) = \frac{m_{\text{dot}}[11]}{\rho_{\text{AR_01}}} (A[1] + B[1] + C[1] + D[1])$

$\frac{m_{\text{dot}}[1]}{\rho_{\text{GN}}} (4 \cdot x_{\text{ch4_1}} + 6 \cdot x_{\text{c2h6_1}} + 8 \cdot x_{\text{c3h8_1}} + 10 \cdot x_{\text{c4h10_1}}) = \frac{m_{\text{dot}}[11]}{\rho_{\text{AR_01}}} (2 \cdot B[1])$ "H para o b"

$\frac{m_{\text{dot}}[1]}{\rho_{\text{GN}}} (x_{\text{ch4_1}} + 2 \cdot x_{\text{c2h6_1}} + 3 \cdot x_{\text{c3h8_1}} + 4 \cdot x_{\text{c4h10_1}}) = \frac{m_{\text{dot}}[11]}{\rho_{\text{AR_01}}} (A[1])$ "C para o a"

$\frac{m_{\text{dot}}[4]}{\rho_{\text{AR_01}}} (2 \cdot 0,22) = \frac{m_{\text{dot}}[11]}{\rho_{\text{AR_01}}} (2 \cdot A[1] + B[1] + 2 \cdot D[1])$ "O para o d"

"fração volumétrica dos constituintes do combustível GN"

$\text{PCI}_{\text{GN_1}} = x_{\text{ch4_1}} \cdot 11946 \cdot 4,19 + x_{\text{c2h6_1}} \cdot 11350 \cdot 4,19 + x_{\text{c3h8_1}} \cdot 11080 \cdot 4,19 + x_{\text{c4h10_1}} \cdot 10930 \cdot 4,19$

$\text{PCI}_{\text{GN}}[1] = \text{PCI}_{\text{GN_1}}$

$$XT_1=A[1]+B[1]+C[1]+D[1]$$

"Produtos da Combustão MC2"

$$\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{GN}}(CH_4+C_2H_6+C_3H_8+C_4H_{10}+N_2)+\frac{m_{\dot{a}}}{\rho_{AR}}(O_2+N_2) \rightarrow \frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{AR}}(aCO_2+bH_2O+cN_2+dO_2)$$

$$\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{GN}}(x_{ch4_2}+x_{c2h6_2}+x_{c3h8_2}+x_{c4h10_2}+x_{n2_2})+\frac{m_{\dot{a}}}{\rho_{AR}}(0,22+0,78)=\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{AR}}(A[2]+B[2]+C[2]+D[2])$$

$$\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{GN}}(4*x_{ch4_2}+6*x_{c2h6_2}+8*x_{c3h8_2}+10*x_{c4h10_2})=\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{AR}}(2*B[2]) \text{ "H para o b"}$$

$$\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{GN}}(x_{ch4_2}+2*x_{c2h6_2}+3*x_{c3h8_2}+4*x_{c4h10_2})=\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{AR}}(A[2]) \text{ "C para o a"}$$

$$\frac{m_{\dot{a}}}{\rho_{AR}}(2*0,22)=\frac{m_{\dot{c}}}{\rho_{AR}}(2*A[2]+B[2]+2*D[2]) \text{ "O para o d"}$$

$$x_{ch4_2}=x_{ch4_1}$$

$$x_{c2h6_2}=x_{c2h6_1}$$

$$x_{c3h8_2}=x_{c3h8_1}$$

$$x_{c4h10_2}=x_{c4h10_1}$$

$$x_{n2_2}=x_{n2_1}$$

$$PCI_{GN_2}=PCI_{GN_1}$$

$$XT_2=A[2]+B[2]+C[2]+D[2]$$

"Entalpias da combustão"

```

h[11]=ENTHALPY(co2;T=T[11])*A[1]*0,96748+ENTHALPY(h2o;T=T[11])*B[1]*
0,9676+ENTHALPY(N2;T=T[11])*C[1]*0,96760+ENTHALPY(O2;T=T[11])*D[1]*0,9670
7

```

```

h[12]=ENTHALPY(co2;T=T[12])*A[2]*0,96748+ENTHALPY(h2o;T=T[12])*B[2]*
0,9676+ENTHALPY(N2;T=T[12])*C[2]*0,96760+ENTHALPY(O2;T=T[12])*D[2]*0,9670
7

```

```

duplicate i=13;16

```

```

h[i]=ENTHALPY(co2;T=T[i])*(A[1]+A[2])/2*0,96748+ENTHALPY(h2o;T=T[i])*
(B[1]+B[2])/2*0,9676+ENTHALPY(N2;T=T[i])*(C[1]+C[2])/2*0,96760+ENTHALPY(O2;T
=T[i])*(D[1]+D[2])/2*0,96707

```

```

end

```

```

"Entalpias e entropias das águas dos MOTOS-GERADORES"

```

```

duplicate i=18;33

```

```

h[i]=ENTHALPY(Water;T=T[i];P=P[i])

```

```

s[i]=ENTROPY(Water;T=T[i];P=P[i])

```

```

x[i]=quality(water;P=P[i];h=h[i])

```

```

Classificação[i]=xx$(x[i])

```

```

end

```

```

duplicate i=35;39

```

```

h[i]=ENTHALPY(Water;T=T[i];P=P[i])

```

```

s[i]=ENTROPY(Water;T=T[i];P=P[i])

```

```

x[i]=quality(water;P=P[i];h=h[i])

```

```

Classificação[i]=xx$(x[i])

```

```

end

```

```

"CHILLER"

```

```

"Pressão"

```

```

deltaPevap=2,6*conv

```

```

deltaPcond=7,9*conv

```

$$P[9]=P[10]-\text{deltaPevap}$$

$$\{P[40]=P_{\text{abs}}\}$$

$$P[10]=16,3*\text{conv}+P_{\text{abs}}$$

$$P[39]=P[38]$$

$$P[38]=P[37]$$

$$P[37]=P_{\text{abs}}$$

$$P[35]=P[18]$$

$$P[33]=T_o*\text{conv}+P_{\text{abs}}$$

$$P[34]=P[33]-\text{deltaPcond}$$

$$P[36]=P[37]$$

"Temperatura"

$$T[9]=7$$

$$T[33]=30$$

$$T[39]=T[33]-0,25$$

$$T[38]=T[39]$$

$$T[37]=T[39]$$

$$T[35]=(T[18]+T[22])/2$$

$$T[36]=T[39]$$

$$T[34]=\text{Temperature}(\text{Water};P=P[34];h=h[34])$$

"Vazão mássica"

$$m_{\text{dot}}[9]=m_{\text{dot}}[10]$$

$$m_{\text{dot}}[10]=274/3600*\rho_{\text{aguagelada}}$$

$$\rho_{\text{aguagelada}}=\text{DENSITY}(\text{Water};T=(T[10]+T[9])/2;P=(P[9]+P[10])/2)$$

$$m_{\text{dot}}[15]=Q_{\text{htg}}/Q_{\text{htgmax}}*m_{\text{dot}}[13]$$

$$m_{\text{dot}}[14]=m_{\text{dot}}[13]-m_{\text{dot}}[15]$$

$$m_{\text{dot}}[16]=m_{\text{dot}}[15]$$

$$m_{\text{dot}}[33]=m_{\text{dot}}[39]$$

$$m_{\text{dot}}[39]=m_{\text{dot}}[34]$$

$$m_{\text{dot}}[34]=657/3600*\rho_{\text{aguacond}}$$

$$\rho_{\text{aguacond}}=\text{DENSITY}(\text{Water};T=(T[33]+T[39]+36)/3;P=(P[33]+P[39]+P[34])/3)$$

$$m_{\text{dot}}[35]=m_{\text{dot}}[22]+m_{\text{dot}}[18]$$

$$m_{\text{dot}}[36]=m_{\text{dot}}[34]+m_{\text{dot}}[35]$$


```

m_dot[37]=m_dot[19]
m_dot[38]=m_dot[23]
Q_frio=m_dot[10]*(h[9]-h[10])
COP_energético=-Q_frio/(Q_cond+Q_frio)
Q_quente_max=m_dot[30]*(h[31]-h[30])
Q_quente_max2=m_dot[28]*(h[31]-h[30])
Qhtgmax=m_dot[13]*(h[16]-h[15])
Q_frio=-Qhtgmax-Q_quente_max-Q_cond-QGN "balanco de energia para 1o teste"
tttt=-Q_frio-Qhtgmax-Q_quente_max-QGN
Q_GN=QGNch(QGN)
Q_frio=-Qhtg-Q_quente_max-Q_cond-Q_GN "balanco de energia para 2o teste"
Q_frio=-Q_htg-m_dot[30]*(h[31]-h[30])-Q_cond-Q_GN
Q_cond=m_dot[34]*(h[34]-h[33])
Q_quente=m_dot[30]*(h[31]-h[30])
s[34]=Entropy(water;P=P[34];h=h[34])
x[34]=quality(water;P=P[34];h=h[34])
Classificação[34]=xx(x[34])
"Entalpias e entropias"
duplicate i=9;10
h[i]=ENTHALPY(Water;T=T[i];P=P[i])
s[i]=ENTROPY(Water;T=T[i];P=P[i])
x[i]=quality(water;P=P[i];h=h[i])
Classificação[i]=xx(x[i])
end

"Vazão do GN do queimador"
m_dot[3]=-Q_GN/PCI_GN[1]
m_dot[6]=m_dot[3]/0,03
m_dot[17]=m_dot[3]+m_dot[6]
T[17]=T17(Q_GN)
P[17]=Pabs

"Produtos da Combustão do queimador"

```

"mc/denc(CH4+C2H6+C3H8+C4H10+N2)+mar/densar(O2+N2) -->
mex/densar(aCO2+ bH2O + cN2 + dO2)"

(m_dot[3]+0,0001)/rho_GN*(xch4_3+xc2h6_3+xc3h8_3+xc4h10_3+xn2_3)+(m_dot[6]+0,0001)/rho_AR_01*(0,22+0,78)=(m_dot[17]+0,0001)/rho_AR_01*(A[3]+B[3]+C[3]+D[3])

(m_dot[3]+0,0001)/rho_GN*(4*xch4_3+6*xc2h6_3+8*xc3h8_3+10*xc4h10_3)=(m_dot[17]+0,0001)/rho_AR_01*(2*B[3]) "H para o b"

(m_dot[3]+0,0001)/rho_GN*(xch4_3+2*xc2h6_3+3*xc3h8_3+4*xc4h10_3)=(m_dot[17]+0,0001)/rho_AR_01*(A[3]) "C para o a"

(m_dot[6]+0,0001)/rho_AR_01*(2*0,22)=(m_dot[17]+0,0001)/rho_AR_01*(2*A[3]+B[3]+2*D[3]) "O para o d"

xch4_3=xch4_1

xc2h6_3=xc2h6_1

xc3h8_3=xc3h8_1

xc4h10_3=xc4h10_1

xn2_3=xn2_1

PCI_GN_3=PCI_GN_1

XT_3=A[3]+B[3]+C[3]+D[3]

h[17]=ENTHALPY(co2;T=T[17])*A[3]+ENTHALPY(h2o;T=T[17])*B[3]+ENTHALPY(N2;T=T[17])*C[3]+ENTHALPY(O2;T=T[17])*D[3]

duplicate i=4;6

h[i]=enthalpy(air;T=To)

s[i]=entropy(air;T=To;P=Pabs)

end

$$P[6]=P[5]$$

$$T[6]=T[5]$$

$$\text{FUEL_dot}[3]=\text{m_dot}[3]*\text{PCI_GN}[1]$$

"REFERÊNCIAS"

$$h[0]=\text{ENTHALPY}(\text{Water};T=T_0;P=P_{\text{abs}}) \text{ "temperatura água normal"}$$

$$s[0]=\text{ENTROPY}(\text{Water};T=T_0;P=P_{\text{abs}})$$

$$h[-2]=\text{ENTHALPY}(\text{AIR};T=T_0) \text{ "temperatura ar normal"}$$

$$s[-2]=\text{ENTROPY}(\text{AIR};P=P_{\text{abs}};T=T_0)$$

"para os gases de exaustão"

h[-

$$1]=\text{ENTHALPY}(\text{co}_2;T=150)*(A[1]+A[2])/2+\text{ENTHALPY}(\text{h}_2\text{o};T=150)*(B[1]+B[2])/2+\text{ENTHALPY}(\text{N}_2;T=150)*(C[1]+C[2])/2+\text{ENTHALPY}(\text{O}_2;T=150)*(D[1]+D[2])/2$$

s[-

$$1]=\text{ENTROPY}(\text{co}_2;T=150;P=P_{\text{abs}})*(A[1]+A[2])/2+\text{ENTROPY}(\text{h}_2\text{o};T=150;P=P_{\text{abs}})*(B[1]+B[2])/2+\text{ENTROPY}(\text{N}_2;T=150;P=P_{\text{abs}})*(C[1]+C[2])/2+\text{ENTROPY}(\text{O}_2;T=150;P=P_{\text{abs}})*(D[1]+D[2])/2$$

"EXERGIAS b (kJ/kg)"

duplicate i=4;6

$$b_{[i]}=((h[i]-h[-2])-(T_0+273,15)*(s[i]-s[-2]))$$

end

duplicate i=9;10

$$b_{[i]}=((h[i]-h[0])-(T_0+273,15)*(s[i]-s[0]))$$

end

duplicate i=11;17

$$b_{[i]}=((h[i]-h[-2])-(T_0+273,15)*(s[i]-s[-2]))$$

end

```

duplicate i=18;39
b_[i]=((h[i]-h[0])-(To+273,15)*(s[i]-s[0]))
end

```

"Exergias B"

```

duplicate i=1;3
B_dot[i]=1,05*FUEL_dot[i]
end

```

```

duplicate i=4;6
B_dot[i]=m_dot[i]*b_[i]
end

```

```

duplicate i=18;39
B_dot[i]=m_dot[i]*b_[i]
end

```

```

duplicate i=9;10
B_dot[i]=m_dot[i]*b_[i]
end

```

```

W_dot[25]=-m_dot[25]*(h[26]-h[25])
W_dot[21]=-m_dot[21]*(h[27]-h[21])
W_dot[39]=-m_dot[39]*(h[33]-h[39])
W_dot[38]=-m_dot[38]*(h[23]-h[38])
W_dot[37]=-m_dot[37]*(h[19]-h[37])
W_dot[29]=-m_dot[29]/m_dot[28]*20 "potência consumida do radiador em kW"
Wdot42t=W_dot[7]+W_dot[8]+(W_dot[21]+W_dot[25]+W_dot[39]+W_dot[38]+W_
dot[37]+W_dot[29]+W_dot[40])
W_dot[40]=-291 [kW] "consumo potencia do chiller de 300TR considerando COP de
4"
W_dot[41]=Wdot41(Wdot42t;Wdot43)
W_dot[42]=W_dot[7]+W_dot[8]+W_dot[41]

```

$$W_{dot43}=2000$$

$$W_{dot43}=W_{dot42}+(W_{dot21}+W_{dot25}+W_{dot39}+W_{dot38}+W_{dot37}+W_{dot29}+W_{dot40})$$

"NEGAENTROPIA "

$$Q_{dot_torre_chiller}=m_{dot34}*(h[34]-h[39])$$

$$Q_{dot_torre_mg1}=m_{dot19}*(h[18]-h[37])$$

$$Q_{dot_torre_mg2}=m_{dot23}*(h[22]-h[38])$$

$$"Q_{dot_torre}=(m_{dot35}*h[35]+m_{dot34}*h[34]-m_{dot36}*h[36])"$$

$$Q_{dot_torre1}=Q_{dot_torre_chiller}+Q_{dot_torre_mg1}+Q_{dot_torre_mg2}$$

$$m_{dot36}*h_x[36]=m_{dot34}*h[34]+m_{dot35}*h[35]$$

$$s_x[36]=entropy(water;h=h_x[36];P=Pabs)$$

$$Q_{dot_torre}=m_{dot36}*(h[36]-h_x[36])$$

$$T_{torre}=Q_{dot_torre}/(m_{dot36}*(s[36]-s_x[36]))$$

$$Q_{dot_radiador_aq2}=m_{dot26}*m_{dot29}/m_{dot28}*(h[24]-h[26])$$

$$Q_{dot_radiador_aq1}=m_{dot27}*m_{dot29}/m_{dot28}*(h[20]-h[27])$$

$$Q_{dot_radiador}=m_{dot29}*(h[32]-h[29])$$

$$Q_{dot_radiador1}=Q_{dot_radiador_aq1}+Q_{dot_radiador_aq2}$$

$$T_{radiador}=Q_{dot_radiador}/((s[32]-s[29])*m_{dot29}+0,001)$$

"Ponderações da nega entropia da torre "

$$rho_bom5[37]=(s[19]-s[37])/(s[35]-s[36]) \text{ " bomba 5"}$$

$$rho_aftmg1[19]=(s[18]-s[19])/(s[35]-s[36]) \text{ " MG1"}$$

$$rho_bom4[38]=(s[23]-s[38])/(s[35]-s[36]) \text{ " bomba 4"}$$

$$rho_aftmg2[23]=(s[22]-s[23])/(s[35]-s[36]) \text{ " MG2"}$$

$$rho_Tch[33]=(s[34]-s[33])/(s[34]-s[36]) \text{ " Chiller"}$$

$$rho_bom3[39]=(s[33]-s[39])/(s[34]-s[36]) \text{ " bomba 3"}$$

$BQto[37]=Q_dot_torre_mg1*rho_bom5[37]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 $BQto[38]=Q_dot_torre_mg2*rho_bom4[38]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 $BQto[39]=Q_dot_torre_chiller*rho_bom3[39]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 $BQto[1]=Q_dot_torre_mg1*rho_aftmg1[19]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 $BQto[2]=Q_dot_torre_mg2*rho_aftmg2[23]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 $BQto[3]=Q_dot_torre_chiller*rho_Tch[33]*(1-(273,15+To)/T_torre)$
 "BQto[36]=BQto[37]+BQto[38]+BQto[39]+BQto[1]+BQto[2]+BQto[3]"
 $BQto[36]=-Q_dot_torre*(1-(273,15+To)/T_torre)$ "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

"Ponderações da nega entropia do radiador "

$rho_bom1[25]=(s[26]-s[25])/(s[29]-s[32])$ " bomba 1"

$rho_aqmg2[24]=(s[25]-s[24])/(s[29]-s[32])$ " MG2"

$rho_bom2[21]=(s[27]-s[21])/(s[29]-s[32])$ " bomba 2"

$rho_aqmg1[20]=(s[21]-s[20])/(s[29]-s[32])$ " MG1"

$BQro[25]=-Q_dot_radiador_aq2*rho_bom1[25]*(1-(273,15+To)/(T_radiador+0,001))$
 "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

$BQro[21]=-Q_dot_radiador_aq1*rho_bom2[21]*(1-(273,15+To)/(T_radiador+0,001))$
 "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

$BQro[24]=-Q_dot_radiador_aq2*rho_aqmg2[24]*(1-(273,15+To)/(T_radiador+0,001))$ "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

$BQro[20]=-Q_dot_radiador_aq1*rho_aqmg1[20]*(1-(273,15+To)/(T_radiador+0,001))$ "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

"BQro[32]=BQro[25]+BQro[21]+BQro[24]+BQro[20]"

$BQro[32]=-Q_dot_radiador*(1-(273,15+To)/(T_radiador+0,001))$ "sinal negativo para gerar resultado positivo da negaentropia"

"Avaliação de indicadores de desempenho"

$$\text{FUE_frio}[1]=(-\text{Q_frio}+\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8]+(\text{W_dot}[29]+\text{W_dot}[25]+\text{W_dot}[21]+\text{W_dot}[39]+\text{W_dot}[38]+\text{W_dot}[37]))/(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])$$

$$\text{FUE_planta_quente}[1]=(-(\text{Q_htg}+\text{Q_quente})+\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8]+(\text{W_dot}[29]+\text{W_dot}[25]+\text{W_dot}[21]+\text{W_dot}[39]+\text{W_dot}[38]+\text{W_dot}[37]))/(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])$$

$$\{\text{FUE_PP_frio}=(\text{Q_frio}+(1/3)*(\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8]+(\text{W_dot}[29]+\text{W_dot}[25]+\text{W_dot}[21]+\text{W_dot}[39]+\text{W_dot}[38]+\text{W_dot}[37]))))/(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])$$

$$\text{FUE_PP_planta_quente}=(\text{Q_htg}+\text{Q_quente})+(1/3)*(\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8]+(\text{W_dot}[29]+\text{W_dot}[25]+\text{W_dot}[21]+\text{W_dot}[39]+\text{W_dot}[38]+\text{W_dot}[37])))/(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])$$

$$\text{TEEC_frio}[1]=1-((\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])/(-\text{Q_frio}/0,7941+(\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8]+(\text{W_dot}[29]+\text{W_dot}[25]+\text{W_dot}[21]+\text{W_dot}[39]+\text{W_dot}[38]+\text{W_dot}[37])))/((\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8])/(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2])))$$

$\alpha[1]=(\text{Wdot}43)/(-\text{Q_htg}-\text{Q_quente}+(\text{FUEL_dot}[3]))$ "consumo elétrico e térmico do centro comercial demandado para central de cogeração"

$\beta[1]=(\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8])/(m_dot[15]*(h[15]-h[-1])+m_dot[30]*(h[30]-h[31]))$
"geração eletricidade e calor da central de cogeração"

$$\text{Et}[1]=(m_dot[15]*(h[15]-h[-1])+m_dot[30]*(h[30]-h[31]))$$

$$\text{Ef}[1]=(\text{FUEL_dot}[1]+\text{FUEL_dot}[2]+\text{FUEL_dot}[3])$$

$$\text{Req_legal_1}[1]=\text{Et}[1]/\text{Ef}[1]$$

$$\text{Req_legal_2}[1]=\text{Req_legal_1}[1]/2,14+(\text{W_dot}[7]+\text{W_dot}[8])/(\text{Ef}[1])$$

Livros Grátis

(<http://www.livrosgratis.com.br>)

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)
[Baixar livros de Matemática](#)
[Baixar livros de Medicina](#)
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)
[Baixar livros de Meteorologia](#)
[Baixar Monografias e TCC](#)
[Baixar livros Multidisciplinar](#)
[Baixar livros de Música](#)
[Baixar livros de Psicologia](#)
[Baixar livros de Química](#)
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)
[Baixar livros de Serviço Social](#)
[Baixar livros de Sociologia](#)
[Baixar livros de Teologia](#)
[Baixar livros de Trabalho](#)
[Baixar livros de Turismo](#)