

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

Dimas José Rúa Orozco

**Desenvolvimento de um Modelo Computacional para Monitoração e
Diagnóstico de Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado Utilizando o
Método Termoeconômico**

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

Área de Concentração: Conversão de Energia

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini

Co-orientador: Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio

**Junho de 2013
Itajubá**

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

R894d

Rúa Orozco, Dimas José

Desenvolvimento de um modelo computacional para mo_
nitoração e diagnóstico de centrais termelétricas de ciclo combi_
nado utilizando o Método Termoeconômico / Dimas José Rúa
Orozco. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.

229 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Osvaldo José Venturini.

Coorientador: Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Anomalia intrínseca. 2. Ciclo combinado. 3. Diagnóstico
temoeconômico. 4. Imapcto no combustível. I. Venturini,
Osvaldo José, orient. II. Palacio, José Carlos Escobar, coorient.
III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

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

Dimas José Rúa Orozco

**Desenvolvimento de um Modelo Computacional para Monitoração e
Diagnóstico de Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado Utilizando o
Método Termoeconômico**

Dissertação aprovada por banca examinadora em 24 de Junho de 2013, conferindo ao autor o título de ***Mestre em Ciências em Engenharia Mecânica.***

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Osvaldo José Venturini (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. José Carlos Escobar Palacio (Co-Orientador) – UNIFEI

Prof. Dr. Marcelo José Pirani – UNIFEI

Prof. Dr. José Joaquim Soares Santos - UFES

Itajubá

2013

DEDICATÓRIA

Ao meu Deus Todo-Poderoso por tudo o que tem me dado,

à minha esposa, Yuleimys Paola Escorcía Sierra, pelo seu amor incondicional,

ao meu filho, Camilo José, fonte inesgotável de alegria,

à minha mãe Emi, pelo esforço de educar seus filhos, e ser mãe e pai ao mesmo tempo,

ao meu irmão Gerardo, que tem sido a música na minha vida,

ao meu avô José del Rosario Rúa (in memoriam) por tudo o que me ensinou,

aos meus tios, tias, primos e sobrinhos pelos bons momentos,

aos meus amigos.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Prof. Osvaldo José Venturini por me dar a oportunidade de vir para o Brasil e trabalhar com ele.

Ao meu Co-Orientador, meu amigo Prof. José Carlos Escobar Palacio, um irmão que eu conheci há 14 anos, porque graças a ele estou realizando um sonho que eu pensei que seria impossível.

Ao meu amigo Quelbis que abriu as portas da sua casa para mim e minha família.

Aos professores da UNIFEI e do NEST, especialmente ao Prof. Electo Eduardo Silva Lora por me deixar fazer parte deste grupo maravilhoso e ao Prof. Vladimir Melian Cobas pela sua ajuda.

Aos meus amigos e conterrâneos Martha, Gaylord, Felipe, Sebastian, Rubén, Ana, Carlos, Andrés e Sandra pelo companheirismo.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) pelo apoio financeiro, através do Programa de bolsas.

Muito Obrigado!

RESUMO

RÚA, O.D.J. (2013), *Desenvolvimento de um Modelo Computacional para Monitoração e Diagnóstico de Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado Utilizando o Método Termoeconômico*, Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Diante do uso generalizado dos combustíveis de origem fóssis na geração de eletricidade no mundo, o monitoramento e diagnóstico termoeconômico aparecem como uma ferramenta muito útil para identificar e quantificar, em termos do consumo de combustível, as anomalias presentes nos componentes de sistemas energéticos, entre eles os ciclos combinados. Em sentido termodinâmico, o diagnóstico é definido como a arte de descobrir anomalias pelo monitoramento das condições de funcionamento de um sistema energético e sua comparação em relação a um estado de referência caracterizado pelo seu desempenho sem anomalias. O diagnóstico termoeconômico é baseado na aplicação do conceito de exergia, o qual deriva, por sua vez, nos conceitos de custo exegético e anomalia tanto intrínsecas como induzidas. Para a central termelétrica de ciclo combinado de Ratchaburi, instalada na Tailândia, foi desenvolvido um sistema computacional para a monitoração e diagnóstico termoeconômico a partir dos dados disponíveis, usando um software comercial para a elaboração do modelo termodinâmico em regime permanente da planta, e aplicando a metodologia do diagnóstico termoeconômico, para identificar os equipamentos que apresentam anomalias e que causam um aumento no consumo de combustível para um mesmo nível de potência produzida e conseqüentemente, um maior custo de produção.

Palavras chave:

Anomalia intrínseca, Ciclo Combinado, Diagnóstico Termoeconômico, Impacto no Combustível, Irreversibilidade.

ABSTRACT

RÚA, O.D.J. (2013), *Development of a Computational Model for Monitoring and Diagnosis of Combined Cycle Thermoelectric Plants Using the Thermoeconomic Method. Dissertation (Master in Energy Conversion) - Institute of Mechanical Engineering, Federal University of Itajubá.*

Given the widespread use of fossil fuels to electricity generation in the world, monitoring and thermoeconomic diagnostics appear as a very useful tool to identify and quantify, in terms of fuel consumption, the malfunctions present in components of energy systems, including combined cycles. In thermodynamic sense, the diagnosis is defined as the art of discovering anomalies by monitoring the operating conditions of an energetic system and its comparison with respect to a reference state characterized by its performance without malfunctions. Thermoeconomic diagnosis is based on applying the concept of exergy, which derives in turn, the concepts of exergetic cost, and both intrinsic and induced malfunction. For the combined cycle thermoelectric plant of Ratchaburi, installed in Thailand, was developed a computational system for monitoring and thermoeconomic diagnosis from the available data, using a commercial software to prepare the thermodynamic model in permanent regime, and applying the methodology of thermoeconomic diagnosis, to identify malfunctions that have the equipment, and cause an increase in fuel consumption for a given power output level and thus a higher production cost.

Keywords:

Intrinsic Malfunction, Combined Cycle, Thermoeconomic Diagnosis, Impact on Fuel, Irreversibility.

SUMÁRIO

DEDICATÓRIA.....	iii
AGRADECIMENTOS	iv
RESUMO	v
SUMÁRIO.....	vii
SIMBOLOGIA.....	xvi
Letras Latinas.....	xvi
Letras Gregas	xvii
Sobrescritos.....	xvii
Subscritos.....	xvii
Abreviaturas.....	xviii
Siglas.....	xviii
CAPÍTULO 1.	20
INTRODUÇÃO.....	20
1.1. Justificativa do Trabalho.....	20
1.2. Objetivos do Trabalho	22
1.3. Organização do Trabalho.....	23
CAPÍTULO 2.	25
ESTADO ATUAL E PERSPECTIVAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO MUNDO E NO BRASIL.....	25
2.1. Projeções na Geração Elétrica no Brasil.....	28
2.1.1. Estimativa de Investimentos.....	30
2.2. Ciclo Combinado com Turbina a Gás.....	31
2.2.1. Uma visão geral das centrais de ciclo combinado.....	32
2.2.2. Eficiência térmica de um ciclo combinando.....	37
2.3. Monitoramento de Desempenho de uma Usina Termelétrica.....	39
2.3.1. Desempenho das centrais de ciclo combinado	40
CAPÍTULO 3.	42
DIAGNÓSTICO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS.....	42
3.1. Características Principais de um Sistema de Diagnóstico	42
3.1.1. Diagnóstico do Funcionamento de um Sistema.	44
3.1.2. O Papel da simulação no diagnóstico.....	45
3.2. Trabalhos Realizados sobre o Diagnóstico de Sistemas Térmicos.....	46

3.3. Diagnóstico Termoeconômico.....	53
3.3.1. A Fórmula do impacto no combustível.....	57
3.4. Aplicação da Metodologia do Impacto no Combustível para um Ciclo Combinado Simples.....	58
3.5. Aplicação da Metodologia do Impacto no Combustível com Várias Anomalias para um Caso Simples	90
CAPÍTULO 4.	93
ESTUDO DE CASO: CICLO COMBINADO DA CENTRAL TERMELÉTRICA DE RATCHABURI.....	93
4.1. Ferramentas Utilizadas.....	93
4.1.1. Características do simulador.....	93
4.1.2. O software GateCycle.....	97
4.1.3. CycleLink	98
4.1.4. SteamTable.....	99
4.2. Descrição da Central de Ciclo Combinado em Estudo.....	99
4.3. Metodologia para a Criação dos Modelos em Gatecycle.....	102
4.4. Características dos Componentes do Modelo Desenvolvido em Gatecycle™.....	106
4.5. Características do Sistema Desenvolvido	111
4.6. Explicação do Funcionamento do Programa	113
4.6.1. Principais dados usados na elaboração dos modelos	115
4.7. Aplicação do Sistema Desenvolvido para o Diagnóstico de um Ciclo Combinado Simples.....	130
4.7.1. Análise das exergias destruídas.....	130
4.7.2. Análise de Exergia destruída/Produto e anomalias	132
4.7.3. Aplicação do sistema desenvolvido com várias anomalias para um caso simples	135
4.8. Fatores de Desempenho dos Equipamentos do Ciclo Combinado	137
CAPÍTULO 5	139
APLICAÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO PARA O CASO DE ESTUDO (PLANTA DE CICLO COMBINADO DE RATCHABURI)	139
5.1. Análise da Exergia Destruída nos Principais Equipamentos	143
5.2. Consumo Exergético Unitário nos Principais Equipamentos	148
5.3. Aplicação do Diagnóstico Termoeconômico Baseado em Indicadores Termoeconômicos no Ciclo Combinado em Estudo.	154
5.4. Identificação dos Equipamentos com Anomalias Intrínsecas Usando Fatores de Desempenho Termoeconômicos.....	166

CAPÍTULO 6.	173
CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	173
6.1. Conclusões	174
6.2. Sugestões	175
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	177
APÊNDICE A.	184
ESTRUTURA FÍSICA DO CICLO COMBINADO DE RATCHABURI.	184
APÊNDICE B.....	189
PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS DA ESTRUTURA PRODUTIVA DO CICLO COMBINADO DE RATCHABURI.	189
APÊNDICE C.....	199
DIAGNÓSTICO TERMOECONÔMICO PARA OS SISTEMA DESENVOLVIDO.....	199
ANEXO A.	216
MATRIZES DE DIAGNÓSTICO TERMOECONÔMICO PARA O EXEMPLO DA SEÇÃO 3.6.	216
ANEXO B.	226
MACRO NO VISUAL BASIC PARA O EXCEL PARA O CÁLCULO DAS EXERGIAS DO AR E DOS GASES DE SAÍDA DAS TURBINAS A GÁS E DA HRSG.	226
B.1. Cálculo de Exergia para o Ar	226
B.2.Cálculo de Exergia para os Gases	227

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1. Capacidade Instalada de geração Elétrica.....	28
Tabela 2.2. Expansão termelétrica contratada e em construção	29
Tabela 2.3. Estimativa de investimentos em geração de energia	30
Tabela 2.4. Comparação termodinâmica dos Ciclos de potência.....	32
Tabela 2.5. Lista dos tipos de equipamentos e seus objetivos de produção.....	41
Tabela 2.6. Classificação do diagnóstico em sistemas termomecânicos.....	41
Tabela 3.1. Classificação do diagnóstico Termoeconômico	52
Tabela 3.2. Propriedades termodinâmicas para o ciclo combinado do caso simples na condição de referência.....	60
Tabela 3.3. Etapas para a obtenção do impacto no consumo de combustível num sistema térmico.....	61
Tabela 3.4. Propriedades termodinâmicas para o ciclo combinado do caso simples na condição com anomalias.....	63
Tabela 3.5. Representação F-P na condição de referência para um ciclo combinado simples.....	64
Tabela 3.6. Representação P-R na condição de referência para um ciclo combinado simples.....	65
Tabela 3.7. Produto e Insumo total do ciclo combinado simples para a condição de referência.....	66
Tabela 3.8. Representação F-P na condição de teste para um ciclo combinado simples.....	67
Tabela 3.9. Representação P-R na condição de teste para um ciclo combinado simples.....	68
Tabela 3.10. Produto e Insumo total do ciclo combinado simples para a condição de teste....	69
Tabela 3.11. Matriz KP para a condição de referência.....	70
Tabela 3.12. Matriz KR para a condição de referência.....	71
Tabela 3.13. Matriz KP para a condição de teste.....	71
Tabela 3.14. Matriz KR para a condição de teste.....	72
Tabela 3.15. Resultado da matriz do operador P para a condição de referência.....	74
Tabela 3.16. Resultado da matriz do operador P para a condição de teste.....	75
Tabela 3.17. Resultado da matriz do operador I para a condição de referência.....	76
Tabela 3.18. Resultado da matriz do operador I para a condição de teste.....	77
Tabela 3.19. Resultados da matriz do operador R para a condição de referência.....	78
Tabela 3.20. Resultados da matriz do operador R para a condição de teste.....	79
Tabela 3.21. Resultado do cálculo do $kp, i *$ e do impacto dos resíduos no custo dos produtos de cada componente.....	80

Tabela 3.22. Matriz de ΔKP .	82
Tabela 3.23. Matriz de ΔKR .	83
Tabela 3.24. Matriz de anomalias pela variação de KP.	84
Tabela 3.25. Matriz de anomalias pela variação de KR.	85
Tabela 3.26. Matriz da soma dos operadores I e R .	86
Tabela 3.27. Matriz de disfunções dos produtos.	87
Tabela 3.28. Matriz de disfunções dos resíduos.	88
Tabela 3.29. Resultados do diagnóstico termoeconômico por variação de 1% na eficiência da turbina de vapor.	89
Tabela 3.30. Resultados do diagnóstico termoeconômico por variação de 1% na eficiência da turbina de vapor, <i>fouling factor</i> de $5 \text{ m}^2\text{-K-sec/kJ}$ no evaporador e temperatura ambiente de $20 \text{ }^\circ\text{C}$.	91
Tabela 4.1. Condições de Referência para o Ciclo Combinado do Simulador.	100
Tabela 4.2. Nomenclatura usada nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo.	112
Tabela 4.3. Informação das planilhas de Excel que integram o sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido.	115
Tabela 4.4. Comparação dos principais dados do ciclo combinado em estudo com o modelo desenvolvido no GateCycle para a condição de referência	116
Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto.	117
Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido.	123
Tabela 5.1. Anomalias usadas nas simulações do ciclo combinado de Ratchaburi.	139
Tabela 5.2. Distribuição Insumo-Produto para a central de ciclo combinado estudado.	142
Tabela 5.3. Exergia destruída nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo.	143
Tabela 5.4. Consumos exergéticos unitários para os principais equipamentos.	152
Tabela 5.5. Impacto no combustível dos principais componentes nos três cenários.	159
Tabela 5.6. Cálculos dos impactos entre os estados termodinâmicos simulados.	161
Tabela 5.7. Consumos exergéticos unitários para os principais equipamentos do ciclo na condição de teste e no estado comparativo (modelos individuais).	169

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Histórico da geração de eletricidade no mundo	25
Figura 2.2. Histórico dos dez maiores geradores de eletricidade no mundo	26
Figura 2.3. Projeções da produção de eletricidade no mundo em 2035.....	27
Figura 2.4. Evolução da capacidade instalada por tipo de fonte no Brasil.....	29
Figura 2.5. Geração térmica anual no Brasil	30
Figura 2.6. Central de ciclo combinado típico com um nível de pressão na caldeira de recuperação.....	32
Figura 2.7. Desempenho típico com carga parcial de uma TG usando o método de controle de palhetas guia.	34
Figura 2.8. Diagrama de uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão.....	35
Figura 2.9. Distribuição da energia do combustível entre os componentes de um ciclo combinado.	38
Figura 3.1. Exemplo de um diagrama produtivo.	55
Figura 3.2. Estrutura física de um ciclo combinado do caso simples.....	59
Figura 3.3. Diagrama produtivo do ciclo combinado do caso simples.....	60
Figura 3.4. Gráfico de Anomalias/Disfunções pela variação de KP.	90
Figura 3.5. Gráfico de Anomalias/Disfunções com anomalias na turbina a vapor e no evaporador.	92
Figura 4.1. Laboratório para treinamento de operadores de centrais termelétricas.....	94
Figura 4.2. Esquema térmico do CCGT simulado no laboratório para treinamento de operadores de centrais termelétricas.....	95
Figura 4.3. Tubulão de alta pressão	97
Figura 4.4. Sistema de vapor de alta pressão.....	97
Figura 4.5. Tela do GateCycle mostrando um complexo ciclo combinado.	98
Figura 4.6. Esquema geral da planta de ciclo combinado de Ratchaburi.....	101
Figura 4.7. Esquema da caldeira de recuperação N°1.....	101
Figura 4.8. Esquema do funcionamento geral do sistema desenvolvido.....	103
Figura 4.9. Esquema da central de ciclo combinado de Ratchaburi desenvolvido em GateCycle	105
Figura 4.10. Modelo da <i>Standard Gas Turbine</i> de GateCycle.....	106
Figura 4.11. Modelo <i>Superheater</i> de GateCycle.....	107

Figura 4.12. Modelo <i>Evaporator (EVAP)</i> de GateCycle.....	108
Figura 4.13. Modelo <i>Economizer (ECON)</i> de GateCycle.....	108
Figura 4.14. Modelo <i>Condenser (COND)</i> de GateCycle.....	109
Figura 4.15. Modelo <i>Steam Turbine (ST)</i> de GateCycle.....	109
Figura 4.16. Modelo <i>Pump (PUMP)</i> de Gatecycle.....	109
Figura 4.17. Modelo <i>Cooling Tower (CT)</i> de GateCycle.....	110
Figura 4.18. a) modelo <i>Deaerator (DA)</i> ; b) modelo <i>Duct Burner (DB)</i> e c) <i>Makeup (UM)</i> de GateCycle.....	110
Figura 4.19. Equipamentos de distribuição de fluxos: a) Modelo <i>Splitter (SP)</i> , b) Modelo <i>Mixer (M)</i> e c) Modelo <i>Valve (V)</i>	110
Figura 4.20. Modelo <i>Duct (DUCT)</i> de GateCycle, 2003.....	111
Figura 4.21. Modelos e casos que integram o sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido.....	114
Figura. 4.22. Perfil de temperatura da caldeira de recuperação.....	122
Figura 4.23. Gráficos das exergias destruídas nos equipamentos do ciclo combinado do caso simples.....	131
Figura 4.24. Destruição de exergia na turbina a vapor (ST1).....	132
Figura 4.25. Destruição de exergia na Turbina a Gás (GT1).....	132
Figura 4.26. Variação da exergia destruída e potência gerada na turbina a vapor.....	133
Figura 4.27. Gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado do exemplo.....	134
Figura 4.28. Comparação das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado do exemplo entre a condição de teste e os modelos individuais (estado comparativo).....	135
Figura 4.29. Gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado (mais de uma anomalia).....	136
Figura 4.30. Comparação das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado entre a condição de teste e os modelos individuais (mais de uma anomalia).....	137
Figura 5.1. Estrutura Produtiva do ciclo combinado estudado.....	141
Figura 5.2. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos que produzem ou consomem potência no ciclo combinado.....	145

Figura 5.3. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos da caldeira de recuperação 1 (HRSG1).....	146
Figura 5.4. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos da caldeira de recuperação 2 (HRSG2).....	147
Figura 5.5. Consumo exergético unitário das turbinas a gás para os casos simulados.....	149
Figura 5.6. Consumo exergético unitário das seções da turbina a vapor para os casos simulados.....	150
Figura 5.7. Consumo exergético unitário das bombas para os casos simulados.	150
Figura 5.8. Consumo exergético unitário dos trocadores de calor da HRSG1 para os casos simulados.....	151
Figura 5.9. Consumo exergético unitário dos trocadores de calor da HRSG2.....	154
Figura 5.10. Impacto no combustível para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado.	155
Figura 5.11. Impacto no combustível para os elementos da caldeira de recuperação 1.....	156
Figura 5.12. Impacto no combustível para os elementos da caldeira de recuperação 2.....	156
Figura 5.13. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para primeiro o cenário.	157
Figura 5.14. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para o segundo cenário.	158
Figura 5.15. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para o terceiro cenário. .	158
Figura 5.16. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamento para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado.....	162
Figura 5.17. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamento para os elementos da caldeira de recuperação 1.....	163
Figura 5.18. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamentos para os elementos da caldeira de recuperação 2.....	164
Figura 5.19. Comparação do impacto no consumo de combustível obtido do diagnóstico termoeconômico com o consumo real de combustível (insumo).	165
Figura 5.20. Ciclo térmico básico na condição de referência.....	166
Figura 5.21. Modelos individuais dos equipamentos do ciclo térmico básico na condição de referência.	167
Figura 5.22. Ciclo térmico básico na condição de teste com anomalias no equipamento A..	167

Figura 5.23. Modelos individuais dos equipamentos do ciclo térmico básico com as mesmas entradas dos equipamentos do ciclo térmico básico na condição de teste.....	168
Figura 5.24. Fator de desempenho termoeconômico para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado em estudo.	170
Figura 5.25. Fator de desempenho termoeconômico para HRSG1.	171
Figura 5.26. Fator de desempenho termoeconômico para HRSG2.	171

SIMBOLOGIA

Letras Latinas

B	Exergia de um fluxo	kw
B*	Custo exergético	
C _p	Calor específico à pressão constante	kJ/KgK
DF	Matriz de disfunções	
F	Insumo (<i>Fuel</i>)	KW
f	Parâmetro característico de diagnóstico de um equipamento	
FE	Indicador de fluxos mássico	
FT	Transmissor de fluxo mássico	
<i>HR</i>	Consumo específico de calor (<i>Heat Rate</i>)	kJ/kWh
I	Irreversibilidade	KW
I)	Matriz auxiliar de cálculo de custos	
<i>k</i>	Coefficiente técnico de distribuição dos produtos	
<i>k</i> *	Custo exergético unitário	
<i>k</i> _{<i>p,i</i>} *	Custo exergético unitário dos produtos de cada componente	
⟨ KP ⟩	Matriz de consumos exergéticos associados aos produtos	
⟨ KR ⟩	Matriz de consumos exergéticos associados aos resíduos	
<i>m</i>	Fluxo mássico	Kg/s
MF	Matriz de anomalias	
MFR	Razão de fluxo mássico	
n	Número de componentes ou variáveis	
P	Pressão//Produto// Potência	bar//kW//kW
P	Vetor produto	
PI	Indicador de pressão	
PS	Interruptor de pressão	
P _S	Vetor produto de contribuição de cada componente na produção global do sistema	
PT	Transmissor de pressão	
\dot{Q}	Fluxo de calor	kJ/s
R	Resíduo	
R)	Operador de resíduos	

RPS	Estado de desempenho de referência	
T	Temperatura	°C
TE	Elemento de temperatura	
TI	Indicador de temperatura	
TP	Teste de temperatura	
TW	Termopar	
U	Coefficiente global de transferência de calor	$\text{kJ}/\text{sm}^2\text{K}$
U_D	Matriz unitária	
W	Fluxo mássico	kg/s

Letras Gregas

δ	Mudança ou incremento	
Δ	Mudança ou incremento	
η	Eficiência	
θ	Coefficientes técnicos de distribuição dos resíduos	
κ	Consumo exergético unitário	
ν	Volume específico	m^3/kg
σ	Diferença de entropia	kJ/kgK
\emptyset	Coefficiente de irreversibilidade	
ψ	Coefficientes de resíduos	
ω	Diferença de entalpias	kJ/kg

Sobrescritos

0	Relativo á condição de referência
R	Relativo á condição real
t	Transposta de uma matriz

Subscritos

0	Relativo ao ambiente
e	Entrada
EX	Exaustão
i	Contador//relativo ao elemento i
j	Contador//relativo ao elemento j
p	Relativo ao produto//relativo ao ponto de projeto

<i>QS</i>	Queima suplementar
<i>R</i>	Relativo aos resíduos
<i>s</i>	Saída
<i>T</i>	Térmico//total
<i>TG</i>	Relativo á turbina a gás
<i>TV</i>	Relativa á turbina a vapor
<i>x</i>	Parâmetro termoeconômico

Abreviaturas

3D	Espaço tridimensional
CDN	Condensador
CT	Torre de resfriamento
DA	desaerador
DB	Queimador
DUCT	Ducto
ECON	Economizador
EVAP	Evaporador
F-P	Insumo - Produto
F-P-R	Insumo – Produto - Resíduo
GE	Gerador elétrico
GT	Turbina a Gás
M	Misturador de fluxos
MU	Tanque de água de alimentação
PUMP	Bomba
SP	Distribuidor de fluxos
SPHT	Superaquecedor
ST	Turbina a Vapor
V	Válvula

Siglas

ASME	<i>American Society of Mechanical Engineer</i>
CCGT	Ciclo Combinado com Turbina a Gás
HP	Alta Pressão (<i>Hight Pressure</i>)
HRSG	Caldeira de Recuperação (<i>Heat Recover Steam Generator</i>)

IEM	Instituto de Engenharia Mecânica
IGCC	<i>Integrated gasification combined cycle</i>
IGV	Paletas Guia de Entrada (<i>Inlet Guide Vanes</i>)
IP	Meia Pressão (<i>Intermediate Pressure</i>)
LP	Baixa Pressão (<i>Low Pressure</i>)
NEST	Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída
PCH	Pequena Central Hidroelétrica
SCR	Redução Catalítica Seletiva
TADEUS	<i>Thermoeconomic Approach to the Diagnosis of Energy Utility Systems</i>
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá

CAPÍTULO 1.

INTRODUÇÃO

As grandes centrais termelétricas que utilizam combustíveis fósseis como o carvão, o gás natural e os derivados do petróleo, entre outros, têm sido questionadas, do ponto de vista ambiental devido à sua elevada produção de poluentes, consumo de recursos não renováveis e pela ameaça de provocar mudanças climáticas, devido à alta produção de CO₂ (CORREAS, 2001). Também se prevê que em nível mundial, a crescente produção de energia passe a recorrer cada vez mais aos combustíveis fósseis, pelo menos até 2050 (CCE, 2007). Isso porque as energias renováveis têm um impacto menor, mas um custo específico elevado, portanto as centrais termelétricas baseadas em combustíveis fósseis ainda serão utilizadas por muitos anos. Por isso, as tecnologias utilizadas neste tipo de sistemas devem ser melhoradas. Uma das chaves para alcançar este objetivo é utilizar a tecnologia da informação no monitoramento de seus processos (CORREAS, 2001). No processo de monitoração busca-se a melhoria do processo de geração, o que se traduz em:

- Diminuição do desperdício de energia;
- Ganho econômico agregado;
- Diminuição da emissão de gases de efeito estufa;
- Menor consumo de combustível
- Possibilidade de reserva de energia e menor custo de expansão (no que tange ao sistema elétrico brasileiro)
- Diminuição dos custos do produto final e melhoria da sua eficiência.

1.1. Justificativa do Trabalho

O crescimento e desenvolvimento mundial demanda aumento da produção de energia elétrica para atender às necessidades humanas. Essa energia elétrica é fornecida atualmente em uma porcentagem significativa de plantas que utilizam combustíveis fósseis e assim deve permanecer pelo menos nas próximas décadas, como mostrado pelas projeções apresentadas pelo Foro Nuclear (2012). Essas projeções são feitas sob vários cenários que estão

relacionados com as políticas ambientais mostrando a participação dos combustíveis fósseis na geração de eletricidade com um valor superior a 33% em 2035.

Na geração termelétrica, as centrais de ciclo combinado têm vantagens em relação aos ciclos convencionais uma vez que têm maior eficiência. Também, espera-se o aumento na participação desta tecnologia na produção de eletricidade no mundo nos próximos anos (PACHECO, 2011).

Pelo acima exposto e a impossibilidade de parar de usar as tecnologias de geração de energia a partir de combustíveis fósseis pelo menos nos próximos anos, o objetivo é melhorar a eficiência dessas tecnologias, ou seja, consumir menos combustível para níveis de produção (geração) iguais.

É bem conhecido que, sendo compostos de dispositivos mecânicos e térmicos, os ciclos combinados e geralmente todas as usinas termelétricas sofrem degradação ao longo do tempo de utilização. Isso faz com que o seu desempenho mude com o tempo. Isto por causa de anomalias que causam um aumento no consumo de combustível (se for mantido o mesmo nível de produção), que por sua vez traz consequências econômicas (custo de produção mais elevado) e aumento da emissão de poluentes.

O diagnóstico de sistemas térmicos é um dos mecanismos utilizados para controlar as anomalias que aparecem no sistema. Isso resulta da aplicação de metodologias desenvolvidas por pesquisadores para quantificar os impactos destas e identificar os equipamentos que têm degradação em sua operação. Com esta informação, as atividades de manutenção são planejadas para restabelecer o dispositivo num estado que permita funcionar o sistema a um custo mínimo para um nível de operação desejado.

O diagnóstico de sistemas térmicos aparece como uma linha de pesquisa bem estruturada e pode ser aplicado a centrais termelétricas, bem como a diferentes indústrias como a química, papel, têxtil etc. Assim, faz parte das linhas de pesquisa de diversos grupos no Brasil, incluindo o NEST / IEM / UNIFEI, todos eles procurando a implementação dessas metodologias no setor de geração de energia elétrica no Brasil.

Por outro lado, não sendo indiferente à realidade do mundo, no Brasil há projetos em andamento de novas usinas termelétricas para atender a crescente demanda de energia. Isto é acompanhado pelas projeções do aumento da disponibilidade de gás natural na matriz energética brasileira feitas pelo Ministério de Minas e Energia (MME., 2012b) e o

esgotamento de recursos hídricos para a geração de eletricidade próxima dos grandes centros consumidores. Isto tem levado ao aumento da participação da termoeletricidade, em particular, da fração de eletricidade gerada a partir de turbinas a gás e dos ciclos combinados. Apesar de sua alta taxa de emissões, estas grandes centrais termelétricas são mais seguras e têm uma maior aceitação em comparação com as usinas nucleares que, apesar de representar uma das tecnologias mais eficientes, depois dos acontecimentos ocorridos no Japão em 2011 na usina de Fukushima passaram a ser vistas com desconfiança por alguns governos e organizações políticas no mundo.

As ferramentas de diagnóstico tornam-se deste modo numa linha importante nos centros de pesquisa e o Brasil não pode ficar alheio a isso.

Atualmente no mundo, existem, em nível comercial, diferentes sistemas que auxiliam a operação de centrais termelétricas mediante ao uso de técnicas de monitoração e diagnóstico (E-map, Gteye, Pmax, Otimax, etc.), sendo várias as empresas que se dedicam a sua produção, comercialização e implementação, entre elas, pode-se citar a General Electric, Thermoflow, Scientech, Alstom, Siemens, etc. A ausência de produtos nacionais para estes propósitos faz com que o Brasil se torne dependente dos fabricantes destas ferramentas, os quais as fornecem a preços bastante elevados o que mostra o grande potencial de aplicação deste trabalho no setor de geração termelétrica no Brasil.

1.2. Objetivos do Trabalho

Desenvolver uma ferramenta para a monitoração e diagnóstico de desempenho de usinas termelétricas de ciclo combinado, tendo como estudo de caso a central termelétrica de Ratchaburi (Tailândia). Esta central foi utilizada como referência para o Simulador de Centrais Termelétricas de Ciclo Combinado que se encontra no “Laboratório para Treinamento de Operadores de Centrais Termelétricas”, do Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída - NEST/IEM/UNIFEI. Com os dados da usina do simulador foi desenvolvido um modelo computacional que permite o cálculo do desempenho da central termelétrica, sob várias condições de operação, o que permite aos operadores o acompanhamento da variação dos parâmetros operacionais que determinam a eficiência da

central, bem como, a verificação da influência de suas ações sobre o próprio desempenho da central e dos seus principais equipamentos.

Para alcançar os objetivos desta dissertação, propõem-se as seguintes etapas:

1. Fazer uma revisão bibliográfica do estado da arte das metodologias de monitoração e de diagnóstico de centrais termelétricas, fazendo ênfase no método termoeconômico.
2. Elaborar um modelo termodinâmico para monitoração e diagnóstico termoeconômico da central termelétrica objeto de estudo, utilizando o software GateCycle.
3. Comparar os resultados obtidos pelo modelo termodinâmico elaborado no software GateCycle com aqueles obtidos no simulador, visando verificar a fidelidade do modelo desenvolvido.
4. Com base na revisão bibliográfica elaborar o modelo computacional para monitoração e diagnóstico preliminar da central, baseado em indicadores termoeconômicos que permitam a identificação dos equipamentos da central de ciclo combinado que apresentam avarias e quantificar o efeito destas avarias no consumo adicional de combustível.

A realização das etapas acima descritas permitiu desenvolver um sistema de informação que possibilita melhorar a capacitação dos operadores de centrais termelétricas que são treinados no laboratório de Centrais Termelétricas da UNIFEI, tanto no que tange a operação propriamente dita, como no que concerne ao desenvolvimento e utilização de técnicas de monitoração e diagnóstico termoeconômico.

1.3. Organização do Trabalho

Alem deste primeiro capítulo, onde é apresentada a introdução da dissertação, assim como os objetivos e a justificativa, este trabalho está dividido em mais 5 capítulos:

Capítulo 2. Apresenta-se o estado atual e as perspectivas da geração elétrica no mundo e no Brasil e as características principais que definem um ciclo combinado de potência.

Capítulo 3. Neste capítulo se apresenta a revisão bibliográfica dos trabalhos e publicações relacionadas com o diagnóstico de sistemas térmicos fazendo ênfase no método

termoeconômico. Também apresenta-se, como um exemplo, a aplicação da metodologia de diagnóstico termoeconômico para um ciclo combinado simples.

Capítulo 4. Neste capítulo são apresentadas as características do ciclo combinado de potência em estudo. Assim como as ferramentas utilizadas para desenvolver um sistema de diagnóstico termoeconômico. Ao final deste capítulo são apresentados os resultados obtidos ao se aplicar este sistema para vários tipos de anomalias (*malfunctions*) em alguns equipamentos de um ciclo combinado simples.

Capítulo 5. Neste capítulo é apresentada a aplicação do sistema desenvolvido ao ciclo combinado caso de estudo para várias anomalias. Estes resultados contém a identificação dos equipamentos que apresentam anomalias, assim como o impacto destas anomalias no consumo adicional de combustível para um mesmo valor de potência líquida do ciclo ou o impacto conjunto no consumo adicional de combustível e a diminuição da potência caso não seja mantida constante a potência.

Capítulo 6. Neste Capítulo são apresentadas as conclusões e recomendações para os trabalhos futuros.

Informações adicionais foram incluídas no apêndice e no anexo ao final deste documento.

CAPÍTULO 2.

ESTADO ATUAL E PERSPECTIVAS DE GERAÇÃO ELÉTRICA NO MUNDO E NO BRASIL

Ao longo do século XX, a oferta abundante de energia elétrica, produzida principalmente a partir de combustíveis fósseis, como petróleo e carvão, apoiou o crescimento e transformação da economia mundial. Já nos primeiros anos deste século, o cenário mudou devido a uma nova realidade: a necessidade de um desenvolvimento sustentável. (ANEEL, 2008).

De acordo com o Foro Nuclear (2012) a geração de eletricidade no mundo experimentou um crescimento de 80% entre os anos 1990 e 2010, passando de 11.860,6 TWh para 21.325,1 TWh com uma pequena queda no ano 2009, como é mostrado na figura 2.1. O Brasil se coloca no décimo lugar dos maiores geradores de eletricidade no mundo, com um crescimento de 117% no mesmo período, passando de 222,8 TWh para 484,8 TWh (2,27% da produção mundial), sendo o único país latino-americano nesta lista que mostra os EUA com 4325,9 TWh (20,3% da produção mundial) em primeiro lugar, seguido pela China com 4206,5 TWh (19,7% da produção mundial) conforme a figura 2.2.

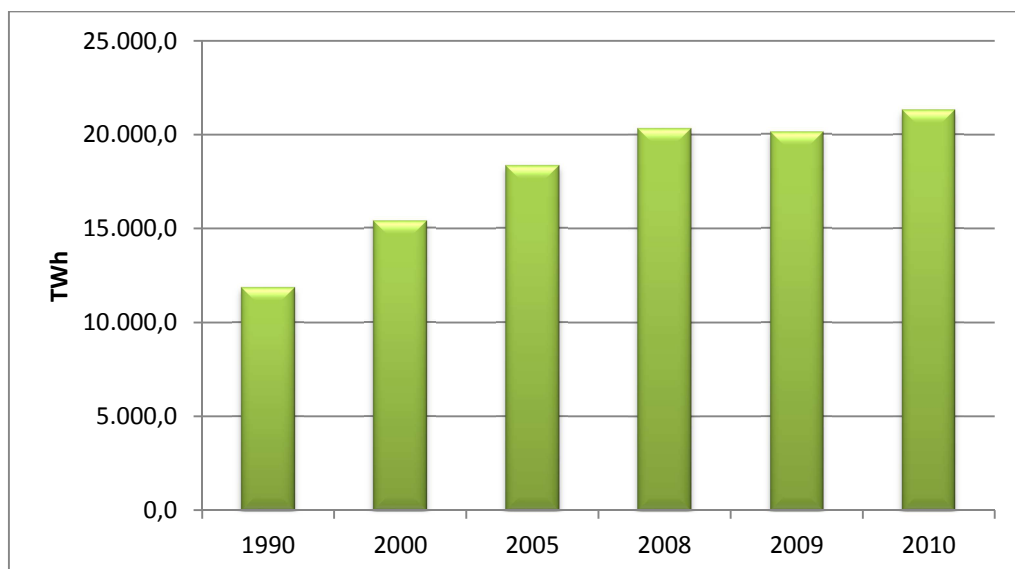


Figura 2.1. Histórico da geração de eletricidade no mundo (FORO NUCLEAR, 2012).

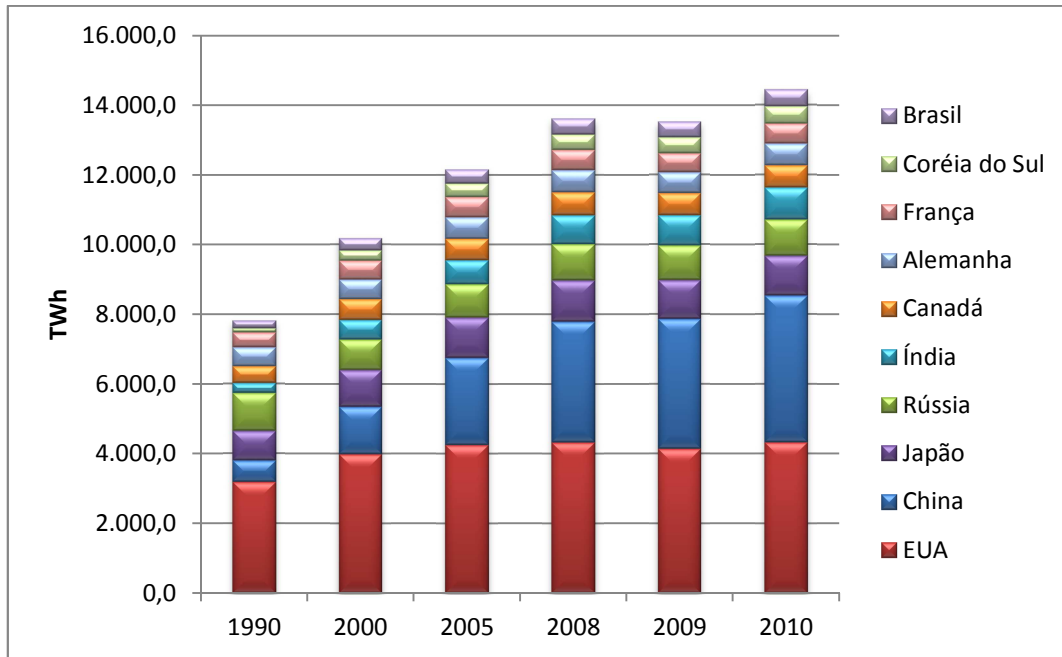


Figura 2.2. Histórico dos dez maiores geradores de eletricidade no mundo (FORO NUCLEAR, 2012).

As atividades para a produção de eletricidade entraram no século XXI, na busca do desenvolvimento sustentável, um conceito que combina a expansão da oferta, consumo, proteção ambiental e melhoria da qualidade de vida, capaz de responder às necessidades de desenvolvimento do presente sem comprometer a capacidade de atender as necessidades das gerações futuras e sem sobrecarregar os recursos para o futuro. Em outras palavras, o desafio consiste em reduzir o impacto ambiental e ao mesmo tempo ser capaz de suportar o crescimento econômico (ANEEL, 2008).

Enquadrado dentro dos preceitos acima, os governos aprovaram políticas que permitem a expansão na produção de energia, sem comprometer a sustentabilidade. Essas políticas visam incentivar o uso de fontes alternativas de energia e da gestão eficiente de energia.

Na publicação feita pela Annual Energy Outlook (EIA, 2012) são apresentadas as projeções até o ano 2035 para a produção de eletricidade no mundo de acordo com três cenários relacionados com as políticas ambientais. O primeiro cenário é baseado nas políticas atuais, o segundo é chamado de “Política 450” e tem como objetivo estabilizar a concentração de CO₂ equivalente na atmosfera a 450 ppm, e o terceiro corresponde às novas políticas. Este último cenário é menos ambicioso do que “Política 450”, e considera os planos e compromissos anunciados pelos países ao redor do mundo para resolver os problemas de poluição e as mudanças climáticas, a segurança do fornecimento de energia e os objetivos

outros, embora as medidas correspondentes não sejam ainda adotadas. Na figura 2.3 observa-se que para os cenários um, dois e três, tem-se uma participação dos combustíveis fósseis de 39.368 TWh (66,5%), 32.224 TWh (33,4%) e 36.250 TWh (56,5%) respectivamente do total de eletricidade que seria produzida o que vem reafirmar a necessidade de continuar melhorando essas tecnologias de geração termelétrica.

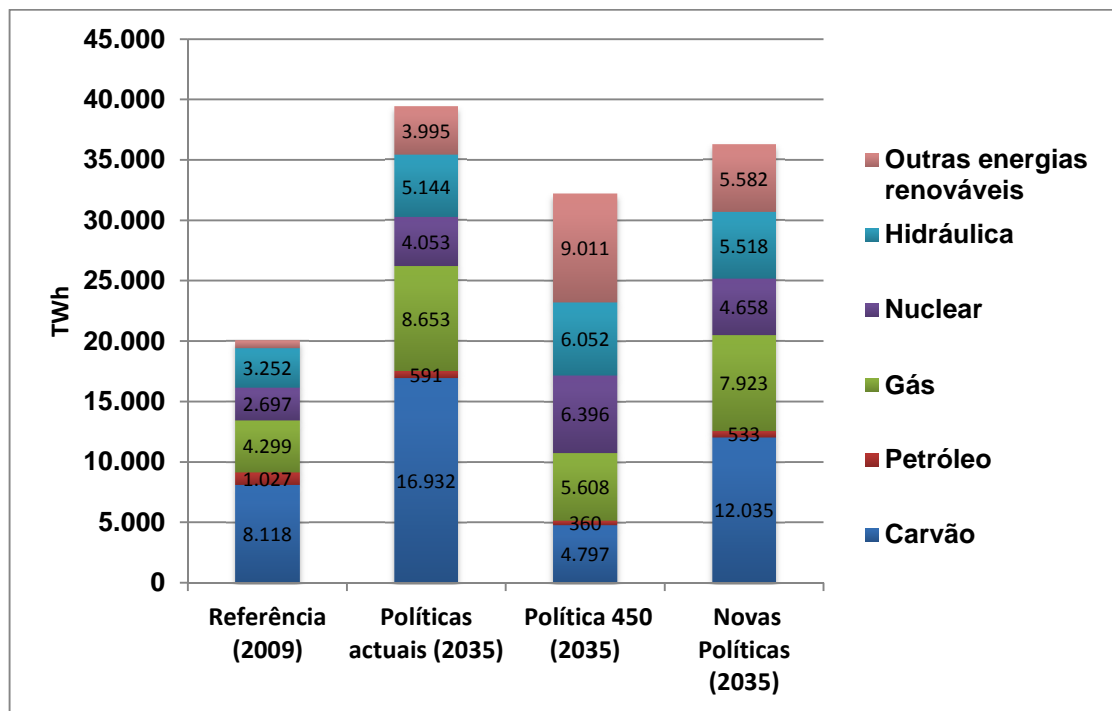


Figura 2.3. Projeções da produção de eletricidade no mundo em 2035. (EIA, 2012).

Segundo o banco de Informações de Geração, o Brasil superou, no ano de 2011, a marca de 117,1 mil megawatts (MW) em potência instalada nacional de geração elétrica (70,4% de recursos hídricos, 19,2% de combustíveis fósseis e 10,4% de outras fontes) mostrando acréscimo de 4,2% sobre 2010 (MME, 2012a).

Na tabela 2.1 apresenta-se a capacidade instalada de Geração Elétrica no Brasil no ano 2011. Observa-se que do total de 2608 usinas, 1114 correspondem a termelétricas que usam combustível fóssil. Estas usinas representam uma potência instalada de 22368 MW, equivalente ao 19,10% do total instalado no país. Assim, espera-se uma maior participação das termelétricas nos próximos anos de acordo com as projeções feitas para o Brasil.

Tabela 2.1. Capacidade Instalada de geração Elétrica- em 31/12/2011 (fonte MME, 2012a).

Fonte	Nº Usinas	Potência instalada (MW)	Estrutura %	Potência média por espécie de usina
Hidrelétrica	991	82.458	70,4	83
Gás	140	13.213	11,3	94
Gás Natural	102	11.424	9,8	112
Gás Industrial	38	1.789	1,5	47
Biomassa	425	8.875	7,6	21
Bagaço de Cana	344	7.148	6,1	21
Outras (inclusive Biogás)	81	1.727	1,5	21
Petróleo	964	7.211	6,2	7
Nuclear	2	2.007	1,7	1.004
Carvão Mineral	10	1.944	1,7	194
Eólica	70	1.425	1,2	20
Solar	6	1	0,0	0
TOTAL	2.608	117.134	100,0	45
Importação contratada		5.850		
Disponibilidade Total		122.984		

2.1. Projeções na Geração Elétrica no Brasil

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME, 2012b) do início de 2012 ao fim de 2021 (projetado), a taxa média de crescimento do consumo na rede seria de 4,2% ao ano, com uma projeção consolidada do consumo final de eletricidade de 774 TWh em 2021. No período de dez anos (2011-2021) espera-se que a capacidade instalada passe de aproximadamente 116 GW para cerca de 182 GW. A figura 2.4 ilustra a evolução da capacidade instalada por tipo de fonte. Observa-se que no período considerado a geração será majoritariamente hidrelétrica como atualmente ocorre, mas as fontes renováveis junto às fontes térmicas terão um crescimento importante.

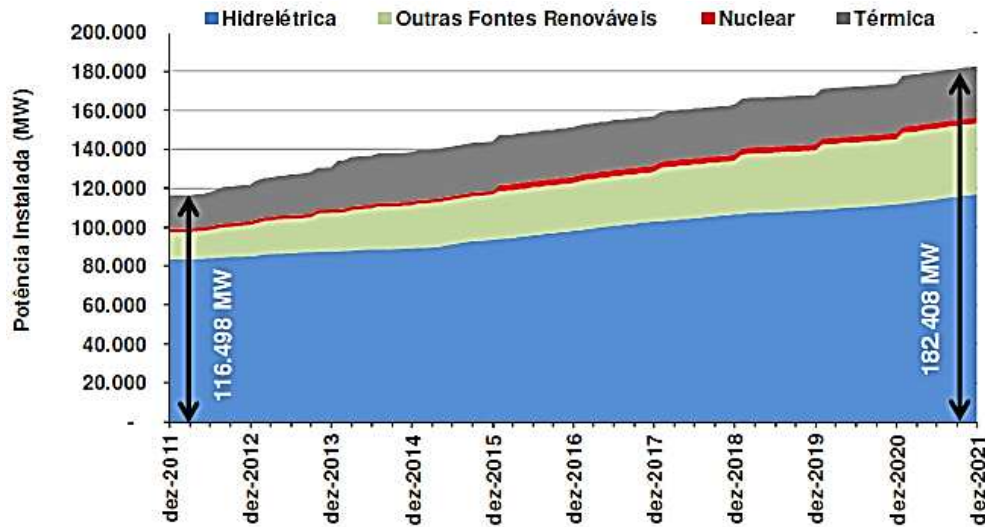


Figura 2.4. Evolução da capacidade instalada por tipo de fonte no Brasil (período 2011-2021) (MME, 2012b).

Na Tabela 2.2 é apresentada a expansão termelétrica já contratada e em construção, nos anos de 2012 a 2014 (MME, 2012b). São 34 usinas com uma potência instalada de 2201 MW para o ano 2012, 2798 MW para o ano 2013 e 3794 MW para o ano 2014, para um total de 8793 MW e uma potência média por usina de 258 MW.

Tabela 2.2. Expansão termelétrica contratada e em construção de 2012 a 2014 (MME, 2012b)

Ano	Projeto	Potência (MW)	Ano	Projeto	Potência (MW)	
2012	Palm. De Golás	176	2014	Cauhyra I	148	
	Santa Cruz Nova	564		Maracanaú II	70	
	Porto Pecém 1	720		MC2 Camaçari 2	176	
	Suape II	381		Iconha	184	
	Porto do Itaqui	360		MC2 N Venécia	176	
2013	MC2 Camaçari 1	177		MC2 Camaçari 3	176	
	MC2 Catu	177		MC2 Gov. Manq.	176	
	MC2 D. Dávila 1	177		MC2 MC2 Messias	176	
	MC2 D. Dávila 2	177		MC2 N.S. Soc.	176	
	MC2 Feira de Santana	177		MC2 Pacém 2	350	
	MC2 Sr. Bonfim	177		MC2 Rio Largo	176	
	Pernambuco 3	201		MC2 Sapeaçu	176	
	Porto Pecém 2	360		MC2 Sto. Ant.	176	
	Maranhão III	499		MC2 Suape 2B	350	
	Maranhão IV	338		Sta Rita Cássia	176	
Maranhão V	338	Termopower 5		201		
2014	Baixada Fluminense	530		Termopower 5	201	
Total						8.793

Na Figura 2.5, apresenta-se a geração térmica anual projetada por tipo de combustível. Aqui observa-se que a geração termelétrica usando gás natural tende a se estabilizar em torno de 3,5 GW em 2021 representando aproximadamente 40% da geração termelétrica.

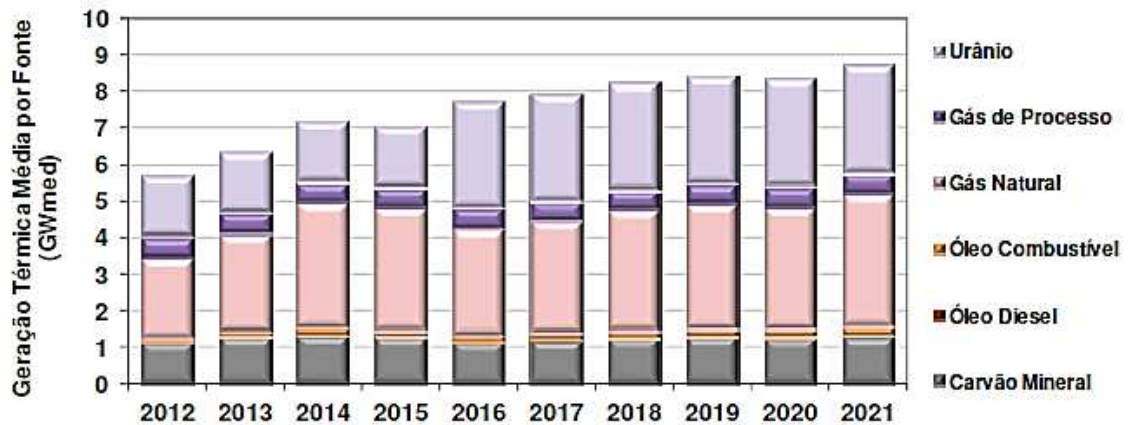


Figura 2.5. Geração térmica anual no Brasil (MME, 2012b).

2.1.1. Estimativa de Investimentos

A expansão em geração, no período 2012 a 2021, requer investimentos da ordem de R\$ 213 bilhões. Grande parte destes investimentos refere-se às usinas já autorizadas. O montante a investir em novas usinas, ainda não contratadas ou autorizadas (planejadas) é da ordem de R\$ 117 bilhões (MME, 2012b)

A composição do custo de investimento por tipo de fonte de geração é apresentada na tabela 2.3.

Tabela 2.3. Estimativa de investimentos em geração de energia (MME, 2012b)

Tipo de Fonte	Usinas contratadas e autorizadas		Usinas planejadas		TOTAL	
	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%	Bilhões R\$	%
HIDRO	40,9	43%	67,3	57%	108,2	51%
TERMELÉTRICA	21,6	23%	1,3	1%	22,9	11%
. Nuclear	6,2	6%	0,0	0%	6,2	3%
. Gás Natural	3,0	3%	1,3	1%	4,3	2%
. Carvão	2,4	3%	0,0	0%	2,4	1%
. Óleo combustível/diesel	10,0	10%	0,0	0%	10,0	5%
PCH+BIOMASSA+EÓLICA	33,3	35%	48,8	42%	82,1	39%
TOTAL	95,8	100%	117,4	100%	213,2	100%

O uso das tecnologias de geração de eletricidade que utilizam combustíveis de origem fóssil tanto no mundo como no Brasil ainda continuará crescendo no futuro e, portanto é necessário que essas tecnologias sejam eficientes. Dentro das centrais termelétricas os ciclos combinados apresentam um melhor desempenho que os ciclos convencionais a gás e a vapor, o que faz com que mais plantas que utilizam esta tecnologia sejam construídas no futuro.

A seguir, são apresentadas as principais características destes ciclos, assim como os seus mais importantes parâmetros de operação.

2.2. Ciclo Combinado com Turbina a Gás

A combinação de um ciclo de turbina a gás, com um ciclo de turbina a vapor representa o ciclo combinado mais desenvolvido e utilizado no mundo, e tornou-se particularmente popular em países onde há gás natural suficiente para gerar eletricidade. Este ciclo é chamado de Ciclo Combinado com Turbina a Gás (CCGT, por sua sigla em Inglês). Com as tecnologias de turbina a gás atuais, numa central de ciclo combinado pode ser conseguida uma eficiência térmica acima de 60%, com base no poder calorífico inferior (PCI) do combustível (Woudstra et al, 2010).

De acordo com Boyce (2002) duas das razões pelas quais os ciclos combinados de potência tem grande aceitação são:

- Os ciclos combinados são constituídos por elementos que já são amplamente utilizados nos ciclos simples, o que diminui os custos no tempo de desenvolvimento.
- O ar é um recurso natural barato que pode ser utilizado em turbinas a gás modernas para um nível elevado de temperatura (acima de 1000 ° C). É por isto que oferece as melhores condições para um ciclo superior.

Por sua vez o ciclo de vapor usa água, um elemento igualmente barato e amplamente disponível. A água é mais adequada para a faixa de média e baixa temperatura. Assim, o calor residual de uma turbina a gás moderna tem um nível de temperatura adequado para a produção de vapor. A Tabela 2.4 apresenta uma comparação termodinâmica dos ciclos: turbina a gás, turbina a vapor e ciclo combinado segundo Kehlhofer (1997).

Tabela 2.4. Comparação termodinâmica dos Ciclos de potência.

	Turbina a Gás	Ciclo de Potência a Vapor		Planta de Potência de ciclo combinado
		Com Reaquecimento	Sem Reaquecimento	
Temperatura termodinâmica média de adição de calor, em K	950-1000	640-700	550-630	950-1000
Temperatura termodinâmica média do calor de exaustão, em K	500-550	320-350	320-350	320-350
Eficiência de Carnot (%)	42-47	45-54	37-50	63-68

2.2.1. Uma visão geral das centrais de ciclo combinado

Os componentes principais que formam um ciclo combinado são a turbina a gás, a turbina a vapor e a caldeira de recuperação (HRSG).

A Figura 2.6 mostra uma central de ciclo combinado típico com um nível de pressão na caldeira de recuperação. Em uma usina de ciclo combinado, uma pressão de vapor elevada não significa necessariamente uma maior eficiência térmica da planta. Expandindo o vapor a partir da pressão mais elevada pode provocar um aumento do teor de umidade na saída da turbina a vapor. O aumento do teor de umidade cria uma maior erosão e problemas de corrosão nas fases finais da turbina. O limite é de 10% de umidade (título do vapor 90%). (BOYCE, 2002).

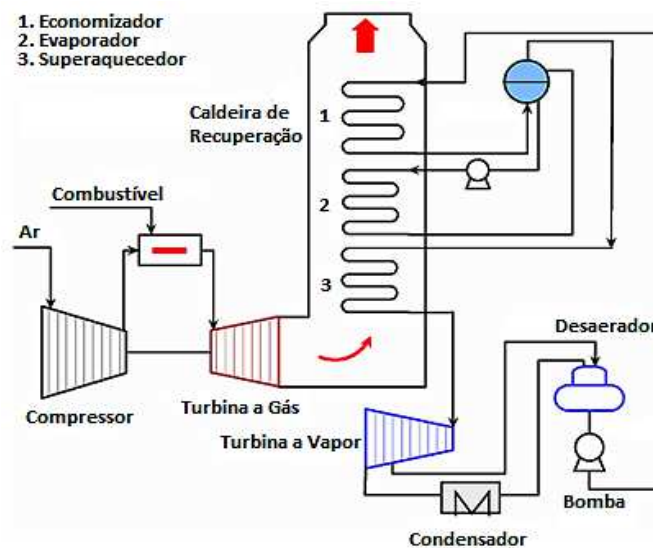


Figura 2.6. Central de ciclo combinado típico com um nível de pressão na caldeira de recuperação.

Existem varias configurações de ciclos combinados para a geração de vapor. Eles podem variar desde um nível de pressão até três níveis de pressão.

De acordo com Boyce (2002), num ciclo combinado, a turbina a gás produz cerca de 60% da potência e a turbina a vapor cerca de 40%. As eficiências térmicas individuais dos ciclos a gás e a vapor estão na faixa de 30-40%. O ciclo a vapor utiliza a energia recuperada do gás de exaustão da turbina a gás. Para as condições fora do ponto de projeto, as palhetas guia de entrada (*Inlet Guide Vanes*, IGV) são usadas para regular o ar e manter uma alta temperatura na caldeira de recuperação. Existem dois métodos diferentes que se aplicam quando uma turbina a gás num ciclo combinado trabalha em carga parcial. O primeiro é chamado de controle de combustível. Neste método, o fluxo de combustível é reduzido abaixo do valor de carga nominal (tal como determinado pelo sistema de controle) até que a carga desejada é atingida. O segundo método é denominado de controle de palhetas guia. Neste método, o fluxo de ar na turbina a gás é reduzido fechando o primeiro conjunto de pás (IGV) na entrada do compressor. Girando o sistema de IGV permite reduzir a potência da turbina a gás mantendo uma temperatura de queima elevada na câmara de combustão. O controle de palhetas guia também mantém uma temperatura de exaustão elevada, o que é necessário para a operação da caldeira de recuperação (HRSG). Devido a isso, o controle de palhetas guia é o método preferido nas Centrais de Ciclo Combinado (GAY et al., 2004).

Uma sequência genérica para uma turbina a gás, quando ela se move a partir da sua carga nominal até uma condição de carga parcial usando o método de controle de palhetas guia é mostrada na Figura 2.7. A partir da condição de carga nominal (ponto A na Figura 2.7), a turbina irá diminuir ligeiramente a sua temperatura de queima. Essa queda de temperatura inicial é implementada para a proteção da turbina, e não com finalidades de eficiência. A queda inicial da temperatura de queima provoca uma queda de alguns graus (aproximadamente 2°C a 8°C) na temperatura de exaustão (B na figura 2.7).

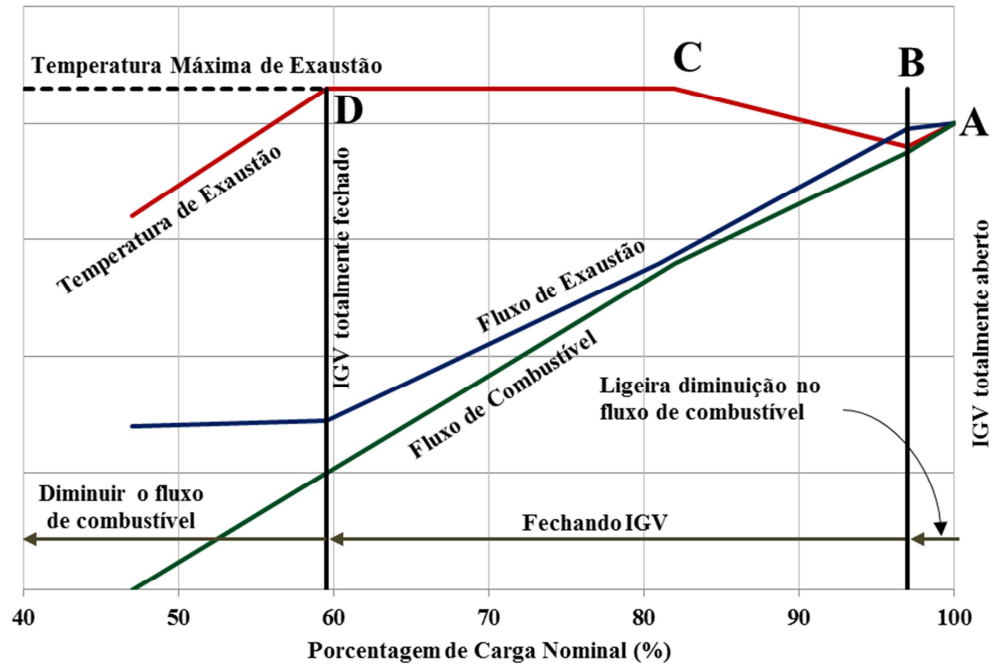


Figura 2.7. . Desempenho típico com carga parcial de uma Turbina a Gás usando o método de controle de palhetas guia (Adaptado de Gay et al., 2004).

Quando novas reduções na carga são necessárias, a turbina começa a fechar suas palhetas guia de entrada, então, o fluxo de ar diminui e, por conseguinte a relação de pressão também diminui. Como o algoritmo de controle tenta manter uma temperatura de queima constante, quando a relação de pressão decresce, a temperatura de exaustão aumenta.

No ponto C, a temperatura de exaustão atingiu o seu valor máximo permitido. Novas reduções na potência requer redução simultânea na temperatura de queima e no fluxo de ar (através de virar as palhetas) para que a temperatura de escape não exceda seu limite. No ponto D, as palhetas terem atingido a posição "totalmente fechado". Isso ocorre em algum lugar entre 60-70% da carga nominal. A redução de potência abaixo deste ponto só pode ser conseguido através da redução da temperatura de queima. Alguns tipos de turbinas podem não atingir o limite máximo da temperatura de exaustão, particularmente a temperaturas ambientes mais frias. Neste situação o controle de palhetas guia podem ser usados até que as palhetas estão completamente fechadas (GAY et al., 2004).

A caldeira de recuperação (HRSG) é onde a energia dos gases de exaustão da turbina a gás é transferida para a água para a produção de vapor. Há muitas configurações diferentes das unidades HRSG. A maioria das unidades HRSG são divididas no mesmos níveis de pressão que a turbina a vapor. Na maioria dos casos, cada secção da caldeira de recuperação

tem pelo menos um pré-aquecedor ou economizador, um evaporador, e depois uma ou duas etapas de superaquecimento. A Figura 2.8 é um diagrama de uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão. As caldeiras de recuperação, e especialmente aquelas com três níveis de pressão, são operadas a temperaturas elevadas procurando maximizar a sua eficiência. Enquanto isso, a fim de extrair o máximo de calor disponível, os gases de exaustão saem da HRSG à menor temperatura possível. Isto significa que, na maioria dos casos, estes ciclos só podem ser operados com gás natural (baixo teor de enxofre). Os usuários desses ciclos relatam que, já na presença de combustíveis com baixos níveis de enxofre, tais como o diesel, a temperatura de saída dos gases deve ser mantida acima de 149°C para evitar a corrosão por gases ácidos (BOYCE, 2002).

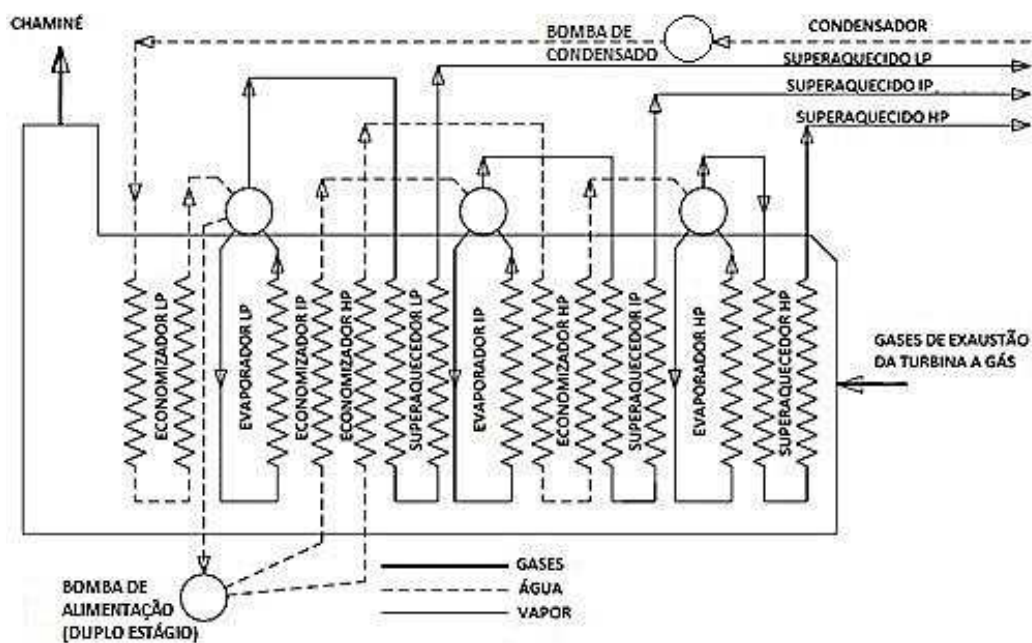


Figura 2.8. Diagrama de uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão.

O condensado que entra na HRSG passa por um desaerador no qual os gases provenientes do vapor e/ou da água são removidos. Isto é importante porque um elevado teor de oxigênio pode provocar a corrosão dos tubos e componentes em contacto com o fluido de trabalho. Este tipo de corrosão ocorre geralmente nas superfícies expostas ao oxigênio diatômico dissolvido na água e é favorecida por altas temperaturas e altas pressões (por exemplo, nas caldeiras), causando perda no desempenho e na vida útil da instalação. Um teor de oxigênio de cerca de 7 a 10 partes por bilhão (ppb) é recomendada. O condensado é pulverizado pela parte superior do desaerador, o qual é normalmente colocado no topo do tanque da água de alimentação. A desaeração toma lugar quando a água é pulverizada e,

seguidamente, aquecida, liberando assim os gases que foram absorvidos no fluido de trabalho durante o ciclo. O ar é introduzido no sistema pelos selos das bombas e os flanges dos tubos que se encontram a vácuo. A desaeração deve ser um processo contínuo (BOYCE, 2002).

O economizador do sistema é utilizado para aquecer a água até perto do seu ponto de saturação. Se não forem cuidadosamente projetados os economizadores podem gerar vapor o que bloquearia o fluxo de entrada neles. Para evitar isto, a água de alimentação à entrada do economizador é ligeiramente sub-resfriada. A diferença entre a temperatura de saturação e a temperatura da água na saída do economizador é conhecida como temperatura de aproximação. A temperatura de aproximação é mantida tão pequena quanto possível, entre 5,5 ° C a 11 ° C.

Outro parâmetro importante é a diferença entre a temperatura de saída do evaporador no lado do vapor e no lado dos gases de exaustão. Esta diferença é conhecida como o “*Pinch Point*”. Idealmente, para um *Pinch Point* menor, mais calor será recuperado (menor irreversibilidade), mas, é necessária uma área de troca de calor maior o que, aumenta os custos. As diretrizes gerais para a escolha do “*Pinch Point*” são de 8-22 ° C. A escolha final é, obviamente, com base em considerações econômicas (Boyce, 2002).

As turbinas a vapor em usinas maiores são divididas, pelo menos em duas seções principais: a seção de alta pressão (HP) e a seção de baixa pressão (LP). Algumas plantas apresentam três níveis de pressão, incluindo uma secção de média pressão (IP).

O desempenho da seção de baixa pressão da turbina a vapor (LP) também é afetado pela pressão de trabalho do condensador. O condensador é mantido sob um vácuo compreendido entre 0,13 e 0,033 bar, (BOYCE, 2002). Um aumento na pressão no condensador irá reduzir a potência produzida (menor salto entálpico), mas um valor muito pequeno pode causar o aumento da umidade presente no vapor nos últimos estágios da turbina. Se a umidade não é mantida dentro de valores aceitáveis, pode causar a erosão nas pás dos últimos estágios da seção de baixa pressão da turbina a vapor. A pressão de trabalho do condensador é influenciada pelo resfriamento (temperatura de condensação disponível) e pelas incrustações (queda de pressão por atrito).

Quando se trabalha com vapor de alta pressão se requer de um fluxo mássico menor para produzir a mesma potência que para níveis de pressão menores. Quanto menor for o fluxo de vapor, menor é o tamanho da secção de saída do vapor da turbina, reduzindo o tamanho das

pás das etapas finais. O fluxo de vapor menor também reduz o tamanho do condensador e a quantidade de água necessária para o resfriamento. Também reduz o tamanho da tubulação de vapor e as dimensões das válvulas. Tudo isso representa custos mais baixos, especialmente para usinas de potência com condensadores resfriados a ar. (BOYCE, 2002).

2.2.2. Eficiência térmica de um ciclo combinando

Muitas vezes o suprimento de energia para o ciclo combinado se dá somente na turbina a gás. No entanto, também existem centrais de ciclo combinado com queima suplementar de combustível na caldeira de recuperação (KEHLHOFER, 1997).

Conseqüentemente, a definição geral do rendimento térmico de uma instalação de ciclo combinado é dado pela equação 2.1.

$$\eta_T = \frac{P_{TG} + P_{TV}}{\dot{Q}_{TG} + \dot{Q}_{QS}} \quad (2.1)$$

Onde:

P_{TG} : potência produzida pela turbina a gás (KW)

P_{TV} : potência líquida produzida pelo ciclo a vapor (KW)

\dot{Q}_{TG} : energia fornecida como combustível na turbina a gás (KJ/s)

\dot{Q}_{QS} : energia fornecida como combustível na queima suplementar (KJ/s)

Sem queima suplementar a eficiência do ciclo combinado pode ser calculada pela equação 2.2.

$$\eta_T = \frac{P_{TG} + P_{TV}}{\dot{Q}_{TG}} \quad (2.2)$$

Onde:

De maneira geral as eficiências dos ciclos individuais podem se definir da seguinte forma:

Para um ciclo de turbina a gás (equação 2.3)

$$\eta_{TG} = \frac{P_{TG}}{\dot{Q}_{TG}} \quad (2.3)$$

Para o ciclo a vapor (equação 2.4)

$$\eta_{TV} = \frac{P_{TV}}{\dot{Q}_{EX} + \dot{Q}_{QS}} \quad (2.4)$$

Onde:

\dot{Q}_{EX} : energia contida nos gases de exaustão da turbina a gás (KJ/s)

Por sua vez \dot{Q}_{EX} pode ser calculada pela equação 2.5

$$\dot{Q}_{EX} \cong \dot{Q}_{TG}(1 - \eta_{TG}) \quad (2.5)$$

A figura 2.9 mostra como é a distribuição de energia em cada um dos componentes de um ciclo combinado. Esta distribuição pode ter algumas diferenças em ciclos diferentes (Boyce, 2002).

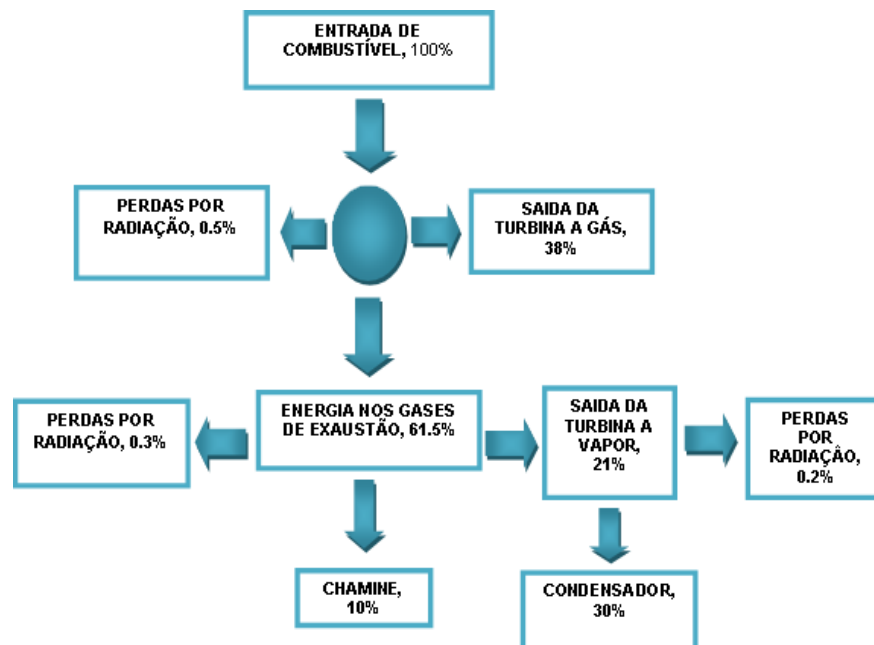


Figura 2.9. Distribuição da energia do combustível entre os componentes de um ciclo combinado. (BOYCE, 2002).

2.3. Monitoramento de Desempenho de uma Usina Termelétrica

O monitoramento do desempenho é o processo de avaliar continuamente a capacidade de geração e a eficiência de uma usina termelétrica e de seus componentes em um período de tempo determinado usando os dados medidos na planta. O objetivo do monitoramento do desempenho é avaliar, continuamente, a degradação (diminuição do rendimento) da planta e seus componentes. O monitoramento deve fornecer aos operadores da planta informações adicionais que lhes permita identificar os problemas nos equipamentos, para depois melhorar o desempenho dos mesmos e da planta, tomar a melhor decisão para a manutenção desde o ponto de vista econômico, e fornecer as ferramentas para a otimização da operação da planta. Um sistema de monitoramento de desempenho adequado fornece informações para poder quantificar o quanto o desempenho da planta mudou com o tempo e quanto cada equipamento contribuiu para essa mudança.

No setor energético, o monitoramento de usinas termelétricas ganhou grande importância na última década. Isso é observado no aparecimento de empresas e produtos industriais dedicados especificamente ao teste de desempenho, a utilização de sistemas de monitoração em tempo real e da publicação pela Sociedade Americana de Engenheiros Mecânicos (ASME) do código de teste de desempenho para monitorar a operação de centrais elétricas (ASME PTC-PM 1993). Este código é definido como: "um esforço global para manter e melhorar a eficiência térmica, capacidade, custo de planejamento de produtos e manutenção da planta no longo prazo". A monitoração pode variar desde testes periódicos do desempenho de certos equipamentos, até um processo contínuo em toda a planta, de modo que os resultados servem para auxiliar no processo de tomada de decisão na manutenção (PACHECO, 2011). Esta informação permite que o operador localize problemas de desempenho dentro da planta, bem como estimar o custo operacional incorrido por causa dos problemas da degradação dos equipamentos. O monitoramento de desempenho envolve dois cálculos: a produção atual (com degradação) e a produção esperada (sem anomalias). A avaliação da degradação de desempenho é uma comparação entre estes dois valores (GAY et al., 2004).

2.3.1. Desempenho das centrais de ciclo combinado

O desempenho das usinas de ciclo combinado (e em geral de qualquer termelétrica) normalmente é expresso através de dois parâmetros: a potência e o consumo específico de calor (*Heat Rate*). Eles são medidas de desempenho independentes. Assim uma maior potência não coincide com o maior *Heat Rate (HR)*. Um operador de planta geralmente tem a opção de controlar a usina em procura da máxima potência ou controlar a usina em procura da máxima eficiência. Uma avaliação do desempenho de uma usina de potência deve incluir tanto a capacidade de geração de potência como o *HR* (GAY et al, 2004).

Os equipamentos que consomem combustíveis (por exemplo, turbina a gás) têm dois objetivos de produção e, portanto, duas medidas de desempenho. Por isto a produção e a eficiência são parâmetros independentes para este tipo de equipamentos. Exemplo: uma maior potência pode ser produzida pelo aumento do consumo de combustível, embora o equipamento seja menos eficiente. Assim, a eficiência deve ser avaliada juntamente com a produção.

Para outros tipos de equipamento (que não consomem combustível diretamente, como trocadores de calor e turbinas a vapor), a quantidade de insumo fornecido não é determinada pelo comportamento do equipamento a ser monitorado e, por conseguinte, uma eficiência mais alta causa um aumento da produção. Portanto, para estes dispositivos, a produção e a eficiência não são independentes (GAY et al, 2004).

A Tabela 2.5 lista alguns dos equipamentos presentes em uma central de ciclo combinado. O objetivo de produção de cada um deles, e o parâmetro de avaliação da saída de cada equipamento. Qualquer avaliação do desempenho dos equipamentos listados nesta tabela deve relacionar a capacidade de produção atual com a capacidade de produção prevista dos equipamentos (GAY et al, 2004).

Tabela 2.5. Lista dos tipos de equipamentos e seus objetivos de produção.

	Objetivo da Produção	Medida de Saída
Planta Geral	Eletricidade	Potência Líquida (MW)
	Eficiência	<i>Heat Rate</i> Líquido
Turbina a Gás	Eletricidade	Potência (MW)
	Eficiência	<i>Heat Rate</i>
HRS	Geração de Vapor	Fluxos de vapor, Temperaturas e Pressões.
Turbina a Vapor	Eletricidade	Potência
Condensador	Vácuo	Pressão no condensador
Torre de resfriamento	Rejeição de energia	Temperatura da água de resfriamento para o condensador
Aquecedor de água de alimentação	Aquecimento da água de alimentação	Temperatura de saída de água de alimentação

O monitoramento do desempenho de uma central termelétrica tem que ser realizado em conjunto com o diagnóstico operacional, por isso existem vários métodos de diagnóstico para a operação de usinas termelétricas. Alguns desses métodos de diagnóstico são apresentados na Tabela 2.6 (PACHECO, 2011).

Tabela 2.6. Classificação do diagnóstico em sistemas termomecânicos. Adaptado de Pacheco (2011)

Diagnóstico.	Em operação.	Com instrumentação completa.	Mecânicos (vibração e lubrificação)
			Termodinâmico – Econômico.
			Sistema de Controle e Proteção.
		Instrumentação de controle.	Mecânicos (vibração e lubrificação)
			Termodinâmico - limitado
			Sistema de Controle e Proteção.
	Fora de operação.	Com equipamento fechado.	Inspeção visual
			Verificação de instrumentos.
		Em equipamento aberto.	Inspeção visual (golpes, fichas)
			Vida útil (Metalografia)
		Erosão, aspereza, sedimentos, selos, folgas.	

No capítulo 3 são apresentadas as principais características do diagnóstico de sistemas térmicos, assim como, seus principais métodos. Será apresentada a fundamentação matemática do método termoeconômico e a metodologia de impacto no combustível será aplicada para um caso simples.

CAPÍTULO 3.

DIAGNÓSTICO DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

Segundo Remiro e Lozano (2007), o diagnóstico de sistemas energéticos (diagnóstico termodinâmico) faz parte das estratégias de manutenção corretiva. Uma vez conhecida, através de diagnóstico, a degradação dos equipamentos e seu efeito (individual) sobre o consumo adicional de recursos do sistema em relação a uma referência fixada deve-se usar essa informação para melhorar o funcionamento através da incorporação de ações do tipo corretiva. No caso de centrais termelétricas as anomalias de alguns equipamentos, como a caldeira, têm um grande impacto econômico, mesmo para pequenos desvios de seu comportamento em relação ao esperado pelo ponto de operação de projeto. Portanto, os resultados do diagnóstico devem ser consistentes com as medidas disponíveis e devem ter um alto grau de certeza. O diagnóstico deve ser em tempo real de modo que a manutenção seja rápida.

3.1. Características Principais de um Sistema de Diagnóstico

A função do diagnóstico de um sistema energético é identificar e interpretar os sinais da degradação dos equipamentos que o compõem e quantificar os seus efeitos em termos de consumo adicional de recursos. Assim, o diagnóstico permite:

- Conhecer os componentes que estão causando o consumo adicional de recursos;
- Identificar as causas do consumo adicional de recursos em cada componente (diagnóstico mecânico);
- Quantificar o consumo adicional de recursos que pode ser evitado;

Todos os conceitos acima valem para uma mesma produção do sistema e sob as mesmas condições externas. As condições externas são aquelas que não podem ser controladas pelo operador, tais como as condições meteorológicas.

Segundo Pacheco et al. (2007) o diagnóstico Termoeconômico é o procedimento aplicado a um sistema de energia para detectar, quantificar e localizar uma anomalia que causa a redução da eficiência do sistema. Estas anomalias têm um impacto direto sobre o sistema de duas maneiras:

- Redução da potência e, conseqüentemente, aumento da quantidade de recursos fornecidos ao sistema para obter uma unidade de produto.
- Se a produção permanece constante, a anomalia causa um aumento no combustível.

De acordo com Remiro e Lozano (2007) as principais causas do aumento no consumo de recursos do sistema são: (i) mudanças nas condições ambientais, (ii) programação defeituosa dos sistemas de controle, (iii) degradação ou perda de desempenho dos equipamentos. Os objetivos da teoria de diagnóstico são:

- Definir apropriadamente os parâmetros de diagnóstico para os equipamentos;
- Obter os desvios destes parâmetros de diagnóstico com relação a um estado de referência;
- Calcular os efeitos destes desvios no consumo global de recursos.
- Filtrar os efeitos causados pelas mudanças nas condições ambientais e pelo sistemas de controle.

O objetivo do diagnóstico é descobrir e entender os sinais indicativos de uma anomalia e quantificar os seus efeitos no consumo adicional de recursos na planta. Para o diagnóstico termoeconômico através da metodologia do impacto sobre o combustível o efeito de uma anomalia (*malfunction*) (PACHECO et al., 2007) é quantificado em termos de consumo adicional de recursos necessários para obter a qualidade e quantidade de produção constante. Quando ocorre uma anomalia em um componente, esta afeta tanto ao equipamento presente como a outros equipamentos. Dependendo de sua origem, as anomalias são classificadas como: anomalia intrínseca, quando o comportamento é afetado por uma falha interna, e anomalia induzida, o comportamento é afetado pela ocorrência de uma anomalia intrínseca de outro componente.

De acordo com Arrieta (2006) os sistemas de diagnóstico termodinâmico, são classificados dentro da categoria de diagnóstico preliminar, pois indicam os componentes deteriorados e não a causa raiz do problema.

Silva (2009) recomenda não confundir o diagnóstico termodinâmico com diagnóstico mecânico, uma vez que o mecânico é baseado na análise de vibração, análise de ruído, análise do óleo de lubrificação, etc. Além disso, o diagnóstico mecânico é usado para detectar a causa raiz do problema.

O diagnóstico termodinâmico é considerado diagnóstico termoeconômico por vários autores, embora nem sempre possuam as características da termoeconomia (SILVA, 2009).

Do ponto de vista matemático, o diagnóstico de um sistema de geração de energia deve relacionar o consumo adicional de recursos do sistema para os desvios dos parâmetros de diagnóstico dos seus componentes j . Estes desvios são avaliados entre dois estados termodinâmicos diferentes: o estado de referência e o estado atual, como mostrado na equação 3.1 (REMIRO e LOZANO, 2007).

$$F^O - F^R \cong \sum_j \left(\frac{\delta F}{\delta f_j} \right) (f^O - f^R)_j \quad (3.1)$$

onde F é o consumo global de recursos do sistema, f é um parâmetro característico de diagnóstico do equipamento, O e R indicam condições reais de operação e referência, respectivamente. A Equação 3.1 expressa o consumo adicional ($F^O - F^R$) como uma soma de termos associados com as anomalias dos equipamentos ($f^O - f^R$).

O estado de referência do sistema representa o limite de economia no consumo de recursos que pode ser obtido com ações de manutenção adequada. No estado de referência não existem anomalias nos equipamentos, mesmo se eles trabalham fora do ponto de projeto (*Off design*)

3.1.1. Diagnóstico do Funcionamento de um Sistema.

O diagnóstico do funcionamento do sistema requer:

- O cálculo de desempenho do estado de operação a partir de um conjunto suficiente de medidas;
- Estabelecimento de um estado de referência. O estado de referência pode ser definido a partir das condições de projeto (ponto de projeto desenhado para o sistema),

condições após o teste de aceitação, após trabalhos de manutenção ou estabelecido através de um simulador termodinâmico.

- A determinação do efeito da degradação no desempenho de cada equipamento sobre o consumo de recursos adicionais na planta, pela comparação dos dois anteriores.

Um bom método de diagnóstico ajuda a definir os parâmetros f (equação 3.1) apropriados para cada equipamento e ajuda a estimar o consumo marginal $\delta F / \delta f$ de recursos globais como resultado da variação destes parâmetros.

3.1.2. O Papel da simulação no diagnóstico.

As usinas termelétricas precisam melhorar a sua eficiência durante a operação, a fim de consumir menos combustível para os mesmos níveis de produção, mas quando nos elementos do ciclo aparecem degradações, o sistema tende a ser menos eficiente. A relação entre a operação e as eficiências dos componentes pode ser analisada utilizando um simulador (Uche, 2000). O diagnóstico por simulação utiliza um modelo matemático de base global, preditivo e derivado das leis que governam o funcionamento dos equipamentos. Combinando no mesmo programa de cálculo as equações para os diferentes equipamentos, determina-se a sensibilidade do consumo global de recursos frente às mudanças nos parâmetros do diagnóstico dos equipamentos individuais (REMIRO e LOZANO, 2007).

De acordo com Remiro e Lozano (2005) as variáveis escolhidas para monitorar devem ter algumas das seguintes características: a) mostrar se há anormalidades nos processos energéticos, b) explicar as causas do aumento no consumo de recursos do sistema e c) mostrar os parâmetros que devem ser regulados e os componentes que devem ser reparados.

Com informações detalhadas sobre o projeto da planta é possível desenvolver um modelo matemático preditivo da mesma, e escolher um conjunto adequado de parâmetros para o diagnóstico que será composto por três subconjuntos os quais são: (i) parâmetros de eficiência do equipamento, (ii) parâmetros de controle, (iii) condições externas não controláveis..

Parâmetros de eficiência do equipamento.

São parâmetros que refletem anomalias dos equipamentos. Aqui, o operador da planta deve tomar as medidas adequadas para aplicar a manutenção corretiva.

Parâmetros de controle.

Indicam programação defeituosa do sistema de controle, o que requer a intervenção do operador da usina para corrigir os efeitos negativos. (VERDA e BORCHIellini, 2004 apud REMIRO e LOZANO, 2005).

Condições externas não controláveis.

São parâmetros para os quais não há escolha de ação, tais como condições ambientais e cujos efeitos não podem ser atribuídos ao pessoal envolvido na operação da usina.

3.2. Trabalhos Realizados sobre o Diagnóstico de Sistemas Térmicos

De acordo com os artigos apresentados por Valero et al. (1986a) e também Ozgener e Ozgener (2009), a origem da aplicação da termoeconomia, na análise de sistemas energéticos, é o uso de sistemas de controle baseados na exergia. O conceito de exergia é baseado na Segunda Lei da Termodinâmica e é muito conveniente para a identificação do potencial de economia energética, porque leva em conta a quantidade e a qualidade da energia. A termoeconomia aplica para os seus propósitos o conceito de exergia e o conceito de custo (VALERO et al. ,1986b). O custo refere-se à quantidade de recursos necessários para produzir um fluxo material ou de energia. Na análise termoeconômica, pelo geral a estrutura física do sistema é substituída por uma estrutura produtiva. De acordo com Valero et al.(2004b), a estrutura Produtiva de um sistema energético é um conjunto de relações, que definem a interação entre os próprios componentes e o ambiente sobre a base das interações de calor e de trabalho para um estado termodinâmico. A estrutura produtiva expressa o propósito de cada um dos subsistemas e da quantidade de recursos necessários para gerar produtos, subprodutos ou resíduos de natureza energética, e também estabelece como uma cadeia

produtiva irreversível é usada dentro do sistema para gerar os recursos internos consumidos por cada componente, que é o ponto de partida para a avaliação de custos. Os fluxos dentro da estrutura produtiva são caracterizados pela sua exergia (B), e são calculados seu custo exergético B^* (recurso de exergia necessário para produzir este fluxo) e seu custo exergético unitário (k^*). O desempenho dos componentes é descrito por seu consumo exergético unitário (κ), ou a quantidade de recursos necessários deste componente para produzir uma unidade de seu produto (VALERO e TORRES, 2006), (VALERO et al., 1999a), (CORREAS et al., 1999).

Nos trabalhos de Valero et al. (1990), Valero et al. (1999b) e Torres et al. (1999), é proposta e desenvolvida a fórmula do impacto no combustível como uma ferramenta importante fornecida pela termoeconomia para o problema do diagnóstico. Esta equação relaciona a variação no consumo de combustível do sistema, com a variação do consumo exergético unitário de cada componente e a variação na produção. Daí a sua importância. De acordo com Lazzareto e Toffolo (2006), quando se aplica a fórmula do impacto de combustível considera-se que os consumos exergéticos unitários κ são as únicas variáveis livres do modelo termoeconômico do sistema o que constitui uma desvantagem uma vez que, quando a degradação ocorre em um componente, além de um aumento no consumo exergético unitário associado com ele (anomalia intrínseca), também pode ocorrer uma variação no consumo exergético unitário relacionado com outros componentes (anomalias induzidas).

Uma vez que o problema da anomalia induzida é a principal dificuldade na aplicação da fórmula do impacto de combustível para o diagnóstico de sistemas energéticos, várias metodologias têm sido desenvolvidas para tratá-lo. Para testar e comparar estas metodologias, Antonio Valero e seus colaboradores publicaram três artigos com base no que é conhecido como o problema TADEUS (*The Thermo-economic Approach To The Diagnosis of Energy Utility Systems*). No primeiro artigo (VALERO et al., 2004a) é apresentado um exemplo de um ciclo combinado com várias falhas na sua operação para mostrar as capacidades que têm a abordagem termoeconômica para o diagnóstico de sistemas térmicos. No segundo artigo (Valero et al., 2004b), são revisados os conceitos de estrutura produtiva e econômica, a equação do impacto do combustível e as anomalias. O terceiro artigo foca as características que deveriam ter um sistema de diagnóstico instalado em uma usina de geração de energia e o conceito de condição de referência (VERDA et al., 2003). Em outros trabalhos (TOFFOLO e LAZZARETTO, 2004), (ZALETA et al., 2004b), (REINI e TACCANI, 2004), (VERDA, 2004), (CORREAS, 2004), vários autores explicam suas metodologias testando-as com o

exemplo proposto por Valero et al. (2004a) e Valero et al. (2004b). Valero et al. (2004c) discutem a importância da fórmula do impacto do combustível e apresentam um exemplo. Lazzaretto et al. (2006) comparam os resultados fornecidos por várias abordagens.

Verda (2004), Verda (2006), Verda et al. (2002a), Verda et al. (2002b), Verda et al. (2004) e Verda et al. (2005), desenvolveram uma metodologia de diagnóstico para filtrar os efeitos induzidos pelo sistema de controle de uma planta geradora. Quando ocorre uma falha em um componente de um sistema de potência, a condição de funcionamento tende a se mover para um ponto que não satisfaz o ponto de ajuste definido pelos operadores. Por conseguinte, o sistema de controle modifica os parâmetros que rege, a fim de restaurar os valores destes pontos de ajuste, causando efeitos induzidos e tornando o diagnóstico mais difícil. Para resolver esta situação, Verda (2004), Verda (2006), Verda et al. (2002a) e Verda et al., (2002b), propõe a utilização da condição livre do sistema de potência, que é definida como o estado do sistema a ser caracterizado pela mesma posição dos parâmetros que governam, bem como para a condição de referência, mas contendo as anomalias ocorrendo na condição de funcionamento real. Uma vez que a condição de liberdade é um estado fictício, só pode ser determinado matematicamente utilizando um simulador ou ajustando os fatores de sensibilidade experimentais, (USÓN e VALERO, 2011). A abordagem é bem sucedida somente quando ocorrer somente uma avaria. Se ocorrerem várias anomalias, Verda (2004), Verda et al., (2002a), Verda (2006) e Verda et al., (2002b) propõem filtrar a dependência entre o consumo exergético unitário e a condição de operação dos componentes (trabalhando *off design*). Este autor também desenvolve uma estratégia de abordagem para primeiro localizar a macro-componente onde a falha ocorre e, em seguida, identificar o componente específico na macro-componente afetada (VERDA, 2004), (VERDA et al., 2005), e realiza a análise da história do sistema (VERDA, 2004). Em Verda (2006), três níveis de diagnóstico são propostos, dependendo do nível de precisão exigida. Em Verda e Borchiellini (2007) e Verda (2008), o diagnóstico é feito através do desenvolvimento de modelos relacionados com combustíveis e produtos de cada componente, o primeiro trabalho centra-se na precisão dos dados de medição utilizados, enquanto o segundo é dedicado à predição do impacto do combustível causada pela anomalia. Em Verda e Borchiellini (2004), aplicam-se os conceitos de disponibilidade, o impacto do consumo de combustível e do custo exergoeconômico à avaliação das estratégias de controle em uma usina com turbina a gás.

Reini e Taccani (2004) desenvolveram um método baseado na comparação do impacto no consumo de combustível causado pelo aumento no consumo exergético unitário dos

componentes e o impacto causado pela variação do produto local do mesmo componente. A metodologia pode realçar falhas separadamente, mas quando existem várias falhas simultâneas, a metodologia não é útil.

Toffolo e Lazzaretto (2004) discutem a utilização de vários indicadores para identificar o componente onde a anomalia ocorre. Considera-se que a utilização de indicadores exergéticos e indicadores termoeconômicos não são adequados para a identificação de uma anomalia, porque estas anomalias podem ser detectadas devido a uma variação na curva características do componente, devido à variação de seu consumo exergético unitário. Toffolo e Lazzaretto (2004) propõem isolar o componente que apresenta anomalias e calcular um indicador com base na variação das irreversibilidades, mas filtrando o efeito causado pelas variáveis termodinâmicas. O método é capaz de destacar os componentes com anomalias (componentes degradados), mas não fornece o impacto no combustível causado por cada um deles (impacto de cada anomalia no consumo de adicional de combustível).

Zaleta et al. (2007) aplicaram a análise termoeconômica para quantificar o impacto do combustível causado pelas anomalias intrínsecas de turbinas a vapor. Este grupo de pesquisa propôs também evitar a utilização de um modelo termoeconômico e realizar uma termo-caracterização dos componentes do sistema baseado na representação num espaço 3D cujos eixos são:

- A entalpia do fluxo entrando menos a entalpia do fluxo de saída (ω),
- A diferença de entropia (σ) e
- A razão de fluxo mássico (MFR)

A razão de fluxo mássico (*MFR*) é a taxa de fluxo de massa dividido pelo fluxo de massa máxima. Neste espaço 3D é representado o estado de desempenho de referência (RPS). RPS é definido como " A faixa de operação das condições termodinâmicas, tanto intensivas como extensivas (com carga total ou parcial), garantidas pelo fabricante, quando não há anomalias intrínsecas nem anomalias induzidas no componente. "(USÓN e VALERO, 2011). Uma vez que o comportamento de referência de um componente é representado por RPS, uma anomalia pode ser detectada através da comparação dos valores reais de ω e σ com os valores de referência para o MFR. Além disso, Zaleta et al. (2004a) apresentam expressões para obter $\Delta\omega$ e $\Delta\sigma$, para um ciclo de vapor.

De acordo com Usón e Valero (2011) os métodos baseados em indicadores exergeticos e termoeconômicos são gerais, mas muitas vezes se precisa tanto de filtragem, bem como uma análise dos resultados. Alguns autores mais interessados na aplicação de diagnóstico termoeconômico em sistemas operacionais atuais propõem o uso de métodos baseados em descrições termodinâmicas do sistema térmico, que têm as seguintes vantagens (USÓN et al., 2010): (i) as variáveis utilizadas são amplamente aceitas na prática industrial (pressão, temperatura, eficiências), (ii) os seus efeitos podem ser minimizados e (iii) as condições ambientais e a qualidade do combustível são levadas em conta. A desvantagem dos métodos de diagnóstico baseados em descrições termodinâmicas é que a homogeneidade dos parâmetros é perdida. Nos métodos termoeconômicos todos os fluxos de material e de energia são descritos usando exergia (e, portanto, quantificados em unidades de energia) (USÓN e VALERO, 2011) enquanto que os métodos baseados em descrições termodinâmicas utilizam diversos parâmetros, tais como pressão, temperatura, fluxo mássico, etc.

Zaleta et al. (2004b) propõem um método para reconciliar o *Heat Rate (HR)* e a potência, baseado na utilização de um simulador. As variáveis necessárias para descrever termodinamicamente o modelo podem ser classificadas como dependentes e independentes, e um simulador é capaz de obter todas as variáveis (a descrição completa do sistema), apenas a partir do valor das independentes. O método foi aplicado com sucesso para o problema de TADEUS e é o núcleo dos sistemas de diagnóstico instalados em mais de oito centrais de ciclo combinado no México.

Correas (2001), Correas (2004) propôs um algoritmo de diagnóstico para dividir a variação na eficiência entre o conjunto de variáveis independentes. Este algoritmo foi aplicado para resolver os problemas TADEUS (CORREAS, 2004) e é utilizado em um sistema de diagnóstico em uma usina ELCOGAS IGCC em Puertollano, Espanha (CORREAS, 2001), (GARCÍA-PEÑA et al., 2000). Este algoritmo de diagnóstico é a origem da análise quantitativa de causalidade (USÓN et al., 2009, 2010) e (USÓN, 2008).

Tanto a reconciliação do *HR* e da potência como a análise quantitativa de causalidade tem um propósito semelhante: comparar as condições de funcionamento reais de um sistema com uma condição de referência a fim de partilhar a variação em um indicador da eficiência global, em uma soma de termos, onde cada um destes termos representam o efeito causado por cada variável independente sobre o indicador global escolhido. Contudo, a abordagem para obter esta decomposição é diferente. No procedimento de reconciliação é utilizado um

simulador que reproduz a condição de operação real da planta baseado em um modelo analítico. A partir da condição de operação real o valor de uma variável independente é modificando em cada etapa até que todas as variáveis independentes tenham o valor correspondente à condição de referência. A diferença entre os valores do indicador geral, antes e após cada variável independente ser alterada, é o impacto causado por esta variável. A decomposição é exata, mas a ordem na qual as variáveis são ligeiramente modificadas, afeta os resultados. Além disso, um simulador calibrado é necessário (USÓN e VALERO, 2011).

Verda e Baccino (2012) aplicaram uma abordagem termoeconômica ao modelo dinâmico de um sistema de potência, para investigar os efeitos do sistema de controle no consumo de energia primária e nos custos econômicos do produto. A análise proposta nesse trabalho, permite quantificar o efeito do sistema de controle na variação no desempenho dos componentes.

Petrakopoulou et al. (2012), faz uma análise exergetica avançada para uma central de ciclo combinado para identificar as irreversibilidades causadas pelas interações dos componentes do ciclo, e as irreversibilidades que podem ser evitadas através de melhorias tecnológicas em cada componente da planta. Esta análise avançada permite separar a destruição de exergia em dois grupos principais: destruição de exergia evitável e destruição de exergia inevitável. Eles concluíram que, exceto para o sistema de expansão da turbina a gás e a turbina a vapor de alta pressão, a maior parte da destruição de exergia nos componentes da planta é inevitável. Esta parte inevitável é limitada por questões tecnológicas internas, ou seja, irreversibilidades endogênicas de cada componente.

Silva et al. (2011) desenvolveram um sistema de dados termodinâmicos para o diagnóstico e prognóstico de uma planta de potência existente. O sistema baseia-se numa abordagem analítica que fornece a informação da condição termodinâmica de todos os componentes do ciclo, e a melhoria que pode ser obtida no desempenho do ciclo, eliminando-se as anomalias detectadas.

De acordo com os trabalhos de Usón (2008), Silva (2009), Arrieta (2006) e Mendes (2012) os sistemas de diagnóstico são classificados em:

- Diagramas de funcionamento ou curvas de desempenho
- Tabelas de diagnóstico
- Árvores lógicas e árvores de decisão

- Algoritmos genéticos
- Métodos lineares e não lineares
- Entradas/perdas
- Termoeconômico
- Reconciliação
- Análise quantitativa de causalidade
- Seis Sigma aplicado ao diagnóstico
- Método da temperatura de dissipação
- Redes neurais
- Lógicas Fuzzi
- Termo-carecterização
- Regressão linear
- Diagnóstico por simulação
- Filtros de Kalman
- Análise do caminho do gás (*gás path*)

Por sua vez Pacheco (2011) faz uma classificação do que ele chama de diagnóstico “termodinâmico econômico” que inclui os diagnósticos convencionais e aqueles baseados na análise exergética (tabela 3.1)

Tabela 3.1. Classificação do diagnóstico Termoeconômico de acordo com Pacheco (2011)

Diagnóstico termodinâmico econômico	Convencional	Comitês internacionais	ASME, CEGB, ISO, DIN, etc.
		Fabricantes	Mitsubishi, GE, ABB, Siemens, Hitachi, etc.
		Grupos Independentes	Cotton, Dupois, Zaleta
	Análise Exergética	Valero, et al.	Teoría do Custo exergético
		Tsatsaronis, et al	O custo Exergoeconômico
		Von Spakovsky, Frangoupulos	O método de Análise funcional Termoeconômico

3.3. Diagnóstico Termoeconômico

O objetivo do diagnóstico termoeconômico é detectar o desvio da eficiência na operação dos sistemas de potência, para determinar as suas causas e quantificar o efeito de cada uma delas no consumo de recursos adicionais (VALERO et al.,2004a).

Entre as causas da diminuição na eficiência podem-se encontrar a degradação de componentes, estratégias de operação, qualidade do combustível e condições ambientais (USÓN e VALERO, 2011).

A Termoeconomia oferece uma explicação do processo de formação do custo exergético dos fluxos de um sistema energético que pode ser aproveitada para diagnosticar a operação.

A exergia é definida como o trabalho máximo que pode ser obtido de uma quantidade de matéria quando esta é levada desde seu estado atual, envolvendo apenas a interação com os componentes do meio ambiente, até um estado onde existe um equilíbrio termodinâmico com o ambiente de referência através de processos reversíveis (SZARGUT,1988). Como os processos reais são irreversíveis, a exergia necessária para obter um produto (custo exergético) é uma função dos processos envolvido na sua formação. O custo exergético de um produto é o somatório de sua exergia mais a exergia perdida e destruída em sua produção. Deste modo, ao contrário da energia, a exergia não é conservada num processo. A exergia na saída (B_s) de dado processo (incluindo perdas) é menor do que a exergia na entrada (B_e). A diferença é chamada de irreversibilidade (I) (equação 3.2)

$$B_e = B_s + I \quad (3.2)$$

Um conceito fundamental na termoeconômica é o custo exergético que é definido, para um fluxo B como a quantidade de exergia necessária para produzi-lo, e é representado por B^* .

O custo exergético unitário é o quociente entre o custo e a exergia do fluxo (equação 3.3)

$$k^* = \frac{B^*}{B} \quad (3.3)$$

A matéria e a energia entrando e saindo de um sistema são classificados como insumos (F), produtos (P) e perdas (L). Insumo refere-se aos recursos que o componente usa para

atingir o seu objetivo (produto) enquanto que as perdas são os fluxos que saem do sistema sem ter sido utilizado.

Da equação 3.2, usando esta notação, tem-se (equação 3.4):

$$F - P - L = I \quad (3.4)$$

Onde F é a exergia do insumo (Fuel), P é a exergia dos produtos e L é a perda de exergia.

De acordo com Usón (2008), uma análise termoeconômica baseia-se na representação de um sistema térmico por meio de um modelo termoeconômico.

Isto é feito através da descrição do sistema por meio de uma estrutura produtiva. A representação gráfica da estrutura produtiva é chamada por alguns autores de "diagrama funcional" ou "esquema estrutural" é um gráfico que mostra um conjunto de relações que definem a interação entre os próprios componentes e o ambiente. Estas relações são representados como:

- Volumes de controle que podem ser dispositivos físicos ou grupos deles
- Junções (losangos) e bifurcações (círculos), necessários para definir a interação entre componentes dos sistema. Eles podem ser tanto os dispositivos físicos que aparecem na planta ou elementos fictícios introduzidos para construir a estrutura produtiva (FRANGOPOULOS, 1983 apud USÓN, 2008). Numa junção, os produtos de dois ou mais componentes estão ligados para formar o combustível de outro componente. Num ponto de bifurcação, um fluxo de exergia é distribuído entre dois ou mais componentes (UCHE, 2000).

Os fluxos são nomeados usando a notação B_{ij} , e isso significa que o fluxo vem do componente i e vai para o componente j. Na Figura 3.1 é mostrado um exemplo de diagrama produtivo.

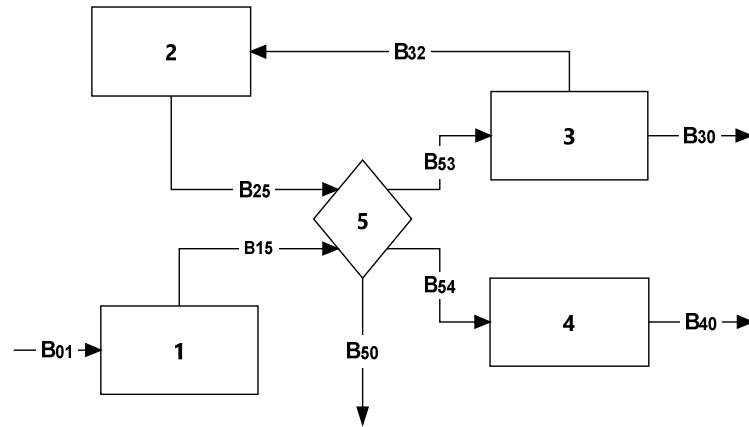


Figura 3.1. Exemplo de um diagrama produtivo.

Todos os componentes são numerados começando a partir de 1, e o número 0 corresponde ao ambiente (USÓN e VALERO, 2011).

Da equação 3.3 o custo exerético unitário para o fluxo B_{ij} da estrutura produtiva da figura 3.1, ficará como (equação 3.5):

$$k_{ij}^* = \frac{B_{ij}^*}{B_{ij}} \quad (3.5)$$

Por sua vez, o produto e o insumo de um componente i , podem ser calculados usando as equações 3.6 e 3.7.

$$P_i = \sum_{j=0}^n B_{ij} \quad (3.6)$$

$$F_i = \sum_{j=0}^n B_{ji} \quad (3.7)$$

O consumo exerético unitário é definido como o número de unidades de exergia que cada componente requer dos outros componentes para obter uma unidade de seu produto (equação 3.8):

$$\kappa_{ij} = \frac{B_{ij}}{P_j} \quad (3.8)$$

A soma de todos os consumos exeréticos unitários de um componente é o inverso da eficiência exerética desse componente:

$$k_j = \sum_{i=0}^n \kappa_{ij} = \frac{F_j}{P_j} \quad (3.9)$$

O produto de um componente pode ser tanto um produto da planta e/ou um insumo para outro componente, que neste caso é usado internamente à mesma. Consequentemente, a equação característica do modelo termoeconômico pode ser escrita como segue:

$$P_i = B_{i0} + \sum_{j=0}^n \kappa_{ij} \cdot P_j \quad (3.10)$$

Onde:

B_{i0} : contribuição do componente i para o produto de todo o sistema

Em notação matricial:

$$\mathbf{P} = \mathbf{P}_S + \langle \mathbf{KP} \rangle \mathbf{P} \quad (3.11)$$

Onde \mathbf{P}_S é um vetor de $n \times 1$ que representa a contribuição de cada componente na produção global do sistema, e $\langle \mathbf{KP} \rangle$ é uma matriz de $n \times n$ que tem como os seus elementos os consumos exergeticos unitários κ_{ij} . Reordenando a equação 3.11, é possível obter o produto de cada componente a partir do produto final do sistema:

$$\mathbf{P} = (\mathbf{U}_D - \langle \mathbf{KP} \rangle)^{-1} \mathbf{P}_S \quad (3.12)$$

A totalidade dos insumos utilizados pela planta pode ser obtida pela equação 3.13:

$$\mathbf{F}_T = \kappa_e^t (\mathbf{U}_D - \langle \mathbf{KP} \rangle)^{-1} \mathbf{P}_S \quad (3.13)$$

onde $\kappa_e^t \equiv (\kappa_{01}, \dots, \kappa_{0n})$ é um vetor de $n \times 1$ que contém os consumos unitários dos recursos externos.

Todos os fluxos de produto de um componente são considerados como tendo o mesmo processo de formação e, portanto, eles têm o mesmo custo unitário. Assim, tem-se a equação 3.14:

$$\mathbf{k}_{ij}^* = \mathbf{k}_{P,i}^* \quad (3.14)$$

Segundo Usón e Valero (2010), aplicando o balanço de custos para todos os componentes, pode ser demonstrado que o custo unitário dos fluxos pode ser obtido usando a equação 3.15:

$$\mathbf{k}_P^* = |\mathbf{P}\rangle^t \kappa_e \quad (3.15)$$

onde $|\mathbf{P}\rangle = (\mathbf{U}_D - \langle \mathbf{KP} \rangle)^{-1}$

3.3.1. A Fórmula do impacto no combustível

Se a equação 3.4 é aplicada na forma incremental para todo o sistema energético, o incremento no consumo de combustível se deverá ao aumento das irreversibilidades em todos os componentes e à variação do produto da planta (equação 3.16):

$$\Delta F_T = \sum_{i=0}^n \Delta I_i + \Delta P_S \quad (3.16)$$

Quando aparece uma degradação do desempenho num componente de um sistema, as irreversibilidades geralmente aumentam também em outros componentes (anomalias induzidas), a fim de manter a produção da planta no valor requerido. Neste caso, de acordo com Usón e Valero (2011), a equação 3.16 apresenta limitações. Por esta razão, é necessária uma análise mais detalhada.

Uma decomposição mais precisa da variação do consumo de combustível, pode ser obtida considerando uma modificação da equação 3.13. Esta equação foi sugerida por Valero et al. (1990), Valero et al. (1999b) e desenvolvida por Reini (1994) apud Usón e Valero (2010), Lozano et al. (1994) e Torres et al. (1999). Esta expressão é muito importante para o diagnóstico termoeconômico porque relaciona a variação do consumo de combustível de um sistema com a variação dos consumos exergéticos unitários dos componentes do mesmo, e com a variação da produção (equação 3.17) (USÓN e VALERO, 2011).

$$\Delta F_T = (\Delta \kappa_e^t + \mathbf{k}_P^{*t}(\mathbf{x}) \Delta \langle \mathbf{KP} \rangle) \mathbf{P}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{k}_P^{*t} \Delta \mathbf{P}_S \quad (3.17)$$

Em forma escalar a equação 3.17 pode ser representada pela equação 3.18:

$$\Delta F_T = \sum_{i=0}^n (\sum_{j=0}^n k_{P,j}^*(\mathbf{x}) \Delta \kappa_{ji} P_i(\mathbf{x}_0) + k_{P,i}^*(\mathbf{x}) \Delta P_{S,i}) \quad (3.18)$$

Onde $P_{S,i}$ é a parte do produto da planta proveniente do componente i . Os termos em parênteses \mathbf{x} e \mathbf{x}_0 indicam que os parâmetros termoeconômicos são avaliados nas condições de operação e referência, respectivamente.

Quando o consumo exergético unitário $\Delta \kappa_{ji}$, de um componente aumenta a irreversibilidade deste componente também aumenta em uma quantidade que é chamada de

anomalia (equação 3.19) (TORRES et al, 1999;. LERCH et al, 1999;. TORRES et al, 2002;. VALERO et al., 2002 ; USÓN, 2008)

$$MF_{ji} = \Delta\kappa_{ji}P_i(x_0) \quad (3.19)$$

A anomalia total num componente é calculada pela equação 3.20:

$$MF_i = \Delta k_i P_i(x_0) = \sum_{j=0}^n MF_{ji} \quad (3.20)$$

O custo da anomalia é calculado usando as equações 3.21 e 3.22:

$$MF_{ji}^* = k_{p,j}^*(x)MF_{ji} \quad (3.21)$$

$$MF_i^* = \sum_{j=0}^n MF_{ji}^* \quad (3.22)$$

Existem dois tipos de anomalias. Quando o consumo exergético unitário de um componente aumenta devido a uma degradação deste componente, é chamado anomalia intrínseca. Quando uma anomalia intrínseca ocorre, o ponto de operação dos outros componentes varia. De modo que, uma vez que as curvas de eficiência dos componentes são geralmente não planas, as variações no consumo específico de outros componentes aparecerem, o que conduz a anomalias induzidas (causadas pela variação de insumo). A irreversibilidade de um componente também pode variar devido a uma alteração no seu produto. Isto é chamado de disfunção e é determinado pela equação 3.23:

$$DF_i = (k_i(x) - 1)\Delta P_i \quad (3.23)$$

3.4. Aplicação da Metodologia do Impacto no Combustível para um Ciclo Combinado Simples

Com o propósito de mostrar a aplicação do diagnóstico termoeconômico mediante a aproximação do impacto no combustível considera-se um ciclo combinado básico no qual são inseridas anomalias. O esquema do ciclo é apresentado na Figura 3.2 e seu diagrama

produtivo para a sua representação F-P-R (Insumo – Produto - Resíduo) apresenta-se na Figura 3.3.

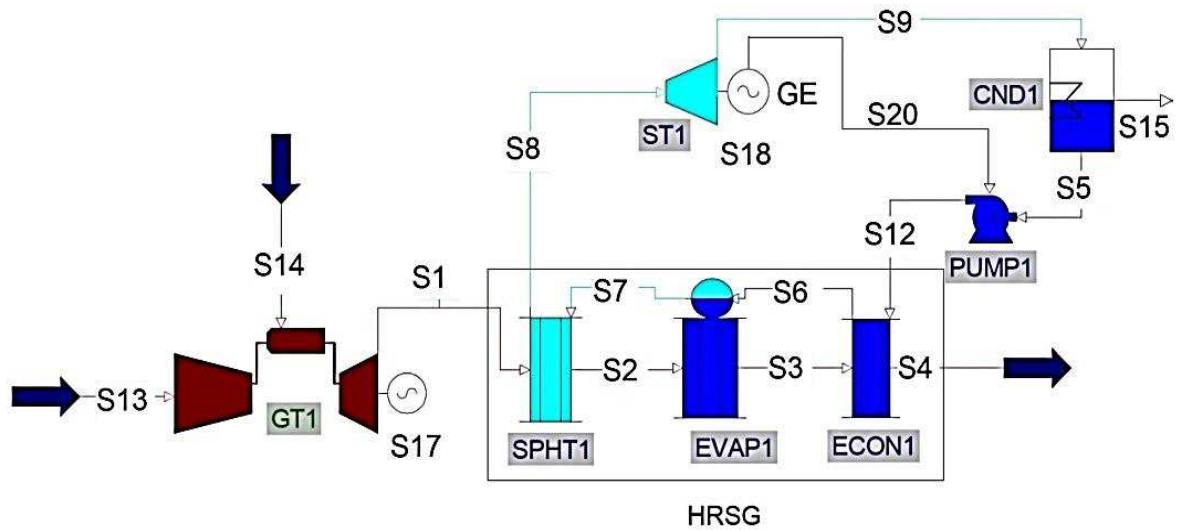


Figura 3.2. Estrutura física de um ciclo combinado do caso simples.

O ciclo está composto por uma turbina a gás (GT1), uma caldeira de recuperação de gases (HRSG) que por sua vez é composta por um superaquecedor (SPHT1), um evaporador (EVAP1) e um economizador (ECON1). Também faz parte do ciclo uma turbina a vapor (ST1) e seu gerador elétrico (GE), um condensador (CND1), e uma bomba (PUMP1). O sistema tem como fluxos de entradas, o fluxo 13 que representa o ar que entra no compressor da turbina a gás e o fluxo 14 que representa o combustível que entra na turbina a gás. O fluxo 4 representa os gases que saem da caldeira de recuperação sem nenhuma utilidade. Os gases de combustão que saem da turbina a gás (S1) entram na na caldeira de recuperação (HRSG) onde produzem o vapor (S8) que alimenta a turbina a vapor para produzir potência. Este vapor é expandido na turbina a vapor e depois entra no condensador (S9) onde é levado à condição de líquido saturado (S10) antes de entrar na bomba que eleva a pressão da água antes de entrar no economizador (S8) .

As principais propriedades termodinâmicas de cada corrente são apresentadas na tabela 3.2

Tabela 3.2. Propriedades termodinâmicas para o ciclo combinado do caso simples na condição de referência.

Fluxo	Pressão P (bar)	Temperatura T (°C)	Fluxo mássico \dot{m} (kg/s)	Exergia B (KW)
1	1,038	593	607,63	179264,24
2	1,038	500	607,63	136669,23
3	1,038	309	607,63	61366,38
4	1,038	181	607,63	23855,42
5	0,139	52	84,67	782,48
6	82,956	277	84,67	29327,97
7	82,956	298	84,67	93616,08
8	82,956	554	84,67	131189,76
9	0,139	52	84,67	21452,73
12	82,956	53	84,67	1507,15
14	1,038	15	12,79	665823,40
15	-	-	-	20670,25
17	-	-	-	225203,11
18	-	-	-	99802,84
20	-	-	-	835,88
21	-	-	-	96135,03

O diagrama produtivo do ciclo combinado simples é apresentado na Figura 3.3

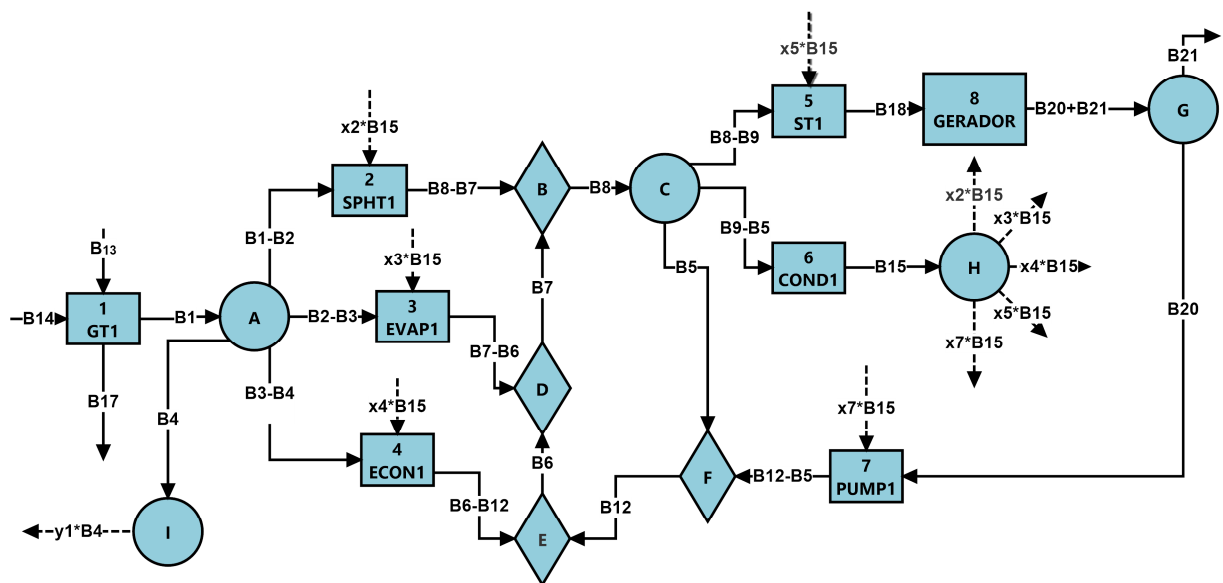


Figura 3.3. Diagrama produtivo do ciclo combinado do caso simples.

Tendo em conta que, para o diagnóstico de qualquer sistema de potência é necessário ter dois estados termodinâmicos diferentes. O sistema deve ser capaz de determinar o fluxo de combustível necessário para satisfazer a demanda de energia. Na nova condição, chamada condição de teste, a potência de saída deve ser mantida constante, pois esta é o principal

requisito para aplicar a metodologia do impacto do consumo de combustível. Isto significa que, para o sistema manter a mesma produção, com a presença de uma anomalia, a única coisa que pode variar é o insumo que entra no sistema, isto resulta em anomalias de outros equipamentos, devido às variações nas suas propriedades, as quais foram previamente definidas como disfunção. A metodologia de diagnóstico termoeconômico do impacto no consumo de combustível tem duas fases: a análise termoeconômica e o diagnóstico termoeconômico e cada uma delas tem várias etapas como mostrado na Tabela 3.3

Tabela 3.3. Etapas para a obtenção do impacto no consumo de combustível num sistema térmico.

	Etapa	Descrição
Análise termoeconômica	1	Definir a condição de referência
	2	Definir a condição de teste
	3	Representação F-P-R
	4	Obtenção da matriz $\langle KP \rangle$ e matriz $\langle KR \rangle$
	5	Elaboração da matriz unitária U_D
	6	Cálculo do operador produto $ P\rangle$
	7	Cálculo do operador de irreversibilidade $ I\rangle$
	8	Cálculo do operador de resíduo $ R\rangle$
	9	Obtenção do custo exergético unitário dos produtos de cada componente e o impacto dos resíduos no custo dos produtos
Diagnóstico termoeconômico	10	Matrizes dos $\Delta\langle KP \rangle$ e $\Delta\langle KR \rangle$
	11	Matriz de Anomalias
	12	Soma dos operadores $ I\rangle$ e $ R\rangle$
	13	Matriz de disfunções
	14	Finalmente os maus funcionamentos são somados com as disfunções para obter o desvio no consumo de combustível

A seguir são descritas cada uma dessas etapas.

Análise termoeconômica

Para a análise termoeconômica devem ser realizadas as seguintes etapas:

1. Definir a condição de referência com os dados da Tabela 3.2 (neste exemplo).

2. Definir a condição de teste. Neste caso, a condição de teste é obtida através da simulação de uma anomalia na turbina de vapor, o que reduz a sua eficiência em 1%. Os resultados são apresentados na Tabela 3.4.
3. Representação F-P-R. Para realizar a representação matricial Insumo-Produto-Resíduo é necessário ter a estrutura produtiva do sistema, o que neste caso foi feito (figura 3.3) com base na metodologia proposta por Arena e Borchiellini (1999) e Pacheco (2011). Por sua vez a estrutura produtiva é a interligação de insumos (*Fuel*), e os produtos do sistema energético, podendo haver configurações diferentes para a mesma estrutura física (UCHE, 2000). A matriz F-P-R serve para obter os insumos e produtos totais do sistema e, em seguida, obter o consumo de exergia local e global dos equipamentos do sistema, ou seja a matriz $\langle KP \rangle$

Nas Tabelas 3.5 e 3.6 são apresentados os valores da matriz de F-P e R-P para a condição de referência. Estes valores são obtidos usando a distribuição de fluxos de exergia de acordo com o diagrama produtivo da Figura 3.3. De acordo com Pacheco (2011), os resíduos são distribuídos em proporção com a quantidade de irreversibilidade de cada equipamento. O termo irreversibilidade, inclui tanto as irreversibilidades internas como externas (resíduos). Para o ciclo simples a distribuição dos resíduos é realizada pelas bifurcações H e I. (Fig.3.3). A bifurcação H distribui a quantidade de energia que é rejeitada no condensador entre todos os componentes do ciclo de vapor proporcional à suas irreversibilidades, enquanto o a bifurcação I distribui a quantidade de energia que é disposta nos gases de exaustão que saem do HRSG entre os equipamentos do ciclo a gás proporcional à suas irreversibilidades. (PACHECO, 2011).

A última linha da tabela (total) representa tanto o insumo ou o resíduo total de cada equipamento i . Este valor é obtido: por adição de todas as contribuições recebidas pelo equipamento i , dos outros equipamentos j do ciclo. Da mesma maneira no lado do produto (lado direito da matriz FP) existe uma coluna que mostra a produção total de cada equipamento. A Tabela 3.7 mostra as colunas que representam os insumos e produtos totais do sistema, também mostra a irreversibilidade de cada um dos equipamentos do ciclo como a diferença direta entre o insumo e o produto, o que por sua vez são utilizados para a obtenção dos consumos exergéticos unitários dos equipamentos, que são apresentados na coluna 4 da mesma tabela. Na tabela 3.7 mostra-se que o condensador apresenta um valor de irreversibilidade de zero (0), isto é porque a atribuição das irreversibilidade total é feita apenas para os equipamentos que possuem geração de entropia, e no caso do condensador,

este componente remove entropia em vez de gerar. Embora, em condições reais, o capacitor gera uma parte da entropia. Apenas para o caso simples é considerado como zero (0) o valor da irreversibilidade atribuída ao condensador (PACHECO, 2011).

Tabela 3.4. Propriedades termodinâmicas para o ciclo combinado do caso simples na condição com anomalias.

Fluxo	Pressão P (bar)	Temperatura T (°C)	Fluxo mássico \dot{m} (kg/s)	Exergia B (KW)
1	1,038	592	610,39	179732,36
2	1,038	500	610,39	137119,42
3	1,038	309	610,39	61695,96
4	1,038	181	610,39	24058,62
5	0,141	53	84,89	797,65
6	83,135	277	84,89	29460,66
7	83,135	298	84,89	93873,84
8	83,135	553	84,89	131469,63
9	0,141	53	84,89	21802,15
12	83,135	53	84,89	1526,05
14	1,038	15	12,84	668277,44
15	-	-	-	21004,50
17	-	-	-	226231,60
18	-	-	-	98755,89
20	-	-	-	840,05
21	-	-	-	95100,66

Tabela 3.5. Representação F-P na condição de referência para um ciclo combinado simples (KW).

	F0	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI	TOTAL
P0	0	665823,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	665823,4
P1	225203,11	0	0	0	0	0	0	0	0	179264,24	0	0	0	0	0	0	0	0	404467,4
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37573,69	0	0	0	0	0	0	0	37573,69
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64288,11	0	0	0	0	0	64288,11
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27820,82	0	0	0	0	27820,82
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	99802,84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	99802,84
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20670,25	0	20670,25
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	724,67	0	0	0	724,67
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96970,91	0	0	96970,91
PA	0	0	42595,01	75302,84	37510,96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23855,42	179264,2
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131189,76	0	0	0	0	0	0	131189,8
PC	0	0	0	0	0	109737,03	20670,25	0	0	0	0	0	0	0	782,48	0	0	0	131189,8
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93616,08	0	0	0	0	0	0	0	93616,08
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29327,97	0	0	0	0	0	29327,97
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1507,15	0	0	0	0	1507,15
PG	96135,03	0	0	0	0	0	0	835,88	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	96970,91
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	321338,1	665823	42595	75302,8	37511	109737	20670,3	835,9	99802,84	179264,2	131190	131190	93616,1	29328	1507	96970,9	20670,3	23855,4	

Tabela 3.6. Representação P-R na condição de referência para um ciclo combinado simples (KW).

	R0	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI	TOTAL
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	2901,52	6364,75	5599,35	5740,37	0	64,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20670,2529
PI	23855,42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23855,4198
TOTAL	23855,4	0	2901,5	6364,8	5599,4	5740,4	0	64,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 3.7. Produto e Insumo total do ciclo combinado simples para a condição de referência.

Equipamento	Descrição	Insumo Total [kW]	Produto Total [kW]	Irreversibilidade [kW]	Consumo exergético unitário [kW/kW]
0	AMBIENTE	665823,40	321338,13	-	-
1	TURBINA A GÁS	404467,35	665823,40	261356,06	1,646
2	SPHT1	37573,69	42595,01	5021,33	1,134
3	EVAP1	64288,11	75302,84	11014,74	1,171
4	ECON1	27820,82	37510,96	9690,14	1,348
5	ST1	99802,84	109737,03	9934,19	1,100
6	COND1	20670,25	20670,25	0,00	1
7	PUMP1	724,67	835,88	111,21	1,153
8	GERADOR ELÉTRICO	96970,91	99802,84	2831,94	1,029
A	BIFURCAÇÃO	179264,24	179264,24	0,00	1
B	JUNÇÃO	131189,76	131189,76	0,00	1
C	BIFURCAÇÃO	131189,76	131189,76	0,00	1
D	JUNÇÃO	93616,08	93616,08	0,00	1
E	JUNÇÃO	29327,97	29327,97	0,00	1
F	JUNÇÃO	1507,15	1507,15	0,00	1
G	BIFURCAÇÃO	96970,91	96970,91	0,00	1
H	BIFURCAÇÃO	20670,25	20670,25	0,00	1
I	BIFURCAÇÃO	23855,42	23855,42	0,00	1
TOTAL				299959,60	

Estas matrizes são obtidas, de igual jeito para a condição de teste (com falhas) (tabelas 3.8 e 3.9).

Tabela 3.8. Representação F-P na condição de teste para um ciclo combinado simples (KW).

	F0	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI	TOTAL
P0	0	668277,44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	668277,4
P1	226231,6	0	0	0	0	0	0	0	0	179732,36	0	0	0	0	0	0	0	0	405964
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37595,78	0	0	0	0	0	0	0	37595,78
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	64413,19	0	0	0	0	0	64413,19
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	27934,6	0	0	0	0	27934,6
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	98755,89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98755,89
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21004,5	0	21004,5
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	728,4	0	0	0	728,4
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95940,72	0	0	95940,72
PA	0	0	42612,93	75423,46	37637,34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24058,62	179732,4
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131469,63	0	0	0	0	0	0	131469,6
PC	0	0	0	0	0	109667,47	21004,5	0	0	0	0	0	0	0	797,65	0	0	0	131469,6
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93873,84	0	0	0	0	0	0	0	93873,84
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29460,66	0	0	0	0	0	29460,66
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1526,05	0	0	0	0	1526,05
PG	95100,66	0	0	0	0	0	0	840,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95940,72
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	321332,3	668277,4	42612,9	75423,5	37637,3	109667,5	21005	840,1	98755,9	179732,4	131469,6	131469,6	93873,8	29460,66	1526,1	95940,7	21005	24058,6	

Tabela 3.9. Representação P-R na condição de teste para um ciclo combinado simples (KW).

	R0	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI	TOTAL
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	2867,29	6292,35	5545,09	6235,95	0	63,81	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21004,5
PI	24058,62	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24058,6
TOTAL	24058,6	0	2867,3	6292,4	5545,1	6236	0	63,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	

Tabela 3.10. Produto e Insumo total do ciclo combinado simples para a condição de teste.

Equipamento	Descrição	Insumo Total [kW]	Produto Total [kW]	Irreversibilidade [kW]	Consumo exergético unitário [kW/kW]
0	AMBIENTE	321332,26	668277,44	-	-
1	TURBINA A GÁS	668277,44	405963,95	262313,49	1,646
2	SPHT1	42612,93	37595,78	5017,15	1,133
3	EVAP1	75423,46	64413,19	11010,27	1,171
4	ECON1	37637,34	27934,6	9702,73	1,347
5	ST1	109667,47	98755,89	10911,58	1,11
6	COND1	21004,5	21004,5	0,00	1
7	PUMP1	840,05	728,4	111,66	1,153
8	GERADOR ELÉTRICO	98755,89	95940,72	2815,17	1,029
A	BIFURCAÇÃO	179732,36	179732,36	0	1
B	JUNÇÃO	131469,63	131469,63	0	1
C	BIFURCAÇÃO	131469,63	131469,63	0	1
D	JUNÇÃO	93873,84	93873,84	0	1
E	JUNÇÃO	29460,66	29460,66	0	1
F	JUNÇÃO	1526,05	1526,05	0	1
G	BIFURCAÇÃO	95940,72	95940,72	0	1
H	BIFURCAÇÃO	21004,5	21004,5	0	1
I	BIFURCAÇÃO	24058,62	24058,62	0	1
TOTAL				301882,06	

4. Obtenção da matriz $\langle KP \rangle$ e matriz $\langle KR \rangle$. As matrizes $\langle KP \rangle$ e $\langle KR \rangle$ são matrizes de $(n \times n)$ cujos elementos correspondem aos consumos exergéticos unitários ou coeficientes técnicos de distribuição, $k_{ij} = F_{ij}/P_j$ dos produtos e $\theta_{ij} = R_{ij}/P_j$ dos resíduos, respectivamente. Após obter a matriz F-P-R para cada condição (Referência e teste) formula-se a nova matriz para obter os consumos exergéticos locais de cada equipamento, e assim, o consumo exergético total por equipamento associado a seu produto ou resíduo respectivamente (vetor linha resultante e que representa a eficiência de cada componente), obtido como o somatório total dos elementos de cada fileira na matriz respectiva. Isso se realiza para a condição de referência e para a condição de teste. A matriz é obtida dividindo cada elemento da linha insumo ou resíduo (conforme o caso) de cada equipamento, entre o produto total desse mesmo equipamento. Nas tabelas de 3.11 a 3.14

Tabela 3.14. Matriz $\langle \mathbf{KR} \rangle$ para a condição de teste.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0,0763	0,0977	0,1985	0,0631	0	0,0876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0,0000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
KD	0,0000	0,0763	0,0977	0	0	0	0,0876	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

6. Cálculo do operador produto $|P\rangle$. O cálculo deste operador é realizado de acordo com a equação (3.26) tanto para a condição de referência como para a condição de teste (ver tabelas 3.15 e 3.16)
7. Cálculo do operador de irreversibilidade $|I\rangle$. Este cálculo é realizado de acordo com a equação (3.24) para a condição de referência e a condição de teste (ver tabelas 3.17 e 3.18)

A partir da matriz do operador $|I\rangle$, são obtidos os coeficientes de irreversibilidade, $\phi_{i,j}$, que representam as irreversibilidades geradas pelo componente j para obter uma unidade de produto do componente i , os quais aparecem também na equação de disfunções (3.27).

$$DF_i = \sum_{j,h=1}^n (\phi_{ih} - \psi_{ih})(MF_{hj}^k + MF_{hj}^r) \quad (3.27)$$

Estes coeficientes são obtidos para calcular de maneira alternativa os custos exergéticos unitários dos produtos de cada componente, de acordo com a equação (3.28)

$$k_{p,i}^* = 1 + \sum_{j=1}^n (\phi_{ji} - \psi_{ji}) \quad (3.28)$$

Os coeficientes de irreversibilidade aparecem na última fileira das tabelas 3.17 e 3.18 como o somatório das colunas de cada componente.

8. Cálculo do operador de resíduo \mathbf{R} . Este cálculo é feito de acordo com a equação (3.25) tanto para a condição de referência como para a condição de teste. De maneira similar ao cálculo dos coeficientes de irreversibilidade são calculados os coeficientes de resíduos ψ_{ji} , os quais representam os resíduos gerados pela componente j para obter uma unidade de produto da componente i . Nas tabelas 3.19 e 3.20 mostram-se as matrizes do operador \mathbf{R} para as condições de referência e teste, respectivamente.

Tabela 3.15. Resultado da matriz do operador $|P\rangle$ para a condição de referência.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	1	1,239	1,306	1,622	1,571	1,358	1,985	1,617	1	1,358	1,358	1,405	1,624	1,659	1,617	1,358	1
P2	0	1,025	0,033	0,066	0,38	0,328	0,48	0,391	0	0,328	0,328	0,048	0,083	0,401	0,391	0,328	0
P3	0	0,043	1,056	0,113	0,65	0,562	0,821	0,669	0	0,562	0,562	0,77	0,143	0,686	0,669	0,562	0
P4	0	0,019	0,024	1,049	0,281	0,243	0,355	0,289	0	0,243	0,243	0,333	1,01	0,297	0,289	0,243	0
P5	0	6E-04	7E-04	0,002	1,009	0,008	1,198	1,038	0	0,008	0,008	0,01	0,031	0,58	1,038	0,008	0
P6	0	0,087	0,112	0,228	0,209	1,131	0,348	0,215	0	0,131	0,131	0,148	0,228	0,235	0,215	1,131	0
P7	0	5E-04	6E-04	0,001	0,007	0,006	1,009	0,008	0	0,006	0,006	0,009	0,026	0,489	0,008	0,006	0
P8	0	6E-04	7E-04	0,002	0,008	0,007	1,164	1,009	0	0,007	0,007	0,01	0,03	0,564	1,009	0,007	0
PA	0	1,239	1,306	1,622	1,571	1,358	1,985	1,617	1	1,358	1,358	1,405	1,624	1,659	1,617	1,358	1
PB	0	0,089	0,114	0,231	1,326	1,146	1,676	1,365	0	1,146	1,146	0,169	0,291	1,401	1,365	1,146	0
PC	0	0,089	0,114	0,231	1,326	1,146	1,676	1,365	0	0,146	1,146	0,169	0,291	1,401	1,365	1,146	0
PD	0	0,063	0,081	0,165	0,946	0,818	1,196	0,974	0	0,818	0,818	1,121	0,208	1	0,974	0,818	0
PE	0	0,02	0,025	0,052	0,296	0,256	0,375	0,305	0	0,256	0,256	0,351	1,065	0,313	0,305	0,256	0
PF	0	0,001	0,001	0,003	0,015	0,013	0,019	0,016	0	0,013	0,013	0,018	0,055	1,016	0,016	0,013	0
PG	0	6E-04	7E-04	0,002	0,008	0,007	1,164	0,009	0	0,007	0,007	0,01	0,03	0,564	1,009	0,007	0
PH	0	0,087	0,112	0,228	0,209	0,131	0,348	0,215	0	0,131	0,131	0,148	0,228	0,235	0,215	1,131	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabela 3.16. Resultado da matriz do operador $|P\rangle$ para a condição de teste.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH
P1	1	1,237	1,303	1,616	1,59	1,355	2,007	1,637	1	1	1,355	1,402	1,619	1,666	1,637	1,355	1
P2	0	1,025	0,032	0,065	0,384	0,327	0,485	0,395	0	0	0,327	0,048	0,082	0,402	0,395	0,327	0
P3	0	0,043	1,055	0,111	0,658	0,561	0,83	0,677	0	1	0,561	0,768	0,141	0,689	0,677	0,561	0
P4	0	0,019	0,024	1,048	0,285	0,243	0,36	0,294	0	0	0,243	0,333	1,01	0,299	0,294	0,243	0
P5	0	6E-04	7E-04	0,002	1,009	0,008	1,198	1,038	0	0	0,008	0,01	0,031	0,576	1,038	0,008	0
P6	0	0,086	0,11	0,224	0,215	1,129	0,354	0,221	0	0	0,129	0,146	0,225	0,236	0,221	1,129	0
P7	0	5E-04	6E-04	0,001	0,007	0,006	1,009	0,008	0	0	0,006	0,009	0,026	0,485	0,008	0,006	0
P8	0	6E-04	7E-04	0,002	0,009	0,007	1,164	1,009	0	0	0,007	0,01	0,03	0,56	1,009	0,007	0
PA	0	1,237	1,303	1,616	1,59	1,355	2,007	1,637	1	1	1,355	1,402	1,619	1,666	1,637	1,355	1
PB	0	0,087	0,112	0,227	1,343	1,144	1,695	1,382	0	1	1,144	0,167	0,288	1,407	1,382	1,144	0
PC	0	0,087	0,112	0,227	1,343	1,144	1,695	1,382	0	0	1,144	0,167	0,288	1,407	1,382	1,144	0
PD	0	0,062	0,08	0,162	0,959	0,817	1,21	0,987	0	1	0,817	1,119	0,206	1,005	0,987	0,817	0
PE	0	0,02	0,025	0,051	0,301	0,256	0,38	0,31	0	0	0,256	0,351	1,065	0,315	0,31	0,256	0
PF	0	0,001	0,001	0,003	0,016	0,013	0,02	0,016	0	0	0,013	0,018	0,055	1,016	0,016	0,013	0
PG	0	6E-04	7E-04	0,002	0,009	0,007	1,164	0,009	0	0	0,007	0,01	0,03	0,56	1,009	0,007	0
PH	0	0,086	0,11	0,224	0,215	0,129	0,354	0,221	0	0	0,129	0,146	0,225	0,236	0,221	1,129	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabela 3.17. Resultado da matriz do operador $|I\rangle$ para a condição de referência.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0,646173	0,800265	0,843729	1,047784	1,014943	0,877178	1,282674	1,044583	0,646173	0,877178	0,877178	0,908047	1,049036	1,07215	1,044583	0,877178	0,646173
P2	0	0,137027	0,004342	0,008828	0,05075	0,043861	0,064137	0,052232	0	0,043861	0,043861	0,006469	0,011129	0,05361	0,052232	0,043861	0
P3	0	0,00743	0,180859	0,019364	0,111325	0,096214	0,140691	0,114576	0	0,096214	0,096214	0,131848	0,024413	0,117599	0,114576	0,096214	0
P4	0	0,006536	0,00838	0,365341	0,097937	0,084643	0,123772	0,100797	0	0,084643	0,084643	0,115992	0,351883	0,103457	0,100797	0,084643	0
P5	0	0,000058	0,000074	0,000151	0,100404	0,000748	0,11926	0,103336	0	0,000748	0,000748	0,001025	0,00311	0,057732	0,103336	0,000748	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0,000075	0,000096	0,000196	0,001124	0,000971	0,154884	0,001157	0	0,000971	0,000971	0,001331	0,004038	0,074976	0,001157	0,000971	0
P8	0	0,000016	0,000021	0,000043	0,000247	0,000213	0,033998	0,029458	0	0,000213	0,000213	0,000292	0,000886	0,016458	0,029458	0,000213	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\emptyset_{l,h}$	0,64617	0,95141	1,0375	1,44171	1,37673	1,10383	1,9194	1,44614	0,64617	1,10383	1,10383	1,165	1,4445	1,49598	1,44614	1,10383	0,64617

Tabela 3.18. Resultado da matriz do operador $|I\rangle$ para a condição de teste.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0,6461	0,7992	0,8421	1,0444	1,0276	0,8755	1,2965	1,0577	0,6461	0,8755	0,8755	0,9061	1,046	1,0765	1,0577	0,8755	0,6461
P2	0	0,1368	0,0043	0,0087	0,0513	0,0437	0,0647	0,0528	0	0,0437	0,0437	0,0064	0,011	0,0537	0,0528	0,0437	0
P3	0	0,0073	0,1803	0,019	0,1125	0,0958	0,1419	0,1158	0	0,0958	0,0958	0,1313	0,0241	0,1178	0,1158	0,0958	0
P4	0	0,0064	0,0083	0,3641	0,0991	0,0845	0,1251	0,102	0	0,0845	0,0845	0,1157	0,3506	0,1038	0,102	0,0845	0
P5	0	0,0001	0,0001	0,0002	0,1115	0,0008	0,1324	0,1147	0	0,0008	0,0008	0,0011	0,0035	0,0636	0,1147	0,0008	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0,0001	0,0001	0,0002	0,0011	0,001	0,1547	0,0012	0	0,001	0,001	0,0013	0,004	0,0744	0,0012	0,001	0
P8	0	0	0	0	0,0003	0,0002	0,0342	0,0296	0	0,0002	0,0002	0,0003	0,0009	0,0164	0,0296	0,0002	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\emptyset_{l,h}$	0,646	0,9498	1,035	1,437	1,403	1,1	1,95	1,474	0,646	1,1	1,1	1,162	1,44	1,506	1,474	1,1	0,646

Tabela 3.19. Resultados da matriz do operador $|R\rangle$ para a condição de referência.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0,0873	0,112	0,2276	0,2089	0,1308	0,3483	0,215	0	0,1308	0,1308	0,1483	0,228	0,2354	0,215	0,1308	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\psi_{i,h}$	0	0,087	0,11	0,228	0,2089	0,131	0,3483	0,22	0	0,131	0,131	0,148	0,228	0,235	0,22	0,131	0

Tabela 3.20. Resultados da matriz do operador $|R\rangle$ para a condição de teste.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0,0861	0,1103	0,2241	0,2146	0,129	0,3536	0,2209	0	0,129	0,129	0,1462	0,2247	0,2362	0,2209	0,129	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\psi_{i,h}$	0	0,086	0,11	0,224	0,215	0,13	0,354	0,2209	0	0,13	0,13	0,146	0,225	0,2362	0,2209	0,13	0

9. Obtenção do custo exergético unitário dos produtos de cada componente e o impacto dos resíduos no custo dos produtos. A obtenção do custo exergético unitário dos produtos de cada componente se realiza de acordo com a equação (3.28) e o impacto dos resíduos no custo dos produtos se calcula dividindo o custo exergético unitário entre o coeficiente dos resíduos de cada componente ψ_{ji} . A tabela 3.21 mostra os resultados destas operações, tanto na condição de teste como para a condição de referência.

Tabela 3.21. Resultado do cálculo do $k_{p,i}^*$ e do impacto dos resíduos no custo dos produtos de cada componente.

Equipamento	Descrição	Referência		Teste	
		$k_{p,i}^*$	Impactos de resíduos	$k_{p,i}^*$	Impactos de resíduos
0	ENTORNO	-	-	-	-
1	TURBINA A GÁS	1,646	0,000	1,646	0,000
2	SPHT1	2,039	0,043	2,036	0,042
3	EVAPI	2,150	0,052	2,145	0,051
4	ECON1	2,669	0,085	2,661	0,084
5	ST1	2,586	0,081	2,618	0,082
6	COND1	2,235	0,059	2,231	0,058
7	PUMP1	3,268	0,107	3,303	0,107
8	GERADOR ELÉTRICO	2,661	0,081	2,695	0,082
A	BIFURCAÇÃO	1,646	0,000	1,646	0,000
B	JUNÇÃO	2,235	0,059	2,231	0,058
C	BIFURCAÇÃO	2,235	0,059	2,231	0,058
D	JUNÇÃO	2,313	0,064	2,308	0,063
E	JUNÇÃO	2,673	0,085	2,665	0,084
F	JUNÇÃO	2,731	0,086	2,742	0,086
G	BIFURCAÇÃO	2,661	0,081	2,695	0,082
H	BIFURCAÇÃO	2,235	0,059	2,231	0,058
I	BIFURCAÇÃO	1,646	0,000	1,646	0,000

Diagnóstico termoeconômico.

Usando as matrizes obtidas na análise termoeconômica procede-se para realizar a comparação das condições de referência e de teste para a obtenção de diagnóstico termoeconômico

10. Matrizes dos $\Delta\langle KP \rangle$ e $\Delta\langle KR \rangle$. De acordo com as equações das anomalias internos e externos, isso é, as anomalias devidos às irreversibilidades e os resíduos respectivamente, é necessário obter as matrizes das diferenças nos consumos e nos resíduos das condições de referência e na condição de teste. Estas matrizes são apresentadas na tabela 3.22 e 3.23. Na última linha destas tabelas é apresentado o vetor resultante dos deltas dos consumos entre os estados termodinâmicos, o qual corresponde efetivamente aos $\Delta\langle KP \rangle$ e $\Delta\langle KR \rangle$.

11. Matriz de Anomalias. Após a obtenção dos $\Delta\langle KP \rangle$ e $\Delta\langle KR \rangle$, de acordo com as equações (3.29) e (3.30), se multiplica o elemento de cada componente pelo produto total de cada componente na condição de referência para obter o valor das anomalias devidas à variação provocada no sistema (variação da eficiência da turbina de vapor 1%). Os resultados da matriz de anomalias se mostram na tabela 3.24 e 3.25, na última linha mostram-se o total das anomalias de cada equipamento.

$$MF_{ji}^k = \sum_{j=0}^n \Delta\kappa_{ji} P_i^0 \quad (3.29)$$

$$MF_{ji}^r = \sum_{j=0}^n \Delta\theta_{ji} P_i^0 \quad (3.30)$$

Tabela 3.22. Matriz de $\Delta\langle KP \rangle$.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P0	-2,40E-05	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,00044	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,00055	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,00041	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0,00014	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0,0035	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	-0,00019	-0,0004	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0,01095	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00351	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000442	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,000553	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00041	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	-0,00017	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta\langle KP \rangle$	-2,00E-05	-0,0002	-0,0004	-0,001	0,011	0	-0,0002	0,0001	0	6,00E-17	0	-1,00E-16	-4,00E-17	0	0	0	0

Tabela 3.23. Matriz de $\Delta\langle KR \rangle$.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	-0,001	-0,00132	-0,00276	0,00563	0	-0,0011	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\Delta\langle KR \rangle$	0	-0,001	-0,001	-0,0028	0,0056	0	-0,001	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.24. Matriz de anomalias pela variação de KP.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P0	-9,5976	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-57,9375	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-51,7898	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12,0318	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	13,463	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-5,295	-340,69	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	-7,1228	-25,8429	-26,9284	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	1093,0679	0	0	0	0	0	0	0	0	5,295	340,693	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	57,9375	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	51,7898	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12,03183	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	-0,1264	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum MF_i$	-9,598	-7,123	-25,843	-26,9284	1093,068	0	-0,126	13,46	0	7,28E-12	0	-1,00E-11	-1,20E-12	0	0	0	0

Tabela 3.25. Matriz de anomalias pela variação de KR.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	-35,9128	-84,6178	-76,8383	561,6900	0	-0,7774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum MF_i$	0	-35,9128	-84,6178	-76,8383	561,6900	0	-0,7774	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

12. Soma dos operadores $|I\rangle$ e $|R\rangle$. De acordo com as equações (3.27) e (3.31) é necessário realizar a soma dos operadores de irreversibilidade e de resíduos na condição de teste. Este resultado é apresentado na tabela 3.26

$$DF = (|I\rangle + |R\rangle)(\langle KP\rangle + \langle KR\rangle)P^0 \quad (3.31)$$

13. Matriz de disfunções. A matriz de disfunções é obtida realizando a multiplicação da matriz resultante da soma dos operadores $|I\rangle$ e $|R\rangle$ (tabela 3.26) com a matriz de anomalias da tabela 3.24 e 3.25 de acordo com a equação (3.31)

Na última linha das matrizes de disfunções apresenta-se o somatório das disfunções de cada componente devidas aos produtos e aos resíduos. Estes resultados são apresentados na tabela 3.27 e 3.28.

Tabela 3.26. Matriz da soma dos operadores $|I\rangle$ e $|R\rangle$.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0,646	0,799	0,842	1,044	1,028	0,876	1,297	1,058	0,646	0,876	0,876	0,906	1,046	1,077	1,058	0,876	0,646
P2	0	0,137	0,004	0,009	0,051	0,044	0,065	0,053	0	0,044	0,044	0,006	0,011	0,054	0,053	0,044	0
P3	0	0,007	0,18	0,019	0,113	0,096	0,142	0,116	0	0,096	0,096	0,131	0,024	0,118	0,116	0,096	0
P4	0	0,006	0,008	0,364	0,099	0,085	0,125	0,102	0	0,085	0,085	0,116	0,351	0,104	0,102	0,085	0
P5	0	1E-04	1E-04	2E-04	0,112	8E-04	0,132	0,115	0	8E-04	8E-04	0,001	0,004	0,064	0,115	8E-04	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	1E-04	1E-04	2E-04	0,001	0,001	0,155	0,001	0	0,001	0,001	0,001	0,004	0,074	0,001	0,001	0
P8	0	0	0	0	3E-04	2E-04	0,034	0,03	0	2E-04	2E-04	3E-04	9E-04	0,016	0,03	2E-04	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0,086	0,11	0,224	0,215	0,129	0,354	0,221	0	0,129	0,129	0,146	0,225	0,236	0,221	0,129	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela 3.27. Matriz de disfunções dos produtos.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0	-4,6024221	-16,69840717	-17,3997626	957,015088	0	-0,1336589	13,83396	0	6,197502	0	10,56068	0,386297	-2,2293	-143,435	0	0
P2	0	0	0	0	47,7339705	0	-0,00666663	0,69001	0	-7,5551	0	0,348795	0,541724	-0,11119	-7,15424	0	0
P3	0	0	0	0	104,753479	0	-0,01463011	1,514245	0	7,183047	0	-8,08709	1,188828	-0,24402	-15,7002	0	0
P4	0	0	0	0	92,3133042	0	-0,01289269	1,334418	0	6,330012	0	17,73126	-3,13146	-0,21504	-13,8357	0	0
P5	0	0	0	0	0,90899719	0	-0,01449897	1,500671	0	0,062331	0	0,174597	0,763593	-0,69666	-44,8237	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	1,06230681	0	-0,00014836	0,015356	0	0,072843	0	0,204045	0,892379	-0,81416	-52,3836	0	0
P8	0	0	0	0	0,23451995	0	-0,00374071	0,00339	0	0,016081	0	0,045046	0,197006	-0,17974	-11,5645	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	141,029819	0	-0,02791013	2,888752	0	3,482217	0	5,927357	0,145771	-1,18933	-76,5222	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum DF_i$	0	-4,602422	-16,6984072	-17,399763	1345,0515	0	-0,214147	21,781	0	15,7889	0	26,90469	0,98414	-5,6794	-365,42	0	0

Tabela 3.28. Matriz de disfunções dos resíduos.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P1	0	-31,44279	-74,0855083	-67,27436	491,77718	0	-0,6806767	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	-1,568302	-3,69523481	-3,3555085	24,528848	0	-0,0339508	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	-3,441682	-8,10929192	-7,3637535	53,829214	0	-0,0745059	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	-3,032959	-7,14625939	-6,4892587	47,436636	0	-0,0656578	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	-0,029865	-0,07036829	-0,0638989	0,4671024	0	-0,0006465	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	-0,034902	-0,08223647	-0,074676	0,545883	0	-0,0007556	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	-0,007705	-0,01815492	-0,0164858	0,1205118	0	-0,0001668	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	-4,633543	-10,917556	-9,9138361	72,470379	0	-0,1003074	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum DF_i^0$		-44,1917	-104,1246	-94,5518	691,176	0	-0,9567	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Finalmente as anomalias são somados com as disfunções para obter o desvio no consumo de combustível. Estes resultados do diagnóstico são mostrados na Tabela 3.29 e visualizados na Figura 3.4 onde é apresentada a distribuição de anomalias pela variação de KP devido a um desvio causado no sistema. Na figura 3.4, pode-se ver que a anomalia ocorre principalmente na turbina de vapor (3691 KW), como se esperava.

Tabela 3.29. Resultados do diagnóstico termoeconômico por variação de 1% na eficiência da turbina de vapor.

Diagnostico					
Equipamento	Descrição	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
0	ENTORNO				
1	GT1	-9,598	0	0	0
2	SPHT1	-7,123	-35,913	-4,602	-44,192
3	EVAP1	-25,843	-84,618	-16,698	-104,125
4	ECON1	-26,928	-76,838	-17,400	-94,552
5	ST1	1093,068	561,690	1345,051	691,176
6	COND1	0	0	0	0
7	PUMP1	-0,126	-0,777	-0,214	-0,957
8	GE	13,463	0	21,781	0
A	BIFURCAÇÃO	0	0	0	0
B	JUNÇÃO	7,283E-12	0	15,789	0
C	BIFURCAÇÃO	0	0	0	0
D	JUNÇÃO	-1,040E-11	0	26,905	0
E	JUNÇÃO	-1,220E-12	0	0,984	0
F	JUNÇÃO	0	0	-5,679	0
G	BIFURCAÇÃO	0	0	-365,419	0
H	BIFURCAÇÃO	0	0	0	0
I	BIFURCAÇÃO	0	0	0	0
	Total	1036,913	363,544	1000,497	447,351
TOTAL		1400,456417		1447,847853	

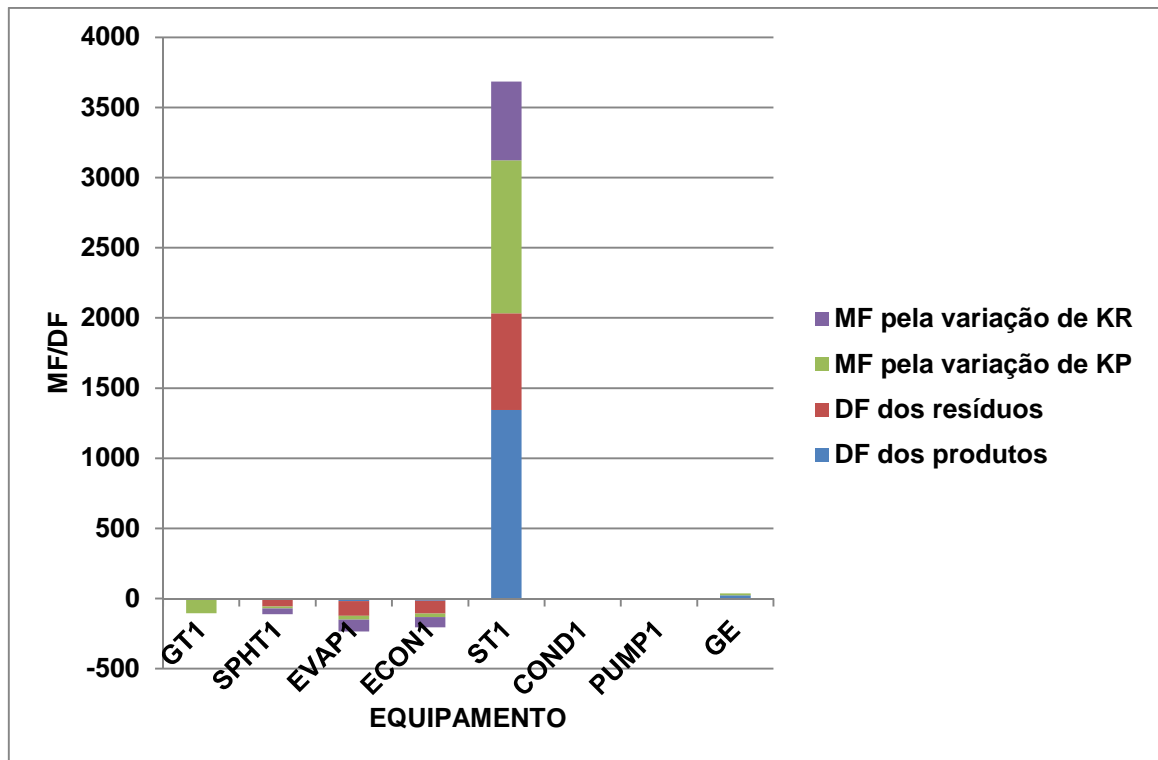


Figura 3.4. Gráfico de Anomalias/Disfunções pela variação de KP.

3.5. Aplicação da Metodologia do Impacto no Combustível com Várias Anomalias para um Caso Simples

Agora, além da anomalia na turbina a vapor (diminuição de 1% na sua eficiência), a temperatura ambiente passou de 15 para 20 °C. Adicionalmente é inserido uma anomalias no evaporador, correspondente a um *fouling factor* de 5 m²-K-sec/kJ (a efetividade passa de 94,5% para 90,5%)

A Tabela 3.30 apresenta os resultados da aplicação da fórmula do impacto no consumo de combustível para esta nova condição de teste. Na figura 3.5 fica evidente que na presença de várias anomalias é difícil identificar os equipamentos com anomalias intrínsecas devido à presença também de anomalias induzidas.

Tabela 3.30. Resultados do diagnóstico termoeconômico por variação de 1% na eficiência da turbina de vapor, *fouling factor* de 5 m²-K-sec/kJ no evaporador e temperatura ambiente de 20 °C.

Diagnostico					
Equipamento	Descrição	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
0	ENTORNO				
1	GT1	4764,97	0,00	0,00	0,00
2	SPHT1	-3715,31	-2079,57	-2442,97	-2468,04
3	EVAP1	216,97	650,49	142,67	772,00
4	ECON1	-10,00	444,53	-6,57	527,57
5	ST1	1097,00	1146,87	1301,92	1361,10
6	COND1	0,00	0,00	0,00	0,00
7	PUMP1	-0,09	5,11	-0,15	6,07
8	GE	10,09	0,00	15,93	0,00
A	BIFURCAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
B	JUNÇÃO	0,00	0,00	-55,82	0,00
C	BIFURCAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
D	JUNÇÃO	0,00	0,00	759,25	0,00
E	JUNÇÃO	0,00	0,00	-0,12	0,00
F	JUNÇÃO	0,00	0,00	3,41	0,00
G	BIFURCAÇÃO	0,00	0,00	220,24	0,00
H	BIFURCAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
I	BIFURCAÇÃO	0,00	0,00	0,00	0,00
	Total	2363,62	167,43	-62,22	198,70
TOTAL		2531,05		136,49	

Por exemplo, na Figura 3.5 existem anomalias em todos os equipamentos (GT1, ST1, EVAP1, COND1, PUMP1 e GE), incluindo uma anomalia com valor negativo no superaquecedor (SPHT1) (10706 KW). Além disso, a turbina a gás apresenta uma anomalia considerável (4765 KW), quando este dispositivo não apresenta anomalias na simulação escolhida.

As matrizes do diagnóstico termoeconômico deste exemplo são apresentadas no anexo

A

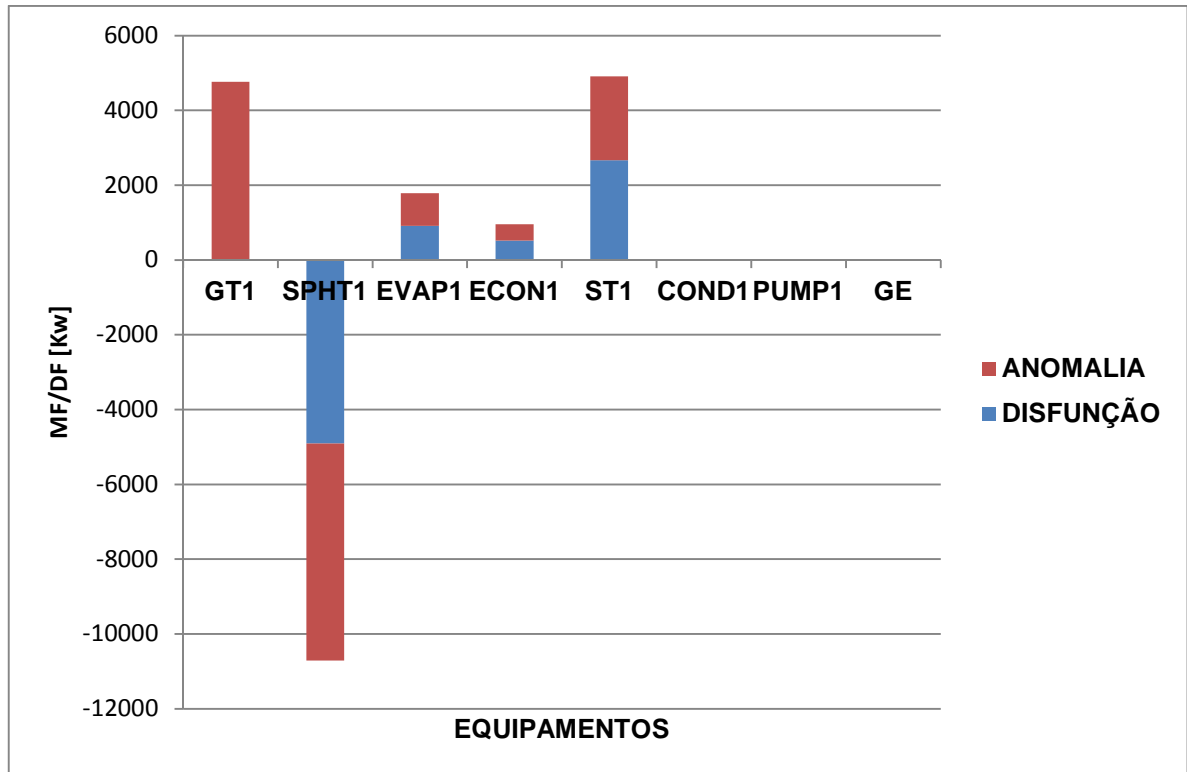


Figura 3.5. Gráfico de Anomalias/Disfunções com anomalias na turbina a vapor e no evaporador.

No capítulo 4 é descrito o sistema de diagnóstico desenvolvido nesta dissertação. Este sistema é baseado no método de diagnóstico termoeconômico, mas com as modificações que permitem a identificação de dispositivos com anomalias intrínsecas.

CAPÍTULO 4.

ESTUDO DE CASO: CICLO COMBINADO DA CENTRAL TERMELÉTRICA DE RATCHABURI

Foi desenvolvido um sistema de monitoramento e diagnóstico de desempenho para uma termelétrica de ciclo combinado mediante uma série de modelos computacionais usando o software comercial GateCycle 5.51TM e complementado com o uso de planilha de cálculo no Excel. Este sistema computacional permite o cálculo do desempenho da central termelétrica de Ratchaburi instalada na Tailândia cujos dados são obtidos do simulador de centrais de termelétricas de ciclo combinado, que se encontra no Laboratório para Treinamento de Operadores de Centrais Termelétricas do Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída-NEST/IEM/UNIFEI.

4.1. Ferramentas Utilizadas

As ferramentas utilizadas para o desenvolvimento do sistema de monitoração e diagnóstico são descritas a seguir

4.1.1. Características do simulador

O Laboratório de Treinamento de Operadores de Centrais Termelétricas fica na sala L.9.2.12 do campus da Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI, no prédio onde fica o Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída (NEST).

O Centro de Treinamento possui 08 estações de trabalho, cada uma com dois monitores, além de estações dedicadas à emulação de painel elétrico e controle das turbinas a gás e vapor. Esta configuração permite o treinamento simultâneo de até oito operadores, cada um deles operando a sua própria estação de controle, com integração total do usuário aos procedimentos operacionais, ampliando a sua capacidade de aprendizagem (Figura 4.1).



Figura 4.1. Laboratório para treinamento de operadores de centrais termelétricas.

A central termelétrica utilizada como referência no simulador é do tipo ciclo combinado multi-eixos, com duas turbinas a gás e uma turbina a vapor (Figura 4.2). Além disto, por possuir dampers de bypass das caldeiras de recuperação, pode ser operada em ciclo simples, isto é, somente com as turbinas a gás em funcionamento.

Os principais equipamentos da CCGT possuem as seguintes características:

- 2 Turbinas a gás GE, modelo MS9001 FA (225MW)
- Turbina a Vapor GE, modelo D-11 Steam (275MW)
- 3 Geradores resfriados a hidrogênio
- 2 Caldeiras de Recuperação com três níveis de pressão, queima suplementar e redução catalítica seletiva (SCR) para controle da emissão de NOx.

Uma representação do esquema térmico da CCGT de Ratchaburi estudada é apresentada na Figura 4.2.

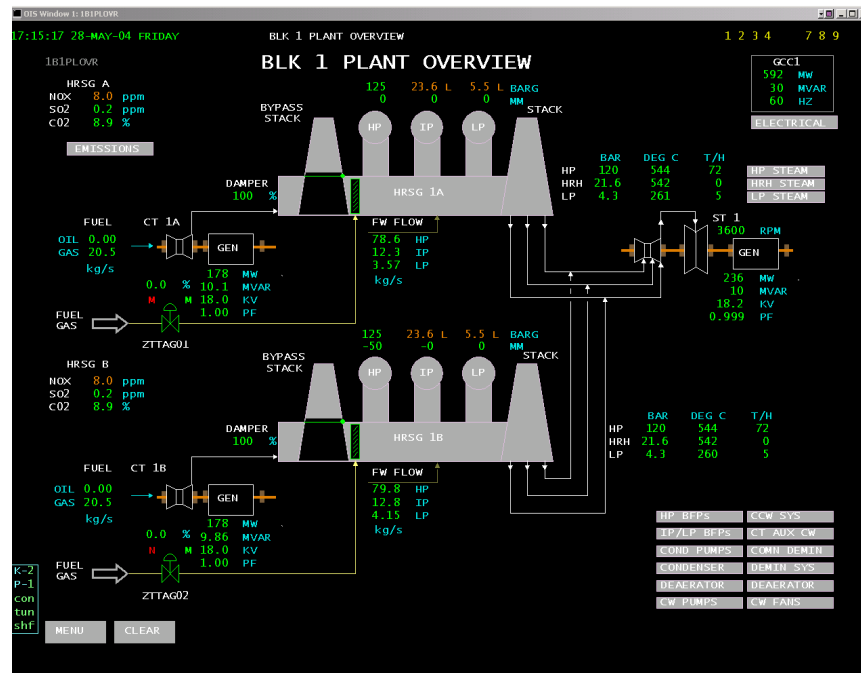


Figura 4.2. Esquema térmico do CCGT simulado no laboratório para treinamento de operadores de centrais termelétricas.

O simulador instalado foi configurado de forma a permitir a operação simultânea e independente de duas usinas termelétricas de ciclo combinado. Para operação de cada uma das usinas estão disponíveis as estações de controle descritas abaixo:

Consoles INFI90 (ABB/Bailey Emulator Stations)

- Quantidade 04.
- Dotadas de múltiplas telas com emulação gráfica de alta fidelidade
- Possuem atualização dinâmica
- Permitem a interface com todos os sistemas de controle
- Possuem telas específicas para geração de alarmes
- Permitem o acompanhamento de variáveis fundamentais através de suas curvas de tendência (trends)

Console GE Mark V (GT e ST)

- Quantidade 01.

- Dotadas de múltiplas telas com emulação gráfica de alta fidelidade
- Dedicados a operação e controle das turbinas a gás e a vapor.

Console com painel elétrico

- Quantidade 01.
- Painel elétrico emulado, com múltiplas telas, que reproduzem o painel instalado na sala de controle da usina real.
- Permite a operação de determinados controles não incluídos no DCS da usina, bem como visualização geral de parâmetros elétricos fundamentais.

Estação de controle do instrutor

- Quantidade 01.
- Permite a operação do simulador, controlando todos os processos e gerando os cenários que serão estudados pelos operadores.
- Permite o carregamento de condição iniciais.
- Possibilita o salvamento de cenários para análises futuras.
- Permite a introdução de problemas (anomalias) nos equipamentos da central termelétrica.

Exemplos de telas do DCS do simulador são apresentados nas Figuras 4.3 e 4.4.

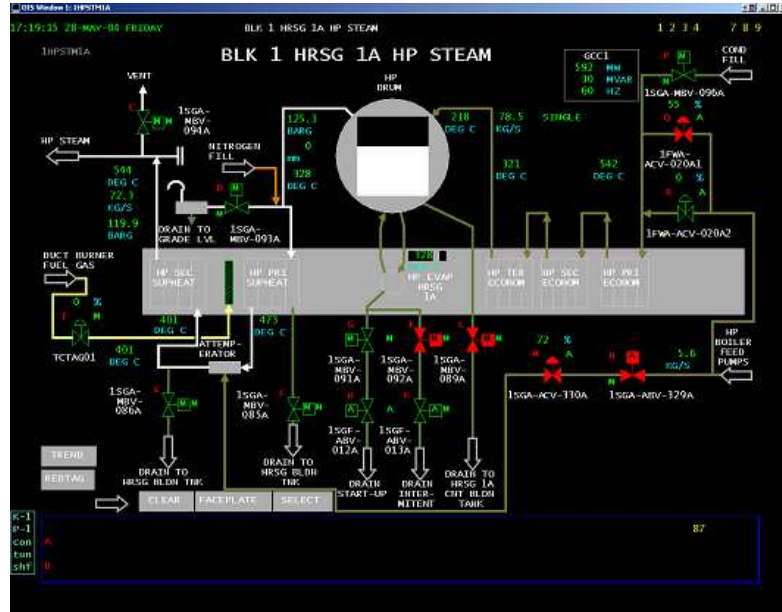


Figura 4.3. Tubulão de alta pressão

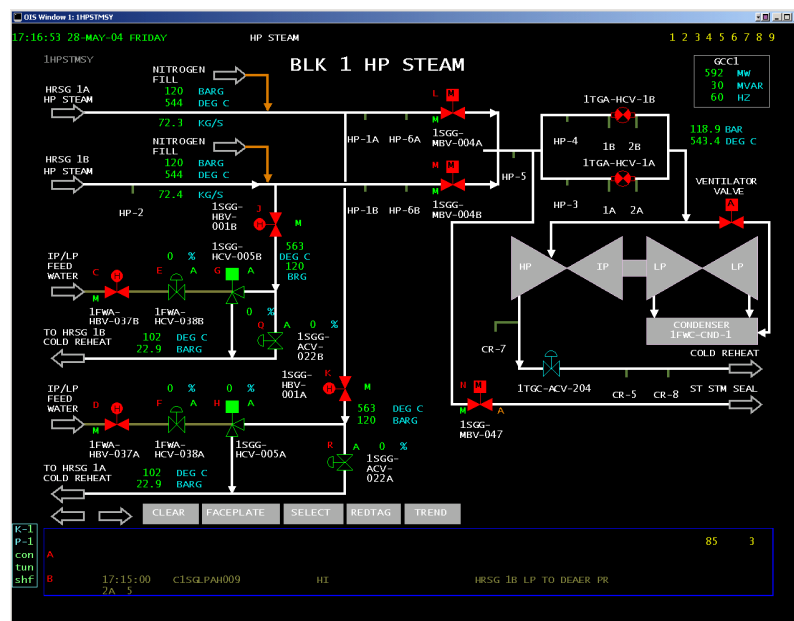


Figura 4.4. Sistema de vapor de alta pressão

4.1.2. O software GateCycle.

O GateCycle™ é um software comercial (ver Figura 4.5) que pode ser usado para realizar uma análise detalhada do comportamento, em regime permanente, de sistemas

térmicos de potência, tanto no ponto de projeto (*design point*) quanto fora deste (*off design*). O GateCycle™ pode executar uma variedade de análises, tais como:

- Análise termodinâmica de sistemas de potência, fornecendo informações sobre o desempenho operacional em várias condições de operação de plantas, a eficiência do ciclo e a potência gerada.
- Verificação das declarações feitas pelos vendedores sobre o desempenho de centrais elétricas em conjunto ou um equipamento individual.
- Simular o funcionamento dos sistemas existentes na operação fora do seu ponto de projeto.
- Prever o efeito das mudanças propostas ou melhorias de instalações existentes.
- Análise de projetos avançados de turbinas a gás, incluindo os projetos que são totalmente integrados com ciclo combinado.

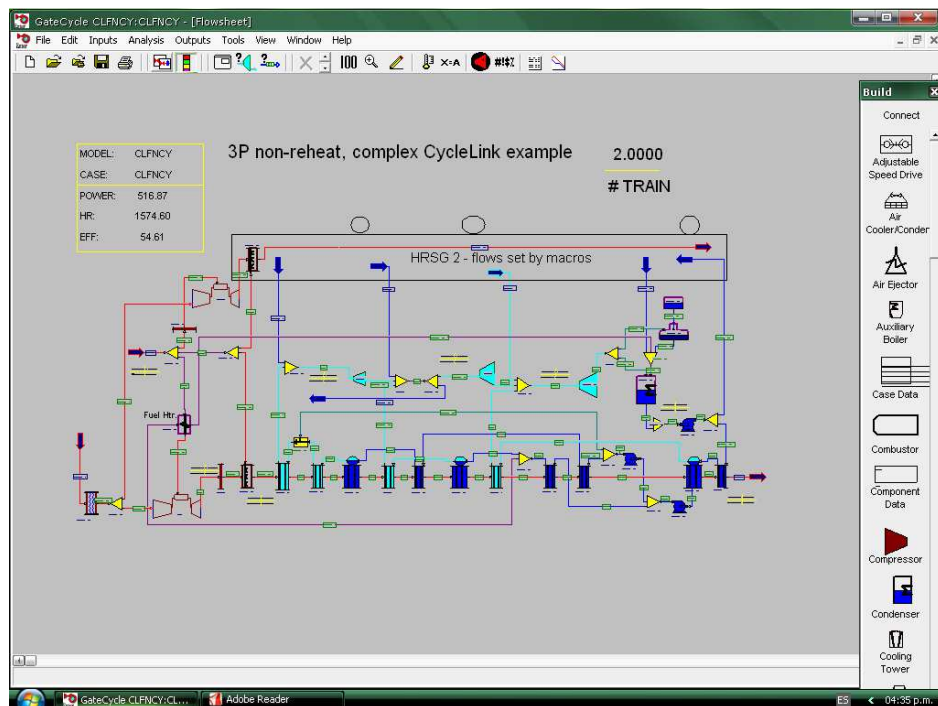


Figura 4.5. Tela do GateCycle mostrando um complexo ciclo combinado.

4.1.3. CycleLink

O complemento do GateCycle™ para o Microsoft Excel chamado CycleLink permite exportar os dados produzidos por cada modelo de GateCycle para o Excel e, inversamente

trazer dados do Excel para o GateCycle. Por exemplo, dados de temperatura, fluxo e pressão que se originam no modelo para a condição de teste podem ser levados ao Excel. Estes mesmos dados tornam-se então as entradas de modelos individuais. O CycleLink com o Excel permite manipular os dados, fazer estudos paramétricos ou utilizar esses dados para gerar gráficos.

4.1.4. SteamTable.

O GateCycle é um software cujo objetivo principal é a realização de balanço de massa e energia para os sistemas térmicos. Sob esta premissa as únicas propriedades termodinâmicas que fornece o GateCycle são a massa e a entalpia. No entanto o diagnóstico termoeconômico desenvolvido neste trabalho baseia a sua fundamentação no conceito de exergia, que é uma combinação de outras propriedades além da entalpia.

O complemento para Excel chamado SteamTable é usado para calcular as demais propriedades da água e do vapor para que então se calcule a exergia.

Para calcular a exergia do ar e dos gases de saída das turbinas a gás foram utilizadas as equações apresentadas por Lozano e Valero (1986) e a tabela para o cálculo de C_p apresentada em Verda et al. (2004), as quais foram programadas usando uma função em Visual Basic para o Excel (ver anexo B).

4.2. Descrição da Central de Ciclo Combinado em Estudo

A central termelétrica de ciclo combinado de Ratchaburi possui uma potência líquida de 712 MW, eficiência de 58% e pode utilizar como combustível gás natural ou óleo diesel. Cada uma de suas Turbinas a Gás tem uma potência de 225 MW e a Turbina a Vapor uma potência de 275 MW. Os três níveis de pressão da HRSG são: 140, 27 e 7 bar.

Os principais dados de operação da central para a condição de referência (plena carga sem queima suplementar) são apresentados na Tabela 4.1 e nas Figuras 4.6 e 4.7 são apresentadas as configurações para a planta geral e para uma das caldeiras de recuperação.

Tabela 4.1. Condições de Referência (plena carga sem queima suplementar) para o Ciclo Combinado do Simulador.

Variável	Valor	Unidade
Velocidade da Turbina	3600	rpm
Frequência	60	Hz
Pressão no tambor de baixa	20	bar
Pressão no tambor de meia	32,4	bar
Pressão no tambor de alta	146	bar
Pressão na entrada da turbina a vapor	126	bar
Fluxo mássico de vapor na entrada da turbina a vapor	150	kg/s
Temperatura na entrada da turbina a vapor	566	°C
Pressão no Condensador	0,09	bar
Pressão de reaquecimento	24,8	bar
Temperatura de reaquecimento (HRSG 1 e HRSG 2 Combinadas)	565	°C
Fluxo mássico de reaquecimento	174	kg/s
Pressão no Desaerador	2,03	bar
Temperatura final da água de alimentação que entra no economizador de meia e baixa	122	°C
Fluxo total de água de alimentação que entra ao Economizador de meia e baixa pressão	69	kg/s
Temperatura final da água de alimentação que entra no Economizador de alta pressão	124	°C
Fluxo total de água de alimentação que entra ao Economizador de alta Pressão	154	kg/s
Potência gerada pela Turbina a Gás 1	228	MW
Potência gerada pela Turbina a Gás 2	228	MW
Potência gerada pela turbina a vapor	269	MW
<i>Superheat Spray Flow</i>	0	kg/s
<i>Reheat Spray Flow</i>	0	kg/s
Fluxo mássico do combustível	43	kg/s
Fluxo total de ar (HRSG 1 e HRSG 2)	1179	kg/s
Temperatura dos gases na saída da Turbina 1	624	°C
Temperatura dos gases na saída da Turbina 2	624	°C
Temperatura dos gases na saída do preaquecedor de condensado 1	123	°C
Temperatura dos gases na saída do preaquecedor de condensado 2	123	°C
Conteúdo de Oxigênio nos gases de exaustão na HRSG 1 (Fração mássica)	9,1	%
Conteúdo de Oxigênio nos gases de exaustão na HRSG 2 (Fração mássica)	9,1	%
Combustível auxiliar (queima suplementar)	0	kg/s

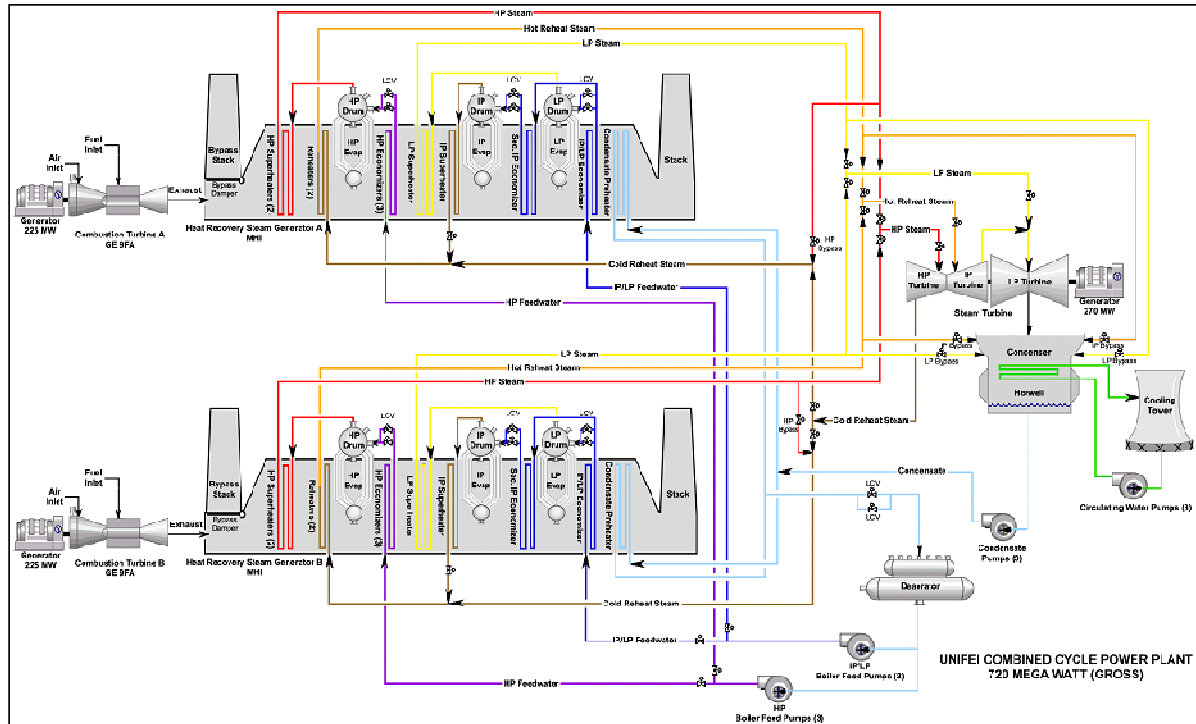


Figura 4.6. Esquema geral da planta de ciclo combinado de Ratchaburi.

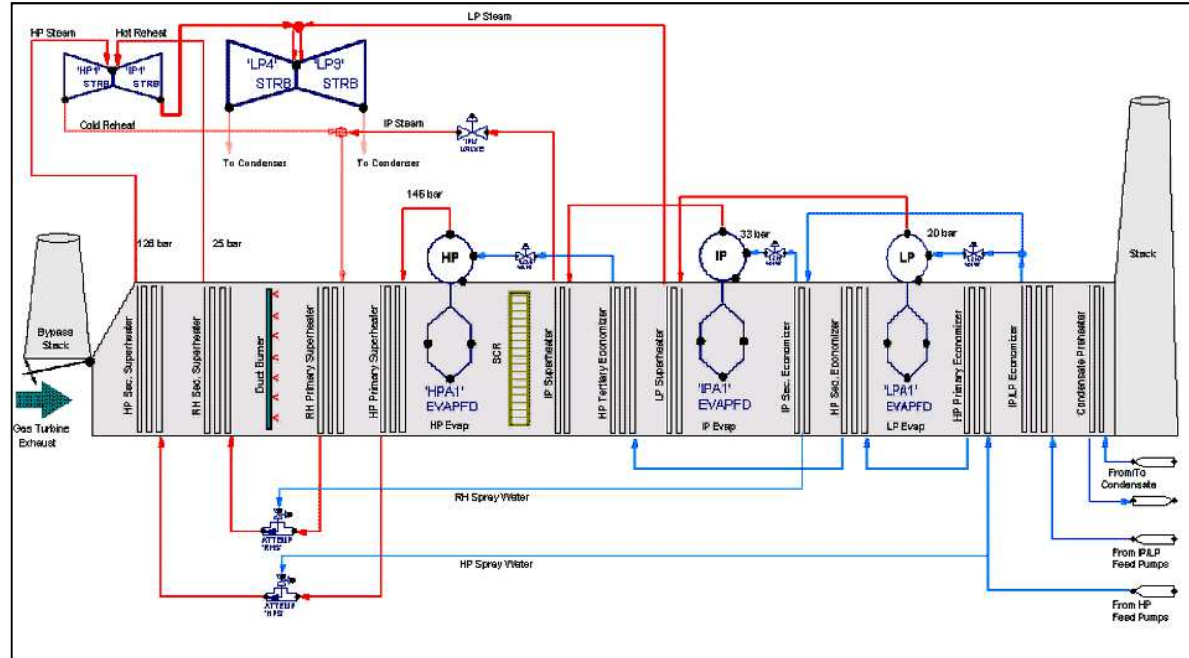


Figura 4.7. Esquema da caldeira de recuperação N°1.

4.3. Metodologia para a Criação dos Modelos em Gatecycle

A partir do software GateCycle foi desenvolvido um modelo termodinâmico da central de termelétrica de Rabchaburi. Este modelo permite o cálculo dos principais parâmetros do ciclo térmico, considerando sua operação a carga nominal e parcial. Cabe ressaltar que atualmente, devido às características do simulador utilizado no Laboratório para Treinamento de Operadores de Centrais Termelétricas- NEST/UNIFEI, estes cálculos não são possíveis. Os pontos de partida para a criação destes modelos foi a documentação técnica dos equipamentos disponível nos manuais de operação da central, usando a condição de plena carga sem queima suplementar apresentada em Trax Corporation, (2002) e EGAT (2004). Esta é a máxima carga que pode ser atingida no simulador do laboratório para condições de operação normais. Os principais parâmetros usados para a condição de referência são apresentados na tabela 4.1. O software GateCycle foi escolhido devido a que este é um dos softwares que se encontram disponíveis no Núcleo de Excelência em Geração Termelétrica e Distribuída NEST/UNIFEI. Também o GateCycle é um software de caráter geral, permitindo a modelagem de esquemas térmicos de diversos tipos que pode ser executado desde MS Excel através do complemento CycleLink. Por outro lado o software oferece diferentes alternativas para os dados de entrada e métodos de cálculo distintos para cada tipo de equipamento (ARRIETA, 2006).

A partir da configuração da planta foi criado o modelo termodinâmico para a central de ciclo combinado (Figura 4.9 e Apêndice A) e modelos individuais dos principais componentes dos ciclo, como mostrado a seguir:

1. Um modelo para as condições de referência da planta (condição de plena carga sem queima suplementar)
2. Um caso no qual são variadas as condições climáticas
3. Um caso onde são variadas as condições operacionais (verificação da influência das ações dos operadores sobre o desempenho da central)
4. Um caso para testar o comportamento com anomalias e
5. Modelos individuais dos equipamentos para identificar os componentes que apresentam anomalias intrínsecas

Todos os casos trabalham fora do ponto de projeto (*off design*)(figura 4.8). De acordo com Sciubba (2011), o "ponto de projeto" (*design point*) é um conjunto único dos estados

possíveis de todos os componentes de um sistema, que satisfaça alguns critérios de desempenho pré-atribuído. Qualquer ponto de funcionamento onde pelo menos um dos parâmetros de estado de qualquer um dos componentes dos sistema assume um valor diferente dos valores do ponto de projeto é denominado ponto fora do ponto de projeto.

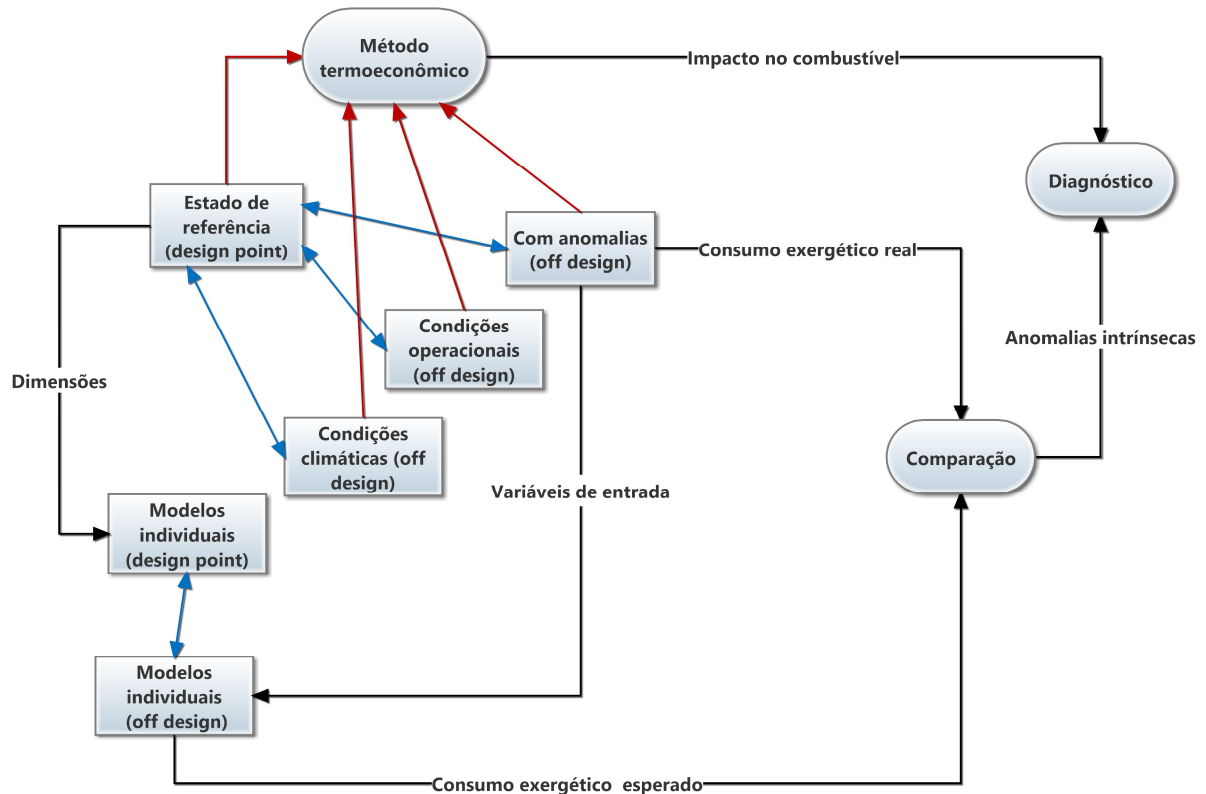


Figura 4.8. Esquema do funcionamento geral do sistema desenvolvido.

Observa-se que os casos: condições climáticas, condições operacionais e comportamento com anomalias são casos obtidos a partir do modelo de referência. Enquanto o ponto de projeto para os modelos individuais é baseado nas dimensões e configurações de seu correspondente equipamento no estado de referência. A partir dos modelos individuais no ponto de projeto são criados os modelos *off design* (figura 4.8).

Usando o CycleLink todos os dados correspondentes aos balanços de massa e energia dos modelos desenvolvidos em GateCycle são transportados as distintas planilhas de Excel, onde são calculadas as demais propriedades termodinâmicas necessárias para as análises exeréticas.

Com os modelos são obtidas as exergias dos fluxos, a destruição de exergia em cada equipamento e o consumo exerético unitário de cada equipamento para todos os estados,

além disso, os modelos individuais de cada equipamento são modelados usando as dimensões e configurações dos modelos de referência (sem anomalias), mas as variáveis de entrada são as mesmas dos equipamentos na condição com anomalias o que permitem identificar as anomalias intrínsecas (Figura 4.8) ao comparar os consumos exergéticos entre a condição com anomalias (consumo exergético real) e o consumo exergético esperado (modelos individuais).

O sistema desenvolvido permite também, distribuir o consumo adicional de combustível nos equipamentos do ciclo, de acordo com o grau de incidência deste consumo adicional para um nível de potência constante.

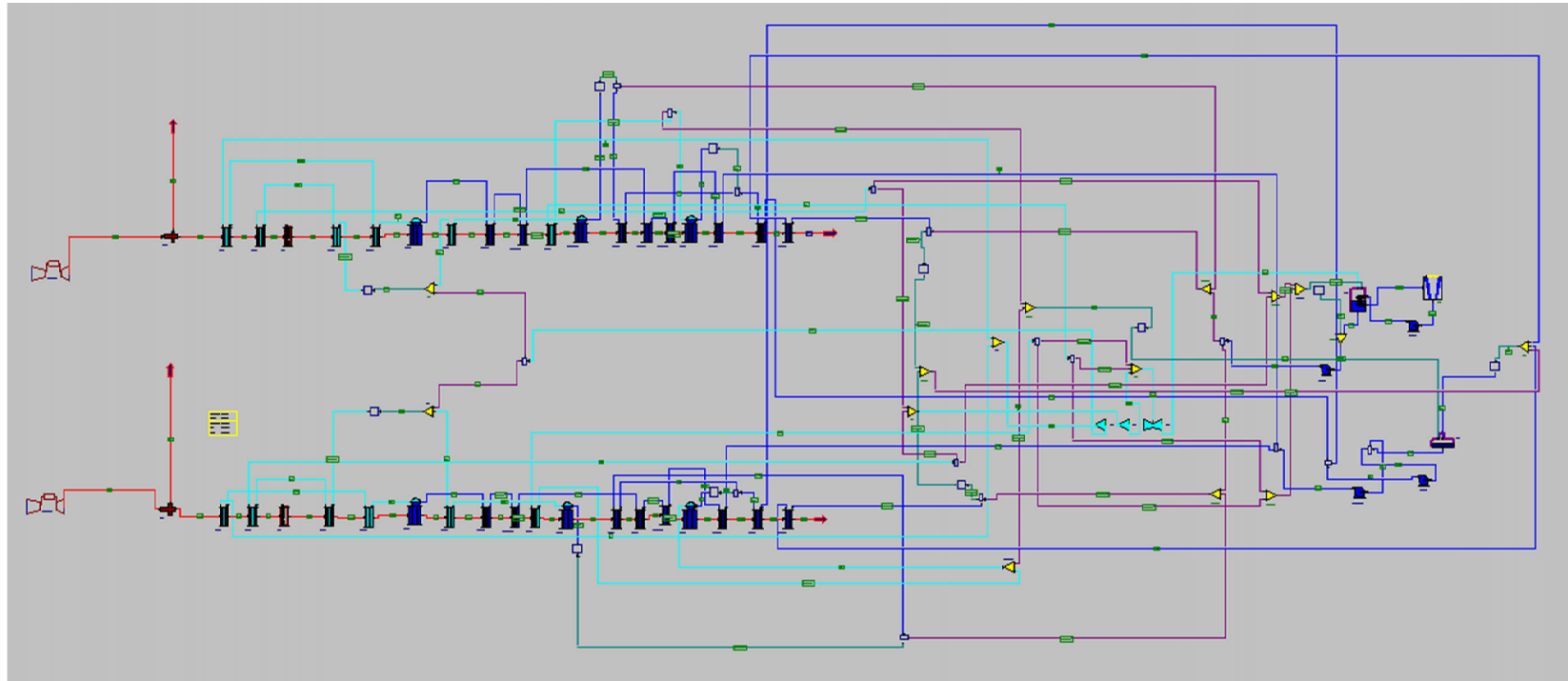


Figura 4.9. Esquema da central de ciclo combinado de Ratchaburi desenvolvido em GateCycle

4.4. Características dos Componentes do Modelo Desenvolvido em GatecycleTM

O modelo de referência elaborado com o software GateCycle consiste de duas turbinas a gás, uma turbina a vapor com três níveis de pressão, duas caldeiras de recuperação de calor dos gases de exaustão das turbinas a gás as quais são compostas de 17 equipamentos de troca de calor cada e dispositivos de queima suplementar, um condensador, com sua torre de resfriamento e 4 grupos de bombas, além de um desaerador, válvulas e dispositivos de distribuição de fluxos.

Para simular as turbinas a gás utiliza-se o modelo *Standard Gas Turbine* (figura 4.10) o qual em sua biblioteca possui várias das turbinas a gás comerciais existentes incluindo a GE PG9331(FA) 60 Hz (1995 GTW), a turbina usada na central de ciclo combinado base. Da mesma forma este modelo permite a manipulação de parâmetros tais como as eficiências do compressor, turbina e combustor, IGV's (Paletas Guia de Entrada), temperaturas, fluxos, entre outros. O método de projeto usado para as turbinas a gás foi o *Firing Method Exhaust Temperature*, ou seja, utilizando a temperatura de saída da turbina a gás, como uma entrada para o modelo em GateCycle.

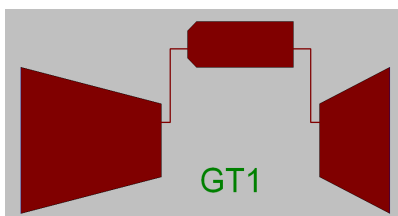


Figura 4.10. Modelo da *Standard Gas Turbine* de GateCycle.

As duas caldeiras de recuperação (HRSG) contam com seis superaquecedores, três evaporadores, sete economizadores e um pré-aquecedor, cada.

Os doze superaquecedores do caso de estudo são simulados usando o modelo de GateCycle *Superheater* (SPHT) (Figura 4.11). Para a condição de projeto foi utilizado como método de cálculo a temperatura de saída do superaquecedor e como parâmetro de dimensionamento o coeficiente de transferência de calor. Para a condição de trabalho fora do ponto de projeto foi usada a equação (4.1) para o coeficiente global de transferência de calor (GATECYCLE, 2003).

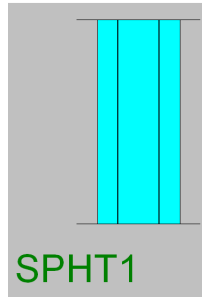


Figura 4.11. Modelo *Superheater* de GateCycle.

$$U = U_p \left(\frac{W}{W_p} \right)^X \left(\frac{T}{T_p} \right)^Y \left(\frac{P}{P_p} \right)^Z \quad (4.1)$$

Onde U , W , T e P são: o coeficiente global de transferência de calor, fluxo mássico, temperatura e pressão na condição fora do ponto de projeto respectivamente, sendo que U_p , W_p , T_p , P_p são as mesmas propriedades nas condições de projeto.

Neste caso os expoentes tomam os valores de $X=0,8$ e $Y=Z=0$ baseados nas propriedades da corrente quente.

Para a variação da pressão na condição fora do ponto de projeto é usada a equação (4.2) (GATECYCLE, 2003).

$$dP = dP_p \left(\frac{W}{W_p} \right)^X \left(\frac{T}{T_p} \right)^Y \left(\frac{P}{P_p} \right)^Z \left(\frac{v}{v_p} \right)^a \quad (4.2)$$

Onde v e v_p são os volumes específicos nas condições de projeto e fora do ponto de projeto. No lado dos gases os expoentes tomam os valores de $X=1,84$; $Y=1,0$; $Z=-1,0$ e $a=0$. Para o lado do vapor $X=1,98$; $Y=Z=0$ e $a=1$.

Observa-se nesta equação que a variação da pressão é dependente das variações no fluxo mássico, na temperatura e na pressão entre a condição de projeto e a condição fora do ponto de projeto.

Os seis evaporadores foram simulados usando o modelo *Evaporator* (EVAP) de GateCycle, 2003 (Figura 4.12). O método de cálculo usado foi o de produção de Vapor e o coeficiente global de transferência de calor. Isto é, se usa o valor do fluxo mássico de vapor produzido no evaporador no estado de referência, como entrada para o modelo GateCycle.

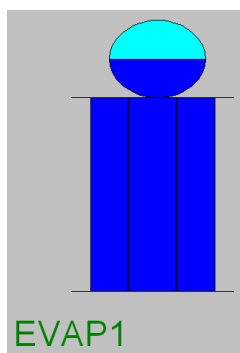


Figura 4.12. Modelo *Evaporator (EVAP)* de GateCycle.

Para a condição fora do ponto de projeto o coeficiente global de transferência de calor é calculado utilizando a equação 4.1 com $X=0,8$ e $Y=Z=0$, baseados nas propriedades dos gases. Para a variação na pressão é usada equação 4.2 com $X=1,84$; $Y=1,0$; $Z=-1,0$ e $a=0$ baseados também nas propriedades dos gases.

Os 14 economizadores e os dois (2) preaquecedores foram simulados usando o modelo *Economizer (ECON)* do GateCycle (figura 4.13).

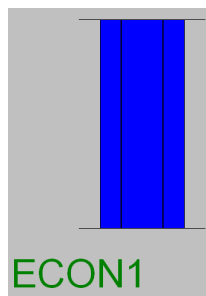


Figura 4.13. Modelo *Economizer (ECON)* de GateCycle.

Para o cálculo do coeficiente global de transferência de calor foi utilizada a equação 4.1, baseada nas propriedades dos gases, com $X=0,8$ e $Y=Z=0$. Para a variação na pressão é usada a equação 4.2, com $X=1,84$; $Y=1$ e $Z=-1$ para o lado quente e $X=1,98$ e $Y=Z=0$ para o lado frio do economizador.

O condensador do ciclo foi simulado usando o modelo *Condenser (COND)* do GateCycle (figura 4.14). O método de cálculo para a condição de projeto foi pressão de saída desejada (pressão de vácuo do condensador no estado de referência), dados de entrada da água de resfriamento e o coeficiente global de transferência de calor.

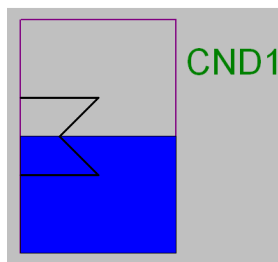


Figura 4.14. Modelo *Condenser* (*COND*) de GateCycle.

As três seções da turbina de vapor foram simuladas usando o modelo *Steam Turbine* (*ST*) do GateCycle, 2003 (figura 4.15), usando para a condição de projeto o método de eficiência isentrópica e o método de Input Throttle Pressure (pressão de entrada na turbina a vapor)

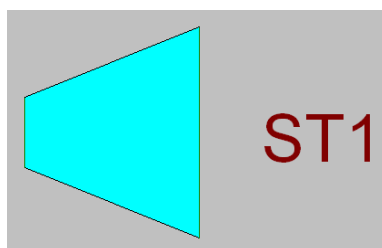


Figura 4.15. Modelo *Steam Turbine* (*ST*) de GateCycle

Os sistemas de bombas para os diferentes níveis de pressão do ciclo foram simulados usando o modelo *Pump* (*PUMP*) do Gatecycle, 2003 (figura 4.16). Para a condição de projeto o método de cálculo usado foi o de controle da pressão na válvula de saída e a eficiência isentrópica.

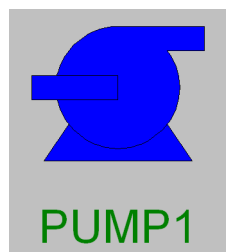


Figura 4.16. Modelo *Pump* (*PUMP*) de Gatecycle

A torre de resfriamento foi simulada usando o modelo *Cooling Tower* (CT) do GateCycle, 2003 (figura 4.17), com circulação mecânica do fluxo de ar e usando as condições do ambiente.

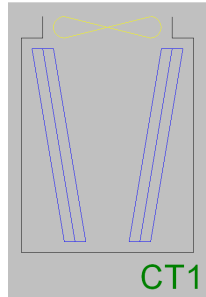


Figura 4.17. Modelo *Cooling Tower* (CT) de GateCycle

Os demais componentes simulados foram o desaerador (*deaerator*, DA), os dois queimadores suplementares (*Duct Burner*, DB) e o tanque de água de alimentação (*Makeup*, MU) os quais são apresentados na figura 4.18 a, b e c respectivamente.

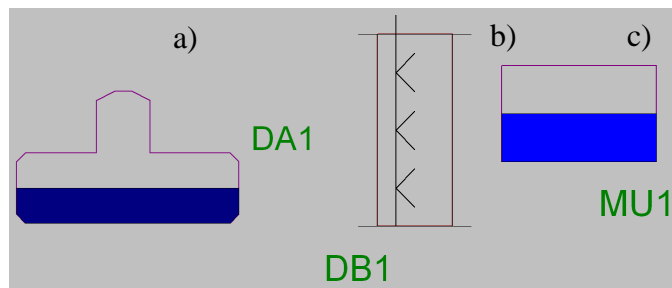


Figura 4.18. a) modelo *Deaerator* (DA); b) modelo *Duct Burner* (DB) e c) *Makeup* (UM) de GateCycle

A distribuição dos fluxos é feita usando o modelo *Splitter* (SP), a união de dois ou mais fluxos é feita usando o modelo *Mixer* (M) e o controle de pressões é complementado usando o modelo *Valve* (V) que são apresentados na figura 4.19 a, b e c respectivamente.

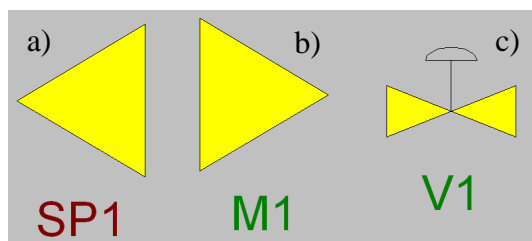


Figura 4.19. Equipamentos de distribuição de fluxos: a) Modelo *Splitter* (SP), b) Modelo *Mixer* (M) e c) Modelo *Valve* (V)

A queda de pressão através das HRSG foi simulada usando o modelo *Duct* (DUCT)(figura 4.20)

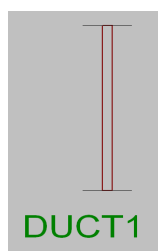


Figura 4.20. Modelo *Duct* (DUCT) de GateCycle, 2003.

4.5. Características do Sistema Desenvolvido

Como mencionado no capítulo três, uma das principais dificuldades do diagnóstico termoeconômico é a impossibilidade, na maioria dos casos, de desagregar as anomalias intrínsecas e induzidas nos dispositivos térmicos, uma vez que ao ocorrer uma falha num equipamento, isso provoca uma modificação do sistema termodinâmico, o que por sua vez causa pontos de operação diferentes dos esperados para os outros componentes, ou seja, são forçados a trabalhar fora do ponto de operação para essa condição. Assim é criada uma anomalia induzida, sendo esta mais difícil de separar quando existe simultaneamente mais de uma falha no sistema. Com o objetivo de separar aqueles equipamentos com anomalias, foram criados modelos individuais de cada componente do sistema, os quais permitem identificar os componentes com anomalias intrínsecas.

Da mesma maneira, o sistema desenvolvido permite para cada um dos equipamentos a comparação dos valores dos diferentes parâmetros em cada um dos estados. Por sua vez os estados de referência e teste, assim como os estados intermediários (condições climáticas, condições operacionais) , são usados para calcular o impacto gerado por cada grupo de componentes sobre o consumo de combustível da planta.

Na tabela 4.2 apresenta-se a nomenclatura utilizada no GateCycle para cada um dos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo.

Tabela 4.2. Nomenclatura usada nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo.

Conjunto	Equipamento	Nomenclatura GateCycle
Turbinas a Gas	Turbina a Gás 1	GT1
Turbinas a Gas	Turbina a Gás 2	GT2
Queima suplementar	Queimador 1	DB1
Queima suplementar	Queimador 2	DB2
Turbina a Vapor	Estágio de alta pressão	ST1
Turbina a Vapor	Estágio de meia pressão	ST2
Turbina a Vapor	Estágio de baixa pressão	ST3
Bombas	Bombas de condensado	PUMP1
Bombas	Bombas de alta pressão	PUMP2
Bombas	Bombas de meia e baixa pressão	PUMP3
Condensador	Bombas da Torre de resfriamento	PUMP4
Condensador	Condensador	CND1
Condensador	Torre de resfriamento	CT1
Desaerador	Desaerador	DA1
HRSG1	Superaquecedor de alta	SPHT5
HRSG1	Superaquecedor de meia	SPHT6
HRSG1	Superaquecedor de baixa	SPHT7
HRSG1	Superaquecedor de meia	SPHT8
HRSG1	Superaquecedor de meia	SPHT10
HRSG1	Superaquecedor de alta	SPHT12
HRSG1	Evaporador de alta	EVAP4
HRSG1	Evaporador de meia	EVAP5
HRSG1	Evaporador de baixa	EVAP6
HRSG1	Economizador de alta	ECON5
HRSG1	Economizador de meia	ECON6
HRSG1	Economizador de meia/baixa	ECON7
HRSG1	Precaentador de condensado	ECON8
HRSG1	Economizador de alta	ECON11
HRSG1	Economizador de alta	ECON12
HRSG1	Economizador de alta	ECON13
HRSG1	Economizador de alta	ECON15
HRSG2	superaquecedor de alta	SPHT1
HRSG2	Superaquecedor de meia	SPHT2
HRSG2	Superaquecedor de baixa	SPHT3
HRSG2	Superaquecedo de meia	SPHT4
HRSG2	Superaquecedor de meia	SPHT9
HRSG2	Superaquecedor de alta	SPHT11
HRSG2	Evaporador de alta	EVAP1
HRSG2	Evaporador de meia	EVAP2
HRSG2	Evaporador de baixa	EVAP3
HRSG2	Economizador de alta	ECON1
HRSG2	Economizador de meia	ECON2
HRSG2	Economizador de meia/baixa	ECON3
HRSG2	Preaquecedor de condensado	ECON4
HRSG2	Economizador de alta	ECON9
HRSG2	Economizador de alta	ECON10
HRSG2	Economizador de alta	ECON14
HRSG2	Economizador de alta	ECON16

Com base na condição de referência (Tabela 4.1) e nas características dos equipamentos obtidas de Trax Corporation, (2002) e EGAT (2004), foram construídos os casos para a variação das condições ambientais e operacionais que são derivados do modelo de referência, mas trabalhando fora do ponto de projeto (*off design*).

O caso (*off design*) para simular a planta com presença de anomalias nos equipamentos é um caso derivado também do modelo de referência onde as variáveis climáticas e operacionais podem ser modificadas. Pode-se igualmente induzir anomalias nos equipamentos que formam o sistema.

Entretanto cada modelo individual tem uma condição de referência, que é baseada nos dados do modelo de referência do ciclo combinado (Figura 4.8), e uma condição para calcular o desempenho deles fora do ponto de projeto onde são comparados com cada um dos componentes do sistema na condição real (teste). Isto irá identificar os dispositivos que têm anomalias intrínsecas. Os modelos individuais os quais foram modelados, também, no software GateCycle são compostos de oito grupos de equipamentos com seus correspondentes casos em *off design* (Figura 4.21):

- Grupo turbinas a gás
- Grupo turbinas a vapor
- Grupo condensador e torre de resfriamento
- Grupo desaerador
- Grupo queima suplementar
- Grupo HRSG 1
- Grupo HRSG 2
- Grupo bombas

4.6. Explicação do Funcionamento do Programa

O sistema desenvolvido é integrado por nove modelos e 11 casos no software GateCycle, (Figura 4.21) e 14 planilha de Excel com um total de 132 planilhas de cálculo, com mais de 3000 variáveis (Tabela 4.3)

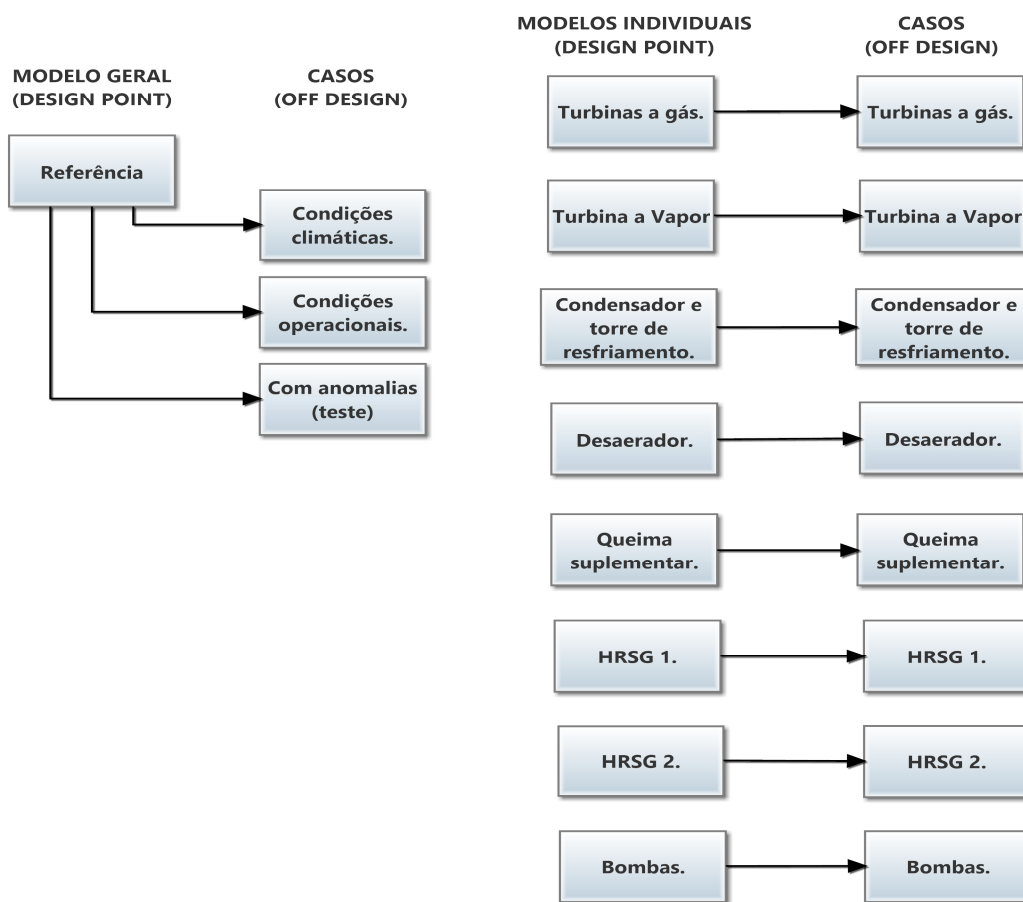


Figura 4.21. Modelos e casos que integram o sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido.

Na planilha 1 aparecem quatro folhas de cálculo: na primeira folha são apresentadas as variáveis do estado de referência. Na segunda folha aparece a condição de teste. A terceira folha de cálculo é usada para observar a incidência das variáveis climáticas. Finalmente, a quarta folha é usada para observar a incidência das variáveis de operação (Tabela 4.3).

As planilhas 2 a 5 correspondem aos modelos individuais dos equipamentos principais do ciclo combinado em estudo os quais são usados para identificar os equipamentos com anomalias intrínsecas. Estas planilhas encontram-se distribuídas da seguinte forma: planilha 2 (equipamentos A) Turbinas a Gás e Turbina a Vapor. planilha 3 (equipamentos B), Condensador, Bombas, Desaerador e Queima suplementar. planilha 4 (Equipamentos C), HRSO1 e planilha 5 (Equipamentos D), HRSO2.

As planilhas de 2 a 5 recebem os dados de entrada a partir da folha dois da planilha um (Condição de teste). Todos os dados das variáveis dos diferentes modelos chegam a uma sexta planilha de Excel onde são comparadas. Também as variáveis termodinâmicas são usadas

para calcular as exergias dos fluxos usando o complemento de Excel SteamTable e a macro de Visual Basic que foi elaborada para esta finalidade. Os valores de exergia passam para as demais planilhas onde se aplicam todos os cálculos do diagnóstico termoeconômico.

As últimas duas planilhas são criadas para atualizar os valores das variáveis de todos os modelos do ciclo combinado em estudo assim como os modelos individuais. (Tabela 4.3)

Tabela 4.3. Informação das planilhas de Excel que integram o sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido.

Planilha	Datos
1	Estado de referência.
	Incidência das variáveis climáticas (temperatura, pressão atmosférica, umidade, etc.)
	Incidência das variáveis de operação (carga parcial)
	Condição de teste ou condição real
2	Modelos das Turbinas a Gás e da Turbina a Vapor.
3	Modelo do Condensador, Bombas, Desaerador e Queima suplementar.
4	Modelo da Caldeira de recuperação 1.
5	Modelo da Caldeira de recuperação 2.
6	Comparação dos dados das planilhas 1 a 5 e cálculo de exergias.
7	Cálculos e gráficos de exergias destruídas, consumos exergéticos, eficiências, etc.
8	Cálculo de matrizes para o diagnóstico na condição de referência
9	Cálculo de matrizes para o diagnóstico na condição variáveis climáticas
10	Cálculo de matrizes para o diagnóstico na condição variáveis de operação
11	Cálculo de matrizes para o diagnóstico na condição de teste ou real
12	Uso da informação das planilhas 8 a 11 para obter as Matrizes de anomalias e disfunções e o impacto no consumo de combustível das anomalias.
13	Atualizar os dados dos modelos de GateCycle.

4.6.1. Principais dados usados na elaboração dos modelos

Foi desenvolvido o modelo referência baseado nos dados obtidos dos manuais de especificações de projeto do simulador (TRAX CORPORATION, 2002) (EGAT, 2004) e usando os conceitos apresentados por Gay et al. (2004). A comparação dos principais dados entre o simulador e o modelo desenvolvido no GateCycle para a condição de referência (condição de plena carga sem queima suplementar) são apresentados na Tabela 4.4. Na Tabela 4.5 é apresentada uma comparação entre os dados do simulador e o modelo desenvolvido no GateCycle para os dispositivos principais das duas HRSG para uma condição fora do ponto de projeto. Na Figura 4.22 mostra-se o perfil de temperatura da caldeira de recuperação.

Tabela 4.4. Comparação dos principais dados do ciclo combinado em estudo com o modelo desenvolvido no GateCycle para a condição de referência (condição de plena carga sem queima suplementar)

Variável	Unidade	Simulador	Modelo
		do NEST	do GateCycle
Valor	Valor		
Velocidade da Turbina	rpm	3000	3000
Frequência	Hz	50	50
Pressão no tambor de baixa	bar	20	20
Pressão no tambor de meia	bar	32,4	32,4
Pressão no tambor de alta	bar	146	146
Pressão na entrada da turbina a vapor	bar	126	126
Fluxo mássico de vapor na entrada da turbina a vapor	kg/s	150	149,995
Temperatura na entrada da turbina a vapor	°C	566	560,693
Pressão no Condensador	bar	0,09	0,09
Pressão de reaquecimento	bar	24,8	24,8
Temperatura de reaquecimento (HRSG 1 e HRSG 2 Combinadas)	°C	565	564,6
Fluxo mássico de reaquecimento	kg/s	174	173,993
Pressão no desaerador	bar	2,03	2,03
Temperatura final da água de alimentação que entra no economizador de meia e baixa	°C	122	121,53
Fluxo total de água de alimentação que entra ao Economizador de meia e baixa pressão	kg/s	69	68,5
Temperatura final da água de alimentação que entra no Economizador de alta pressão	°C	124	123,96
Fluxo total de água de alimentação que entra ao Economizador de alta Pressão	kg/s	154	150
Potência gerada pela Turbina a Gás 1	MW	228	228,15
Potência gerada pela Turbina a Gás 2	MW	228	228,15
Potência gerada pela turbina a vapor	MW	269	269,673
<i>Superheat Spray Flow</i>	kg/s	0	0
<i>Reheat Spray Flow</i>	kg/s	0	0
Fluxo mássico do combustível	kg/s	43	43
Fluxo total de ar (HRSG 1 e HRSG 2)	kg/s	1179	1178,62
Temperatura dos gases na saída da Turbina 1	°C	624	624
Temperatura dos gases na saída da Turbina 2	°C	624	624
Temperatura dos gases na saída do preaquecedor de condensado 1	°C	123	123,31
Temperatura dos gases na saída do preaquecedor de condensado 2	°C	123	123,31
Conteúdo de Oxigênio nos gases de exaustão na HRSG 1 (Fração mássica)	%	9,1	7,58
Conteúdo de Oxigênio nos gases de exaustão na HRSG 2 (Fração mássica)	%	9,1	7,58
Combustível auxiliar (queima suplementar)	kg/s	0	0

Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto.

Equipamento	Variável	Unidade	Simulador NEST				Modelo GateCycle				Porcentagem de erro (%)			
			Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor	
			Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
SPHT1	Temperatura	°C	617,9	574	415,28	567	617,9	572,3	414,3	566,02	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	1,042	-	132,7	130	1,014	1,014	132,7	130	-2,76%		0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT2	Temperatura	°C	574	544	449,8	566,1	572,27	541,5	448,82	565,12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	26,8	25,8	1,014	1,014	26,8	25,8			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	86,96	86,96	617,11	617,1	86,78	86,78	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT3	Temperatura	°C	275	273	167,09	269,2	273,01	271	166,93	268,21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	7,35	6,23	1,014	1,014	7,35	6,23			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	6,14	6,14	617,11	617,1	6,14	6,14	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT4	Temperatura	°C	332	327	234,24	328,8	334,19	329,7	234,05	327,81	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	30,1	27,7	1,014	1,014	30,1	27,7			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	11,83	11,83	617,11	617,1	11,83	11,83	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT5	Temperatura	°C	617,9	574	415,28	567	617,9	572,3	414,3	566,02	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	1,042	-	132,7	130	1,014	1,014	132,7	130	-2,76%		0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT6	Temperatura	°C	574	544	449,8	566,1	572,27	541,5	448,82	565,12	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	26,8	25,8	1,014	1,014	26,8	25,8			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	86,96	86,96	617,11	617,1	86,78	86,78	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
SPHT7	Temperatura	°C	275	273	167,09	269,2	273,01	271	166,93	268,21	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	7,35	6,23	1,014	1,014	7,35	6,23			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	6,14	6,14	617,11	617,1	6,14	6,14	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto (Continuação).

Equipamento	Variável	Unidade	Simulador NEST				Modelo GateCycle				Porcentagem de erro (%)			
			Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor	
			Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
SPHT8	Temperatura	°C	332	327	234,24	328,8	334,19	329,7	234,05	327,8	0,66%	0,82%	-0,08%	-0,30%
	Pressão	kPa	-	-	30,1	27,7	1,014	1,014	30,1	27,7			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	11,83	11,83	617,11	617,1	11,83	11,83	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
SPHT9	Temperatura	°C	544	514,2	334,5	449,8	541,48	517,9	340,76	448,8	-0,46%	0,72%	1,87%	-0,22%
	Pressão	kPa	-	-	26,9	26,8	1,014	1,014	26,9	26,8			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	86,96	86,96	617,11	617,1	86,78	86,78	-0,25%	-0,25%	-0,21%	-0,21%
SPHT10	Temperatura	°C	544	514,2	334,5	449,8	541,48	517,9	340,76	448,8	-0,46%	0,72%	1,87%	-0,22%
	Pressão	kPa	-	-	26,9	26,8	1,014	1,014	26,9	26,8			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	86,96	86,96	617,11	617,1	86,78	86,78	-0,25%	-0,25%	-0,21%	-0,21%
SPHT11	Temperatura	°C	514,2	470	334,12	415,28	517,9	473,2	334,05	414,3	0,72%	0,67%	-0,02%	-0,24%
	Pressão	kPa	-	-	135,42	132,7	1,014	1,014	135,42	132,7			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
SPHT2	Temperatura	°C	574	544	449,8	566,1	572,27	541,5	448,82	565,1	-0,30%	-0,46%	-0,22%	-0,17%
	Pressão	kPa	-	-	26,8	25,8	1,014	1,014	26,8	25,8			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	86,96	86,96	617,11	617,1	86,78	86,78	-0,25%	-0,25%	-0,21%	-0,21%
EVAP1	Temperatura	°C	470	332	300	334,12	473,15	334,2	305	334,1	0,67%	0,66%	1,67%	-0,02%
	Pressão	kPa	-	-	135,42	135,42	1,014	1,014	135,42	135,4			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
EVAP2	Temperatura	°C	273	242	216,1	234,24	270,95	238,5	216,18	234	-0,75%	-1,47%	0,04%	-0,09%
	Pressão	kPa	-	-	30,1	30,1	1,014	1,014	30,1	30,1			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	11,83	11,83	617,11	617,1	11,83	11,83	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%

Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto (Continuação)

Equipamento	Variável	Unidade	Simulador NEST				Modelo GateCycle				Porcentagem de erro (%)			
			Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor	
			Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
EVAP3	Temperatura	°C	206	180	158,6	167,1	200,75	174,7	159,13	166,9	-2,55%	-2,92%	0,33%	-0,10%
	Pressão	kPa	-	-	7,35	7,35	1,014	1,014	7,35	7,35			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	8,36	8,36	617,11	617,1	8,36	8,36	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
EVAP4	Temperatura	°C	470	332	300	334,1	473,15	334,2	305	334,1	0,67%	0,66%	1,67%	-0,02%
	Pressão	kPa	-	-	135,42	135,4	1,014	1,014	135,42	135,4			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
EVAP5	Temperatura	°C	273	242	216,1	234,2	270,95	238,5	216,18	234	-0,75%	-1,47%	0,04%	-0,09%
	Pressão	kPa	-	-	30,1	30,1	1,014	1,014	30,1	30,1			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	11,83	11,83	617,11	617,1	11,83	11,83	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
EVAP6	Temperatura	°C	206	180	158,6	167,1	200,75	174,7	159,13	166,9	-2,55%	-2,92%	0,33%	-0,10%
	Pressão	kPa	-	-	7,35	7,35	1,014	1,014	7,35	7,35			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	8,36	8,36	617,11	617,1	8,36	8,36	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
ECON1	Temperatura	°C	327	301	252	300	329,68	299	250,99	305	0,82%	-0,66%	-0,40%	1,67%
	Pressão	kPa	-	-	138,42	135,4	1,014	1,014	138,46	135,4			0,03%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON2	Temperatura	°C	242	232	158,6	216,1	238,45	228,7	158,6	216,1	-1,47%	-1,41%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	46,1	42,4	1,014	1,014	46,1	42,41			0,00%	0,02%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	26	26	617,11	617,1	26	26	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
ECON3	Temperatura	°C	171	164	122,4	158,6	164,87	156,8	121,63	158,6	-3,58%	-4,41%	-0,63%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	51,3	46,1	1,014	1,014	51,3	46,1			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	34,36	34,36	617,11	617,1	34,36	34,36	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%

Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto (Continuação)

Equipamento	Variável	Unidade	Simulador NEST				Modelo GateCycle				Porcentagem de erro (%)			
			Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor	
			Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
ECON4	Temperatura	°C	164		44,6	113,9	156,76	111,3	44,08	113,9	-4,41%		-1,17%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	15,12	13,7	1,014	1,014	15,12	13,76			0,00%	0,44%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	103,5	103,5	617,11	617,1	103,46	103,5	-0,25%	-0,25%	-0,04%	-0,04%
ECON5	Temperatura	°C	327	301	252	300	329,68	299	250,99	305	0,82%	-0,66%	-0,40%	1,67%
	Pressão	kPa	-	-	138,42	135,4	1,014	1,014	138,46	135,4			0,03%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON6	Temperatura	°C	242	232	158,6	216,1	238,45	228,7	158,6	216,1	-1,47%	-1,41%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	46,1	42,4	1,014	1,014	46,1	42,41			0,00%	0,02%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	26	26	617,11	617,1	26	26	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
ECON7	Temperatura	°C	171	164	122,4	158,6	164,87	156,8	121,63	158,6	-3,58%	-4,41%	-0,63%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	51,3	46,1	1,014	1,014	51,3	46,1			0,00%	0,00%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	34,36	34,36	617,11	617,1	34,36	34,36	-0,25%	-0,25%	0,00%	0,00%
ECON8	Temperatura	°C	164		44,6	113,9	156,76	111,3	44,08	113,9	-4,41%		-1,17%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	15,12	13,7	1,014	1,014	15,12	13,76			0,00%	0,44%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	103,5	103,5	617,11	617,1	103,46	103,5	-0,25%	-0,25%	-0,04%	-0,04%
ECON9	Temperatura	°C	232	219	171	200	228,72	214,4	171	200	-1,41%	-2,11%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	144,42	141,4	1,014	1,014	144,47	141,4			0,03%	0,01%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON10	Temperatura	°C	180	171	124,2	143	174,74	164,9	122,6	143	-2,92%	-3,58%	-1,29%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	150,42	147,4	1,014	1,014	150,42	147,4			0,00%	-0,01%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%

Tabela 4.5. Comparação dos valores dos fluxos entre o Simulador da sala de treinamentos do NEST e o modelo desenvolvido no GateCycle para os componentes das HRSG numa condição fora do ponto de projeto (Continuação)

Equipamento	Variável	Unidade	Simulador NEST				Modelo GateCycle				Diferenças			
			Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor		Gases		Água/Vapor	
			Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída	Entrada	Saída
ECON11	Temperatura	°C	232	219	171	200	228,72	214,4	171	200	-1,41%	-2,11%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	144,42	141,4	1,014	1,014	144,47	141,4			0,03%	0,01%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON12	Temperatura	°C	180	171	124,2	143	174,74	164,9	122,6	143	-2,92%	-3,58%	-1,29%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	150,42	147,4	1,014	1,014	150,42	147,4			0,00%	-0,01%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON13	Temperatura	°C	301	275	200	252	299,01	273	200	251	-0,66%	-0,72%	0,00%	-0,40%
	Pressão	kPa	-	-	141,42	138,4	1,014	1,014	141,43	138,5			0,01%	0,03%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON14	Temperatura	°C	301	275	200	252	299,01	273	200	251	-0,66%	-0,72%	0,00%	-0,40%
	Pressão	kPa	-	-	141,42	138,4	1,014	1,014	141,43	138,5			0,01%	0,03%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON15	Temperatura	°C	219	206	143	171	214,37	200,8	143	171	-2,11%	-2,55%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	147,42	144,4	1,014	1,014	147,41	144,5			-0,01%	0,03%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%
ECON16	Temperatura	°C	219	206	143	171	214,37	200,8	143	171	-2,11%	-2,55%	0,00%	0,00%
	Pressão	kPa	-	-	147,42	144,4	1,014	1,014	147,41	144,5			-0,01%	0,03%
	Fluxo mássico	kg/s	618,64	618,6	77	77	617,11	617,1	76,82	76,82	-0,25%	-0,25%	-0,23%	-0,23%

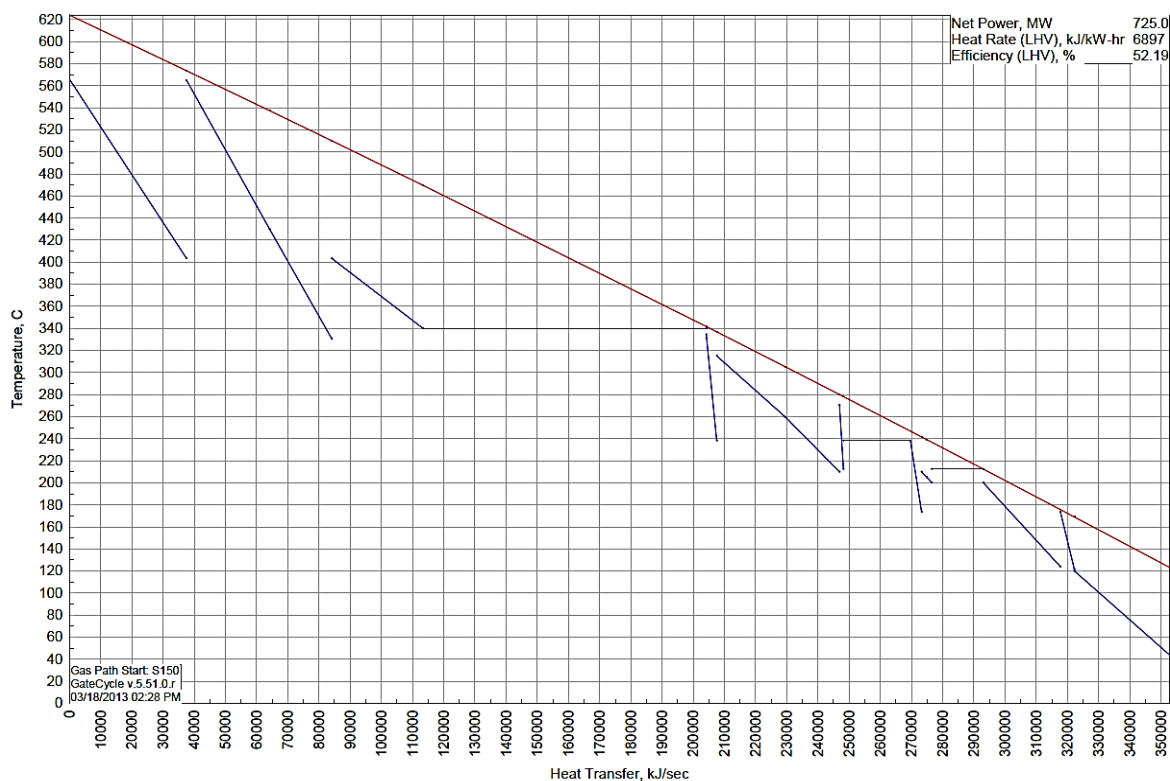


Figura. 4.22. Perfil de temperatura da caldeira de recuperação.

Na tabela 4.6 é apresentada a instrumentação disponível na usina de ciclo combinado de Ratcharburi usando a nomenclatura apresentada em EGAT (2004). Na primeira coluna (fluxo) aparece o número com o que é identificado o fluxo correspondente, informação que será utilizada no capítulo 5 na estrutura produtiva da Figura 5.1 e Tabela 5.1 para obter as exergias dos fluxos na condição com anomalias (real). Nas colunas subsequentes aparecem os diferentes instrumentos de temperatura, pressão e fluxo mássico disponíveis, classificados segundo seu tipo, para a temperatura como: TE (elemento), TI (indicador), TP (teste) e TW (termopar); para a pressão como: PI (indicador), PS (interruptor), PT (transmissor) e para o fluxo mássico como: FE (indicador) e FT (transmissor) (EGAT, 2004). Esta informação é usada como entrada do modelo na condição de teste (entradas do modelo em GateCycle) para realizar o diagnóstico termoeconômico da usina na condição real (comparado com a condição de referência).

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido.

Numeração do fluxo no modelo GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
2			402B1						
			402B2						
4		399B			398B				
6			410B1						
			410B2						
7	375B	374B			373B		372B		
8			406B1						
			406B2						
9			409B1						
			409B2						
10	380B				384B		385B1		
							385B2		
							385B3		
12	379B			378B					
13			414B1						
			414B2						
14	324B	319B			318B		323B		
15			407A1						
			407A2						
16			411B1						
			411B2						
17	348B	349B			347B		346B	353B	353B1
									353B2
18			413B1						
			413B2						
19	335B				339B		340B1		
							340B2		
							340B3		
22	326B1		415B1						
	326B2		415B2						
	326B3								
25		304B							
27		304B							306B2
							322B		
28				302B					

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
2			402B1						
			402B2						
4		399B			398B				
6			410B1						
			410B2						
7	375B	374B			373B		372B		
8			406B1						
			406B2						
9			409B1						
			409B2						
10	380B				384B		385B1		
							385B2		
							385B3		
12	379B			378B					
13			414B1						
			414B2						
14	324B	319B			318B		323B		
15			407A1						
			407A2						
16			411B1						
			411B2						
17	348B	349B			347B		346B	353B	353B1
									353B2
18			413B1						
			413B2						
19	335B				339B		340B1		
							340B2		
							340B3		
22	326B1		415B1						
	326B2		415B2						
	326B3								
25		304B							
27		304B							306B2
							322B		
28				302B					

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no modelo GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
36	018						019	020	020A
									020B
									020C
38	015			016	014		013		
		005			003		004A		
							004B		
	009A	010A							
39	009B	010B							
		005			003		004A		
39							004B		
	025A	025A							
41	025B	025B							
	035						034A		
43			402A1				034B		
			402A2						
45		3994			398A				
49	375A	374A			373A		372A		
			406A1						
			406A2						
50			409A1						
			409A2						
51	380A				384A		385A1		
							385A2		
							385A3		
52				375A				020 A	020 A2
									020 A1
53	379A			378A					
54			414A1						
			414A2						
55	324A	319A			318A		323A		
57			411A1						
			411A2						

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
58	348A	349A			347A		348A	353A	353A1
									353A2
59			410A1						
			410A2						
61	335A				339A		340A1		333A2
							340A2		
							340A3		
62	305A	304A							
							322A		
64			413A1						
			413A2						
67				303A					
68	305A	304A							
69	326A1		415A1						
	326A2		415A2						
	326A3								
71				302A					
73					356A		357A		
74					358		357B		
77				303B					
78								020 B	020 B2
									020 B1
				375B					
81	019						018A		
							018B		
83	325B1		401B1						
	325B2		401B2						
	325B3		401B3						
			401B4						
87	325A1		401A1						
	325A2		401A2						
	325A3		401A3						
			401A4						
89			403B1						
			403B2						

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no modelo GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
91			403A1						
			403A2						
93			404B1						
			404B2						
94	361B			362B					
	367B			366B					
95			404A1						
			404A2						
96	361A			366A					
97			405B1						
			405B2						
98	391B			392B					
	393B			394B					
99			405A1						
			405A2						
100	391A			392A					
	393A			394A					
101			407B1						
			407B2						
103				376B					
104				377B					
107				376A					
108				377A					
112			408A1						
			408A2						
114			408B1						
			408B2						
116			412A1						
			412A2						
118			412B1						
			412B2						
120	308A				312A		313A1		
							313A2		
							313A3		

Tabela 4.6. Instrumentação da usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no modelo GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
121	006A		005A					007A	007A
	308A				312A		313A1		
							313A2		
122	306B				312B		313B1		
							313B2		
							313B3		
123	006B		005B				007B	007B	
123	306B				312B		313B1		
							313B2		
							313B3		
130				301A				025A	025A
133				301B				025B	025B
151			401A5						
			401A6						
			401A7						
			401A8						
152			401B5						
			401B6						
			401B7						
			401B8						
155	012B				200B		200B	200B	200B1
	200B1								200B2
	200B2								
156	012A				200A		200A	200A	200A1
	200A1								200A2
	200A2								
124(30)	359B	358B							
125(47)	359A	358A							
125(47)	367A			362A					
126(80)	332A			331A				333A	333A1

Tabela 4.6. Instrumentação da Usina de Ratchaburi usada no sistema desenvolvido (Continuação).

Numeração do fluxo no modelo GateCycle	Temperatura				Pressão			Fluxo mássico	
	TE	TI	TP	TW	PI	PS	PT	FE	FT
84(128)	332B			331B				333B	333B1
									333B2
Condensador	007								
Desaerador		005			003		004A		
							004B		
Vácuo do condensador					102		002A		
							002B		
							002C		

4.7. Aplicação do Sistema Desenvolvido para o Diagnóstico de um Ciclo Combinado Simples

O sistema desenvolvido foi aplicado ao ciclo combinado simples da Figura 3.2 usando a mesma informação usada na aplicação da fórmula do impacto no combustível da seção 3.4. , assim como as mesmas anomalias simuladas (diminuição de 1% na eficiência da turbina a vapor)

Além de aplicar toda a formulação usada na seção 3.4, foram criados modelos individuais para os equipamentos de ciclo simples, assim como calculadas as exergias destruídas e consumos exergéticos usando o mesmo esquema de cálculo das Figuras 4.8 e 4.21 e a Tabela 4.3.

O sistema permite visualizar os principais parâmetros termodinâmicos e termoeconômicos do ciclo

4.7.1. Análise das exergias destruídas

O sistema desenvolvido permite comparar a exergia destruída para todos os equipamentos nos diferentes estados criados, seja em conjunto (figura 4.23) ou de maneira individual (figuras 4.24 e 4.25). Na figura 4.23 observa-se que a maior destruição de exergia

ocorre na turbina a gás (GT1) (260555 KW) seguido pelo condensador (CND1) (17182 KW) para a condição de referência.

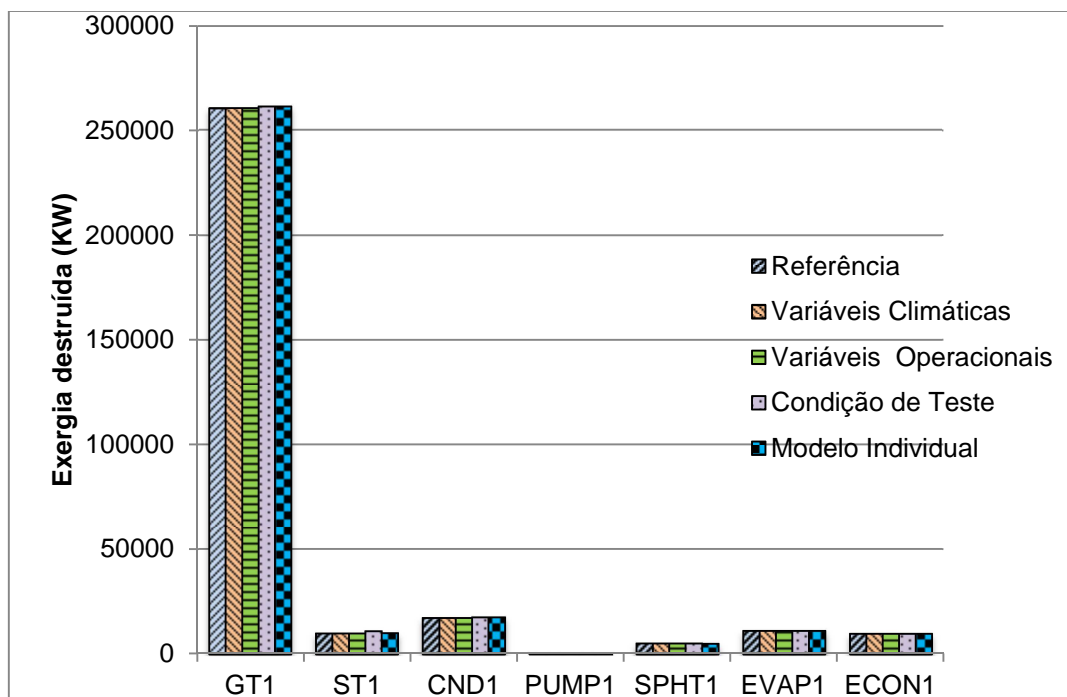


Figura 4.23. Gráficos das exergias destruídas nos equipamentos do ciclo combinado do caso simples.

Para o exemplo observa-se que existe um incremento na exergia destruída para a turbina a vapor na condição de teste (10905 KW) com relação aos demais estados (condição de referência, variáveis climáticas e variáveis operacionais) (9924 KW) (Figura 4.24), comparando este estado com o estado chamado “Modelo individual” que representa a exergia destruída numa condição fora do ponto de projeto do equipamento, sem presença de anomalias. Observa-se que na condição de teste apresenta-se uma exergia destruída maior que na condição “Modelo individual” (9952 KW), o que significa que do ponto de vista da exergia destruída a anomalia na turbina a vapor causa uma maior destruição de exergia do que o esperado. Para a turbina a Gás (Figura 4.25) existe um pequeno incremento na exergia destruída na condição de teste (261076 KW) com relação aos demais estados (260233 KW). No entanto, comparado com o estado “Modelo Individual”, apresenta um valor similar (261082 KW), o que indica que não obstante haja um aumento na exergia destruída (embora pequeno), este é o valor esperado de exergia destruída.

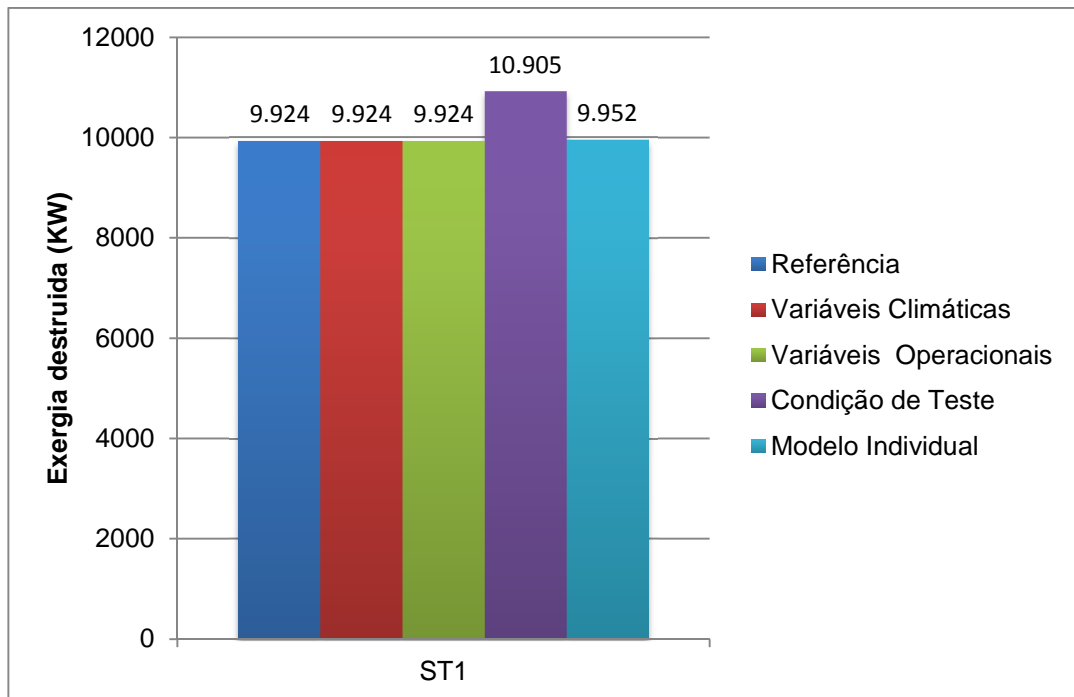


Figura 4.24. Destruição de exergia na turbina a vapor (ST1)

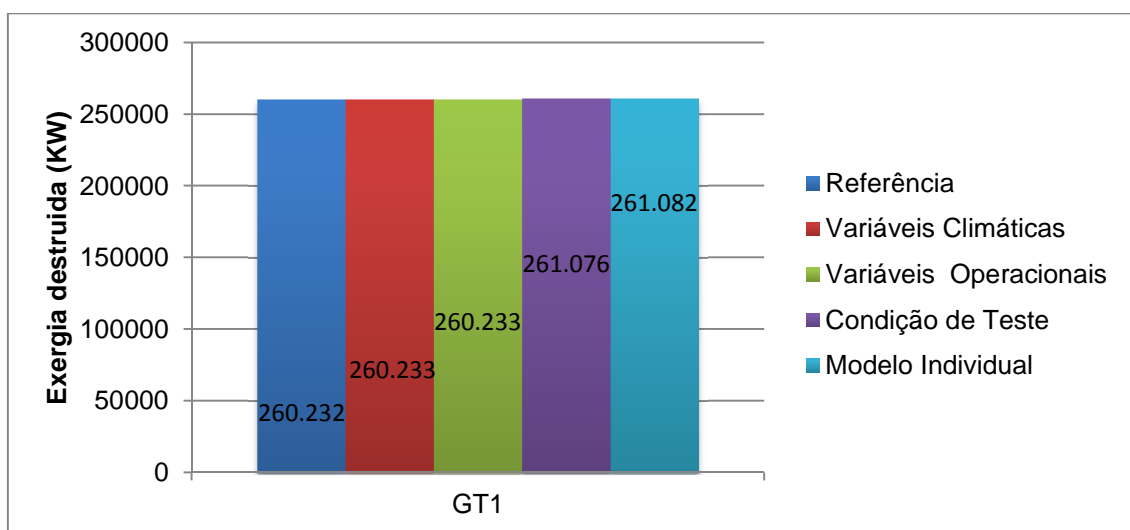


Figura 4.25. Destruição de exergia na Turbina a Gás (GT1)

4.7.2. Análise de Exergia destruída/Produto e anomalias

Na figura 4.26 apresenta-se para a turbina a Vapor a variação experimentada na sua exergia destruída e no seu produto (potência produzida) nos diferentes estados. Observa-se

que em todos os estados o insumo é quase o mesmo (109590 KW), mas na condição de teste existe um incremento na exergia destruída (10905 KW) em detrimento de uma diminuição na potência produzida (98666 KW) com relação à potência produzida pela turbina a vapor na condição de referência (99665) ou à potência esperada (99941 KW) como consequência das anomalias simuladas.

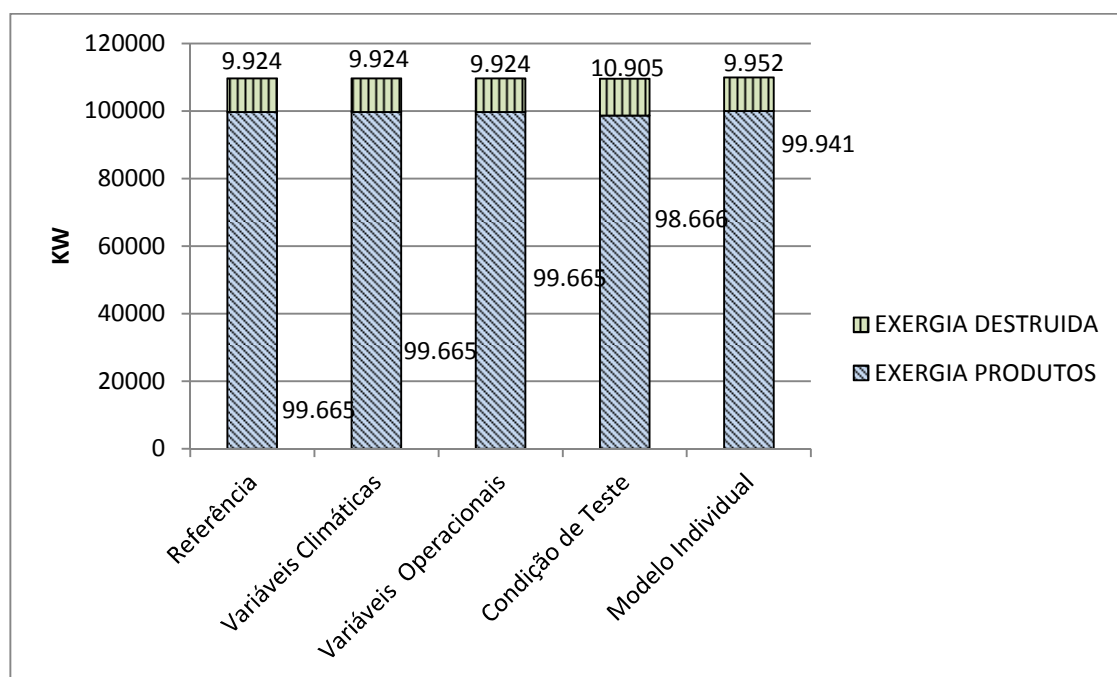


Figura 4.26. Variação da exergia destruída e potência gerada na turbina a vapor.

Finalmente, o gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP é apresentado na figura 4.27. Observa-se neste gráfico que a maior anomalia (1091 KW) aparece na turbina a vapor (ST1) como esperado (anomalias foram inseridas), mas também observado uma variação na Turbina a Gás.

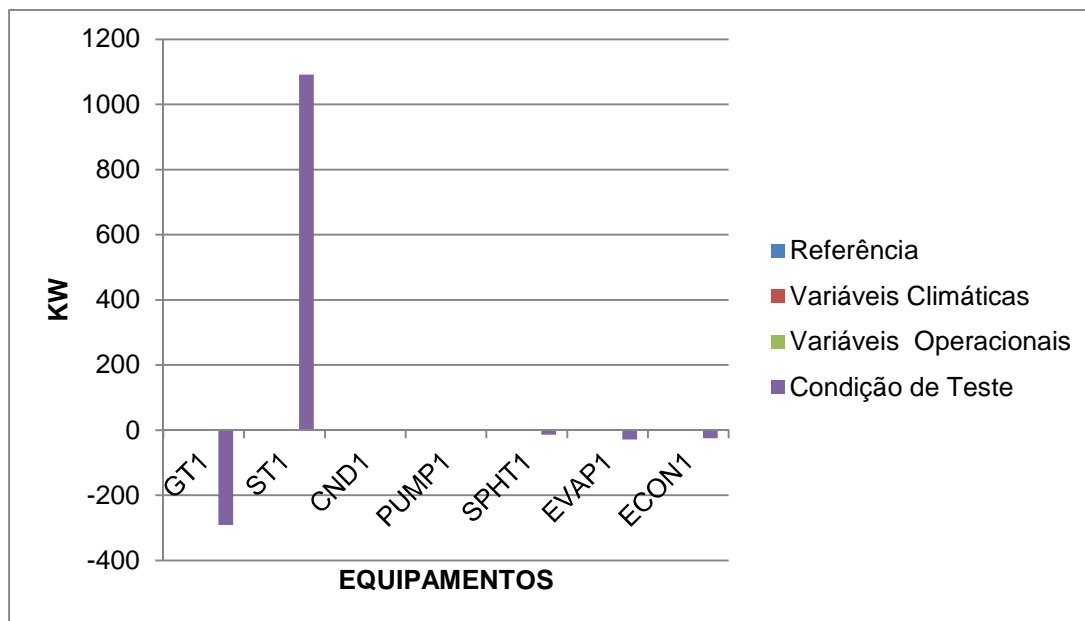


Figura 4.27. Gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado do exemplo.

Neste caso é conhecido que a anomalia está na turbina a Vapor. No entanto, a figura 4.27 não identifica a turbina a vapor como o equipamento com a anomalia intrínseca. De acordo com este gráfico, os outros dispositivos (CND1, PUMP1, SPHT1, EVAP1 e ECON1) também podem apresentar anomalias intrínsecas. Esta é uma desvantagem do diagnóstico termoeconômico.

Para resolver a limitação que apresenta o método de diagnóstico termoeconômico na identificação dos dispositivos com anomalias extrínsecas nos sistemas térmicos, modelos individuais foram criados para calcular o desempenho esperado para cada dispositivo, se eles trabalham com as mesmas variáveis de entrada que a condição de teste, mas sem falhas internas.

Na figura 4.28 apresenta-se a comparação das anomalias pela variação de KP entre a condição de teste e o estado comparativo (modelos individuais) para os principais componentes do ciclo: turbina a gás (GT1), Turbina a Vapor (ST1), condensador (CND1), bomba (PUMP1), superequecedor (SPHT1), evaporador (EVAP1) e economizador (ECON1). Neste gráfico observa-se que para a turbina a vapor o valor da anomalia (1091 KW) é muito diferente do valor esperado (0,66 KW), se não houvesse degradação neste dispositivo. Portanto, é evidente que a turbina de vapor tem uma anomalia intrínseca. Por exemplo, para a turbina a gás o valor da anomalia na condição de teste é de -287700 KW e no estado do

modelo individual é de -282224 KW o que indica que não há (e se houver é muito pequena) degradação nestes dispositivos. Para os outros dispositivos o valor da anomalia tem um valor similar ao valor esperado (modelos individuais).

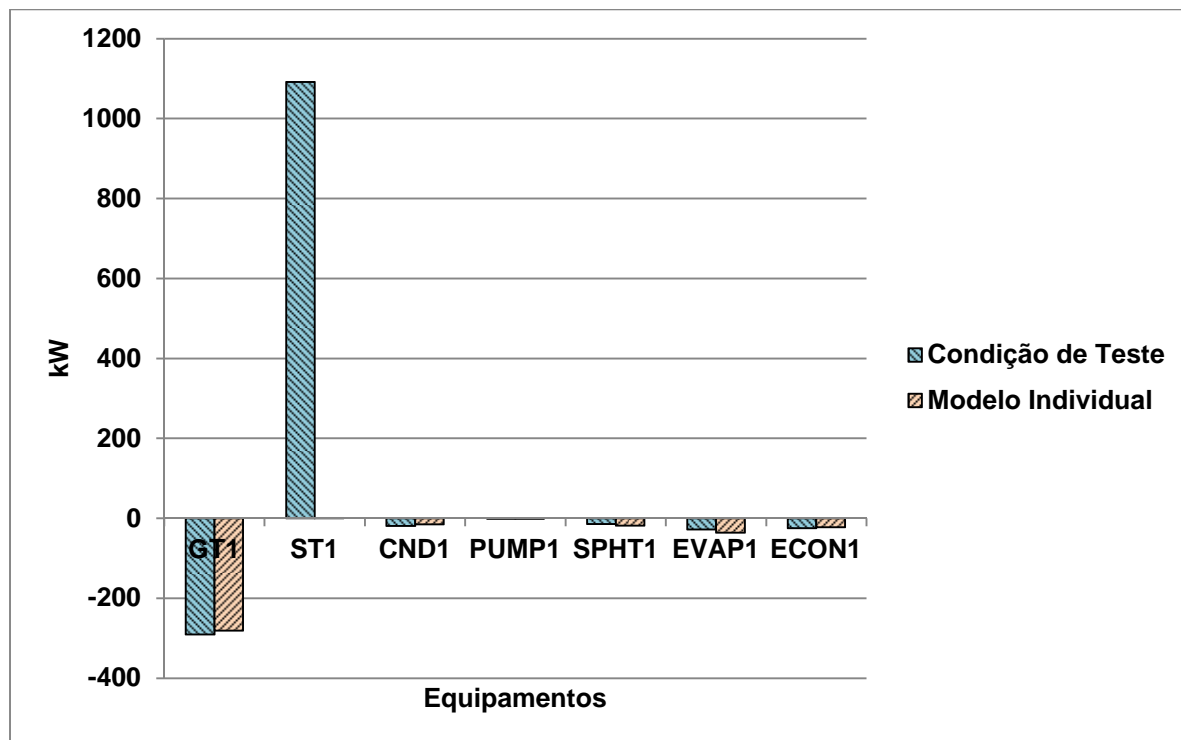


Figura 4.28. Comparação das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado do exemplo entre a condição de teste e os modelos individuais (estado comparativo).

4.7.3. Aplicação do sistema desenvolvido com várias anomalias para um caso simples

Aplicando o sistema desenvolvido às mesmas condições do caso apresentado na seção 3.5 (várias anomalias) os resultados são apresentados no gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP (figura 4.29). Observa-se que a maior anomalia aparece na turbina a Gás (GT1), como consequência de uma variação na temperatura (4008 KW), mas também esta turbina apresenta variação como consequência da degradação dos equipamentos do sistema (-552 KW). Similarmente o condensador (CND1) apresenta uma variação devido à variação na temperatura. A turbina a vapor (ST1) tem anomalia tanto pela variação da temperatura (221 KW) como pelas anomalias no sistema (875 KW). O mesmo acontece com o evaporador e os demais equipamentos. Assim, não fica claro quais são os equipamentos com anomalias intrínsecas.

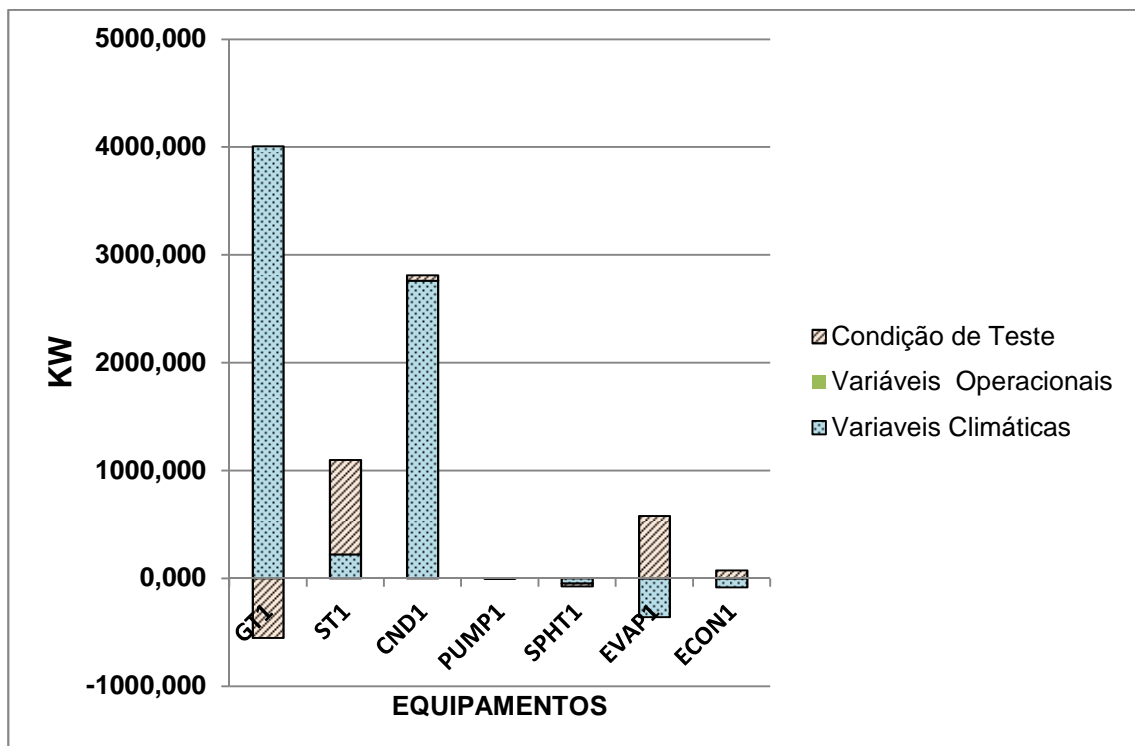


Figura 4.29. Gráfico das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado (mais de uma anomalia).

Na figura 4.30 apresenta-se, a comparação das anomalias pela variação de KP entre a condição de teste e o estado comparativo (modelos individuais) agora para a nova condição (varias anomalias). Os modelos individuais foram elaborados seguindo o esquema de cálculo das figuras 4.8 e 4.21. Na Figura 4.30 observa-se que para a turbina a vapor (ST1) o valor da anomalia na condição de teste (1097 KW) é muito diferente do valor esperado (1,763 KW), se não houvesse degradação neste dispositivo. Igualmente para o evaporador (EVAP1) o valor da anomalia na condição de teste (217 KW) é muito diferente do valor esperado (-23KW). Portanto, é evidente que a turbina de vapor e o evaporador têm anomalias intrínsecas. Para os outros dispositivos o valor da anomalia tem um valor similar ao valor esperado o que indica que não há (e se houver é muito pequena) degradação nestes dispositivos. Por exemplo, para a turbina a gás o valor real e o valor esperado são: 3456 e 3470 KW respectivamente. Para o condensador estes mesmos valores são: 2811 KW nos duas condições. (Figura 4.30)

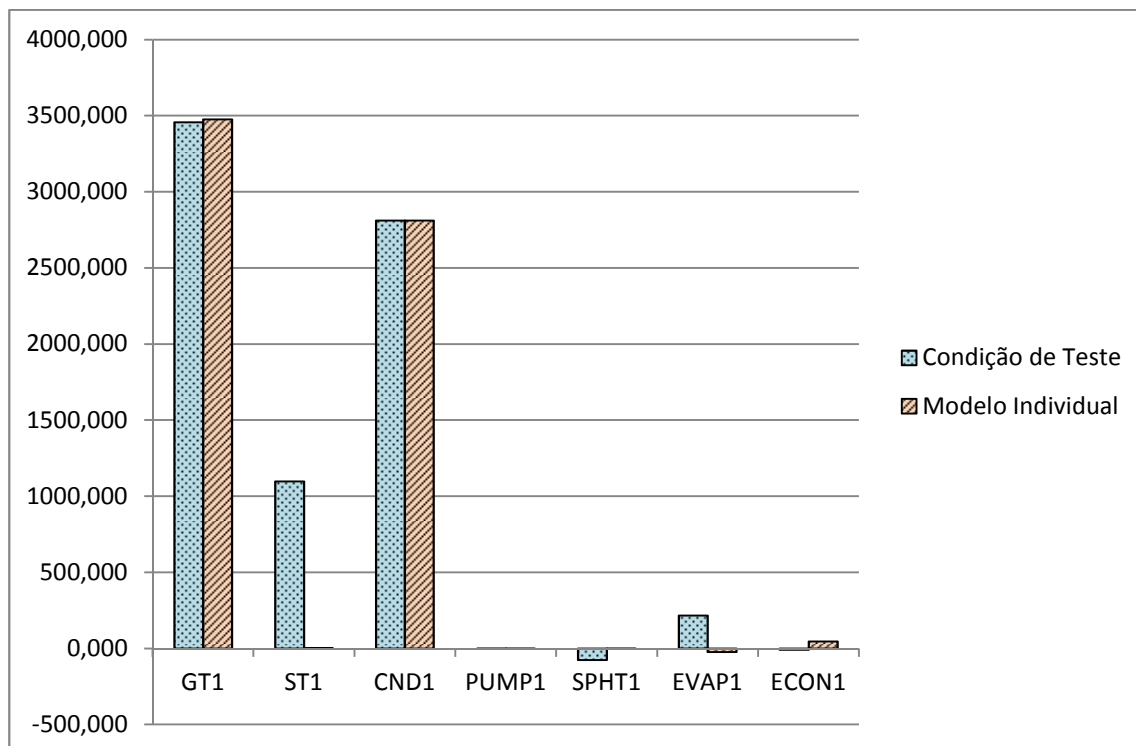


Figura 4.30. Comparação das anomalias (MF) pela variação de KP, nos equipamentos do ciclo combinado entre a condição de teste e os modelos individuais (mais de uma anomalia).

4.8. Fatores de Desempenho dos Equipamentos do Ciclo Combinado

Para estabelecer qual dos equipamentos apresenta anomalias intrínsecas, ou seja, aquelas que são consequência de problemas internos nos equipamentos foram elaborados modelos individuais baseados nos equipamentos principais do ciclo trabalhando em *off design*, com as mesmas entradas do equipamento correspondente na condição de teste (Figura 4.8 e 4.21). Se dois dispositivos são idênticos, para as mesmas condições de entrada devem comportar-se da mesma maneira, a não ser que um deles apresenta anomalias.

A criação dos modelos individuais é baseada no trabalho feito por Silva et al. (2009) e o uso das curvas de operação dos equipamentos. No seu trabalho Silva propõe a utilização de fatores de desempenho para os componentes do ciclo usando os dados termodinâmicos de saída (pressões, temperaturas, fluxos mássicos, etc.) entre a condição de teste e a condição limpa de cada componente. Assim cada componente pode ter mais de um fator de desempenho. Este conceito foi utilizado nesta dissertação, mas não trabalhando com fatores termodinâmicos.

Nas seções anteriores usou-se para comparar os componentes do ciclo entre a condição de teste e o estado comparativo o valor das anomalias nas duas condições. Mas a comparação pode resultar não satisfatória em presença de equipamentos com uma elevada produção. Portanto, para este trabalho foi utilizado como fator termoeconômico de desempenho a relação de consumos exergéticos unitários dos equipamentos na condição de teste (real) e os consumos exergéticos unitários esperados (modelos individuais) (Figura 4.8). Para os equipamentos sem anomalias intrínsecas o quociente entre o consumo exergético unitário na condição de teste e o consumo exergético unitário no estado comparativo tem um valor de 1,0. Um valor maior de 1,0 indica diminuição na eficiência do componente. No capítulo 5 é aplicado este método junto ao método de diagnóstico termoeconômico para o ciclo combinado de Ratchaburi para vários tipos de anomalias e para potência constante e potência variável.

CAPÍTULO 5

APLICAÇÃO DO SISTEMA DESENVOLVIDO PARA O CASO DE ESTUDO (PLANTA DE CICLO COMBINADO DE RATCHABURI)

A planta de Ciclo Combinado de Ratchaburi foi simulada na sua condição de máxima potência com 725 MW líquidos, e condições ambientais ISO (15°C, 1atm e 60% de umidade relativa)

São simuladas várias condições inclusive, anomalias, tais como.

- São considerada uma potência líquida menor que a máxima. A potência de trabalho será de 715 MW.
- Simulou-se-á uma variação da temperatura. A temperatura ambiente é de 20°C.
- São usadas anomalias em vários equipamentos (turbina a gás 1, turbina a vapor e caldeira de recuperação 1) as quais são apresentadas na Tabela 5.1.

Tabela 5.1. Anomalias usadas nas simulações do ciclo combinado de Ratchaburi.

Conjunto	Equipamento	Nomenclatura GateCycle	Anomalia
Turbinas a Gas	Turbina a Gás 1	GT1	A eficiência do compressor da turbina a Gás passa de 90,6% para 89%
Caldeira de Recuperação 1 (HRSG1)	Superaquecedor de alta	SPHT5	O coeficiente de troca de calor foi multiplicado por 0,9 e um <i>fouling factor</i> de 20 m ² -K-sec/kJ.
	Economizador de alta	ECON5	O coeficiente de troca de calor foi multiplicado por 0,9 e um <i>fouling factor</i> de 10 m ² -K-sec/kJ.
Turbina a Vapor	Etapa de alta pressão	ST1	A eficiência da seção de alta pressão da turbina a vapor tem sua eficiência reduzida de 94% para 93%.

Se necessário alterar o modelo ou adicionar outras disfunções, isto pode ser feito sem problemas.

Assim, considerando as situações anteriores, são definidas as seguintes situações:

1. Modelo de Referência que corresponde à condição de potência máxima de 725MW, temperatura de 15°C e sem anomalias.
2. Modelo Variáveis Operacionais que corresponde a uma variação da potência (715 MW), a mesma temperatura (15°C) e sem anomalias.
3. Modelo Variáveis Climáticas que corresponde à mesma potência do modelo anterior (715MW) mas variando a temperatura que agora é 20°C e sem anomalias.
4. Modelo na condição de teste que apresenta uma potência de 715 MW, temperatura de 20°C e a presença de anomalias (tabela 5.1).

Baseada na estrutura física da central termelétrica de ciclo combinado de Ratchaburi, foi feita uma estrutura produtiva para tal ciclo a qual é apresentada na Figura 5.1. Com a informação da estrutura produtiva foi elaborada uma tabela de Insumo-Produto na qual é baseado o sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido. A distribuição Insumo-Produto (F-P) é apresentada na tabela 5.2. Procede-se aplicar o sistema desenvolvido para o caso em estudo (Central de Ciclo Combinado de Ratchaburi) para o qual se dispõe de dois estados: uma condição de referência e uma condição de teste (real). Os dados de pressão, temperatura, fluxos mássicos, título e exergia para os fluxos da estrutura produtiva nas condições referência e de teste são apresentados no apêndice B.

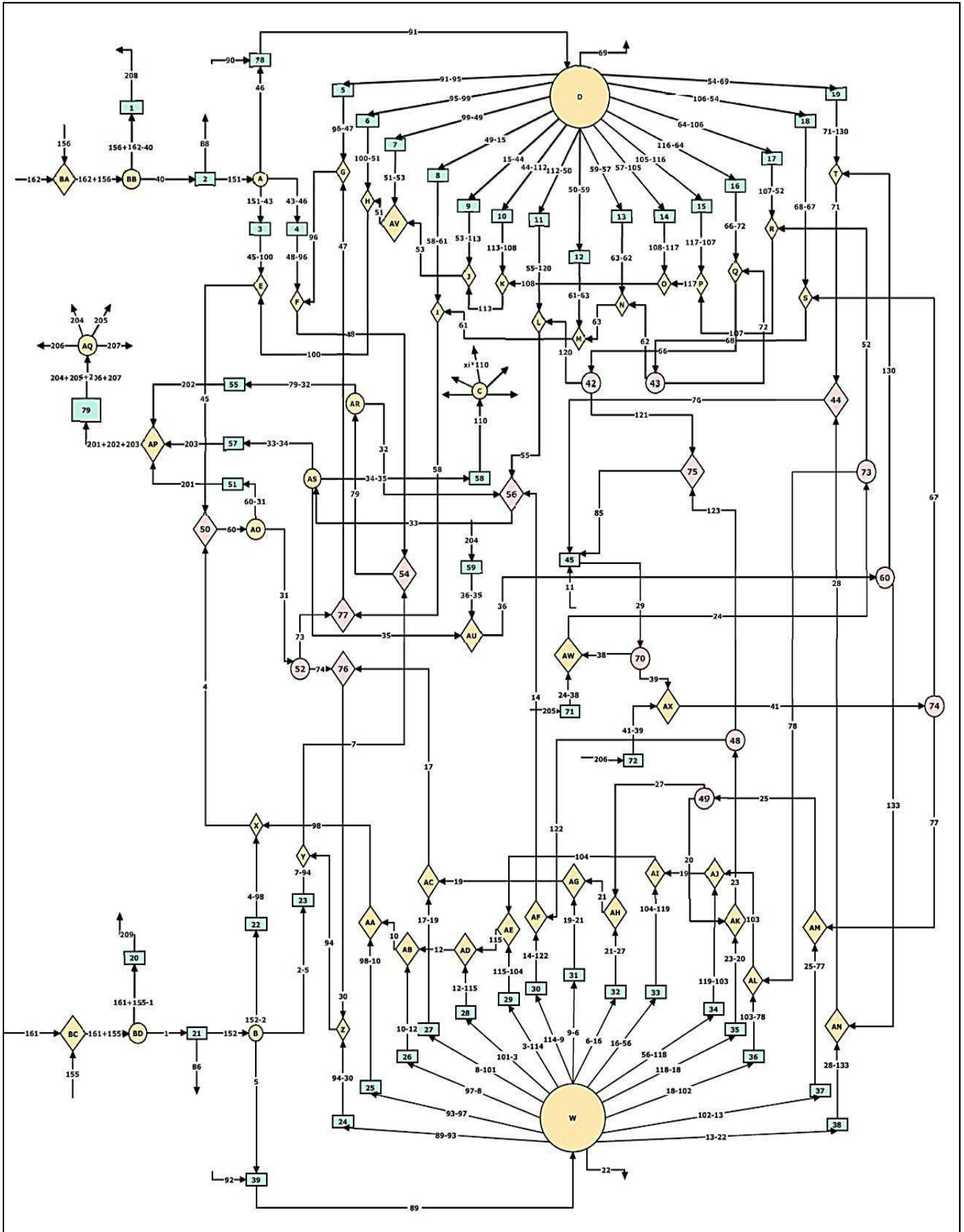


Figura 5.1. Estrutura Produtiva do ciclo combinado estudado.

Tabela 5.2. Distribuição Insumo-Produto para a central de ciclo combinado estudado.

Equipamento	Insumo (<i>Fuel</i>)	Produto	Equipamento	Insumo (<i>Fuel</i>)	Produto
1	$B_{156} + B_{162} - B_{40}$	B_{208}	33	$B_{16} - B_{56}$	$B_{104} - B_{119}$
2	B_{40}	$B_{88} + B_{151}$	34	$B_{56} - B_{118}$	$B_{119} - B_{103}$
3	$B_{151} - B_{43}$	$B_{45} - B_{100}$	35	$B_{118} - B_{18}$	$B_{23} - B_{20}$
4	$B_{43} - B_{46}$	$B_{48} - B_{96}$	36	$B_{18} - B_{102}$	$B_{103} - B_{78}$
5	$B_{91} - B_{95}$	$B_{96} - B_{47}$	37	$B_{102} - B_{13}$	$B_{25} - B_{77}$
6	$B_{95} - B_{99}$	$B_{100} - B_{51}$	38	$B_{13} - B_{22}$	$B_{28} - B_{133}$
7	$B_{99} - B_{49}$	$B_{51} - B_{53}$	39	$B_{92} + B_5$	B_{89}
8	$B_{49} - B_{15}$	$B_{58} - B_{61}$	43	B_{68}	$B_{72} + B_{62}$
9	$B_{15} - B_{44}$	$B_{53} - B_{113}$	44	$B_{71} + B_{136} + B_{28}$	B_{76}
10	$B_{44} - B_{112}$	$B_{113} - B_{108}$	45	$B_{85} + B_{76} + B_{11}$	B_{29}
11	$B_{112} - B_{50}$	$B_{55} - B_{120}$	48	B_{23}	$B_{122} + B_{123}$
12	$B_{50} - B_{59}$	$B_{61} - B_{126}$	50	$B_4 + B_{45}$	B_{60}
13	$B_{59} - B_{57}$	$B_{63} - B_{62}$	51	$B_{60} - B_{31}$	B_{201}
14	$B_{57} - B_{105}$	$B_{108} - B_{117}$	52	B_{31}	$B_{73} + B_{74}$
15	$B_{105} - B_{116}$	$B_{117} - B_{107}$	53	B_{48}	$B_{141} + B_{142}$
16	$B_{116} - B_{64}$	$B_{66} - B_{72}$	54	$B_{141} + B_{139}$	B_{79}
17	$B_{64} - B_{106}$	$B_{107} - B_{52}$	55	$B_{79} - B_{32}$	B_{202}
18	$B_{106} - B_{54}$	$B_{68} - B_{67}$	57	$B_{33} - B_{34}$	B_{203}
19	$B_{54} - B_{69}$	$B_{71} - B_{130}$	58	$B_{34} + B_{149} - B_{35}$	B_{110}
20	$B_{161} + B_{155} - B_1$	B_{209}	59	B_{204}	$B_{36} - B_{35}$
21	B_1	$B_{86} + B_{152}$	60	B_{36}	$B_{70} + B_{75}$
22	$B_{152} - B_2$	$B_4 - B_{98}$	70	B_{29}	$B_{38} + B_{39}$
23	$B_2 - B_5$	$B_7 - B_{94}$	71	B_{205}	$B_{24} - B_{38}$
24	$B_{89} - B_{93}$	$B_{94} - B_{30}$	72	B_{206}	$B_{41} - B_{39}$
25	$B_{93} - B_{97}$	$B_{98} - B_{10}$	73	B_{24}	$B_{78} + B_{52}$
26	$B_{97} - B_8$	$B_{10} - B_{12}$	74	B_{41}	$B_{77} + B_{67}$
27	$B_8 - B_{101}$	$B_{17} - B_{19}$	75	$B_{123} + B_{121}$	B_{85}
28	$B_{101} - B_3$	$B_{12} - B_{115}$	76	$B_{17} + B_{74}$	B_{30}
29	$B_3 - B_{114}$	$B_{115} - B_{104}$	77	$B_{58} + B_{73}$	B_{47}
30	$B_{114} - B_9$	$B_{14} - B_{122}$	78	$B_{90} + B_{46}$	B_{91}
31	$B_9 - B_6$	$B_{19} - B_{128}$	79	$B_{201} + B_{202} + B_{203}$	$B_{204} + B_{205} + B_{206} + B_{207}$
32	$B_6 - B_{16}$	$B_{21} - B_{27}$	-	-	-

A primeira parte dos resultados do sistema desenvolvido permite fazer uma análise da destruição de exergia, variação de produtos e insumos e consumos exergéticos unitários.

Na segunda parte se apresentam os resultados do diagnóstico termoeconômico.

E na terceira parte se aplica o método de fatores de desempenho termoeconômicos para identificar os equipamentos com anomalias intrínsecas.

5.1. Análise da Exergia Destruída nos Principais Equipamentos

Na tabela 5.3 apresentam-se os valores da exergia destruída nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo para os estados simulados (Modelo de Referência, Modelo Variáveis Operacionais, Modelo Variáveis Climáticas e Modelo na condição de teste) e na Figura 5.2 a 5.4 mostra-se a porcentagem que representam estas exergias destruídas com respeito à referência, para os outros estados.

Tabela 5.3. Exergia destruída nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo

Equipamento	Nomenclatura GateCycle	Referência (kW)	Variáveis Climáticas (kW)	Variáveis Operacionais (kW)	Condição de Teste (kW)
Turbinas a Gás	GT1	305707,04	305162,06	301665,72	307791,64
	GT2	305706,70	305163,14	301666,88	308568,09
Turbina a Vapor	ST1	2328,76	2374,90	2303,95	2646,93
	ST2	456,39	459,76	468,55	448,21
	ST3	9775,08	9765,87	9701,09	9970,44
Condensador	CND1	38460,85	34171,08	37690,34	35171,90
Grupos de Bombas	PUMP1	25,99	26,17	25,71	26,44
	PUMP2	856,62	872,28	849,44	871,13
	PUMP3	59,61	59,93	58,23	63,47
HRSG1	SPHT5	1631,16	1688,81	1624,90	1531,53
	SPHT6	762,30	771,92	740,60	971,06
	SPHT7	201,98	199,78	196,73	183,80
	SPHT8	264,47	263,74	259,31	352,62
	SPHT10	1330,68	1347,50	1298,20	1847,47
	SPHT12	1906,40	1936,50	1899,24	2114,49
	EVAP4	3305,38	3342,20	3306,63	3811,58
	EVAP5	432,97	417,26	417,03	581,72
	EVAP6	200,05	194,37	192,90	186,89
	ECON5	504,80	516,12	509,82	479,81
	ECON6	147,68	151,01	146,70	172,56
	ECON7	165,93	164,12	158,90	185,40
	ECON8	3751,74	3654,24	3715,72	3698,20
	ECON11	75,77	75,83	76,45	75,73
	ECON12	1071,39	1077,78	1057,71	1137,36
ECON13	922,19	934,76	904,64	1066,34	
ECON15	81,00	80,99	81,45	80,70	

Tabela 5.3. Exergia destruída nos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo (Continuação)

Equipamento	Nomenclatura GateCycle	Referência (kW)	Variáveis Climáticas (kW)	Variáveis Operacionais (kW)	Condição de Teste (kW)
HRSG2	SPHT1	1638,69	1689,49	1628,11	1629,64
	SPHT2	761,99	772,52	740,27	864,13
	SPHT3	201,87	200,37	188,90	200,72
	SPHT4	275,03	271,10	258,03	297,89
	SPHT9	1329,25	1347,46	1298,38	1635,96
	SPHT11	1900,80	1936,25	1898,14	1835,31
	EVAP1	3307,56	3342,50	3306,58	3175,30
	EVAP2	433,40	420,94	420,33	463,64
	EVAP3	200,41	194,59	193,14	193,74
	ECON1	508,35	515,43	500,44	476,26
	ECON2	146,47	147,86	145,86	150,72
	ECON3	165,43	164,52	156,99	175,92
	ECON4	3751,76	3653,96	3715,86	3714,11
	ECON9	74,97	76,39	76,39	72,08
	ECON10	1071,04	1077,65	1057,66	1086,11
	ECON14	923,56	931,80	912,50	920,49
ECON16	80,15	81,62	81,46	77,51	

Na figura 5.2 observa-se que quando a potência da usina muda de 725 MW para 715 MW (com uma temperatura ambiente de 15°C e sem anomalias) a turbinas a gás 1 (GT1) experimenta uma diminuição na exergia destruída (301666 KW) com respeito à referência (305707 kW). Isso representa uma diminuição de 1,32% como uma consequência de uma redução nas entradas de ar e de combustível, uma diminuição da potência produzida em cada turbina a gás, além de trabalhar fora do ponto de projeto. Valores similares ocorrem na turbina a Gás 2 (GT2) (Tabela 5.3). Para a turbina a Vapor em duas de suas etapas (HP e LP) se experimenta uma diminuição da exergia destruída com valores de 2304 kW para a etapa de alta pressão e 9701 kW para a etapa de baixa pressão. A etapa intermediária tem uma exergia destruída de 468 kW. As exergias destruídas na referência para as etapas de alta, média e baixa pressão, são: 2329, 456 e 9775 KW respectivamente, o que no total representa que a turbina a vapor em conjunto experimentou uma diminuição de apenas 0,69% na exergia destruída como consequência da mudança na potência da usina. O conjunto de Bombas 1, 2 e 3 também apresenta uma diminuição da exergia destruída com valores de 26,2, 849 e 58 kW respectivamente contra 25,99, 857 e 60 KW na condição de referência.

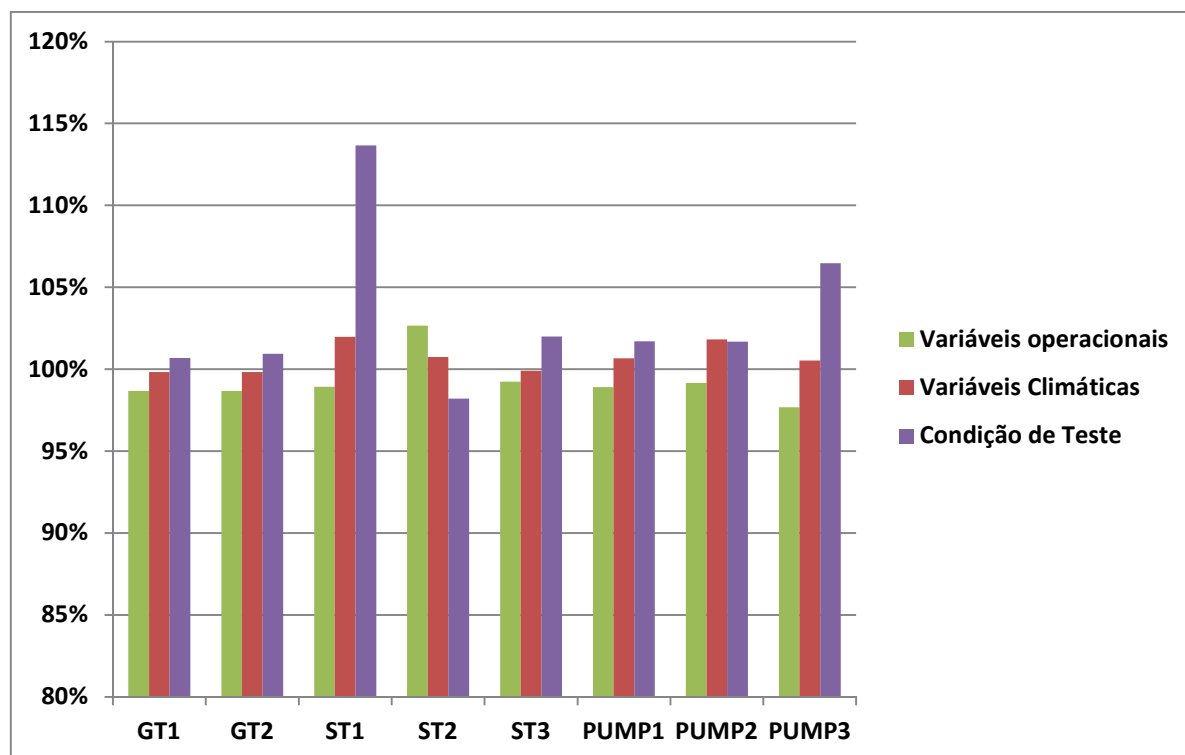


Figura 5.2. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos que produzem ou consomem potência no ciclo combinado.

Na Tabela 5.3 e Figura 5.3 observa-se que para a seção de alta pressão da caldeira de recuperação 1 a soma das exergias destruídas dos seus componentes (SPHT5, SPHT12, EVAP4, ECON5, ECON11, ECON12, ECON13, ECON15) na condição de referência é de 9498 kW contra 9461 kW de exergia destruída produto da mudança na potência da usina, para uma porcentagem de diminuição de 0,39%.

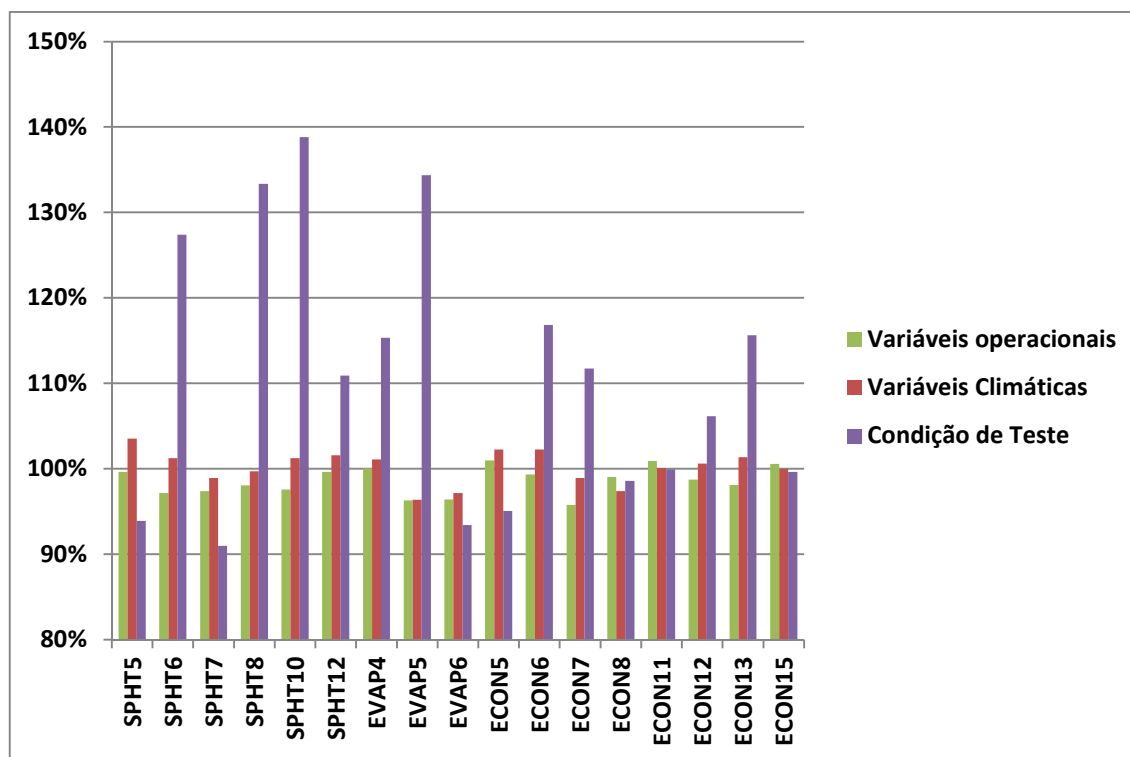


Figura 5.3. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos da caldeira de recuperação 1 (HRSG1)

Para a seção de média pressão da caldeira de recuperação 1 (SPHT6, SPHT8, SPHT10, EVAP5, ECON6, ECON7) o valor da exergia destruída na condição de referência é 3104 KW contra 3021 KW no estado de variação na operação da usina (tabela 5.3).

Os valores das exergias destruídas para a seção de baixa pressão da HRSG1 (Tabela 5.3 e Figura 5.3), e as seções de alta, média e baixa pressão para a caldeira de recuperação 2 (HRSG2) (Figura 5.4) são: 4154, 9505, 3111 , 4154 KW respectivamente.

Os correspondentes valores para a condição com mudança na potência da usina dos anteriores conjuntos de equipamentos são: 4105, 9461, 3020, 4098 KW respectivamente.

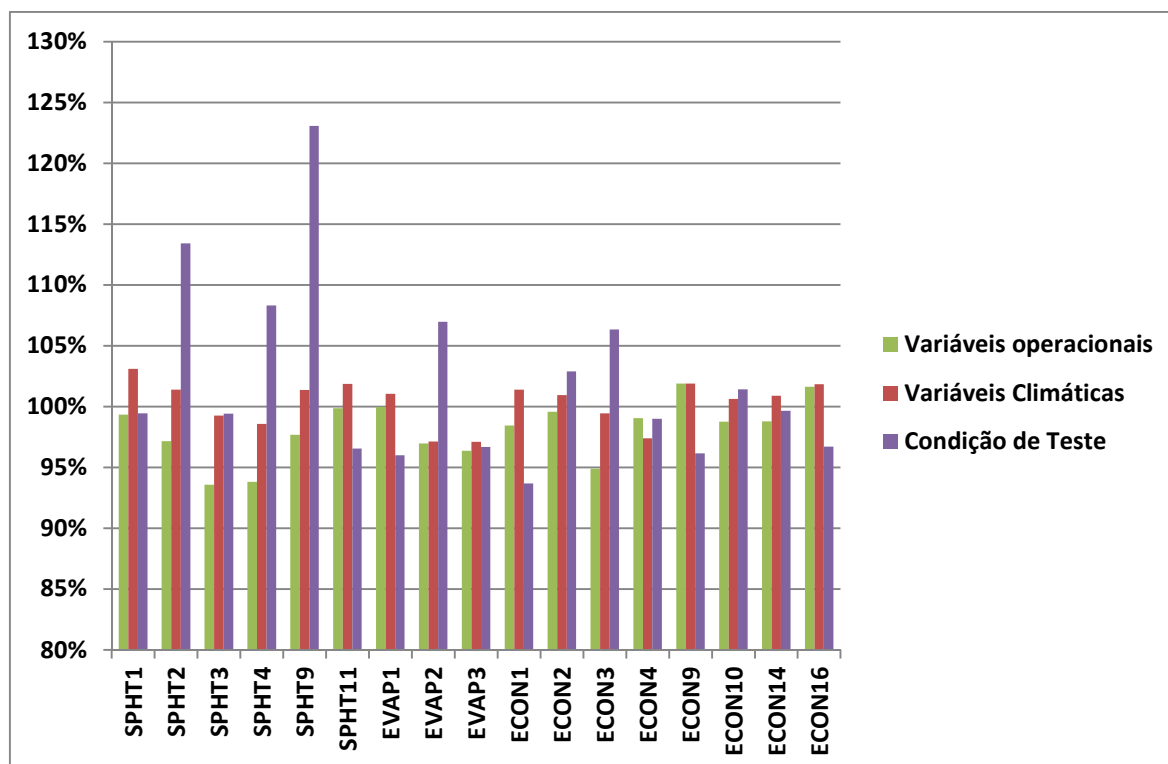


Figura 5.4. Porcentagem que representam as exergias destruídas nos estados: variáveis operacionais, variáveis climáticas e condição de teste, com respeito ao estado de referência para os equipamentos da caldeira de recuperação 2 (HRSG2)

Uma diminuição da potência líquida do ciclo de 10 MW (1,38% da potência líquida na condição de referência) causa uma diminuição na exergia destruída nos principais equipamentos de apenas 168 KW (0,024% da exergia destruída na condição de referência)(Tabela 5.3), o que indica uma menor eficiência do sistema traz esta mudança. Isto mostra que uma redução na destruição total de exergia de um sistema não representa necessariamente uma melhoria na eficiência global.

Agora para a usina trabalhando em carga parcial (715 MW) e sem anomalias, um aumento na temperatura ambiente de 5°C (passa de 15 a 20°C) causa um aumento na exergia destruída dos componentes GT1 (305162 KW) e GT2 (305163 KW) (Tabela 5.3 e Figura 5.2). Para a turbina a Vapor em conjunto a exergia destruída passa de 12473 KW para 12600 KW (um aumento de 1,76%). O conjunto de bombas apresenta incrementos na exergia destruída com um valor de 958 KW (2,68% de incremento). Como mostrado na Tabela 5.3 e na figura 5.3 e 5.4, para esta mudança na temperatura ambiente, a exergia destruída na caldeira de recuperação 1 tem um valor de 16817 kW (1,39% de incremento) e para a caldeira de recuperação 2 tem um valor de 16824 KW (1,48% de incremento). A mudança de 5°C causa

em todo o sistema um aumento na exergia destruída de 4100 KW, isto acontece entre outras coisas devido a que o ar aumenta o seu volume específico com a temperatura o que causa que, para uma mesma vazão volumétrica, se tenha menos massa de ar por segundo entrando nos compressores das turbinas a gás o que faz o sistema menos eficiente.

A presença de anomalias causa um aumento de exergia destruída em todos os equipamentos. Para as turbinas a gás 1 e 2 a diferença de exergias destruídas entre a condição caracterizada por 715 MW de potência líquida e temperatura ambiente de 20°C foram de 2629,575 e 3404,95 KW respectivamente. Para a turbina a vapor esta diferença foi de 465 KW em tanto que para as caldeiras de recuperação 1 e 2 os valores foram 1660 e 145 KW respectivamente (Tabela 5.3). Observa-se que apesar da turbina 1 apresentar anomalias simuladas, destrói menos exergia que a turbina a gás 2. Contrário é o caso da caldeira de recuperação 1 que apresenta anomalias e destrói mais exergia que a caldeira 2.

Uma análise de exergia fornece valiosa informação, mas não é suficiente para identificar onde acontecem as anomalias num sistema térmico. A seguir se calculam os consumos exergéticos específicos dos principais equipamentos os quais são usados para identificar os equipamentos com anomalias intrínsecas no sistema de diagnóstico termoeconômico desenvolvido.

5.2. Consumo Exergético Unitário nos Principais Equipamentos

Na Tabela 5.4 e nas figuras 5.5 a 5.9 apresentam-se as mudanças no consumo exergético unitário dos principais equipamentos do ciclo combinado em estudo para os estados simulados. Na figura 5.5 observa-se que para a turbina a gás 1 (GT1) uma mudança de 10 MW causa uma ineficiência ao passar o seu consumo exergético unitário de 2,3399 para 2,3441 (Tabela 5.4) o que significa que nesta condição consome mais combustível para produzir uma unidade de potência. Valores idênticos para a turbina a gás 2 (GT2). Um aumento da temperatura ambiente de 5°C causa uma ineficiência nas duas turbinas a gás ao passar os seus consumos exergéticos unitários para 2,363. A presença das anomalias no sistema causam que a turbina a gás (que também tem anomalias) aumente o seu consumo exergético unitário para o valor de 2,382 enquanto a turbina 2 é levada a um ponto de trabalho onde é mais eficiente do que a condição anterior (consumo exergético unitário de 2,360)

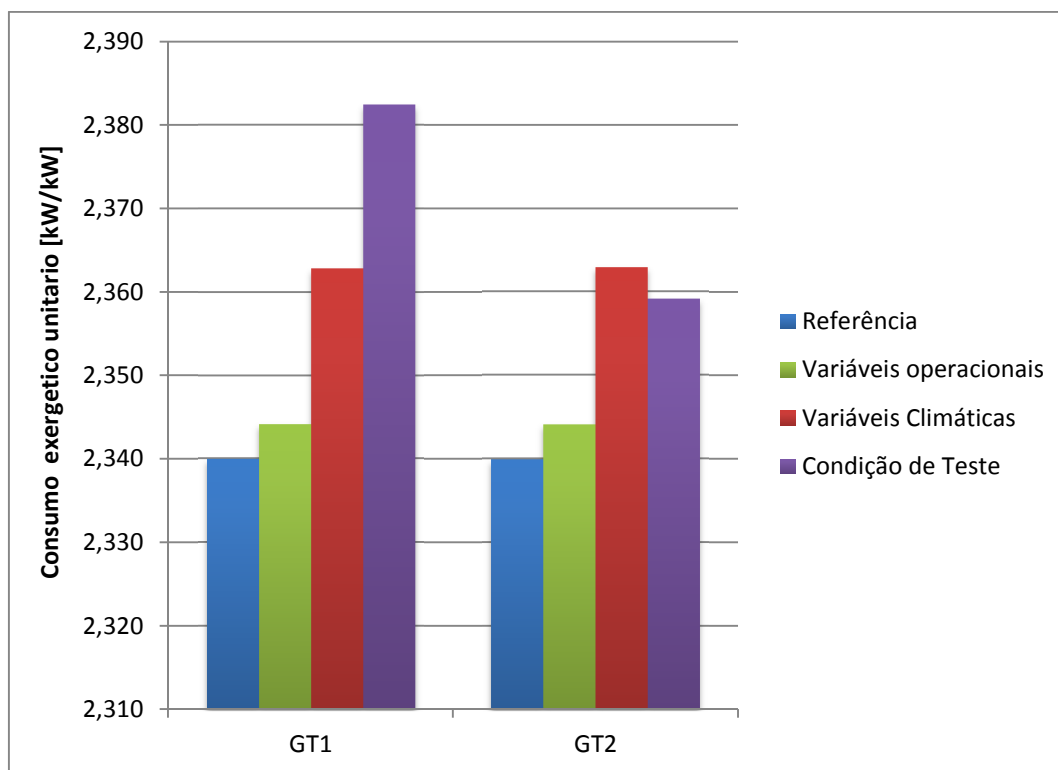


Figura 5.5. Consumo exergético unitário das turbinas a gás para os casos simulados.

O aumento na temperatura ambiente junto à diminuição da potência líquida não afeta o consumo exergético unitário das etapas da turbina a vapor (Figura 5.6). A etapa de alta pressão da turbina a vapor (ST1) mantém o seu consumo exergético unitário em torno de 1,036, a etapa intermediária (ST2) em torno de 1,02 e a etapa de baixa pressão (ST3) mantém o consumo exergético unitário em torno de 1,05. (Tabela 5.4). A presença de anomalias só afeta a etapa de alta pressão da turbina a vapor (que tem anomalias intrínsecas) a qual apresenta um consumo exergético unitário de 1,045 na condição de teste.

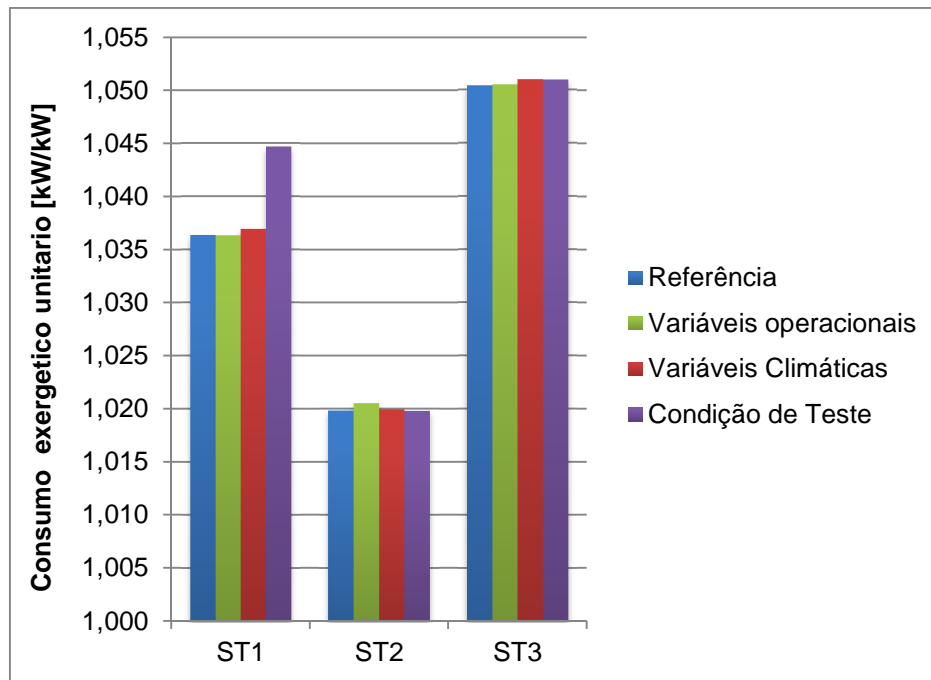


Figura 5.6. Consumo exerético unitário das seções da turbina a vapor para os casos simulados.

Para os conjuntos de bombas 1, 2 e 3 a mudança da potência não afeta o seus consumos exeréticos unitários (Tabela 5.4). Uma mudança na temperatura afeta estes equipamentos. O conjunto de bombas 1 passa de 1,388 para 1,393 o seu consumo exerético unitário, o conjunto de bombas 2 passa 1,284 para 1,291 e o conjunto 3 passa de 1,505 para 1,510. As anomalias que foram simuladas não têm consequências nos consumos exeréticos unitários nas bombas (Figura 5.7).

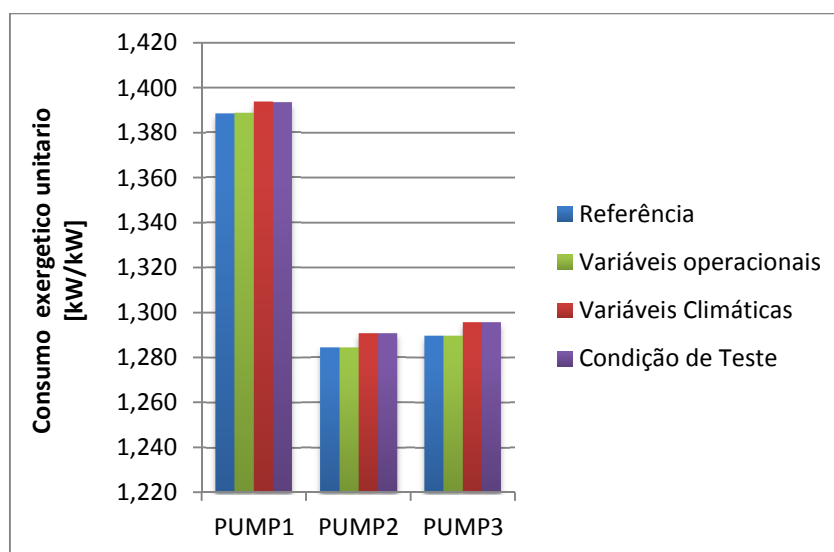


Figura 5.7. Consumo exerético unitário das bombas para os casos simulados.

Da figura 5.8 observa-se que na caldeira de recuperação 1, os efeitos causados pelas mudanças simuladas e as anomalias no consumo exergetico unitário são diversos. No entanto na Tabela 5.4 pode-se observar que para os três níveis de pressão (alta/media/baixa) as mudanças na potência líquida causam aumento no consumo exergetico unitário (alta=1,091391kW/kW; media=1,102615 kW/kW; baixa=1,329248 kW/kW) com relação à referência (alta=1,085129; media=1,076679; baixa=1,321418). A mudança de 5°C causa uma diminuição (alta=1,084651; media=1,075711; baixa=1,344412). As anomalias causam um aumento de consumo exergetico nos três níveis (alta=1,099553; media=1,089226; baixa=1,343986)

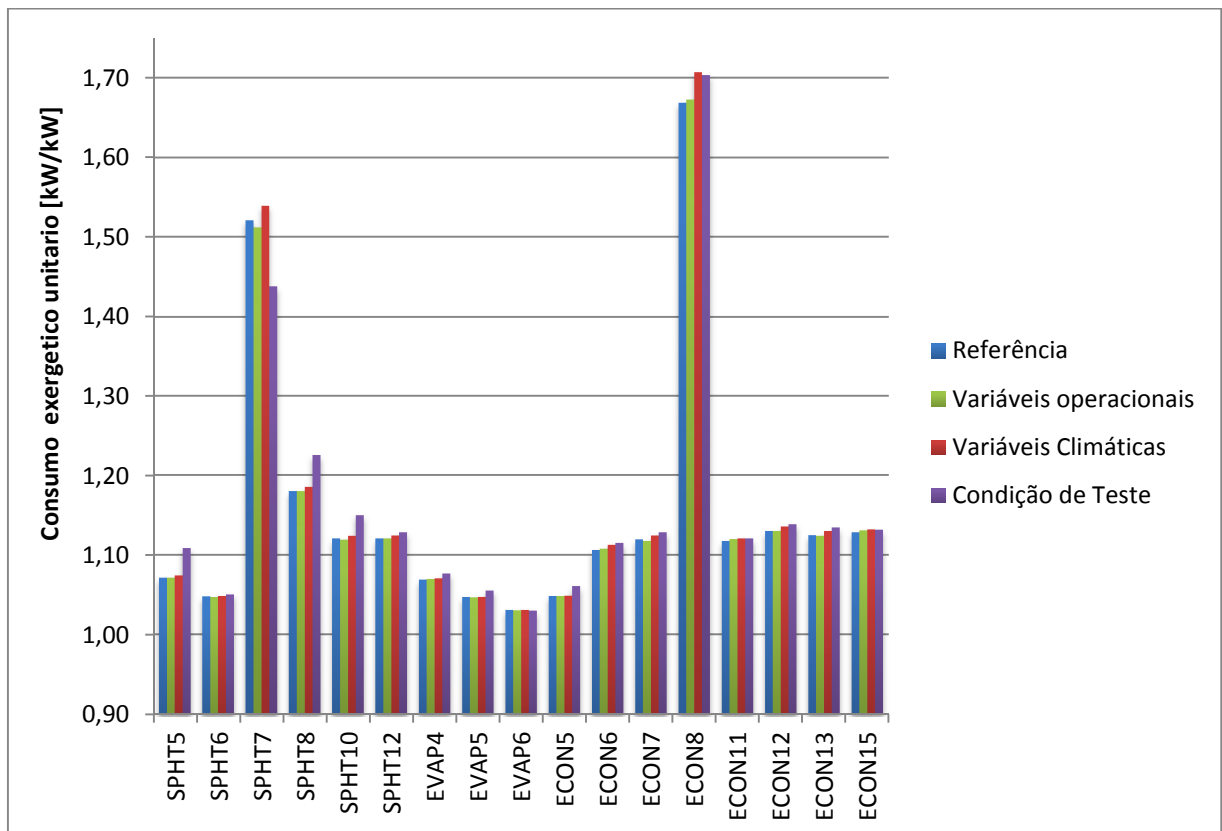


Figura 5.8. Consumo exergetico unitário dos trocadores de calor da HRSG1 para os casos simulados.

Tabela 5.4. Consumos exergéticos unitários para os principais equipamentos.

Equipamento	Nomenclatura GateCycle	Referência (kW/kW)	Variáveis Climáticas (kW/kW)	Variáveis Operacionais (kW/kW)	Condição de Teste (kW/kW)
Turbinas a Gás	GT1	2,3399	2,3628	2,3441	2,3824
	GT2	2,3399	2,3629	2,3441	2,3591
Turbina a Vapor	ST1	1,0364	1,0369	1,0363	1,0447
	ST2	1,0198	1,0199	1,0205	1,0198
	ST3	1,0504	1,0510	1,0505	1,0509
Grupos de Bombas	PUMP1	1,3883	1,3936	1,3885	1,3933
	PUMP2	1,2844	1,2906	1,2844	1,2906
	PUMP3	1,2897	1,2957	1,2897	1,2957
HRSG1	SPHT5	1,0719	1,0748	1,0717	1,1088
	SPHT6	1,0474	1,0483	1,0464	1,0510
	SPHT7	1,5208	1,5389	1,5119	1,4385
	SPHT8	1,1803	1,1855	1,1802	1,2265
	SPHT10	1,1211	1,1242	1,1194	1,1500
	SPHT12	1,1212	1,1247	1,1211	1,1285
	EVAP4	1,0696	1,0713	1,0701	1,0771
	EVAP5	1,0466	1,0465	1,0460	1,0558
	EVAP6	1,0303	1,0305	1,0299	1,0298
	ECON5	1,0477	1,0495	1,0485	1,0616
	ECON6	1,1063	1,1128	1,1079	1,1154
	ECON7	1,1197	1,1246	1,1177	1,1284
	ECON8	1,6687	1,7071	1,6727	1,7034
	ECON11	1,1176	1,1212	1,1201	1,1211
	ECON12	1,1303	1,1360	1,1301	1,1386
ECON13	1,1249	1,1302	1,1243	1,1347	
ECON15	1,1285	1,1324	1,1309	1,1320	

Tabela 5.4. Consumos exergéticos unitários para os principais equipamentos (Continuação).

Equipamento	Nomenclatura GateCycle	Referência (kW/kW)	Variáveis Climáticas (kW/kW)	Variáveis Operacionais (kW/kW)	Condição de Teste (kW/kW)
HRSG2	SPHT1	1,0722	1,0748	1,0719	1,0728
	SPHT2	1,0473	1,0483	1,0463	1,0500
	SPHT3	1,5200	1,5396	1,4908	1,5225
	SPHT4	1,1874	1,1905	1,1791	1,2026
	SPHT9	1,1209	1,1242	1,1194	1,1428
	SPHT11	1,1208	1,1247	1,1211	1,1205
	EVAP1	1,0696	1,0713	1,0701	1,0691
	EVAP2	1,0466	1,0469	1,0463	1,0492
	EVAP3	1,0304	1,0305	1,0299	1,0301
	ECON1	1,0480	1,0495	1,0476	1,0469
	ECON2	1,1054	1,1103	1,1071	1,1091
	ECON3	1,1193	1,1249	1,1162	1,1269
	ECON4	1,6687	1,7071	1,6727	1,7031
	ECON9	1,1162	1,1219	1,1199	1,1167
	ECON10	1,1303	1,1360	1,1301	1,1364
	ECON14	1,1250	1,1297	1,1253	1,1270
ECON16	1,1269	1,1333	1,1307	1,1278	
HRSG1	HRSG1 (HP)	1,085129	1,084651	1,091391	1,099553
	HRSG1 (IP)	1,076679	1,075711	1,102615	1,089226
	HRSG1 (LP)	1,321418	1,344412	1,329248	1,343986
HRSG2	HRSG2 (HP)	1,084284	1,086244	1,0836	1,088172
	HRSG2 (IP)	1,076626	1,075386	1,089263	1,075478
	HRSG2 (LP)	1,321287	1,34371	1,332323	1,3545

Na figura 5.9 apresentam-se os consumos exergéticos unitários para a caldeira de recuperação 2 que mostra também comportamentos diferentes para cada equipamento o que faz complicado identificar os equipamentos com anomalias só comparando os estados de referência e real (teste).

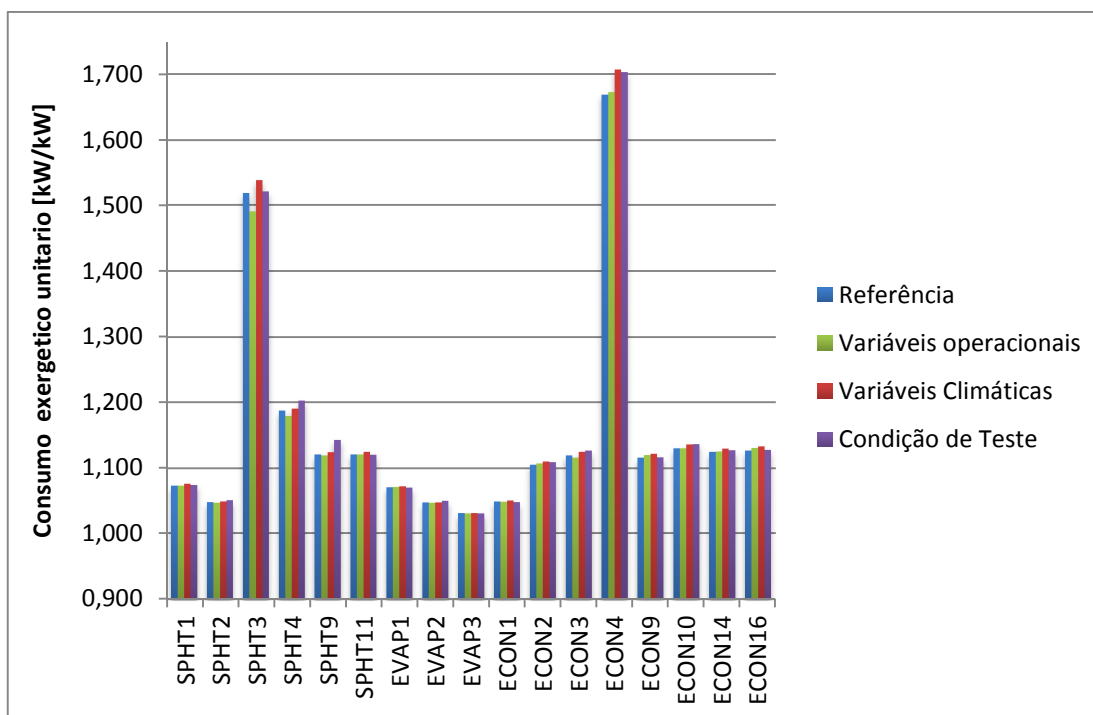


Figura 5.9. Consumo exergetico unitário dos trocadores de calor da HRSG2

5.3. Aplicação do Diagnóstico Termoeconômico Baseado em Indicadores Termoeconômicos no Ciclo Combinado em Estudo.

A seguir é aplicado o diagnóstico ao Ciclo Combinado de Ratchaburi usando o método termoeconômico para quantificar em termos de consumo de combustível os efeitos causados pelas anomalias presentes em vários equipamentos. Também os efeitos das mudanças nas condições climáticas e o efeito do sistema trabalhando em carga parcial. São usados e aplicados os conceitos próprios da termoeconomia como são: exergia, destruição de exergia, custo exergetico, consumo exergetico unitário, estrutura produtiva, anomalia, disfunção, etc. O diagnóstico é complementado com o uso de modelos de cada equipamento por separado para identificar os elementos com anomalias intrínsecas.

Para a aplicação do diagnóstico termoeconômico foram usadas as seguintes condições:

- A condição de referência ou condição de máxima potência. Que corresponde ao modelo de referência com: 725 MW líquidos, 15°C, 1atm, 60% de umidade relativa e sem anomalias nos equipamentos.
- A condição de teste caracterizando uma carga parcial (715 MW) e valores das variáveis climáticas de 20°C, 1atm e 60% de umidade relativa, mas com a presença de anomalias nos equipamentos (Tabela 5.1).

Nas figuras 5.10 a 5.12 são apresentados os resultados da aplicação da metodologia da seção 3.4 entre a condição de teste e a condição de referência para quantificar em termos de consumo adicional de combustível as anomalias dos equipamentos, mas tendo em conta o último termo da equação 3.17 (impacto pela variação do produto).

Na figura 5.10 observa-se que a turbina a gás 1 (GT1) apresenta uma anomalia de 9192 KW contra 3724 KW da turbina a gás 2 (GT1) o que significa uma menor eficiência de GT1 (o que poderia indicar presença de anomalias intrínsecas). Para a turbina a vapor a seção de alta pressão (ST1) apresenta uma anomalia de 2220 KW, em tanto que as seções de média e baixa pressão apresentam anomalias negativas (trabalhando num ponto de maior eficiência) de -1435 e -1026 KW respectivamente. O efeito das bombas é pequeno comparado com os outros componentes (não maior de 79 KW).

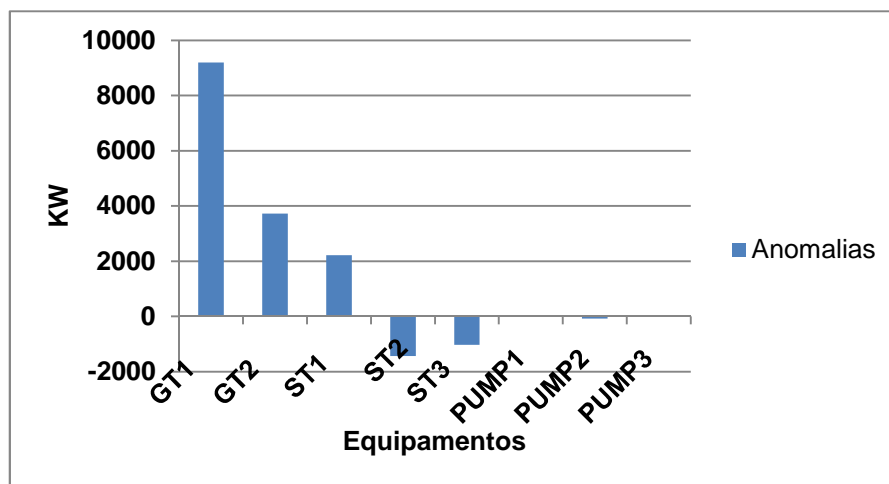


Figura 5.10. Impacto no combustível para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado.

Na figura 5.11 apresentam-se os resultados do diagnóstico para cada componente da caldeira de recuperação 1. Observa-se que a maior anomalia acontece em SPHT5 (1354 KW), seguido por SPHT10 (321 KW), EVAP4 (225 KW) e ECON5 (209 KW), em tanto que

SPHT12, SPHT7 e EVAP6 apresentam anomalias negativa (trabalham num ponto de maior eficiência) de -56, -86 e -30 KW respectivamente.

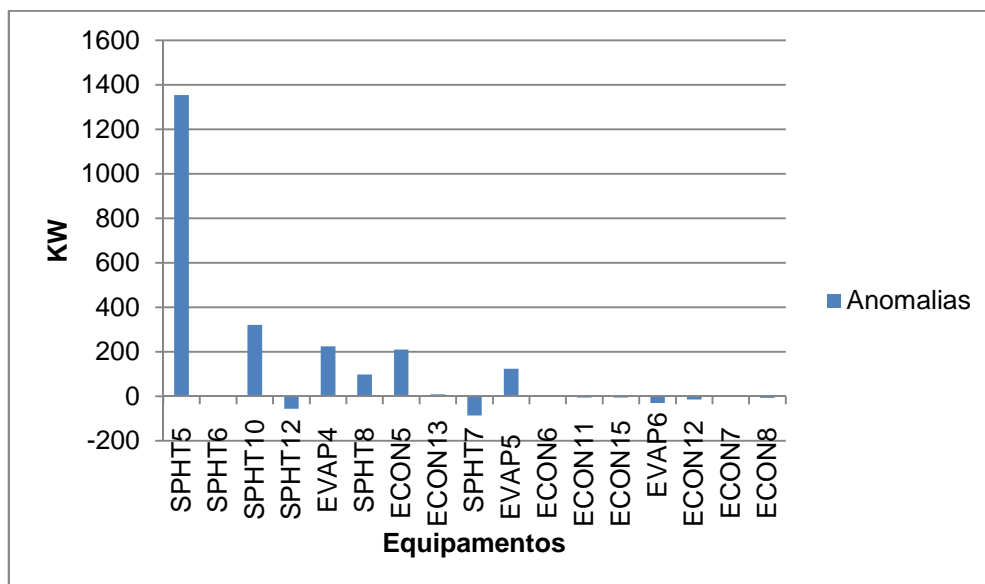


Figura 5.11. Impacto no combustível para os elementos da caldeira de recuperação 1.

Para a caldeira de recuperação 2 (figura 5.12) o componente com as maiores anomalias é SPHT9 (189 KW) em tanto que a maioria dos outros equipamentos apresentam anomalias negativas, exemplo EVAP1 (-516 KW), SPHT11 (-295 KW), ECON1 (-97 KW) e ECON14 (100 KW).

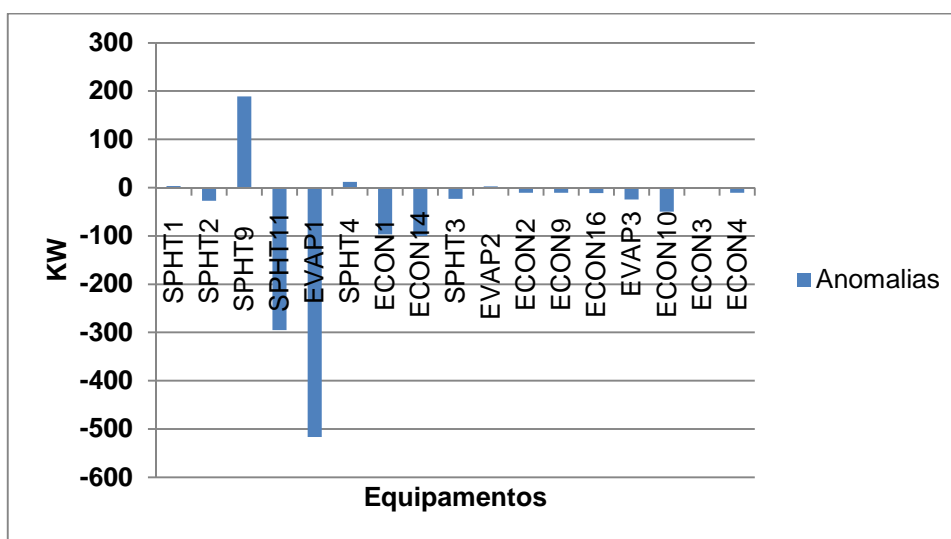


Figura 5.12. Impacto no combustível para os elementos da caldeira de recuperação 2.

Agora para desagregar os efeitos das mudanças na potência e na temperatura ambiente das anomalias simuladas se estabelecem os seguintes estados para o diagnóstico

- Estado 0. Que corresponde à condição de referência:
- Estado 1 ou estado de carga parcial. Caracterizado por uma potência menor do que o estado anterior (715 MW), mas com os mesmos valores das variáveis climáticas (15°C, 1atm e 60% de umidade relativa.) e sem anomalias.
- Estado 2 ou estado com variação das condições climática (20°C, 1atm e 60% de umidade relativa), a mesma potência do estado anterior (715 MW) e sem anomalias.
- Estado 3 ou condição de teste.

Três cenários são apresentados para mostrar a influência de cada variação introduzida no sistema sobre o consumo de combustível do ciclo combinado de Ratchaburi:

Primeiro cenário

Aqui o estado 0 é a referência e se executa três vezes o diagnóstico termoeconômico (Figura 5.13) para calcular os impactos da mudança da potência (entre os estados 0 e 1), para calcular os efeitos da mudança da potência em conjunto com a mudança da temperatura (entre os estados 0 e 2), e para calcular os impactos das anomalia nos equipamentos (entre os estados 0 e 3).

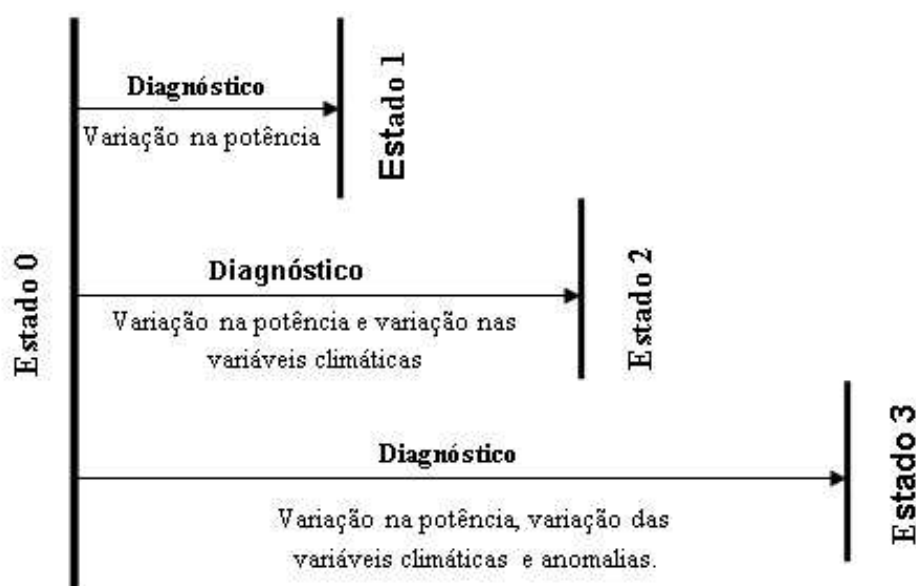


Figura 5.13. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para primeiro o cenário.

Segundo cenário

Agora a referência é o estado 1 e se executam duas vezes o diagnóstico termoeconômico (figura 5.14) para calcular os efeitos da mudança na temperatura (entre os estados 1 e 2) e para calcular o impactos da mudança na temperatura em conjunto com as anomalias.

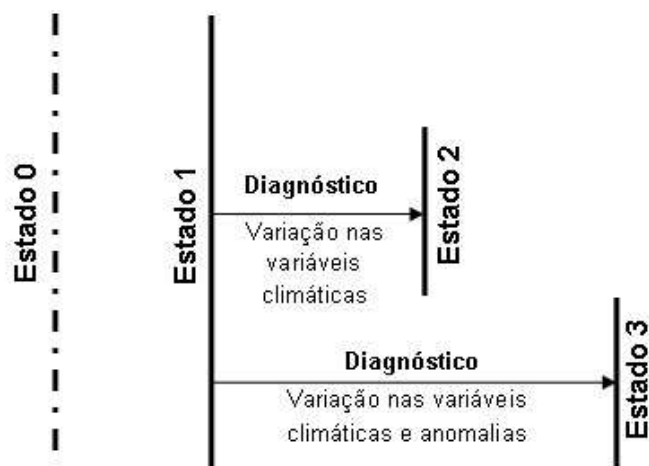


Figura 5.14. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para o segundo cenário.

Terceiro cenário

Agora a referência é o estado 2 e se executa uma vez o diagnóstico termoeconômico (Figura 5.15) para calcular o impacto das anomalias.

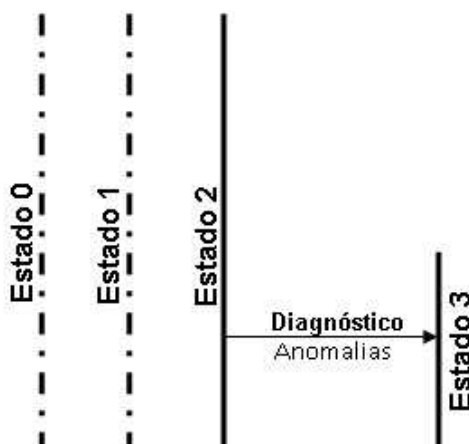


Figura 5.15. Esquema do sistema de diagnóstico termoeconômico para o terceiro cenário.

Na Tabela 5.5 apresentam-se o impacto sobre o consumo de combustível dos principais componentes do ciclo combinado nos diferentes cenários.

Tabela 5.5. Impacto no combustível dos principais componentes nos três cenários.

Impacto no Combustível (kW)		Cenário 1			Cenário 2		Cenário 3
Equipamento	Descrição	Estados 0-3	Estados 0-2	Estados 0-1	Estados 1-3	Estados 1-2	Estados 2-3
1	GT1	9192,554	4437,185	877,423	8180,051	3501,856	4668,307
3	SPHT5	1354,178	-123,584	-89,460	1442,795	-34,613	1475,631
4	SPHT6	3,296	-69,978	-52,167	55,492	-17,887	74,429
5	SPHT10	320,624	-123,858	-92,911	410,026	-31,069	441,348
6	SPHT12	-55,792	-143,260	-57,249	2,167	-86,079	90,009
7	EVAP4	224,669	-262,480	-28,675	252,200	-232,447	487,168
8	SPHT8	98,326	-14,983	-2,742	99,166	-12,023	110,248
9	ECON5	209,268	-32,603	-0,561	208,475	-31,867	239,147
10	ECON13	7,811	-42,621	-33,040	40,615	-9,623	50,491
11	SPHT7	-86,313	-7,375	-7,262	-78,276	-0,139	-75,204
12	EVAP5	123,897	-34,784	0,213	120,597	-34,113	153,779
13	ECON6	1,541	-3,120	-0,834	2,361	-2,255	4,705
14	ECON11	-5,611	-4,369	2,221	-7,750	-6,508	-1,086
15	ECON15	-6,214	-4,480	2,074	-8,191	-6,466	-1,556
16	EVAP6	-29,712	-15,830	-2,273	-26,831	-13,255	-13,109
17	ECON12	-14,305	-40,263	-24,624	10,491	-15,613	26,567
18	ECON7	3,945	-3,876	-5,785	9,513	1,838	7,614
19	ECON8	-7,525	87,656	101,533	-108,370	-13,153	-85,688
20	GT2	3724,644	4444,225	885,135	2793,214	3501,131	-706,733
22	SPHT1	3,095	-110,220	-71,023	75,077	-39,665	116,616
23	SPHT2	-27,072	-69,252	-53,409	26,577	-15,944	43,568
24	SPHT9	188,780	-122,000	-90,294	276,893	-31,809	309,603
25	SPHT11	-295,302	-137,001	-52,436	-241,262	-84,611	-152,402

Tabela 5.5. Impacto no combustível dos principais componentes nos três cenários (Continuação).

Impacto no Combustível (kW)		Cenário 1			Cenário 1		Cenário 3
Equipamento	Descrição	Estados 0-3	Estados 0-2	Estados 0-1	Estados 1-3	Estados 1-2	Estados 2-3
26	EVAP1	-516,604	-262,885	-29,486	-482,790	-231,979	-243,806
28	ECON1	-96,701	-35,929	-22,644	-73,337	-13,313	-58,872
29	ECON14	-100,441	-47,458	-16,208	-82,816	-30,921	-49,949
30	SPHT3	-22,954	-6,964	-24,279	1,456	17,078	-15,023
31	EVAP2	2,560	-32,388	1,603	0,875	-33,182	34,408
32	ECON2	-10,629	-5,099	1,653	-12,020	-6,617	-5,109
33	ECON9	-10,802	-2,995	2,358	-13,002	-5,288	-7,456
34	ECON16	-10,991	-2,963	2,327	-13,141	-5,220	-7,652
35	EVAP3	-24,228	-15,846	-2,259	-21,483	-13,280	-7,783
36	ECON10	-49,419	-39,749	-24,152	-24,716	-15,569	-7,686
37	ECON3	-0,003	-3,064	-9,941	9,745	6,662	3,111
38	ECON4	-10,755	87,859	101,812	-111,781	-13,226	-88,393
45	DA1	874,706	399,978	-332,977	1196,659	726,431	429,833
51	ST1	2220,989	-477,979	244,804	1955,234	-714,236	2719,501
55	ST2	-1434,743	-144,476	621,973	-2047,069	-756,410	-1290,423
57	ST3	-1026,037	-857,841	-78,738	-937,808	-772,604	-149,946
58	CND1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
59	PUMP1	-2,682	-2,238	-0,464	-2,186	-1,756	-0,399
71	PUMP2	-78,143	-65,332	-27,202	-50,170	-37,979	-11,556
79	GE	24,728	11,363	35,094	-10,481	-23,020	13,036

Da figura 5.13 observa-se que o impacto da mudança na temperatura (ou qualquer outra variável climática) pode ser calculado como a diferença entre os impactos dos estados (0-2) e (0-1). Este valor deveria ser igual a impacto (1-2) da figura 5.14. Na tabela 5.6 apresenta-se esta comparação. Os cálculos mostram que não existem diferenças consideráveis nos dois cálculos, e para aqueles equipamentos com as maiores diferenças como as turbinas a gás (GT1 e GT2) (58 KW) ou a turbina a Vapor (ST) (-25 KW) os erros são pequenos (1,6% e 1,1%) respectivamente.

Da figura 5.13 observa-se que o impacto das anomalias pode ser calculado como a diferença entre os impactos dos estados (0-3) e (0-2). Também pode ser calculado como a diferença dos impactos entre os estados (1-3) e (1-2) da figura 5.14 e deveria ser similar ao impacto dos estados (2-3) da figura 5.15. Na tabela 5.6 são apresentados também estes valores.

Tabela 5.6. Cálculos dos impactos entre os estados termodinâmicos simulados.

Equipamento	Descrição	Impacto das condições climáticas (KW)		Impacto das anomalias (KW)		
		(0-2) - (0-1)	(1-2)	(0-3)-(0-2)	(1-3)-(1-2)	(2-3)
1	GT1	3559,762	3501,856	4755,369	4678,195	4668,307
3	SPHT5	-34,125	-34,613	1477,762	1477,408	1475,631
4	SPHT6	-17,811	-17,887	73,275	73,380	74,429
5	SPHT10	-30,946	-31,069	444,482	441,095	441,348
6	SPHT12	-86,011	-86,079	87,468	88,247	90,009
7	EVAP4	-233,805	-232,447	487,149	484,646	487,168
8	SPHT8	-12,241	-12,023	113,310	111,189	110,248
9	ECON5	-32,041	-31,867	241,870	240,342	239,147
10	ECON13	-9,581	-9,623	50,432	50,238	50,491
11	SPHT7	-0,113	-0,139	-78,939	-78,138	-75,204
12	EVAP5	-34,997	-34,113	158,681	154,710	153,779
13	ECON6	-2,287	-2,255	4,661	4,616	4,705
14	ECON11	-6,590	-6,508	-1,242	-1,242	-1,086
15	ECON15	-6,554	-6,466	-1,735	-1,726	-1,556
16	EVAP6	-13,557	-13,255	-13,882	-13,576	-13,109
17	ECON12	-15,639	-15,613	25,958	26,104	26,567
18	ECON7	1,909	1,838	7,821	7,675	7,614
19	ECON8	-13,877	-13,153	-95,181	-95,216	-85,688
20	GT2	3559,090	3501,131	-719,581	-707,917	-706,733
22	SPHT1	-39,197	-39,665	113,315	114,741	116,616
23	SPHT2	-15,843	-15,944	42,180	42,521	43,568
24	SPHT9	-31,705	-31,809	310,780	308,702	309,603
25	SPHT11	-84,565	-84,611	-158,301	-156,652	-152,402
26	EVAP1	-233,399	-231,979	-253,719	-250,811	-243,806
27	SPHT4	5,464	5,279	30,669	30,326	30,185
28	ECON1	-13,285	-13,313	-60,772	-60,024	-58,872
29	ECON14	-31,250	-30,921	-52,983	-51,895	-49,949
30	SPHT3	17,315	17,078	-15,990	-15,622	-15,023
31	EVAP2	-33,991	-33,182	34,948	34,056	34,408
32	ECON2	-6,752	-6,617	-5,531	-5,402	-5,109
33	ECON9	-5,354	-5,288	-7,807	-7,713	-7,456
34	ECON16	-5,290	-5,220	-8,029	-7,921	-7,652
35	EVAP3	-13,587	-13,280	-8,381	-8,203	-7,783
36	ECON10	-15,597	-15,569	-9,670	-9,147	-7,686
37	ECON3	6,877	6,662	3,061	3,083	3,111
38	ECON4	-13,953	-13,226	-98,613	-98,554	-88,393
45	DA1	732,955	726,431	474,727	470,228	429,833
51	ST1	-722,783	-714,236	2698,968	2669,470	2719,501
55	ST2	-766,450	-756,410	-1290,267	-1290,659	-1290,423
57	ST3	-779,103	-772,604	-168,196	-165,204	-149,946
59	PUMP1	-1,774	-1,756	-0,444	-0,430	-0,399
71	PUMP2	-38,130	-37,979	-12,811	-12,191	-11,556
72	PUMP3	-2,861	-2,801	-0,879	-0,839	-0,794
79	GE	-23,731	-23,020	13,365	12,539	13,036

O impacto no consumo de combustível dos equipamentos apresenta valores similares para os diferentes cenários. O que permite afirmar que a criação de estados intermediários entre a condição de referência e a condição de teste permite calcular os efeitos causados pelas variáveis diferentes das anomalias. O cálculo dos impactos pode ser feito fixando o estado de referência e variando a condição de teste, ou variando a referência e fixando a condição de teste. Nos dois casos os valores são similares como mostrado anteriormente.

As Figuras 5.16 a 5.18 mostram a desagregação dos impactos em: anomalias causadas pela variação da potência líquida, anomalias causadas pelo aumento da temperatura (5°C) e impacto das anomalias dos equipamentos usando os dados do primeiro cenário (tabela 5.5 e 5.6)

Para as turbinas a gás 1 e 2 (GT1 e GT2) a diminuição da potência líquida causa uma anomalia de 880 KW em cada turbina (trabalham num ponto de menor eficiência), o aumento da temperatura ambiente causa uma anomalia de 3560 KW nas duas turbinas, mas as degradações dos equipamentos causam uma anomalia na turbina 1 de 4755 KW em tanto que a turbina a gás 2 trabalha com melhor eficiência (anomalia de -720 KW) (figura 5.16). Este valor de anomalia negativo acontece porque a degradação da turbina 1 provoca uma diminuição na potência líquida do ciclo de modo que o sistema de controle, para manter o nível de potência desejado, faz com que a turbina 2 trabalhe a uma potência maior, que por sua vez, representa um ponto de operação mais eficiente para esta turbina.

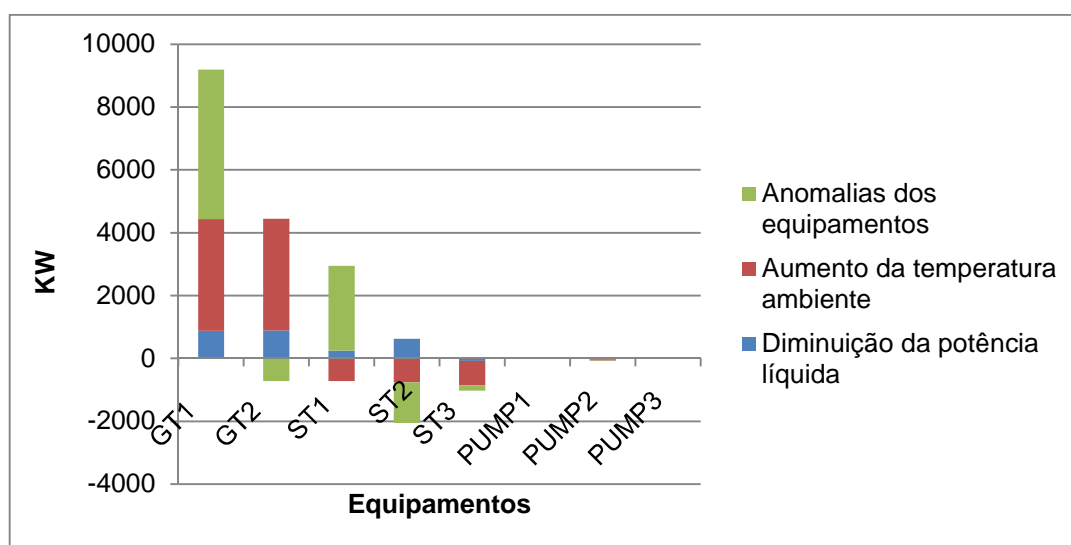


Figura 5.16. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamento para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado.

Para a turbina a vapor o aumento da temperatura melhora o desempenho da turbina (valores negativos nas três etapas), em tanto que as degradações dos equipamentos afetam a etapa de alta pressão com uma anomalia de 2700 KW.

Para a caldeira de recuperação 1, a diminuição da potência líquida causa uma anomalia no ECON8 de 101 KW. Para os demais componentes os valores de anomalia são negativos (trabalham num ponto de maior eficiência) (figura 5.17). O aumento da temperatura faz com que todos os equipamentos trabalhem num ponto de maior eficiência em tanto que as degradações dos equipamentos do ciclo causam anomalias com valores consideráveis principalmente em SPHT5 (1478 KW), SPHT10 (444 KW) e EVAP4 (487 KW).

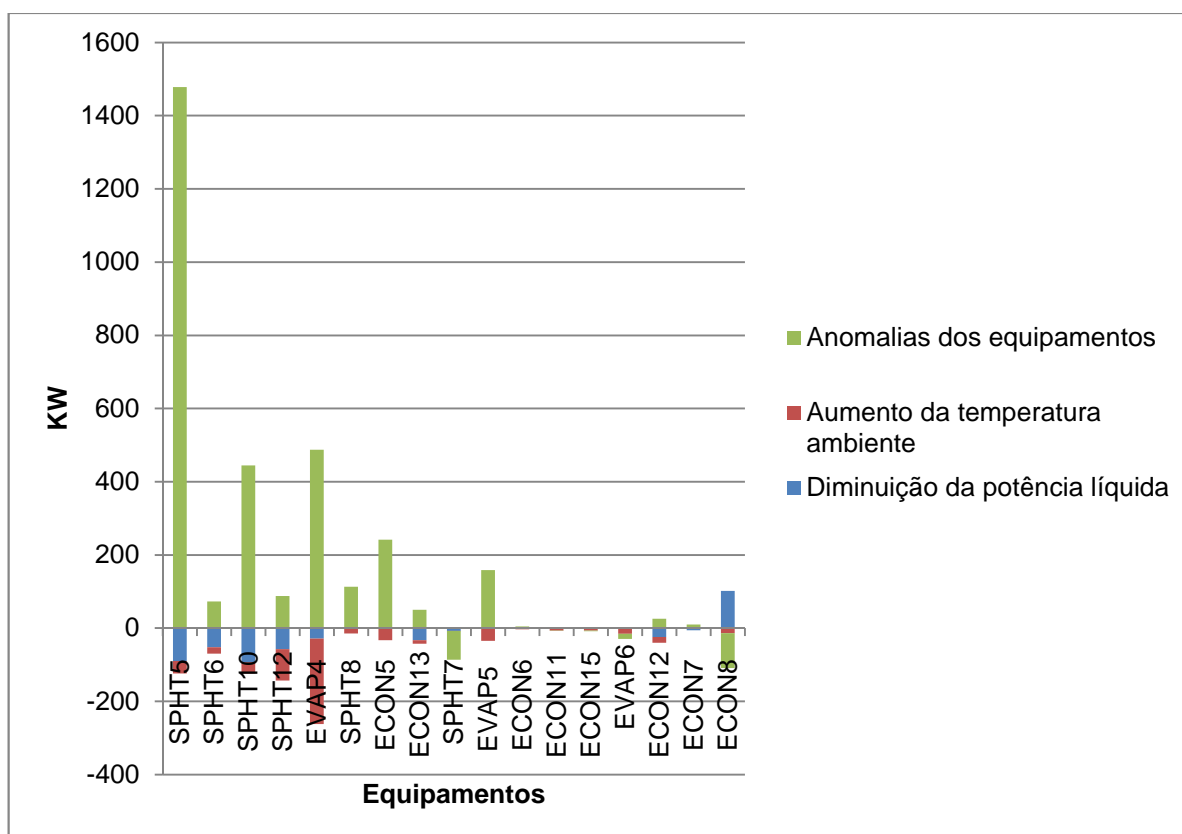


Figura 5.17. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamento para os elementos da caldeira de recuperação 1.

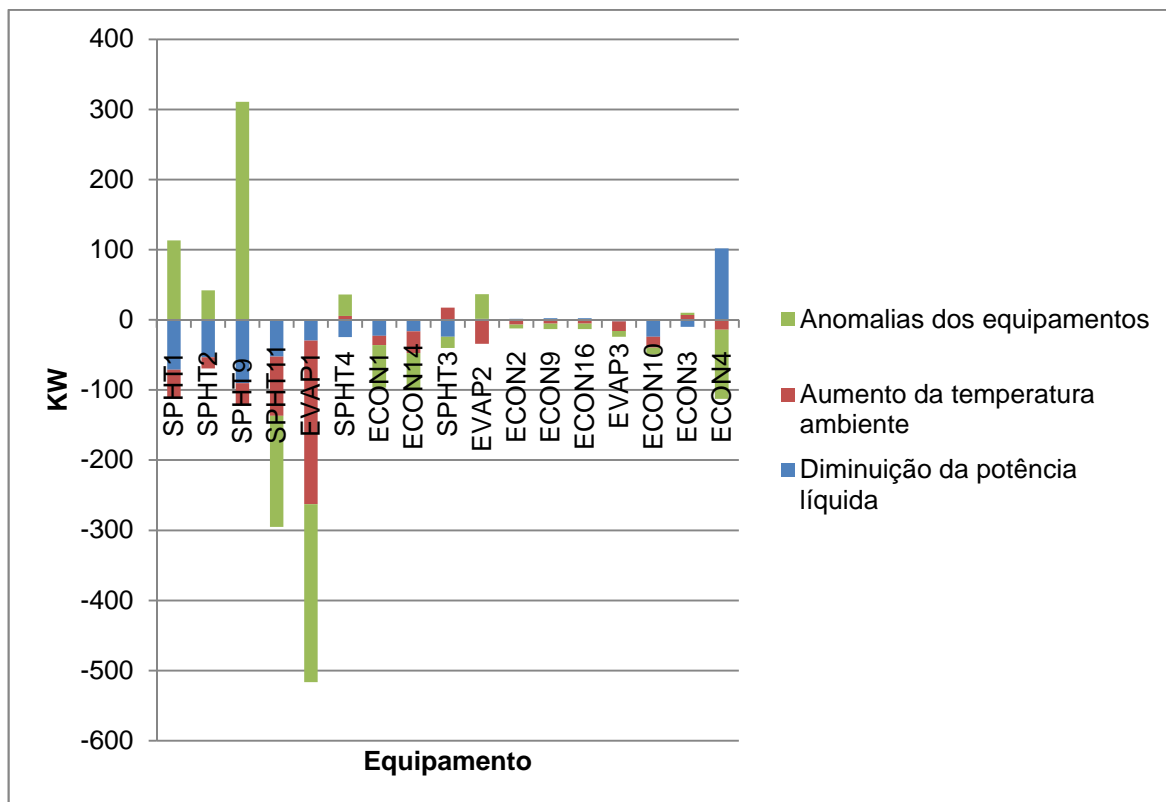


Figura 5.18. Impacto no combustível da variação da potência líquida, temperatura ambiente e degradação nos equipamentos para os elementos da caldeira de recuperação 2.

A diminuição da potência líquida causa anomalias consideráveis só no ECON4 (102 KW) e faz trabalhar num ponto de melhor eficiência a vários equipamentos como, por exemplo, SPHT1(-71 KW), SPHT2 (-53 KW) e SPHT9 (-90 KW). O aumento da temperatura ambiente leva a componentes como SPHT11 (-84 KW) e EVAP1 (-233 KW) a trabalham num ponto de maior eficiência (figura 5.18)

As degradações nos equipamentos do ciclo combinado em estudo tem efeitos diversos nos componentes da caldeira de recuperação 2 (Figura 5.18). As maiores anomalias são apresentadas em SPHT1 (113 KW) e SPHT9(310 KW), em tanto que anomalias negativas consideráveis são apresentadas em SPHT11 (-158 KW) e EVAP1(-254 KW).

Os dados do diagnóstico termoeconômico para os três cenários e todos os componentes do sistema são mostrados nas tabelas do apêndice C desagregando as anomalias (MF) pela variação de KP, pela variação de KR, disfunções (DF) dos produtos e disfunções dos resíduos.

Da tabela 1 do apêndice C, o impacto total devido à variação da potência pode ser determinado dos cálculos do cenário 1, através da aplicação do diagnóstico termoeconômico

entre os estados 0-1 (Figura 5.13). Neste caso, dito valor é -19461,41 kW, o que indica, que o consumo de combustível é menor com uma menor potência, mas a presença de anomalias nos componentes (1613,54 KW) faz com que esse consumo seja maior do que realmente deveria ser (-21074,96 KW). Além disso, o valor calculado deve coincidir com a diferença nos consumos de combustível nos estados 0-1. (entrada de combustível às turbinas a gás, fluxos 155 e 156 da tabela 6 do apêndice B) Este valor é -19382,32 kW, o que representa uma diferença não maior do que 0,40% (Figura 5.19), esta diferença se deve ao grau de tolerância na convergência dos modelos do GateCycle nos balaios de massa e energia (GATECYCLE, 2003).

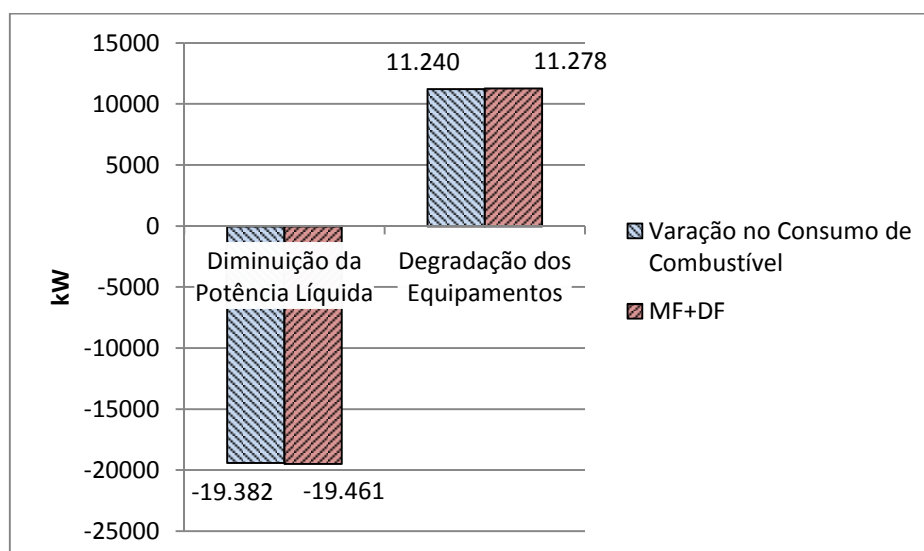


Figura 5.19. Comparação do impacto no consumo de combustível obtido do diagnóstico termoeconômico com o consumo real de combustível (insumo).

Os impactos dos diferentes equipamentos no consumo adicional de combustível pelas anomalias e o impacto total podem ser determinados aplicando o diagnóstico termoeconômico aos três cenários entre os estados 2-3 e seu valor deve ser similar nos três casos. Para os cenários 1,2 e 3 os valores obtidos do impacto total foram: 11222,88 kW, 11209,64 kW e 11277,69 kW, respectivamente existindo uma diferença entre os valores não maior do que 0,60%. Estes valores não podem ser muito diferentes da variação de consumo de combustível entre os estados 2-3. O valor neste caso é: 11240,40 kW, com uma diferença não maior de 0,33% (Figura 5.19). Como antes mencionado estas diferenças são produto da tolerância na convergência dos modelos do GateCycle. O sistema desenvolvido pode, então, ser usado para

diagnosticar a central de ciclo combinado para potências diferentes da potência de referência com uma boa aproximação.

5.4. Identificação dos Equipamentos com Anomalias Intrínsecas Usando Fatores de Desempenho Termoeconômicos

Como apresentado na seção 5.3, o diagnóstico termoeconômico permite determinar o impacto sobre o consumo de combustível devido à presença de anomalias em um ou vários componentes. Como estas anomalias podem ser intrínsecas (próprios do equipamento em análise) ou induzidas (causados sobre o equipamento em análise por outros equipamentos com anomalias) e, como com o diagnóstico termoeconômico tem dificuldade de desagregar estes tipos de anomalias, é necessário um método (neste caso preferivelmente dentro da abordagem termoeconômica) que permita identificar os componentes com as anomalias mencionadas.

Considere-se o ciclo termodinâmico da figura 5.20. O método dos fatores de desempenho consiste em comparar a condição de teste de cada equipamento com um estado simulado dos equipamentos de forma individual trabalhando em *off design*.

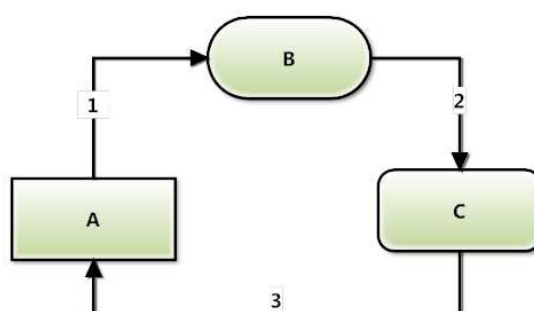


Figura 5.20. Ciclo térmico básico na condição de referência

Modelos individuais dos equipamentos A, B e C são criados. Eles devem ser idênticos aos equipamentos do ciclo termodinâmico original na condição de referência e sem anomalias intrínsecas. Quando estes modelos são alimentados com as mesmas entradas dos equipamentos do ciclo na condição de referência as suas saídas deveriam ser iguais às saídas do ciclo original como mostrado na figura 5.21.

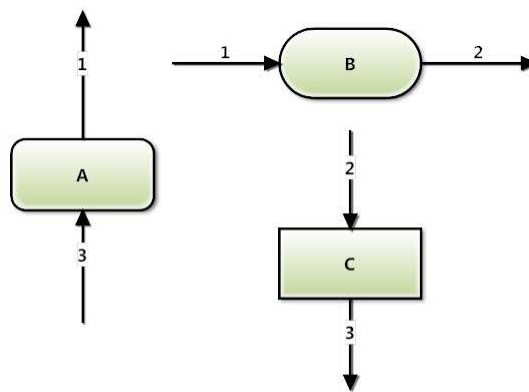


Figura 5.21. Modelos individuais dos equipamentos do ciclo térmico básico na condição de referência.

Agora, o modelo original é levado a uma condição de teste onde os equipamentos trabalham off design (figura 5.22). Além disso, o equipamento A apresenta uma anomalia intrínseca. Nesta nova condição os fluxos do ciclo mudam seus valores ($1 \rightarrow 1'$), ($2 \rightarrow 2'$) e ($3 \rightarrow 3'$).

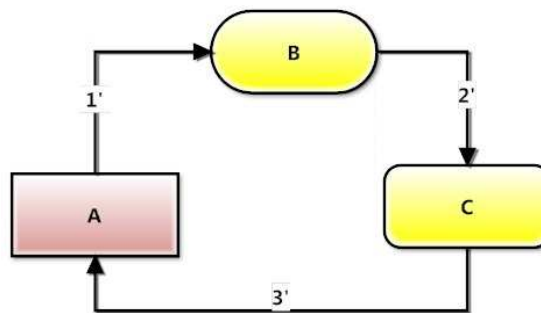


Figura 5.22. Ciclo térmico básico na condição de teste com anomalias no equipamento A.

Se estes novos valores são usados como as entradas dos modelos individuais (que não apresentam anomalias) os valores de saída dos equipamentos B e C são iguais tanto para o ciclo original (na condição de teste) como para o modelo individual correspondente (figura 5.23). No entanto, para o equipamento A (que apresenta anomalias intrínsecas na condição de teste) as saídas são diferentes ($1' \neq 1''$) como consequência das anomalias intrínsecas.

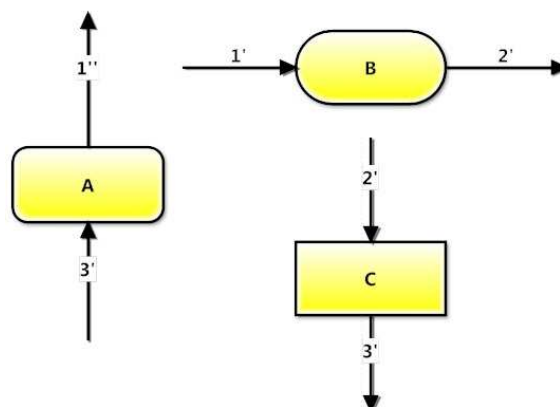


Figura 5.23. Modelos individuais dos equipamentos do ciclo térmico básico com as mesmas entradas dos equipamentos do ciclo térmico básico na condição de teste.

Assim se calculam os consumos exergéticos para o equipamento A nos dois estados, estes consumos deveriam ser diferentes. Para os equipamentos B e C ao ter as mesmas entradas e saídas nos dois estados, os consumos exergéticos deveriam ser iguais.

A seguir são apresentados os resultados da aplicação do método dos fatores de desempenho termoeconômico para identificar os equipamentos do ciclo combinado em estudo com anomalias intrínsecas.

O fator usado, como comentado no capítulo quatro, é a relação dos consumos exergéticos unitários entre a condição de teste e um estado comparativo, para o qual se usam modelos individuais dos equipamentos trabalhando fora do ponto de projeto elaborados no software GateCycle. Os consumos exergéticos unitários para os equipamentos na condição de teste são calculados em um dos passos intermediários da metodologia do diagnóstico termoeconômico. Para os modelos individuais se calcula o consumo exergético unitário usando a equação 3.8.

Calcula-se o quociente entre os consumos exergéticos unitários da condição de teste (κ_{teste}) e o estado comparativo ($\kappa_{\text{individual}}$). Este quociente é o fator de desempenho termoeconômico. Se o equipamento em análise não apresenta anomalias intrínsecas (ou são muito pequenas) o fator de desempenho tem um valor próximo a 1,0. Se o fator de desempenho toma um valor consideravelmente afastado de 1,0 o equipamento apresenta anomalias intrínsecas. Se o valor é maior do que 1,0 há uma degradação no equipamento, ou seja, uma eficiência exergética menor da esperada. Um fator menor do que 1,0 pode dever-se

a uma melhora tecnológica no equipamento em estudo, isto é, foram feitas melhorias ao equipamento levando-o a um ponto de eficiência maior que na condição de referência ou foi substituído por um mais eficiente. Um valor superior a 1,0 pode ser devido a erros na medição dos parâmetros usados para os cálculos ou por a utilização de curvas de desempenhos dos equipamentos não corrigidas.

Na tabela 5.7 são apresentados os valores dos consumos exergéticos unitários dos equipamentos na condição de teste e no estado comparativo (modelos individuais) para os principais equipamentos do ciclo combinado de Ratchaburi. Estes valores da tabela 5.7 foram plotados para mostrar o funcionamento do método.

Tabela 5.7. Consumos exergéticos unitários para os principais equipamentos do ciclo na condição de teste e no estado comparativo (modelos individuais)

Consumos exergéticos unitários							
Equipamento	Condição de Teste	Estado comparativo (modelos individuais)	$\kappa_{\text{teste}}/\kappa_{\text{individual}}$	Equipamento	Condição de Teste	Estado comparativo (modelos individuais)	$\kappa_{\text{teste}}/\kappa_{\text{individual}}$
	κ_{teste}	$\kappa_{\text{individual}}$			κ_{teste}	$\kappa_{\text{individual}}$	
GT1	2,382	2,359	1,010	ECON11	1,123	1,123	1,000
GT2	2,359	2,359	1,000	ECON12	1,140	1,140	1,000
ST1	1,045	1,039	1,006	ECON13	1,136	1,136	1,000
ST2	1,020	1,020	1,000	ECON15	1,133	1,133	1,000
ST3	1,051	1,051	1,000	SPHT1	1,073	1,074	0,999
CND1	41,872	41,876	1,000	SPHT2	1,050	1,052	0,998
PUMP1	1,393	1,393	1,000	SPHT3	1,522	1,523	0,999
PUMP2	1,291	1,291	1,000	SPHT4	1,203	1,204	0,999
PUMP3	1,296	1,296	1,000	SPHT9	1,143	1,144	0,999
SPHT5	1,073	1,084	1,010	SPHT11	1,121	1,122	0,999
SPHT6	1,052	1,052	1,000	EVAP1	1,069	1,070	0,999
SPHT7	1,434	1,434	1,000	EVAP2	1,049	1,051	0,998
SPHT8	1,227	1,227	1,000	EVAP3	1,030	1,033	0,998
SPHT10	1,156	1,156	1,000	ECON1	1,047	1,049	0,998
SPHT12	1,131	1,131	1,000	ECON2	1,109	1,110	0,999
EVAP4	1,079	1,079	1,000	ECON3	1,127	1,129	0,998
EVAP5	1,057	1,057	1,000	ECON4	1,703	1,705	0,999
EVAP6	1,033	1,033	1,000	ECON9	1,117	1,118	0,999
ECON5	1,047	1,050	1,003	ECON10	1,136	1,138	0,999
ECON6	1,115	1,115	1,000	ECON14	1,127	1,129	0,998
ECON7	1,129	1,129	1,000	ECON16	1,128	1,129	0,999
ECON8	1,705	1,705	1,000	-	-	-	-

As figuras 5.24 a 5.26 mostram de maneira gráfica os valores do fator de desempenho termoeconômico para os principais componentes do ciclo combinado em estudo. Na figura 5.24 observa-se que a turbina a gás 1 (GT1) apresenta um fator de desempenho de 1,010, em tanto que a etapa de alta pressão da turbina a vapor (ST1) apresenta um fator de desempenho de 1,006. Os outros equipamentos tem fatores de 1,0 (GT2, ST2, ST3, PUMP1, PUMP2 e PUMP3) o que indica que a turbina a gás 1 e a etapa de alta pressão da turbina a vapor apresentam anomalias intrínsecas (4755 e 2700 KW respectivamente) como esperado, já que foram simuladas anomalias nestes equipamentos.

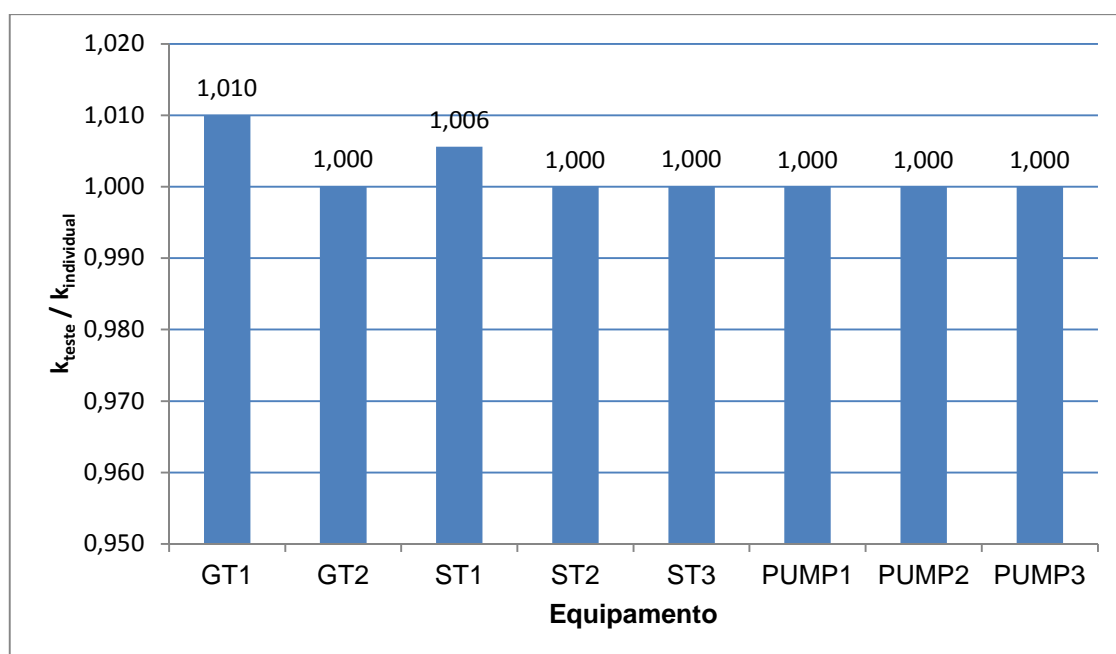


Figura 5.24. Fator de desempenho termoeconômico para os equipamentos que produzem ou consomem eletricidade do ciclo combinado em estudo.

Na figura 5.25 observa-se um fator de 1,010 para o superaquecedor de alta pressão (SPHT5) e um fator de 1,003 para o economizador de alta pressão (ECON5) em tanto que os outros equipamentos apresentam um fator de desempenho de 1,0 o que indica anomalias intrínsecas em SPHT5 (1478 KW) e ECON5 (242 KW) como esperado já que foram inseridas anomalias nestes equipamentos.

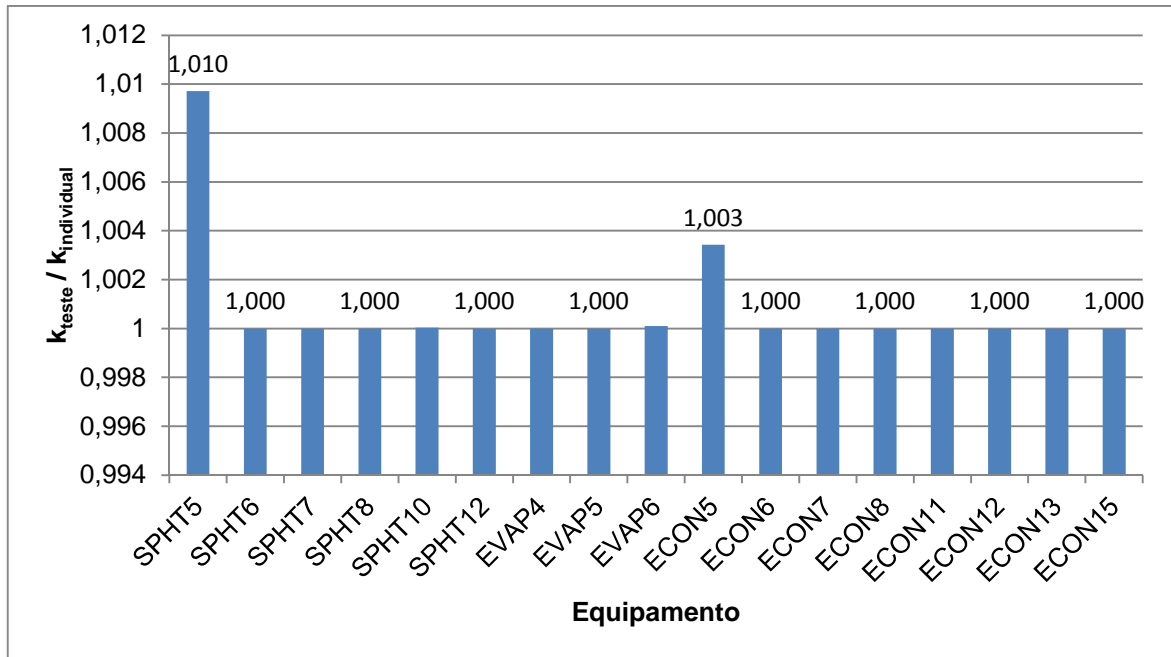


Figura 5.25. Fator de desempenho termoeconômico para HRS G1.

Na figura 5.26 observa-se que para todos os equipamentos o fator de desempenho é igual a 1,0 o que indica que não existem anomalias intrínsecas (mas sim anomalias induzidas e disfunções) nos equipamentos da caldeira de recuperação 2.

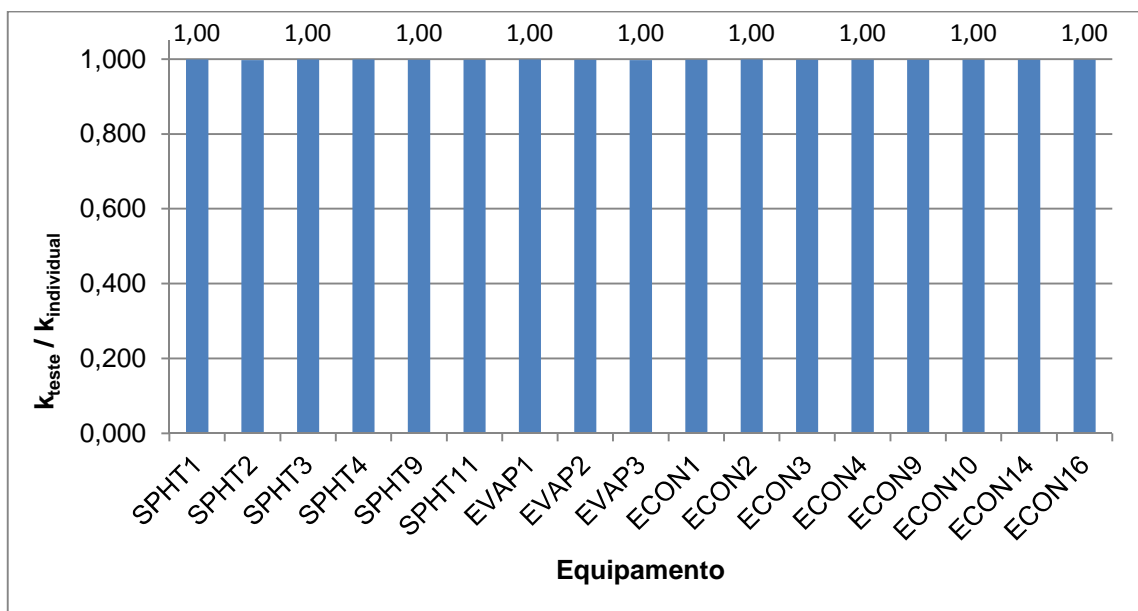


Figura 5.26. Fator de desempenho termoeconômico para HRS G2.

Uma vez identificado o equipamento e conhecendo o seu impacto no consumo adicional de combustível, fica a critério do departamento encarregado da manutenção dar ou não prioridade ao referido componente ou a outros com um impacto no consumo de combustível, considerando que a função do diagnóstico é fornecer as informações necessárias para a tomada de decisões ao executar tarefas de manutenção

CAPÍTULO 6.

CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.

O diagnóstico usando indicadores termoeconômicos baseia-se na aplicação do conceito de exergia a qual deriva, por sua vez, no conceito de custo exergético para detecção, localização e quantificação das anomalias (*malfunctions e disfunctions*) dos sistemas energéticos.

Para a central termelétrica de ciclo combinado de Ratchaburi foi desenvolvido um sistema computacional para a monitoração e diagnóstico termoeconômico.

Foi feita, também, uma revisão bibliográfica do estado da arte das metodologias de monitoração e de diagnóstico de centrais termelétricas fazendo ênfases no método termoeconômico.

Com os dados disponíveis foi elaborado o modelo termodinâmico (utilizando o software GateCycle), o qual foi usado para apoiar a monitoração e o diagnóstico termoeconômico da central termelétrica objeto de estudo. A modelagem foi feita sob os seguintes pressupostos: regime permanente, variação na energia potencial e cinética zero e combustão completa.

Os resultados obtidos pelo modelo termodinâmico elaborado no software GateCycle foram comparados com aqueles obtidos no simulador, estabelecendo as diferenças entre o modelo e a planta em estudo.

A revisão bibliográfica ajudou desenvolver o modelo computacional para monitoração e diagnóstico preliminar da central baseado em indicadores termoeconômicos que permite a identificação dos equipamentos da central de ciclo combinado que apresentam anomalias intrínsecas e quantifica os efeitos das anomalias e disfunções em termos de consumo adicional de combustível.

6.1. Conclusões

O sistema desenvolvido permite a entrada de dados provenientes da planta real ou pode simular uma condição de teste (inserindo anomalias). Para a condição real os dados são obtidos do sistema de instrumentação da usina. Aqueles dados que não estão disponíveis são calculados pelo GateCycle buscando a convergência do modelo em torno dos dados conhecidos. O sistema permite a simulação de uma condição de teste em procura de descobrir o comportamento da usina quando acontecem falhas específicas, isto é, o sistema permite prognosticar como seria afetado o desempenho da usina pela variação das condições de operação e pelo surgimento de anomalias nos equipamentos.

O sistema permite calcular os impactos causados pelas variáveis operacionais e climáticas sobre os componentes do sistema. Permite desagregar as anomalias dos equipamentos em anomalias e disfunções.

O problema que apresenta o método termoeconômico é a dificuldade de identificação das anomalias quando há várias anomalias intrínsecas. É possível eliminar as deficiências que apresenta o diagnóstico termoeconômico, ainda trabalhando dentro da abordagem termoeconômica, sem recorrer a outros métodos baseados em indicadores termodinâmicos. Neste trabalho foi complementado o diagnóstico termoeconômico com a criação de modelos individuais de cada componente (trabalhando fora do ponto de projeto), os quais se comparam com seus equipamentos correspondentes na condição de teste. Usa-se para a comparação a relação dos consumos exergéticos unitários obtendo os resultados esperados.

Adicionalmente o sistema permite observar o comportamento do ciclo em outros aspectos da análise termoeconômica, como é o caso da variação das exergias destruídas, variação nos recursos consumidos e variação no produto para os componentes de maneira geral.

O sistema desenvolvido pode ser utilizado para treinar os operadores de centrais de termoeletricas na utilização do método termoeconômico para o diagnóstico de anomalias nos componentes dos ciclos combinados, permitindo a compreensão dos efeitos de um

funcionamento anormal do sistema e os seus efeitos econômicos (consumo de combustível adicional).

Durante a partida de uma planta de geração de eletricidade é quase impossível observar o comportamento dos componentes com anomalias (condição transiente), bem como o impacto no consumo de combustível ou da variação do regime térmico, a fim de estabelecer a melhor rota para o arranque do sistema. Esta é uma limitante dos métodos de diagnóstico já que sempre são requeridas condições de regime permanente.

6.2. Sugestões

Para trabalhos futuros, ajustes dos modelos podem ser feitos para melhorar os resultados em relação ao ciclo combinado real.

Para facilitar as decisões dos operadores de uma planta real, propõe-se usar o sistema desenvolvido para simular diferentes tipos de anomalias nos componentes dos ciclo e com esta informação elaborar curva de desempenho que mostrem como a degradação simulada afeta a eficiência global do sistema.

Sugerem-se três métodos complementares ao diagnóstico termoeconômico, a serem testados e formulados matematicamente e termodinamicamente.

O primeiro deles é chamado de “método das áreas equivalentes”. Este método é iniciado a partir do fato de que quando um trocador de calor apresenta anomalias seu produto diminui para um dado valor de insumo. Os efeitos da anomalia podem ser representados como uma diminuição da área de troca de calor, porém o trocador degradado pode ser substituído por um trocador de menor área e sem anomalias. Assim, se a diferença das áreas dos dois trocadores (com e sem anomalias) é calculada, isso poderia fazer possível relacionar matematicamente o consumo adicional de combustível que causa o componente defeituoso e os custos de manutenção, em relação ao custo da substituição do trocador degradado por um trocador novo.

O segundo método complementar usa o que é chamado de “dissipadores de exergia”. Este método é baseado nos conceitos apresentados na seção 5.4 desta dissertação. Quando um

sistema está funcionando sem anomalias intrínsecas, o produto de cada componente é afetado apenas pelo fato de trabalhar fora do seu ponto de projeto. Para um equipamento com degradação os parâmetros de saída são diferentes daqueles que seriam esperados se não apresentara anomalias (calculado usando as curvas de desempenho do equipamento). No método proposto cada componente do ciclo é dividido em uma parte que representa o componente sem anomalias e cujas saídas são aqueles calculados para o dispositivo utilizando as curvas de desempenho, e uma parte que representa as anomalias do equipamento (dissipadores de exergia) cujas entradas são as saídas do equipamento sem degradação e cujas saídas são as saídas do equipamento com anomalias. Aplicando o diagnóstico termoeconômico a este sistema poderia ser calculado o impacto no consumo de combustível das anomalias intrínsecas. Para nosso caso os dados de entrada para os “dissipadores de exergia” correspondem às saídas dos modelos individuais. Os dados de saída dos “dissipadores de exergia” são as saídas dos componentes na condição de teste. Este método permite incluir numa estrutura produtiva os dados fornecidos pelos modelos individuais.

Finalmente, Verda (2004), Verda (2006), Verda et al. (2002a) e Verda et al., (2002b) propõe, para filtrar os efeitos induzidos pelo sistema de controle da planta, criar um estado livre, no qual, com o auxílio de um simulador, o sistema (com anomalias) é levado para a condição de referência. Neste caso, propõe-se a criar um estado artificial sem anomalias, mas trabalhando com a mesma regulação feita pelo sistema de controle da usina que na condição real. Neste estado não há anomalias intrínsecas, assim o termo contendo as anomalias na equação de impacto no combustível tomaria um valor de zero.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. (2008), Atlas de energia elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica. 3. ed. – Brasília : Aneel, 2008.

Arena, P.A, Borchiellini, R. (1999). Application of different productive structures for thermoeconomic diagnosis of a combined cycle power plant. *Int. J. Therm. Sci.* Vol 38, pp. 601-612

Arrieta, F. R. P. (2006), Simulação do Esquema térmico de centrais termelétricas para estudos paramétricos, monitoração e Diagnóstico preliminar do desempenho. Tese de doutorado, IEM, UNIFEI, pp. 242.

ASME PTC PM (1993), Performance monitoring guidelines for steam power plants. Performance Test Codes. American Society of Mechanical Engineers. New York. 1993.

Boyce, M. P. (2002). Handbook for cogeneration and combined cycle power plants. New York: ASS PRESS.2

CCE. - Comissão das Comunidades Europeias (2007), Comunicação da Comissão ao Conselho e ao Parlamento Europeu (produção sustentável de eletricidade a partir de combustíveis fósseis: rumo a emissões quase nulas do carvão após 2020). Bruxelas, 10.1.2007.

Correas, L.C., Martínez, A., Valero, A. (1999), Operation diagnosis of a combined cycle based on the structural theory of thermoeconomics. Nashville (TE): ASME-IMECE.

Correas, L.C. (2001), Diagnóstico termoeconômico de la operación de un ciclo combinado, Tese de doutorado, Dpto. Eng. Mecânica, Univ. de Zaragoza, Espanha.

Correas, L.C. (2004), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions. Suitability to real-time monitoring. *Int J Thermodyn*;7(2). pp. 85–94.

EGAT - Electricity Generating Authority of Thailand. (2004). Ratchaburi Combined Cycle Power Plant: Piping and Instrument Diagram Index. Makati.

EIA - U.S. Energy Information Administration. (2012). Annual Energy Outlook june 2012:with projections to 2035.

Foro Nuclear. (2012). Energia. (S. ALGOR, Ed.) Madrid: EGRAF, S. A. www.fornuclear.org.

Frangopoulos, C.A. (1983), Thermo-economic Functional Analysis and Optimization. Energy. Vol.12. pp. 563-571.

Gate Cycle, (2003). Gate Cycle for Windows Version 5.51.r. Copyright© 1989-2003. The General Electric Company. All rights reserved. 1 CD-ROM

García-Peña, F., Gálvez, A., Correas, L., Casero, P. (2000), Advanced operation diagnosis for power plants. Performance monitoring and cost assessment in Puerto Llano IGCC. PowerGen Europe 2000, Helsinki.

Gay, R. R., Palmer, C. A., & Erbes, M. R. (2004). Power plant performance monitoring. Woodland: R-Squared Publishing.

Kehlhofer, R. (1997). Combined-cycle gas & steam turbine power plants. Oklahoma: PennWell.

Lazzaretto, A., Toffolo, A., Reini, M., Taccani, R., Zaleta, A., Rangel, V. (2006), Four approaches compared on the TADEUS (thermo-economic approach to the diagnosis of energy utility systems) test case. Energy. Vol. 31. pp. 1586–1613.

Lazzaretto, A., Toffolo, A. (2006), A critical review of the thermo-economic diagnosis methodologies for the location of the causes of malfunctions in energy systems. J Energy Resour Technol 128(4). pp 335–342.

Lerch, F., Royo, J., & Sierra, L. (1999). Structural theory and thermo-economic diagnosis-part II: application to an actual power plant. In Proceedings of ECOS 99., pp. 374-379.

Lozano M.A., Valero A. (1986). A.Determinacion de la exergia para sustancias de interes industrial. Dpto. De termodinâmica e fisicoquímica. ETSII. Universidade de Zaragoza Espanha. Ingenieria Quimica, Marzo de 1986.pp.119-128

Lozano, M., Bartolomé, J., Valero, A., & Reini, M. (1994). Thermo-economic diagnosis of energy systems. In Proceedings of the third florence world energy research symposium, Florence, Italy 1994.

Mendes, T. (2012). Diagnostico Termodinâmico aplicado a um sistema de refrigeração por compressão de vapor. Itajubá, MG. Dissertação de Mestrado: Instituto de Engenharia Mecânica ,UNIFEI.

MME. (2012a) Resenha Energética Brasileira, Exercício de 2011, Resultados Preliminares, Brasilia

MME. (2012b) Plano decenal de expansão de energia 2021 Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2012

Ozgener, L., Ozgener, O. (2009), Monitoring of exergy efficiencies and exergoeconomic parameters of geothermal district heating systems (GDHSs). *Appl Energy*. Vol. 86. pp. 1704–1711.

Pacheco, J.J., Avilés, J.J., Ramos, M.A., Zaleta, A., Barajas, V., Santos, A. (2007), Monitoreo y Diagnostico Termoeconômico en línea para sistemas energéticos parte I. En servicio local. In: X congreso y exposición latinoamericana de Turbomaquinaria. ISBN 978-607-95044-1-0. México, 2007 (Em espanhol)

Pacheco, J.J. (2011). Metodologías de diagnóstico termoeconómico de sistemas energéticos (diagnostico de plantas de potencia).Editorial académica española, Saarbrücken, Alemanha. ISBN: 978-3-8465-6157-7(Em Espanhol)

Petrakopoulou, F., Tsatsaronis, G., Morosuk, T., & Carassai, A. (2012). Conventional and advanced exergetic analyses applied to a combined cycle power plant. *Energy* (41), 146-152.

Reini, M. (1994). Analisi e sviluppo dei metodi termoeconomici per lo studio degli impianti di conversione dell'energia. Padova, italia: Departamento de EngenhariaMecânica Universidade de Padova [Em italiano]

Reini, M., Taccani, R. (2004), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions. The role of the fuel impact formula. *Int J Thermodyn* 7(2), pp 61–72.

Remiro, J.A., Lozano, M.A. (2005), Diagnóstico Energético de la Operación de Centrales Termoeléctricas, 1st International Congress of Energy and Environment Engineering and Management, Portalegre.

Remiro, J.A., Lozano, M.A. (2007), Control del rendimiento y diagnóstico termoeconómico de centrales termoeléctricas, Información Tecnológica, Vol. 18(1). p. 87-96. (em espanhol)

Sciubba, E. (2011). Design and Off-design Simulation of Complex Energy Systems. Exergy, Energy System Analysis and Optimization – vol. II. ©Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS). <<http://www.eolss.net/Sample-Chapters/C08/E3-19-03-02.pdf>> . Acesso em: 20 maio 2013.

Silva, J. A. M., Venturini, O. J., Lora, E. E., Santos, J. J., Pinho, A. F. (2009), Relevant Points For Thermodynamic Diagnosis Application Using The Reconciliation Method. In: ASME Turbo Expo 2009, Orlando. ASME Turbo Expo 2009 DVD, v. 1. p. 1-10.

Silva, J. A. M. (2009), Sistema de Informação para a Monitoração e Diagnóstico de Desempenho de Unidades Termelétricas de Ciclo Combinado, Itajubá. Dissertação (Mestrado em Conversão de Energia) - Instituto de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Itajubá.

Silva, J., Venturini, O., Lora, E., Santos, J. (2011). Thermodynamic information system for diagnosis and prognosis of power plant operation condition. Energy (36), 4072-4079.

Szargut, J., Morris, D., Steward, F. (1988). Exergy analysis of thermal, chemical, and metallurgical processes. New York, Hemisphere Publishing Corporation.

Trax Corporation. (2002). Combined Cycle Operator Training Simulator: Detailed Design Specification. Forest, VA.

Toffolo, A., Lazzaretto, A. (2004), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions. Indicators to diagnose malfunctions: application of a new indicator for the location of causes. Int J Thermodyn 7(2), pp. 41–49.

Torres, C., Valero, A., Serra, L., Royo, J. (1999), Structural theory and thermoeconomic diagnosis. Part I: on malfunction and dysfunction analysis. In: Proceedings of ECOS 99, Tokyo, Japan.

Torres, C., Valero, A., Serra, L., Royo, J. (2002). Structural theory and thermoeconomic diagnosis Part I. On malfunction and dysfunction analysis. *Energy Conversion and Management* (43), 1503–1518.

Uche, F. J. (2000). Thermoeconomic Analysis and Simulation of a Combined Power and Desalination Plant. PhD. Thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Zaragoza, Spain..

Usón, S. (2008), Comparative analysis of causal diagnosis methods of malfunctions in power cycles. PhD thesis, Department of Mechanical Engineering, University of Zaragoza, Spain.

Usón, S., Valero, A., Correas, L. (2009), Quantitative causality analysis for the diagnosis of energy systems. *Int J Thermodyn* 12(1), pp. 9–16.

Usón, S., Valero, A. (2010). Thermoeconomic Diagnosis of Energy Systems. *Prensas Universitarias de Zaragoza. Zaragoza Espanha. ISBN 978-84-15031-86-4*

Usón, S., Valero, A. (2011), Thermoeconomic diagnosis for improving the operation of energy intensive systems: Comparison of methods. *Applied Energy*. Vol. 88, pp. 699–711.

Usón, S., Valero, A., Correas, L. (2010), Energy efficiency assessment and improvement in energy intensive systems through thermoeconomic diagnosis of the operation. *Appl Energy* 87(6), pp.1989–1995.

Valero, A., Lozano, M.A., Alconchel, J.A., Muñoz, M.A., Torres, C. (1986a), GAUDEAMO: a system for exergetic/exergetic optimization of coal power plants. In: Gaggioli RA, editor. *Computer-aided engineering of energy systems: optimization*. ASME book no. H0341 A, vol. 1. New York: ASME, AES, pp. 43–49.

Valero, A., Lozano, M.A., Muñoz, M. (1986b), A general theory of exergy savings – part I: On the exergetic cost, part II: on the thermoeconomic cost, part III: energy savings and thermoeconomics. *Computer-aided engineering of energy systems*, vol. 2–Berlin: AES ASME WAM, pp. 1–2.

Valero A, Lozano MA, Torres C. (1990), On causality in organized energy systems, part III: theory of perturbations. In: *Proceedings of FLOWERS 90*, Florence, Italy, May 28–June 1.

Valero, A., Correas, L., Serra, L. (1999a), On-line thermoeconomic diagnosis of thermal power plants. In: Bejan A, Mamut E, editors. Thermodynamic optimization of complex energy systems. Kluwer Academic Publishers, pp. 117–136.

Valero, A., Torres, C., Lerch, F. (1999b), Structural theory and thermoeconomic diagnosis, part III: intrinsic and induced malfunctions. In: Proceedings of ECOS'99, Tokyo, Japan.

Valero, A., Lerch, F., Serra, L., Royo, J. (2002), Structural theory and thermoeconomic diagnosis Part II. Application to an actual power plant. Energy. Vol. 43, pp.1519-1535.

Valero, A., Correas, L., Zaleta, A., Lazzaretto, A., Verda, V., Reini, M., Rangel, V., (2004a), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions Part 1: the TADEUS problem. Energy. Vol. 29. 2004a. p. 1875- 1887.

Valero, A., Correas, L., Zaleta, A., Lazzaretto, A., Verda, V., Reini, M., Rangel, V. (2004b), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions Part 2: malfunction definition and assessment. Energy. Vol. 29, pp. 1889-1907.

Valero, A., Correas, L., Lazzaretto, A., Rangel, V., Reini, M., Taccani, R. (2004c), Thermoeconomic philosophy applied to the operating analysis and diagnosis of energy utility systems. Int J Thermodyn 7(2), pp.33–39.

Valero, A., Torres, C. (2006), Application of thermoeconomics to operation diagnosis of energy plants. Oxford, UK: EOLSS Publishers. www.eolss.net.

Verda, V., Serra, L., Valero, A. (2002a), Zooming procedure for the thermoeconomic diagnosis of highly complex energy systems. Int J Appl Thermodyn 5(2), pp.75–83.

Verda, V., Serra, L., Valero, A. (2002b), Effects of the productive structure on the results of the thermoeconomic diagnosis of energy systems. Int J Appl Thermodyn 5(3), pp. 127–137.

Verda, V., Valero, A., Serra, L., Rangel, V., Zaleta, A., Lazzaretto, A. (2003), On the thermoeconomic approach to the diagnosis of energy system malfunctions. Part 3: approaches to the diagnosis problem. In: Proceedings of ECOS 2003, Copenhagen, Denmark, June 30–July 2.

Verda, V., Serra, L., Valero, A. (2004), The effects of the control system on the thermoeconomic diagnosis of a power plant. *Energy* 2004 (29). pp. 331–59.

Verda, V., Borchiellini, R. (2004), Exergetic and economic evaluation of control strategies for a gas turbine plant. *Energy* 2004 (29), pp. 2253–2271.

Verda, V. (2004), Thermoeconomic Analysis and Diagnosis of Energy Utility Systems From Diagnosis to Prognosis. *Int. J. Thermodynamics*, Vol. 7, (No.2), pp. 73-83.

Verda V, Serra L, Valero A. (2005), Thermoeconomic diagnosis: zooming strategy applied to highly complex energy systems. Part I: detection and location of anomalies. *Trans ASME J Energy Resour Technol* 2005 (127), pp. 42–58.

Verda, V. (2006), Accuracy level in thermoeconomic diagnosis of energy systems. *Energy*. Vol. 31, pp. 3248–3260.

Verda, V., Borchiellini, R. (2007), Exergy method for the diagnosis of energy systems using measured data. *Energy*. Vol. 32, pp. 490–498.

Verda, V. (2008), Prediction of the fuel impact associated with performance degradation in power plants. *Energy*. Vol. 33, pp. 213–223.

Verda, V., Baccino, G. (2012). Thermoeconomic approach for the analysis of control system of energy plants. *Energy* Vol 41, pp. 38-47.

Woudstra, N., Woudstra, T., Pirone, A., Van der Stelt, T. (2010). Thermodynamic evaluation of combined cycle plants. *Energy Conversion and Management*. Vol 51, pp. 1099–1110.

Zaleta, A., Royo, A., Rangel, V., Reyes, E. (2004a), Thermo-characterization of power systems components: a tool to diagnose their malfuncions. *Energy*. 29, pp 361-377.

Zaleta, A., Muñoz, G., Rangel, V., Valero, A. (2004b), A reconciliation Method based on a module simulator, an approach to the diagnosis of energy system malfuncions. *Int. J. Thermodynamics*. pp. 51-60.

Zaleta, A., Correas, L., Kubiak, J., Sierra, F.Z. (2007), Concept on thermoeconomic evaluation of steam turbines. *Appl Therm Eng*. Vol. 27, pp. 457–466.

APÊNDICE A.

ESTRUTURA FÍSICA DO CICLO COMBINADO DE RATCHABURI.

A estrutura física da Termelétrica de Ciclo Combinado de Ratchaburi simulada no software GateCycle é apresentada na figura A.1. Seguidamente nas figuras A.2 e A.3 mostra-se o detalhe das duas turbinas a gás (GT1 e GT2), o seus Dampers (SP10 e SP9) e um componente de queda de pressão em cada caldeira de recuperação do lado do gás (DUCT1 e DUCT2). Na figura A.4 apresenta-se a turbina a vapor com suas etapas de alta (ST1), media (ST2) e baixa (ST3) pressão. Na mesma figura mostra-se o condensador (CND1) e a representação do conjunto de bombas de condensado (PUMP1).

Na figura A.5. é apresentada a Torre de resfriamento (CT1) com sua bomba de alimentação (PUMP4), as bombas de Alta e Meia/baixa pressão (PUMP2 e PUMP3) e o desaerador (DA1).

Finalmente nas figuras A.6 e A.7 apresentam-se os componentes das caldeiras de recuperação 1 e 2 (HRSG1 e HRSG2) respectivamente.

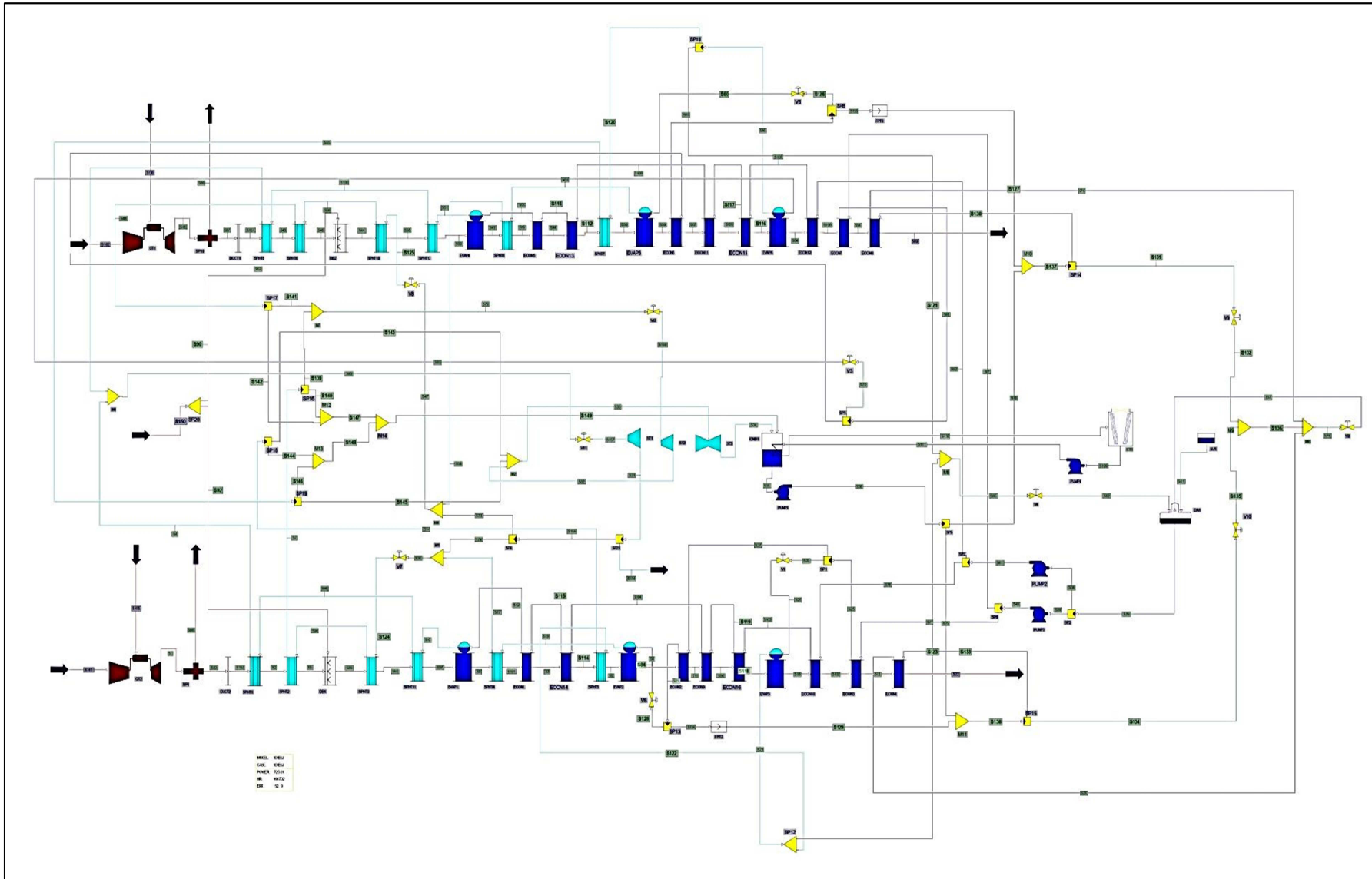


Figura A.1. Estrutura Física da planta de ciclo combinado em estudo.

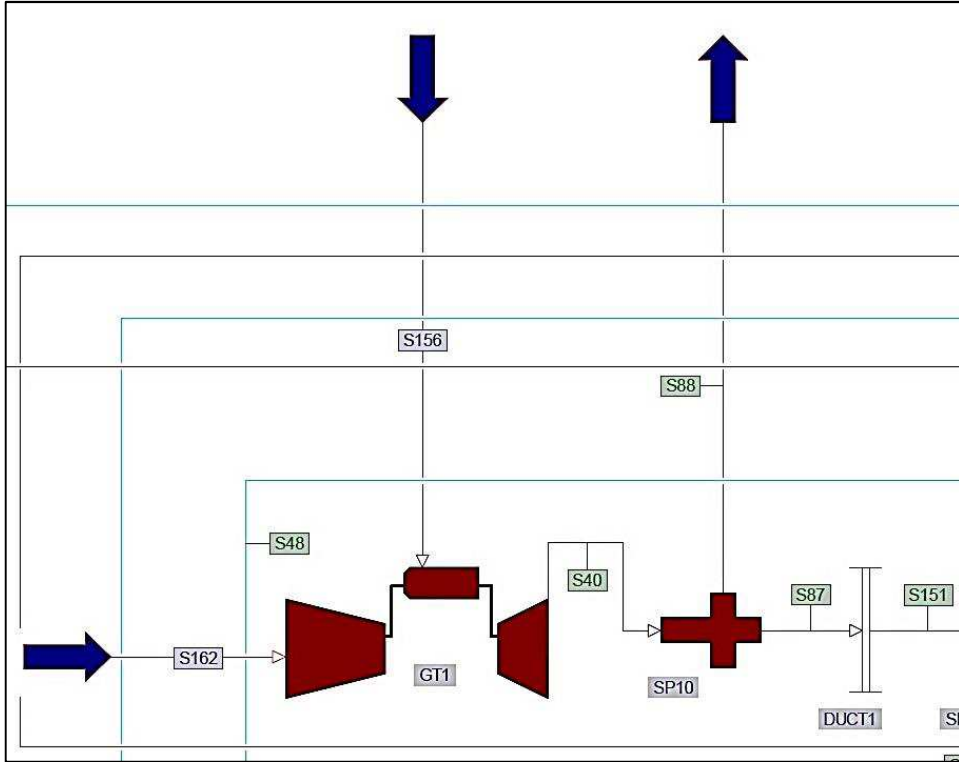


Figura A.2. Turbina a Gás 1.

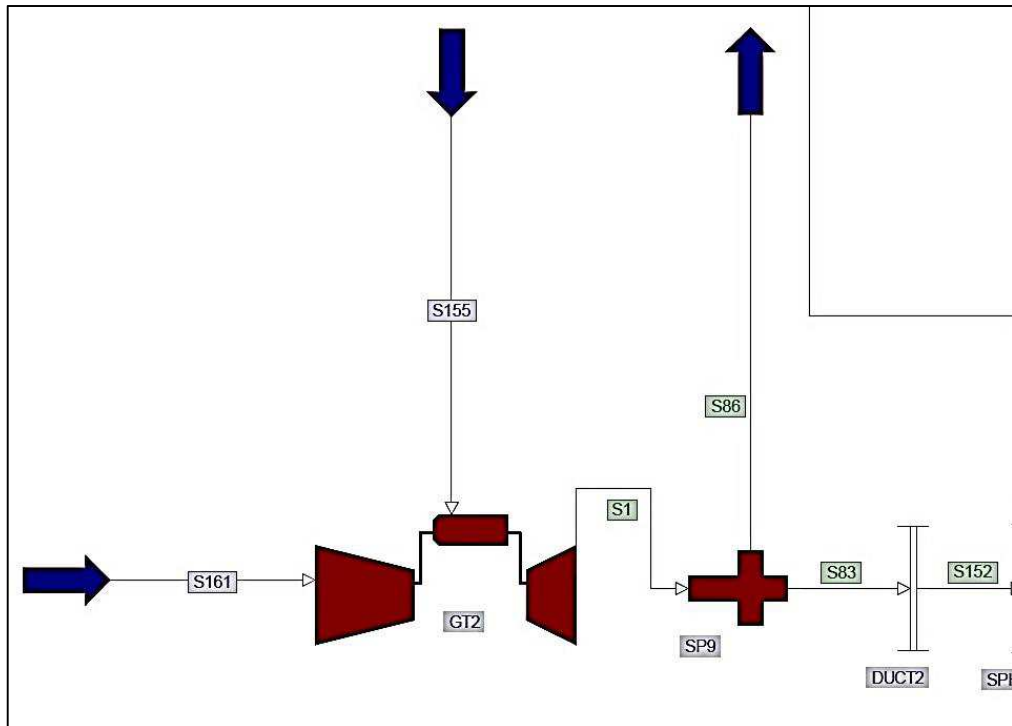


Figura A.3. Turbina a Gás 2.

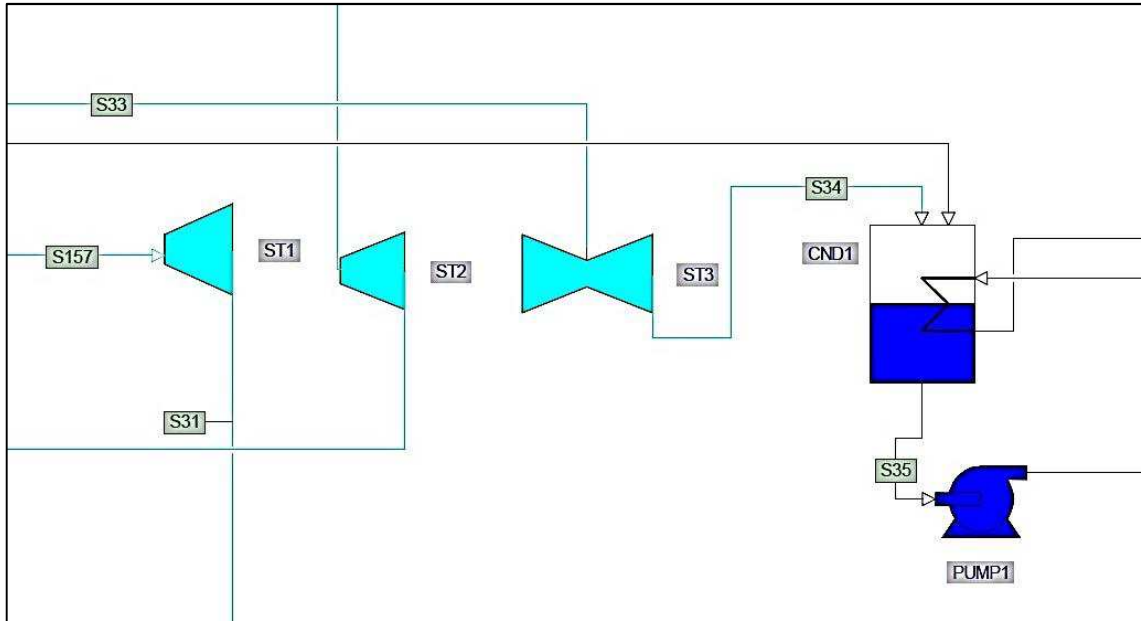


Figura A.4. Turbina a Vapor e Condensador e Grupo de bombas de condensado.

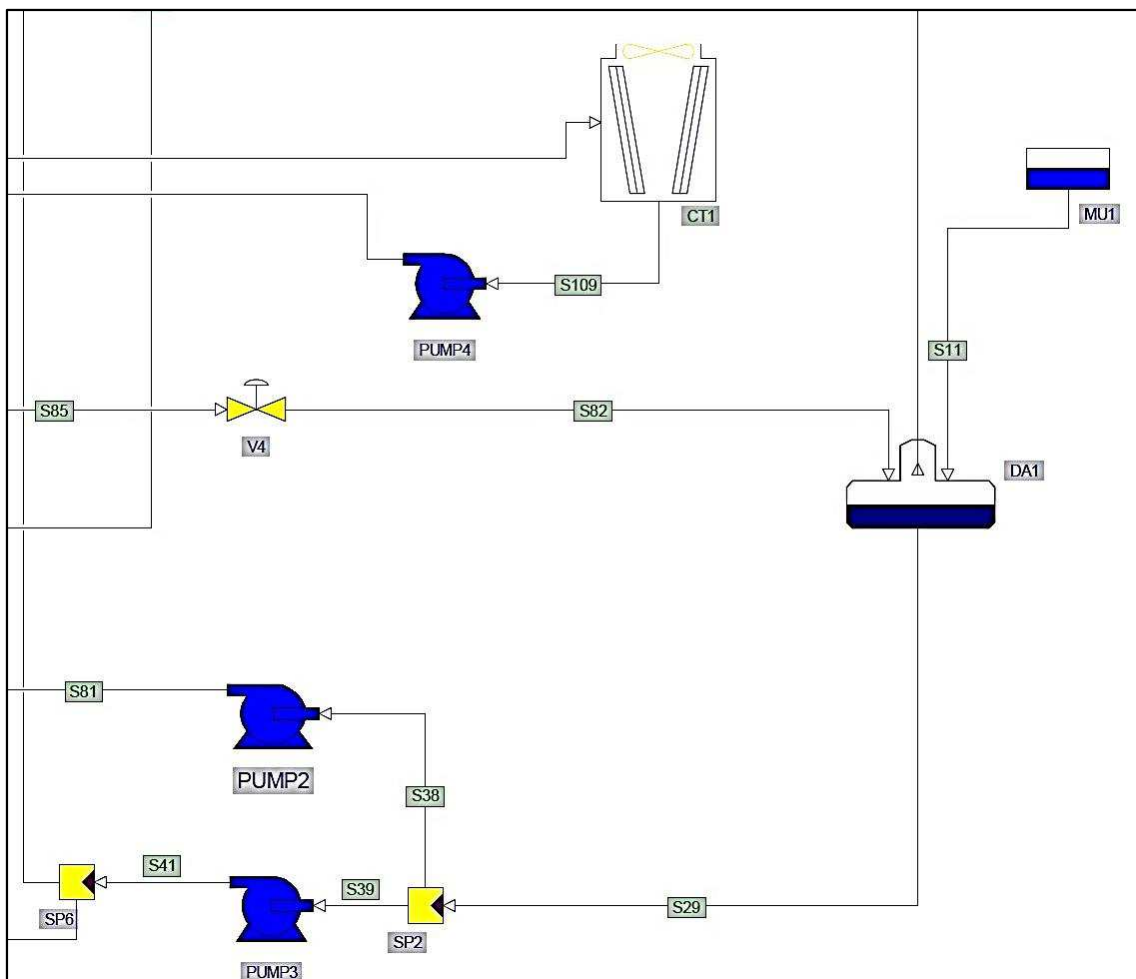


Figura A.5. Torre de resfriamento, Desaerador e Grupos de Bombas.

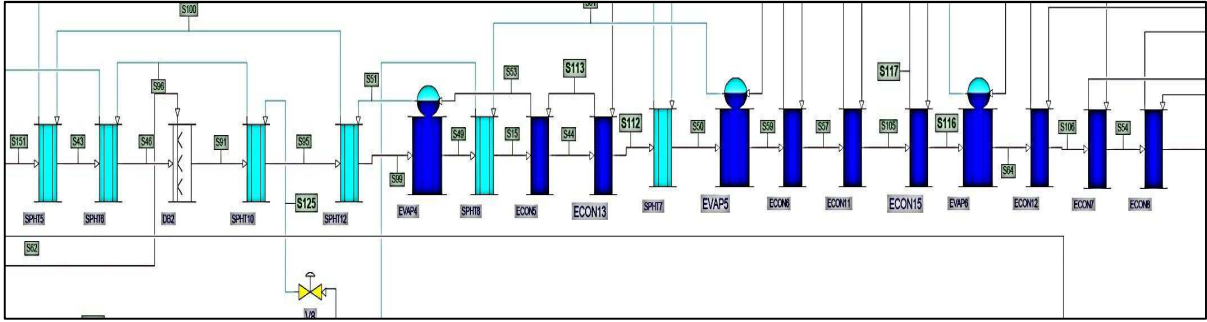


Figura A.6. Caldeira de recuperação do calor dos gases de exaustão 1 (HRSG1).

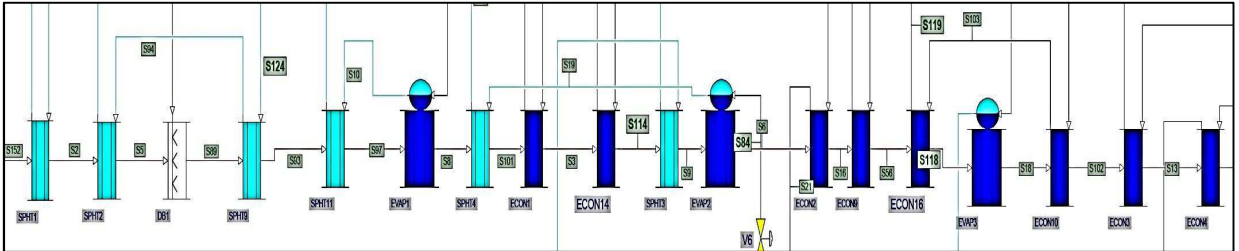


Figura A.7. Caldeira de recuperação do calor dos gases de exaustão 2 (HRSG2).

APÊNDICE B.

PROPRIEDADES TERMODINÂMICAS DOS FLUXOS DA ESTRUTURA PRODUTIVA DO CICLO COMBINADO DE RATCHABURI.

Tabela B.1. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de referência (estado 0)

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
1	624	1,042	610,81	38	121	2,030	149,99
2	574	1,013	610,81	39	121	2,030	39,82
3	305	1,013	610,81	40	624	1,042	610,81
4	566	140,156	75,00	41	122	46,000	39,82
5	537	1,013	610,81	43	574	1,013	610,81
6	247	1,013	610,81	44	305	1,013	610,81
7	565	25,800	87,00	45	566	140,157	75,00
8	342	1,013	610,81	46	537	1,013	610,81
9	278	1,013	610,81	47	331	27,700	87,00
10	340	146,000	75,00	48	565	25,800	87,00
11	25	2,030	0,50	49	342	1,013	610,81
12	315	155,021	75,00	50	278	1,013	610,81
13	169	1,013	610,81	51	340	146,000	75,00
14	270	16,952	7,51	52	124	172,200	75,00
15	337	1,013	610,81	53	315	155,023	75,00
16	242	1,013	610,81	54	169	1,013	610,81
17	334	29,817	12,00	55	270	16,952	7,51
18	212	1,013	610,81	56	239	1,013	610,81
19	238	32,400	12,00	57	242	1,013	610,81
20	173	41,338	7,91	58	334	29,817	12,00
21	238	38,031	12,00	59	247	1,013	610,81
22	123	1,013	610,81	60	566	140,156	149,99
23	212	20,000	7,91	61	238	32,400	12,00
24	124	172,200	149,99	62	173	41,338	12,00
25	173	41,338	19,91	63	238	38,032	12,00
27	173	41,338	12,00	64	212	1,013	610,81
28	120	3,185	94,51	66	212	20,000	7,91
29	121	2,030	189,81	67	122	46,000	19,91
30	331	27,700	87,00	68	173	41,338	19,91
31	331	27,700	149,99	69	123	1,013	610,81
32	502	16,950	173,99	70	44	3,500	94,51
33	483	16,950	189,01	71	120	3,185	94,51
34	44	0,090	189,01	72	173	41,338	7,91
35	44	0,090	189,01	73	331	27,700	75,00
36	44	3,500	189,01	74	331	27,700	75,00

Tabela B.1. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de referência (estado 0) (Continuação).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
75	44	3,500	94,51	116	237	1,013	610,81
76	120	3,185	189,01	117	205	165,382	75,00
77	122	46,000	19,91	118	237	1,013	610,81
78	124	172,200	75,00	119	205	165,381	75,00
79	565	25,800	173,99	120	212	20,000	7,51
83	624	1,042	610,81	121	212	20,000	0,40
85	212	20,000	0,80	122	212	20,000	7,51
86	624	1,042	0,00	123	212	20,000	0,40
88	624	1,042	0,00	126	238	38,032	12,00
89	537	1,013	610,81	127	45	38,032	0,00
90	30	1,040	0,00	128	238	38,031	12,00
91	537	1,013	610,81	129	45	38,031	0,00
92	30	1,040	0,00	130	44	3,500	94,51
93	510	1,013	610,81	131	44	3,500	0,00
94	430	26,800	87,00	133	44	3,500	94,51
95	510	1,013	610,81	134	44	3,500	0,00
96	430	26,800	87,00	136	44	3,500	0,00
97	470	1,013	610,81	137	44	3,500	94,51
98	403	143,068	75,00	138	44	3,500	94,51
99	470	1,013	610,81	139	565	25,800	87,00
100	403	143,068	75,00	140	565	25,800	0,00
101	337	1,013	610,81	141	565	25,800	87,00
102	176	1,013	610,81	142	565	25,800	0,00
103	200	168,756	75,00	143	270	16,952	7,51
104	210	161,908	75,00	144	270	16,952	0,00
105	239	1,013	610,81	145	270	16,952	7,51
106	176	1,013	610,81	146	270	16,952	0,00
107	200	168,756	75,00	151	624	1,013	610,81
108	210	161,909	75,00	152	624	1,013	610,81
110	28	1,200	8707,92	155	25	27,579	21,50
112	280	1,013	610,81	156	25	27,579	21,50
113	260	158,510	75,00	161	15	1,013	589,31
114	280	1,013	610,81	162	15	1,013	589,31
115	260	158,508	75,00	-	-	-	-

Tabela B.2. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de variáveis operacionais (estado 1)

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
1	627	1,042	600,84	38	121	2,030	148,74
2	575	1,013	600,84	39	121	2,030	38,89
3	305	1,013	600,84	40	627	1,042	600,84
4	568	140,250	74,37	41	122	46,000	38,89
5	539	1,013	600,84	43	575	1,013	600,84
6	247	1,013	600,84	44	305	1,013	600,84
7	567	25,833	86,09	45	568	140,249	74,37
8	342	1,013	600,84	46	539	1,013	600,84
9	278	1,013	600,84	47	333	27,700	86,08
10	340	146,000	74,37	48	567	25,834	86,08
11	25	2,030	0,41	49	342	1,013	600,84
12	315	155,306	74,37	50	278	1,013	600,84
13	169	1,013	600,84	51	340	146,000	74,37
14	270	17,095	7,33	52	124	172,200	74,37
15	337	1,013	600,84	53	315	155,306	74,37
16	241	1,013	600,84	54	169	1,013	600,84
17	335	29,933	11,72	55	270	17,093	7,33
18	212	1,013	600,84	56	239	1,013	600,84
19	238	32,400	11,72	57	241	1,013	600,84
20	173	41,546	7,73	58	335	29,940	11,71
21	238	38,388	11,72	59	247	1,013	600,84
22	123	1,013	600,84	60	568	140,249	148,74
23	212	20,000	7,73	61	238	32,400	11,71
24	124	172,200	148,74	62	173	41,553	11,71
25	173	41,546	19,46	63	238	38,404	11,71
27	173	41,546	11,72	64	212	1,013	600,84
28	120	3,192	93,42	66	212	20,000	7,73
29	121	2,030	187,63	67	122	46,000	19,44
30	333	27,700	86,09	68	173	41,553	19,44
31	333	27,700	148,74	69	123	1,013	600,84
32	503	16,771	172,17	70	44	3,500	93,42
33	485	16,774	186,83	71	120	3,192	93,42
34	43	0,089	186,83	72	173	41,553	7,73
35	43	0,089	186,83	73	333	27,700	74,37
36	44	3,500	186,83	74	333	27,700	74,37

Tabela B.2. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de variáveis operacionais (estado 1)
(Continuação).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
75	44	3,500	93,42	116	237	1,013	600,84
76	120	3,192	186,83	117	205	165,494	74,37
77	122	46,000	19,46	118	237	1,013	600,84
78	124	172,200	74,37	119	205	165,494	74,37
79	567	25,833	172,17	120	212	20,000	7,33
83	627	1,042	600,84	121	212	20,000	0,40
85	212	20,000	0,80	122	212	20,000	7,33
86	627	1,042	0,00	123	212	20,000	0,40
88	627	1,042	0,00	126	238	38,404	11,71
89	539	1,013	600,84	127	45	38,404	0,00
90	30	1,040	0,00	128	238	38,388	11,72
91	539	1,013	600,84	129	45	38,388	0,00
92	30	1,040	0,00	130	44	3,500	93,42
93	512	1,013	600,84	131	44	3,500	0,00
94	431	26,815	86,09	133	44	3,500	93,42
95	512	1,013	600,84	134	44	3,500	0,00
96	431	26,815	86,08	136	44	3,500	0,00
97	471	1,013	600,84	137	44	3,500	93,42
98	404	143,116	74,37	138	44	3,500	93,42
99	471	1,013	600,84	139	567	25,833	86,09
100	404	143,116	74,37	140	567	25,833	0,00
101	337	1,013	600,84	141	567	25,834	86,08
102	175	1,013	600,84	142	567	25,834	0,00
103	200	168,813	74,37	143	270	17,095	7,33
104	210	162,079	74,37	144	270	17,095	0,00
105	239	1,013	600,84	145	270	17,093	7,33
106	175	1,013	600,84	146	270	17,093	0,00
107	200	168,813	74,37	151	627	1,013	600,84
108	210	162,079	74,37	152	627	1,013	600,84
110	28	1,200	8707,92	155	25	27,579	21,22
112	280	1,013	600,84	156	25	27,579	21,22
113	259	158,735	74,37	161	15	1,013	579,62
114	280	1,013	600,84	162	15	1,013	579,62
115	259	158,735	74,37	-	-	-	-

Tabela B.3. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de variáveis climáticas mais operacionais (estado 2).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
1	626	1,042	606,73	38	121	2,030	150,18
2	575	1,013	606,73	39	121	2,030	39,41
3	305	1,013	606,74	40	626	1,042	606,73
4	567	140,142	75,09	41	122	46,000	39,41
5	538	1,013	606,73	43	575	1,013	606,73
6	247	1,013	606,74	44	305	1,013	606,74
7	566	25,800	86,95	45	567	140,141	75,09
8	342	1,013	606,74	46	538	1,013	606,73
9	278	1,013	606,74	47	332	27,700	86,94
10	340	146,000	75,09	48	566	25,800	86,94
11	25	2,030	0,65	49	342	1,013	606,74
12	315	154,981	75,09	50	278	1,013	606,74
13	169	1,013	606,74	51	340	146,000	75,09
14	270	17,002	7,45	52	124	172,200	75,09
15	337	1,013	606,74	53	315	154,978	75,09
16	242	1,013	606,74	54	169	1,013	606,74
17	335	29,876	11,86	55	270	17,001	7,45
18	212	1,013	606,74	56	239	1,013	606,74
19	238	32,400	11,86	57	242	1,013	606,74
20	173	41,431	7,85	58	335	29,881	11,85
21	238	38,201	11,86	59	247	1,013	606,74
22	124	1,013	606,74	60	567	140,141	150,18
23	212	20,000	7,85	61	238	32,400	11,85
24	124	172,200	150,18	62	173	41,435	11,85
25	173	41,431	19,71	63	238	38,210	11,85
27	173	41,431	11,86	64	212	1,013	606,74
28	120	3,186	94,39	66	212	20,001	7,85
29	121	2,030	189,59	67	122	46,000	19,70
30	332	27,700	86,95	68	173	41,435	19,70
31	332	27,700	150,18	69	124	1,013	606,74
32	503	16,947	173,89	70	46	3,500	94,39
33	484	16,943	188,79	71	120	3,186	94,39
34	46	0,099	188,79	72	173	41,435	7,85
35	46	0,099	188,79	73	332	27,700	75,09
36	46	3,500	188,79	74	332	27,700	75,09

Tabela B.3. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de variáveis climáticas mais operacionais (estado 2) (Continuação).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
75	46	3,500	94,39	116	237	1,013	606,74
76	120	3,186	188,79	117	205	165,364	75,09
77	122	46,000	19,71	118	237	1,013	606,74
78	124	172,200	75,09	119	205	165,365	75,09
79	566	25,800	173,89	120	212	20,001	7,45
83	626	1,042	606,73	121	212	20,001	0,40
85	212	20,000	0,80	122	212	20,000	7,45
86	626	1,042	0,00	123	212	20,000	0,40
88	626	1,042	0,00	126	238	38,210	11,85
89	539	1,013	606,74	127	45	38,210	0,00
90	30	1,040	0,01	128	238	38,201	11,86
91	539	1,013	606,74	129	45	38,201	0,00
92	30	1,040	0,01	130	46	3,500	94,39
93	511	1,013	606,74	131	46	3,500	0,00
94	430	26,800	86,95	133	46	3,500	94,39
95	511	1,013	606,74	134	46	3,500	0,00
96	430	26,800	86,94	136	46	3,500	0,00
97	471	1,013	606,74	137	46	3,500	94,39
98	403	143,061	75,09	138	46	3,500	94,39
99	471	1,013	606,74	139	566	25,800	86,95
100	403	143,060	75,09	140	566	25,800	0,00
101	337	1,013	606,74	141	566	25,800	86,94
102	176	1,013	606,74	142	566	25,800	0,00
103	200	168,748	75,09	143	270	17,002	7,45
104	210	161,884	75,09	144	270	17,002	0,00
105	239	1,013	606,74	145	270	17,001	7,45
106	176	1,013	606,74	146	270	17,001	0,00
107	200	168,747	75,09	151	626	1,013	606,73
108	210	161,882	75,09	152	626	1,013	606,73
110	31	1,200	8707,92	155	25	27,579	21,24
112	280	1,013	606,74	156	25	27,579	21,24
113	259	158,474	75,09	161	20	1,013	585,49
114	280	1,013	606,74	162	20	1,013	585,49
115	259	158,476	75,09	-	-	-	-

Tabela B.4. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de teste (estado 3).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
1	624	1,042	615,19	38	121	2,030	149,99
2	574	1,013	615,19	39	121	2,030	41,73
3	306	1,013	615,19	40	624	1,042	615,04
4	568	140,324	73,94	41	122	46,000	41,73
5	535	1,013	615,19	43	592	1,013	615,04
6	247	1,013	615,19	44	313	1,013	615,04
7	565	25,835	87,42	45	506	139,944	76,04
8	342	1,013	615,19	46	550	1,013	615,04
9	279	1,013	615,19	47	314	27,700	88,70
10	340	146,000	73,94	48	582	25,769	88,70
11	15	2,030	0,81	49	342	1,013	615,04
12	316	155,497	73,94	50	284	1,013	615,04
13	170	1,013	615,19	51	340	146,000	76,04
14	272	17,241	7,51	52	124	172,200	76,04
15	336	1,013	615,04	53	306	154,544	76,04
16	242	1,013	615,19	54	169	1,013	615,04
17	334	29,630	12,43	55	276	17,888	7,29
18	213	1,013	615,19	56	239	1,013	615,19
19	238	32,400	12,43	57	242	1,013	615,04
20	174	41,140	7,91	58	331	29,038	13,71
21	238	37,594	12,43	59	248	1,013	615,04
22	125	1,013	615,19	60	536	139,944	149,99
23	213	20,247	7,91	61	238	32,400	13,71
24	124	172,200	149,99	62	174	40,622	13,71
25	174	41,140	20,34	63	236	36,318	13,71
27	174	41,140	12,43	64	214	1,013	615,04
28	121	3,179	95,46	66	214	20,670	7,69
29	121	2,030	191,72	67	122	46,000	21,40
30	314	27,700	87,42	68	174	40,622	21,40
31	311	27,700	149,99	69	124	1,013	615,04
32	512	17,600	176,12	70	46	3,500	95,46
33	493	17,241	190,92	71	121	3,179	95,46
34	46	0,102	190,92	72	174	40,622	7,69
35	46	0,102	190,92	73	311	27,700	74,99
36	46	3,500	190,92	74	311	27,700	74,99

Tabela B.4. Valores das principais grandezas dos fluxos da condição de teste (estado 3) (Continuação).

Fluxo	T (°C)	P (bar)	G (kg/seg)	Fluxo	T (°C)	P(bar)	G (kg/seg)
75	46	3,500	95,46	116	237	1,013	615,04
76	121	3,179	190,92	117	206	165,192	76,04
77	122	46,000	20,34	118	237	1,013	615,19
78	124	172,200	73,94	119	206	165,570	73,94
79	573	25,769	176,12	120	214	20,670	7,29
83	624	1,042	615,19	121	214	20,670	0,40
85	213	20,247	0,80	122	213	20,247	7,51
86	624	1,042	0,00	123	213	20,247	0,40
88	624	1,042	0,00	126	236	36,318	13,71
89	535	1,013	615,19	127	45	36,318	0,00
90	30	1,040	0,00	128	238	37,594	12,43
91	550	1,013	615,04	129	45	37,594	0,00
92	30	1,040	0,00	130	46	3,500	95,46
93	506	1,013	615,19	131	46	3,500	0,00
94	418	26,825	87,42	133	46	3,500	95,46
95	518	1,013	615,04	134	46	3,500	0,00
96	424	26,799	88,70	136	46	3,500	0,00
97	466	1,013	615,19	137	46	3,500	95,46
98	403	143,149	73,94	138	46	3,500	95,46
99	476	1,013	615,04	139	565	25,835	87,42
100	408	142,986	76,04	140	565	25,835	0,00
101	337	1,013	615,19	141	582	25,769	88,70
102	177	1,013	615,19	142	582	25,769	0,00
103	201	168,851	73,94	143	272	17,241	7,51
104	211	162,193	73,94	144	272	17,241	0,00
105	240	1,013	615,04	145	276	17,888	7,29
106	177	1,013	615,04	146	276	17,888	0,00
107	201	168,660	76,04	151	624	1,013	615,04
108	211	161,622	76,04	152	624	1,013	615,19
110	31	1,200	8707,92	155	25	27,579	21,48
112	286	1,013	615,04	156	25	27,579	21,33
113	264	158,128	76,04	161	20	1,013	593,71
114	281	1,013	615,19	162	20	1,013	593,71
115	261	158,887	73,94	-	-	-	-

Tabela B.6. Exergia em kW dos fluxos da estrutura produtiva.

Fluxo	Estado 0.	Estado 1.	Estado 2.	Estado 3.	Fluxo	Estado 0.	Estado 1.	Estado 2.	Estado 3.
1	195369,43	193429,64	191350,50	192918,03	44	59177,20	58097,67	56456,63	59880,06
2	169642,96	167747,82	165628,52	167448,58	45	119836,20	119073,28	117746,39	111164,99
3	59188,37	58128,91	56475,72	57656,60	46	152772,24	151038,08	148855,75	156037,44
4	119842,68	119066,32	117733,01	116007,97	47	99413,25	98563,55	96604,96	96600,11
5	152782,76	151033,66	148855,82	149304,86	48	126182,79	125093,04	123124,22	127641,30
6	40555,04	39854,22	38386,65	39021,09	49	71997,37	70815,66	69081,64	70055,46
7	126188,24	125117,02	123140,38	123626,49	50	50279,56	49335,16	47773,21	50295,24
8	72013,52	70831,38	69097,65	70039,68	51	81424,65	80744,37	79627,74	80633,73
9	50286,94	49358,82	47789,55	48905,62	52	6453,05	6399,14	5975,56	6051,05
10	81430,06	80743,52	79621,10	78406,22	53	33918,04	33577,53	32741,10	31194,88
11	547,41	547,41	519,09	519,21	54	19938,46	19581,43	18436,12	18789,00
12	33923,32	33589,14	32745,18	32466,87	55	7696,66	7519,75	7395,41	7322,87
13	19939,40	19583,06	18435,83	18877,99	56	38298,73	37632,86	36195,24	36798,63
14	7703,63	7524,40	7399,88	7476,44	57	39011,64	38340,59	36891,79	37618,28
15	70266,06	69117,61	67395,98	68146,11	58	13839,21	13511,23	13289,83	15288,42
16	39018,65	38346,61	36898,12	37488,64	59	40548,10	39846,55	38381,69	39286,71
17	13841,21	13530,76	13302,13	13920,37	60	239678,85	238139,55	235479,35	227060,65
18	30783,97	30281,32	28921,85	29489,45	61	12372,37	12072,48	11867,91	13731,69
19	12373,65	12089,93	11878,72	12450,35	62	1689,28	1646,02	1559,09	1812,22
20	1114,18	1087,17	1033,20	1050,76	63	3078,05	3005,28	2897,98	3308,09
21	3079,33	3010,03	2901,09	3033,48	64	30783,04	30280,42	28921,70	29760,75
22	10577,17	10343,40	9614,33	9881,60	66	7698,24	7524,89	7401,94	7282,64
23	7704,86	7528,92	7405,81	7470,17	67	1415,94	1382,59	1274,96	1385,00
24	12906,54	12798,21	11950,62	11934,94	68	2802,53	2732,68	2591,80	2828,41
25	2803,59	2735,47	2593,62	2702,50	69	10576,24	10342,10	9613,99	9833,21
27	1689,41	1648,29	1560,43	1651,74	70	557,37	540,09	445,49	463,88
28	6167,85	6063,90	5613,03	5746,17	71	6167,86	6063,70	5613,38	5721,46
29	12521,03	12376,99	11297,42	11424,26	72	1113,26	1086,66	1032,70	1016,19
30	99415,26	98583,27	96617,39	95207,37	73	85684,41	85166,00	83429,23	81398,35
31	171368,82	170332,00	166858,46	162796,70	74	85684,41	85166,00	83429,23	81398,35
32	227991,63	225760,09	221816,85	227760,61	75	557,37	540,09	445,49	463,88
33	242893,36	240280,18	236090,20	241520,36	76	12335,71	12127,60	11226,41	11467,62
34	39229,14	38429,39	34789,62	35829,88	77	1416,52	1384,09	1275,93	1316,44
35	1047,79	1013,99	824,50	860,54	78	6453,48	6399,07	5975,06	5883,89
36	1114,74	1080,18	890,98	927,76	79	252370,96	250209,74	246264,38	251232,20
38	9894,34	9811,30	8949,22	8937,49	83	195369,43	193429,64	191350,50	192918,03
39	2626,69	2565,68	2348,20	2486,78	85	778,86	778,86	754,54	754,74
40	195368,46	193426,06	191346,73	193134,35	86	0,00	0,00	0,00	0,00
41	2832,46	2766,68	2550,90	2701,44	88	0,00	0,00	0,00	0,00
43	169630,39	167747,78	165624,02	176059,71	89	152782,78	151033,60	148969,90	149304,86

Tabela B.6. Exergia em kW dos fluxos nos estados simulados (Continuação)

Fluxo	Estado 0.	Estado 1.	Estado 2.	Estado 3.	Fluxo	Estado 0.	Estado 1.	Estado 2.	Estado 3.
90	0,00	0,00	0,00	0,00	128	3079,33	3010,03	2901,09	3033,48
91	152772,21	151038,13	148969,80	156037,44	129	0,00	0,00	0,00	0,00
92	0,00	0,00	0,00	0,00	130	557,37	540,09	445,49	463,88
93	140459,70	138864,70	136775,07	136214,95	131	0,00	0,00	0,00	0,00
94	110090,02	109143,13	107140,20	106346,90	133	557,37	540,09	445,49	463,88
95	140448,80	138869,07	136774,95	141871,51	134	0,00	0,00	0,00	0,00
96	110086,94	109123,94	107127,87	108590,08	136	0,00	0,00	0,00	0,00
97	122827,82	121292,34	119316,08	119154,33	137	557,37	540,09	445,49	463,88
98	97161,14	96417,74	95143,85	93631,54	138	557,37	540,09	445,49	463,88
99	122809,36	121289,13	119310,47	123305,89	139	126188,24	125117,02	123140,38	123626,49
100	97157,68	96425,06	95155,72	97084,86	140	0,00	0,00	0,00	0,00
101	70270,93	69132,52	67403,15	68271,77	141	126182,79	125093,04	123124,22	127641,30
102	21491,90	21091,42	19918,04	20439,97	142	0,00	0,00	0,00	0,00
103	14674,51	14531,31	13901,22	13847,26	143	7703,63	7524,40	7399,88	7476,44
104	15950,82	15791,86	15139,93	15071,60	144	0,00	0,00	0,00	0,00
105	38291,73	37627,49	36190,17	36917,25	145	7696,66	7519,75	7395,41	7322,87
106	21490,98	21090,42	19917,07	20417,80	146	0,00	0,00	0,00	0,00
107	14673,73	14531,42	13902,41	14256,64	149	0,00	0,00	0,00	0,00
108	15948,36	15790,56	15139,74	15493,15	151	193940,06	192020,90	189903,49	191671,37
110	38181,35	37415,40	33965,12	34969,34	152	193963,20	192024,51	189907,18	191454,66
112	50869,39	49916,17	48343,73	50898,22	155	729231,60	719540,41	720428,57	728524,24
113	23333,99	23067,42	22317,88	23408,65	156	729227,20	719536,08	720424,37	723569,10
114	50877,01	49932,63	48361,27	49490,51	161	0,00	0,00	0,00	0,00
115	23338,62	23075,64	22322,57	22317,21	162	0,00	0,00	0,00	0,00
116	37580,25	36923,56	35497,64	36225,34	201	64042,72	63443,34	64310,51	59227,24
117	15304,21	15153,90	14513,95	14867,84	202	23021,31	22838,86	23074,41	22649,75
118	37587,23	36928,21	35501,40	36114,71	203	193889,14	192149,70	191534,72	195720,03
119	15305,87	15154,50	14513,44	14453,68	204	92,95	91,90	92,65	93,66
120	7308,82	7135,46	7024,67	6903,69	205	3868,82	3836,35	3873,67	3868,59
121	389,43	389,43	377,27	378,96	206	265,38	259,22	262,63	278,13
122	7315,43	7139,49	7028,54	7092,27	207	268692,91	266263,19	266709,06	265405,38
123	389,43	389,43	377,27	377,90	208	228151,70	224444,29	223915,57	222643,11
126	3078,05	3005,28	2897,98	3308,09	209	228155,47	224443,89	223914,93	227038,12
127	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	-	-	-

APÊNDICE C.

DIAGNÓSTICO TERMOECONÔMICO PARA OS SISTEMA DESENVOLVIDO.

Nas tabelas C1 a C3 são apresentados os valores das anomalias e disfunções pela variação dos produtos e resíduos devido a aplicação do diagnostico termoeconômico á central de ciclo combinado de Ratchaburi. Estes valores foram calculados entre o estado de referência e uma condição de teste como descrito no capítulo 5 e calculados para os estados intermediários considerados nos três cenários estabelecidos também no capítulo 5 e mostram o impacto que causam os diferentes equipamento do ciclo no consumo global de combustível nos três estados (diferentes do estado de referência) simulados.

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um.

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
1	GT1	9699,919	-499,736	0	-7,629	5228,211	-780,369	0	-10,657	941,655	-63,305	0	-0,926
2	DUCT1+SP10	51,889	0	0	0	45,515	0	0	0	-9,19	0	0	0
3	SPHT5	835,647	349,219	12,757	156,555	64,217	-132,837	0,976	-55,94	-4,08	-59,659	-0,06	-25,66
4	SPHT6	58,113	-38,461	0,887	-17,242	14,416	-59,54	0,219	-25,074	-15,823	-25,251	-0,232	-10,861
5	SPHT10	287,347	19,948	4,386	8,943	46,176	-120,092	0,631	-50,573	-23,791	-48,089	-0,348	-20,684
6	SPHT12	115,789	-119,691	1,768	-53,658	55,672	-140,518	0,76	-59,175	-0,823	-39,447	-0,012	-16,967
7	EVAP4	357,233	-95,296	5,453	-42,721	81,008	-242,481	1,106	-102,11	25,071	-37,838	0,367	-16,275
8	SPHT8	67,793	20,368	1,035	9,131	7,602	-15,966	0,104	-6,723	-0,094	-1,851	-0,001	-0,796
9	ECON5	147,421	41,149	2,25	18,447	19,29	-36,7	0,263	-15,455	8,609	-6,5	0,126	-2,796
10	ECON13	72,774	-45,621	1,111	-20,452	39,588	-58,228	0,541	-24,521	-4,022	-20,249	-0,059	-8,709
11	SPHT7	-31,921	-37,22	-0,487	-16,686	7,016	-10,194	0,096	-4,293	-3,429	-2,645	-0,05	-1,138
12	EVAP5	84,405	26,378	1,288	11,825	-0,302	-24,261	-0,004	-10,217	-5,189	3,831	-0,076	1,648
13	ECON6	12,521	-7,714	0,191	-3,458	8,954	-8,582	0,122	-3,614	2,2	-2,144	0,032	-0,922
14	ECON11	2,24	-5,444	0,034	-2,441	2,283	-4,702	0,031	-1,98	1,574	0,436	0,023	0,188
15	ECON15	2,245	-5,864	0,034	-2,629	2,5	-4,936	0,034	-2,079	1,5	0,386	0,022	0,166
16	EVAP6	-4,006	-17,707	-0,061	-7,938	1,494	-12,204	0,02	-5,139	-2,632	0,278	-0,039	0,119
17	ECON12	68,068	-57,593	1,039	-25,819	46,338	-61,384	0,633	-25,85	-2,177	-15,674	-0,032	-6,741
18	ECON7	12,174	-5,81	0,186	-2,605	6,887	-7,64	0,094	-3,217	-2,729	-2,109	-0,04	-0,907
19	ECON8	194,705	-141,685	2,972	-63,518	215,465	-92,006	2,943	-38,746	22,421	55,089	0,328	23,695
20	GT2	4379,995	-646,935	0	-8,416	5235,677	-780,759	0	-10,693	948,78	-62,725	0	-0,92

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
21	DUCT2+SP9	76,317	0	0	0	67,916	0	0	0	13,085	0	0	0
22	SPHT1	255,981	-176,908	3,33	-79,308	77,142	-132,668	1,176	-55,869	11,311	-57,687	0,166	-24,812
23	SPHT2	43,062	-48,812	0,56	-21,882	15,261	-59,633	0,233	-25,113	-15,962	-26,021	-0,234	-11,192
24	SPHT9	220,684	-24,011	2,871	-10,764	47,844	-119,975	0,655	-50,524	-21,766	-47,695	-0,319	-20,514
25	SPHT11	-4,533	-200,725	-0,059	-89,985	61,436	-140,226	0,841	-59,052	4,225	-39,663	0,062	-17,06
26	EVAP1	-23,93	-339,959	-0,311	-152,404	79,919	-241,991	1,095	-101,907	23,728	-37,453	0,348	-16,109
27	SPHT4	22,354	-7,535	0,291	-3,378	4,47	-16,513	0,061	-6,954	-12,218	-8,393	-0,179	-3,61
28	ECON1	-12,393	-58,101	-0,161	-26,047	14,824	-35,856	0,203	-15,1	-4,416	-12,701	-0,065	-5,463
29	ECON14	14,986	-79,833	0,195	-35,789	34,85	-58,254	0,477	-24,532	1,964	-12,727	0,029	-5,474
30	SPHT3	0,96	-16,52	0,012	-7,406	7,6	-10,321	0,104	-4,346	-11,355	-8,921	-0,167	-3,837
31	EVAP2	23,994	-15,015	0,312	-6,731	2,705	-24,719	0,037	-10,41	-2,845	3,139	-0,042	1,35
32	ECON2	5,144	-10,937	0,067	-4,903	6,821	-8,453	0,093	-3,56	2,41	-0,554	0,035	-0,238
33	ECON9	0,27	-7,647	0,004	-3,428	3,677	-4,731	0,05	-1,992	2,336	-0,008	0,034	-0,004
34	ECON16	0,549	-7,973	0,007	-3,574	4,029	-4,959	0,055	-2,088	2,379	-0,06	0,035	-0,026
35	EVAP3	-1,247	-15,856	-0,016	-7,108	1,431	-12,171	0,02	-5,126	-2,695	0,332	-0,04	0,143
36	ECON10	50,211	-69,242	0,653	-31,041	46,7	-61,282	0,64	-25,807	-1,836	-15,586	-0,027	-6,704
37	ECON3	10,622	-7,431	0,138	-3,331	7,761	-7,692	0,106	-3,239	-4,293	-3,906	-0,063	-1,68
38	ECON4	193,112	-142,497	2,512	-63,882	215,407	-91,828	2,95	-38,671	22,405	55,295	0,329	23,783
39	DB1	0,028	0	0	0	-116,97	0	-1,783	0	0,084	0	0,001	0
42	SP11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
43	SP3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
44	M6	8,874	0	-17,751	0	-0,123	0	0,259	0	0,07	0	-0,14	0
45	DA1	281,177	46,887	525,623	21,019	164,023	-12,45	253,648	-5,243	-57,9	-92,793	-142,371	-39,912
48	SP12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
49	SP1	0	0	-0,001	0	0	0	-0,001	0	0	0	0	0
50	M5	118,522	0	1166,881	0	0,014	0	-4,632	0	0,017	0	-3,254	0
51	ST1	1178,91	343,173	545,061	153,845	25,118	-361,747	10,99	-152,339	138,127	31,274	61,952	13,451
52	SP4+SP21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
54	M7	35,685	0	-101,934	0	0,161	0	0,377	0	0,271	0	0,659	0
55	ST2	-522,708	-470,939	-229,974	-211,122	11,937	-113,566	4,978	-47,825	265,624	169,986	113,251	73,113
56	M2	546,913	0	305,149	0	38,425	0	19,03	0	31,207	0	17,375	0
57	ST3	102,096	-810,538	45,77	-363,365	110,834	-714,471	46,674	-300,878	13,83	-68,887	5,948	-29,629
58	CND1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
59	PUMP1	0,335	-2,259	0,255	-1,013	0,355	-2,005	0,257	-0,844	0,015	-0,343	0,011	-0,148
60	SP5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	SP2	-0,001	0	-0,001	0	0	0	0,001	0	-0,001	0	-0,001	0
71	PUMP2	18,791	-76,784	14,273	-34,422	18,791	-68,776	13,616	-28,963	0	-19,021	0	-8,181
72	PUMP3	1,231	-4,828	0,935	-2,165	1,231	-4,272	0,892	-1,799	0	-0,76	0	-0,327
73	SP7	367,548	0	109,762	0	1,937	0	0,534	0	0,994	0	0,249	0
74	SP6	74,349	0	185,964	0	-0,503	0	-1,242	0	-0,961	0	-2,27	0

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
75	M8	2,186	0	0,364	0	0,003	0	0	0	0	0	0	0
76	M1	5,906	0	164,1	0	6,906	0	-32,421	0	4,082	0	-44,732	0
77	M4	-21,179	0	-531,01	0	7,051	0	49,872	0	4,291	0	65,328	0
78	DB2	-0,028	0	0	0	-116,99	0	-1,778	0	-0,084	0	-0,001	0
79	GE	14,714	0	10,013	0	6,901	0	4,462	0	21,008	0	14,086	0
FICTICIO	A	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	B	-242,419	0	-3,706	0	-19,376	0	-0,295	0	-19,495	0	-0,285	0
FICTICIO	C	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	D	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	E	0	0	-1440,261	0	0	0	30,043	0	0	0	11,219	0
FICTICIO	F	0	0	-683,76	0	0	0	-68,559	0	0	0	-2,94	0
FICTICIO	G	0	0	365,31	0	0	0	25,781	0	0	0	-3,624	0
FICTICIO	H	0	0	231,346	0	0	0	39,827	0	0	0	22,685	0
FICTICIO	I	0	0	-41,244	0	0	0	8,231	0	0	0	4,181	0
FICTICIO	J	0	0	-804,964	0	0	0	78,614	0	0	0	12,886	0
FICTICIO	K	0	0	490,067	0	0	0	115,725	0	0	0	-24,564	0
FICTICIO	L	0	0	83,484	0	0	0	-3,889	0	0	0	10,676	0
FICTICIO	M	0	0	41,48	0	0	0	22,298	0	0	0	-0,809	0
FICTICIO	N	0	0	3,59	0	0	0	38,924	0	0	0	4,11	0
FICTICIO	O	0	0	-0,451	0	0	0	14,732	0	0	0	-1,147	0

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
FICTICIO	P	0	0	-1,394	0	0	0	15,261	0	0	0	-2,026	0
FICTICIO	Q	0	0	33,793	0	0	0	34,487	0	0	0	1,437	0
FICTICIO	R	224,974	0	115,519	0	145,969	0	73,39	0	-8,754	0	-4,432	0
FICTICIO	S	43,613	0	20,801	0	37,314	0	17,239	0	-1,989	0	-0,914	0
FICTICIO	T	0	0	249,605	0	0	0	297,219	0	0	0	34,881	0
FICTICIO	W	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	X	0	0	-204,764	0	0	0	-148,552	0	0	0	-57,262	0
FICTICIO	Y	0	0	-494,936	0	0	0	-87,675	0	0	0	-3,786	0
FICTICIO	Z	0	0	122,308	0	0	0	15,595	0	0	0	-2,487	0
FICTICIO	AA	0	0	-25,999	0	0	0	-42,892	0	0	0	-23,9	0
FICTICIO	AB	0	0	-279,297	0	0	0	-577,837	0	0	0	-66,124	0
FICTICIO	AC	0	0	-0,305	0	0	0	0,47	0	0	0	0,042	0
FICTICIO	AD	0	0	-42,774	0	0	0	-441,322	0	0	0	-70,486	0
FICTICIO	AE	0	0	-510,092	0	0	0	-319,678	0	0	0	55,668	0
FICTICIO	AF	0	0	9,551	0	0	0	-2,151	0	0	0	7,241	0
FICTICIO	AG	0	0	-131,883	0	0	0	-112,744	0	0	0	2,662	0
FICTICIO	AH	0	0	-42,694	0	0	0	-107,074	0	0	0	-10,157	0
FICTICIO	AI	812,014	0	3318,899	0	156,376	0	625,355	0	-163,205	0	-742,787	0
FICTICIO	AJ	-941,221	0	-3117,82	0	-187,713	0	-645,121	0	204,276	0	669,483	0
FICTICIO	AK	0	0	-110,629	0	0	0	-137,963	0	0	0	-5,602	0

Tabela C.1. Diagnóstico Termoeconômico do cenários um (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 0 - ESTADO 3				ESTADO 0 - ESTADO 2				ESTADO 0 - ESTADO 1			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
FICTICIO	AL	0	0	-1487,814	0	0	0	-964,089	0	0	0	56,196	0
FICTICIO	AM	0	0	-344,036	0	0	0	-241,103	0	0	0	12,809	0
FICTICIO	AN	0	0	258,687	0	0	0	297,092	0	0	0	34,963	0
FICTICIO	AO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	AP	0	0	-618,811	0	0	0	66,808	0	0	0	-0,45	0
FICTICIO	AQ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	AR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	AS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	AT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	AU	-103,411	0	-33,601	0	-141,906	0	-48,479	0	-23,439	0	-10,255	0
FICTICIO	AV	0	0	823,774	0	0	0	144,077	0	0	0	20,33	0
FICTICIO	AW	0	0	-119,307	0	0	0	-121,484	0	0	0	0	0
FICTICIO	AX	0	0	-9,62	0	0	0	-9,806	0	0	0	0	0
FICTICIO	BA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	BB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	BC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FICTICIO	BD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		19297,393	-3472,005	-2143,222	-1058,493	11977,56	-4901,958	-1738,443	-1428,242	2292,353	-520,618	13,373	-171,565
Impacto das MF e DF		12623,674				3908,917				1613,543			
Impacto pela variação da potência		-20589,997				-23098,123				-21074,956			
Impacto Total		-7966,323				-19189,206				-19461,413			

Tabela C.2. Diagnóstico Termoeconômico do cenário dois.

Equipamento	Descrição	ESTADO 1 - ESTADO 3				ESTADO 1 - ESTADO 2			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
1	GT1	8615,945	-429,340	0,000	-6,554	4216,901	-705,412	0,000	-9,634
2	DUCT1+ SP10	60,475	0,000	0,000	0,000	54,164	0,000	0,000	0,000
3	SPHT5	838,605	408,332	12,802	183,056	68,206	-73,080	1,037	-30,775
4	SPHT6	73,354	-13,106	1,120	-5,875	30,001	-34,019	0,456	-14,326
5	SPHT10	307,835	67,315	4,699	30,177	69,224	-71,238	0,945	-30,000
6	SPHT12	116,224	-79,977	1,774	-35,854	56,307	-100,734	0,769	-42,421
7	EVAP4	329,786	-57,047	5,034	-25,574	55,537	-203,179	0,758	-85,563
8	SPHT8	66,586	21,793	1,016	9,770	7,549	-13,845	0,103	-5,830
9	ECON5	137,843	47,316	2,104	21,212	10,607	-29,989	0,145	-12,629
10	ECON13	75,665	-24,998	1,155	-11,207	42,967	-37,419	0,587	-15,758
11	SPHT7	-28,231	-34,257	-0,431	-15,358	10,349	-7,480	0,141	-3,150
12	EVAP5	87,404	21,997	1,334	9,861	4,767	-27,405	0,065	-11,541
13	ECON6	10,102	-5,452	0,154	-2,444	6,610	-6,302	0,090	-2,654
14	ECON11	0,658	-5,812	0,010	-2,606	0,700	-5,079	0,010	-2,139
15	ECON15	0,735	-6,171	0,011	-2,766	0,987	-5,254	0,013	-2,213
16	EVAP6	-1,344	-17,583	-0,021	-7,883	4,033	-12,204	0,055	-5,139
17	ECON12	69,489	-41,469	1,061	-18,590	47,993	-45,219	0,655	-19,043
18	ECON7	14,511	-3,604	0,222	-1,616	9,363	-5,385	0,128	-2,268
19	ECON8	169,617	-193,728	2,589	-86,848	190,054	-144,818	2,596	-60,986
20	GT2	3375,397	-574,707	0,000	-7,476	4217,159	-706,353	0,000	-9,674

Tabela C.2. Diagnóstico Termoeconômico do cenário dois (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 1 - ESTADO 3				ESTADO 1 - ESTADO 2			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
43	SP3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
44	M6	8,656	0,000	-17,313	0,000	-0,189	0,000	0,393	0,000
45	DA1	335,177	138,073	661,511	61,898	219,371	79,419	394,196	33,445
48	SP12	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
49	SP1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
50	M5	117,744	0,000	1162,300	0,000	-0,002	0,000	-1,516	0,000
51	ST1	1031,043	308,980	476,695	138,516	-111,952	-389,343	-48,981	-163,960
52	SP4+ SP21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
54	M7	35,111	0,000	-101,721	0,000	-0,109	0,000	-0,257	0,000
55	ST2	-782,084	-635,845	-344,090	-285,050	-251,676	-281,305	-104,966	-118,463
56	M2	510,158	0,000	281,628	0,000	7,140	0,000	2,665	0,000
57	ST3	87,474	-734,997	39,215	-329,500	96,133	-639,792	40,484	-269,429
58	CND1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
59	PUMP1	0,316	-1,894	0,240	-0,849	0,336	-1,643	0,243	-0,692
60	SP5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
70	SP2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,002	0,000
71	PUMP2	18,634	-57,279	14,153	-25,678	18,634	-49,338	13,502	-20,777
72	PUMP3	1,203	-3,974	0,914	-1,782	1,203	-3,431	0,872	-1,445
73	SP7	363,464	0,000	108,543	0,000	0,935	0,000	0,258	0,000
74	SP6	73,587	0,000	184,056	0,000	0,447	0,000	1,103	0,000

Tabela C.2. Diagnóstico Termoeconômico do cenário dois (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 1 - ESTADO 3				ESTADO 1 - ESTADO 2			
		Mau funcionamento		Disfunções		Mau funcionamento		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
75	M8	2,186	0,000	0,364	0,000	0,003	0,000	0,000	0,000
76	M1	1,809	0,000	206,082	0,000	2,801	0,000	10,906	0,000
77	M4	-25,252	0,000	-586,132	0,000	2,736	0,000	-12,589	0,000
78	DB2	0,055	0,000	0,001	0,000	-115,579	0,000	-1,757	0,000
79	GE	-6,237	0,000	-4,244	0,000	-13,980	0,000	-9,040	0,000
FICTICIO	A	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	B	-220,718	0,000	-3,374	0,000	0,117	0,000	0,002	0,000
FICTICIO	C	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	D	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	E	0,000	0,000	-1452,998	0,000	0,000	0,000	18,905	0,000
FICTICIO	F	0,000	0,000	-674,793	0,000	0,000	0,000	-65,145	0,000
FICTICIO	G	0,000	0,000	367,029	0,000	0,000	0,000	29,228	0,000
FICTICIO	H	0,000	0,000	208,604	0,000	0,000	0,000	17,819	0,000
FICTICIO	I	0,000	0,000	-45,032	0,000	0,000	0,000	4,078	0,000
FICTICIO	J	0,000	0,000	-809,163	0,000	0,000	0,000	65,946	0,000
FICTICIO	K	0,000	0,000	508,161	0,000	0,000	0,000	138,064	0,000
FICTICIO	L	0,000	0,000	73,087	0,000	0,000	0,000	-14,212	0,000
FICTICIO	M	0,000	0,000	41,258	0,000	0,000	0,000	22,479	0,000
FICTICIO	N	0,000	0,000	-0,369	0,000	0,000	0,000	34,120	0,000
FICTICIO	O	0,000	0,000	0,623	0,000	0,000	0,000	15,674	0,000

Tabela C.2 Diagnóstico Termoeconômico do cenário dois (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 1 - ESTADO 3				ESTADO 1 - ESTADO 2			
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
FICTICIO	P	0,000	0,000	0,511	0,000	0,000	0,000	17,038	0,000
FICTICIO	Q	0,000	0,000	31,712	0,000	0,000	0,000	32,368	0,000
FICTICIO	R	231,461	0,000	118,850	0,000	153,222	0,000	77,037	0,000
FICTICIO	S	44,465	0,000	21,208	0,000	38,324	0,000	17,706	0,000
FICTICIO	T	0,000	0,000	211,115	0,000	0,000	0,000	257,747	0,000
FICTICIO	W	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	X	0,000	0,000	-149,733	0,000	0,000	0,000	-93,393	0,000
FICTICIO	Y	0,000	0,000	-486,769	0,000	0,000	0,000	-83,302	0,000
FICTICIO	Z	0,000	0,000	124,552	0,000	0,000	0,000	18,075	0,000
FICTICIO	AA	0,000	0,000	-1,588	0,000	0,000	0,000	-20,015	0,000
FICTICIO	AB	0,000	0,000	-211,095	0,000	0,000	0,000	-508,857	0,000
FICTICIO	AC	0,000	0,000	-0,617	0,000	0,000	0,000	0,245	0,000
FICTICIO	AD	0,000	0,000	27,423	0,000	0,000	0,000	-368,429	0,000
FICTICIO	AE	0,000	0,000	-560,283	0,000	0,000	0,000	-370,610	0,000
FICTICIO	AF	0,000	0,000	2,148	0,000	0,000	0,000	-9,765	0,000
FICTICIO	AG	0,000	0,000	-131,540	0,000	0,000	0,000	-112,737	0,000
FICTICIO	AH	0,000	0,000	-31,317	0,000	0,000	0,000	-94,644	0,000
FICTICIO	AI	965,501	0,000	3948,553	0,000	316,397	0,000	1321,919	0,000
FICTICIO	AJ	- 1119,232	0,000	- 3706,820	0,000	- 383,001	0,000	- 1279,042	0,000
FICTICIO	AK	0,000	0,000	-102,394	0,000	0,000	0,000	-129,299	0,000

Tabela C.2. Diagnóstico Termoeconômico do cenário dois (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 1 - ESTADO 3				ESTADO 1 - ESTADO 2					
		Anomalia		Disfunções		Anomalia		Disfunções			
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos	MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos		
FICTICIO	AL	0,000	0,000	-	1531,723	0,000	0,000	0,000	0,000	-1011,215	0,000
FICTICIO	AM	0,000	0,000	-349,179	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-248,145	0,000
FICTICIO	AN	0,000	0,000	220,009	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	257,550	0,000
FICTICIO	AO	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	AP	0,000	0,000	-607,861	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	67,504	0,000
FICTICIO	AQ	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	AR	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	AS	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	AT	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	AU	-79,157	0,000	-22,691	0,000	-117,260	0,000	0,000	0,000	-38,049	0,000
FICTICIO	AV	0,000	0,000	797,420	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	124,083	0,000
FICTICIO	AW	0,000	0,000	-118,305	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-120,465	0,000
FICTICIO	AX	0,000	0,000	-9,396	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	-9,578	0,000
FICTICIO	BA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	BB	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	BC	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
FICTICIO	BD	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
		13862,182		-3048,135		5207,215		-2986,637			
Impacto das MF e DF		10814,047				2220,578					
Impacto pela variação da potência		678,737				-1937,442					
Impacto Total		27590,923				11758,252					

Tabela C.3. Diagnóstico Termoeconômico do cenário três.

Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3				Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3			
		Anomalia		Disfunções				Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos			MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
1	GT1	4388,681	275,422	0	4,204	21	DUCT2+SP9	8,226	0	0	0
2	DUCT1+SP10	6,242	0	0	0	22	SPHT1	178,11	-44,059	2,317	-19,752
3	SPHT5	768,442	480,189	11,731	215,269	23	SPHT2	27,632	10,756	0,359	4,822
4	SPHT6	43,426	20,949	0,663	9,391	24	SPHT9	170,38	94,598	2,216	42,409
5	SPHT10	237,764	138,061	3,63	61,893	25	SPHT11	-65,095	-59,697	-0,847	-26,762
6	SPHT12	59,333	20,555	0,906	9,215	26	EVAP1	-102,47	-96,667	-1,333	-43,336
7	EVAP4	272,62	145,265	4,162	65,122	27	SPHT4	17,347	8,709	0,226	3,904
8	SPHT8	58,347	35,221	0,891	15,79	28	ECON1	-26,8	-21,904	-0,349	-9,819
9	ECON5	126,184	76,666	1,926	34,37	29	ECON14	-19,313	-20,98	-0,251	-9,405
10	ECON13	32,254	12,253	0,492	5,493	30	SPHT3	-6,352	-5,93	-0,083	-2,658
11	SPHT7	-37,22	-25,834	-0,568	-11,581	31	EVAP2	20,564	9,374	0,268	4,202
12	EVAP5	81,75	48,872	1,248	21,909	32	ECON2	-1,618	-2,396	-0,021	-1,074
13	ECON6	3,44	0,837	0,053	0,375	33	ECON9	-3,309	-2,833	-0,043	-1,27
14	ECON11	-0,042	-0,721	-0,001	-0,323	34	ECON16	-3,374	-2,923	-0,044	-1,31
15	ECON15	-0,248	-0,901	-0,004	-0,404	35	EVAP3	-2,589	-3,563	-0,034	-1,597
16	EVAP6	-5,32	-5,322	-0,081	-2,386	36	ECON10	3,385	-7,674	0,044	-3,44
17	ECON12	20,953	3,656	0,32	1,639	37	ECON3	2,717	0,248	0,035	0,111
18	ECON7	5,021	1,737	0,077	0,779	38	ECON4	-20,535	-46,669	-0,267	-20,922
19	ECON8	-19,121	-45,76	-0,292	-20,514	39	DB1	114,078	0	1,484	0
20	GT2	-839,778	131,336	0	1,708	42	SP11	0	0	0	0

Tabela C.3. Diagnóstico Termoeconômico do cenário três (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3				Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3			
		Anomalia		Disfunções				Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos			MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
43	SP3	0	0	0	0	75	M8	2,115	0	0,353	0
44	M6	8,188	0	-16,391	0	76	M1	-0,972	0	191,132	0
45	DA1	105,705	53,538	246,589	24,001	77	M4	-27,432	0	-562,769	0
48	SP12	0	0	0	0	78	DB2	114,051	0	1,741	0
49	SP1	0	0	0	0	79	GE	7,757	0	5,279	0
50	M5	116,431	0	1150,731	0	FICTICIO	A	0	0	0	0
51	ST1	1158,617	707,868	535,679	317,338	FICTICIO	B	-218,4	0	-3,339	0
52	SP4+SP21	0	0	0	0	FICTICIO	C	0	0	0	0
54	M7	34,665	0	-99,853	0	FICTICIO	D	0	0	0	0
55	ST2	-535,878	-358,197	-235,768	-160,58	FICTICIO	E	0	0	-1474,221	0
56	M2	494,246	0	274,179	0	FICTICIO	F	0	0	-594,592	0
57	ST3	-8,632	-94,9	-3,87	-42,544	FICTICIO	G	0	0	321,928	0
58	CND1	0	0	0	0	FICTICIO	H	0	0	188,848	0
59	PUMP1	-0,019	-0,252	-0,015	-0,113	FICTICIO	I	0	0	-49,123	0
60	SP5	0	0	0	0	FICTICIO	J	0	0	-855,485	0
70	SP2	-0,001	0	-0,002	0	FICTICIO	K	0	0	357,897	0
71	PUMP2	0	-7,979	0	-3,577	FICTICIO	L	0	0	83,258	0
72	PUMP3	0	-0,548	0	-0,246	FICTICIO	M	0	0	16,558	0
73	SP7	338,507	0	101,09	0	FICTICIO	N	0	0	-33,183	0
74	SP6	67,424	0	168,642	0	FICTICIO	O	0	0	-14,174	0

Tabela C.3. Diagnóstico Termoeconômico do cenário três (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3				Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3			
		Anomalia		Disfunções				Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos			MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
75	M8	2,115	0	0,353	0	FICTICIO	P	0	0	-15,524	0
76	M1	-0,972	0	191,132	0	FICTICIO	Q	0	0	-0,115	0
77	M4	-27,432	0	-562,769	0	FICTICIO	R	74,853	0	38,435	0
78	DB2	114,051	0	1,741	0	FICTICIO	S	5,825	0	2,778	0
79	GE	7,757	0	5,279	0	FICTICIO	T	0	0	-41,936	0
FICTICIO	A	0	0	0	0	FICTICIO	W	0	0	0	0
FICTICIO	B	-218,4	0	-3,339	0	FICTICIO	X	0	0	-56,546	0
FICTICIO	C	0	0	0	0	FICTICIO	Y	0	0	-389,491	0
FICTICIO	D	0	0	0	0	FICTICIO	Z	0	0	99,893	0
FICTICIO	E	0	0	-1474,221	0	FICTICIO	AA	0	0	19,641	0
FICTICIO	F	0	0	-594,592	0	FICTICIO	AB	0	0	307,229	0
FICTICIO	G	0	0	321,928	0	FICTICIO	AC	0	0	-0,965	0
FICTICIO	H	0	0	188,848	0	FICTICIO	AD	0	0	392,354	0
FICTICIO	I	0	0	-49,123	0	FICTICIO	AE	0	0	-174,246	0
FICTICIO	J	0	0	-855,485	0	FICTICIO	AF	0	0	11,11	0
FICTICIO	K	0	0	357,897	0	FICTICIO	AG	0	0	-14,083	0
FICTICIO	L	0	0	83,258	0	FICTICIO	AH	0	0	64,63	0
FICTICIO	M	0	0	16,558	0	FICTICIO	AI	622,307	0	2590,379	0
FICTICIO	N	0	0	-33,183	0	FICTICIO	AJ	-723,369	0	-2362,182	0
FICTICIO	O	0	0	-14,174	0	FICTICIO	AK	0	0	30,959	0

Tabela C.3. Diagnóstico Termoeconômico do cenário três (Continuação).

Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3				Equipamento	Descrição	ESTADO 2 - ESTADO 3			
		Anomalia		Disfunções				Anomalia		Disfunções	
		MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos			MF pela variação de KP	MF pela variação de KR	DF dos produtos	DF dos resíduos
FICTICIO	P	0	0	-15,524	0	FICTICIO	AL	0	0	-465,553	0
FICTICIO	Q	0	0	-0,115	0	FICTICIO	AM	0	0	-84,813	0
FICTICIO	R	74,853	0	38,435	0	FICTICIO	AN	0	0	-33,251	0
FICTICIO	S	5,825	0	2,778	0	FICTICIO	AO	0	0	0	0
FICTICIO	T	0	0	-41,936	0	FICTICIO	AP	0	0	-711,037	0
FICTICIO	W	0	0	0	0	FICTICIO	AQ	0	0	0	0
FICTICIO	X	0	0	-56,546	0	FICTICIO	AR	0	0	0	0
FICTICIO	Y	0	0	-389,491	0	FICTICIO	AS	0	0	0	0
FICTICIO	Z	0	0	99,893	0	FICTICIO	AT	0	0	0	0
FICTICIO	AA	0	0	19,641	0	FICTICIO	AU	35,256	0	17,063	0
FICTICIO	AB	0	0	307,229	0	FICTICIO	AV	0	0	659,589	0
FICTICIO	AC	0	0	-0,965	0	FICTICIO	AW	0	0	0	0
FICTICIO	AD	0	0	392,354	0	FICTICIO	AX	0	0	0	0
FICTICIO	AE	0	0	-174,246	0	FICTICIO	BA	0	0	0	0
FICTICIO	AF	0	0	11,11	0	FICTICIO	BB	0	0	0	0
FICTICIO	AG	0	0	-14,083	0	FICTICIO	BC	0	0	0	0
FICTICIO	AH	0	0	64,63	0	FICTICIO	BD	0	0	0	0
FICTICIO	AI	622,307	0	2590,379	0			8585,353		74,596	
FICTICIO	AJ	-723,369	0	-2362,182	0	Impacto das MF e DF		8659,949			
FICTICIO	AK	0	0	30,959	0	mpacto pela variação da potência		2617,746			

ANEXO A.

MATRIZES DE DIAGNÓSTICO TERMoeCONÔMICO PARA O EXEMPLO DA SEÇÃO 3.6.

Tabela A.1. Resultado do cálculo do $k_{p,i}^*$ e do impacto dos resíduos no custo dos produtos de cada componente.

Equipamento	Descrição	$K_{p,i}^*$	Impactos dos resíduos
0	AMBIENTE		
1	TURBINA A GAS	1,6575	0,0000
2	SPHT1	1,7626	0,0138
3	EVAP1	2,1869	0,0560
4	ECON1	2,7091	0,0899
5	ST1	2,5792	0,0827
6	COND1	2,1868	0,0560
7	PUMP1	3,2708	0,1102
8	GERADOR ELÉTRICO	2,6547	0,0827
A	FICTICIO	1,6575	0,0000
B	FICTICIO	2,1868	0,0560
C	FICTICIO	2,1868	0,0560
D	FICTICIO	2,3583	0,0688
E	FICTICIO	2,7092	0,0898
F	FICTICIO	2,7107	0,0876
G	FICTICIO	2,6547	0,0827
H	FICTICIO	2,1868	0,0560
I	FICTICIO	1,6575	0,0000

Tabela A.2. Representação F-P na condição de teste para um ciclo combinado simples.

	F0	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI	TOTAL
P0	0	666691,22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	666691,22
P1	224806,21	0	0	0	0	0	0	0	0	177410,83	0	0	0	0	0	0	0	0	402217,05
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37718,06	0	0	0	0	0	0	0	37718,06
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	62680,61	0	0	0	0	0	62680,61
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	29121,11	0	0	0	0	29121,11
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	98515	0	0	0	0	0	0	0	0	0	98514,8
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20833,01	0	20833,01
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	721,28	0	0	0	721,28
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95712,61	0	0	95712,61
PA	0	0	39030,77	73669	39262,59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25448,96	177410,83
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	131012,19	0	0	0	0	0	0	131012,19
PC	0	0	0	0	0	109408,05	20833,01	0	0	0	0	0	0	0	771,13	0	0	0	131012,19
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93294,13	0	0	0	0	0	0	0	93294,13
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30613,52	0	0	0	0	0	30613,52
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1492,41	0	0	0	0	1492,41
PG	94880,71	0	0	0	0	0	0	832	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	95712,61
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	319686,92	666691,22	39030,77	73669	39262,59	109408,05	20833,01	832	98515	177410,83	131012,19	131012,19	93294,13	30613,52	1492,4	95712,61	20833,01	25448,96	

Tabela A.3. Representação P-R na condição de teste para um ciclo combinado simples.

	R0	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI	TOTAL
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	817,7	6844	6317	6785,3	0	68,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20833,01
PI	25448,96	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25448,96
TOTAL	25448,96	0	817,7	6844	6317	6785,3	0	68,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela A.6. Resultado da matriz do operador $|P\rangle$ para a condição de teste.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH
P1	1	1,063	1,319	1,634	1,556	1,319	1,973	1,602	1	1	1,319	1,423	1,635	1,635	1,602	1,319	1
P2	0	1,007	0,036	0,071	0,386	0,328	0,49	0,398	0	0	0,328	0,053	0,087	0,406	0,398	0,328	0
P3	0	0,012	1,059	0,118	0,642	0,544	0,814	0,661	0	1	0,544	0,759	0,145	0,675	0,661	0,544	0
P4	0	0,006	0,028	1,055	0,298	0,253	0,378	0,307	0	0	0,253	0,353	1,019	0,313	0,307	0,253	0
P5	0	2E-04	8E-04	0,002	1,009	0,007	1,198	1,038	0	0	0,007	0,01	0,03	0,583	1,038	0,007	0
P6	0	0,024	0,123	0,244	0,213	1,123	0,361	0,22	0	0	0,123	0,162	0,243	0,238	0,22	1,123	0
P7	0	1E-04	7E-04	0,001	0,007	0,006	1,009	0,008	0	0	0,006	0,009	0,025	0,491	0,008	0,006	0
P8	0	2E-04	8E-04	0,002	0,009	0,007	1,164	1,009	0	0	0,007	0,01	0,029	0,566	1,009	0,007	0
PA	0	1,063	1,319	1,634	1,556	1,319	1,973	1,602	1	1	1,319	1,423	1,635	1,635	1,602	1,319	1
PB	0	0,025	0,124	0,247	1,342	1,137	1,701	1,381	0	1	1,137	0,183	0,303	1,41	1,381	1,137	0
PC	0	0,025	0,124	0,247	1,342	1,137	1,701	1,381	0	0	1,137	0,183	0,303	1,41	1,381	1,137	0
PD	0	0,018	0,088	0,176	0,955	0,81	1,212	0,983	0	1	0,81	1,13	0,216	1,004	0,983	0,81	0
PE	0	0,006	0,029	0,058	0,314	0,266	0,398	0,323	0	0	0,266	0,371	1,071	0,33	0,323	0,266	0
PF	0	3E-04	0,001	0,003	0,015	0,013	0,019	0,016	0	0	0,013	0,018	0,052	1,016	0,016	0,013	0
PG	0	2E-04	8E-04	0,002	0,009	0,007	1,164	0,009	0	0	0,007	0,01	0,029	0,566	1,009	0,007	0
PH	0	0,024	0,123	0,244	0,213	1,123	0,361	0,22	0	0	0,123	0,162	0,243	0,238	0,22	1,123	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabela A.7. Resultado da matriz do operador $|I\rangle$ para a condição de teste.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0,6575	0,6992	0,8675	1,0747	1,0232	0,8675	1,2975	1,0531	0,6575	0,8675	0,8675	0,9355	1,0747	1,0753	1,0531	0,8675	0,6575
P2	0	0,0351	0,0012	0,0025	0,0134	0,0114	0,0170	0,0138	0	0,0114	0,0114	0,0018	0,0030	0,0141	0,0138	0,0114	0
P3	0	0,0021	0,1857	0,0207	0,1125	0,0954	0,1427	0,1158	0	0,0954	0,0954	0,1331	0,0254	0,1182	0,1158	0,0954	0
P4	0	0,0019	0,0096	0,3674	0,1038	0,0880	0,1317	0,1069	0	0,0880	0,0880	0,1229	0,3548	0,1091	0,1069	0,0880	0
P5	0	0,0000	0,0001	0,0002	0,1115	0,0008	0,1325	0,1148	0	0,0008	0,0008	0,0011	0,0033	0,0645	0,1148	0,0008	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0,0000	0,0001	0,0002	0,0011	0,0010	0,1548	0,0012	0	0,0010	0,0010	0,0013	0,0039	0,0753	0,0012	0,0010	0
P8	0	0	0	0	0,0002	0,0002	0,0341	0,0295	0	0,0002	0,0002	0,0003	0,0009	0,0166	0,0295	0,0002	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\phi_{I,h}$	0,6575	0,7383	1,0643	1,4657	1,3659	1,0643	1,9103	1,4352	0,6575	1,0643	1,0643	1,1961	1,4660	1,4732	1,4352	1,0643	0,6575

Tabela A.8. Resultados da matriz do operador $|R\rangle$ para a condição de teste.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0,0243	0,1226	0,2435	0,2133	0,1225	0,3605	0,2196	0	0,1225	0,1225	0,1621	0,2432	0,2375	0,2196	0,1225	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\psi_{I,h}$	0	0,0243	0,1226	0,2435	0,2133	0,1225	0,3605	0,2196	0	0,1225	0,1225	0,1621	0,2432	0,2375	0,2196	0,1225	0

Tabela A.11. Matriz de anomalias pela variação de KP.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P0	4764,9659	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93,7089	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1453,5639	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	76,1542	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	10,087	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,1441	203,1735	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	-3715,3096	216,9708	-9,997	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	1096,9968	0	0	0	0	0	0	0	0	-3,1441	-203,1735	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-93,709	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1453,5639	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-76,154	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	-0,09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4764,9659	-3715,3096	216,9708	-9,997	1096,9968	0	-0,09	10,087	0	1,45E-11	0	5,23E-12	2,43E-12	-8,30E-14	-5,40E-12	0	0

Tabela A.12. Matriz de anomalias pela variação de KR.

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8	RA	RB	RC	RD	RE	RF	RG	RH	RI
P0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	-2079,5743	650,4913	444,5303	1146,8660	0	5,1145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum MF_i$	0	-2079,5743	650,4913	444,5303	1146,8660	0	5,1145	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabela A.13. Matriz de disfunções dos produtos.

	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	FA	FB	FC	FD	FE	FF	FG	FH	FI
P1	0	-2442,9682	142,6671748	-6,57356759	951,640573	0	-0,0948646	10,32	0	-22,14	0	301,2	-0,047	1,352	87,369	0	0
P2	0	0	0	0	12,5021494	0	-0,00124628	0,136	0	3,1127	0	2,611	-0,888	0,0178	1,1478	0	0
P3	0	0	0	0	104,647738	0	-0,01043184	1,135	0	-12,28	0	-233	-7,429	0,1487	9,6076	0	0
P4	0	0	0	0	96,5866833	0	-0,00962827	1,047	0	-11,34	0	501,7	19,664	0,1372	8,8675	0	0
P5	0	0	0	0	0,90173045	0	-0,01034199	1,125	0	-0,106	0	4,684	-4,895	0,414	26,753	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P7	0	0	0	0	1,05357676	0	-0,00010503	0,011	0	-0,124	0	5,473	-5,72	0,4837	31,258	0	0
P8	0	0	0	0	0,23196258	0	-0,00266039	0,003	0	-0,027	0	1,205	-1,259	0,1065	6,882	0	0
PA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PB	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PF	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PG	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PH	0	0	0	0	134,351384	0	-0,01977875	2,152	0	-12,91	0	175,3	0,456	0,7483	48,357	0	0
PI	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
$\sum DF_i$	0	-2442,9682	142,6671748	-6,57356759	1301,9158	0	-0,14905715	15,93	0	-55,82	0	759,2	-0,118	3,4082	220,24	0	0

ANEXO B.

MACRO NO VISUAL BASIC PARA O EXCEL PARA O CÁLCULO DAS EXERGIAS DO AR E DOS GASES DE SAÍDA DAS TURBINAS A GÁS E DA HRSG.

B.1. Cálculo de Exergia para o Ar

Function ExergyAir(T, P, T0, P0)

'Temperaturas em C, pressões em bar

'Frações molares dos componentes dos gases presentes no ar

Xar = 0.0093

Xco2 = 0.0003

Xh2o = 0.0101

Xn2 = 0.773

Xo2 = 0.2074

'Temperatura e pressão do estado morto

T0 = 273.15 + T0

P0 = 100 * P0

T = 273.15 + T

P = 100 * P

'Peso molecular do ar

PM = 28.85

'Constante universal dos gases

Ru = 8.31447

'Formula da exergia termica

'bT = (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T ^ 2 - T0 ^ 2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) * (T ^ 3 - T0 ^ 3) + 0.25 * D * (T ^ 4 - T0 ^ 4) - A * T0 * Log(T / T0)

barT = (4.964) * (T - T0) - 4.964 * T0 * Log(T / T0)

bco2T = (5.316 - T0 * 0.014285) * (T - T0) + 0.5 * (0.014285 - T0 * (-0.000008362)) * (T ^ 2 - T0 ^ 2) + (1 / 3) * ((-0.000008362) - T0 * (0.000000001784)) * (T ^ 3 - T0 ^ 3) + 0.25 * (0.000000001784) * (T ^ 4 - T0 ^ 4) - 5.316 * T0 * Log(T / T0)

$$bh_{2oT} = (7.7 - T_0 * 0.0004594) * (T - T_0) + 0.5 * (0.0004594 - T_0 * 0.000002521) * (T^2 - T_0^2) + (1 / 3) * (0.000002521 - T_0 * (-0.0000000008587)) * (T^3 - T_0^3) + 0.25 * (-0.0000000008587) * (T^4 - T_0^4) - 7.7 * T_0 * \text{Log}(T / T_0)$$

$$bn_{2T} = (6.903 - T_0 * (-0.0003753)) * (T - T_0) + 0.5 * ((-0.0003753) - T_0 * 0.00000193) * (T^2 - T_0^2) + (1 / 3) * (0.00000193 - T_0 * (-0.0000000006861)) * (T^3 - T_0^3) + 0.25 * (-0.0000000006861) * (T^4 - T_0^4) - 6.903 * T_0 * \text{Log}(T / T_0)$$

$$bo_{2T} = (6.085 - T_0 * 0.003631) * (T - T_0) + 0.5 * (0.003631 - T_0 * (-0.000001709)) * (T^2 - T_0^2) + (1 / 3) * ((-0.000001709) - T_0 * (0.0000000003133)) * (T^3 - T_0^3) + 0.25 * (0.0000000003133) * (T^4 - T_0^4) - 6.085 * T_0 * \text{Log}(T / T_0)$$

'exergia fisica

$$bP = (R_u / P_M) * T_0 * \text{Log}(P / P_0)$$

'exergia total do ar T y P

$$\text{ExergyAir} = (barT * X_{ar} + b_{co2T} * X_{co2} + bh_{2oT} * X_{h2o} + bn_{2T} * X_{n2} + bo_{2T} * X_{o2}) * 4.1868 / P_M + bP$$

End Function

B.2.Cálculo de Exergia para os Gases

Function ExergyGasTutor2(T, P, T0, P0)

'Temperaturas em C, presiones em bar

'Frações molares dos componentes dos gases de saída da turbina a gas

$$X_{ar} = 0.00892462$$

$$X_{co2} = 0.037614$$

$$X_{h2o} = 0.0843338$$

$$X_{n2} = 0.7441$$

$$X_{o2} = 0.125$$

'Temperatura e pressão do estado morto

$$T_0 = 273.15 + T_0$$

$$P_0 = 100 * P_0$$

$$T = 273.15 + T$$

$$P = 100 * P$$

'Peso molecular dos gases

$$PM = 28.38$$

'Constante universal dos gases

$$Ru = 8.31447$$

'Formula da exergya termica

$$\begin{aligned} 'bT = & (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) * \\ & (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0) \end{aligned}$$

'argon

$$A = 4.964$$

$$B = 0$$

$$C = 0$$

$$D = 0$$

$$\begin{aligned} \text{barT} = & (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) \\ & * (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0) \end{aligned}$$

'co2

$$A = 5.316$$

$$B = 0.014285$$

$$C = -0.000008362$$

$$D = 0.000000001784$$

$$\begin{aligned} \text{bco2T} = & (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) \\ & * (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0) \end{aligned}$$

'h2o

$$A = 7.7$$

$$B = 0.0004594$$

$$C = 0.000002521$$

$$D = -0.0000000008587$$

$$\begin{aligned} \text{bh2oT} = & (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * \\ & D) * (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0) \end{aligned}$$

'n2

$$A = 6.903$$

$$B = -0.0003753$$

$$C = 0.00000193$$

$$D = -0.0000000006861$$

$$bn2T = (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) * (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0)$$

'o2

$$A = 6.085$$

$$B = 0.003631$$

$$C = -0.000001709$$

$$D = 0.0000000003133$$

$$bo2T = (A - T0 * B) * (T - T0) + 0.5 * (B - T0 * C) * (T^2 - T0^2) + (1 / 3) * (C - T0 * D) * (T^3 - T0^3) + 0.25 * D * (T^4 - T0^4) - A * T0 * \text{Log}(T / T0)$$

'exergia fisica

$$bP = (Ru / PM) * T0 * \text{Log}(P / P0)$$

'exergia total dos gases a T y P

$$\text{ExergyGasTutor2} = (\text{barT} * X_{ar} + b_{co2T} * X_{co2} + b_{h2oT} * X_{h2o} + b_{n2T} * X_{n2} + b_{o2T} * X_{o2}) * 4.1868 / PM + bP$$

End Function