

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO**  
**PROGRAMA INTERUNIDADES DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA**

**SAMUEL JOSÉ SARRAF BORELLI**

**Método para a análise da composição do custo da eletricidade gerada por  
usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural**

**São Paulo**  
**2005**

**SAMUEL JOSÉ SARRAF BORELLI**

**Método para a análise da composição do custo da eletricidade gerada por  
usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural**

**Dissertação apresentada ao Programa  
Interunidades de Pós-Graduação em  
Energia da Universidade de São Paulo  
(Instituto de Eletrotécnica e Energia /  
Escola Politécnica / Instituto de Física /  
Faculdade de Economia e Administração)  
para obtenção do título de Mestre em  
Energia.**

**Orientador: Prof. Dr. Silvio de Oliveira Jr.**

**São Paulo**

**2005**

AUTORIZO A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE .

#### FICHA CATALOGRÁFICA

Borelli, Samuel José Sarraf.

Método para análise da composição do custo da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado a gás natural / Samuel José Sarraf Borelli; orientador Silvio de Oliveira Jr. – São Paulo, 2005.

103p. : il.; 30cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia 2. Termelétrica – aspectos econômicos  
3. Exergia 4. Gás natural 5. Termoeconomia

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho a meus pais, por ouvir, pelo apoio, incentivo, atenção e compreensão. A meus irmãos pelo exemplo e a minha avó, por essas mesmas tantas coisas e todo o resto.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Prof. Dr. Silvio de Oliveira Jr, que além de orientador foi sempre um grande amigo.

À Promon, pelo incentivo constante.

Aos amigos Raghvan Pillai Kesavan Nair, André Castello Branco, Silvio Luis Zen, Patrícia Cristina Sabinelli, Cláudio Pfszter, João Augusto Ribeiro Fontoura e Gilson Galvão Krause pela mentoraçãõ, apoio, dicas e conselhos.

## RESUMO

A proposta do método de análise da composição do custo da eletricidade gerada é baseada nos processos de utilização de energia e destruição da exergia contida no combustível através dos diversos processos termodinâmicos que compõe uma usina termelétrica de ciclo combinado. O método utiliza a termoeconomia para valorar e alocar o custo da degradação da exergia ao longo dos processos, considerando os custos referentes aos insumos e equipamentos utilizados.

Embora o conceito possa ser aplicado a qualquer tipo de usina termelétrica em ciclo combinado ou cogeração, é desenvolvida neste trabalho a modelagem matemática para o caso de configurações com três níveis de pressão na caldeira de recuperação e condensação total do vapor produzido. É possível estudar qualquer configuração da forma  $n \times 1$  ( $n$  conjuntos de turbinas a gás e caldeiras de recuperação, com uma turbina a vapor e condensador) com a modelagem apresentada, desde que todos os conjuntos operem de forma idêntica e em regime permanente.

A modelagem apresentada neste trabalho foi concebida a partir de um modelo complexo de usina, sobre o qual podem ser feitas variações para adaptá-lo a uma determinada configuração que se deseja estudar. As variações e adaptações incluem, por exemplo, uso de reaquecimento, queima suplementar e operação em cargas parciais, além de análises de sensibilidade quanto a parâmetros geométricos dos equipamentos.

São apresentados e estudados do ponto de vista da termoeconomia, os resultados obtidos para uma termelétrica  $2 \times 1$  em ciclo combinado operando com gás natural.

## ABSTRACT

The proposal of the method for analyzing the composition of the electricity cost is based on the energy conversion processes and destruction of the exergy contained in the fuel through the several thermodynamic processes that comprise a combined cycle power plant. The method uses thermoeconomics to evaluate and allocate the cost of exergy degradation throughout the processes, considering the costs related to the used inputs and equipment.

Although the concept may be applied to any combined cycle power plant or cogeneration one, this work develops only the mathematical modeling for three-pressure heat recovery steam generator configurations and total condensation of the produced steam. It is possible to study any  $n \times 1$  plant configuration ( $n$  trains of gas turbine and heat recovery steam generators associated to one steam turbine generator and condenser) with the presented model, since every train operates identically and in steady state.

The presented model was conceived from a complex configuration of power plant, over which variations may be applied in order to adapt it to a defined configuration under study. The variations and adaptations include, for instance, use of reheat, supplementary firing and partial load operation, besides sensibility analysis of geometrical equipment parameters.

The results obtained for a 2x1-combined cycle power plant using natural gas are presented and analyzed from the thermoeconomic point of view.

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>6</b>
1.1	Panorama Nacional .....	7
1.2	Panorama Internacional.....	14
<b>2</b>	<b>REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>17</b>
<b>3</b>	<b>CONCEITOS FUNDAMENTAIS .....</b>	<b>23</b>
3.1	Exergia .....	23
3.2	Ciclos Termodinâmicos .....	26
3.3	Termoeconomia .....	31
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA ELETRICIDADE GERADA POR USINAS TÉRMICAS EM CICLO COMBINADO A GÁS NATURAL.....</b>	<b>35</b>
4.1	Descrição do método .....	35
4.2	Metodologia para Estimativa de Custos.....	38
4.3	Simulação termodinâmica .....	41
4.4	Balanco Termoeconômico.....	41
<b>5</b>	<b>RESULTADOS.....</b>	<b>57</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>69</b>
<b>7</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>71</b>
<b>8</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>76</b>
8.1	Usina de Referência .....	78
8.2	Estimativa de custos para uma usina 2x1 ABB GT24.....	80
8.3	Custos dos fluxos de água de reposição.....	81
8.4	Sistema de Equações.....	83
8.5	Implementação em MatLab®.....	85
8.6	Manual para utilização da planilha de cálculo .....	100



## LISTA DE TABELAS

Tabela 4-1: Nomenclatura dos equipamentos do ciclo combinado em estudo.....	43
Tabela 5-1: Estudo de configuração de tecnologias de turbinas a gás.....	57
Tabela 5-2: Estudo de configurações N x 1.....	59
Tabela 5-3: Otimização do ciclo térmico.....	61
Tabela 5-4: <i>Pinch Points</i> e <i>approach temperatures</i> dos módulos das caldeiras .....	62
Tabela 5-5: Resultados para a configuração 2x1 otimizada .....	64
Tabela 5-6: Análise de uma usina com queima suplementar.....	66
Tabela 8-1: Custos de instalação (US\$/kW).....	81

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1: Consumo x Potência instalada (Losekann, 2001) .....	7
Figura 1-2: Evolução da capacidade instalada (MME, 2003).....	8
Figura 1-3: Evolução projetada da capacidade instalada (GW) (ONS, 2000).....	11
Figura 1-4: Consumo de Eletricidade (MME, 2003).....	13
Figura 1-5: Histórico dos preços de turbinas a gás (GTW, 2003).....	15
Figura 3-1: Equilíbrio de Van't Hoff (Kotas, 1985).....	25
Figura 3-2: Diagrama T x S do ciclo Brayton .....	27
Figura 3-3: Turbina a gás .....	27
Figura 3-4: Diagrama T x S do ciclo Rankine .....	28
Figura 3-5: Ciclo Rankine .....	29
Figura 3-6: Ciclo Rankine com reaquecimento .....	29
Figura 3-7: Diagrama TxS do ciclo Rankine com reaquecimento.....	30
Figura 3-8: Ciclo Combinado 1x1 .....	31
Figura 4-1: Fluxograma do método proposto .....	37
Figura 5-1: Estudo de tecnologias de turbinas a gás – Eficiência exergética .....	58
Figura 5-2: Estudo de tecnologias de turbinas a gás – Custo de instalação.....	58
Figura 5-3: Estudo de configurações N x 1 .....	59
Figura 5-4: Estudo de configurações N x 1 – Composição do Custo .....	60
Figura 5-5: Custo exergético do gás de exaustão .....	64
Figura 5-6: Análise de sensibilidade: pressão no condensador.....	65
Figura 5-7: Análise de sensibilidade: cargas parciais .....	66
Figura 5-8: Queima suplementar: eficiência x custo exergético .....	67
Figura 5-9: Queima suplementar: Potência x custo exergético .....	68

## LISTA DE SÍMBOLOS

B	Fluxo de exergia	[kW]
$B_{\text{insumo}}$	Fluxo de exergia que entra em um volume de controle	[kW]
$B_{\text{produto}}$	Fluxo de exergia que sai de um volume de controle	[kW]
b	Exergia específica	[kJ/kg]
$b^F$	Exergia física específica de um fluxo de matéria	[kJ/kg]
$b^q$	Exergia química específica de um fluxo de matéria	[kJ/kg]
[B]	Matriz de fluxos de exergia	[kW]
C	Custo em base exergética	[US\$/MWh]
$C_{\text{equip}}$	Custo estimado de equipamentos	[US\$]
$C_r$	Custo de referência de um equipamento	[US\$]
$c^W$	Custo em base exergética da potência produzida	[US\$/MWh, US\$/kJ]
$c_p$	Calor específico	[kJ/kgK]
[c]	Vetor de custos em base exergética	[US\$/MWh, US\$/kJ]
d	Taxa de desconto	% ao ano
f	Fator de carga	
FRC	Fator de recuperação de capital	
g	Aceleração da gravidade	[m/s <sup>2</sup> ]
h	Entalpia específica	[kJ/kg]
$h_o$	Entalpia específica de referência	[kJ/kg]
I	Taxa de Irreversibilidade	[kW]
m	Fluxo de massa	[kg/s]
m	Coeficiente de relação capacidade x custo de equipamento	
n	Número de conjuntos de turbinas a gás e caldeiras de recuperação em uma configuração n x 1	
$n$	Período de pagamento do investimento	anos
p	Pressão	[bar]
PCI	Poder calorífico inferior	[kJ/kg]
R	Constante universal dos gases	[kJ/kgK]
s	Entropia específica	[kJ/kgK]
$s_o$	Entropia específica de referência	[kJ/kgK]

S	Capacidade de um equipamento	[m <sup>2</sup> , kg/s, MW]
S <sub>r</sub>	Capacidade de referência um equipamento	[m <sup>2</sup> , kg/s, MW]
t <sub>oper</sub>	Tempo de vida útil da usina	[anos]
T	Temperatura	[K, °C]
T <sub>o</sub>	Temperatura de referência	[K]
V	Velocidade	[m/s]
W	Potência	[kW]
z	Elevação	[m]
z <sub>0</sub>	Elevação de referência	[m]
Z	Taxa de investimento	[US\$/s]
[Z]	Vetor de taxa de investimento	[US\$/s]

#### SUPERESCRITOS

~	Mol de combustível gasosos
0	Ambiente
00	Pressão parcial
m,n,i	Equipamentos em um volume de controle

#### SUBESCRITOS

entra	Fluxo de matéria, exergia, ou custo que entra em um volume de controle.
sai	Fluxo de matéria, exergia ou custo que sai de um volume de controle.
X	Equipamento dentro de um volume de controle

#### LETRAS GREGAS

η <sub>ex</sub>	Eficiência Exergética
φ	Relação entre a exergia química e o PCI

## 1 INTRODUÇÃO

A intensificação da entrada do gás natural, que inclui dentro de seus objetivos a diversificação da matriz energética brasileira, está fortemente associada à geração termelétrica. Dentre os desafios que se apresentam ao empreitar-se uma iniciativa desta natureza em um sistema elétrico que, além de outras particularidades, conta com uma estrutura baseada na hidroeletricidade, está a definição do custo da eletricidade gerada a partir do gás natural, de maneira a guardar relação com o seu uso racional enquanto energético. A necessidade de expansão da capacidade de geração instalada, assunto abordado a seguir, traz dentro de si a discussão a respeito da competitividade da termoeletricidade, para a qual é necessária uma solução a fim de viabilizarem-se novos investimentos. O escopo do trabalho não é discutir esta competitividade, mas sim propor um método para a determinação a composição do custo da eletricidade gerada por estas usinas, que considerando os processos de transformação e aproveitamento energético, provê informações para tal.

O objetivo deste trabalho é apresentar uma metodologia que permita calcular custos da eletricidade gerada por usinas termelétricas em ciclo combinado, em uma variedade de configurações, tecnologias e condições de operação, relacionando o custo do energético e do produto final aos processos termodinâmicos que os circundam. A eficiência de tais processos em transformar o potencial do gás natural enquanto energético em trabalho, convertido posteriormente para eletricidade, é analisada visando atingir situações ótimas dos pontos de vista técnico e econômico.

Como ferramentas para o estudo dos processos que compõe uma usina termelétrica em ciclo combinado, o método proposto inclui, além dos fundamentos da termodinâmica e transferência de calor, o conceito de exergia e suas aplicações dentro da termoeconomia. Os custos adicionais de operação e manutenção, transmissão, impostos e outros não são objeto do estudo, já que não estão diretamente ligados aos processos de conversão. Reconhece-se a relevância dos mesmos para a avaliação geral dos custos da eletricidade geral, sua natureza não-energética os distancia da premissa básica deste trabalho.

## 1.1 Panorama Nacional

Após um longo período com investimentos na expansão do setor elétrico abaixo do requerido, consumiu-se o relevante excedente de capacidade instalada do início da década e configurou-se, ao final da década de 90, uma situação de escassez de energia elétrica, pois a evolução da demanda não havia sido acompanhada por uma correspondente expansão na geração.

São várias as explicações dos atrasos nos investimentos, mas as raízes principais encontram-se no forte re-direcionamento institucional, alterando-se propriedade de pública para privada e o modelo de regulação, sem uma correspondente garantia da venda de energia a ser produzida. Aliado a falhas de planejamento, o re-direcionamento implicava maior incerteza, retardando investimentos.

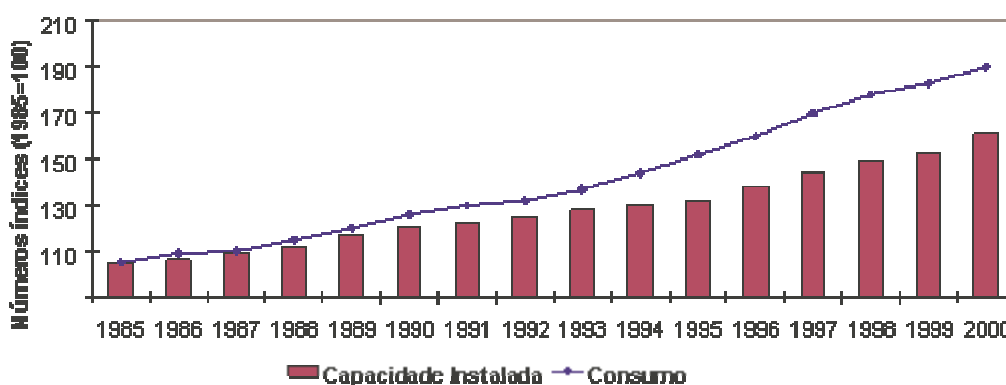


Figura 1-1: Consumo x Potência instalada (Losekann, 2001)

Houve investimentos, notadamente a partir de 1997, mas foram tardios e tal atraso alimentou situação de crise. Cabe ressaltar que a gestão da escassez poderia ter sido conduzida de forma a mitigar muito seus efeitos, ainda que sob cenário de investimentos insuficientes em geração.

## CAPACIDADE INSTALADA DE GERAÇÃO (MW)

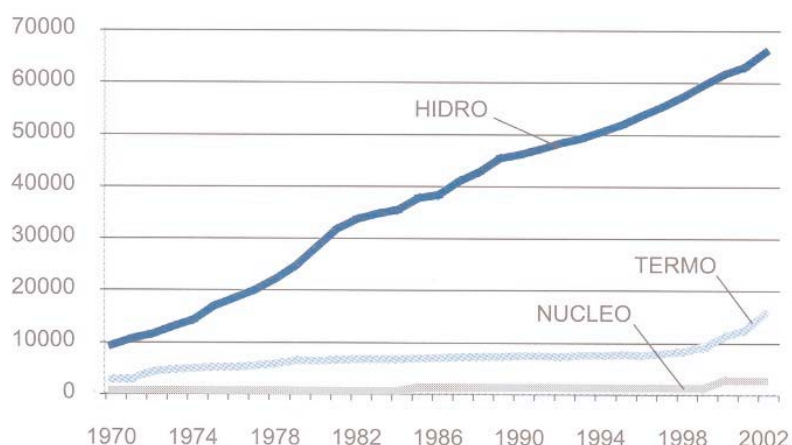


Figura 1-2: Evolução da capacidade instalada (MME, 2003)

A partir de 1996, a percepção de futura escassez levou governo e agentes a iniciarem esforços visando investimentos em aumento da capacidade de geração. Apesar das incertezas do modelo institucional em transformação, criava-se a noção de que os investimentos teriam mercado qualquer que fosse o modelo e que o cenário levaria a ganhos potenciais importantes. Os contratos iniciais das distribuidoras com as geradoras asseguravam energia até o final de 2002. O crescimento do consumo a partir de 2003 apontava então, para uma situação na qual haveria necessidade por energia que, além de não estar contratada, não se encontrava incluída na capacidade instalada. Esta realidade mostrava que, para uma distribuidora com razoável planejamento, havia clara necessidade de contratar geração adicional para atender a necessidade de ter-se energia assegurada a partir de 2003, incentivando novos investimentos.

Este movimento ganha momentum a partir de 1999, com maior proximidade da situação de crise. Como o mercado consumidor havia se expandido sem acompanhamento da capacidade instalada, a disponibilização contínua e mais elevada do que o normal das hidrelétricas levou à depleção dos reservatórios. Esta situação, em conjunto com um regime de chuvas desfavorável, agravou a condição de escassez. Assim, mesmo usinas termelétricas mercantes, concebidas para operar sem contrato de longo prazo, foram empreendidas, tais como Macaé Merchant (RJ), Eletrobolt (RJ) e TermoCeará (CE), apesar da dificuldade de sua viabilização no contexto brasileiro.

Em face deste cenário de escassez de curto prazo, a alternativa termelétrica, em especial a alternativa termelétrica a gás natural, ganha grande relevância. A alternativa hidrelétrica estava ligada a três fatores que elevavam a percepção de risco no investimento em geração. Em primeiro lugar, as usinas hidrelétricas não eram licitadas por ordem de mérito, o que não garantia otimização no uso dos reservatórios. O segundo fator está diretamente ligado à forma de concessão do uso do bem público, ou seja por licitação, pela qual pagava-se ágio extremamente alto. O terceiro componente era o risco ambiental, pois as concessões eram licitadas sem a licença ambiental ou qualquer comprometimento do Estado com sua obtenção, de maneira que era possível pagar pelo ágio da concessão de uma hidrelétrica cuja implementação poderia não ser possível por objeções das agências ambientais.

Contudo, a alternativa termelétrica, a despeito de suas vantagens para aquele ponto da história, decorrentes de seu menor prazo de implantação, enfrentava dificuldades, algumas influenciadas pelo contexto internacional, outras decorrentes da tipicidade do setor energético brasileiro, da cultura hidrelétrica e do estágio de desenvolvimento da indústria do gás natural. Diversos fatores, entre eles o risco cambial e formulação do preço da *commodity* inerentes ao gás natural postergaram os investimentos privados para aliviar a condição do sistema elétrico. Como estes deveriam ser realizados em um curto espaço de tempo, o Estado tentou incentivar a implantação de usinas térmicas, através da Resolução No. 233 de 19 de Julho de 1999, que estabelecia um valor normativo (VN) para a comercialização da eletricidade gerada a partir do gás natural, a R\$57,20/MWh (MME, 1999). Mesmo considerando-se que na época a paridade do Real frente ao dólar era favorável, o VN não produziu a repercussão esperada, no sentido de viabilizar os projetos em estudo até o momento.

A situação regulatória do gás natural continuava como ainda continua nos dias atuais, a apresentar riscos para o investimento. A indústria do gás natural no Brasil encontra-se ainda em sua fase inicial, sendo pequena sua participação relativa na matriz energética e insipiente a malha de gasodutos relativamente às dimensões do país. Este estágio da indústria traduz-se em altos níveis de compra compulsória (*off taking*) e inflexibilidade na operação das usinas (Krause; Schechtman; Ouro Preto, 2000). Contrariamente à regulação internacional prevalecente e mesmo a portarias da ANP, o gás associado ao Gasoduto Brasil Bolívia – GASBOL tem seu preço de transporte igual a despeito das



distâncias (*stamp*), fato que, em conjunto com o preço da *commodity* e as altas taxas de compra compulsória, adicionava mais riscos à viabilidade dos projetos em estudo e em andamento.

Antes porém que se atingisse uma situação de escassez crítica, foi lançado o Programa Prioritário de Termoeletricidade – PPT, através do Decreto No. 3.371 de 24 de Fevereiro de 2000, com o objetivo de viabilizar, em curto prazo, investimentos na área de geração termelétrica (MME, 2000). O PPT era formado por uma série de medidas com o objetivo de incentivar o investidor. Alguns incentivos como a arbitragem do preço do gás para contratos de 20 anos, permitido o repasse anual da variação cambial para o valor da energia gerada, sendo que a variação intra-ano seria absorvida pela Petrobrás, e abertura de uma linha de crédito do BNDES para financiar os projetos foram anunciados (Castellar, 2002). Além disso, outras vantagens foram direcionadas às centrais térmicas do programa que começassem a operar até o final de 2001: empresas que levassem adiante seus projetos seriam isentadas dos limites impostos para a veriticalização e as centrais projetadas para operar em ciclo combinado, mas que entrassem em funcionamento em ciclo simples, estariam autorizadas a repassar o custo desta operação para os consumidores cativos (Castellar, 2002). O prazo limite para entrada em operação inicialmente estabelecido foi prorrogado diversas vezes para que alguns projetos pudessem ser mantidos e outros inseridos no programa.

O lançamento do PPT produziu resultados no que se diz respeito à disposição dos investidores quanto ao risco dos projetos de geração de energia, contando com a adesão de 49 usinas térmicas. Com os riscos do gás parcialmente equacionados, restava apenas assegurar a tendência de crescimento da economia, o que garantiria o crescimento do consumo de energia elétrica (Tomalsquim; Szklo, 2000). Um estudo de cenários, contendo previsões de crescimento econômico baixo, alto e sustentável, indicou o aumento da participação da energia gerada a partir de usinas térmicas a gás natural na oferta de eletricidade entre os anos de 1999 e 2010. Ademais, as previsões deste estudo mostram que no cenário de crescimento econômico baixo, a demanda por energia elétrica cresceria 2,8% ao ano (Tomalsquim; Szklo, 2000). O Plano Decenal de Expansão da Eletrobrás (Eletrobrás, 1999) continha perspectivas mais otimistas de crescimento econômico para o período de 1999 a 2009, com valores entre 4,3 e 5,2% ao ano, conseqüentemente o crescimento projetado do consumo de energia atingia

patamares de 4,7% ao ano. As indicações institucionais e mercadológicas até então, mostravam que o investimento em geração de energia termelétrica era um negócio economicamente viável, apesar de apresentar vários riscos. O Operador Nacional do Sistema – ONS, ao emitir o seu planejamento operacional anual de 2000, contava com uma expansão acentuada da capacidade de geração, sobretudo com base nas centrais termelétricas (ONS, 2000). Tanto o ONS quanto a Eletrobrás contavam com a expansão da capacidade instalada, com algumas usinas entrando em operação em ciclo simples em 2000 e combinado em 2003 (Eletrobrás, 1999; ONS, 2000).

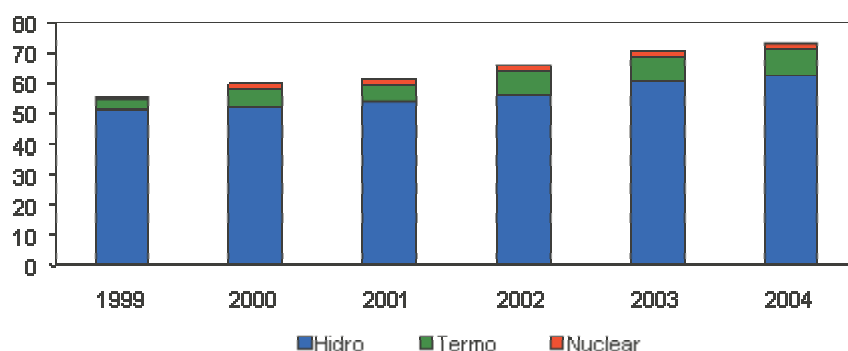


Figura 1-3: Evolução projetada da capacidade instalada (GW) (ONS, 2000)

Entre o lançamento do PPT e a conclusão das obras das usinas térmicas que o integravam, outro fator veio alterar novamente a situação do mercado de eletricidade brasileiro. Em 01 de Julho de 2001, o governo federal decretou um racionamento de energia elétrica, devido entre outros fatores incluindo os citados acima, o regime desfavorável de chuvas ao qual o país foi submetido. Com a escassez, a energia elétrica passou a ser comercializada no mercado de curto prazo (*spot*) a valores como R\$684,00/MWh (Ramalho; Andrade, 2002), para a parcela de energia não contratada pelas distribuidoras, o que resultaria em lucros extraordinários para usinas do PPT que estivessem prontas para operação neste momento, mesmo que em ciclo simples. Como não havia quantidade suficiente de usinas nessa condição, foi lançado um Programa Emergencial, com o objetivo de assegurar a estabilidade do sistema elétrico, através da instalação de usinas movidas em sua maioria a combustíveis líquidos, algumas a gás e outras a biomassa. No momento do racionamento, os investimentos em geração termelétrica eram provavelmente mais rentáveis do que o antecipado, tendo em vista a condição de escassez hidrelétrica inesperada do país. O relatório anual de 2000 da AES Sul, controladora da UTE Uruguaiana, reportou que firmou contratos bilaterais de venda

de energia com preços abaixo do mercado *spot*, mas acima dos previstos nos contratos iniciais daquela usina (AES, 2000). Porém, a variação cambial nesse período causava um impacto negativo nos resultados financeiros das usinas instaladas, e a cotação da moeda americana em R\$ 2,30 aumentava o custo do gás natural, indexado em dólares, e afetava a viabilidade de novos projetos de usinas térmicas, cujas receitas são em moeda nacional (Borelli, 2002).

Assumindo os diversos riscos dos investimentos em geração termelétrica em vigor, diversos projetos de usinas foram iniciados, como UTE Três Lagoas (MS), TermoCanoas (RS), UGE Araucária (PR), Ibiritermo (MG), UTE Piratininga (SP), TermoPernambuco (PE), UTE Bahia (BA), UTE Norte Fluminense (RJ), Macaé Merchant (RJ), Eletrobrás (RJ) e TermoAçu (RN) (Gasnet, 2003). A emissão de pedidos de compra de equipamentos para geração de energia para construção de novas termelétricas foi grande, somando mais de 50 novas turbinas a gás, sendo 24 para usinas em ciclo combinado. Somente a Petrobrás comprou, ou participou da compra através de participações societárias, de mais de 20 unidades (GTW, 2001).

Todavia, ao final do racionamento em Março de 2002, ocorreu uma retração do consumo de energia elétrica, como resultado da redução compulsória imposta pela situação de insuficiência não resolvida. Neste momento, os agentes do mercado elétrico foram surpreendidos por uma mudança de hábitos dos consumidores industriais, comerciais e residenciais, que adotaram a economia de energia no seu padrão de comportamento após a liberação do consumo. A redução obrigatória do consumo da ordem de 20%, que somada à não-concretização do crescimento vegetativo, resulta na diminuição de 25% do consumo residencial ao longo do período de racionamento (Ramalho; Andrade, 2002). O Balanço Energético Nacional de 2003 (MME, 2003) mostra a retração do consumo entre 2000 e 2001, em conjunto com uma recuperação em 2002, mas que não fica ainda, em valor final, inferior ao total de 2001. Ademais, as condições hidrológicas outrora desfavoráveis inverteram tal comportamento, recompondo as perdas dos reservatórios ocorridas nos anos anteriores. Configurou-se então uma inversão na situação de escassez, passando agora para um cenário de abundância de capacidade e energia elétrica de menor custo que a térmica a gás natural.

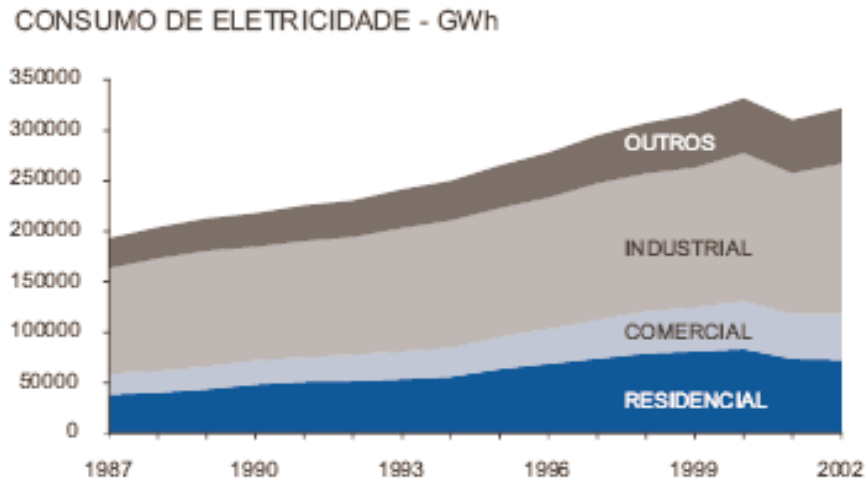


Figura 1-4: Consumo de Eletricidade (MME, 2003)

Dada esta nova realidade do setor, investir em expansão da geração de energia termelétrica tornou-se mais difícil economicamente. Como consequência, diversos projetos em estudo foram cancelados ou interrompidos, como Termosul (RS), TermoAçu (RN), UTE Paracambi (RJ) e UTE Araraquara (SP), Santa Branca (SP), TermoAlagoas (AL), Termogaucha (RS), Mogi Mirim (SP) e Vitória (ES). Outros, que se encontravam em andamento, como a UTE Três Lagoas (MS) e TermoCanoas (RS), Ibiritermo (MG) passaram a operar em ciclo simples, sem previsão para a instalação dos equipamentos do ciclo combinado.

Atualmente, outro fator preponderante contribui para as incertezas do setor elétrico brasileiro. O governo federal empreende, desde 2002, a construção de um novo modelo setorial. Cria-se assim um novo período de fortes incertezas institucionais. Do novo modelo se conhece a estrutura geral, mas não a parcela relevante da regulamentação. A esse modelo, que ainda não tem definições claras quanto à inserção da energia gerada pelas usinas térmicas a gás natural, se junta ao contexto conjuntural de sobre-capacidade. De acordo com o novo modelo, cabe ao planejamento centralizado do Estado a função de determinar quais e quando os projetos serão executados (MME, 2003). Dessa forma, o balanceamento entre a oferta e a demanda fica mais fácil, pois novas usinas surgirão, provavelmente, com o consumo de sua energia assegurado (Lovei, 2000).

As incertezas continuam a pairar sobre o sistema elétrico, com o novo modelo ainda não consolidado e a independência das agências regulatórias em discussão. Igualmente, indefinições a respeito do preço do gás natural, insumo que chega a determinar 60% do preço final da energia gerada, continuam a ser barreiras para a viabilização de novos investimentos em usinas térmicas. Alguns investidores que assumiram os riscos do investimento têm sustentado dificuldades e perdas financeiras severas, como a Petrobrás, cujo relatório anual de 2002 informa um provisionamento contábil de US\$ 205 milhões para perdas com os investimentos em termelétricas, e considera prematura a previsão das perdas para os anos subseqüentes. Adicionalmente, a empresa estima que o mercado só esteja favorável para a venda da energia de suas usinas a partir de 2008, aceitando firmar novos contratos apenas a partir de 2007, com preços que remunerem adequadamente o capital investido (Petrobrás, 2002). A UGE Araucária enfrentou a rescisão de seu contrato com a COPEL em 2003. Devido à abundância de energia hidrelétrica e ao alto custo previsto no contrato entre as partes, a COPEL considerou abusivo o contrato de fornecimento de energia a US\$40/MWh durante 20 anos assinado durante a crise energética, sendo que na época da rescisão era possível comprar energia no mercado atacadista por R\$ 5,48/MWh (Gazeta Mercantil, 2003). A AES Sul informou ao jornal Valor Econômico em 2001 que sua subsidiária, a UTE Uruguaiana, estaria em situação pré-falimentar. Segundo o presidente da empresa, além de problemas técnicos no despacho da energia gerada, os custos cambiais do gás natural importado da Argentina geravam perdas excessivas, levando a AES Sul a disputas judiciais (Valor Econômico, 2001).

## **1.2 Panorama Internacional**

Desde o início dos anos 90 se constata no âmbito internacional uma aceleração da termelétricidade a gás, mais adaptada aos esquemas financeiros prevalecentes. A previsão dos agentes de um mercado menos regulado, que se consolidou com menor grau de liberdade que o antecipado então, levava a uma corrida para as térmicas a gás.

No final da década a concentração de mercado do lado fornecedor de turbinas acentua o cenário. Entre os anos de 1999 e 2001, o mercado americano passou por um período intenso de pedidos de compra de turbinas a gás, tanto para renovar a sua capacidade instalada quanto para atender à demanda da crise do mercado de eletricidade da

Califórnia (Besant-Jones; Tenenbaum, 2001). Somente nos Estados Unidos eram implantados mais de 40,0 GW/ano neste período. O grande número de pedidos de compra nesta época causou diversos impactos na disponibilidade de novas unidades, como por exemplo, as longas filas de espera e o aumento dos preços. Havia inclusive o pagamento de prêmios para a diminuição nos prazos de entrega (GTW, 2002; GTW 2003).

Essas condições criavam limites nas janelas de oportunidade, forçando um investidor que estivesse estudando a hipótese de construir uma usina com razoável certeza de realmente fazê-lo, a tomar a decisão antecipadamente, de maneira a garantir a entrega dos equipamentos em tempo hábil. Em relação aos preços das unidades, em praticamente todos os modelos e faixas de potência era aplicado um ágio devido às circunstâncias descritas acima.

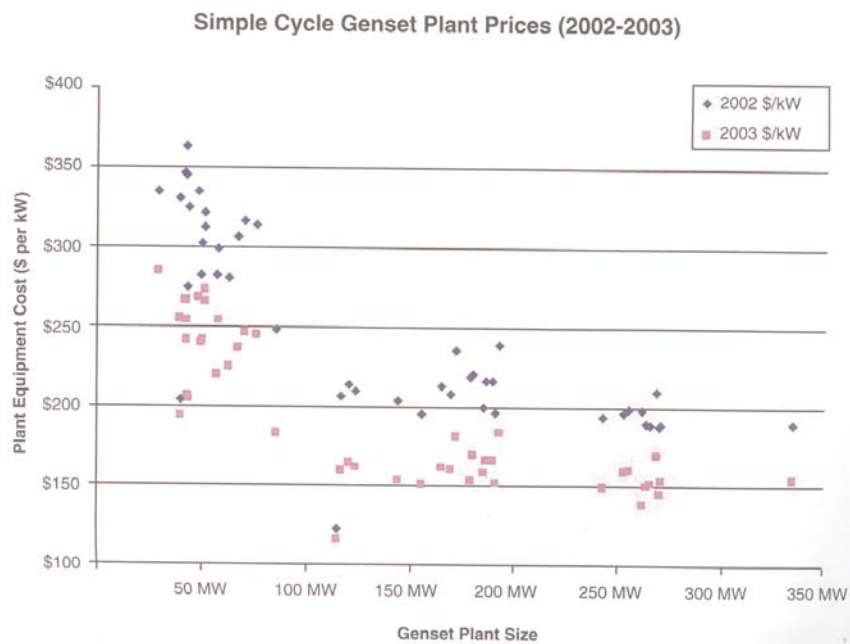


Figura 1-5: Histórico dos preços de turbinas a gás (GTW, 2003)

Nesse período, o preço estimado de um conjunto turbo-gerador a gás natural de fabricação General Electric – GE, modelo PG7241FA, com potência nominal de 171,7MW e 60 Hertz era US\$41.000.000,00 (GTW, 2001). Com o desaquecimento da demanda e redução da lista de pedidos, a maior parte dos custos relacionados ao ágio foi eliminada, e o preço dos conjuntos turbo-geradores está retornando ao efetivamente praticado no período anterior ao de alta demanda. Por conseguinte, o preço de uma

unidade idêntica à acima descrita em 2003, seria aproximadamente US\$31.250.000,00, uma desvalorização direta do equipamento de 24% (GTW, 2003).

A tecnologia de turbinas a gás, sem entrar em detalhes técnicos, é classificada de acordo com o alfabeto, sendo que o modelo que será estudado pertence à classe “F”. A cada novo desenvolvimento, novas classes e sub-classes são criadas, sendo necessário um tempo de operação das tecnologias recém desenvolvidas para que estas sejam colocadas no mercado, com o objetivo de assegurar ao investidor que a nova tecnologia é confiável. Mesmo nos modelos cuja operação comercial já está consolidada, diversas atualizações (*upgrades*) nas máquinas instaladas são realizadas por parte dos fabricantes, com o objetivo de corrigir problemas operacionais ou aumentar a eficiência das unidades.

A tecnologia classe “G” já havia sido desenvolvida pelo menos por dois fabricantes tradicionais de turbinas a gás, a SiemensWestinghouse Power Corporation (SWPC) e a Mitsubishi Heavy Industries (MHI), em 1993. Em 1997 a MHI já havia colocado em operação comercial seu modelo M501G na frequência de 60Hz e em 1999 o modelo M701G na frequência de 50Hz. O desenvolvimento da geração seguinte começou com o modelo M501H, em 1996. A MHI reportou que, ao final de 2001, duas unidades classe “H” terminaram seus testes de funcionamento. A General Electric também desenvolveu turbinas com a tecnologia “H”, sendo que os testes de campo para validar as novas máquinas tiveram início em Novembro de 2002. Estima-se que as usinas termelétricas operando em ciclo combinado com a tecnologia “H” atinjam eficiência da ordem de 60%. Embora a eficiência típica de uma usina em ciclo combinado baseada na tecnologia provada da classe “F” seja de 54%, o mercado ainda não demonstrou total confiança no amadurecimento das novas classes “G” e “H”, que começaram a despontar em contratos firmados a partir de 2003.

## 2 REVISÃO DA LITERATURA

A seguir são apresentados, de forma analítica, trabalhos que utilizam a termoeconomia e a exergia como ferramentas para determinação e partição de custos de eletricidade e vapor em usinas termelétricas no Brasil, baseadas em várias tecnologias, aplicações e combustíveis. Dentro deste contexto são discutidos os critérios assumidos por cada autor, sua validade e aplicações dentro da determinação do custo da eletricidade gerada.

VIEIRA (1997) estudou diversas configurações de usinas termelétricas, como cogeração, ciclo Diesel, Rankine, Brayton e combinado, descrevendo conceitualmente cada alternativa e abordando tecnologias de geração de energia. Focando planejamento energético, são discutidos diversos temas, como por exemplo, as características particulares do binômio tecnologia-combustível e sua relação com aspectos ambientais em termos de emissão de efluentes gasosos. A discussão aborda limites de emissão, legislação e sua relação com o processo de licenciamento ambiental de uma usina termelétrica.

Ainda do ponto de vista de planejamento energético é feita uma análise envolvendo o sistema elétrico brasileiro, com mais enfoque na região Sudeste, e o setor de petróleo. Essa análise setorial tem o objetivo de discutir o planejamento da expansão da capacidade de geração em curto, médio e longo prazo, apresentando metodologias de escolha de tecnologia e combustível, baseadas em estudos de cenários. Neste contexto é introduzida a inserção das usinas termelétricas, discutindo a integração hidro-térmica e condições de acionamento e despacho, incluindo considerações sobre períodos secos e níveis de reservatórios. Quanto ao setor de petróleo são apresentados perfis de consumo e sua evolução ao longo do tempo, um breve histórico do setor e discutido o planejamento de oferta e demanda, em termos de preço e perspectivas mundiais. Dentro desta abordagem são apresentados estudos de mercado e previsão de futuro com destaque para óleos combustíveis, resíduos ultraviscosos, gás natural e carvão mineral.

O trabalho segue então para os fundamentos da termodinâmica e conceituação de exergia e termoeconomia, passando para a análise de usinas termelétricas de 13 a 500 MW em



ciclo Brayton, Rankine, combinado e Diesel, utilizando os combustíveis discutidos anteriormente. As simulações são realizadas utilizando volumes de controle abrangentes e premissas bastante simplificadoras e o software EES – Engineering Equation Solver para obtenção dos resultados. É apresentado um roteiro de cálculo e equacionamento para cada alternativa estudada, e ao final, uma análise comparativa dos resultados obtidos e de seu alinhamento com as diretrizes do planejamento energético abordadas nos capítulos iniciais.

A abordagem de planejamento energético de VIEIRA (1997) permite uma visão ampla e geral da inserção de usinas termelétricas e suas vertentes tecnológicas no Brasil, mas a simplificação das análises não fornece bases para comparações mais profundas em termos de opções de configuração e tecnologias. Não sendo este claramente o objetivo do trabalho, não são estudados com profundidade os processos internos de cada configuração de usina termelétrica, que poderiam, por meio de análises de sensibilidade e otimizações, contribuir para as conclusões finais.

DONATELLI (1993) realizou um estudo muito mais profundo nesse sentido, analisando os processos em detalhes e estudando a termodinâmica da conversão energética dentro de uma central termelétrica, aplicada ao estudo de caso da Companhia Siderúrgica de Tubarão. O autor faz um apanhado geral das instalações, descrevendo os processos produção de aço, relacionando-os ao consumo de energia elétrica e vapor para processos de aquecimento. Em contrapartida a VIEIRA (1997), são estudados apenas dois combustíveis, o gás natural e os gases de siderurgia, em virtude da própria natureza do trabalho. Em conjunto com um histórico e análise do setor de aço, são apresentadas grandes quantidades de detalhes e características técnicas da central termelétrica da CST e seus equipamentos principais e características. Este maior detalhamento permite a DONATELLI (1993) uma análise dos processos de conversão e das alternativas para suprir a demanda interna da CST em termos de energia elétrica e vapor de processo.

Em seguida são usados os princípios da termodinâmica, transferência de calor e exergia para estudar os processos internos da central termelétrica. Ressalta-se a análise exérgica da combustão dos gases de siderurgia, bastante detalhada, abordando aspectos de estequiometria e explorando otimizações. Os resultados das simulações são

obtidos através de softwares como SIMCICLO, SIMCALD e SIMCOMB, que forneceram dados para explorar a fundo as transformações da exergia, geração de irreversibilidades e análises detalhadas através de diagramas de Grassmann. Por meio das análises energética e exérgica pode-se detectar, localizar e classificar as irreversibilidades e perdas de exergia, que constituem a princípio, oportunidades de aperfeiçoamento termodinâmico dos processos (Donatelli, 1993). A conclusão do trabalho, baseada nesses parâmetros, define que a melhor opção para suprir as necessidades da CST é uma usina termelétrica em ciclo combinado.

Embora DONATELLI (1993) tenha modelado detalhadamente os processos termodinâmicos internos da central termelétrica em estudo e apresentado diversas análises de sensibilidade que suportam a conclusão do trabalho, não houve abordagem em termos de custos, o que não permite avaliar os resultados e conclusões do ponto de vista econômico.

A complementação foi então dada por SILVA (2004), que avança neste aspecto, apresentando outro estudo de caso sobre a central termelétrica da CST, mas com o objetivo de avaliar o sistema de produção de energia elétrica da CST e alternativas de repotenciamento, o que conduz à necessidade da avaliação econômica. SILVA (2004) apresenta também uma introdução ao histórico e processos de siderurgia para explicar a necessidade de repotenciamento baseada no atendimento do crescente mercado de aço, e suas implicações no consumo de energia e importância da auto-produção e independência do sistema elétrico.

SILVA (2004) aborda detalhes construtivos de turbinas e caldeiras de recuperação, mostrando características tecnológicas e funcionais, e explorando possibilidades relacionadas aos ciclos termodinâmicos, como gaseificação de biomassa, queima dos cascas de siderurgia e produção de frio. O trabalho é bastante completo em termos de tecnologia de ciclos combinados, apresentando diversas análises de sensibilidade cujos resultados influem diretamente sobre as conclusões do estudo. Dentre as análises apresentadas, cita-se a variação de relação de pressões dos níveis da caldeira de recuperação, variação de *pinch-point* e *approach temperature* nos módulos da caldeira, variação da pressão do condensador, reaquecimento e queima suplementar, discutindo os efeitos sobre o trabalho realizado, eficiência da usina e características técnicas dos

equipamentos. Os resultados das diversas simulações foram obtidos através do software GATECYCLE que contém uma biblioteca de parâmetros de operação de turbinas a gás e configurações de caldeiras de recuperação utilizadas comercialmente.

A termoeconomia é utilizada para avaliar usinas termelétricas em ciclo Rankine e combinado, em conjunto com a teoria do custo exergético. Segundo SILVA (2004), a termoeconomia se aproxima da contabilidade de custos, visto que os custos indiretos são distribuídos entre os produtos da usina através de uma base comum que possa ser avaliada diretamente (exergia), distribuindo-se assim as despesas indiretas entre os vários produtos proporcionalmente à quantidade da base utilizada em cada produto. SILVA (2004) traz uma extensa revisão bibliográfica e discute o critério de cada uma delas para alocação de custos. O trabalho apresenta resultados detalhados para a formação dos custos da eletricidade e vapor produzidos através dos diversos processos de transformação da energia, o que contribui para uma visão de custo e benefício mais apurada. Contudo, as análises de sensibilidade apresentadas no trabalho não são relacionadas com os resultados em termos de custo, talvez por não apresentar uma proposta um método de avaliação de custos de equipamentos que responda a tais alterações, abrindo espaço para possibilidades de análise de equilíbrio entre os pontos de vista técnico e econômico.

Deve-se prestar atenção especial aos postulados que SILVA (2004) introduz para a alocação de custos relacionada à caldeira de recuperação e aos gases de exaustão. De acordo com os princípios da termoeconomia, os gases de exaustão que deixam a usina e são descarregados na atmosfera através das chaminés não devem conter valor monetário, pois não há utilização para os mesmos. Em contrapartida para a partição de custos ao longo dos diversos módulos da caldeira de recuperação, é aplicado o critério da Extração, pelo qual o custo específico com base exergética dos gases que entram em cada volume de controle são iguais aos que saem. Para compatibilizar ambos os critérios, impõe-se valor monetário nulo para os gases de exaustão apenas para o último módulo da caldeira, descarregando assim todo o custo dos mesmos sobre o produto último. Embora possa haver discussão sobre a maneira como o custo dos gases de exaustão é levado a zero, o princípio permanece irrevogavelmente correto. Outro fator a considerar é que SILVA (2004) estuda configurações de caldeiras de recuperação com um e dois níveis de pressão, mas não com três.

Entretanto, GOMES (2001) aplicou, para uma análise similar, um critério diferente em seu estudo, que aplica a análise termoeconômica e exergética à um estudo de caso sobre a central termelétrica da REPLAN, utilizando uma caldeira de recuperação com três níveis de pressão. Neste trabalho é apresentado um panorama geral do setor elétrico, fazendo conexões com o planejamento da expansão da capacidade de geração e referências ao uso do gás natural. Há uma abordagem conceitual bastante profunda sobre cogeração, suas características, vantagens e desvantagens. Assim como os outros trabalhos, há bastante informação a respeito de tecnologias de turbinas a gás e a vapor, caldeiras de recuperação e aspectos operacionais de usinas termelétricas em ciclo combinado. Tanto GOMES (2001) quanto SILVA (2004), por meio de extensa pesquisa bibliográfica obtiveram valores de referência para diversos fluxos, como temperaturas máximas, perdas de pressão características, diferenças mínimas de temperaturas entre outros, que servem como condições de contorno para a simulação dos trocadores de calor.

Seguindo a mesma linha de SILVA (2004), são apresentadas diversas análises de sensibilidade, mas novamente sem uma ligação a respeito de seus efeitos sobre o custo dos produtos finais. A formulação de custos de GOMES (2001) é, do ponto de vista financeiro, bastante complexa, levando em conta parâmetros como inflação, depreciação e imposto de renda, mas não é apresentada uma modelagem que permita acompanhar as variações de custo durante as análises de sensibilidade. GOMES (2001) considera iguais o custo da eletricidade gerada por cada seção da turbina a vapor, assim como SILVA (2004).

GOMES (2001) apresenta e discute a formação do custo da eletricidade e vapor ao longo dos processos da central termelétrica, fazendo referência à eficiência exergética de cada equipamento e analisando a geração de irreversibilidade. Porém, como dito anteriormente, o critério adotado para a partição dos custos dos gases de exaustão das caldeiras é significativamente diferente do que o proposto por SILVA (2004). GOMES (2001) adota o critério da Extração até mesmo para o último módulo da caldeira de recuperação, resultando em custo monetário diferente de zero para os gases descarregados na atmosfera. Embora essa solução apresente resultados compatíveis com os outros trabalhos pesquisados, ela é fundamentalmente questionável, pois o produto

do último módulo não recebe o custo da destruição de exergia que ocorre ao descarregar os gases na atmosfera. Como o produto deste módulo é o começo da cadeia produtiva da caldeira, a aplicação deste critério conduz a uma anomalia sistemática, fazendo com que os custos da destruição da exergia dentro da caldeira não sejam repassados em sua integralidade para o custo do vapor gerado.

A discussão a respeito dos critérios de SILVA (2004) e GOMES (2001) abre espaço para a proposição de outros critérios, que faz parte do objetivo deste trabalho. Faz parte também a formulação de um método de estimativa de custos que responda às variações impostas pelas análises de sensibilidade, possibilitando estudos de otimização. Para que este estudo seja eficaz em determinar alocação de custos é também necessário distinguir o custo da eletricidade gerada através de cada seção da turbina a vapor, já que elas recebem insumos com custos diferentes e produzem trabalho em quantidades também diferentes, ainda que fisicamente conectadas ao mesmo eixo. O objetivo desta separação é analisar como se compõe o custo final da eletricidade gerada, a fim de otimizar sua produção.

### 3 CONCEITOS FUNDAMENTAIS

Segue abaixo uma sinopse dos conceitos fundamentais que serão utilizados pelo método proposto. Caso deseje-se uma visão profunda dos tópicos abordados, recomenda-se consultar VAN WYLEN (Van Wylen; Sonntag; Bornakke, 1995), INCROPERA (2003), KERN (1982) e KOTAS (1985).

#### 3.1 Exergia

Para um fluxo de massa, pode-se definir exergia da seguinte forma:

“Exergia de um fluxo de matéria em regime permanente é igual à máxima quantidade de trabalho obtida quando o fluxo é levado de seu estado inicial até o estado de equilíbrio através de processos reversíveis com os quais o fluxo pode interagir unicamente com o meio” (Kotas, 1985).

Enquanto a energia é sempre conservada, a exergia pode ser destruída em um processo. Um balanço de exergia mostra a degradação da energia, identificando a geração de irreversibilidades intrínsecas aos processos de transformação. A Equação ( 3-1 ) mostra um balanço de exergia para um volume de controle em regime permanente:

$$\sum \dot{m}_{entra} b_{entra} = \sum \dot{m}_{sai} b_{sai} + \dot{W} + \dot{I} \quad (3-1)$$

A função exergia em um fluxo de matéria é escrita conforme a Equação ( 3-2 ):

$$b = (h - h_0) - T_0 (s - s_0) + \frac{V^2}{2} + g(z - z_0) \quad (3-2)$$

Desprezando os termos decorrentes da energia cinética e potencial, tem-se que a função exergia para um fluxo de matéria em regime permanente assume a forma da Equação ( 3-3 ).

$$b = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad ( 3-3 )$$

Eficiência exergética pode ser definida como sendo a razão entre a exergia do produto e a exergia do insumo, ambas associadas a um dado processo (Kotas, 1985).

$$\eta_{ex} = \frac{\dot{B}_{produto}}{\dot{B}_{insumo}} = \frac{\dot{B}_{insumo} - \dot{I}}{\dot{B}_{insumo}} = 1 - \frac{\dot{I}}{\dot{B}_{insumo}} \quad ( 3-4 )$$

A eficiência exergética mede a quantidade de exergia destruída em um determinado processo, através da geração de irreversibilidade inerente ao próprio processo. Ela mostra o quanto um processo se aproxima ou se distancia da condição de reversibilidade, de maneira a permitir a análise das perdas de exergia e otimização de equipamentos.

### 3.1.1 Exergia Química

Como neste trabalho o processo de combustão representa uma das principais formas de transformação de energia, apresenta-se abaixo uma breve descrição da metodologia para quantificar a exergia dos combustíveis.

Segundo KOTAS (1985), a exergia química é definida como sendo a máxima quantidade de trabalho obtida da transformação de uma substância em equilíbrio físico com o ambiente até o estado de referência irrestrito, através de processos que envolvam apenas transferência de calor e troca de substâncias somente com o meio. Equilíbrio físico significa equilíbrio térmico e mecânico, e no estado de referência irrestrito, a substância está em completo equilíbrio termodinâmico (térmico, mecânico e químico) com o meio.

Para quantificar o potencial de trabalho, as propriedades químicas da substância em estudo devem ser comparadas com outras que representem de forma adequada o meio. Para este trabalho, a reação de maior importância é a combustão, sendo então o meio representado pelo ar.

Considere-se uma substância em equilíbrio físico com o ambiente ( $P^0, T^0$ ), que a princípio não existe no meio na forma em que se encontra, entrando em uma caixa preta. Para que ocorra uma reação, deve-se trazer o reagente, no caso de combustão, o oxigênio presente no ar, para as condições nas quais ocorre o processo. Como o ar não é composto unicamente de oxigênio, este se apresenta a uma pressão parcial  $P^{00}$  no meio, inferior a  $P^0$ . A caixa preta deve então estar equipada com um compressor isotérmico reversível para realizar esta transformação. Após o processo de combustão, os produtos residuais encontram-se à pressão  $P^0$ , agora em equilíbrio químico com o meio. Segundo o conceito de exergia, esses produtos devem ser levados ao estado de referência, sendo necessário expandi-los até  $P^{00}$ , o que implica instalar-se uma turbina isotérmica reversível no interior da caixa preta. Após a passagem pela turbina, os produtos da combustão encontram-se em equilíbrio físico-químico com o meio, ou seja, no estado de referência irrestrito. Lembrando que trabalho é exergia na sua forma mais pura, a diferença entre o trabalho do compressor e da turbina ideal, instalados dentro da caixa preta, equivale à exergia química da substância. A caixa preta que foi descrita acima é conhecida como caixa de equilíbrio de Van't Hoff, mostrada na Figura 3-1.

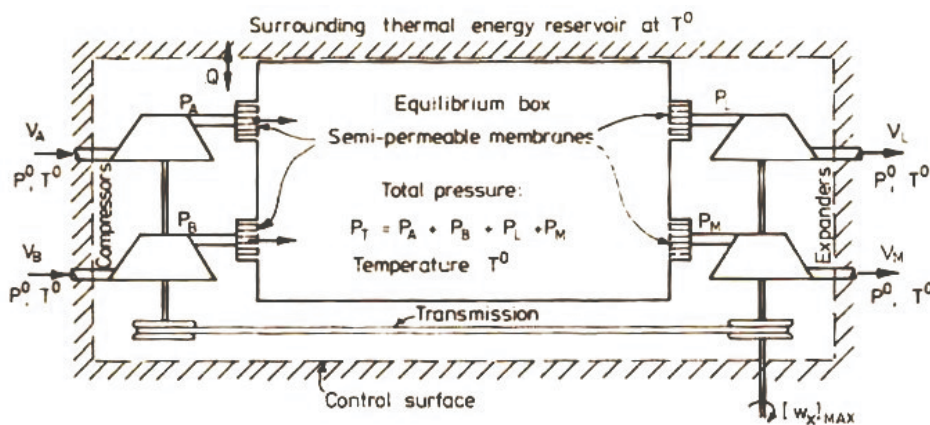


Figura 3-1: Equilíbrio de Van't Hoff (Kotas, 1985)

A exergia total por mol de um combustível gasoso é obtida por meio da Equação ( 3-5 ).



$$\tilde{b}^0 = -\Delta\tilde{h}^0 + T^0\Delta\tilde{s}^0 + \tilde{R}T^0 \left( x_{O_2} \ln \frac{P_{O_2}^{00}}{P^0} - \sum_k x_k \ln \frac{P_k^{00}}{P^0} \right) \quad (3-5)$$

Na Equação ( 3-5 ) o índice  $k$  é referente aos produtos da combustão. Como neste estudo o combustível utilizado será gás natural, composto predominantemente por metano, utiliza-se dióxido de carbono, oxigênio, nitrogênio e água como substâncias de referência, conforme recomendado por KOTAS (1985).

Também em KOTAS (1985) é apresentada uma correlação entre o poder calorífico de um combustível e sua exergia química. Para o gás natural, o valor do fator de correlação é de 1,04, estando sujeito a uma incerteza de 0,5%. Sendo o poder calorífico inferior (PCI) expresso em energia por unidade de massa, a exergia específica é calculada por meio da Equação ( 3-6 ).

$$\varphi = \frac{b^q}{PCI} \Leftrightarrow b^q = 1,04 \times PCI \quad (3-6)$$

Dessa forma, a exergia total de um fluxo de gás natural é obtida somando-se a parcela acima com a exergia física do combustível, dada pela Equação ( 3-7 ).

$$b^F = c_p (T - T_0) - T_0 \left( c_p \ln \frac{T}{T_0} - R \ln \frac{P}{P_0} \right) \quad (3-7)$$

### 3.2 Ciclos Termodinâmicos

A seguir apresenta-se uma explicação teórica breve sobre os ciclos termodinâmicos que regem o funcionamento de uma usina termelétrica que utiliza turbinas a gás e caldeiras de recuperação de calor.

### 3.2.1 Ciclo Brayton

Este ciclo (Figura 3-2), também conhecido como ciclo da turbina gás, é composto por três equipamentos principais, o compressor, a câmara de combustão e a turbina, embora o equipamento chamado de turbina a gás seja conhecido como o conjunto destes três componentes (Figura 3-3).

O ar é aspirado pelo compressor e enviado à câmara de combustão, onde é misturado com gás natural. Como produtos do processo de combustão surgem gases a altas temperaturas, que são encaminhados à turbina, onde são expandidos, gerando trabalho mecânico. O eixo da turbina é conectado ao compressor e ao gerador elétrico, de maneira que trabalho mecânico gerado pela expansão dos gases de combustão aciona tanto a compressão de ar do ciclo quanto à geração de trabalho (Van Wylen, 1995).

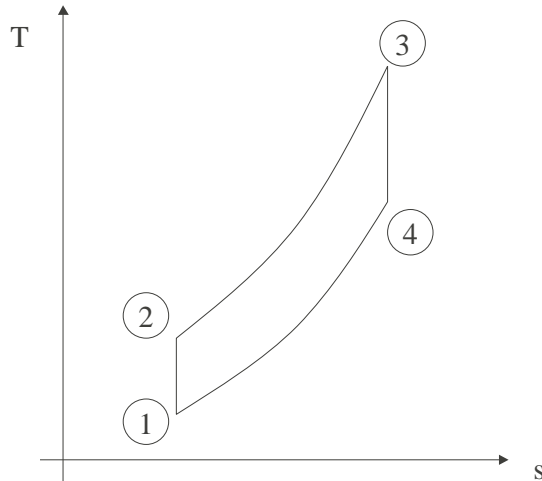


Figura 3-2: Diagrama T x S do ciclo Brayton

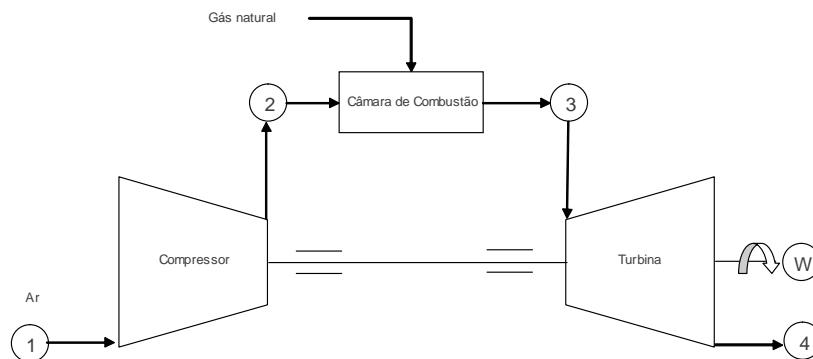


Figura 3-3: Turbina a gás

Para maximizar a produção de trabalho da turbina, poder-se-ia levar o ponto 1 para uma temperatura mais baixa e conduzir o ponto 3 para uma temperatura mais alta. A movimentação do ponto 1 pode ser alcançada utilizando-se um processo de resfriamento do ar na entrada do compressor. Este, sendo uma máquina volumétrica, receberá maior quantidade de massa pelo mesmo volume, devido à alteração da densidade provocada pela redução de temperatura. Dentre as tecnologias existentes, as mais utilizadas para este fim são os resfriadores elétricos, cujo funcionamento baseia-se no ciclo de compressão de vapor, e o resfriador evaporativo, cujo princípio de ação é uma troca térmica do ar com água. Neste caso, o ar é aspirado através de uma superfície úmida, causando evaporação da água e conseqüente resfriamento do ar. Este processo requer pouca utilização de energia elétrica. Já no ciclo de compressão de vapor, a energia utilizada é proporcional à vazão em massa de ar resfriado, sendo vantajosa apenas para turbinas de pequeno porte. A solução clássica para elevar a temperatura do ponto 3 é utilizar os gases de exaustão da turbina para aquecer o ar que deixa compressor (Cohen; Saravanamuttoo, 1987).

### 3.2.2 Ciclo Rankine

O ciclo Rankine, também conhecido como ciclo de vapor, é baseado no aproveitamento térmico de um combustível para produção de vapor. A Figura 3-5 abaixo mostra uma concepção do ciclo Rankine, composta por uma caldeira, uma turbina a vapor, uma bomba e um condensador (Van Wylen, 1995).

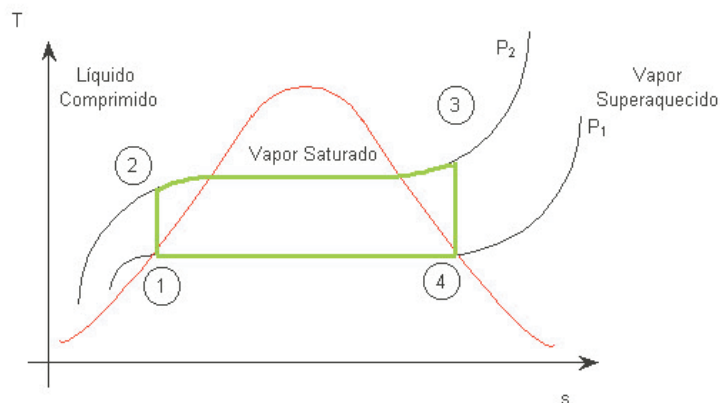


Figura 3-4: Diagrama T x S do ciclo Rankine

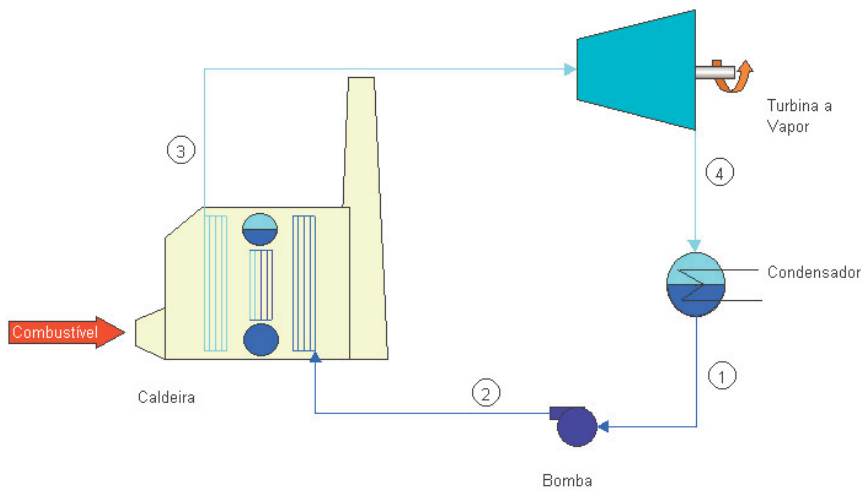


Figura 3-5: Ciclo Rankine

Como alternativa para aumentar a eficiência do ciclo, pode-se utilizar o reaquecimento de vapor, como mostra a Figura 3-6. Para este processo, a turbina a vapor é dividida em duas seções, de maneira que o vapor expandido na primeira seção é levado novamente à caldeira e superaquecido a uma menor pressão, retornando em seguida para a segunda seção da turbina, onde é expandido até a pressão de saturação (Woodruff; Lammers, 1992).

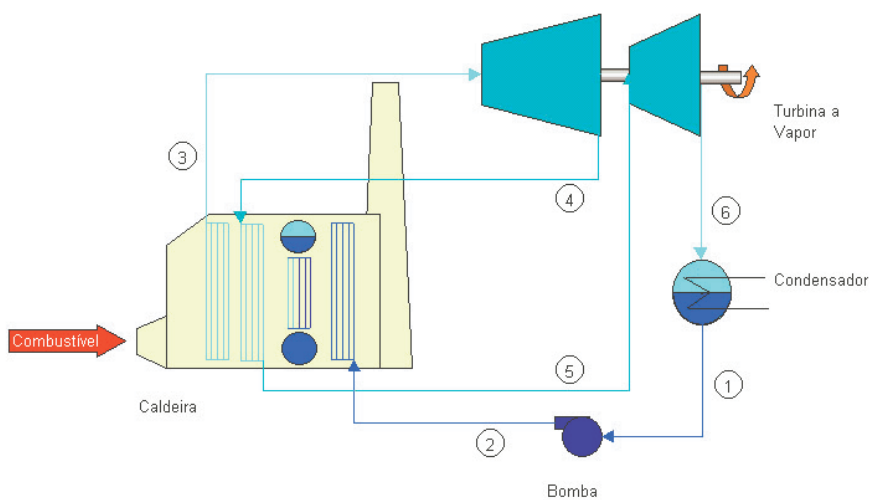


Figura 3-6: Ciclo Rankine com reaquecimento

Comparando-se a Figura 3-4 com a Figura 3-7, que representa o diagrama temperatura *versus* entropia da água, percebe-se que a área que representa o trabalho realizado pelo ciclo é maximizada..

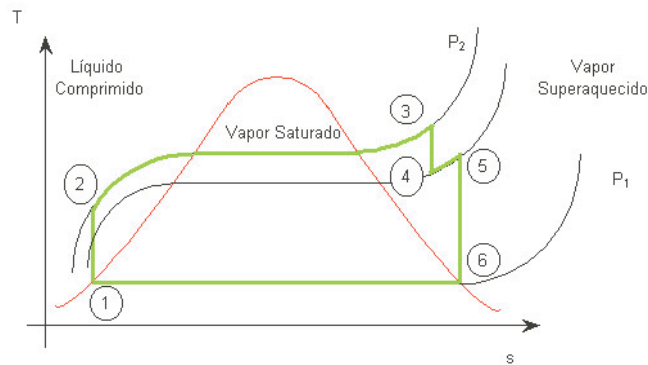


Figura 3-7: Diagrama TxS do ciclo Rankine com reaquecimento

### 3.2.3 Ciclo Combinado

A terminologia de ciclo combinado refere-se à associação em série térmica dos ciclos Brayton e Rankine descritos anteriormente. No ciclo Rankine clássico a caldeira produz, por meio da queima de um combustível, o vapor que será expandido na turbina. A fase final do ciclo Brayton é a exaustão de gases de combustão a altas temperaturas, que durante sua expansão, geram trabalho mecânico. Então, utilizando-se os gases de exaustão para gerar vapor através do ciclo Rankine, tem-se a concepção do ciclo combinado. Pode introduzir-se a queima suplementar de gás natural no interior da caldeira, aumentando a vazão e temperatura dos gases de exaustão, com a função de aumentar a produção de vapor no caso de cogerações e em usinas de ciclo combinado, a geração de eletricidade (El-Wakil, 1984).

A Figura 3-8 representa uma concepção do ciclo combinado com uma turbina a vapor (configuração 1x1).

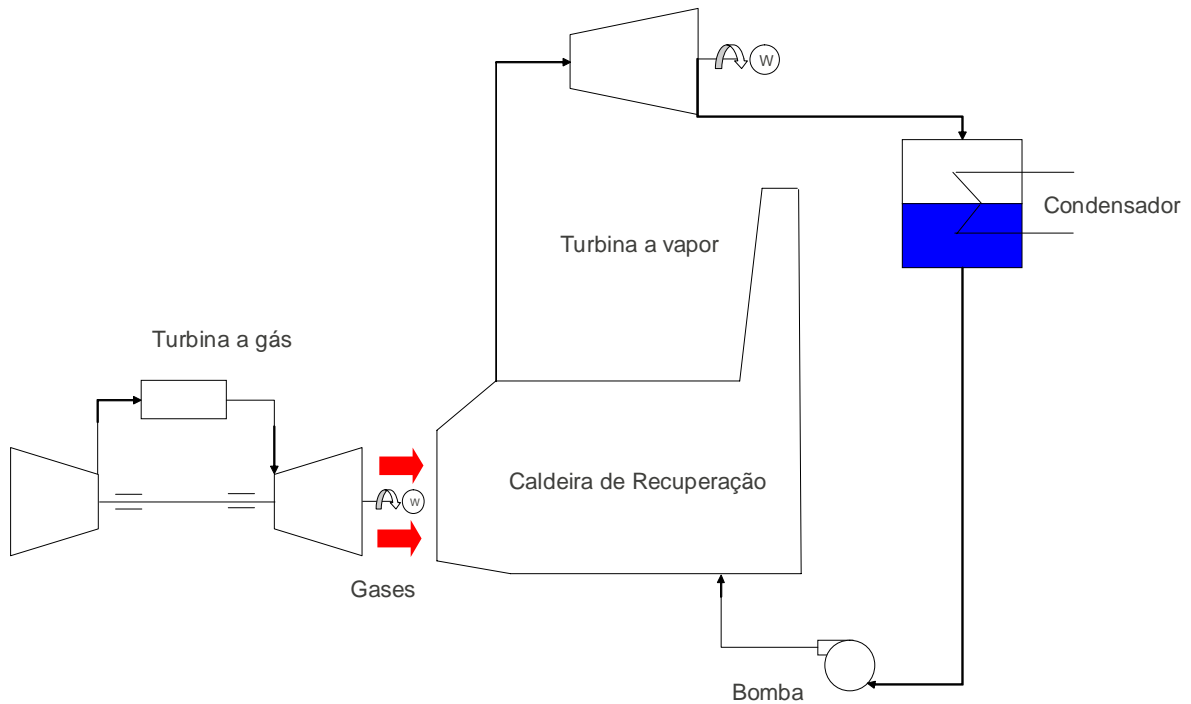


Figura 3-8: Ciclo Combinado 1x1

### 3.3 Termoeconomia

A Termoeconomia é uma das aplicações do conceito de exergia, que segundo KOTAS (1985) tem os seguintes objetivos:

- Atingir um arranjo ótimo dos equipamentos que compõe o sistema
- Otimizar os parâmetros geométricos dos equipamentos para atingir-se a máxima eficiência
- Avaliar de custos economicamente justificáveis destes componentes por meio da otimização termoeconômica.

A exergia sofre alterações durante a ocorrência de um determinado processo, sendo destruída pela geração de irreversibilidades. Dessa forma, atribui-se valor a um determinado fluxo de matéria com base no seu conteúdo exergético. O balanço termoeconômico procura mostrar a variação da qualidade da energia, atribuindo a ela um custo em base exergética que se altera de acordo com a procedência dos fluxos, sua

interação com os processos termodinâmicos e o custo dos equipamentos que promovem tais processos.

Para realizar os balanços termoeconômicos, os sistemas estudados são divididos em volumes de controle ou sub-regiões, definidos a partir dos fluxos de entrada e saída. Cada volume de controle é examinado e modelado de maneira a formar-se um sistema de equações e obter-se uma única solução que satisfaça o mesmo. As sub-regiões podem conter diversos equipamentos e processos em seu interior, entretanto para efeito deste trabalho, cada sub-região conterá apenas um equipamento, e em alguns casos equipamentos serão subdivididos, com o objetivo de estudar a distribuição dos custos ao longo dos processos até chegar-se na geração de eletricidade.

Para uma sub-região qualquer que contém o equipamento X, com i fluxos de entrada e j fluxos de saída, o balanço termoeconômico é dado pela Equação ( 3-8 )

$$\sum_{m=1}^i B_{entra}^m c_{entra}^m + \dot{Z}_X = \sum_{n=1}^j B_{sai}^n c_{sai}^n \quad ( 3-8 )$$

Como potência é exergia na sua forma mais pura, separa-se a parcela a que ele se refere, apenas para melhor visualização, resultando na Equação ( 3-9 ).

$$\sum_{m=1}^{i-1} B_{entra}^m c_{entra}^m + W_{entra} c_{entra}^m + \dot{Z}_X = \sum_{n=1}^{j-1} B_{sai}^n c_{sai}^n + W_{sai} c_{sai}^W \quad ( 3-9 )$$

A taxa de investimento das sub-regiões é dada pela Equação ( 3-10 ):

$$\dot{Z}_X = \frac{FRC}{t_{op} \times f} \times C \quad ( 3-10 )$$

O fator de recuperação de capital (FRC) é dado pela Equação ( 3-11 ), na qual  $d$  representa a taxa de desconto e  $n$  o período de pagamento do investimento.

$$FRC = \frac{d}{(1 - (1 + d)^{-n})}$$

( 3-11 )

Os custos em base exergética dos fluxos serão, na maioria dos casos, as incógnitas do sistema. A exergia específica dos fluxos é calculada conforme a Equação ( 3-3 ). A obtenção do custo dos equipamentos é discutida mais adiante. Portanto, a aplicação dos balanços termoeconômicos, mostrados na Equação ( 3-9 ), para um volume de controle com  $n$  sub-regiões resulta na Equação ( 3-12 ).

$$[\dot{B}]_{n \times n} \times [c]_n = [\dot{Z}]_n$$

( 3-12 )

Contudo, os balanços termoeconômicos são definidos para cada sub-região, e então um volume de controle com  $n$  sub-regiões resulta em um sistema com  $n$  incógnitas, mas não necessariamente com  $n$  equações. Para que seja possível encontrar uma única solução para a Equação ( 3-12 ) é necessário definir critérios que estabeleçam relações entre algumas variáveis.

O critério da extração considera que a geração de potência é a única finalidade que possui a turbina. Todos os outros custos de capital e irreversibilidade gerada na turbina são alocados ao produto, ou seja, a potência elétrica/mecânica produzida de modo que os fluxos de vapor que entram e saem da turbina possuem o mesmo custo exergético específico (Kotas, 1985; Silva 2004).

O critério da igualdade considera que além de potência, o vapor que deixa a turbina também constitui um produto. Assim sendo, os custos de capital e irreversibilidade da turbina são distribuídos entre os produtos, ponderados pelo conteúdo exergético de cada um, logo, os custos específicos de potência e vapor possuem o mesmo valor.



Uma vez aplicados os critérios, a solução do sistema linear de equações pode ser feita utilizando-se qualquer ferramenta de cálculos apropriada para este fim. Os resultados deste trabalho foram obtidos por meio do software MATLAB.

## **4 METODOLOGIA PARA ANÁLISE DA COMPOSIÇÃO DO CUSTO DA ELETRICIDADE GERADA POR USINAS TÉRMICAS EM CICLO COMBINADO A GÁS NATURAL**

### **4.1 Descrição do método**

A proposta do método de análise da composição do custo é baseada nos processos de utilização de energia e destruição da exergia contida no combustível por meio dos diversos processos termodinâmicos que compõe uma usina termelétrica de ciclo combinado. O método utiliza a termoeconomia para valorar o custo da degradação da exergia ao longo dos processos, considerando os custos referentes aos insumos e equipamentos utilizados.

Embora o conceito possa ser aplicado a qualquer tipo de usina termelétrica em ciclo combinado ou cogeração, é desenvolvida neste trabalho a modelagem matemática para o caso de configurações com três níveis de pressão na caldeira de recuperação e condensação total do vapor produzido. É possível estudar qualquer configuração da forma  $n \times 1$  ( $n$  conjuntos de turbinas a gás e caldeiras de recuperação, com uma turbina a vapor e condensador) com a modelagem apresentada, desde que todos os conjuntos operem de forma idêntica e em regime permanente.

A modelagem apresentada neste trabalho foi concebida a partir de um modelo complexo de usina, sobre o qual podem ser feitas variações para adaptá-lo a uma determinada configuração que se deseja estudar. As variações e adaptações incluem, por exemplo, uso de reaquecimento, queima suplementar e operação em cargas parciais, além de análises de sensibilidade quanto a parâmetros geométricos dos equipamentos.

O primeiro passo é coletar informações sobre a configuração da usina em estudo, detalhando os equipamentos e suas capacidades principais, propriedades físico-químicas dos fluxos internos ao processo, potências consumidas e produzidas. Os dados que definem os fluxos, ou seja, os conjuntos de propriedades vazão, temperatura, pressão, a partir dos quais se definem a entalpia, entropia e em último caso exergia, podem ser obtidos de diversas formas. Eles podem ser coletados nos sistemas de controle digital de

usinas modernas, ou nos balanços de massa e energia, em documentos de engenharia utilizados como critérios de projeto para sistemas auxiliares ou cálculos baseados na termodinâmica clássica e transferência de calor. GOMES (2001), por exemplo, utilizou para esse fim relações da termodinâmica e transferência de calor, modelando os equipamentos em equações resolvidas com métodos computacionais. Já DONATELLI (1993) utilizou um *software* de simulação de processos e equipamentos, chamado SIMCICLO, que gerou os dados dos fluxos de matéria, enquanto SILVA (2004) utilizou um simulador profissional, chamado GATECYCLE®, amplamente utilizado para projetar usinas termelétricas.

Em seguida, com as capacidades dos equipamentos, estimam-se os respectivos custos individuais, utilizando a formulação proposta mais adiante, que utiliza uma usina de referência para obter dados de custo para fins de comparação. Esses valores serão parametrizados em função das capacidades informadas, o que permite a otimização dos sistemas.

Com o cálculo da exergia de cada fluxo, compõe-se o balanço termoeconômico, sobre o qual são aplicados critérios de partição de custos. Os critérios são equações que definem a distribuição de custos em certas direções, como é explicado em detalhe mais adiante. Um dos critérios que diferencia a metodologia proposta das utilizadas por GOMES (2001) e SILVA (2004) é atribuir valor nulo ao fluxo de gases de exaustão que deixa a chaminé, impondo uma variação linear, dentro da caldeira de recuperação, baseada no conteúdo exergético. Outros critérios como o custo da eletricidade utilizada em equipamentos do ciclo térmico e distribuição do custo da exergia destruída são aplicados e informados na ocasião da formulação dos balanços.

Enfim, tem-se um sistema de equações que quando resolvido informa o custo com base exergética de todos os fluxos da usina. A partir deste ponto, pode-se iterativamente variar capacidades de equipamentos, como áreas de troca de calor, pressões de descarga de bombas, pressão de condensação e temperaturas interiores ao ciclo térmico, uso de reaquecimento ou queima suplementar, buscando o menor valor de custo do trabalho produzido. Pode-se também estudar diversas opções de tecnologia, baseadas em eficiência térmica e custo buscando melhores soluções financeiras e técnicas. O

aperfeiçoamento do projeto da usina depende dos critérios adotados especificamente para cada situação. A Figura 4-1 ilustra o método proposto.

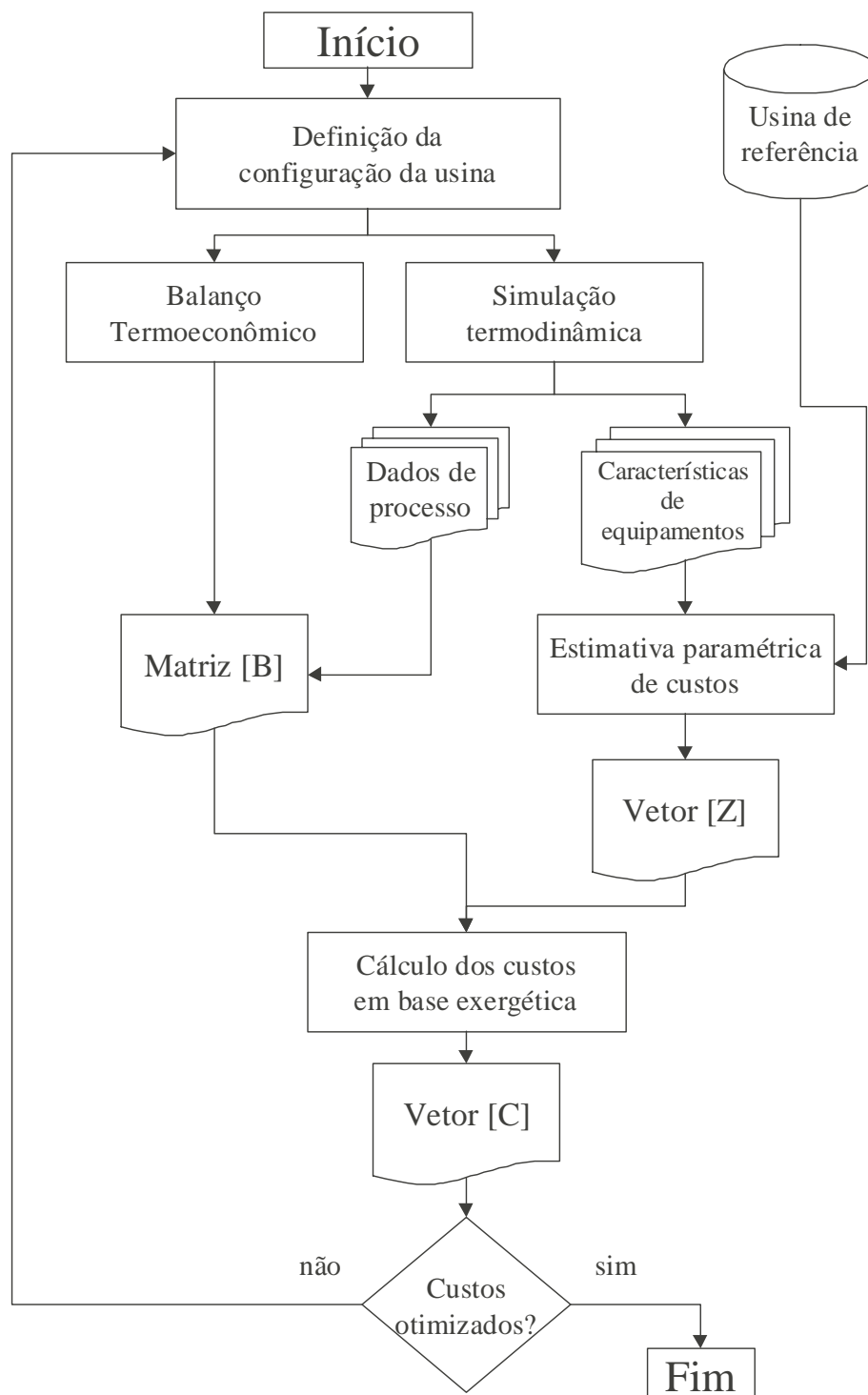


Figura 4-1: Fluxograma do método proposto

## **4.2 Metodologia para Estimativa de Custos**

As estimativas de custos aplicadas a este trabalho têm por função servir como ferramenta para a análise da composição do custo da eletricidade gerada e também servir como parametrização para otimização termoeconômica. Isto significa que os custos dos equipamentos devem responder às variações de capacidade e condições de operação que derivam das simulações termodinâmicas. Em outros termos, os custos dos equipamentos devem ser parametrizados de forma que seja possível não apenas variar as condições de operação, mas variar as capacidades dos equipamentos em si e, portanto fornecer custos para diversas configurações de usina.

Porém, a simulação termodinâmica trata apenas dos equipamentos incluídos no ciclo térmico, deixando de lado os diversos subsistemas auxiliares que compõe usina. Com o objetivo de comparação com a literatura, são assumidas as mesmas premissas consideradas em GAS TURBINE WORLD HANDBOOK (GTW, 2001), que considera apenas os custos da ilha de potência, alinhado aos objetivos de comparação entre tecnologias. De forma a incluir os custos dos sistemas de tratamento de água, utiliza-se o investimento feito nestes para obtenção do custo da reposição da água do ciclo térmico e da torre de resfriamento. O custo dos sistemas elétricos, mais especificamente subestações e transformadores, não é incluído no custo da ilha de potência assim como em GAS TURBINE WORLD HANDBOOK (GTW, 2001). Devido a particularidades de cada projeto, o despacho de eletricidade é feito em uma determinada tensão, que define as características e custos a incorrer, sem apresentar relação com o ciclo térmico em si. O custo destes sistemas, que não é desprezível frente aos demais, pode ser adicionado aos resultados posteriormente, caso seja necessário obter uma visão mais completa dos custos de geração, e não apenas uma análise comparativa. O mesmo tratamento pode ser dado aos custos de operação e manutenção, que também não fazem parte do objeto de estudo deste trabalho.

### **4.2.1 Introdução à metodologia de estimativa de custos**

A estimativa de custos do projeto passa pela previsão dos recursos que serão necessários para o seu desenvolvimento, incluindo também as contingências e incertezas. A

incerteza é inerente ao processo de previsão, sendo que alguns projetos possuem mais ou menos incertezas do que outros. Um profissional especializado na estimativa de custos consegue prever quantos tijolos serão necessários para construir uma parede, com uma margem de erro de 1% a 2%. Com os dados dimensionais da parede ele consegue calcular o número exato de tijolos e adiciona uma margem para material defeituoso e tijolos quebrados durante a construção, utilizando a sua experiência (Meredith; Mantel, 2000).

A complexidade da estimativa de tijolos para uma parede é infinitamente inferior à estimativa de custo para um projeto multidisciplinar e complexo como o estudado neste trabalho. Entretanto, as metodologias descritas em MEREDITH e MANTEL (2000) permanecem válidas e serão utilizadas como base para as estimativas da usina termoelétrica em questão. Seguindo essa metodologia, deve-se em primeiro lugar elaborar uma EAP – Estrutura Analítica do Projeto que tem diversas funções dentro do campo de gerenciamento de projeto, sendo uma delas a de apresentar uma divisão em uma lista hierárquica de tarefas, sub-tarefas e pacotes de trabalho, que em conjunto constituem o projeto em si.

#### **4.2.1.1 Estimativa de Cima-para-baixo (TOP-DOWN)**

Esta técnica baseia-se em coletar os julgamentos e experiências de profissionais seniores e plenos, e avaliar os dados do passado ou de atividades similares, seguindo a EAP. Os profissionais estimam os custos do projeto como um todo e dos diversos subsistemas que o compõe. Os dados são então detalhados até o menor nível. A vantagem deste processo é que estimativas agregadas podem ser divididas em itens menores com bastante precisão, embora alguns poucos elementos possam ser muito significativos (Meredith; Mantel, 2000).

Este processo é vantajoso quando utilizado para itens difíceis de quantificar, como tubulação, válvulas, instrumentos, estrutura metálica e cabos. Os quantitativos gerais podem ser obtidos consultando profissionais e empresas especializadas, sem que seja necessário descer até os mínimos detalhes na divisão.

#### 4.2.1.2 Estimativa de Baixo-para-Cima (BOTTOM – UP)

Neste método, segue-se a EAP desde o nível inferior até o topo, coletando informações sobre cada divisão dela e fazendo as estimativas e chegando a números para cada uma das categorias principais (Meredith; Mantel, 2000).

Este processo é aplicável a itens para os quais se conhecem quantidades e características específicas, como por exemplo, bombas, trocadores de calor e turbinas.

#### 4.2.2 Estimativa de investimento

Em BOHEM (1987), encontra-se um método para estimativa de custo de equipamentos baseado em um custo e capacidade de referência, respectivamente  $C_r$  e  $S_r$ . Para estimar o custo de um equipamento com características construtivas similares, mas com uma capacidade  $S$  diferente da referência. Pode-se obter seu custo  $C$  através da Equação ( 4-1 ) :

$$C_{equip} = C_r \times \left( \frac{S}{S_r} \right)^m \quad ( 4-1 )$$

O coeficiente  $m$  varia de acordo com o tipo de equipamento, geralmente ficando entre 0,5 e 1,0. As correlações são válidas para faixas de capacidade, encontradas juntamente com os valores de referência e com o coeficiente  $m$ . A vantagem intrínseca a este método é a variação paramétrica do custo do equipamento em função da sua capacidade.

Outra referência utilizada é MEANS (2002), que é atualizado anualmente de acordo com a evolução tecnológica e variações do mercado. MEANS (2002) oferece custos relacionados não só aos equipamentos, mas também aos materiais e mão-de-obra empregados para a instalação e testes dos equipamentos, gerando estimativas dos custos totais mais precisas.

Para os equipamentos principais, cujos custos representam grandes partes da estimativa, ou aqueles não relacionados nas tabelas ou faixas de validade das relações de BOHEM

(1987) ou MEANS (2002), são utilizados CORREGIARI e BORELLI (2000), que lista com detalhes os custos dos diversos componentes específicos de usinas termelétricas. Custos de turbinas a gás são informados em GAS TURBINE WORLD (GTW, 2005), de acordo com o modelo e fabricante.

Para parametrizar os custos dos equipamentos em função de suas respectivas capacidades, define-se uma usina de referência, com custos baseados na EAP de uma usina de referência e obtidos através de BOHEM (1987), MEANS (2002) e CORREGIARI e BORELLI (2002). A parametrização dos custos é então feita sobre cada item da EAP, utilizando-se da Equação ( 4-1 ) e dos coeficientes  $m$  de BOHEM (1987).

### **4.3 Simulação termodinâmica**

Para efeito deste trabalho, os dados de entrada são resultados de uma simulação do software GATECYCLE® v.5.5.1, de propriedade da General Electric Power Systems Inc..

É importante ressaltar que a aplicação do método de análise da composição do custo é independente da forma de obtenção dos dados termodinâmicos, mas sua precisão interfere diretamente sobre os resultados.

### **4.4 Balanço Termoeconômico**

Segue abaixo a formulação das equações de balanço termoeconômico que juntas forma a matriz [B] definida na Equação ( 3-12 ). Os valores colocados a direita das equações do formam o vetor [Z].

A formulação segue a configuração mostrada na Figura 4-2, que representa um modelo bastante comum de usina termelétrica, contando ainda com equipamentos opcionais que podem ser ativados ou não dependendo do modo de operação desejado.



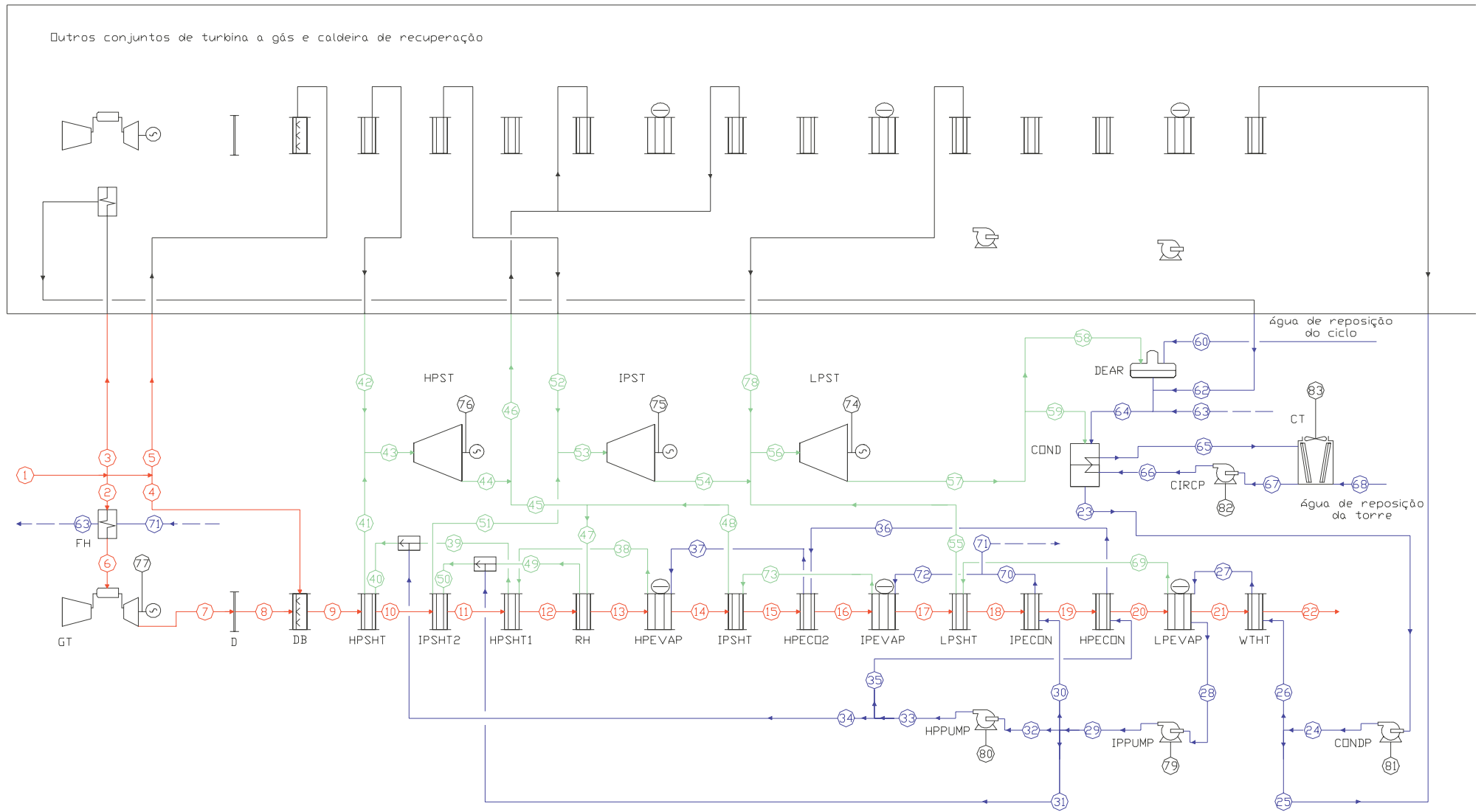


Figura 4-2: Configuração do ciclo térmico em estudo

<b>Sigla</b>	<b>Equipamento</b>
GT	<b>Turbina a gás</b>
D	Duto (conexão entre a turbina e a caldeira de recuperação)
HPPUMP	Bomba de alimentação da caldeira – alta pressão
IPPUMP	Bomba de alimentação da caldeira – pressão intermediária
CONDP	Bomba de condensado
CIRCP	Bomba de água de circulação
COND	Condensador
DEAR	Desaerador
CT	Torre de resfriamento
<b>Caldeira de Recuperação</b>	
DB	Módulo de queima suplementar
HPSHT	Superaquecedor de alta pressão
IPSTH2	Superaquecedor de pressão intermediária II
HPSHT1	Superaquecedor de alta pressão I
RH	Módulo de reaquecimento
HPEVAP	Evaporador de alta pressão
IPSHT	Superaquecedor de pressão intermediária
HPECO2	Economizador de alta pressão II
IPEVAP	Evaporador de pressão intermediária
LPSHT	Superaquecedor de baixa pressão
IPECON	Economizador de pressão intermediária
HPECON	Economizador de alta pressão
LPEVAP	Evaporador de baixa pressão
WTHT	Aquecedor de água
FH	Aquecedor de gás natural
<b>Turbina a Vapor</b>	
HPST	Seção de alta pressão
IPST	Seção de pressão intermediária
LPST	Seção de baixa pressão

Tabela 4-1: Nomenclatura dos equipamentos do ciclo combinado em estudo

#### 4.4.1 Gás Natural

Todos os fluxos de gás natural que entram no volume de controle têm o mesmo custo específico com base exergética, portanto:

$$C_1 = C_2 = C_3 = C_4 = C_5 = C_{\text{gás natural}} \quad (4-2)$$

Para efeito de preenchimento da matriz [B], a Equação ( 4-2 ) deve ser desdobrada em cinco relações equivalentes, como segue:

$$\begin{aligned} C_1 &= C_{\text{gás natural}} \\ C_1 - C_2 &= 0 \\ C_1 - C_3 &= 0 \\ C_1 - C_4 &= 0 \\ C_1 - C_5 &= 0 \end{aligned} \quad (4-3)$$

A parcela  $C_{\text{gás natural}}$  representa o custo exergético específico do gás natural, que não é uma incógnita e sim um custo conhecido, fazendo então parte do vetor [Z].

#### 4.4.2 Aquecedor de gás natural (FH)

$$B_2 C_2 - B_6 C_6 - B_{63} C_{63} + B_{71} C_{71} = -Z_{FH} \quad (4-4)$$

Com o objetivo de transferir todo o custo do processo de aquecimento ao fluxo de gás natural, aplica-se o critério da Extração, da seguinte forma:

$$C_{63} - C_{71} = 0 \quad (4-5)$$

#### 4.4.3 Turbina a gás (GT)

$$B_6 C_6 - B_7 C_7 - B_{77} C_{77} = -Z_{GT} \quad (4-6)$$

Aplicando-se o critério da Extração na Equação ( 4-6 ), tem-se:

$$C_6 - C_7 = 0 \quad (4-7)$$

#### 4.4.4 Conexão entre a turbina a gás e a caldeira de recuperação (D)

$$B_7 C_7 - B_8 C_8 = 0 \quad (4-8)$$

#### 4.4.5 Caldeira de Recuperação

##### 4.4.5.1 Módulo de Queima Suplementar (DB)

$$B_4 C_4 + B_8 C_8 - B_9 C_9 = -Z_{DB} \quad (4-9)$$

##### 4.4.5.2 Superaquecedor de Alta Pressão (HPSHT)

$$B_9 C_9 - B_{10} C_{10} + B_{40} C_{40} - B_{41} C_{41} = -Z_{HPSHT} \quad (4-10)$$

##### 4.4.5.3 Superaquecedor de Pressão Intermediária II (IPSHT2)

$$B_{10} C_{10} - B_{11} C_{11} + B_{50} C_{50} - B_{51} C_{51} = -Z_{IPSHT2}$$

( 4-11 )

#### 4.4.5.4 Superaquecedor de Alta Pressão I (HPSHT1)

$$B_{11}C_{11} - B_{12}C_{12} + B_{38}C_{38} - B_{39}C_{39} = -Z_{HPSHT1}$$

( 4-12 )

#### 4.4.5.5 Reaquecedor (RH)

$$B_{12}C_{12} - B_{13}C_{13} + B_{47}C_{47} - B_{49}C_{49} = -Z_{RH}$$

( 4-13 )

#### 4.4.5.6 Evaporador de Alta Pressão (LPEVAP)

$$B_{13}C_{13} - B_{14}C_{14} + B_{37}C_{37} - B_{38}C_{38} = -Z_{HPEVAP}$$

( 4-14 )

#### 4.4.5.7 Superaquecedor de Pressão Intermediária (IPSHT)

$$B_{14}C_{14} - B_{15}C_{15} - B_{48}C_{48} + B_{73}C_{73} = -Z_{IPSHT}$$

( 4-15 )

#### 4.4.5.8 Economizador de Alta Pressão II (HPECO2)

$$B_{15}C_{15} - B_{16}C_{16} + B_{36}C_{36} - B_{37}C_{37} = -Z_{HPECO2}$$

( 4-16 )

#### 4.4.5.9 Evaporador de Pressão Intermediária (IPEVAP)

$$B_{16}C_{16} - B_{17}C_{17} + B_{72}C_{72} - B_{73}C_{73} = -Z_{IPEVAP} \quad (4-17)$$

#### 4.4.5.10 Superaquecedor de Baixa Pressão (LPSHT)

$$B_{17}C_{17} - B_{18}C_{18} - B_{55}C_{55} + B_{69}C_{69} = -Z_{LPSHT} \quad (4-18)$$

#### 4.4.5.11 Economizador de Pressão Intermediária (IPECON)

$$B_{18}C_{18} - B_{19}C_{19} + B_{30}C_{30} - B_{70}C_{70} = -Z_{IPECON} \quad (4-19)$$

O fluxo 70 divide-se em dois (71 e 72) para atender outros processos, portanto o custo específico de ambas as correntes de saída devem necessariamente ser iguais:

$$C_{70} = C_{71} = C_{72} \quad (4-20)$$

A Equação ( 4-20 ) escrita na forma do preenchimento da matriz [B] e do vetor [Z], fica na forma:

$$\begin{aligned} C_{70} - C_{71} &= 0 \\ C_{70} - C_{72} &= 0 \end{aligned} \quad (4-21)$$

#### 4.4.5.12 Economizador de Alta Pressão (HPECON)

$$B_{19}C_{19} - B_{20}C_{20} + B_{35}C_{35} - B_{36}C_{36} = -Z_{HPECON} \quad (4-22)$$

#### 4.4.5.13 Evaporador de Baixa Pressão (LPEVAP)

$$B_{20}C_{20} - B_{21}C_{21} + B_{27}C_{27} - B_{28}C_{28} - B_{69}C_{69} = -Z_{LPEVAP} \quad (4-23)$$

O evaporador de baixa pressão é um caso especial no qual um novo critério deve ser aplicado para a distribuição de custos. Os fluxos de saída 28 e 69 têm o mesmo custo exergético específico, pois são gerados pelo mesmo insumo, pelo mesmo processo, dentro do mesmo equipamento. O fluxo 21 terá seu custo calculado de outra forma, discutida mais adiante.

$$C_{28} - C_{69} = 0 \quad (4-24)$$

#### 4.4.5.14 Aquecedor de água (WTHT)

$$B_{21}C_{21} - B_{22}C_{22} + B_{26}C_{26} - B_{27}C_{27} = -Z_{WTHT} \quad (4-25)$$

#### 4.4.5.15 Dessuperaquecedor de Alta Pressão

$$B_{34}C_{34} + B_{39}C_{39} - B_{40}C_{40} = 0 \quad (4-26)$$

#### 4.4.5.16 Dessuperaquecedor de reaquecimento

$$B_{49}C_{49} + B_{31}C_{31} - B_{50}C_{50} = 0 \quad (4-27)$$

## 4.4.6 Turbina a Vapor

### 4.4.6.1 Seção de Alta Pressão (HPST)

$$B_{43}C_{43} - B_{44}C_{44} - B_{76}C_{76} = -Z_{HPST} \quad (4-28)$$

Aplicando o critério da Extração na Equação ( 4-28 ), tem-se:

$$C_{43} - C_{44} = 0 \quad (4-29)$$

Os fluxos 41 e 42 têm a mesma procedência, mas em caldeiras distintas, e como a junção dos dois forma o fluxo 43:

$$C_{41} = C_{42} = C_{43} = C_{44} = C_{45} = C_{46} \quad (4-30)$$

O que resulta em:

$$\begin{aligned} C_{41} - C_{42} &= 0 \\ C_{41} - C_{43} &= 0 \\ C_{44} - C_{45} &= 0 \\ C_{44} - C_{46} &= 0 \end{aligned} \quad (4-31)$$

### 4.4.6.2 Seção de Pressão Intermediária (IPST)

$$B_{53}C_{53} - B_{54}C_{54} - B_{75}C_{75} = -Z_{IPST} \quad (4-32)$$

Aplicando o critério da Extração na Equação ( 4-32 ), tem-se:



$$C_{53} - C_{54} = 0 \quad (4-33)$$

Os fluxos 51 e 52 têm a mesma procedência, mas em caldeiras distintas, e como a junção dos dois forma o fluxo 53:

$$C_{51} = C_{52} = C_{53} \quad (4-34)$$

O que resulta em:

$$\begin{aligned} C_{51} - C_{52} &= 0 \\ C_{51} - C_{53} &= 0 \end{aligned} \quad (4-35)$$

#### 4.4.6.3 Seção de Baixa Pressão (LPST)

$$B_{56}C_{56} - B_{57}C_{57} - B_{74}C_{74} = -Z_{LPST} \quad (4-36)$$

Aplicando o critério da Extração na Equação ( 4-36 ), tem-se:

$$C_{56} - C_{57} = 0 \quad (4-37)$$

Na entrada da seção de baixa pressão tem-se a junção de diversos fluxos, logo:

$$B_{54}C_{54} + B_{55}C_{55} - B_{56}C_{56} + B_{78}C_{78} = 0 \quad (4-38)$$

Os fluxos 55 e 78 têm a mesma procedência, mas em caldeiras distintas:

$$C_{78} - C_{55} = 0 \quad (4-39)$$

#### 4.4.7 Desaerador (DEAR)

$$B_{58}C_{58} + B_{60}C_{60} - B_{61}C_{61} = -Z_{DEAR} \quad (4-40)$$

O fluxo 60 representa a água de reposição do ciclo térmico, que não é uma variável, mas outro dado de entrada pertencente ao vetor [Z]:

$$C_{60} = C_{\text{make up}} \quad (4-41)$$

Os fluxos 62 e 63 são produtos do mesmo processo em caldeiras diferentes, portanto:

$$C_{62} - C_{63} = 0 \quad (4-42)$$

#### 4.4.8 Condensador (COND)

$$-B_{23}C_{23} + B_{59}C_{59} + B_{64}C_{64} - B_{65}C_{65} + B_{66}C_{66} = -Z_{CONDENSER} \quad (4-43)$$

Como o Condensador é um equipamento com muitas entradas e saídas, faz-se necessária a aplicação de mais um critério de distribuição de custos. Como existe uma grande destruição de exergia no processo de condensação associada à rejeição de calor,

o princípio adotado é de distribuir esse custo igualmente sobre as saídas do sistema, logo:

$$C_{23} - C_{65} = 0 \quad (4-44)$$

#### 4.4.9 Bomba de condensado (CONDP)

$$B_{23}C_{23} - B_{24}C_{24} + B_{81}C_{81} = -Z_{CONDP} \quad (4-45)$$

A bomba de condensado é o primeiro equipamento, até este ponto, que recebe trabalho externo. Como discutido anteriormente, o custo a ser utilizado para o fluxo 81, que representa esse trabalho, deverá ser uma composição dos custos de geração de eletricidade da usina. Considerando-se então que os fluxos 74, 75, 76 e 77 representam respectivamente os custos do trabalho gerado pela turbina de baixa pressão, pressão intermediária, alta pressão e turbina a gás, o critério para o cálculo do custo do fluxo 81 é:

$$C_{81} = \frac{C_{74}B_{74} + C_{75}B_{75} + C_{76}B_{76} + nC_{77}B_{77}}{B_{74} + B_{75} + B_{76} + nB_{77}} \quad (4-46)$$

O índice n refere-se ao número de turbinas a gás existem na configuração em estudo.

O fluxo 24 divide-se em 25 e 26 para atender a processos análogos, logo:

$$\begin{aligned} C_{24} - C_{25} &= 0 \\ C_{24} - C_{26} &= 0 \end{aligned} \quad (4-47)$$

#### 4.4.10 Bomba de alimentação da caldeira – pressão intermediária (IPPUMP)

$$B_{28}C_{28} - B_{29}C_{29} + B_{79}C_{79} = -Z_{IPPUMP} \quad (4-48)$$

Analogamente ao item anterior,

$$C_{79} - C_{81} = 0 \quad (4-49)$$

O fluxo 29 divide-se em 30, 31 e 32 para atender a outros processos, logo:

$$\begin{aligned} C_{29} - C_{30} &= 0 \\ C_{29} - C_{31} &= 0 \\ C_{29} - C_{32} &= 0 \end{aligned} \quad (4-50)$$

#### 4.4.11 Bomba de alimentação da caldeira – alta pressão (HPPUMP)

$$B_{32}C_{32} - B_{33}C_{33} + B_{80}C_{80} = -Z_{HPPUMP} \quad (4-51)$$

Analogamente ao item anterior,

$$C_{79} - C_{80} = 0 \quad (4-52)$$

O fluxo 33 divide-se em 34 e 35 para atender a outros processos, logo:

$$\begin{aligned} C_{33} - C_{34} &= 0 \\ C_{33} - C_{35} &= 0 \end{aligned}$$

( 4-53 )

#### 4.4.12 Bomba de água de circulação (CIRCP)

$$B_{67}C_{67} - B_{66}C_{66} + B_{82}C_{82} = -Z_{CIRCWP}$$

( 4-54 )

Analogamente ao item anterior,

$$C_{79} - C_{82} = 0$$

( 4-55 )

#### 4.4.13 Torre de Resfriamento (CT)

$$B_{65}C_{65} - B_{67}C_{67} + B_{68}C_{68} + B_{83}C_{83} = -Z_{CT}$$

( 4-56 )

Analogamente ao item anterior,

$$C_{79} - C_{83} = 0$$

( 4-57 )

#### 4.4.14 Gases de Exaustão

Os gases de exaustão da turbina a gás possuem valor monetário, em termos de termoeconomia, pois a partir deles é gerado o vapor que move as turbinas. Porém na saída da chaminé, os mesmos gases já não têm mais utilização, portanto não devem carregar custo. A hipótese contrária, adotada por GOMES (2001) quando aplicou o critério da extração a todos os módulos da caldeira, deixa de descarregar custos relacionados à ineficiência da usina sobre o trabalho produzido, consequentemente apresentando um custo artificialmente mais baixo para este último. Ao impor valor

monetário nulo para a saída das chaminés, descarrega-se sobre o restante dos produtos um custo que de outra forma seria jogado para a atmosfera.

Como há utilização e portanto valor monetário no gás que sai das turbinas e no gás que sai dos módulos de queima suplementar, e na saída das chaminés o valor monetário é necessariamente nulo, deve-se definir uma lei de variação para o mesmo no interior da caldeira, respeitando sempre o conteúdo exergético e suas variações. SILVA (2004) usou um critério que se assemelha a uma função degrau, na qual o custo exergético específico é conservado ao longo dos módulos da caldeira, aplicando-se a extração da mesma maneira que GOMES (2001), mas no último módulo, no caso o aquecedor de água (WTHT), o valor é levado a zero. Este critério atinge o objetivo de alocar os custos da geração de irreversibilidade da caldeira sobre o vapor, seja ele de alta, intermediária ou baixa pressão, pois o produto do aquecedor de água é insumo comum a todos os níveis de pressão da caldeira. Porém, gerações de irreversibilidade individuais de cada equipamento não são, novamente, totalmente alocadas aos custos de seus respectivos produtos. Propõe-se então alocar os custos em cada equipamento, por meio de uma lei de variação que leve em consideração a variação do conteúdo exergético na entrada e saída de cada módulo.

Considere-se uma caldeira de recuperação com  $n$  componentes, nos quais a queda do conteúdo exergético dos gases de exaustão em um módulo  $i$  é  $\Delta B_i$  e a queda total dentro da caldeira, após os  $n$  módulos é  $\Delta B$ . Assumindo que o valor do custo dos gases de exaustão com base exergética cai linearmente dentro de cada módulo de acordo com a queda no conteúdo exergético dos gases de exaustão, tem-se a seguinte relação, aplicada à cada módulo:

$$C_i = a_i C_{i-1} + b \quad (4-58)$$

A hipótese acima não implica necessariamente em afirmar que o custo exergético dos gases de exaustão decrescerá linearmente ao longo da caldeira, mas apenas dentro de seus módulos, e a taxas diferentes.

Para que a variação individual de custo guarde proporcionalidade com o conteúdo exergético,

$$a_i = 1 - \frac{B_i - B_{i-1}}{B_1 - B_n} = 1 - \frac{\Delta B_i}{\Delta B} \quad (4-59)$$

Sabe-se que o valor dos gases de saída do último módulo é nulo, logo:

$$b = \left( \frac{\Delta B_n}{\Delta B} - 1 \right) C_{n-1} \quad (4-60)$$

Substituindo esse resultado na Equação ( 4-58 ) resulta:

$$C_i = \left( 1 - \frac{\Delta B_i}{\Delta B} \right) C_{i-1} + \left( \frac{\Delta B_n}{\Delta B} - 1 \right) C_{n-1} \quad (4-61)$$

## 5 RESULTADOS

Como primeira aplicação do método, apresenta-se na Tabela 5-1 simulações de usinas em configuração 1x1, aplicando-se diversas tecnologias de diferentes fabricantes de turbinas a gás. A configuração da caldeira de recuperação assumida para esta simulação é uma na qual cada nível de pressão tem apenas três módulos e não há reaquecimento ou queima suplementar. Sendo assim, os seguintes módulos não são acionados: IPSHT2, HPSHT1, RH e HP ECON. Foi permitido ao restante dos módulos adaptarem-se às condições dos gases de exaustão a fim de obterem-se os melhores resultados para esta dada configuração.

Modelo de turbina a gás		SWPC 501G	ABB GT24	SWPC 501FD	GE PG7421FA	SWPC 501DA	GE PG9171E
Potência da Turbina a Gás	MW	212,73	167,61	168,07	157,52	109,85	112,84
Potência da usina	MW	311,11	247,21	249,47	239,63	166,49	172,52
Eficiência exergética da Turbina a Gás		0,36	0,35	0,35	0,34	0,32	0,31
Eficiência exergética da usina		0,53	0,52	0,52	0,51	0,49	0,48
Potência da Turbina a Vapor - Alta Pressão	MW	29,02	23,94	23,91	24,25	14,82	15,82
Potência da Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	MW	27,69	22,54	22,97	23,14	16,27	17,12
Potência da Turbina a Vapor - Baixa Pressão	MW	41,66	33,11	34,52	34,72	25,55	26,75
Custo de Instalação*	US\$/kW	324,67	314,05	336,39	348,70	385,16	382,63
Custo da eletricidade - Turbina a Gás	US\$/MWh	17,60	17,18	17,72	17,59	18,23	18,51
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Alta Pressão	US\$/MWh	41,86	42,26	42,68	42,58	47,61	47,07
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	US\$/MWh	45,17	45,42	45,88	45,82	50,84	50,23
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Baixa Pressão	US\$/MWh	61,47	61,50	62,52	62,48	66,45	66,01
<b>Custo Médio da Eletricidade</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>28,20</b>	<b>28,12</b>	<b>28,90</b>	<b>29,35</b>	<b>31,43</b>	<b>31,64</b>

(\*) Os custos de instalação apresentados são referentes apenas à ilha de potência, que compreende a(s) turbina(s) a gás, turbina a vapor, caldeira(s), condensador e bombas de condensado e água de alimentação da(s) caldeira(s).

Tabela 5-1: Estudo de configuração de tecnologias de turbinas a gás



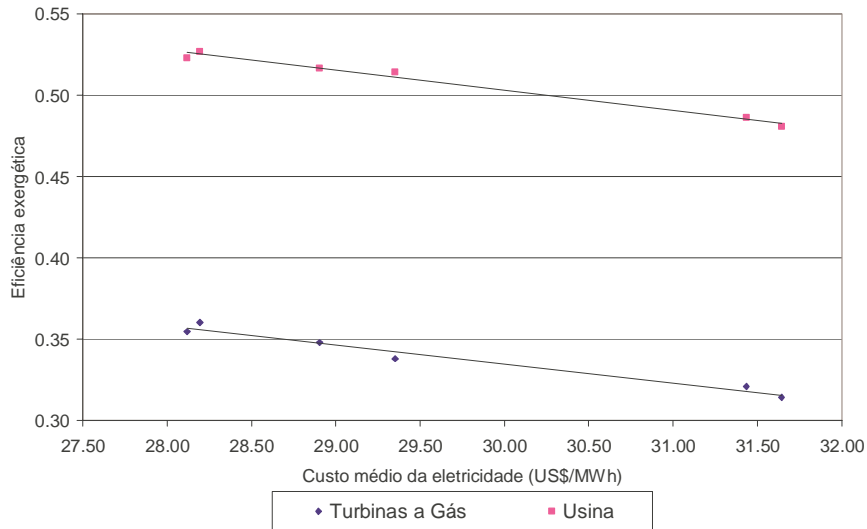


Figura 5-1: Estudo de tecnologias de turbinas a gás – Eficiência exergética

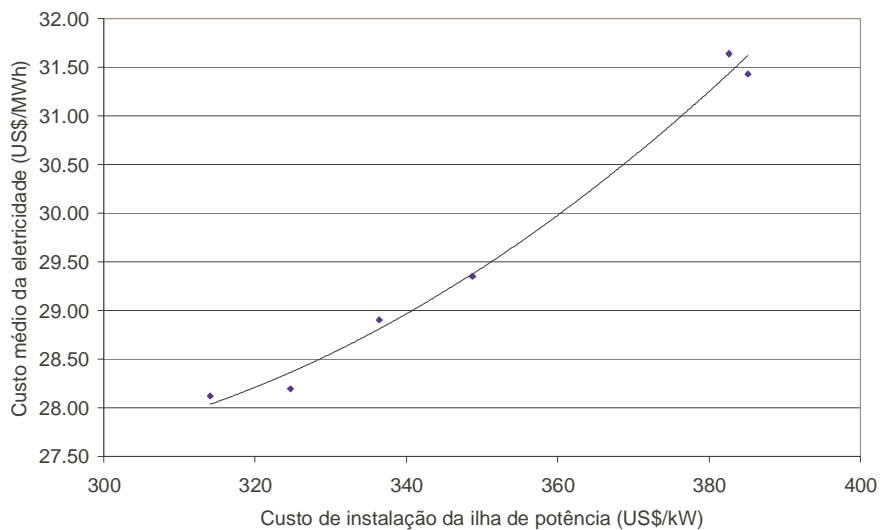


Figura 5-2: Estudo de tecnologias de turbinas a gás – Custo de instalação

Analisando-se a Tabela 5-1, Figura 5-1 e Figura 5-2, percebe-se a relação entre o custo de instalação das máquinas e sua eficiência exergética sobre o custo da eletricidade gerada. O caso da máquina ABB GT24 mostra que mesmo com uma eficiência exergética menor do que a SPWC 501G, seu custo de instalação afeta o custo da eletricidade gerada, fazendo-o mais atraente mesmo se comparado ao de uma turbina de mesmo porte com eficiência similar como, por exemplo, a SWPC 501FD.

Uma análise mais profunda feita sobre a Tabela 5-1 permite estudar a formação do custo médio da eletricidade gerada como função dos custos encontrados em cada seção da turbina a vapor e da turbina a gás. O custo mais baixo é o da turbina a gás, em todos os casos, e então para levar-se o custo médio a um valor inferior, uma das alternativas é elevar sua produção, através de configurações 2x1 e 3x1, como mostra a Tabela 5-2, obtida utilizando-se a máquina ABB GT24. Outro fator de interesse é o fato que a eletricidade gerada pela seção de baixa pressão da turbina a vapor apresenta o maior custo. Deve-se portanto priorizar a produção de eletricidade nas outras seções da turbina a vapor, através de otimização da caldeira de recuperação.

<b>Configuração da usina</b>		<b>1 x 1</b>	<b>2 x 1</b>	<b>3 x 1</b>
Potência da Turbina a Gás	MW	167,61	167,61	167,61
Potência da usina	MW	247,21	490,12	567,96
Eficiência exergética da Turbina a Gás		0,35	0,35	0,35
Eficiência exergética da usina		0,52	0,52	0,52
Potência da Turbina a Vapor - Alta Pressão	MW	23,94	49,28	74,63
Potência da Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	MW	22,54	44,98	67,42
Potência da Turbina a Vapor - Baixa Pressão	MW	33,11	66,05	98,99
Custo de Instalação (ilha de potência)	US\$/kW	314,05	257,17	221,92
Custo da eletricidade - Turbina a Gás	US\$/MWh	17,18	17,17	17,17
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Alta Pressão	US\$/MWh	42,26	38,84	37,51
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	US\$/MWh	45,42	42,69	41,65
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Baixa Pressão	US\$/MWh	61,50	47,22	43,11
<b>Custo Médio da Eletricidade</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>28,12</b>	<b>25,65</b>	<b>24,88</b>

Tabela 5-2: Estudo de configurações N x 1

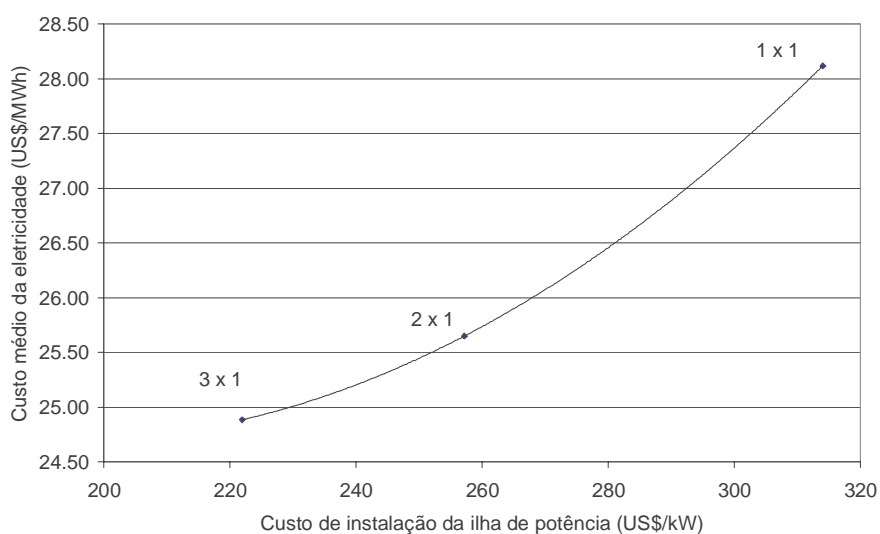


Figura 5-3: Estudo de configurações N x 1

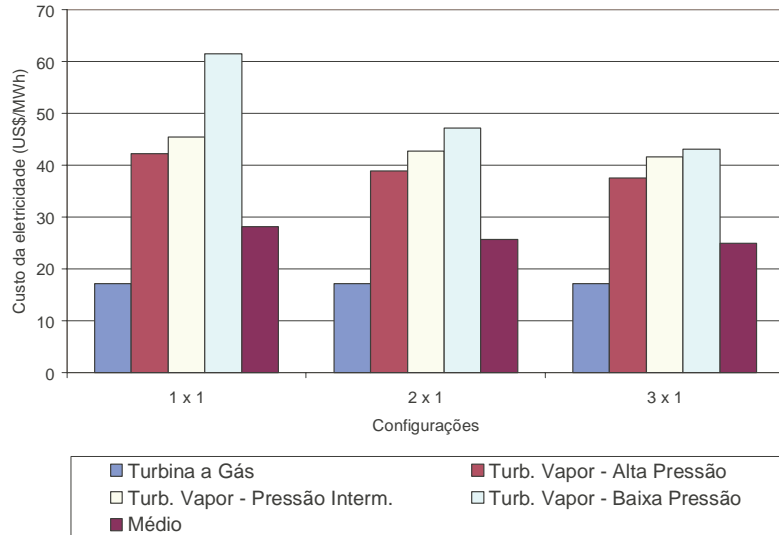


Figura 5-4: Estudo de configurações N x 1 – Composição do Custo

Como se pode notar analisando a Tabela 5-2, ao adicionarem-se mais turbinas a gás, o custo médio sofreu alterações significativas. O custo de instalação também decresceu, denotando um ganho de escala considerável. Porém, o custo da eletricidade na seção de baixa pressão permanece afetando o custo médio. Em termos de otimização, para solucionar-se este problema, deve-se utilizar a exergia dos gases de exaustão para produção de mais vapor de pressões alta e intermediária, com o objetivo de minimizar a produção de vapor de baixa pressão. Como a caldeira de recuperação simulada já se apresenta em condições ótimas de desempenho dentro das possibilidades da sua configuração, acionam-se os módulos auxiliares anteriormente desligados, o que significa em última análise, aumentar a área de troca de calor nas seções mencionadas. Como consequência, eleva-se o custo de instalação da usina. A Tabela 5-3 apresenta os resultados para uma configuração 2x1 utilizando-se a turbina ABB GT24.

<b>Estudo</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>
Potência da Turbina a Gás	MW	167,61	167,48	167,48
Potência da usina	MW	490,12	505,81	512,01
Eficiência exergética da Turbina a Gás		0,35	0,36	0,36
Eficiência exergética da usina		0,52	0,54	0,55
Potência da Turbina a Vapor - Alta Pressão	MW	49,28	41,15	41,15
Potência da Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	MW	44,98	60,91	60,95
Potência da Turbina a Vapor - Baixa Pressão	MW	66,05	73,79	79,90
Custo de Instalação (ilha de potência)	US\$/kW	257,17	264,18	260,98
Custo da eletricidade - Turbina a Gás	US\$/MWh	17,17	17,28	17,28
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Alta Pressão	US\$/MWh	38,84	45,37	40,69
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Pressão Intermediária	US\$/MWh	42,69	30,97	28,45
Custo da eletricidade - Turbina a Vapor - Baixa Pressão	US\$/MWh	47,22	45,73	36,01
<b>Custo Médio da Eletricidade</b>	<b>US\$/MWh</b>	<b>25,65</b>	<b>25,21</b>	<b>23,41</b>

Tabela 5-3: Otimização do ciclo térmico

O Estudo 1 mostra os resultados da caldeira originalmente simulada. No Estudo 2 estão os resultados para uma caldeira com reaquecimento e diversos módulos intermediários nas seções de alta e intermediária pressões. Pode-se constatar o aumento de eficiência da usina, porém o reaquecimento rearranjou a utilização da exergia pela caldeira, produzindo mais vapor e, portanto potência na seção de pressões intermediária e baixa. O custo de ambas sofreu uma redução, que conduziu à redução do custo médio, entretanto a eletricidade gerada pela seção de baixa pressão continua com custo elevado, que aliado à sua alta produção penaliza o custo médio.

No Estudo 3 apresentam-se os resultados para otimização da pressão do condensador. Ao reduzir a pressão de condensação de 0,1 bar(a) para 0,06 bar(a) reduz-se também a destruição de exergia associada à rejeição de calor que ocorre neste equipamento, reduzindo assim o custo da água de alimentação, afetando toda a geração de eletricidade por meio de vapor e em especial a seção de baixa pressão, que em adição, tem sua potência elevada. Como o custo de instalação sofreu redução, conclui-se que o investimento em um condensador mais eficiente, bombas de água de circulação e torre de resfriamento de maior porte foi inferior ao benefício gerado em termos de potência produzida pela usina.

Para proporcionar o melhor entendimento das modificações feitas em cada um dos estudos mencionados, a Tabela 5-4, traz os *pinch points* dos evaporadores e *approach*

*temperatures* (entrada do gás / saída de vapor ou água) dos outros trocadores de calor da caldeira de recuperação.

	Estudo 1	Estudo 2 & 3
<b>HPSHT</b>	<b>88</b>	<b>88</b>
<b>IPSTH2</b>	*	<b>32</b>
<b>HPSHT1</b>	*	<b>130</b>
<b>RH</b>	*	<b>31</b>
<b>HPEVAP</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>IPSHT</b>	<b>30</b>	<b>20</b>
<b>HPECO2</b>	<b>50</b>	<b>15</b>
<b>IPEVAP</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>LPSHT</b>	<b>10</b>	<b>16</b>
<b>IPECON</b>	<b>35</b>	<b>28</b>
<b>HPECON</b>	*	<b>13</b>
<b>LPEVAP</b>	<b>10</b>	<b>10</b>
<b>WTHT</b>	<b>40</b>	<b>29</b>

(\*) Módulo desligado

(\*\*) Valores em °C

Tabela 5-4: *Pinch Points* e *approach temperatures* dos módulos das caldeiras

A Tabela 5-5 mostra os resultados obtidos para a configuração 2x1 com turbina ABB GT24 otimizada utilizando-se o método proposto.

	<b>m</b>	<b>p</b>	<b>T</b>	<b>h</b>	<b>s</b>	<b>b</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>C</b>	<b>C</b>
	<b>kg/s</b>	<b>bar</b>	<b>C</b>	<b>kJ/kg</b>	<b>kJ/kgK</b>	<b>kJ/kg</b>	<b>kW</b>	<b>US\$ / kJ (1e-3)</b>	<b>US\$ / MWh</b>	<b>US\$ / t</b>
<b>1</b>	17,98	34,47	25,00	20,83	-	52324,49	940590,72	0,0028	10,08	146,51
<b>2</b>	8,99	34,47	25,00	20,83	-	52324,49	470295,33	0,0028	10,08	146,51
<b>3</b>	8,99	34,47	25,00	20,83	-	52324,49	470295,33	0,0028	10,08	146,51
<b>4</b>	-	34,47	25,00	20,83	-	52324,49	-	0,0028	10,08	146,51
<b>5</b>	-	34,47	25,00	20,83	-	52324,49	-	0,0028	10,08	146,51
<b>6</b>	8,99	34,47	141,12	298,93	-	52379,69	470791,47	0,0029	10,44	151,90
<b>7</b>	373,29	1,03	654,59	720,18	-	675,00	251971,85	0,0029	10,44	1,96
<b>8</b>	373,29	1,01	654,59	720,18	-	673,09	251258,76	0,0029	10,44	1,95
<b>9</b>	373,29	1,01	654,59	720,18	-	673,09	251258,76	0,0029	10,44	1,95
<b>10</b>	373,29	1,01	628,10	688,17	-	634,06	236691,52	0,0026	9,36	1,65
<b>11</b>	373,29	1,01	611,21	667,89	-	609,44	227500,14	0,0024	8,64	1,46
<b>12</b>	373,29	1,01	538,78	581,75	-	506,34	189013,94	0,002	7,20	1,01
<b>13</b>	373,29	1,01	489,93	524,38	-	439,33	163998,05	0,0017	6,12	0,75
<b>14</b>	373,29	1,01	341,04	353,76	-	251,13	93745,47	0,0011	3,96	0,28
<b>15</b>	373,29	1,01	337,16	349,42	-	246,62	92061,00	0,001	3,60	0,25
<b>16</b>	373,29	1,01	271,92	276,62	-	174,45	65119,93	0,0008	2,88	0,14
<b>17</b>	373,29	1,01	242,30	243,94	-	144,28	53860,50	0,0006	2,16	0,09
<b>18</b>	373,29	1,01	240,40	241,88	-	142,42	53162,94	0,0005	1,80	0,07
<b>19</b>	373,29	1,01	233,39	234,17	-	135,57	50607,66	0,0004	1,44	0,05
<b>20</b>	373,29	1,01	193,21	190,27	-	98,59	36803,79	0,0003	1,08	0,03

	<b>m</b>	<b>p</b>	<b>T</b>	<b>h</b>	<b>s</b>	<b>b</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>C</b>	<b>C</b>
	<b>kg/s</b>	<b>bar</b>	<b>C</b>	<b>kJ/kg</b>	<b>kJ/kgK</b>	<b>kJ/kg</b>	<b>kW</b>	<b>US\$ / kJ (1e-3)</b>	<b>US\$ / MWh</b>	<b>US\$ / t</b>
21	373,29	1,01	156,63	150,63	-	68,62	25614,39	0,0001	0,36	0,01
22	373,29	1,01	91,00	80,19	-	25,83	9642,43	0	-	-
23	132,25	0,06	33,96	142,22	0,49	8,66	1144,66	0,6056	2180,77	5,24
24	132,25	4,55	34,07	143,08	0,49	9,15	1210,20	0,5742	2067,70	5,25
25	66,13	4,55	34,07	143,08	0,49	9,15	605,10	0,5742	2067,70	5,25
26	66,13	4,55	34,07	143,08	0,49	9,15	605,10	0,5742	2067,70	5,25
27	66,13	4,35	127,75	536,82	1,61	97,50	6447,59	0,0564	203,10	5,50
28	61,74	4,35	146,63	617,62	1,81	124,51	7687,61	0,0332	119,55	4,13
29	61,74	29,38	147,22	621,71	1,81	127,71	7885,26	0,0333	119,91	4,25
30	9,91	29,38	147,22	621,71	1,81	127,71	1265,05	0,0333	119,91	4,25
31	-	29,38	147,22	621,71	1,81	127,71	-	0,0333	119,91	4,25
32	51,84	29,38	147,22	621,71	1,81	127,71	6620,21	0,0333	119,91	4,25
33	51,84	130,55	149,16	636,44	1,82	140,00	7257,54	0,0318	114,51	4,45
34	-	130,55	149,16	636,44	1,82	140,00	-	0,0318	114,51	4,45
35	51,84	130,55	149,16	636,44	1,82	140,00	7257,54	0,0318	114,51	4,45
36	51,84	130,35	220,52	949,30	2,50	266,18	13798,32	0,0184	66,26	4,90
37	51,84	130,35	322,30	1473,31	3,46	528,39	27390,56	0,0113	40,69	5,97
38	51,32	130,35	331,04	2666,17	3,56	1694,05	86937,83	0,0058	20,89	9,83
39	51,32	130,35	482,00	3286,68	6,37	1547,03	79393,01	0,0087	31,33	13,46
40	51,32	130,35	482,00	3286,68	6,37	1547,03	79393,01	0,0087	31,33	13,46
41	51,32	125,14	566,80	3517,27	6,68	1692,80	86873,66	0,0092	33,13	15,57
42	51,32	125,14	566,80	3517,27	6,68	1692,80	86873,66	0,0092	33,13	15,57
43	102,64	125,14	566,80	3517,27	6,68	1692,80	173747,32	0,0092	33,13	15,57
44	102,64	28,01	347,66	3116,40	6,77	1267,41	130086,36	0,0092	33,13	11,66
45	51,32	28,01	347,66	3116,40	6,77	1267,41	65043,18	0,0092	33,13	11,66
46	51,32	28,01	347,66	3116,40	6,77	1267,41	65043,18	0,0092	33,13	11,66
47	57,69	28,01	344,68	3109,46	6,76	1263,53	72898,13	0,0092	33,13	11,62
48	6,37	28,01	321,18	3053,60	6,67	1232,78	7858,11	0,0096	34,57	11,83
49	57,69	26,89	507,74	3476,87	7,31	1480,81	85433,89	0,0091	32,77	13,48
50	57,69	26,89	507,74	3476,87	7,31	1480,81	85433,89	0,0091	32,77	13,48
51	57,69	26,89	566,00	3606,98	7,47	1566,85	90397,86	0,0094	33,85	14,73
52	57,69	26,89	566,00	3606,98	7,47	1566,85	90397,86	0,0094	33,85	14,73
53	115,39	26,89	566,00	3606,98	7,47	1566,85	180795,72	0,0094	33,85	14,73
54	115,39	4,17	305,83	3078,79	6,88	1200,13	138480,23	0,0094	33,85	11,28
55	4,38	4,17	226,54	2915,26	7,26	931,88	4084,17	0,0326	117,39	30,38
56	124,15	4,17	300,21	3067,24	7,55	1006,58	124969,78	0,0114	41,05	11,47
57	124,15	0,06	36,18	2423,69	7,00	512,62	63644,10	0,0114	41,05	5,84
58	0,04	0,06	36,18	2423,69	7,86	276,73	12,23	0,0114	41,05	3,15
59	124,11	0,06	36,18	2423,69	7,86	276,73	34344,85	0,0114	41,05	3,15
60	1,17	1,03	15,56	65,36	0,23	2,42	2,82	0,854	3075,26	2,06
61	1,21	0,06	36,18	151,50	0,52	9,71	11,75	0,2201	792,58	2,14
62	3,47	29,18	44,21	187,57	0,62	16,89	58,56	0,0212	76,34	0,36
63	3,47	29,18	44,21	187,57	0,62	16,89	58,56	0,0212	76,34	0,36
64	8,14	0,06	36,18	182,21	0,52	39,89	324,85	0,0156	56,18	0,62
65	6788,52	2,20	34,83	146,03	0,50	9,27	62939,88	0,6056	2180,77	5,61

	m	p	T	h	s	b	B	C	C	C
	kg/s	bar	C	kJ/kg	kJ/kgK	kJ/kg	kW	US\$ / kJ (1e-3)	US\$ / MWh	US\$ / t
66	6788,52	2,20	24,83	104,27	0,36	5,18	35139,54	1,0921	3932,66	5,65
67	6788,52	1,01	24,83	104,13	0,36	5,06	34318,10	1,118	4025,93	5,65
68	133,10	2,00	15,00	63,13	0,22	2,39	318,40	0,5207	1875,05	1,25
69	4,38	4,35	146,63	2741,34	6,87	866,04	3795,64	0,0332	119,55	28,75
70	9,91	29,18	212,30	908,56	2,44	241,50	2392,19	0,0212	76,34	5,12
71	3,47	29,18	212,30	908,56	2,44	241,50	837,27	0,0212	76,34	5,12
72	6,44	29,18	212,30	908,56	2,44	241,50	1554,92	0,0212	76,34	5,12
73	6,37	29,18	232,30	2802,21	6,20	1110,13	7076,34	0,0088	31,69	9,77
74							79902,97	<b>0,01</b>	36,01	-
75							60948,65	<b>0,0079</b>	28,45	-
76							41147,11	<b>0,0113</b>	40,69	-
77							167483,90	<b>0,0048</b>	17,28	-
78	4,38	4,17	226,54	2915,26	7,26	931,88	4084,17	0,0326	117,39	30,38
79							252,80	<b>0,0065</b>	23,41	-
80							763,72	<b>0,0065</b>	23,41	-
81							113,63	<b>0,0065</b>	23,41	-
82							954,25	<b>0,0065</b>	23,41	-
83							1744,16	<b>0,0065</b>	23,41	-

Tabela 5-5: Resultados para a configuração 2x1 otimizada

A Figura 5-5 mostra o efeito da lei de variação descrita no item 4.4.14 sobre o custo exergético dos gases de exaustão. Como se pode observar, o custo exergético varia linearmente dentro de cada módulo, conforme a formulação proposta, porém, ao longo da caldeira como um todo o comportamento do custo exergético não é linear. É importante observar que o gás tem custo nulo na saída da caldeira, de forma que a distribuição dele foi feita ao longo do processo, sobre os produtos de cada módulo.

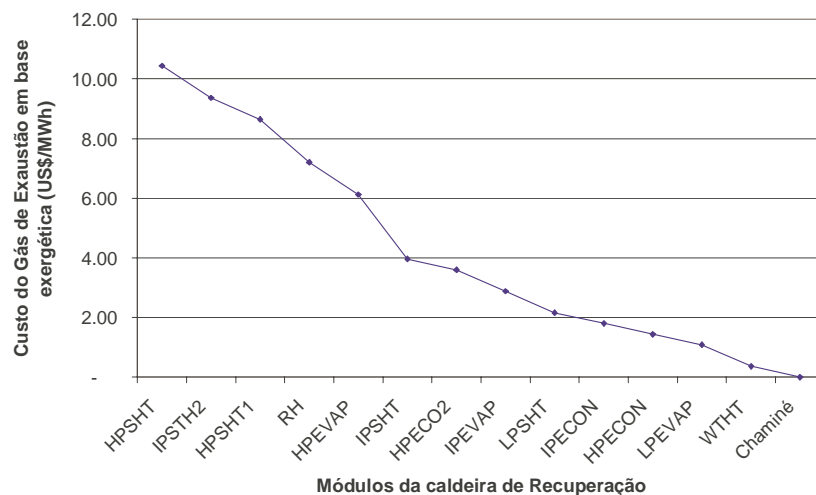


Figura 5-5: Custo exergético do gás de exaustão

Com o objetivo de demonstrar a aplicabilidade do modelo à análises de sensibilidade, apresentam-se a Figura 5-6 e Figura 5-7, baseadas em uma usina 1 x 1 com tecnologia SWPC 501FD.

A Figura 5-6 analisa a variação do custo exerético e da eficiência em função pressão do condensador. O custo exerético é influenciado tanto pela eficiência quanto pelo investimento adicional em área de troca do condensador e do maior volume de água necessário, que afeta a bomba de água e a torre de resfriamento. Já a eficiência é, neste caso, afetada pela potência a mais produzida da turbina a vapor de baixa pressão e pela potência adicional consumida pela bomba e torre de resfriamento, para rejeitar o calor para a atmosfera. Analisando o comportamento das curvas, percebe-se o efeito positivo que a variação da pressão tem sobre ambos os fatores estudados, e que sensibilidade aumenta conforme esta diminui.

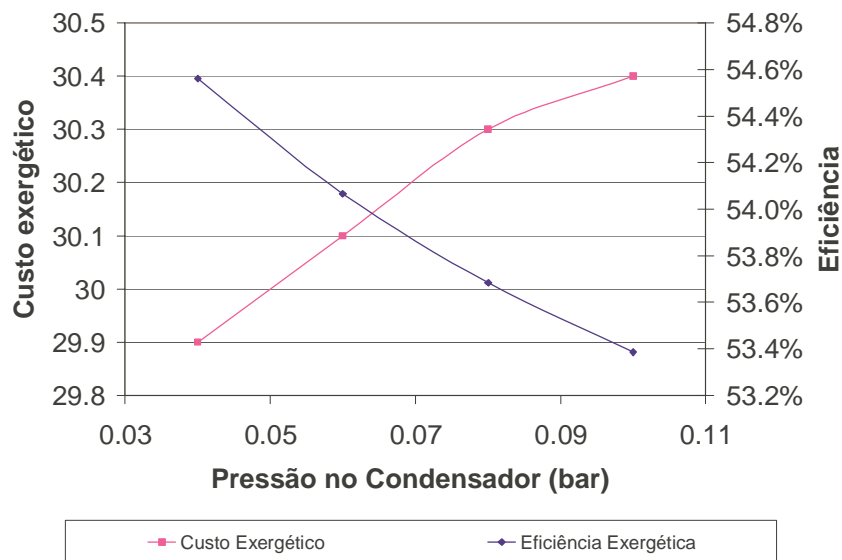
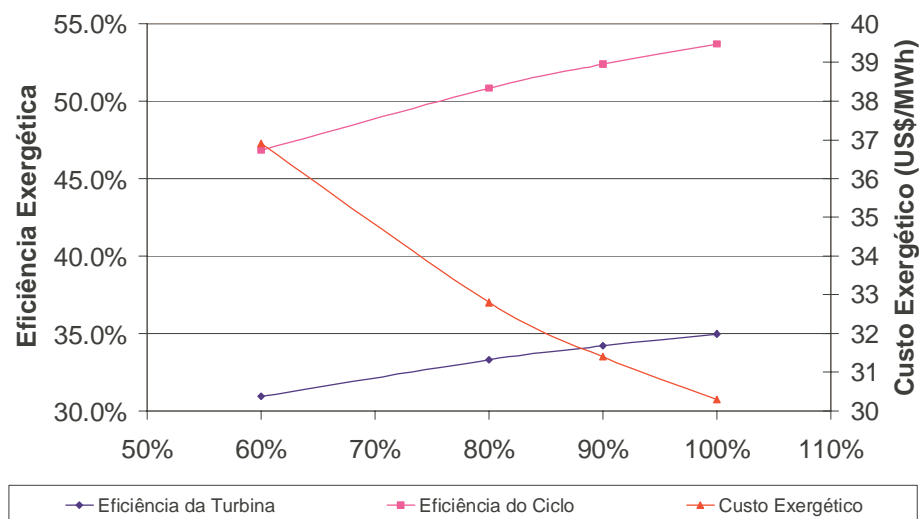


Figura 5-6: Análise de sensibilidade: pressão no condensador

A Figura 5-7 analisa a variação do custo exerético e da eficiência em função da carga de operação da usina. Como não há variação no investimento quando se opera em cargas parciais e a variação de eficiência, principalmente sobre o ciclo combinado, é considerável, o estudo de sensibilidade do custo exerético demonstra que, do ponto de vista da termoeconomia, não há vantagens na operação em cargas parciais.





**Regime de operação da Usina**

Figura 5-7: Análise de sensibilidade: cargas parciais

Como último exemplo de análise suportada pelo método proposto, foi realizado um estudo de uma configuração com queima suplementar e diversos modos de operação. A usina, uma configuração 2x1 com turbinas SWPC 501 FD, foi dimensionada para utilizar totalmente a queima suplementar, atingindo uma potência de aproximadamente 590 MW. Em seguida foram analisados modos de operação que utilizavam progressivamente menos queima suplementar, até que o módulo DB foi totalmente desligado, obtendo-se então cerca de 500 MW. A Tabela 5-6 mostra um resumo dos resultados obtidos. O ganho de eficiência ao se diminuir a quantidade de gás queimada dentro da caldeira é nítido, assim como o ganho em potência produzida através do processo inverso.

Potência da Usina (MW)	Eficiência	Custo da Eletricidade (US\$/MWh)
589	0.513	26.29
560	0.518	25.93
532	0.522	25.21
503	0.526	25.57

Tabela 5-6: Análise de uma usina com queima suplementar

È importante perceber que o dimensionamento da usina para uma potência de 590 MW praticamente impõe uma sobre-capacidade de 20% nos equipamentos, se for considerado que a usina opera sem queima suplementar na condição normal, acionando-a para atender picos de consumo do sistema elétrico. Essa sobre-capacidade, quando não utilizada, pesa sobre o custo da eletricidade gerada, pois os resultados foram obtidos sem variar-se o vetor de taxas de investimento em equipamentos [Z]. Encontra-se então uma situação na qual é necessário avaliar a situação ótima que compense um uso da sobre-capacidade na qual foi investida uma quantia de capital e, por conseguinte maior geração de trabalho, e a perda de eficiência.

As Figuras 5-8 e 5-9, obtidas com os dados da Tabela 5-6, mostram um ponto de inflexão na curva do comportamento do custo e do custo exergético em relação à eficiência e potência da usina, respectivamente. O ponto de mínimo encontrado corresponde à situação ótima na qual a perda de eficiência exergética compensa a utilização de parte da sobre-capacidade. Uma análise deste tipo pode ser importante para tomada de decisão sobre condições de despacho em situações de pico de consumo da rede e até mesmo na concepção de um projeto.

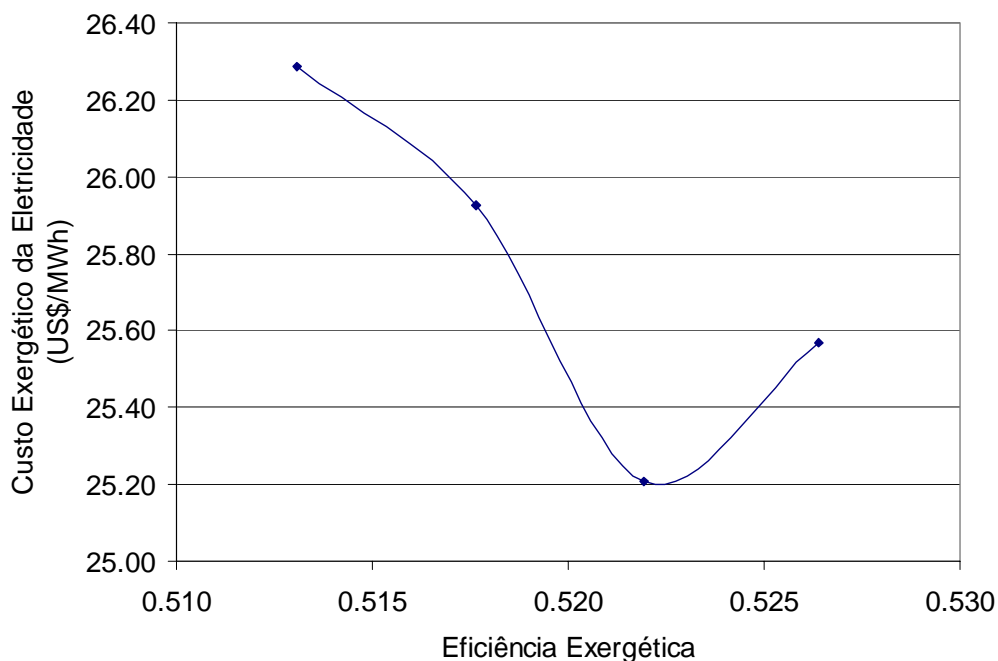


Figura 5-8: Queima suplementar: eficiência x custo exergético

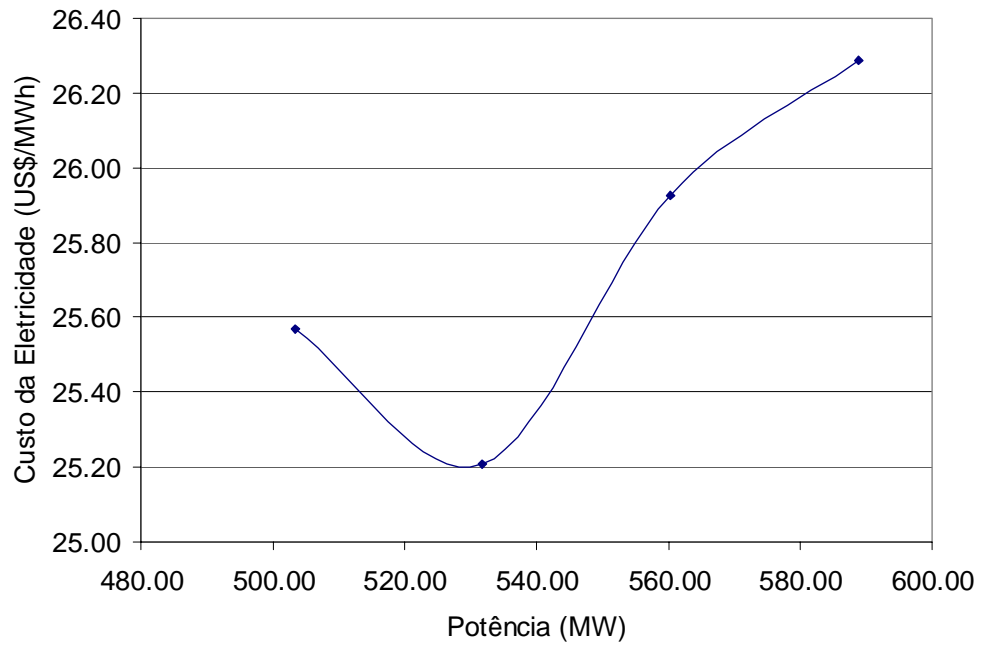


Figura 5-9: Queima suplementar: Potência x custo exerético

## 6 CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

O método proposto mostrou-se eficaz para analisar a composição do custo em configurações  $n \times 1$ , com caldeiras de recuperação com três níveis de pressão, e condensação total do vapor produzido. A metodologia para estimativa de custos permitiu a análise de sensibilidade tanto de tecnologias distintas de turbinas a gás quanto de variações de configuração e projeto de equipamentos que compõe uma usina termelétrica.

A aplicação da termoeconomia para distribuição e análise de custos interiores ao processo produtivo da usina comprovou seus benefícios, possibilitando a análise detalhada dos diversos produtos que a caldeira de recuperação fornece, baseados em apenas um insumo básico. Considerações a este respeito podem ser observadas no capítulo anterior, quando da discussão a respeito da produção de vapor em altas pressões em detrimento de baixas, de conteúdo exergético específico significativamente menor, porém com custos em base exergética elevados. A aplicação da lei de variação sobre o custo exergético específico do gás de exaustão ao longo dos módulos da caldeira auxiliar contribuiu para identificar corretamente os custos associados a cada fluxo de vapor, possibilitando o aperfeiçoamento do ciclo térmico.

Outra discussão que deriva dos benefícios da aplicação da termoeconomia é a respeito de configurações  $n \times 1$ , pois por meio da distinção do custo da eletricidade gerada a partir de cada fluxo vapor da eletricidade pela turbina a gás, conclui-se que configurações com mais de uma turbina a gás são economicamente vantajosas. Da mesma forma, combinando a vazão de cada fluxo de vapor com seu custo podem-se projetar usinas com uma visão orientada ao balanço de custo e benefício, por meio da variação das áreas de trocas de calor dos diversos módulos que compõe uma caldeira de recuperação.

O mesmo pode-se afirmar a respeito do estudo feito sobre a pressão de condensação. Ao identificar-se grande destruição de exergia no processo de condensação, elevando os custos do condensado, pode-se atuar em termos de projeto e investimento, observando os benefícios em termos de melhor distribuição dos custos e, portanto redução do custo

médio. A possibilidade de realizarem-se análises de sensibilidade em função desses fatores permite a otimização em termos de custo da eletricidade gerada e investimento.

Enfim, o método de análise de custos mostrou-se aplicável a diversas configurações e tecnologias, e estando ligado ao processo de estimativa de custos baseado em uma usina de referência, constitui uma ferramenta para estudos de caso detalhados e análises de sensibilidade em busca da melhor solução técnica e econômica para definir os custos de geração de usinas termelétricas em ciclo combinado.

Sugere-se para futuros trabalhos, o uso do método para aplicação das diversas análises de sensibilidade, aos moldes de SILVA (2004), como por exemplo estudar a influência de parâmetros como *pinch point, approach*, relação entre pressões, temperatura de reaquecimento e níveis de queima suplementar, e suas implicações sobre o custo médio da eletricidade gerada.

Outra sugestão é utilizar o método proposto para estudar operação de usinas a cargas parciais, como GOMES (2001), analisando a sensibilidade do custo em função da perda de eficiência decorrente desta forma de operação. Os resultados podem ser utilizados para estudar a complementação de sistemas hidro-térmicos, com a visão de planejamento energético.

Outra possibilidade é estudar a variação da taxa de desconto e sua influência sobre o investimento em equipamentos mais eficientes. Neste trabalho foram utilizadas taxa de desconto de 17% ao ano, 20 anos como período de pagamento e um fator de capacidade de 92%. Uma análise de sensibilidade relacionada a estes números pode ser de grande utilização para o planejamento da expansão em longo prazo.

Sugere-se também aplicar o método proposto á configurações de cogeração, estudando as diversas alternativas de fornecimento de vapor e eletricidade com uma visão orientada pela termoeconomia.

## 7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AES SUL DISTRIBUIDORA GAÚCHA DE ENERGIA S.A., “DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS AUDITADAS - 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E DE 1999”, Porto Alegre – 2000.

BESANT-JONES, J., TENENBAUM, B., “The California Power Crisis: Lessons for Developing Countries”, The World Bank Group – 2001.

BORELLI, S., “Viabilização da Termoeletricidade através de mudanças no ambiente regulatório do gás natural”, 2º Congresso de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás Natural, Rio de Janeiro – 2002.

BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERY, June 202, British Petroleum.

CASTELLAR, P.V., “Programa Prioritário de Termoeletricidade: o resultado de uma estratégia contraditória do governo brasileiro”, IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro – 2002.

COHEN, H., Rogers, G.F.C., SARAVANAMUTTOO, H.I.H., Gas Turbine Theory, 3rd Edition, John Wiley & Sons, 1987.

CORREGIARI, P., BORELLI, S., Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de uma usina Termoelétrica, Trabalho de Formatura, Escola Politécnica da USP – 2000.

DONATELLI, J. L. M. “Análise Termodinâmica aplicada à central termoelétrica da Cia Siderúrgica de Tubarão – CST” Dissertação de Mestrado, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, 1993.

ELETROBRÁS, “Plano Decenal de Expansão 2000/2009”, Comitê Diretor do Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, Rio de Janeiro – 1999.

EL-WAKIL, M. M., Power Plant Technology, McGraw-Hill International Editions, 1984.

ESTABROOK, J.E., LERGER, R.H., “Steam Turbines for Industrial Applications”, GE Power Systems – Marlborough, MA – GE-3706D.

GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2001, Volume 21 – Pequot Publications, 2001.

GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2003, Volume 22 – Pequot Publications, 2002.

GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2004-2005, Volume 24 – Pequot Publications, 2005.

GasNet – [www.gasnet.com.br](http://www.gasnet.com.br), acessado em Junho de 2003.

GAZETA MERCANTIL – Artigo publicado em 24 de Abril de 2003, à página A13 – 2003.

GOMES, C. M. “ Análise Termodinâmica, Exergética e Termoeconômica de uma Instalação Termelétrica em Ciclo Combinado com Cogeração de Vapor”, Dissertação de Mestrado – FEM – Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP – Universidade de Campinas, 2001.

INCROPERA, F., WITT, D., Fundamentos de Transferência de Calor e Massa, 5<sup>a</sup> Edição, LTC – Livros Técnicos e Científicos LTDA, 2003.

KERN, D. Q., Process Heat Transfer – International Student Edition, McGraw Hill, 1982.

KOTAS, T.J. The Exergy Method of Thermal Plant Analysis, Butterworks, 1985.

KRAUSE, G., SCHECHTMAN, R., OURO PRETO, M.E.S., et al., Notas Técnicas, Volume I – Regulação – ANP, Rio de Janeiro – 2000.

LOSEKANN, L., “Reforma do Setor Elétrico Brasileiro”, Instituto de Economia – UFRJ –Palestra apresentada em 28/06/2001, Rio de Janeiro – 2001.

LOVEI, I. “The Single Buyer Model – A dangerous path toward competitive electricity markets”, The World Bank Group, 2000.

MEANS, R.S., “Mechanical Cost Data – 2002”, RS Means Company, Inc., EUA – 2002.

MEREDITH , J.R., MANTEL JR., S.J., “Project Management – A Management Approach, Selected Chapters”, prepared for ESI Virginia, Wiley & Sons Inc., 2000.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, “Balanço Energético Nacional 2003”, Brasília – 2004.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, “Balanço Energético Nacional 2000”, Brasília – 2001.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, “Decreto No. 3.371”, Brasília – 2000.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, “Modelo Institucional do Setor Elétrico”, Brasília – 2003.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA – MME, Portaria interministerial N° 176, DE 1° DE JUNHO DE 2001, Brasília – 2001.

MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA, “Resolução No. 133”, Brasília – 1999.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS, “Planejamento anual da operação Energética – 2000”, 2000.

PEREIRA, C.A., SANTÉRIO, E.L., LAGEMANN, V., “Geração e Distribuição de Vapor – Petrobrás” – Petróleo Brasileiro S.A.



PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. – Petrobrás ,”Relatório Anual 2002”,  
www.petrobras.com.br – 2002.

PORTAL GÁS ENERGIA, [www.gasenergia.com.br](http://www.gasenergia.com.br), acessado em Junho de 2003.

R. F. BOEHM, Design Analysis of Thermal Systems, John Wiley & Sons Inc., 1987.

RAMALHO, E. L., ANDRADE, M.T.O., “O Mercado Brasileiro de Energia Elétrica – Lições e perspectivas decorrentes do racionamento”, IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro – 2002

SILVA, M.M., “Repotenciamento em Sistemas de Geração de Potência na Indústria Siderúrgica utilizando Análise Termoeconômica”, Dissertação de Mestrado, UNICAMP, 2004.

SOTLL, G. H., “Creating Owner’s Competitive Advantage Through Contractual Services”, GE Power Systems, Schenectady NY – GER-4208.

SPENCER, R.C., K.C. COTTON, C.N. CANNON, “ A Method for Predicting the Performance of Steam Turbine-Generators, 16.500 kW and Larger” , ASME, Paper 62 WA 209, updated in 1974.

TOMALSQUIM, M.T., SZKLO, A.S., “ A Matriz Energética Brasileira na Virada do Milênio”, COPPE / UFRJ, Rio de Janeiro – 2000.

VALOR ECONÔMICO – Artigo publicado em 11 de Setembro de 2001.

VAN WYLEN, G. SONNTAG, R., BORGNAKKE, C., “Fundamentos da Termodinâmica Clássica”, tradução da 4ª edição americana, Editora Edgard Blucher Ltda., São Paulo – 1995.

VIEIRA, S. “Estudo de configurações de sistemas térmicos de geração de energia elétrica através da análise de exergia e termoeconomia.”, Dissertação de Mestrado,

Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, IEE – Instituto de Eletrotécnica e Energia da USP, 1997.

WOODRUF, E., LAMMERS, H., LAMMERS, T., Steam Plant Operation – 6th Edition, McGraw Hill, 1992.

## 8 ANEXOS



## **8.1 Usina de Referência**

## USINA DE REFERÊNCIA

	Capacidade	Unidade	Quant.	Custo Unitário	Equip. e Materiais	Construção Civil	Montagem	Custo Total	Referência
<b>1 Ilha de Potência</b>									
<b>1.1 Turbina a gás</b>	<b>175</b>	<b>MW</b>	<b>3</b>	<b>31,650,000.00</b>	<b>94,950,000.00</b>	<b>1,199,000.00</b>	<b>2,680,000.00</b>	<b>98,829,000.00</b>	<b>CORREGIARI e BORELLI, 2000</b>
1.1.1 Gerador para turbinas a gás			3	incluído no item 1.1				-	GAS TURBINE WORLD HANDBOOK 2003
1.1.2 Sistema de resfriamento de ar			3	incluído no item 1.1				-	
1.1.3 Sistemas auxiliares mecânicos e elétricos			3	incluído no item 1.1				-	
1.1.4 Chaminés de by-pass com diverter damper			3	incluído no item 1.1				-	
<b>1.2 Turbina a Vapor</b>	<b>275</b>	<b>MW</b>	<b>1</b>	<b>30,193,677.00</b>	<b>30,193,677.00</b>	<b>6,178,000.00</b>	<b>1,614,000.00</b>	<b>37,985,677.00</b>	<b>BOHEM, 1987 / CORREGIARI e BORELLI, 2000</b>
<b>1.3 Sistema de Condensado</b>									
1.3.1 Condensador	460	MW	1	7,298,266.00	7,298,266.00	25,000.00	556,000.00	7,879,266.00	BOHEM, 1987 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
1.3.2 Bomba de Condensado	125	kg/s	4	68,344.00	273,376.00	117,000.00	174,000.00	564,376.00	BOHEM, 1987 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
1.4 Caldeira de Recuperação de Calor	112.6	kg/s	3	17,807,000.00	53,421,000.00	159,038.00	254,370.00	53,834,408.00	BOHEM, 1987 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
<b>1.5 Bomba de Água de Alimentação da Caldeira</b>	<b>117</b>	<b>kg/s</b>	<b>4</b>	<b>464,976.00</b>	<b>1,859,904.00</b>	<b>185,991.00</b>	<b>3,376,671.00</b>	<b>5,422,566.00</b>	<b>BOHEM, 1987 / CORREGIARI e BORELLI, 2000</b>
<b>2 Balanço da Planta</b>									
<b>2.1 Sistema de Gás Combustível</b>									
2.1.1 Caldeira Auxiliar	9.797	kW	1	152,261.36	152,261.36	14,744.84	23,847.00	190,853.20	MEANS, 2002 / BOHEM, 1987 / CONSTRUÇÃO E MERCADO, 2003
2.1.2 Bomba de alimentação da caldeira auxiliar	5.56	kg/s	2	3,925.00			1,300.00	9,150.00	MEANS, 2002
2.1.3 Vaso desaeador	5.56	kg/s	1	23,681.45	23,681.45			23,681.45	BOHEM, 1987
2.1.4 Trocador de calor tipo casco-e-tubo	48	m²	3	31,189.52			2,280.00	95,848.56	BOHEM, 1987
<b>2.2 Sistema de Água de Resfriamento</b>									
2.2.1 Bomba de Água de Serviço	472	kg/s	3	37,900.00	113,700.00		1,900.00	115,600.00	MEANS, 2002
2.2.2 Bombas de Água de Resfriamento	333	kg/s	3	18,500.00	55,500.00		1,650.00	57,150.00	MEANS, 2002
2.2.3 Trocador de calor de placas	940	m²	2	206,517.23	413,034.46		182,054.00	595,088.46	MEANS, 2002 / BOHEM, 1987
<b>2.3 Estação de Captação de Água</b>									
2.3.1 Bombas de Captação de Água	139	kg/s	3	16,700.00	50,100.00		1,275.00	51,375.00	MEANS, 2002
2.3.2 Instalações			1			78,153.57		78,153.57	CONSTRUÇÃO E MERCADO, 2003
<b>2.4 Estação de Tratamento de Água</b>									
2.4.1 Clarificador	28	kg/s	1	190,400.00	190,400.00	237,699.61		428,099.61	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.4.2 Filtros de areia	16.67	kg/s	2	52,700.00	105,400.00			105,400.00	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.4.3 Filtro prensa	2.8	kg/s	1	34,390.00	34,390.00			34,390.00	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.4.4 Bombas de água tratada	19.5	kg/s	2	2,750.00	5,500.00		515.00	6,015.00	MEANS, 2002
2.4.5 Bombas de água potável	8.3	kg/s	2	2,400.00	4,800.00		400.00	5,200.00	MEANS, 2002
2.4.6 Bombas dosadoras	10 - 200	litros/h	10	515.00	5,150.00		57.50	5,207.50	MEANS, 2002
2.4.7 Tanque de Estocagem de Água Tratada	3000	m³	1	1,735,000.00	1,735,000.00			1,735,000.00	MEANS, 2002
2.4.8 Tanque de Estocagem de produtos químicos	30	m³	5	5,125.00	25,625.00		620.00	26,245.00	MEANS, 2002
2.4.9 Sistema de Controle	128	I/O	1	9,180.00	9,180.00			9,180.00	MEANS, 2002
<b>2.5 Sistema de Tratamento Químico da Água de Circulação</b>									
2.5.1 Tanque de Estocagem de produtos químicos	30	m³	3	5,125.00	15,375.00		620.00	15,995.00	MEANS, 2002
2.5.2 Bombas dosadoras	10 - 200	litros/h	10	515.00	5,150.00		57.50	5,207.50	MEANS, 2002
2.5.3 Sistema de Controle	48	I/O	1	6,783.00	6,783.00			6,783.00	MEANS, 2002
<b>2.6 Estação de Tratamento de Efluentes</b>									
2.6.1 Clarificador	55.6	kg/s	1	109,070.00	109,070.00	6,861.43		115,931.43	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.6.2 Filtro prensa	0.8	kg/s	1	15,600.00	15,600.00			15,600.00	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.6.3 Separador água e óleo tipo API	278	kg/s	1	5,600.00	5,600.00			5,600.00	HOFFLAND INTERNATIONAL INC., 2004
2.6.4 Bombas de recirculação	111	kg/s	3	7,250.00	21,750.00		1,600.00	23,350.00	MEANS, 2002
2.6.5 Bombas dosadoras	10 - 200	litros/h	10	515.00	5,150.00		57.50	5,207.50	MEANS, 2002
2.6.6 Sopradores de ar	1200	m³/h	2	1,525.00	3,050.00		7,625.00	10,675.00	MEANS, 2002
2.5.3 Sistema de Controle	48	I/O	1	6,783.00	6,783.00			6,783.00	MEANS, 2002
<b>2.7 Sistemas Elétricos</b>									
2.7.1 Transformador Elevador	180 / 240	MVA	3	2,429,323.50	7,287,970.50			7,287,970.50	PEA, 2001 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.7.2 Transformador Elevador	270 / 360	MVA	1	2,712,870.00	2,712,870.00	592,734.00	2,806,599.00	6,112,203.00	PEA, 2001 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.7.3 Transformador auxiliar	15 / 20	MVA	4	434,388.00	1,737,552.00			1,737,552.00	PEA, 2001 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.7.4 Subestação Elevadora	345 (NA/BD/DJM)	MVA	1	12,207,374.47	12,207,374.47			12,207,374.47	PEA, 2001 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.7.5 Subestação da Rede Básica	138 (BS)	MVA	1	1,347,731.47	1,347,731.47			1,347,731.47	PEA, 2001 / CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.7.6 Cabos e fiação	11558	m		1,043.49		412,180.12	552,008.31	964,188.42	CORREGIARI e BORELLI, 2000
<b>2.8 Tubulação e Tubovia</b>									
2.8.1 Tubulação de vapor	3698	m	1	1,292,000.00	1,292,000.00		1,132,000.00	2,424,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.8.2 Tubulação - pequenas bitolas	7980	m	1	2,749,000.00	2,749,000.00		1,977,000.00	4,726,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.8.3 Tubovia	2161	ton	1	3,813,000.00	3,813,000.00		3,294,000.00	7,107,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.8.4 Isolamento Térmico	7000	m	1	222,000.00	222,000.00		304,000.00	526,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
<b>2.9 Sistema de Água Desmineralizada</b>									
<b>2.10 Sistema de Água de Circulação</b>	<b>8.33</b>	<b>kg/s</b>	<b>1</b>	<b>289,651.00</b>	<b>289,651.00</b>			<b>124,136.00</b>	<b>BOHEM, 1987</b>
2.10.1 Torre de Resfriamento	460	MW	1	4,612,982.00	4,612,982.00	9,225,964.00	2,653,000.00	16,491,946.00	BOHEM, 1987
2.10.2 Bomba de Água de Circulação	5555.5	kg/s	1	1,429,955.00	1,429,955.00			1,429,955.00	BOHEM, 1987
2.11 Sistema de Tratamento Químico da Água de Caldeira	351	kg/s	1	852,000.00	852,000.00		821,000.00	1,673,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.12 Sistema de Proteção contra Incêndio			1	679,000.00	679,000.00	27,000.00		1,219,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.13 Sistema de Monitoração de emissões gasosas			1	2,661,000.00	2,661,000.00	317,000.00	252,000.00	3,230,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
<b>2.14 Instrumentação e Controle</b>									
2.14.1 Cabos e fiação	32747	m	1	2,956.51	2,956.51	1,167,819.88	1,563,991.69	2,734,768.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
2.14.2 Válvulas	766	pç	1	831,000.00	831,000.00		643,000.00	1,474,000.00	CORREGIARI e BORELLI, 2000
<b>2.15 Terraplenagem, Edificações,, Arruamentos e Pavimentação</b>			<b>1</b>			<b>3,817,345.00</b>		<b>3,817,345.00</b>	<b>CONSTRUÇÃO E MERCADO, 2003</b>
<b>TOTAL</b>					<b>235,943,717.78</b>	<b>23,761,531.45</b>	<b>25,516,634.50</b>	<b>285,221,883.73</b>	

## 8.2 Estimativa de custos para uma usina 2x1 ABB GT24

		S	Sr	Cr (US\$)	m	C (US\$)	Z (US\$/s)
1 Turbina a Gás	Potência (MW)	167.48				27,700,000.00	0.169648
2 Aquecedor de Combustível	Área (m²)	1,438.52	48	31,949.52	0.71	357,193.11	0.002188
3 Caldeira de Recuperação							-
3.1 Módulo de Queima Suplementar							-
3.2 Superaquecedor de alta pressão	Área (m²)	2,454.08	3,599.00	516,378.19	0.75	387,478.77	0.002373
3.3 Superaquecedor de pressão intermediária II	Área (m²)	2,051.95	5,282.11	757,868.51	0.75	372,917.58	0.002284
3.4 Superaquecedor de alta pressão II	Área (m²)	6,099.95	7,176.39	1,029,657.73	0.75	911,502.88	0.005582
3.5 Reaquecedor	Área (m²)	6,553.84	6,547.51	939,427.09	0.75	940,107.66	0.005758
3.6 Evaporador de alta pressão	Área (m²)	28,315.88	30,632.74	4,395,138.23	0.75	4,143,388.19	0.025376
3.7 Superaquecedor de pressão intermediária	Área (m²)	771.81	1,361.55	195,353.33	0.75	127,622.25	0.000782
3.8 Economizador de alta pressão II	Área (m²)	18,344.18	9,864.68	1,415,368.68	0.75	2,253,881.94	0.013804
3.9 Evaporador de pressão intermediária	Área (m²)	12,510.89	16,875.66	2,421,293.33	0.75	1,934,496.50	0.011848
3.10 Superaquecedor de baixa pressão	Área (m²)	403.64	291.50	41,824.28	0.75	53,387.42	0.000327
3.11 Economizador de pressão intermediária	Área (m²)	1,202.00	2,090.95	300,006.02	0.75	198,061.78	0.001213
3.12 Economizador de alta pressão	Área (m²)	14,282.50	11,984.25	1,719,481.45	0.75	1,961,292.71	0.012012
3.13 Evaporador de baixa pressão	Área (m²)	13,732.10	12,876.01	1,847,430.31	0.75	1,938,808.06	0.011874
3.14 Aquecedor de água	Área (m²)	14,158.35	16,487.32	2,365,575.50	0.75	2,110,248.76	0.012924
4 Bomba de alimentação da caldeira							
4.1 Alta Pressão	Vazão (kg/s)	51.84	117	1,355,641.50	0.59	838,605.74	0.005136
4.2 Pressão Intermediária	Vazão (kg/s)	61.74	117	1,355,641.50	0.59	929,747.35	0.005694
5 Bomba de condensado	Vazão (kg/s)	132.25	125	141,094.00	0.59	145,868.27	0.000893
6 Bomba de água de circulação	Vazão (kg/s)	6,788.52	5555.5	1,429,955.00	0.59	1,609,470.84	0.009857
7 Torre de Resfriamento	Potência (MW)	284.43	460	16,491,946.00	0.64	12,124,193.33	0.074254
8 Condensador	Potência (MW)	283.48	460	7,879,266.00	0.55	6,037,455.12	0.036976
9 Turbina a Vapor							
9.1 Alta Pressão	Potência (MW)	41.15	275	37,985,677.00	0.68	10,438,169.77	0.063928
9.2 Pressão Intermediária	Potência (MW)	60.95	275	37,985,677.00	0.68	13,634,814.45	0.083506
9.3 Alta Pressão	Potência (MW)	79.90	275	37,985,677.00	0.68	16,391,414.09	0.100389
9.4 Desaerador	Vazão (kg/s)	1.21	5.56	23,681.45	0.78	7,206.94	0.000044
10 TOTAL						135,247,333.50	

O método de estimativa de custos produziu resultados similares aos encontrados na literatura, mostrando que seus resultados guardam boa relação com os valores praticados pelo mercado atualmente.

Configuração	Turbina a gás	Estimativa	Referência**	Diferença
1 x 1	SWPC 501G	325	321	101%
1 x 1	ABB GT24	314	377	83%
1 x 1	SWPC 501FD	336	360	93%
1 x 1	GE PG7421FA	349	386	90%
1 x 1	SWPC 501DA	385	410	94%
2 x 1 *	ABB GT24	257	303	85%
3 x 1 *	ABB GT24	222	284	78%

(\*) A referência não apresenta custos para esta configuração e portanto a comparação foi feita com uma usina de tecnologia diferente, mas com potência similar.

(\*\*) GTW, 2004

Tabela 8-1: Custos de instalação (US\$/kW)

### 8.3 Custos dos fluxos de água de reposição

#### Dados Básicos

Taxa de Desconto	0.17	ao ano
Período de Pagamento	20	anos
Fator de Capacidade	0.92	
Fator de Recuperação de Capital	0.18	

#### Custos e capacidades da usina de referência

##### Estação de Captação de água

Capacidade	kg/s	139
Custo Total de implantação	US\$	129,528.57
Taxa de investimento	US\$/s	7.93E-04
Custo da água captada	US\$/kg	5.71E-06

##### Estação de Tratamento de água

Capacidade	kg/s	28
Custo Total de implantação	US\$	2,354,737.11
Taxa de investimento	US\$/s	1.44E-02
Custo da água captada	US\$/kg	5.21E-04

##### Sistema de Tratamento Químico da Água de Circulação

Capacidade	kg/s	11250
Custo Total de implantação	US\$	27,985.50
Taxa de investimento	US\$/s	1.71E-04
Custo da água captada	US\$/kg	5.21E-04

##### Sistema de Água desmineralizada

Capacidade	kg/s	8.33
Custo Total de implantação	US\$	413,787.00



Taxa de investimento	US\$/s	2.53E-03
Custo da água captada	US\$/kg	8.25E-04

**Sistema de Tratamento Químico da Água de Caldeira**

Capacidade	kg/s	351
Custo Total de implantação	US\$	1,673,000.00
Taxa de investimento	US\$/s	1.02E-02
Custo da água captada	US\$/kg	8.54E-04





## 8.5 Implementação em MatLab®

```
Cgn      =      2.8436019E-06
ZFH      =      2.1876231E-03
ZGT      =      1.6964818E-01
ZDB      =      0.0000000E+00
ZHPSHT   =      2.3731071E-03
ZIPSHT2  =      2.2839274E-03
ZHPSHT1  =      5.5824839E-03
ZRH      =      5.7576733E-03
ZHPEVAP  =      2.5376110E-02
ZIPSHT   =      7.8162028E-04
ZHPECO2  =      1.3803862E-02
ZIPEVAP  =      1.1847791E-02
ZLPSHT   =      3.2697033E-04
ZIPECON  =      1.2130260E-03
ZHPECON  =      1.2011904E-02
ZLPEVAP  =      1.1874197E-02
ZWTHT    =      1.2924183E-02
ZHPST    =      6.3928393E-02
ZIPST    =      8.3506189E-02
ZLPST    =      1.0038894E-01
ZDEAR    =      4.4138793E-05
Cmakeup  =      8.5400377E-04
ZCONDENSER =      3.6976291E-02
ZCONDPUMP =      8.9336772E-04
ZIPPUMP  =      5.6942218E-03
ZHPPUMP  =      5.1360266E-03
ZCT      =      7.4254416E-02
CmakeupT =      5.2065879E-04
ZCIRCWPUMP =      9.7260998E-04
K10      =      9.4997070E-01
K11      =      9.6832592E-01
K12      =      8.6539455E-01
K13      =      9.1035917E-01
K14      =      7.3340352E-01
K15      =      9.9322556E-01
K16      =      8.8625690E-01
K17      =      9.4893477E-01
K18      =      9.9677743E-01
K19      =      9.8795356E-01
K20      =      9.3141346E-01
K21      =      9.3805808E-01
K22      =      8.8992638E-01

B1       =      940590.7
B2       =      470295.3
B3       =      470295.3
B4       =      0.0
B5       =      0.0
B6       =      470791.5
B7       =      251971.8
B8       =      251258.8
B9       =      251258.8
B10      =      236691.5
B11      =      227500.1
```

B12	=	189013.9
B13	=	163998.1
B14	=	93745.5
B15	=	92061.0
B16	=	65119.9
B17	=	53860.5
B18	=	53162.9
B19	=	50607.7
B20	=	36803.8
B21	=	25614.4
B22	=	9642.4
B23	=	1144.7
B24	=	1210.2
B25	=	605.1
B26	=	605.1
B27	=	6447.6
B28	=	7687.6
B29	=	7885.3
B30	=	1265.1
B31	=	0.0
B32	=	6620.2
B33	=	7257.5
B34	=	0.0
B35	=	7257.5
B36	=	13798.3
B37	=	27390.6
B38	=	86937.8
B39	=	79393.0
B40	=	79393.0
B41	=	86873.7
B42	=	86873.7
B43	=	173747.3
B44	=	130086.4
B45	=	65043.2
B46	=	65043.2
B47	=	72898.1
B48	=	7858.1
B49	=	85433.9
B50	=	85433.9
B51	=	90397.9
B52	=	90397.9
B53	=	180795.7
B54	=	138480.2
B55	=	4084.2
B56	=	124969.8
B57	=	63644.1
B58	=	12.2
B59	=	34344.9
B60	=	2.8
B61	=	11.7
B62	=	58.6
B63	=	58.6
B64	=	324.9
B65	=	62939.9
B66	=	35139.5
B67	=	34318.1
B68	=	318.4
B69	=	3795.6
B70	=	2392.2
B71	=	837.3
B72	=	1554.9

B73 = 7076.3  
 B74 = 79903.0  
 B75 = 60948.7  
 B76 = 41147.1  
 B77 = 167483.9  
 B78 = 4084.2  
 B79 = 252.8  
 B80 = 763.7  
 B81 = 113.6  
 B82 = 954.2  
 B83 = 1744.2

Z = [
   
     Cgn
   
     0
   
     0
   
     0
   
     0
   
     -ZFH
   
     -ZGT
   
     0
   
     -ZDB
   
     -ZHPSHT
   
     -ZIPSHT2
   
     -ZHPSHT1
   
     -ZRH
   
     -ZHPEVAP
   
     -ZIPSHT
   
     -ZHPECO2
   
     -ZIPEVAP
   
     -ZLPSHT
   
     -ZIPECON
   
     -ZHPECON
   
     -ZLPEVAP
   
     -ZWTHT
   
     0
   
     0
   
     0
   
     0
   
     0
   
     0
   
     -ZHPST
   
     0
   
     0
   
     0
   
     0
   
     -ZIPST
   
     0
   
     -ZLPST
   
     0
   
     -ZDEAR
   
     Cmakeup
   
     0
   
     0
   
     -ZCONDENSER
   
     -ZCONDPUMP
   
     0
   
     0
   
     -ZIPPUMP
   
     0







0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	B50	-B51	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B11	-B12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	B38	-B39	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	B12	-B13	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	B47	0	-B49	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	B13	-B14	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	B37	-B38	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	B14	-B15	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	-B48	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	B73	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	B15	-B16	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	B36	-B37	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-B55	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	B69	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0



0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	0	-1	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-B44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	B43
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-B76
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	1	-1	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	1	0	-1	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0















```

0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 1 -1 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 1 0 -1 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 1 0 0 0 -1 0 0 0 0
];

```

C = B \ Z

## 8.6 Manual para utilização da planilha de cálculo

### 8.6.1 Introdução

O método de cálculo consiste na utilização de duas planilhas, que devem ser utilizadas dentro da mesma pasta. A primeira delas, [PLANTA DE REFERÊNCIA.XLS], contém os custos de uma usina termelétrica em configuração 3x1 utilizada como referência para os cálculos de parametrização de custos. Ela contém também as referências bibliográficas nas quais se basearam as estimativas de custos, de tal forma que modificações nela refletirão em alterações da base de dados geral. A segunda planilha [MODELO.XLS] contém os dados da usina em estudo e recomenda-se que seja copiada sempre que se inicie um novo processo de cálculo. Dentro do CD-ROM que contém o trabalho, são encontradas diversas cópias da planilha [MODELO.XLS], que produziram os resultados apresentados no trabalho.

A planilha [MODELO.XLS] contém vínculos automáticos com o *software* GateCycle® e a ferramenta que o acompanha, CycleLink®, que só poderão ser utilizados em conjunto. Como é necessário realizar diversos cálculos de propriedades da água, foram incluídos no CD-ROM do trabalho dois *softwares* classificados como *freeware*, *STEAMTAB.EXE*, um utilitário que realiza cálculos de propriedades termodinâmicas e *water97V\_13.xls*, uma biblioteca de propriedades da água desenvolvida para o MS-Excel®, que deverá também estar no mesmo diretório das planilhas mencionadas acima e acionada antes de iniciar-se qualquer estudo.

Para os cálculos matriciais foi utilizado o MATLAB®, conforme será explicado mais adiante. Deve-se estar atento às unidades utilizadas na planilha, sempre informadas nas células superiores ou laterais das planilhas de cálculo.

## **8.6.2 [PLANTA DE REFERÊNCIA.XLS]**

Esta planilha contém capacidades e custos para parametrizar a estimativa de custos. Não se recomenda alterar valores nela, a menos que se trate de atualizações de custos. Para este processo recomenda-se utilizar os critérios de BOHEM (1987), e do índice EN-R®.

Adicionalmente encontram-se também os parâmetros utilizados para calcular o custo das diversas fontes de água da usina termelétrica. Estes valores podem ser alterados para a realização de análises de sensibilidade ou aplicação de outros critérios de custeio da água.

## **8.6.3 [MODELO.XLS]**

Esta planilha contém diversas pastas, cada uma com uma função determinada, explicada em detalhes a seguir.

### **8.6.3.1 Balanço**

Pasta que contém a formulação matricial do balanço termoeconômico desenvolvido no trabalho, correspondente ao modelo de usina em estudo. Alterações nesta pasta deverão ser precedidas de novo equacionamento termoeconômico. O número de linhas e colunas não deve ser alterado, a menos que se altere da mesma maneira, os outros vetores que compõe o equacionamento. A formulação desta matriz é literal, em função dos fluxos numerados na Figura 4-2.

### **8.6.3.2 Matriz B**

Contém o Vetor  $[Z]$  de custos, formado no equacionamento do balanço termoeconômico. As mesmas observações do parágrafo anterior são válidas.

### **8.6.3.3 Plan 3**

Esta planilha de cálculos intermediários contém os valores do vetor  $[Z]$ , calculados com base nas características dos equipamentos e na planta de referência. Ela contém também

o cálculo dos coeficientes K de custo dos gases de exaustão para cada módulo da caldeira auxiliar.

#### **8.6.3.4 GATE e Equipamentos**

Pastas vinculadas ao modelo do GATECYCLE®, que obtêm valores diretamente do *software*. Os valores são de dados de processo dos fluxos no caso da pasta GATE e características de equipamentos para a pasta Equipamentos. O usuário deve utilizar pastas temporárias, chamadas TEMP e TEMP2, para cortar e colar os dados para que as referências em termos de linhas e colunas não sejam perdidas. Detalhes sobre o uso da ferramenta CycleLink® podem ser encontrados nos manuais do usuário do software GateCycle®.

#### **8.6.3.5 Matriz A**

Contém os valores numéricos da matriz de fluxos exergéticos [B], através da formulação literal da pasta Balanço.

#### **8.6.3.6 Stream Data**

Contém os dados de processo de todos os fluxos numerados na Figura 4-2, e calcula com eles os valores dos fluxos exergéticos correspondentes.

#### **8.6.3.7 Dados**

Contém dados gerais de cálculo, como referências de pressão e temperatura.

#### **8.6.3.8 Custos**

Planilha que calcula os custos estimados dos equipamentos, com base na metodologia descrita no trabalho, servindo como fonte dos dados do vetor [Z].

#### **8.6.3.9 Resultados**

Contém o vetor [C] e cálculos com seus valores. Os dados são colados a partir dos resultados do MATLAB®

#### 8.6.4 Roteiro de Cálculo

1. Abra a planilha [MODELO.XLS]
2. Preencha a pasta DADOS.
3. Preencha a pasta Stream Data com os dados de processo dos fluxos, conforme a Figura 4-2.
4. Preencha a pasta Equipamentos, com os dados dos equipamentos.
5. Inicie o MATLAB®
6. Selecione da célula L3 a N85 da pasta Stream Data, copie e cole diretamente dentro da janela do Matlab.
7. Selecione da célula A1 a C85 da pasta Matriz B, copie e cole diretamente dentro da janela do Matlab.
8. Selecione a pasta Matriz A toda, copie e cole diretamente dentro da janela do Matlab.
9. Digite o comando  $C = B \setminus A$  e pressione ENTER. O Matlab irá mostrar o vetor [c], com os custos exergéticos específicos de todos os fluxos. Pode-se multiplicar o vetor [c] por potências de 10 para visualizar-se melhor os resultados.
10. Copie o vetor [c] e cole-o sobre a célula B3 da pasta resultados, atentando para as unidades e multiplicadores utilizados.
11. De maneira alternativa, pode-se colar dentro do Matlab o Anexo 8.5, que reflete os passos indicados. Para realizar outros estudos será necessário, entretanto, calcular manualmente os valores já preenchidos, substituindo-os em seguida.