

# unesp



## UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica

### ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL COMPLEMENTAR EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS

THALES BRANDÃO UCHÔA



MES

Ilha Solteira - SP

unesp



**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA "JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**  
**FACULDADE DE ENGENHARIA DE ILHA SOLTEIRA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA**  
**ÁREA DE CONCENTRAÇÃO EM CIÊNCIAS TÉRMICAS**

**Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Utilização  
de Gás Natural como Combustível Complementar  
em Usinas Sucroalcooleiras**

**Thales Brandão Uchôa**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira da Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Mecânica**.

Orientador: **Prof. Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos**

Co-orientador: **Prof. Dr. Cassio Roberto Macedo Maia**

Ilha Solteira - SP, 24 de março de 2005.

co. sys 456333  
co. sys 59670



# FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Seção Técnica de Aquisição e Tratamento da Informação/Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação da UNESP-Ilha Solteira.

Uchôa, Thales Brandão

U17a Análise da viabilidade técnica e econômica da utilização de gás natural como combustível complementar em usinas sucroalcooleiras / Thales Brandão Uchôa. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2005 xix, 127 p. : il.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2005.

Orientador: Ricardo Alan Verdú Ramos

Co-orientador: Cassio Roberto Macedo Maia

Bibliografia: p. 83-87

1. Energia da biomassa. 2. Exergia. 3. Energia elétrica e calor - Cogeração. 4. Bagaço de cana. 5. Açúcar - Usinas. 6. Alcool - Indústria. 7. Gás natural.

305020041

|                                              |                           |
|----------------------------------------------|---------------------------|
| UNESP - CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA              |                           |
| SERVIÇO TÉCNICO DE BIBLIOTECA E DOCUMENTAÇÃO |                           |
| DATA DE CHEGADA<br>22.02.06                  | DATA DE TOMBO<br>28.04.06 |
| REGISTRADO POR<br>Ailza                      | TOMBO<br>Te. 1672         |
| AQUISIÇÃO<br>Doação<br>Autor<br>R\$ 10.00    | CLASSIFICAÇÃO<br>U17a     |

1210001672



# **Análise da Viabilidade Técnica e Econômica da Utilização de Gás Natural como Combustível Complementar em Usinas Sucroalcooleiras**

**Thales Brandão Uchôa**

ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA OBTENÇÃO DO TÍTULO DE

***MESTRE EM ENGENHARIA MECÂNICA***

NA ÁREA DE CONCENTRAÇÃO EM CIÊNCIAS TÉRMICAS E APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA.

**Prof. Dr. Gilberto Pechoto de Melo**

Coordenador do PPGE – FEIS/UNESP

COMISSÃO EXAMINADORA:

**Prof. Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos**

Departamento de Engenharia Mecânica – FEIS/UNESP

Orientador

**Prof. Dr. Marcelo Moreira Ganzarolli**

Departamento de Energia – FEM/UNICAMP

**Prof. Dr. José Luiz Gasche**

Departamento de Engenharia Mecânica – FEIS/UNESP

Ilha Solteira - SP, 24 de março de 2005.

**BCpES - FEIS - UNESP**





CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

**TÍTULO:** ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DA UTILIZAÇÃO DE GÁS NATURAL COMO COMBUSTÍVEL COMPLEMENTAR EM USINAS SUCROALCOOLEIRAS

**AUTOR:** THALES BRANDÃO UCHÔA

**ORIENTADOR:** Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de MESTRE em ENGENHARIA MECÂNICA pela Comissão Examinadora:



Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS



Dr. MARCELO MOREIRA GANZAROLLI



Dr. JOSÉ LUIZ GASCHE

Data da realização: 24 de março de 2005.



Presidente da Comissão Examinadora

Dr. RICARDO ALAN VERDÚ RAMOS

BCpIS - FEIS - UNESP

## Dedicatória

Dedicado aos meus pais, Adalto e Suelena, aos meus irmãos, Hugo, Adalto e Daniel, e à minha avó, Helena.

## Agradecimentos

Aos meus pais, que sempre me incentivaram e me apoiaram para que eu pudesse alcançar meus objetivos.

Ao Prof. Dr. Ricardo Alan Verdú Ramos, que me convocou para essa empreitada e esteve sempre solícito em qualquer situação, ao Prof. Dr. Cassio Roberto Macedo Maia, que também esteve presente nesta jornada, e aos demais companheiros do NUPLEN.

Aos companheiros Eng. Fabiano Pagliosa Branco e Eng. Alessandro Tomio Takaki, que deram importantes contribuições na realização deste trabalho, e ao Eng. Marcelo Caldato Fiomari, pela ajuda prestada em fornecer as informações da Destilaria Pioneiros.

Aos demais amigos de longa data e aos que conheci durante a Pós-Graduação, pela companhia e pela convivência agradável por todo esse período, e dos quais jamais me esquecerei.

Ao Eng. Guilherme Prado e à Magda Regina Finotto, pela atenção dispensada e pelas informações referentes à Usina Iracema e à COMGAS, respectivamente.

À Destilaria Pioneiros e à FEPIISA, pelo auxílio concedido.





“A vida é como dirigir um carro à noite. Você nunca vê além dos faróis, mas pode ir a qualquer lugar dessa forma”.

E.L. Doctorow

**Melhor é acender uma vela do que amaldiçoar a escuridão.**

Provérbio chinês

## Sumário

|                                                                              |       |
|------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Lista de Figuras.....                                                        | vii   |
| Lista de Tabelas .....                                                       | ix    |
| Nomenclatura .....                                                           | xi    |
| Resumo .....                                                                 | xvi   |
| Abstract .....                                                               | xvii  |
| Preâmbulo .....                                                              | xviii |
| Capítulo 1 - Introdução .....                                                | 1     |
| 1.1. Considerações Preliminares .....                                        | 1     |
| 1.2. Motivação .....                                                         | 1     |
| 1.3. Objetivos .....                                                         | 2     |
| 1.4. Revisão da Literatura .....                                             | 2     |
| Capítulo 2 - Aspectos da Cogeração de Energia .....                          | 9     |
| 2.1. Definição da Cogeração .....                                            | 9     |
| 2.2. Histórico da Cogeração .....                                            | 11    |
| 2.3. Ciclos de Cogeração.....                                                | 13    |
| 2.3.1. Ciclo Rankine .....                                                   | 14    |
| 2.3.2. Ciclo Brayton .....                                                   | 16    |
| 2.3.3. Ciclo Combinado .....                                                 | 18    |
| 2.3.4. Ciclos Otto e Diesel.....                                             | 20    |
| 2.4. Custos de Sistemas de Cogeração Tradicionais .....                      | 20    |
| 2.5. Tecnologias de Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro.....       | 21    |
| 2.6. Potencial de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro .....                   | 23    |
| Capítulo 3 - Conceitos Termodinâmicos .....                                  | 25    |
| 3.1. Análise Energética.....                                                 | 25    |
| 3.1.1. Análise pela Primeira Lei da Termodinâmica .....                      | 25    |
| 3.1.2. Análise pela Segunda Lei da Termodinâmica .....                       | 26    |
| 3.2. Análise Exergética .....                                                | 27    |
| 3.2.1. Conceito de Exergia .....                                             | 27    |
| 3.2.2. Balanço de Exergia .....                                              | 28    |
| 3.3. Eficiências Térmicas pela Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica ..... | 31    |
| 3.4. Índices de Desempenho de Sistemas de Cogeração .....                    | 33    |



|                                                                              |     |
|------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.5. Índices de Cogeração Propostos pela ANEEL .....                         | 35  |
| Capítulo 4 - Conceitos Termoeconômicos .....                                 | 37  |
| 4.1. Introdução à Termoeconomia .....                                        | 37  |
| 4.2. Metodologias de Análise Termoeconômica .....                            | 39  |
| 4.2.1. Teoria do Custo Exergético .....                                      | 40  |
| 4.2.2. Métodos de Alocação de Custos .....                                   | 44  |
| Capítulo 5 - Descrição das Configurações Analisadas .....                    | 45  |
| 5.1. Caso 1 - Usina Iracema .....                                            | 45  |
| 5.2. Caso 2 - Destilaria Pioneiros .....                                     | 55  |
| Capítulo 6 - Resultados e Discussões .....                                   | 64  |
| 6.1. Resultados da Análise Termodinâmica .....                               | 64  |
| 6.1.1. Resultados Termodinâmicos para a Usina Iracema (Caso 1) .....         | 64  |
| 6.1.2. Resultados Termodinâmicos para a Destilaria Pioneiros (Caso 2) .....  | 66  |
| 6.1.3. Índices de Desempenho e Rendimento Global das Plantas .....           | 69  |
| 6.2. Resultados da Análise Termoeconômica .....                              | 70  |
| 6.2.1. Resultados Termoeconômicos para a Usina Iracema (Caso 1) .....        | 70  |
| 6.2.2. Resultados Termoeconômicos para a Destilaria Pioneiros (Caso 2) ..... | 75  |
| 6.2.3. Comparação Entre os Custos de Geração .....                           | 79  |
| Capítulo 7 - Considerações Finais .....                                      | 81  |
| Referências Bibliográficas .....                                             | 83  |
| Anexo A - Setor Elétrico Brasileiro .....                                    | 88  |
| A.1. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro .....                            | 88  |
| A.2. O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro .....                        | 90  |
| A.3. Caracterização do Setor Elétrico Brasileiro .....                       | 93  |
| A.4. Plano Prioritário de Termoelectricidade .....                           | 96  |
| A.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica .....  | 97  |
| Anexo B - Setor Sucroalcooleiro .....                                        | 99  |
| B.1. Histórico do Setor Sucroalcooleiro no Brasil .....                      | 99  |
| B.2. Disponibilidade e Utilização da Biomassa da Cana-de-Açúcar .....        | 101 |
| B.2.1. Bagaço de Cana .....                                                  | 102 |
| B.2.2. Palha e Pontas da Cana .....                                          | 104 |
| Anexo C - Setor do Gás Natural .....                                         | 106 |
| C.1. Histórico .....                                                         | 106 |
| C.2. Descrição do Gás Natural .....                                          | 107 |





|                                                       |     |
|-------------------------------------------------------|-----|
| C.3. Exploração e Produção .....                      | 110 |
| C.4. Transporte e Distribuição .....                  | 111 |
| C.5. Aplicações do Gás Natural .....                  | 112 |
| C.6. Vantagens do Gás Natural .....                   | 114 |
| Anexo D - Cálculo das Exergias dos Combustíveis ..... | 116 |
| D.1. Exergia do Bagaço de Cana .....                  | 116 |
| D.2. Exergia do Gás Natural .....                     | 117 |
| Anexo E - Custos dos Equipamentos .....               | 119 |
| Anexo F - Balanço de Custos Exergoeconômicos .....    | 122 |



## Lista de Figuras

|                                                                                                                                                          |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Figura 2.1</b> - Sistema de elevação a partir de gases quentes ( <i>smokejack</i> ). .....                                                            | 11 |
| <b>Figura 2.2</b> - Representação esquemática de um ciclo Rankine.....                                                                                   | 14 |
| <b>Figura 2.3</b> - Representação esquemática de um ciclo Brayton simples. ....                                                                          | 16 |
| <b>Figura 2.4</b> - Representação esquemática de um ciclo combinado. ....                                                                                | 19 |
| <b>Figura 3.1</b> - Sistema aberto em comunicação com a atmosfera e n reservatórios<br>térmicos.....                                                     | 29 |
| <b>Figura 5.1</b> - Representação das plantas A e B da Usina Iracema.....                                                                                | 47 |
| <b>Figura 5.2</b> - Representação da planta C da Usina Iracema.....                                                                                      | 53 |
| <b>Figura 5.3</b> - Representação da planta A da Destilaria Pioneiros. ....                                                                              | 56 |
| <b>Figura 5.4</b> - Representação da planta B da Destilaria Pioneiros. ....                                                                              | 59 |
| <b>Figura 5.5</b> - Representação da planta C da Destilaria Pioneiros.....                                                                               | 62 |
| <b>Figura 6.1</b> - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço<br>(Configuração 1-A).....                                              | 71 |
| <b>Figura 6.2</b> - Custo do vapor de processo em função do custo do bagaço<br>(Configuração 1-A).....                                                   | 71 |
| <b>Figura 6.3</b> - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço e do<br>custo do gás natural (Configuração 1-B).....                    | 72 |
| <b>Figura 6.4</b> - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço e do<br>custo do gás natural (Configuração 1-B).....                   | 72 |
| <b>Figura 6.5</b> - Lucro obtido pela venda do bagaço excedente em função do custo do<br>gás natural para vários preços de venda do bagaço de cana. .... | 73 |
| <b>Figura 6.6</b> - Custo médio da energia elétrica gerada em função do custo do gás<br>natural (Configuração 1-C).....                                  | 74 |
| <b>Figura 6.7</b> - Custo médio da energia elétrica gerada em função do custo do bagaço<br>(Configuração 2-A).....                                       | 75 |
| <b>Figura 6.8</b> - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço<br>(Configuração 2-A).....                                             | 75 |
| <b>Figura 6.9</b> - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço<br>(Configuração 2-B).....                                              | 76 |
| <b>Figura 6.10</b> - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço<br>(Configuração 2-B).....                                            | 77 |



|                                                                                                                                      |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Figura 6.11</b> - Custo médio da energia gerada em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 2-C).....    | 77  |
| <b>Figura 6.12</b> - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 2-C)..... | 78  |
| <b>Figura A.1</b> - Principais linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil. ....                                             | 94  |
| <b>Figura C.1</b> - Gás associado e não-associado.....                                                                               | 108 |
| <b>Figura C.2</b> - Produção de gás natural no Brasil, por estado. ....                                                              | 111 |
| <b>Figura C.3</b> - Rede de gasodutos no Brasil.....                                                                                 | 112 |
| <b>Figura C.4</b> - Utilização de gás natural no Brasil por setores.....                                                             | 113 |
| <b>Figura C.5</b> - Perspectiva da participação do gás natural na matriz energética brasileira.....                                  | 114 |





## Lista de Tabelas

|                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Tabela 3.1</b> - Valores de $X$ e $F_c$ , em função da potência e do combustível principal.                           | 36 |
| <b>Tabela 5.1</b> - Capacidade das caldeiras da Usina Iracema.....                                                       | 48 |
| <b>Tabela 5.2</b> - Dados gerais das plantas A e B da Usina Iracema.....                                                 | 48 |
| <b>Tabela 5.3</b> - Parâmetros operacionais das plantas A e B da Usina Iracema. ....                                     | 49 |
| <b>Tabela 5.4</b> - Dados gerais da planta C da Usina Iracema. ....                                                      | 54 |
| <b>Tabela 5.5</b> - Parâmetros operacionais da planta C da Usina Iracema.....                                            | 54 |
| <b>Tabela 5.6</b> - Dados gerais da planta A da Destilaria Pioneiros.....                                                | 57 |
| <b>Tabela 5.7</b> - Parâmetros operacionais da planta A da Destilaria Pioneiros. ....                                    | 57 |
| <b>Tabela 5.8</b> - Dados gerais da planta B da Destilaria Pioneiros.....                                                | 60 |
| <b>Tabela 5.9</b> - Parâmetros operacionais da planta B da Destilaria Pioneiros. ....                                    | 60 |
| <b>Tabela 5.10</b> - Dados gerais da planta C da Destilaria Pioneiros.....                                               | 63 |
| <b>Tabela 5.11</b> - Parâmetros operacionais da planta C da Destilaria Pioneiros. ....                                   | 63 |
| <b>Tabela 6.1</b> - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as caldeiras (Configurações 1-A, 1-B e 1-C). ....                 | 65 |
| <b>Tabela 6.2</b> - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as turbinas (Configurações 1-A, 1-B e 1-C)..... | 65 |
| <b>Tabela 6.3</b> - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as caldeiras (Configuração 2-A).....                              | 67 |
| <b>Tabela 6.4</b> - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as turbinas (Configuração 2-A).....             | 67 |
| <b>Tabela 6.5</b> - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para a caldeira (Configuração 2-B).....                                | 67 |
| <b>Tabela 6.6</b> - Potência gerada e eficiências da 1ª Lei e da 2ª Lei para a turbina (Configuração 2-B).....           | 67 |
| <b>Tabela 6.7</b> - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para a caldeira de recuperação (Configuração 2-C).....                 | 67 |
| <b>Tabela 6.8</b> - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as turbinas (Configuração 2-C).....             | 68 |
| <b>Tabela 6.9</b> - Índices de desempenho das plantas.....                                                               | 69 |
| <b>Tabela 6.10</b> - Quadro comparativo para as configurações da Usina Iracema. ....                                     | 74 |
| <b>Tabela 6.11</b> - Quadro comparativo para as configurações da Destilaria Pioneiros...                                 | 78 |
| <b>Tabela 6.12</b> - Custos médios da produção de energia elétrica e vapor. ....                                         | 79 |
| <b>Tabela A.1</b> - Quadro comparativo entre os modelos do setor elétrico brasileiro.....                                | 93 |



|                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Tabela A.2</b> - Evolução da potência elétrica instalada no Brasil, em MW. ....        | 95  |
| <b>Tabela A.3</b> - Valor para cada fonte de energia na primeira etapa do PROINFA.....    | 98  |
| <b>Tabela C.1</b> - Marcos relevantes na evolução do setor de gás natural no Brasil. .... | 107 |
| <b>Tabela C.2</b> - Composição em volume do gás natural comercializado no Brasil.....     | 109 |
| <b>Tabela C.3</b> - Especificação do gás natural comercializado no Brasil.....            | 110 |
| <b>Tabela D.1</b> - Frações em massa dos elementos químicos no bagaço de cana. ....       | 117 |
| <b>Tabela D.2</b> - Composição e exergia química do gás natural. ....                     | 118 |
| <b>Tabela E.1</b> - Custo estimado dos equipamentos. ....                                 | 119 |
| <b>Tabela E.2</b> - Custo anual dos equipamentos, com amortização. ....                   | 121 |
| <b>Tabela E.3</b> - Taxas de custos para as configurações estudadas.....                  | 121 |
| <b>Tabela F.1</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-A.....      | 122 |
| <b>Tabela F.2</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-B.....      | 124 |
| <b>Tabela F.3</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-C.....      | 125 |
| <b>Tabela F.4</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-A.....      | 126 |
| <b>Tabela F.5</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-B.....      | 127 |
| <b>Tabela F.6</b> - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-C.....      | 127 |



## Nomenclatura

### Símbolos latinos

|                        |                                                                   |
|------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| $\dot{m}$              | Fluxo de massa (kg/s)                                             |
| $\dot{Q}$              | Fluxo de calor (kW)                                               |
| $\dot{W}$              | Fluxo de trabalho (kW)                                            |
| $\dot{S}_{\text{ger}}$ | Fluxo de geração de entropia (kW/kgK)                             |
| $\dot{B}$              | Fluxo de exergia (kW/kg)                                          |
| $\dot{C}$              | Taxa de custo monetário (R\$/s)                                   |
| $\dot{Z}_k$            | Taxa de custo por componente (R\$/s)                              |
| $b$                    | Exergia específica (kJ/kg)                                        |
| $c$                    | Custo monetário por unidade de exergia (R\$/kJ)                   |
| $CI$                   | Custo de investimento de capital (R\$)                            |
| $Ec$                   | Energia disponibilizada pelo combustível (MWh)                    |
| $Ee$                   | Energia eletromecânica (MWh)                                      |
| $Et$                   | Energia térmica utilizada (MWh)                                   |
| $Ex$                   | Exergia química específica dos componentes do gás natural (kJ/kg) |
| $f_a$                  | Fator de amortização                                              |
| $f_{\text{omf}}$       | Percentual de custo anual fixo de operação e manutenção (%)       |
| $f_{\text{omv}}$       | Percentual de custo anual variável de operação e manutenção (%)   |
| $F_c$                  | Fator de cogeração                                                |
| $FC$                   | Fator de carga                                                    |
| $g$                    | Aceleração gravitacional (m/s <sup>2</sup> )                      |
| $h$                    | Entalpia específica (kJ/kg)                                       |
| $i$                    | Taxa anual de juros (%)                                           |
| $L$                    | Entalpia de vaporização da água (kJ/kg)                           |
| $M$                    | Massa molecular (kg/kmol)                                         |
| $n$                    | Período (anos)                                                    |
| $P$                    | Pressão (kPa)                                                     |
| $s$                    | Entropia específica (kJ/kgK)                                      |
| $t$                    | Tempo (h)                                                         |





|       |                                               |
|-------|-----------------------------------------------|
| $T$   | Temperatura (K)                               |
| $V$   | Velocidade do fluxo de massa (m/s)            |
| $x$   | Fator de ponderação                           |
| $X_i$ | Fração do componente químico na mistura (%)   |
| $z$   | Cota do fluxo de massa (m)                    |
| $Z$   | Fração em massa dos componentes do bagaço (%) |
| $Z_k$ | Custo anual de um equipamento (R\$/ano)       |

### Símbolos gregos

|             |                                                           |
|-------------|-----------------------------------------------------------|
| $\beta$     | Função das frações de massa dos componentes do bagaço (%) |
| $\mu_i$     | Potencial químico do elemento                             |
| $\eta_I$    | Eficiência pela 1ª Lei (%)                                |
| $\eta_{II}$ | Eficiência pela 2ª Lei (%)                                |

### Subscritos/Sobrescritos

|          |                         |
|----------|-------------------------|
| 0        | Estado de referência    |
| a        | Amortização             |
| bag      | Bagaço                  |
| cald     | Caldeira                |
| cald_ref | Caldeira de referência  |
| CI       | Investimento de capital |
| comb     | Combustível             |
| cond     | Condensador             |
| desa     | Desaerador              |
| df       | Desfibrador             |
| e        | Entrada                 |
| evap     | Evaporador              |
| fis      | Física                  |
| G        | Gerador                 |
| ger      | Geração                 |
| gn       | Gás natural             |





|          |                                  |
|----------|----------------------------------|
| iso      | Isoentrópico                     |
| k        | Componente                       |
| n        | Período em anos                  |
| OM       | Operação e manutenção            |
| perd     | Perdido                          |
| pi       | Picador                          |
| Q        | Referente a calor                |
| qui      | Química                          |
| rev      | Reversível                       |
| s        | Saída                            |
| t        | Total                            |
| term_ref | Planta de potência de referência |
| TB       | Turbobomba                       |
| TV       | Turbina a vapor                  |
| TEC      | Turboexaustor da caldeira        |
| TG       | Turbina a gás                    |
| U        | Útil                             |
| V.C.     | Volume de controle               |
| W        | Referente a trabalho             |

### Abreviaturas

|           |                                                                               |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------|
| ANEEL     | Agência Nacional de Energia Elétrica                                          |
| ANP       | Agência Nacional do Petróleo                                                  |
| APE       | Autoprodutor de Energia                                                       |
| BIG/GT    | <i>Biomass Integrated Gasification Gas Turbine</i>                            |
| BIG/GTCC  | <i>Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle</i>             |
| BIG/ISTIG | <i>Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine</i> |
| BIG/STIG  | <i>Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine</i>             |
| BNDES     | Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social                          |
| CCVE      | Contratos de Compra e Venda de Energia                                        |
| CEST      | <i>Condensing Extraction Steam Turbine</i>                                    |



|            |                                                                  |
|------------|------------------------------------------------------------------|
| COGEN      | Associação Paulista de Cogeneradores de Energia                  |
| COMGAS     | Companhia de Gás de São Paulo                                    |
| DSR        | Demanda Suplementar de Reserva                                   |
| EES        | <i>Engineering Equation Solver</i>                               |
| ELETROBRAS | Centrais Elétricas Brasileiras S.A.                              |
| FUE        | Fator de Utilização de Energia                                   |
| GASBOL     | Gasoduto Bolívia-Brasil                                          |
| GLP        | Gás Liquefeito de Petróleo                                       |
| GN         | Gás Natural                                                      |
| GNC        | Gás Natural Comprimido                                           |
| GNL        | Gás Natural Liquefeito                                           |
| GOELRO     | Plano Governamental de Eletrificação Russa                       |
| IAA        | Instituto do Açúcar e do Alcool                                  |
| IGP        | Índice de Geração de Potência                                    |
| IGPM       | Índice Geral de Preços de Mercado                                |
| IPE        | Índice de Poupança de Energia                                    |
| IPT        | Instituto de Pesquisas Tecnológicas                              |
| ISO        | <i>International Organization of Standardization</i>             |
| MAE        | Mercado Atacadista de Energia                                    |
| MME        | Ministério de Minas e Energia                                    |
| NULEN      | Núcleo de Planejamento Energético e Cogeração                    |
| ONS        | Operador Nacional do Sistema Elétrico                            |
| PCH        | Pequena Central Hidrelétrica                                     |
| PCI        | Poder Calorífico Inferior                                        |
| PCS        | Poder Calorífico Superior                                        |
| PETROBRAS  | Petróleo Brasileiro S.A.                                         |
| PIB        | Produto Interno Bruto                                            |
| PIE        | Produtor Independente de Energia                                 |
| PPT        | Programa Prioritário de Termoeletricidade                        |
| PROALCOOL  | Programa Nacional do Alcool                                      |
| PROINFA    | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica |
| PURPA      | <i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>                    |
| RPC        | Razão Potência/Calor                                             |



|         |                                                     |
|---------|-----------------------------------------------------|
| SIN     | Sistema Interligado Nacional                        |
| SINTREL | Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica |
| UNICA   | União da Agroindústria Canavieira de São Paulo      |
| UPGN    | Unidade de Processamento de Gás Natural             |
| YPFB    | <i>Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos</i> |





## Resumo

Neste trabalho é analisada a possibilidade de aproveitamento do gás natural como combustível complementar em usinas de açúcar e álcool paulistas, que ficam próximas do gasoduto, com a finalidade de não só aumentar a quantidade de energia e/ou bagaço para comercialização, como também permitir a operação durante todo o ano. Para tanto, é feito um estudo termodinâmico minucioso, bem como uma criteriosa análise da viabilidade técnica e econômica, levando-se em conta as modificações que devem ser feitas com relação às plantas tradicionais dessas usinas, que incluem a implantação de queimadores de gás nas caldeiras e/ou a instalação de uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação. O gás natural queimado diretamente nas caldeiras mostrou-se uma opção economicamente inviável, enquanto que seu uso em ciclo combinado pode ser uma alternativa interessante, desde que existam condições favoráveis ao retorno dos altos investimentos a serem realizados.

**Palavras-Chave:** Cogeração de energia, Termoeconomia, Gás natural, Bagaço de cana, Usina sucroalcooleira.



## Abstract

In this work, the possibility of using natural gas as a complementary fuel in sugar cane industries located near the gas pipeline is analyzed. The purpose is to increase the amount of energy and/or bagasse for commercialization as well as to allow the operation during all the year. A comprehensive thermodynamic studies as well as analyses of technical and economical viability were accomplished taking into account the necessary modifications in the traditional plants of those industries. These modifications include the installation of gas burners in the boilers and/or the installation of a gas turbine and a heat recovery steam generator. The natural gas burned directly in the boilers resulted economically in an option unviable, while its use in a combined cycle can be an interesting alternative, since there are favorable conditions to the return of the high investments that should be accomplished by the sugar cane industries.

**Keywords:** Energy cogeneration, Thermoeconomy, Natural gas, Cane bagasse, Sugar cane industry.



## Preâmbulo

Este trabalho está inserido dentro das linhas de pesquisa do NUPLEN (Núcleo de Planejamento Energético e Cogeração) do Departamento de Engenharia Mecânica da Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira (UNESP) e está estruturado em 7 Capítulos e 6 Anexos, cujos conteúdos são descritos brevemente a seguir.

No Capítulo 1 são apresentadas algumas considerações preliminares, a motivação para a realização do trabalho, bem como os objetivos do mesmo. Além disso, é apresentada uma breve revisão da literatura relacionada à cogeração de energia no setor sucroalcooleiro.

No Capítulo 2 são apresentados aspectos da cogeração de energia, abordando o histórico, os ciclos disponíveis e os parâmetros que devem ser considerados para a análise da viabilidade técnica e econômica para a instalação de sistemas de cogeração de energia.

No Capítulo 3 são apresentados os conceitos termodinâmicos necessários para a avaliação das plantas de cogeração, dando ênfase às eficiências dos equipamentos e processos e para alguns índices de desempenho fundamentais, baseados na primeira e na segunda lei da termodinâmica, bem como se levando em conta os índices de cogeração propostos pela ANEEL.

No Capítulo 4 são abordadas as metodologias termoeconômicas comumente aplicadas às plantas de cogeração, destacando-se a Teoria do Custo Exergético e o Método das Extrações, como forma de partição dos custos.

No Capítulo 5 são descritas as plantas de cogeração de energia sobre as quais serão concentrados os estudos, destacando-se as características operacionais e os equipamentos envolvidos.

No Capítulo 6 são apresentados e discutidos os resultados obtidos através da análise termodinâmica e termoeconômica de cada uma das configurações das plantas de cogeração estudadas.

No Capítulo 7 são descritas as principais conclusões obtidas através da análise dos resultados e feitas algumas recomendações, além de propostas de futuras avaliações de interesse.





Por fim, é apresentada uma lista de referências bibliográficas usadas para a execução deste trabalho, que consistem de livros clássicos, artigos de periódicos e de congressos, teses e dissertações, bem como *websites*.

Complementando, no Anexo A é feita uma síntese dos aspectos referentes ao Setor Elétrico Brasileiro, abordando o histórico, a crise energética e a reestruturação do setor, além do papel dos órgãos governamentais relacionados ao setor. Neste anexo ainda são apresentados os programas governamentais de incentivos para geração de energia e mostradas a malha de distribuição e a evolução da potência elétrica instalada no Brasil.

No Anexo B é feita uma abordagem do setor sucroalcooleiro brasileiro, incluindo o histórico, a disponibilidade de biomassa da cana-de-açúcar, as tecnologias empregadas para melhoria da eficiência energética e geração de excedente de energia elétrica, bem como o potencial de cogeração do setor.

No Anexo C são considerados aspectos referentes ao gás natural, utilizado neste trabalho como combustível complementar ao bagaço de cana, levando-se em conta a sua constituição, exploração, produção, transporte e distribuição. São destacadas, também neste capítulo, as aplicações do gás natural em diversos setores e mostrada uma comparação com relação aos outros gases combustíveis.

No Anexo D são mostradas as equações para o cálculo das exergias do bagaço de cana e do gás natural; no Anexo E são apresentadas as estimativas dos custos dos equipamentos com base na literatura disponível e, por fim, no Anexo F são mostrados os balanços dos custos exergoeconômicos para cada um dos equipamentos de cada uma das configurações estudadas.





## Capítulo 1 - Introdução

### 1.1. Considerações Preliminares

O crescente aumento do consumo de energia mostrou a necessidade de um planejamento estratégico para promover uma maior diversificação da matriz energética brasileira, hoje ainda altamente dependente da hidroeletricidade.

Diante deste contexto, diversos programas governamentais estão sendo implementados para promover a geração independente e descentralizada de energia, tais como o Programa Primitivo de Termoeletricidade (PPT) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

Neste sentido, a cogeração através da associação do gás natural com a biomassa aparece como uma opção interessante, mas são raros os projetos em andamento considerando esta opção de geração, havendo, portanto, campo para desenvolvimento de pesquisas.

Aspectos importantes relacionados ao presente trabalho, referentes aos setores elétrico, sucroalcooleiro e do gás natural no Brasil, são apresentados nos Anexos A, B e C, respectivamente.

### 1.2. Motivação

Dentre os diversos fatores que motivaram a realização deste trabalho, podem ser destacados os seguintes:

- Racionamento de energia elétrica em 2001, mostrando a necessidade de uma maior diversificação da matriz energética brasileira, hoje baseada na hidroeletricidade;
- Surgimento de programas governamentais incentivando a geração descentralizada de energia utilizando outras fontes (PPT e PROINFA);
- Aumento do interesse das usinas sucroalcooleiras para a produção de excedentes de energia elétrica cogorada visando à comercialização;
- Surgimento de políticas para massificação do uso do gás natural, dando oportunidade para novas aplicações;

- Existência de várias usinas sucroalcooleiras próximas ao gasoduto Bolívia-Brasil e/ou áreas disponíveis nas imediações para implantação de novos investimentos;
- Interesse da COMGÁS (Companhia de Gás de São Paulo) e da COGEN-SP (Associação Paulista de Cogeneradores de Energia) pelo assunto.

### 1.3. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo analisar a viabilidade técnica-econômica do aproveitamento do gás natural como combustível complementar em usinas sucroalcooleiras que ficam próximas ao gasoduto Bolívia-Brasil (Gasbol).

Para tanto, serão analisadas diferentes configurações baseadas em plantas de geração de vapor e potência de duas usinas de açúcar e álcool: a Usina Itacema e a Destilaria Pioneiros. A Usina Itacema privilegia a venda do bagaço excedente, por estar localizada em uma região onde sua demanda pelas indústrias locais é intensa. A Destilaria Pioneiros pretende comercializar o excedente de energia elétrica produzido, por se situar próxima às linhas de transmissão, o que facilita a interligação com o sistema elétrico.

Um estudo termodinâmico minucioso, bem como uma criteriosa análise da viabilidade técnica e econômica são realizados para diversas configurações, as quais envolvem modificações das plantas tradicionais existentes nessas usinas para permitir o uso combinado do gás natural e do bagaço de cana para geração eletricidade e vapor necessários para os processos, bem como possibilitar a comercialização do excedente de energia elétrica ou de bagaço.

### 1.4. Revisão da Literatura

A seguir é apresentada uma breve revisão da literatura relacionada à cogeração de energia no setor sucroalcooleiro, destacando-se trabalhos envolvendo análises termodinâmicas e termoeconômicas, entre outros aspectos.

Existem diversos livros clássicos sobre análise de sistemas e cogeração de energia, entre eles podem ser citados: Orlando (1991), Horlock (1992), Kotas (1995),





Bejan *et al.* (1996), Horlock (1997), Khartchenko (1998) e Balestieri (2002), que servem como base para qualquer tipo de estudo específico.

Nos últimos anos, têm surgido diversos trabalhos relacionados à análise energética, exergética e termoeconômica de sistemas aplicados às usinas de açúcar e álcool e verifica-se que a produção nesta área continua intensa até os dias atuais, o que demonstra a preocupação dos pesquisadores com o tema. A seguir serão apresentados resumidamente alguns trabalhos que serviram como referência para o desenvolvimento do presente trabalho.

Walter (1994) tratou da cogeração e da produção independente de eletricidade, como formas de geração descentralizada de energia elétrica e, em especial, da viabilidade e das perspectivas dessas tecnologias junto ao setor sucroalcooleiro no Brasil, levando-se em conta a expansão da agroindústria canavieira. Foram analisadas várias alternativas de geração elétrica em larga escala e determinadas as principais características técnicas de cada sistema, tais como a capacidade de geração, a produção de energia elétrica, a disponibilidade de excedentes e a demanda de biomassa. Esses resultados permitiram identificar o potencial das tecnologias de maior viabilidade técnica e econômica, a partir da consideração de cenários alternativos de crescimento da produção de cana no estado de São Paulo e da identificação das usinas mais adequadas para esses empreendimentos.

Barreda Del Campo & Llagostera (1996) avaliaram três configurações de sistemas de cogeração em usinas de açúcar, visando à produção de excedentes de energia elétrica passíveis de comercialização. Foi estudada a influência dos parâmetros do vapor, da eficiência das caldeiras e, para as configurações de melhor desempenho, da dependência da geração de eletricidade em função da demanda de vapor de processo. Foi efetuada uma análise exergética das alternativas mais significativas e, finalmente, uma avaliação econômica das configurações que se apresentaram mais promissoras.

Coelho *et al.* (1997) realizaram uma análise termoeconômica do processo de cogeração em uma usina de açúcar e álcool paulista. Os custos exergéticos do processo de geração de vapor e eletricidade foram calculados para várias configurações, a partir de estimativas de excedentes de eletricidade e dos investimentos correspondentes. Foram aplicados os métodos de "igualdade", "extração" e "trabalho como subproduto", para a partição dos custos. Entre as





configurações avaliadas, destaca-se uma que consiste na simples troca de equipamentos, mantendo-se os mesmos níveis de pressão nas caldeiras e turbinas de contrapressão, com pequeno investimento em técnicas relativas ao uso racional de energia, visando apenas atingir a auto-suficiência energética. Uma outra configuração estudada consiste no aumento dos níveis de pressão e a realização de investimentos adicionais no uso racional de energia, incluindo a eletrificação das moendas. Por fim, foi analisada uma configuração na qual foram realizados grandes investimentos, através da substituição da turbina de contrapressão por uma de extração-condensação, produzindo, neste caso, significativo excedente de eletricidade.

Barreda Del Campo *et al.* (1998) estudaram o sistema de cogeração de uma usina sucroalcooleira que fornece excedentes de energia para a rede elétrica. Foram calculados, além das propriedades termodinâmicas dos diferentes fluxos do sistema, os balanços de massa, energia e exergia. Além disso, eles realizaram uma comparação das eficiências de primeira e segunda lei, mostrando a utilidade desta última na avaliação de um sistema real, e como elemento importante para decisão de melhorias das plantas térmicas ao evidenciar os equipamentos de maiores irreversibilidades e, conseqüentemente, a perda de oportunidades de geração de energia elétrica.

Carpio *et al.* (1999) apresentaram critérios de avaliação termodinâmica para sistemas de cogeração em usinas de açúcar, analisando dois sistemas de cogeração, um com turbina de contrapressão operando a 2,1 MPa e 300 °C e outro com turbina de extração-condensação operando a 8,0 MPa e 450 °C. Foi analisada também a possibilidade de utilização de combustíveis auxiliares para o período da entre-safra, usando palha de cana, eucalipto e gás natural. Além disso, foi determinado o custo de geração de eletricidade para cada caso. Os autores concluíram que o sistema com turbina de condensação e com duas extrações apresentou eficiência de 66,0 % contra 42,0 % do sistema de contrapressão, além de ter uma taxa de economia da energia do combustível de quase sete vezes. Como alternativas de geração fora da safra, o gás natural foi o combustível que apresentou o menor custo seguido pela palha de cana, se considerado custos de colheita e transporte inferiores a R\$ 25,00 por tonelada.

Coelho (1999) propôs e discutiu mecanismos para viabilizar um programa amplo de venda de excedentes de eletricidade a partir da biomassa das usinas de



açúcar e álcool do Estado de São Paulo. Além disso, foi realizada uma avaliação termoeconômica de uma planta real (Companhia Energética Santa Elisa, Sertãozinho-SP) e foram propostas modificações na legislação e na regulamentação em vigor e, também, estudos visando à inclusão dos custos ambientais e taxação de carbono no planejamento integrado do setor elétrico brasileiro.

Negri & Vieira (1999) utilizaram a avaliação termoeconômica como fator de comparação entre configurações de usinas termelétricas, analisando cada configuração proposta em três diferentes condições de operação e aplicando os métodos de partição de custos da igualdade e da extração para a obtenção dos custos exergéticos.

Vieira & Pellegrini (1999) apresentaram um estudo de caso onde foi analisada a repotenciação de usinas de açúcar e álcool de médio porte, localizadas na região sudeste do país. Para tanto, foi considerada uma unidade padrão característica do setor que processa 10 mil toneladas de cana por dia e foi utilizado um modelo matemático denominado Modelo de Despacho Hidrotérmico, comumente usado como balizador no processo decisório da expansão de empreendimentos para oferta de energia elétrica. Foi constatado que as usinas sucroalcooleiras, embora apresentem um regime sazonal de operação, são empreendimentos bastante interessantes do ponto de vista da expansão do sistema elétrico brasileiro.

Corrêa Neto (2001) avaliou a viabilidade técnica e econômica de projetos de geração de energia elétrica utilizando como combustível o bagaço, a palha e as pontas da cana-de-açúcar, como opção complementar à expansão do sistema elétrico brasileiro. A tecnologia analisada foi de geração termelétrica com ciclo combinado, operando em cogeração, integrado a sistemas de gaseificação de biomassa para a produção de gás combustível, com e sem adição de gás natural. A análise econômica foi feita através da modelagem e construção de curvas de economicidade do projeto, baseadas nos preços da energia elétrica, do gás natural e nos custos da biomassa.

Sánchez Prieto & Nebra (2001) fizeram uma análise de custo exergético do sistema de cogeração de uma usina açucareira que tem toda sua demanda de potência e energia térmica satisfeita pelo próprio sistema. Neste trabalho, os autores incluíram a determinação das irreversibilidades e das eficiências da segunda lei da termodinâmica, salientando a importância destas eficiências para as decisões sobre possíveis alterações do sistema, tanto para melhoria na planta térmica, como no





sentido de atender os requisitos necessários estabelecidos pela ANEEL para a qualificação de centrais cogedoras para a venda de energia.

Sánchez Prieto *et al.* (2001) também apresentaram uma outra análise de custo exergético do sistema de cogeração aplicado na Usina Cruz Alta, localizada na cidade de Olímpia (SP). Porém, neste estudo é enfatizada uma metodologia para a determinação experimental da eficiência do sistema, permitindo a determinação do consumo de bagaço de cana da caldeira. Além disso, cada equipamento foi tratado separadamente de forma que os balanços de massa, energia e exergia foram feitos para cada componente do sistema térmico.

Higa & Bannwart (2002) realizaram algumas simulações e análises térmicas de uma planta produtora de açúcar e álcool visando otimizar a produção de excedente de energia elétrica e encontrar a melhor forma de recuperação de calor e integração térmica do processo. Foram consideradas diferentes tecnologias de cogeração e de arranjos de evaporadores de múltiplos efeitos. Os resultados obtidos demonstraram que diferentes configurações requerem também diferentes medidas e estabelecem algumas prioridades, que podem ser realizadas em diversos níveis de investimentos econômicos. Além das diferenças na integração da usina no sistema de cogeração para a economia de bagaço, ou para o aumento da geração de energia elétrica excedente, foi possível concluir que as medidas para alcançar esses objetivos devem ser priorizadas de acordo com o consumo de vapor de processo e a integração de evaporadores de múltiplos efeitos.

Lobo *et al.* (2002) analisaram os processos de extração de duas empresas sucroalcooleiras que usam turbinas de contrapressão para fornecer trabalho, sendo o vapor de contrapressão utilizado como energia térmica de processo. Uma das empresas emprega grandes turbo geradores de múltiplos estágios, que operam com entrada de vapor a 3,0 MPa e 330 °C, para cogear energia elétrica para motores elétricos que acionam as moendas, picadores e desfibradores. Já na outra empresa, o acionamento das máquinas é realizado diretamente por pequenas turbinas de simples estágio operando com vapor a 2,0 MPa e 290 °C. Foi verificado que a empresa que utiliza energia elétrica cogorada, com turbinas maiores para acionar as máquinas, chega a economizar 65 % do bagaço gasto para moer uma tonelada de cana quando comprada com a empresa que utiliza várias turbinas menores e menos eficientes. Os autores concluíram que, com o uso mais racional do bagaço gerando vapor em temperaturas e pressões maiores, obtém-se uma grande economia de



bagaço, que tanto pode ser comercializado *in natura*, ou ser usado para cogeração de excedentes de eletricidade.

Jaguaribe *et al.* (2002) realizaram um estudo termodinâmico e avaliaram as condições técnicas das instalações a serem implantadas em um sistema de cogeração de energia na Destilaria Japungu Agroindustrial S.A., localizada em Santa Rita (PB). A ampliação proposta não tinha o objetivo apenas de tornar a destilaria auto suficiente em termos de energia, mas também de tornar possível exportar 33.616 MWh durante a safra e 3.600 MWh na entre-safra. Foram considerados todos os custos envolvidos e os resultados mostraram que, naquela oportunidade, o negócio não seria atrativo, mas se houvesse uma elevação do preço de venda da eletricidade, o novo sistema de cogeração com venda de energia seria mais rentável.

Brighenti (2003) apresentou e analisou os diversos requisitos necessários para que haja uma integração confiável e segura dos sistemas de geração a partir de biomassa (especificamente cogeração com bagaço de cana) ao sistema elétrico de potência. Foi considerado um estudo de uma usina de açúcar e álcool do Estado de São Paulo (Usina Santa Adélia), que recentemente ampliou sua geração própria, passando a comercializar sua eletricidade excedente com a CPFL. Foram levantadas e analisadas as barreiras técnicas, legislativas, econômicas e ambientais, que, em conjunto, determinam a integração do cogerador, sendo dada ênfase especial à parte técnica da interligação, buscando analisar o impacto que a inserção dos produtores independentes pode causar no sistema elétrico e o que precisaria ser feito para a interligação com a concessionária.

Leite (2003) apresentou várias propostas de ciclos de potência e de plantas de cogeração para especificação de uma central termelétrica para operar em ciclo combinado, utilizando o gás natural e o bagaço de cana excedente de usinas sucroalcooleiras como energéticos. O trabalho consistiu na determinação da melhor opção na seleção da central termelétrica, considerando o critério de mínimo custo por kWh de energia produzida, através de uma análise termoeconômica, com a avaliação dos custos de produção de vapor e de eletricidade em base exergética.

Sánchez Prieto (2003) realizou uma detalhada análise energética e exergética, visando determinar as eficiências de primeira e segunda lei da termodinâmica para os principais equipamentos de duas plantas de usinas sucroalcooleiras, bem como o consumo de combustível envolvido, além de alguns

índices de desempenho típicos de sistemas de cogeração. O objetivo fundamental da avaliação foi determinar os custos dos principais fluxos do sistema, considerando os custos como se fosse uma instalação nova, com taxa de juros de 15% ao ano e um período de amortização de 15 anos. Foi avaliada a variação do custo de bagaço e sua influência nos custos dos fluxos da planta e dada ênfase na potência elétrica e nos índices de desempenho.

Jaguaribe *et al.* (2004) discutiram um caso real de investimento na ampliação do sistema de cogeração de energia em uma indústria sucroalcooleira paraibana (Japungu Agroindustrial S.A.), considerando o preço sazonal do bagaço, os custos de geração de energia e levando-se em conta um período de 10 anos. Com o novo parque de cogeração a indústria se tornou auto-suficiente em energia, dispondo de 21.240 MWh para comercialização, com uma potência média de exportação de 4.000 kW. Todavia, após a análise econômica efetuada, verificou-se que a melhor opção seria manter a planta na forma original e vender o bagaço a R\$ 26,00 por tonelada.





## Capítulo 2 - Aspectos da Cogeração de Energia

### 2.1. Definição da Cogeração

Cogeração é um vocábulo de origem norte-americana empregado desde a década de 70 para designar os processos de produção combinada de calor e potência, com uso seqüencial da energia liberada por uma mesma fonte combustível, qualquer que seja o ciclo termodinâmico empregado (Walter, 1994). Em outras palavras, seria o aproveitamento de uma parcela de energia que teria de ser obrigatoriamente rejeitada por força da Segunda Lei da Termodinâmica, resultando em um aumento da eficiência global do ciclo (Balestieri, 2002). São usuais sistemas de cogeração nos quais as máquinas motrizes são turbinas a vapor, turbinas a gás ou, ainda, motores de combustão interna.

Do ponto de vista energético a atratividade da cogeração reside nas altas eficiências globais de conversão, da ordem de 75 a 90 %, valores estes muito superiores aos casos onde se produz calor e potência de forma independente, onde se atingem de 30 a 40 %. Do ponto de vista do sistema elétrico, a cogeração, nos setores industrial e terciário, é uma opção de geração descentralizada de energia elétrica.

O princípio de produção combinada de calor e potência pode ser visto através de três concepções distintas.

A primeira delas diz respeito ao funcionamento de centrais termelétricas, recuperando e aproveitando o calor rejeitado na operação do ciclo termodinâmico de produção de potência, em geral com a finalidade de aquecimento de ambientes. Por ser bastante significativa, a quantidade de calor produzida pode atender, total ou parcialmente, as necessidades das instalações próximas à central térmica. Esse princípio dos sistemas de cogeração é conhecido como “redes de calor” ou “sistemas de calor distrital”.

Uma segunda concepção está associada à produção combinada de calor e potência em instalações industriais. A potência produzida, geralmente potência elétrica, pode suprir parte ou a totalidade das necessidades da própria planta industrial. Existe a possibilidade da produção de um excedente de potência em





relação à demanda da planta, o qual pode ser comercializado com a concessionária local. O fluxo de energia na forma de calor é utilizado como calor de processo.

A viabilidade técnico-econômica da cogeração em instalações industriais é favorecida na medida em que a carga térmica for mais significativa e constante, como em indústrias químicas, refinarias de petróleo, indústrias siderúrgicas e metalúrgicas de grande porte, indústrias de papel e celulose e grandes plantas de produção de alimentos. Além desse aspecto, a cogeração é igualmente favorecida em processos onde há um subproduto que pode ser empregado como combustível; dois exemplos que podem ser citados são o das fábricas de celulose, a partir do uso da lixívia negra, e o das usinas de açúcar e álcool, com utilização do bagaço (Walter, 1994).

A terceira concepção é a cogeração no setor terciário, na qual toda a demanda de calor e potência pode ser atendida pelo mesmo sistema, sendo tais configurações designadas como “sistemas integrados de energia” ou “sistemas de energia total”. O calor produzido é empregado no aquecimento de grandes volumes de água, que podem ser destinados para finalidades de higiene, lazer, calefação ou, ainda, na produção de frio. Sistemas integrados de energia podem ser encontrados em escolas, universidades, hotéis, hospitais, condomínios, centros de lazer, centros de pesquisa, supermercados, bancos e instalações de depuração de esgoto urbano, entre outros locais.

As limitações da tecnologia de cogeração nesse setor estão associadas às suas próprias características, tais como: baixo requerimento de potência, número reduzido de horas de funcionamento e existência de cargas térmicas sazonais, o que desfavorece a viabilidade econômica desses sistemas.

A elevação das eficiências dos equipamentos e a redução de seus custos de investimento, manutenção e operação, estão ampliando a faixa de aplicação da cogeração, por conferir estas características a equipamentos de menor escala.

Um projeto de central de cogeração adequado em termos conceituais é aquele que não só atende às demandas operacionais prescritas pelo processo, mas também consegue garantir o nível de excedentes planejado, nos períodos ajustados pelo processo, com confiabilidade e eficiência.

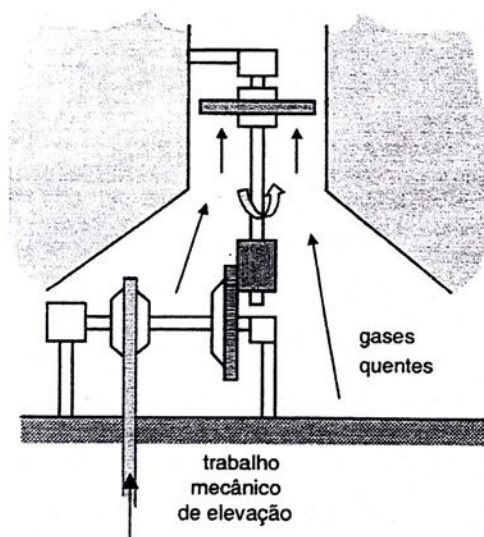
Nos casos em que isso não é alcançado, as falhas na geração e a queda de eficiência que lhe são decorrentes ocasionam, respectivamente, aumentos nos custos de operação e manutenção devido ao pagamento de multas contratuais e



aumento nos custos dos combustíveis utilizados, mesmo que a central queime resíduos ou subprodutos do processo (Balestieri, 2002).

## 2.2. Histórico da Cogeração

Pierce (1995) realizou um interessante trabalho de investigação histórica e identificou a origem da cogeração no sistema de elevação desenvolvido pelos tártaros na Europa no século XIV. Este sistema, denominado *smokejack*, era acionado a partir de gases quentes que subiam em uma chaminé, conforme mostra a Figura 2.1. O *smokejack* desempenhava um trabalho útil com baixo custo e foi o precursor de outros mecanismos mais eficientes e úteis, como a turbina a gás e a hélice.



**Figura 2.1** - Sistema de elevação a partir de gases quentes (*smokejack*).

Em 1776, a idéia de utilizar cogeração foi aplicada por Watt e Boulton nas máquinas de combustão para moendas de cana de açúcar na *West Indies & Co.* considerando que a mesma combustão usada para ferver o açúcar fosse utilizada para produzir vapor que seria necessário para o processo da fábrica. Essa idéia foi logo difundida e aplicada em outras indústrias.

Em 1787, Oliver Evens fabricou máquinas a vapor de alta pressão para serem usadas em destilarias, cervejarias, fábricas de sabonete, de papel, economizando combustível para todos estes propósitos com o aproveitamento do vapor de



exaustão das máquinas de vapor. Além disso, ele projetou um sistema para resfriamento de oficinas utilizando refrigeração por absorção operada pelos gases de escape de uma máquina de vapor. As oficinas inglesas, em 1820, também adotaram a cogeração para processos, condicionamento de ambientes e outras aplicações.

O início do desenvolvimento moderno da cogeração aconteceu em meados de 1870, quando máquinas a vapor de eixo alternativo foram acopladas a geradores elétricos em áreas com alta densidade populacional. Nesta oportunidade, a cogeração estava intimamente ligada ao aquecimento de ambientes. Alguns anos depois, em Detroit, utilizou-se o vapor de exaustão de uma planta para a evaporação de sal.

As plantas com cogeração também foram utilizadas na Dinamarca, Alemanha e Polônia, a partir de 1890, e na Rússia, em 1903. Por volta de 1914, engenheiros alemães recuperaram energia de uma máquina de combustão interna e aqueceram fábricas e prédios. Em 1926, estas práticas tornaram-se mais freqüentes em aplicações de cogeração.

O desenvolvimento da cogeração na Europa foi auxiliado pela agência de planificação de energia russa que fez a elaboração do Plano Governamental de Eletrificação Russa, conhecido como GOELRO.

Na primeira Conferência Mundial, realizada em Londres em 1924, foi feito apenas um curto relato do aproveitamento dos rejeitos de energia. Porém, na segunda conferência, realizada em Berlim em 1930, foi discutida a combinação calor-trabalho entre os participantes, sendo dado ênfase aos aspectos de centralização *versus* descentralização das plantas.

A introdução comercial das turbinas a gás durante o ano de 1930 contribuiu para o surgimento de diferentes esquemas para a utilização dos gases de exaustão das máquinas a vapor.

Com o surgimento de grandes concessionárias de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, os sistemas de cogeração foram paulatinamente perdendo importância. A melhora da confiabilidade, disponibilidade e das condições econômicas dos sistemas de geração, transporte e distribuição de energia elétrica, obtidas com a economia de escala, a disponibilidade de combustíveis a baixos preços e as regulações e proibições que se verificaram no decorrer do século





passado, contribuíram para que a cogeração perdesse sua importância e tivesse seu emprego restrito a casos bastante específicos (Tolmasquim *et al.*, 1999).

As importantes modificações na disponibilidade e nos custos da energia, que tiveram início a partir de 1973, com o primeiro choque do petróleo, resultaram no incentivo à racionalização do uso da energia e dos combustíveis nobres e nas desregulamentações do setor elétrico de alguns países ao longo das últimas três décadas, restabelecendo a importância da tecnologia de cogeração. Nos Estados Unidos, a publicação do PURPA (*Public Utilities Regulatory Policy Act*), em 1978, abriu novos horizontes na indústria de geração, na medida em que introduziu a noção de competição em mercado aberto de energia elétrica e rompeu a estrutura verticalmente integrada das concessionárias públicas.

As restrições ambientais que se caracterizaram nestas duas últimas décadas elevaram a tecnologia de cogeração à condição de importante alternativa para políticas energéticas que visam a minimização dos impactos ambientais, uma vez que seu emprego reduz o consumo de combustível para um mesmo serviço final, implicando na redução dos níveis de emissões totais.

### 2.3. Ciclos de Cogeração

Sob o ponto de vista do fluxo energético, a sequência do processo de geração de potência e calor permite aos sistemas de cogeração serem classificados como *bottoming* e *topping*.

Na configuração *bottoming*, a geração de potência para atender a demanda eletromecânica ocorre após a produção de calor, que é utilizado para suprir a demanda térmica. Neste caso, o sistema de cogeração utiliza o calor rejeitado por processos industriais na geração de vapor; este vapor é então expandido em turbinas de condensação e/ou contrapressão, que acionam geradores elétricos ou equipamentos, tais como bombas hidráulicas, compressores de ar, etc. O ciclo *bottoming* normalmente é empregado em indústrias químicas, as quais estão associadas a processos que exigem altas temperaturas.

Na configuração *topping*, o combustível é queimado primeiramente em uma máquina térmica para geração de energia elétrica e/ou mecânica e, em seguida, o calor rejeitado é utilizado para atender os requisitos térmicos do processo. Segundo Sánchez Prieto (2003), por permitir trabalhar com temperaturas mais baixas, o ciclo



*topping* possui uma ampla variedade de aplicações, permitindo uma maior versatilidade no momento de escolher o equipamento a empregar.

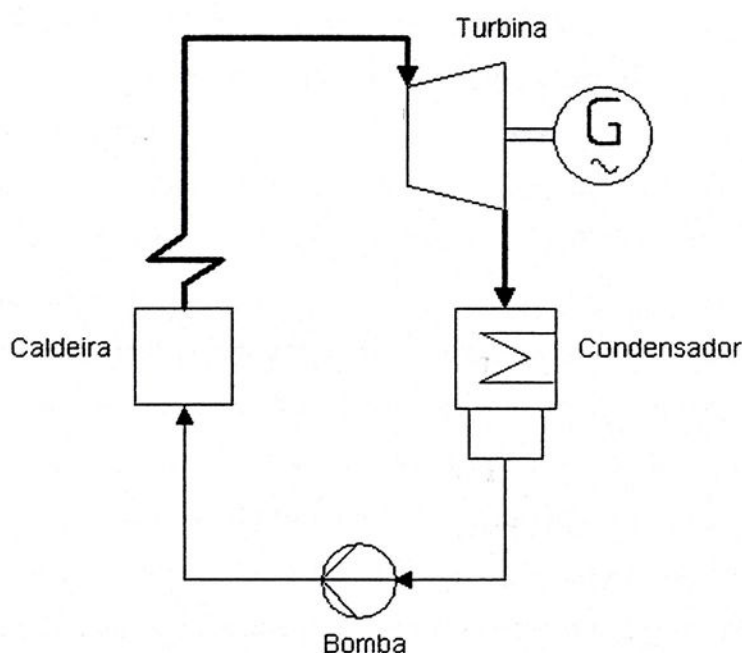
Os principais ciclos usados para configurações de centrais de cogeração são:

- Ciclo Rankine ou a vapor;
- Ciclo Brayton ou a gás;
- Ciclo combinado;
- Motores de combustão interna (Ciclo Diesel e Ciclo Otto).

A seguir serão descritos resumidamente cada um desses ciclos.

### 2.3.1. Ciclo Rankine

O ciclo Rankine consiste na utilização do calor proveniente da queima de combustíveis para geração de vapor numa caldeira ou gerador de vapor. A energia térmica gerada pode ser utilizada para calor de processo e para geração de energia elétrica em um gerador elétrico acionado por uma turbina a vapor, conforme mostra a Figura 2.2.



**Figura 2.2** - Representação esquemática de um ciclo Rankine.



O rendimento de um ciclo Rankine pode ser aumentado pela redução da pressão de saída, pelo aumento da pressão no fornecimento de calor e pelo superaquecimento do vapor. O título do vapor que deixa a turbina aumenta pelo superaquecimento do vapor e diminui pelo abaixamento da pressão de saída e pelo aumento da pressão no fornecimento de calor (Van Wylen *et al.*, 1995).

Uma das formas de se elevar a temperatura de fornecimento de vapor é através da utilização de um trocador de calor adicional na caldeira, denominado superaquecedor. A expansão do vapor na turbina se dá quase toda na condição de “vapor seco”, o que favorece suas condições de escoamento através desta. Quase todas as usinas termelétricas trabalham com vapor superaquecido.

O aumento da temperatura do vapor, e seu conseqüente aumento de pressão, têm limitações por questões metalúrgicas, principalmente nas caldeiras, onde o aumento das temperaturas internas nos tubos provoca um sobreaquecimento das superfícies expostas às altas temperaturas e radiação dos produtos da combustão.

Para contornar estas limitações realiza-se o reaquecimento do vapor. Neste caso, o vapor é extraído da turbina a uma determinada pressão e reenviado à caldeira (reaquecedor), onde sua temperatura é elevada. Assim, este vapor superaquecido retorna à turbina e é expandido até a condensação, diminuindo a umidade nos últimos estágios da turbina e evitando possíveis danos às palhetas (Barreda Del Campo, 1999).

Outro fator que colabora para o aumento da eficiência do ciclo é a diminuição da temperatura de rejeição do vapor (fonte fria), embora isto esteja ligado às condições do ambiente.

A redução da pressão de saída eleva o teor de umidade do vapor que deixa a turbina. A forma de escoamento do vapor através da turbina é influenciada pelo vapor úmido que por ela circula sendo que, quanto maior for o teor de umidade, menor será o rendimento, tanto da turbina como de todo o ciclo.

Outra maneira de aumentar o rendimento do ciclo é através do aquecimento regenerativo progressivo e gradual da água de alimentação da caldeira, o qual é realizado através de trocadores de calor, sendo o vapor utilizado para o aquecimento nestes trocadores extraído de diferentes pontos da turbina.

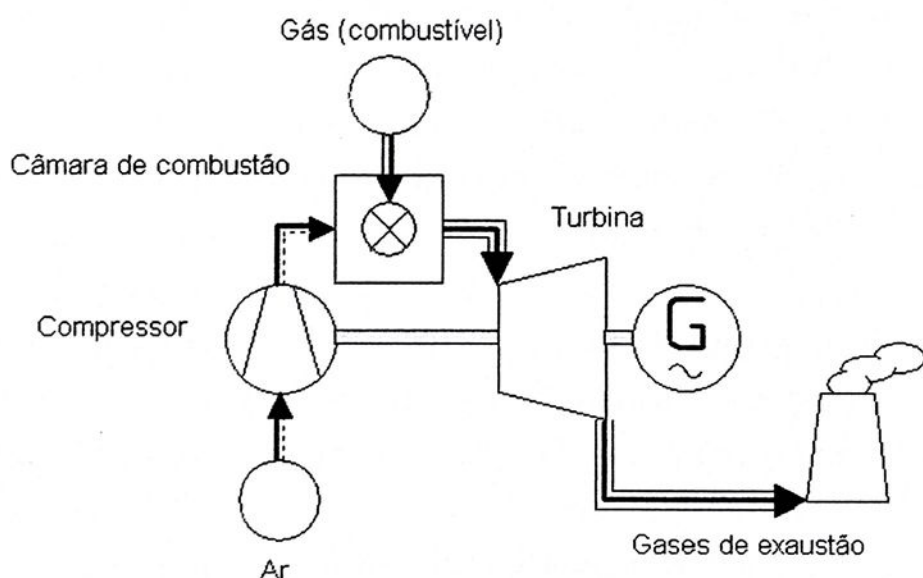




### 2.3.2. Ciclo Brayton

O aumento na eficiência das turbinas a gás alcançado nestas últimas décadas e a disponibilidade de gás a preços competitivos tem favorecido sua implantação em sistemas de cogeração para a indústria. Este tipo de sistema possui grande versatilidade de aplicação sendo encontradas turbinas a gás com potências que variam desde 1 MW até 200 MW (Barreda Del Campo, 1999).

O ciclo padrão de ar Brayton é o ciclo para a turbina a gás simples, mostrado na Figura 2.3. As turbinas a gás são constituídas basicamente por um compressor de ar, uma câmara de combustão e uma turbina propriamente dita, que produz a potência necessária ao acionamento do compressor e, ainda, a potência útil para acionamento de um gerador elétrico ou para acionamento mecânico.



**Figura 2.3** - Representação esquemática de um ciclo Brayton simples.

O compressor é um equipamento que, uma vez definidos seus parâmetros geométricos e a rotação, operará com uma vazão volumétrica de ar praticamente independente de outros fatores. Conseqüentemente, a massa de ar admitida, que por sua vez determina a potência da turbina, é diretamente influenciada pela densidade do ar na sua entrada. Por isso, as propriedades do ambiente que determinam a densidade do ar, altitude ou pressão atmosférica, temperatura e

umidade relativa, influem decisivamente na potência e eficiência da turbina (Antunes, 1999).

Sendo a turbina um equipamento volumétrico, a sua potência é determinada basicamente pela vazão em volume dos gases em sua entrada.

O primeiro processo é a compressão do fluido de trabalho. Se a expansão deste fluido comprimido ocorrer diretamente e sem perdas, a potência desenvolvida pela turbina será tão somente igual à consumida no compressor. Mas, se for adicionada energia para aumentar a temperatura do fluido antes da expansão, haverá um aumento significativo na potência desenvolvida pela turbina, produzindo excedentes de potência em relação àquela necessária para acionar o compressor.

Ocorrem irreversibilidades ou perdas no processo de combustão e expansão que reduzem o rendimento térmico do ciclo.

O ciclo de turbinas a gás pode ser caracterizado por dois parâmetros significativos: a relação de pressão e a temperatura de queima. A relação de pressão do ciclo se refere ao quociente da pressão de descarga e a pressão de entrada, sendo que em turbinas modernas um valor típico é 14:1. Quando o objetivo é alcançar eficiências mais altas em operação em ciclos simples, empregando, por exemplo, turbinas aeroderivadas, são necessárias taxas de compressão mais elevadas, na faixa de 18:1 a 30:1 (IPT, 1996).

A temperatura mais alta do ciclo é a temperatura de queima que chega a atingir 1.200 °C, sendo esta temperatura restringida por problemas de materiais. Temperaturas mais altas podem ser atingidas em turbinas com sistemas de resfriamento nas pás.

As turbinas se dividem em dois tipos básicos: aeroderivativas e industriais. As turbinas aeroderivativas são baseadas na tecnologia adotada para a propulsão de aeronaves, sendo compactas e de peso reduzido. As turbinas industriais são mais robustas e, por isso, apresentam maior resistência a ambientes agressivos, permitindo processar combustíveis líquidos de baixa qualidade e sua potência máxima supera em muito a das turbinas aeroderivativas.

Ambos os tipos apresentam elevada confiabilidade, fácil adaptabilidade a locais isolados e tempo bastante reduzido de manutenção. Os rendimentos médios das turbinas aeroderivativas em condições ISO (nível do mar, temperatura de 15 °C e pressão de 1 atm) estão na faixa de 34 %, ao passo que as turbinas industriais apresentam rendimentos médios na faixa de 30 a 32 %.





Diversas modificações podem ser feitas no ciclo Brayton simples para aumentar o seu desempenho. Elas incluem regeneração, resfriamento intermediário e reaquecimento, ou uma combinação dessas três modificações, denominada ciclo composto.

A regeneração é a recuperação de energia térmica (calor) dos gases de exaustão pelo ar comprimido antes de entrar no combustor. A eficiência do ciclo decresce à medida que a relação de pressões aumenta (exatamente o oposto do ciclo Brayton básico) e, além disso, dependente das relações de temperatura. A regeneração aumenta a eficiência do ciclo até a relação de pressões na qual a temperatura do ar que sai do compressor é igual à temperatura dos gases de exaustão da turbina. Este tipo de ciclo diminui a temperatura dos gases de exaustão e pode não ser adequado para cogeração.

O resfriamento do ar comprimido entre os estágios de compressão oferece um aumento no trabalho líquido extraído do ciclo, mais diminui a eficiência. Se, além desse resfriamento intermediário for adicionada à regeneração, a eficiência e o trabalho líquido são melhorados em relação ao ciclo simples.

O reaquecimento requer um segundo combustor entre os estágios de expansão e tem os mesmos efeitos de um resfriamento intermediário, porém são menos pronunciados. Utilizando apenas o reaquecimento, há um aumento na produção de trabalho líquido com um decréscimo na eficiência do ciclo. Entretanto, se for adicionada à regeneração, o trabalho líquido e a eficiência são aumentados comparativamente ao ciclo simples.

A regeneração, o resfriamento intermediário e o reaquecimento podem ser utilizados simultaneamente no ciclo composto. Este ciclo alcança a maior eficiência nas relações de pressão mais elevadas, mas exige uma maior quantidade de equipamentos e controles adicionais.

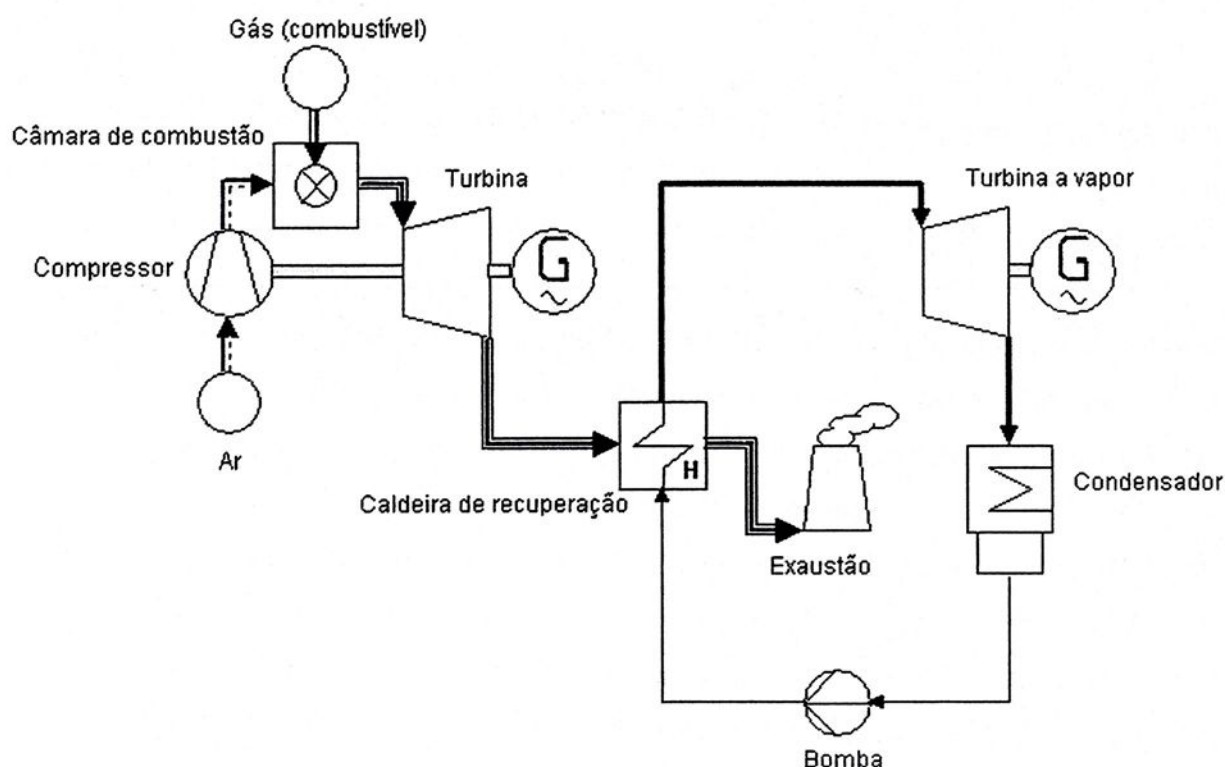
### 2.3.3. Ciclo Combinado

O ciclo combinado é uma combinação dos ciclos da turbina a gás (ciclo Brayton) com o ciclo de turbina a vapor (ciclo Rankine), conforme é mostrado na Figura 2.4. A entalpia ainda disponível nos gases de exaustão da turbina de gás é aproveitada para gerar vapor sob pressão na caldeira de recuperação de calor, o qual irá expandir-se numa turbina a vapor, produzindo mais energia útil. Portanto, a





geração de vapor pela caldeira de recuperação está diretamente ligada à vazão e temperatura dos gases de exaustão da turbina a gás.



**Figura 2.4** - Representação esquemática de um ciclo combinado.

Nesta modalidade resulta uma alta eficiência de utilização do combustível, pois a alta temperatura de exaustão dos gases na turbina a gás permite suprir o ciclo a vapor. Conseqüentemente, parte das irreversibilidades de ambos os ciclos, que advém das temperaturas de rejeição de calor, são eliminadas no ciclo combinado.

As caldeiras de recuperação usadas nos ciclos combinados podem ser de dois tipos: sem pós-queima, onde a geração de vapor só depende da vazão de gases recebidas da turbina a gás, e com queima suplementar, onde um combustível é queimado na caldeira de recuperação, aumentando, assim, a participação na geração de vapor. Em ambos os casos, essas caldeiras de recuperação são de concepção mais simples que as caldeiras convencionais, principalmente a caldeira sem pós-queima. Estas caldeiras podem gerar vapor em diferentes níveis de pressão, geralmente dois níveis, embora se possa chegar a três níveis, o que possibilita o uso de turbinas a vapor que permitem a injeção de fluxos adicionais de

vapor entre a pressão de alimentação e a de condensação (Barreda Del Campo, 1999).

#### 2.3.4. Ciclos Otto e Diesel

Os ciclos Otto e Diesel são utilizados em motores para a geração de energia (grupos geradores). Neste tipo de equipamento, o combustível é misturado ao ar atmosférico na câmara de combustão. O trabalho desenvolvido pelo motor é usado para acionar um gerador elétrico.

A diferença básica entre os ciclos Otto e Diesel está na forma como ocorre a combustão. No ciclo Diesel, a combustão ocorre pela compressão do combustível na câmara de combustão, enquanto no ciclo Otto, a combustão ocorre pela explosão do combustível através de uma fagulha na câmara de combustão.

Uma central elétrica com motor de combustão interna é composta pelas unidades de motores e geradores principais, sala de controle e sistemas auxiliares, que incluem tanques e bombas do armazenamento e alimentação do combustível, sistema de resfriamento de água e óleo lubrificante, suprimento de ar de combustão e exaustão dos gases da combustão.

As centrais de geração de energia elétrica com motores de combustão interna são freqüentemente utilizadas para suprir sistemas onde a demanda não justifique a instalação de uma usina termelétrica a vapor (Barreda Del Campo, 1999).

Para a utilização de gás natural como combustível é recomendado o ciclo Otto. No entanto, pode-se utilizar o gás natural em equipamentos de ciclo Diesel, desde que o combustível inserido na câmara de combustão seja uma mistura de gás natural com 3 a 5 % de diesel. Estes equipamentos são conhecidos como *bi-fuel* ou *dual-fuel* em função do modo que é executada a mistura dos combustíveis.

#### 2.4. Custos de Sistemas de Cogeração Tradicionais

A viabilidade econômica das instalações que utilizam a tecnologia de cogeração, bem como a efetiva racionalização de energia, são fortemente afetadas pelo fator de utilização dos equipamentos e pela correta adequação entre as quantidades energéticas fornecidas pela instalação e as quantidades energéticas consumidas pelo processo (Tolmasquim *et al.*, 1999).





A instalação de um sistema de cogeração requer, naturalmente, um estudo de viabilidade técnico-econômico prévio no qual os seguintes fatores devem ser considerados (Corrêa Neto, 2001):

- Eficiência das máquinas térmicas;
- Custo de investimento;
- Custo de operação;
- Custo de manutenção;
- Custo de combustível, incluindo análise de tendência de preço ao longo da vida útil da planta;
- Disponibilidade de um combustível de reserva;
- Preço da energia elétrica;
- Custo da Demanda Suplementar de Reserva (DSR) ou *backup*;
- Perfil de operação da planta (base ou *peak-load*);
- Disponibilidade da planta;
- Custos relativos à operação em carga parcial;
- Possibilidade de venda de excedente de energia elétrica e vapor;
- Depreciação;
- Impostos;
- Custo do financiamento;
- Restrições do órgão ambiental;
- Custos de partida e comissionamento;
- Seguro.

## 2.5. Tecnologias de Cogeração de Energia no Setor Sucroalcooleiro

A geração termelétrica nas usinas de açúcar e álcool é tradicionalmente realizada em ciclos Rankine de contrapressão. Nestes sistemas, a biomassa é queimada diretamente em caldeiras e a energia térmica resultante é utilizada na produção do vapor. Este vapor aciona turbinas para geração de energia elétrica e, ao sair das turbinas, após a realização do trabalho, é encaminhado para atender as necessidades térmicas do processo produtivo. Nestes ciclos, a geração de energia elétrica é determinada pelas variações da energia em forma de calor de processo, o



que contribui para dar um caráter sazonal a eventuais excedentes de eletricidade para comercialização (Sánchez Prieto, 2003).

As principais características dos sistemas convencionais de produção de energia elétrica a partir da biomassa, baseados em ciclos simples a vapor, são o reduzido desempenho energético e a baixa capacidade. No setor sucroalcooleiro brasileiro, estes ciclos operam com pressões de vapor saturado da ordem de 2,0 MPa, muito abaixo dos 8,0 MPa utilizados em usinas produtoras de açúcar de outras regiões do mundo e que proporcionam uma geração elétrica significativamente superior. Esta situação se deve às características do desenvolvimento da agroindústria sucroalcooleira no Brasil, onde os sistemas foram dimensionados de forma a não permitir sobras de bagaço de cana, que era visto apenas como rejeito do processo. Por outro lado, não havia possibilidade de exportar e comercializar a energia elétrica excedente e, desta forma, a eficiência dos ciclos foi estabelecida de forma a atender apenas as necessidades da usina (Corrêa Neto, 2001).

Diversas são as possibilidades de elevação da geração elétrica com a manutenção dos sistemas tradicionais e todas elas passam pela melhoria da eficiência energética do processo, reduzindo o consumo de vapor por tonelada de cana processada.

Os sistemas termelétricos a vapor que utilizam ciclos a vapor de condensação e extração são designados pela sigla CEST (*Condensing Extraction Steam Turbine*), que se refere à condensação do vapor ao final da realização do trabalho na turbina e à parcela de vapor extraída da turbina para atendimento aos requisitos térmicos do processo produtivo.

A tecnologia de geração de energia elétrica a partir da biomassa que integra a gaseificação do combustível e turbinas a gás em ciclo simples é conhecida como BIG/GT (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine*). Neste ciclo a biomassa é gaseificada e o gás combustível gerado é usado para o acionamento de uma turbina a gás acoplada a um gerador elétrico.

Este ciclo não apresenta recuperação de calor para cogeração. A recuperação deste calor em caldeiras de geração de vapor abre espaço para diferentes utilizações e aproveitamentos desta energia térmica, que vão desde o simples atendimento da demanda térmica de um processo até a utilização de sistemas mais sofisticados de geração de energia elétrica.



Uma outra tecnologia disponível é a BIG/STIG (*Biomass Integrated Gasification Steam Injected Gas Turbine*) que, com uma variação pequena, dá origem à tecnologia BIG/ISTIG (*Biomass Integrated Gasification Intercooled Steam Injected Gas Turbine*).

Estas tecnologias são, respectivamente, resultados da combinação de gaseificadores de biomassa com turbinas aeroderivativas com injeção de vapor, e com injeção de vapor e resfriamento intermediário na compressão do ar.

O ciclo de geração termelétrica que utiliza uma combinação de turbinas a gás e a vapor, conhecido como ciclo combinado, integrado a um gaseificador de biomassa para produção do gás combustível, resulta no sistema BIG/GTCC (*Biomass Integrated Gasification Gas Turbine Combined Cycle*). Apesar das elevadas eficiências, projetadas para os ciclos combinados baseados em combustíveis gaseificados derivados da biomassa, os aspectos tecnológicos e a confiabilidade dos sistemas são ainda um ponto crítico do seu desenvolvimento (Corrêa Neto, 2001).

## 2.6. Potencial de Cogeração no Setor Sucroalcooleiro

O potencial técnico de geração de eletricidade para o setor sucroalcooleiro pode atingir até 3.852 MW, podendo haver geração o ano todo (energia firme) a partir da introdução de tecnologias mais eficientes. Este potencial, correspondendo à geração também na entre-safra, depende da introdução da colheita de cana crua, de forma a garantir a oferta de biomassa (40 % de palha, com 15 % de umidade). Outra opção seria o uso de complementação com gás natural nas regiões onde este combustível é disponibilizado.

As vantagens da cogeração no setor sucroalcooleiro são listadas a seguir:

- Vantagens estratégicas: geração descentralizada próxima aos pontos de carga, não necessitando de maiores investimentos em transmissão. No caso particular da geração na região Sudeste e Centro-Oeste, ela ocorre durante o período seco, podendo complementar de forma eficiente a geração hidrelétrica;



- Vantagens econômicas: combustível e equipamentos nacionais, dinamização no setor de máquinas e equipamentos, com o conseqüente aumento na arrecadação de impostos;
- Vantagens sociais: utilização de mão-de-obra na zona rural;
- Vantagens ambientais: combustível limpo e renovável, com balanço nulo de carbono (CO<sub>2</sub>), um dos gases de efeito estufa.

Atualmente, é relevante o fato de que a maior parte das usinas do setor está enfrentando a necessidade de troca de equipamentos por estarem no final de sua vida útil. Por este motivo, esta seria uma excelente oportunidade para a introdução de equipamentos mais eficientes, que permitiriam não só o aumento da capacidade de moagem, mas também a geração de excedentes de eletricidade para comercialização.

Não há barreiras tecnológicas para o aumento da potência instalada no setor sucroalcooleiro, uma vez que já existem tecnologias disponíveis comercialmente no país. Por outro lado, o preço atualmente ofertado pelas concessionárias não viabiliza as opções mais eficientes e, em muitos casos, não há a possibilidade de contratos de longo prazo, pela falta de interesse da concessionária, além de outras dificuldades (Coelho *et al.*, 2002).

Os inconvenientes da geração de energia no período de entre-safra também devem ser considerados. O principal deles é a realização da manutenção nos equipamentos, muitos deles utilizados na geração de energia, como caldeira, esteiras de bagaço, turbinas e geradores. Sendo assim, tais equipamentos têm sua manutenção prejudicada; porém, isso pode ser resolvido caso se tenha equipamentos reservas que possam substituir os equipamentos em manutenção. Além disso, deve-se considerar a qualidade do bagaço estocado que, dependendo das condições de armazenagem, pode ter sua umidade aumentada, diminuindo seu poder calorífico inferior além de prejudicar sua queima (Fiomari, 2004).



## Capítulo 3 - Conceitos Termodinâmicos

### 3.1. Análise Energética

#### 3.1.1. Análise pela Primeira Lei da Termodinâmica

A análise de sistemas e processos pela Primeira Lei da Termodinâmica baseia-se na conservação da energia e massa. As equações que representam os processos são ajustadas para volumes de controle com fluxo de massa em cada subsistema que compõe o ciclo.

A lei da conservação da massa inclui somente a análise do fluxo de massa que está entrando e saindo do volume de controle, desconsiderando a variação de massa no interior do mesmo, pois se trata de operação em regime permanente. Dessa forma, a Equação (3.1) indica que a taxa total do fluxo de massa entrando no volume do controle é igual à taxa total do fluxo de massa que sai do volume do controle:

$$\sum \dot{m}_s - \sum \dot{m}_e = 0 \quad (3.1)$$

sendo:

$\dot{m}_e$ : vazão mássica entrando no volume de controle (kg/s);

$\dot{m}_s$ : vazão mássica saindo do volume de controle (kg/s).

A Primeira Lei da Termodinâmica pode ser escrita como:

$$\dot{Q}_{v.c.} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e \left( h_e + \frac{V_e^2}{2} + g z_e \right) - \sum \dot{m}_s \left( h_s + \frac{V_s^2}{2} + g z_s \right) = 0 \quad (3.2)$$

sendo:

$g$ : aceleração gravitacional ( $m/s^2$ );

$h_e$ : entalpia específica na entrada do volume de controle (kJ/kg);

$h_s$ : entalpia específica na saída do volume de controle (kJ/kg);

$\dot{Q}_{v.c.}$  : taxa de transferência de calor no volume de controle (kW);

$V_e$  : velocidade do fluxo de massa na entrada do volume de controle (m/s);

$V_s$  : velocidade do fluxo de massa na saída do volume de controle (m/s);

$\dot{W}_{v.c.}$  : potência no volume de controle (kW);

$z_e$  : cota na entrada do volume de controle em relação a uma referência (m);

$z_s$  : cota na saída do volume de controle em relação a uma referência (m).

Considerando desprezíveis as variações de energia cinética e potencial, a Equação (3.2) pode ser reescrita na seguinte forma (Bejan, 1988):

$$\dot{Q}_{v.c.} - \dot{W}_{v.c.} + \sum \dot{m}_e h_e - \sum \dot{m}_s h_s = 0 \quad (3.3)$$

### 3.1.2. Análise pela Segunda Lei da Termodinâmica

A Segunda Lei da Termodinâmica para um volume de controle, considerando o processo em regime permanente, pode ser representada pela seguinte equação:

$$\dot{S}_{ger, v.c.} + \sum \left( \frac{\dot{Q}_{v.c., i}}{T_i} \right) + \sum \dot{m}_e s_e - \sum \dot{m}_s s_s = 0 \quad (3.4)$$

sendo:

$s_e$  : entropia específica na entrada do volume de controle (kJ/kgK);

$s_s$  : entropia específica na saída do volume de controle (kJ/kgK);

$T_i$  : temperatura superficial do volume de controle (K);

$\dot{S}_{ger, v.c.}$  : taxa de geração de entropia no volume de controle (kW/K).

A entropia pode ser usada para prever se um processo qualquer que envolve iterações de energia pode ocorrer ou, ainda, se os sentidos dos processos de transferência do calor são possíveis. Também se pode dizer que a Segunda Lei da Termodinâmica governa os limites de conversão entre diferentes formas de energia.

## 3.2. Análise Exergética

### 3.2.1. Conceito de Exergia

A determinação do valor termodinâmico de um fluxo em termos do trabalho mecânico que poderia ser extraído dele e as ineficiências e perdas reais dos sistemas energéticos vinculam estreitamente a aplicação da Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica.

No centro da análise está o conceito de exergia, segundo o critério de Szargut *et al.* (1988), definido como o parâmetro termodinâmico que corresponde à quantidade de trabalho máxima obtida, quando alguma matéria é trazida de seu estado inicial para um estado de equilíbrio termodinâmico com os componentes comuns da natureza circunvizinha por meio de processos reversíveis de troca de calor e matéria, exclusivamente com o ambiente.

Assim, para sistemas energéticos cujos fluxos operam com parâmetros fora das condições do ambiente de referência, a exergia pode ser entendida como a parte da energia que pode ser transformada em trabalho mecânico de forma reversível e útil, sendo a destruição de exergia o resultado direto das irreversibilidades de um sistema. Um dos aspectos que pode aumentar a geração de irreversibilidades é o funcionamento do equipamento fora das condições de projeto inerentes ao mesmo, aspecto que geralmente incrementa não só a destruição de exergia, mas também as perdas exergéticas para o ambiente.

Como a exergia é função de propriedades de dois estados, uma vez fixado o ambiente de referência, pode-se utilizá-lo para calcular a exergia de qualquer outro estado. Sendo uma propriedade termodinâmica, a variação de exergia entre dois estados será independente do processo seguido para alcançar um a partir do outro. Isto permite, por sua vez, definir uma trajetória composta por vários processos para separar a variação total de exergia no somatório de vários termos.

Szargut *et al.* (1988), Kotas (1985) e outros autores propõem a seguinte relação para o cálculo da exergia:

$$b_t = b_{fis} + b_{qui} \quad (3.5)$$

sendo:





$b_{fis}$ : exergia física específica (kJ/kg);

$b_{qui}$ : exergia química específica (kJ/kg).

A exergia física de um fluxo é calculada com base num estado de referência restrito ( $P_0$ ,  $T_0$ ) onde há equilíbrio térmico e mecânico com o meio, através da seguinte equação:

$$b_{fis} = (h - h_0) - T_0(s - s_0) \quad (3.6)$$

Para haver equilíbrio completo com o meio, o sistema deve estar também em equilíbrio químico com ele. O trabalho que pode ser obtido através de um processo reversível que leva o sistema do estado de referência restrito até o estado de referência onde há equilíbrio completo ("estado morto"), é a exergia química, definida por:

$$b_{qui} = \sum (\mu_i - \mu_{0,i}) x_i \quad (3.7)$$

sendo:

$\mu_{0,i}$ : potencial químico de referência do elemento ( $T_0$ ,  $P_0$ );

$\mu_i$ : potencial químico do elemento na mistura ( $T_0$ ,  $P_0$ );

$x_i$ : fração do componente na mistura.

Logo, a exergia total ( $b_t$ ) pode ser representada por:

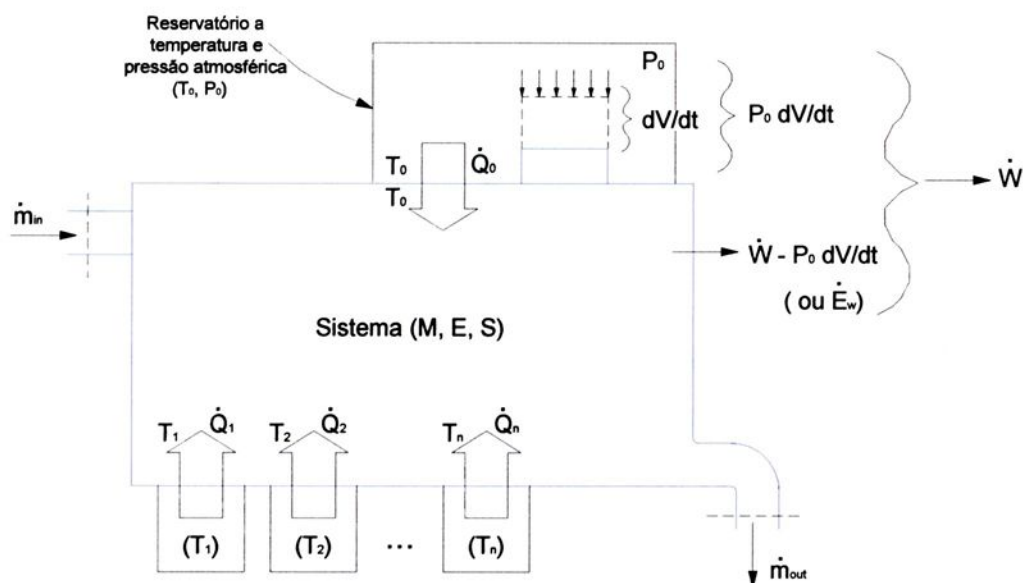
$$b_t = (h - h_0) - T_0(s - s_0) + \sum (\mu_i - \mu_{0,i}) x_i \quad (3.8)$$

As equações para o cálculo das exergias do bagaço de cana e do gás natural são apresentadas no Anexo D.

### 3.2.2. Balanço de Exergia

A combinação entre a Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica permite que se estabeleça o balanço de exergia. Considere o sistema da Figura 3.1 que num certo instante pode estar em contato térmico com vários reservatórios térmicos de

temperaturas  $T_i$  ( $i = 1, 2, 3, \dots, n$ ). A atmosfera, representada pelo reservatório térmico a  $P_0$  e  $T_0$ , tem um papel especial na instalação. A potência ( $\dot{W}$ ) representa a combinação de todos os modos possíveis de transferência de trabalho ( $P d\dot{V}/dt$ ,  $\dot{W}_{\text{mecânico}}$ ,  $\dot{W}_{\text{elétrico}}$ ,  $\dot{W}_{\text{magnético}}$ ).



**Figura 3.1** - Sistema aberto em comunicação com a atmosfera e n reservatórios térmicos.

Com referência ao sistema aberto definido na Figura 3.1 e desprezando as mudanças de energia cinética e potencial, pode-se escrever a Primeira e a Segunda Lei da seguinte forma:

$$\frac{dE}{dt} = \sum_{i=0}^n \dot{Q}_i - \dot{W} + \sum_s \dot{m} h - \sum_e \dot{m} h = 0 \quad (3.9)$$

$$\dot{S}_{\text{ger}} = \frac{dS}{dt} - \sum_{i=0}^n \frac{\dot{Q}_i}{T_i} - \sum_e \dot{m} s + \sum_s \dot{m} s \geq 0 \quad (3.10)$$

Eliminando  $\dot{Q}_0$  das Equações (3.9) e (3.10), encontra-se que a potência ( $\dot{W}$ ) depende explicitamente do grau de irreversibilidade termodinâmica do sistema ( $\dot{S}_{\text{ger}}$ ), como segue:

$$\dot{W} = -\frac{d}{dt}(E - T_0 S) + \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right) \dot{Q}_i + \sum_e \dot{m}(h - T_0 s) - \sum_s \dot{m}(h - T_0 s) - T_0 \dot{S}_{\text{ger}} \quad (3.11)$$

Assim, a Equação (3.11) pode ser expressa como:

$$\dot{W} = \dot{W}_{\text{rev}} - T_0 \dot{S}_{\text{ger}} \quad (3.12)$$

Na qual, tem-se:

$$\dot{W}_{\text{rev}} = -\frac{d}{dt}(E - T_0 S) + \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right) \dot{Q}_i + \sum_e \dot{m}(h - T_0 s) - \sum_s \dot{m}(h - T_0 s) \quad (3.13)$$

Pode-se fazer a diferença entre a taxa de transferência de trabalho reversível e a taxa de transferência de trabalho real, resultando a taxa de transferência de trabalho perdido ou taxa de exergia destruída ( $\dot{W}_{\text{perd}}$ ), conforme segue:

$$\dot{W}_{\text{perd}} = \dot{W}_{\text{rev}} - \dot{W} = T_0 \dot{S}_{\text{ger}} \geq 0 \quad (3.14)$$

A expressão  $\dot{W}_{\text{perd}} = T_0 \dot{S}_{\text{ger}}$  é conhecida como Teorema do Trabalho Perdido de "Gouy-Stodola".

Observando a Figura 3.1, a taxa de trabalho útil ( $\dot{E}_w$ ) é:

$$\dot{E}_w = \dot{W} - P_0 \frac{dV}{dt} \quad (3.15)$$

Portanto, o balanço de exergia é o seguinte:

$$\dot{E}_w = -\frac{d}{dt}(E + P_0 V - T_0 S) + \sum_{i=1}^n \left(1 - \frac{T_0}{T_i}\right) \dot{Q}_i + \sum_e \dot{m}(h - T_0 s) - \sum_s \dot{m}(h - T_0 s) - T_0 \dot{S}_{\text{ger}} \quad (3.16)$$

Sob a ótica da Segunda Lei da Termodinâmica, a adoção da hipótese de processo adiabático pode ser uma condição útil para a identificação de



irreversibilidades internas que não estão associadas às medições de calor na fronteira do volume de controle (Kotas, 1985).

Para os processos que envolvem transferência de calor, a seleção da superfície de controle é importante para a determinação das perdas exergéticas associadas ao termo de transferência de calor na equação do balanço exergético e da exergia destruída ou irreversibilidade (Bejan *et al.*, 1996).

Quando a fronteira do volume de controle posiciona-se suficientemente distante do equipamento onde ocorre a interação de calor, o termo de exergia associado a este calor transferido se anula, já que a temperatura da fronteira é a mesma do meio. Neste caso, a redução de exergia de fluxo na saída do volume de controle é computada como uma irreversibilidade interna ou exergia destruída, ao invés de exergia perdida. Por este motivo, a seleção da fronteira para análise do volume de controle é importante quando se pretende identificar as reais possibilidades de aumento de eficiência térmica de um processo, diferenciando-se as irreversibilidades intrínsecas daquelas que poderiam ser evitadas.

### 3.3. Eficiências Térmicas pela Primeira e Segunda Lei da Termodinâmica

A eficiência termodinâmica baseada na primeira lei ( $\eta_I$ ) relaciona o trabalho realizado no volume de controle com o trabalho produzido em um processo hipotético isoentrópico desde o mesmo estado de entrada até a mesma pressão de saída. Um processo pode ser chamado de isoentrópico se a entropia é constante durante o processo, para que isso ocorra, necessariamente o processo tem que ser adiabático e reversível. A Equação (3.17) mostra a eficiência com base na primeira lei:

$$\eta_I = \frac{\dot{W}_{v.c.}}{\dot{m} \Delta h_{iso}} \quad (3.17)$$

sendo:

$\Delta h_{iso}$ : diferença entre as entalpias de entrada e saída do volume de controle, para processo isoentrópico (kJ/kg);

$\dot{m}$ : vazão mássica (líquido ou vapor) no volume de controle (kg/s).



Associado ao uso da análise de exergia, foi desenvolvido o conceito de eficiência determinada a partir do ponto de vista da segunda lei da termodinâmica ( $\eta_{II}$ ). Esse conceito envolve a comparação da taxa de transferência de trabalho real produzido no processo com a variação de exergia avaliada entre o estado real de entrada e o estado real de saída conforme segue:

$$\eta_{II} = \frac{\dot{W}_{v.c.}}{\dot{m}(b_e - b_s)} \quad (3.18)$$

No caso específico das caldeiras, as eficiências de primeira e segunda lei são calculadas, respectivamente, pelas seguintes equações:

$$\eta_I = \frac{\dot{m}_s h_s - \dot{m}_e h_e}{\dot{m}_{comb} PCI_{comb}} \quad (3.19)$$

$$\eta_{II} = \frac{\dot{m}_s b_s - \dot{m}_e b_e}{\dot{m}_{comb} b_{comb}} \quad (3.20)$$

sendo:

$h_s$  : entalpia específica na saída da caldeira (kJ/kg);

$h_e$  : entalpia específica na entrada da caldeira (kJ/kg);

$b_s$  : exergia específica na saída da caldeira (kJ/kg);

$b_e$  : exergia específica na entrada da caldeira (kJ/kg);

$b_{comb}$  : exergia específica do bagaço da cana (kJ/kg);

$\dot{m}_s$  : vazão mássica na saída da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_e$  : vazão mássica na entrada da caldeira (kg/s);

$\dot{m}_{comb}$  : vazão mássica de combustível consumido na caldeira (kg/s);

$PCI_{comb}$  : poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg).



### 3.4. Índices de Desempenho de Sistemas de Cogeração

A avaliação do desempenho de uma planta de cogeração baseado na Primeira Lei da Termodinâmica é um procedimento que implica na comparação de produtos de diferentes propriedades termodinâmicas, tais como calor e potência produzida.

Os perfis de demanda de eletricidade e de energia térmica são aspectos importantes no dimensionamento de sistemas de cogeração. Assim, tais sistemas podem operar seguindo a demanda de eletricidade (paridade elétrica) ou a demanda de calor (paridade térmica), existindo outras variantes isoladas, nas quais os sistemas são dimensionados para operar em plena carga, vendendo os excedentes de eletricidade e calor. No entanto, normalmente os sistemas de cogeração são dimensionados para operar em paridade térmica, seguindo o critério da não utilização de equipamento térmico auxiliar, nem venda de excedentes térmicos. A energia elétrica é mais facilmente comercializável pela rede elétrica, embora as tarifas e condições de venda não sejam sempre favoráveis para as entidades cogedoras (Sánchez Prieto, 2003).

Na caracterização dos índices de desempenho, vários são os indicadores, sendo uma prática comum avaliar a eficiência dos sistemas de cogeração através da chamada Eficiência de Primeira Lei ou Fator de Utilização de Energia (FUE). Este parâmetro é a relação entre a energia térmica ou eletromecânica aproveitada no ciclo e a energia do combustível gasto para na geração do vapor, conforme segue:

$$FUE = \frac{\dot{W} + \dot{Q}_U}{\dot{m}_{\text{comb}} \text{ PCI}} \quad (3.21)$$

sendo:

$\dot{Q}_U$ : fluxo de calor útil para o processo (kW);

$\dot{W}$ : potência produzida (kW);

$\dot{m}_{\text{comb}}$ : vazão mássica de combustível (kg/s);

PCI: poder calorífico inferior do combustível (kJ/kg).





Deve ser levado em conta que este e outros índices avaliam quantidade de energia, o que significa que um possível alto valor do fator de utilização de energia pode estar associado a um pequeno valor de potência elétrica produzida em comparação ao calor para processo, significando que o fator FUE pode, em alguns casos, não ser considerado, ou fornecer informação incompleta sob o sistema avaliado.

O Índice de Poupança de Energia (IPE) refere-se à economia de energia de combustível obtida por sistemas de cogeração em comparação a plantas convencionais que produzem separadamente energia elétrica e térmica e é definido como:

$$IPE = \frac{\dot{m}_{comb} PCI}{\frac{\dot{W}}{\eta_{term\_ref}} + \frac{\dot{Q}_U}{\eta_{cald\_ref}}} \quad (3.22)$$

sendo:

$\eta_{term\_ref}$  : eficiência térmica de uma planta de potência de referência (adotada 40%);

$\eta_{cald\_ref}$  : eficiência térmica de caldeiras que produzem apenas vapor saturado (adotada 77%).

Segundo a Equação (3.22), quanto menor o IPE do combustível, melhor será o desempenho do sistema tendo como referência as eficiências adotadas. Logo, a quantidade de Energia a Economizar (EEC), devido à cogeração, é dada pela equação:

$$EEC = 1 - IPE \quad (3.23)$$

O Índice de Geração de Potência (IGP) é o critério definido para calcular separadamente a eficiência da geração de potência, descontando no insumo de energia aquela utilizada para fins puramente de aquecimento.

$$IGP = \frac{\dot{W}}{\dot{m}_{comb} PCI - \dot{Q}_U / \eta_{cald}} \quad (3.24)$$

sendo:

$\eta_{\text{cald}}$ : eficiência térmica das caldeiras da unidade.

Huang (1996) afirma que a efetividade de custo de um sistema de cogeração está diretamente relacionada com a quantidade de potência elétrica que este possa produzir para uma dada quantidade de calor utilizada no processo. É por isso que um critério importante num sistema de cogeração é a Razão Potência/Calor (RPC):

$$RPC = \frac{\dot{W}}{\dot{Q}_u} \quad (3.25)$$

### 3.5. Índices de Cogeração Propostos pela ANEEL

No Brasil, a ANEEL estabeleceu, através da resolução N° 21, de 21 de janeiro de 2000, os requisitos necessários para o credenciamento de centrais cogedoras de energia, mediante o cumprimento das inequações abaixo:

$$E_t \geq 0,15 E_c \quad (3.26)$$

$$\frac{E_e + E_t/x}{E_c} \geq F_c \quad (3.27)$$

sendo:

$E_c$ : energia disponibilizada pelo combustível ou combustíveis nos últimos doze meses, com base no poder calorífico inferior dos combustíveis utilizados, em MWh;

$E_e$ : energia eletromecânica resultante do somatório de trabalho e energia elétrica gerados nos últimos doze meses, em MWh;

$E_t$ : energia térmica utilizada, proveniente da central de cogeração, resultante do somatório do calor efetivamente consumido nos últimos doze meses em MWh;

$F_c$ : fator de cogeração;

$x$ : fator de ponderação.

Os valores de  $x$  e  $F_c$  são definidos em função da potência elétrica instalada na central de cogeração e do combustível principal, conforme a Tabela 3.1.

**Tabela 3.1** - Valores de  $X$  e  $F_c$ , em função da potência e do combustível principal.

| Potência Instalada                 | Combustível Principal                          |       |               |       |
|------------------------------------|------------------------------------------------|-------|---------------|-------|
|                                    | Derivados de Petróleo,<br>Gás Natural e Carvão |       | Demais Fontes |       |
|                                    | $x$                                            | $F_c$ | $x$           | $F_c$ |
| Inferior ou igual a 5 MW           | 2,00                                           | 0,47  | 2,50          | 0,32  |
| Superior a 5 MW e inferior a 20 MW | 1,86                                           | 0,51  | 2,14          | 0,37  |
| Superior a 20 MW                   | 1,74                                           | 0,54  | 1,88          | 0,42  |



## Capítulo 4 - Conceitos Termoeconômicos

### 4.1. Introdução à Termoeconomia

O crescente interesse sobre economia de energia conduziu ao desenvolvimento de técnicas de análise baseadas na segunda lei da termodinâmica, particularmente no conceito de exergia. O balanço de exergia de uma instalação permite alocar e calcular as irreversibilidades no processo e identificar quais unidades e por quais motivos estas influenciam na eficiência global. Estas informações, embora úteis, não são suficientes.

Na prática, no sentido de se atingir uma economia efetiva de energia na instalação, três fatores adicionais devem ser considerados (Lozano & Valero, 1993):

- Nem toda irreversibilidade pode ser evitada. Assim, as possibilidades técnicas de redução das irreversibilidades são sempre menores que os limites teóricos delas. Esta diferença depende do nível de decisão que limita os tipos de ações a serem empreendidas (operação, manutenção, processo, etc.);
- As reduções locais na destruição de exergia não são equivalentes, logo a mesma diminuição na irreversibilidade local em componentes distintos da planta conduz, em geral, a diferentes variações no consumo de energia da planta;
- As oportunidades de economia só podem ser especificadas através de um estudo mais detalhado dos mecanismos fundamentais da geração de entropia. Além disso, é necessário relacionar estes mecanismos às variáveis livres de projeto e aos custos dos investimentos necessários.

A percepção destas falhas levou ao surgimento de metodologias que relacionam a geração de irreversibilidade em um equipamento isolado com o restante dos equipamentos, através da definição do conceito de custo exergético. Concomitantemente, conjugam-se as análises termodinâmica e econômica, relacionando-se o custo monetário e o custo exergético, em um conjunto de metodologias às quais se denomina Termoeconomia (Cerqueira, 1999).

O pioneiro em aplicar a locação de custos à exergia e não à energia foi Keenan, em 1932, sendo que no final da década de 50 e início da década de 60 vieram os trabalhos de Tribus e Evans, no qual aplicavam o conceito de exergia à



processos de dessalinização, introduzindo o termo “termoeconomia”; de Gaggioli e Obert, em que o custo exergético foi aplicado à seleção ótima de tubulações de vapor e seu isolamento; e de Bergman & Schmidt, que associaram custos à exergia destruída em cada componente de uma central térmica (Cerqueira, 1999).

El-Sayed & Evans (1970) desenvolveram o que foi chamado de método autônomo, que consiste na generalização dos fundamentos matemáticos para a otimização termoeconômica de sistemas térmicos.

As décadas de 80 e 90 representaram um período de revitalização da área, com o desenvolvimento e a aplicação de metodologias termoeconômicas à análise, projeto e otimização de sistemas térmicos. Nesta fase, destacaram-se os trabalhos de Frangopoulos, Tsatsaronis, Lozano, Valero e Von Spakovsky. Esses pesquisadores escolheram um problema simples de cogeração empregando uma turbina a gás regenerativa com caldeira de recuperação, visando comparar as quatro metodologias por eles trabalhadas. Esse sistema, denominado CGAM (iniciais de Christos Frangopoulos, George Tsatsaronis, Antonio Valero e Michael Von Spakovsky), mostrou a validade de cada um dos métodos ao apresentar resultados similares, no entanto, é difícil estabelecer uma comparação entre eles devido a diferenças nas condições de aplicação (Valero *et al.*, 1994).

Assim, a definição precisa do objeto de estudo talvez seja o primeiro obstáculo ao se estudar a termoeconomia, pois sempre houve nesse campo divergências entre enfoques, os quais se refletem nas definições de alguns autores. El-Sayed & Evans (1970) afirmam que a termoeconomia é uma técnica que combina a análise termodinâmica e a otimização econômica de sistemas térmicos complexos, tais como centrais termelétricas, instalações frigoríficas e instalações de dessalinização. Bejan *et al.* (1996) definem a termoeconomia como o ramo da engenharia que combina a análise exergética e princípios econômicos, visando prover ao projetista ou operador de sistemas informação não disponível através das análises termodinâmica e econômica convencionais, mas cruciais para o projeto e para a operação econômica de um sistema. Já Tsatsaronis (1993) define o termo exergoeconomia como uma caracterização mais precisa da combinação da análise exergética com a análise econômica usando o custo de exergia.

Segundo Tsatsaronis (1993), uma completa análise termoeconômica consiste em:





- Detalhada análise de exergia;
- Análise econômica levada ao nível do componente do sistema energético que está sendo avaliado;
- Custo da exergia;
- Avaliação exergoeconômica de cada componente do sistema.

De acordo com Tsatsaronis (1993) e Bejan *et al.* (1996), a análise termoeconômica tem os seguintes objetivos:

- Identificar a localização, magnitude e fontes de perdas termodinâmicas reais num sistema energético;
- Calcular os custos associados às destruições e perdas de exergia;
- Calcular separadamente o custo de cada produto gerado pelo sistema que possui mais de um produto final;
- Entender o processo de formação de custo e o fluxo de custos no sistema;
- Facilitar estudos de viabilidade e otimização na fase de projeto ou melhoria do processo de um sistema existente;
- Aperfeiçoar variáveis específicas em um único componente;
- Aperfeiçoar o sistema global;
- Auxiliar em procedimentos de tomada de decisão relacionados à operação, manutenção e alocação de fundos de pesquisa;
- Comparar alternativas técnicas.

## 4.2. Metodologias de Análise Termoeconômica

De uma forma geral, as metodologias termoeconômicas podem ser divididas em dois ramos principais:

- **Metodologias Estruturais:** estabelecem que a otimização é parte integrante e fundamental da divisão dos custos. O uso da exergia justifica-se pela possibilidade de se dividir instalações complexas em partes que possam ser otimizadas separadamente. Deste ramo fazem parte a Otimização Termoeconômica (El-Sayed & Evans, 1970) e a Análise Funcional Termoeconômica (Frangopoulos, 1987).





- **Metodologias Exergoeconômicas:** utilizam a alocação dos custos médios dos produtos, externos e internos dos componentes do sistema, satisfazendo alguns objetivos, como determinar o custo atual dos produtos ou serviços, propiciar bases racionais para a fixação dos preços dos produtos e serviços, fornecer um meio de alocar e controlar os gastos e fornecer informações a partir das quais decisões operacionais podem ser estabelecidas e avaliadas. Deste ramo fazem parte as contribuições feitas por Reistad & Gaggioli (1980), a Teoria do Custo Exergético (Lozano & Valero, 1993), a Exergoeconomia (Tsatsaronis, 1993) e a Metodologia Estrutural (Valero *et al.*, 1993).

#### 4.2.1. Teoria do Custo Exergético

Para um sistema operando em regime permanente pode existir um número de fluxos de matérias entrando e saindo, como também interações de calor e trabalho com o ambiente. Associadas com estas transferências de matéria e energia estão as transferências de exergias para dentro ou para fora do sistema e as destruições de exergias causadas pelas irreversibilidades dentro do sistema.

Visto que a exergia mede o valor termodinâmico real de tais efeitos e os custos devem somente ser atribuídos aos valores dos produtos, é significativo usar a exergia como uma base para atribuir custos em sistemas térmicos.

A análise do custo exergético baseia-se na contabilidade da destruição de exergia que experimentam os fluxos na sua passagem através dos diferentes equipamentos do sistema. O grau de destruição de exergia estará associado à concepção de cada equipamento, com a manutenção e forma de operação do mesmo, tendo como resultado o custo exergético de produção de cada um dos fluxos.

A Teoria do Custo Exergético contabiliza as eficiências e perdas exergéticas em cada um dos volumes de controle do sistema (equipamento, conjunto de equipamentos, ou junções e bifurcações), tendo como resultado o custo exergético de produção de cada um dos fluxos (portadores de energia). Outro aspecto deste método é que a medida do custo de um fluxo do sistema está representada pela exergia contida nele.

Como resultado da aplicação do método, tem-se:



- Identificação dos equipamentos do sistema onde existem as maiores irreversibilidades termodinâmicas, ou seja, os equipamentos mais ineficientes da planta;
- Obtenção da função global de custo da planta, considerando que o custo exergético monetário é proporcional ao conteúdo exergético do portador de energia e adicionando os custos de capital e operação de cada equipamento. Nessa função são identificados cada um dos portadores de energia internos e externos à planta (insumos e produtos);
- Definição de quais equipamentos necessitam de manutenção com maior frequência (maior incidência nos custos), além de auxílio na escolha entre alternativas tecnológicas para otimização do funcionamento da planta.

Em uma análise do custo exergético, um custo é associado com cada fluxo de exergia. Assim, para fluxos de matéria entrando e saindo com taxas associadas de transferência de exergia ( $\dot{B}_e$  e  $\dot{B}_s$ ), potência ( $\dot{W}$ ) e taxa de transferência de exergia associada com a transferência de calor ( $\dot{B}_Q$ ), tem-se:

$$\dot{C}_e = c_e \dot{B}_e = c_e (\dot{m}_e b_e) \quad (4.1)$$

$$\dot{C}_s = c_s \dot{B}_s = c_s (\dot{m}_s b_s) \quad (4.2)$$

$$\dot{C}_w = c_w \dot{W} \quad (4.3)$$

$$\dot{C}_Q = c_Q \dot{B}_Q \quad (4.4)$$

sendo que  $c_e$ ,  $c_s$ ,  $c_w$  e  $c_Q$  denotam os custos monetários médios por unidade de exergia.

A análise de custo exergético envolve os balanços de custos usualmente formulados para cada componente separadamente. Um balanço de custo aplicado para o k-ésimo componente do sistema mostra que a soma das taxas de custos associadas com todos os fluxos de exergia de saída é igual à soma das taxas de custos de todos os fluxos de exergia de entrada mais o preço apropriado devido ao



investimento de capital ( $\dot{Z}_k^{Cl}$ ) e despesas de operação e manutenção ( $\dot{Z}_k^{OM}$ ). A soma dos dois últimos termos é denotada por  $\dot{Z}_k$ . Conseqüentemente, para um componente que recebe uma transferência de calor e gera potência, resulta a seguinte equação:

$$\sum_s \dot{C}_{s,k} + \dot{C}_{W,k} = \dot{C}_{Q,k} + \sum_e \dot{C}_{e,k} + \dot{Z}_k \quad (4.5)$$

Esta equação indica simplesmente que o custo total dos fluxos de saída de exergia é igual à despesa total para obtê-los: o custo dos fluxos de exergia que entram mais o capital e outros custos. Note que, quando um componente recebe potência (como um compressor ou uma bomba), o termo  $\dot{C}_{W,k}$  muda com seu sinal positivo para o lado direito desta expressão. Caso exista uma transferência de calor do componente, o termo  $\dot{C}_{Q,k}$  aparece com sinal positivo no lado esquerdo da expressão. Geralmente, os balanços de custos são escritos de forma que todos os termos são positivos.

Introduzindo-se as expressões de taxa de custo, Equações (4.1) a (4.4), na Equação (4.5), obtém-se:

$$\sum_s (c_s \dot{B}_s)_k + c_{W,k} \dot{W}_k = c_{Q,k} \dot{B}_{Q,k} + \sum_e (c_e \dot{B}_e)_k + \dot{Z}_k \quad (4.6)$$

As taxas de exergia ( $\dot{B}_s$ ,  $\dot{B}_Q$  e  $\dot{B}_e$ ) saindo e entrando no k-ésimo componente, bem como a potência ( $\dot{W}$ ), são calculadas em uma análise exergética. O termo  $\dot{Z}_k$  é obtido, primeiramente, calculando o investimento de capital associado com o k-ésimo componente e, então, computando os valores particionados destes custos por unidade de tempo de operação do sistema.

As variáveis da Equação (4.6) são os custos particionados por unidade de exergia para os fluxos de exergia associados com o k-ésimo componente ( $c_{s,k}$ ,  $c_{e,k}$ ,  $c_{W,k}$  e  $c_{Q,k}$ ). Na análise de um componente, pode-se assumir que os custos por unidade de exergia são conhecidos para todos os fluxos de entrada. Estes custos são conhecidos dos componentes que eles saem ou, se uma corrente incorporar o



sistema total com todos os componentes considerados, do custo de compra desta corrente. Conseqüentemente, as variáveis desconhecidas a serem calculadas pelo balanço de custos para o  $k$ -ésimo componente são os custos por unidade de exergia das correntes de material que saem ( $c_{s,k}$ ) e, se a potência ou calor útil são gerados naquele componente, o custo por unidade de exergia associado como a transferência de potência ( $c_{w,k}$ ) ou calor ( $c_{q,k}$ ).

Lozano & Valero (1993) enumeraram um conjunto de regras (postulados) de modo a gerar um sistema de equações utilizado para a determinação dos custos dos fluxos de um sistema. Através da definição física do sistema (divisão em componentes ou unidades) e da relação dos fluxos energéticos e materiais entres estes e o ambiente, descrevem-se os postulados que definem a Teoria do Custo Exergético (Cerqueira, 1999):

- Os custos exergéticos e/ou monetários são quantidades conservativas, como conseqüência de suas definições, portanto, pode ser escrita uma equação de balanço de custos para cada unidade do sistema;
- Na ausência de informações externas, o custo exergético de um insumo externo ao sistema será o custo exergético igual ao da exergia e o seu custo monetário será igual ao seu custo de aquisição;
- Todos os custos gerados no processo devem ser incluídos no custo final dos produtos.

Seguindo as proposições acima, é possível escrever tantas equações quanto forem os fluxos supridos ao sistema e as perdas. Se o número de variáveis não for igual ao número de equações, devem-se considerar mais dois postulados:

- Se uma parcela, ou todo o insumo, de uma unidade é a variação da exergia de um fluxo que a atravessa, então o custo exergético unitário do fluxo é constante através do equipamento ou unidade;
- Se o produto de um equipamento ou unidade é composto por mais de um fluxo, então são iguais os custos exergéticos unitários desses fluxos entre si.

#### 4.2.2. Métodos de Alocação de Custos

A resolução do sistema de equações envolve o uso de equações complementares de modo a distribuir custos entre os produtos. Os dois últimos postulados enunciados no item anterior fornecem uma base para arbitrar esta distribuição. Outra forma de explicitar esta distribuição foi proposta por Reistad & Gaggioli (1980), tomando-se o exemplo de uma turbina de compressão. Eles propõem quatro métodos:

- **Método das Extrações:** considera que a geração de potência é a única finalidade da utilização da turbina. Todos os custos de capital e a irreversibilidade gerada são alocados ao produto, ou seja, à potência elétrica/mecânica produzida, de modo que os fluxos de vapor que entram e saem da turbina possuem o mesmo custo exergético unitário.
- **Método das Igualdades:** considera-se que, além da potência, o vapor de baixa pressão que deixa a turbina também constitui um produto. Neste caso a turbina funcionaria tal qual uma válvula de expansão. Assim, os custos de capital e da irreversibilidade da turbina são distribuídos entre os produtos, ou seja, os custos unitários da potência e do vapor de baixa possuem o mesmo valor.
- **Método do trabalho como subproduto:** neste caso a produção de vapor de baixa pressão é considerada o produto principal do sistema e a potência gerada é vista como um aproveitamento.
- **Método do vapor como subproduto:** a potência é considerada produto principal e o vapor subproduto.





## Capítulo 5 - Descrição das Configurações Analisadas

Neste capítulo são descritas as plantas das duas usinas consideradas no presente trabalho, destacando-se as características operacionais e os equipamentos em cada uma das configurações analisadas.

### 5.1. Caso 1 - Usina Iracema

A Usina Iracema está localizada em Iracemápolis, na Fazenda Aparecida, e faz parte da Companhia Industrial e Agrícola Ometto, também controladora da Usina São Martinho, em Pradópolis, e da Usina da Barra, em Barra Bonita.

A Usina Iracema, originária de um engenho de aguardente fundado em 1918, foi adquirida pela família Ometto em 1937 e transformada em destilaria de álcool etílico para ser usado como combustível durante a Segunda Guerra Mundial, sendo a fabricação de açúcar iniciada apenas em 1946.

As atividades industriais associadas à unidade Iracema são as seguintes:

- Produção de cana de açúcar, fabricação de açúcar e álcool, fabricação de levedura seca e criação bovina (Companhia Industrial e Agrícola Ometto);
- Fabricação de ácido ribonucléico e desenvolvimento de novos produtos (OMTEK Indústria e Comércio Ltda., em parceria com a Kirim Brewery e a Mitsubishi Corporation);
- Propriedades agrícolas (Imobiliária Paramirim).

Na safra 2003/2004, houve moagem de 2,7 milhões de toneladas de cana de açúcar, fabricação de 170 mil toneladas de açúcar cristal, produção de 129 mil metros cúbicos de álcool etílico anidro e hidratado, e de 260 toneladas de ácido ribonucléico (OMTEK), o qual é fabricado a partir do melaço diluído e usado na indústria farmacêutica e alimentícia (UNICA, 2004). Atualmente, o consumo interno de energia é de 10,5 MW na safra e de 5,0 MW na entre-safra e o excedente de bagaço é comercializado a R\$ 45,00 por tonelada.

Serão consideradas três plantas de cogeração de energia da Usina Iracema, conforme segue.





### ➤ **Caso 1 - Planta A**

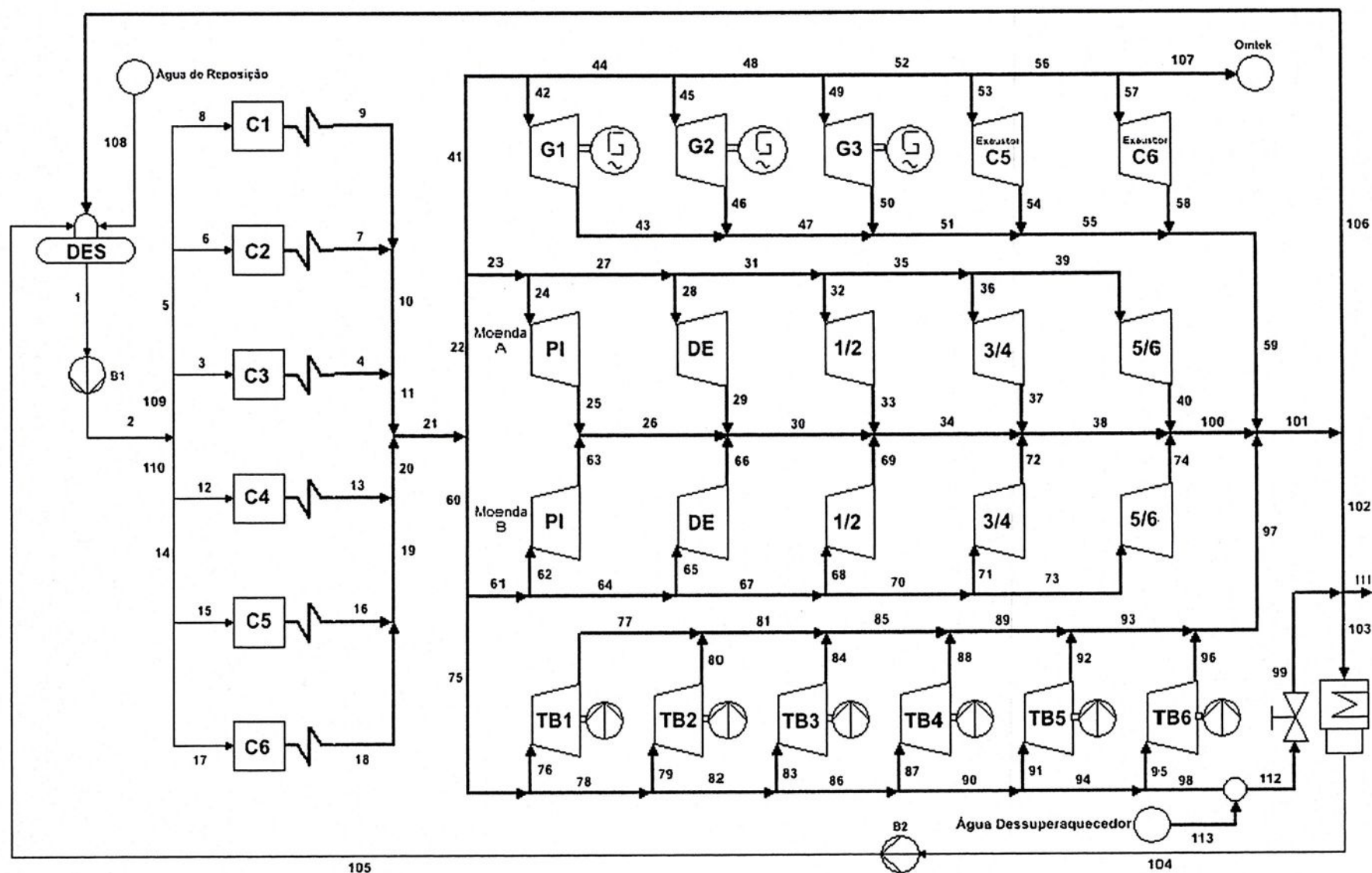
Consiste da planta atual da usina, composta por seis caldeiras operando a pressão por volta de 2,2 MPa e temperatura de 300 °C, utilizando como combustível somente o bagaço de cana. O vapor produzido é utilizado para o acionamento de três turbogeradores, das turbinas de duas moendas, de seis turbobombas e de dois turboexaustores das caldeiras. Parte deste vapor e da energia gerada atende ainda a demanda da empresa associada OMTEK. O excedente de bagaço é comercializado.

### ➤ **Caso 1 - Planta B**

Consiste da planta atual da usina, substituindo o bagaço de cana por gás natural na caldeira de maior capacidade, através da instalação de queimadores apropriados, gerando eletricidade e vapor durante a safra, para consumo próprio e fornecimento para a OMTEK. O objetivo desta alteração é obter um excedente maior de bagaço para comercialização.

A Figura 5.1 apresenta o sistema de geração de vapor e de energia elétrica da Usina Itacema a ser utilizado nas simulações das plantas A e B. A capacidade de produção de vapor das caldeiras é mostrada na Tabela 5.1. Vale destacar que atualmente a caldeira C4 não se encontra em operação.

Figura 5.1 - Representação das plantas A e B da Usina Itacema.



**Tabela 5.1** - Capacidade das caldeiras da Usina Iracema.

| <b>Caldeiras</b>   | <b>Capacidade (t/h)</b> |
|--------------------|-------------------------|
| Conterma TV2P (C1) | 80                      |
| Conterma TV2P (C2) | 60                      |
| Conterma TV2P (C3) | 80                      |
| Conterma TV2P (C4) | 38                      |
| Dedini AE 110 (C5) | 100                     |
| Dedini AT 150 (C6) | 150                     |

Na Tabela 5.2, são apresentadas informações sobre a duração da safra, a quantidade de moagem de cana e a produção e consumo de bagaço, para as plantas A e B da Usina Iracema.

**Tabela 5.2** - Dados gerais das plantas A e B da Usina Iracema.

| <b>Parâmetros</b>                                      | <b>Valores</b>           |
|--------------------------------------------------------|--------------------------|
| Horas efetivas de moagem                               | 3.600 h                  |
| Moagem horária de cana                                 | 880,0 t/h                |
| Teor de fibra da cana                                  | 13 %                     |
| Teor de fibra do bagaço                                | 46 %                     |
| Relação bagaço-vapor                                   | 0,52                     |
| Consumo de bagaço na caldeira C1                       | 36,36 t/h                |
| Consumo de bagaço na caldeira C2                       | 27,27 t/h                |
| Consumo de bagaço na caldeira C3                       | 36,36 t/h                |
| Consumo de bagaço na caldeira C4                       | 0 t/h                    |
| Consumo de bagaço na caldeira C5                       | 45,45 t/h                |
| Consumo de bagaço na caldeira C6 (configuração A)      | 68,18 t/h                |
| Consumo de gás natural na caldeira C6 (configuração B) | 18.154 m <sup>3</sup> /h |
| Consumo total de bagaço (configuração A)               | 213,6 t/h                |
| Produção total de bagaço (configuração A)              | 248,7 t/h                |
| Bagaço excedente (configuração A)                      | 35,1 t/h                 |
| Consumo total de bagaço (configuração B)               | 145,5 t/h                |
| Produção total de bagaço (configuração B)              | 248,7 t/h                |
| Bagaço excedente (configuração B)                      | 103,2 t/h                |



A seguir, a Tabela 5.3 mostra os parâmetros operacionais para cada fluxo do sistema apresentado na Figura 5.1.

**Tabela 5.3** - Parâmetros operacionais das plantas A e B da Usina Itacema.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 1      | 508             | 115    | 250     | 482,4     | 1,473      | 47,9      |
| 2      | 508             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 3      | 80              | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 4      | 80              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 5      | 140             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 6      | 60              | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 7      | 60              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 8      | 80              | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 9      | 80              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 10     | 140             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 11     | 220             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 12     | 38              | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 13     | 38              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 14     | 250             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 15     | 100             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 16     | 100             | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 17     | 150             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 18     | 150             | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 19     | 250             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 20     | 288             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 21     | 508             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 22     | 279,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 23     | 83              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 24     | 14              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 25     | 14              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 26     | 28              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 27     | 69              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 28     | 20              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |

Tabela 5.3 - Continuação.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 29     | 20              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 30     | 68              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 31     | 49              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 32     | 18              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 33     | 18              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 34     | 104             | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 35     | 31              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 36     | 14              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 37     | 14              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 38     | 132             | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 39     | 17              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 40     | 17              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 41     | 196,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 42     | 31,5            | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 43     | 31,5            | 150    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 44     | 165             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 45     | 50              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 46     | 50              | 150    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 47     | 81,5            | 150    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 48     | 115             | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 49     | 75              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 50     | 75              | 150    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 51     | 156,5           | 150    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 52     | 40              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 53     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 54     | 9               | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 55     | 165,5           | 150,3  | 250     | 2.765     | 7,171      | 632       |
| 56     | 31              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 57     | 11              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 58     | 11              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 59     | 176,5           | 150,6  | 250     | 2.766     | 7,172      | 632,2     |



Tabela 5.3 - Continuação.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 60     | 228,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 61     | 83              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 62     | 14              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 63     | 14              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 64     | 69              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 65     | 20              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 66     | 20              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 67     | 49              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 68     | 18              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 69     | 18              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 70     | 31              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 71     | 14              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 72     | 14              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 73     | 17              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 74     | 17              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 75     | 145,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 76     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 77     | 9               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 78     | 136,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 79     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 80     | 9               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 81     | 18              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 82     | 127,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 83     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 84     | 9               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 85     | 27              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 86     | 118,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 87     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 88     | 9               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 89     | 36              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 90     | 109,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |

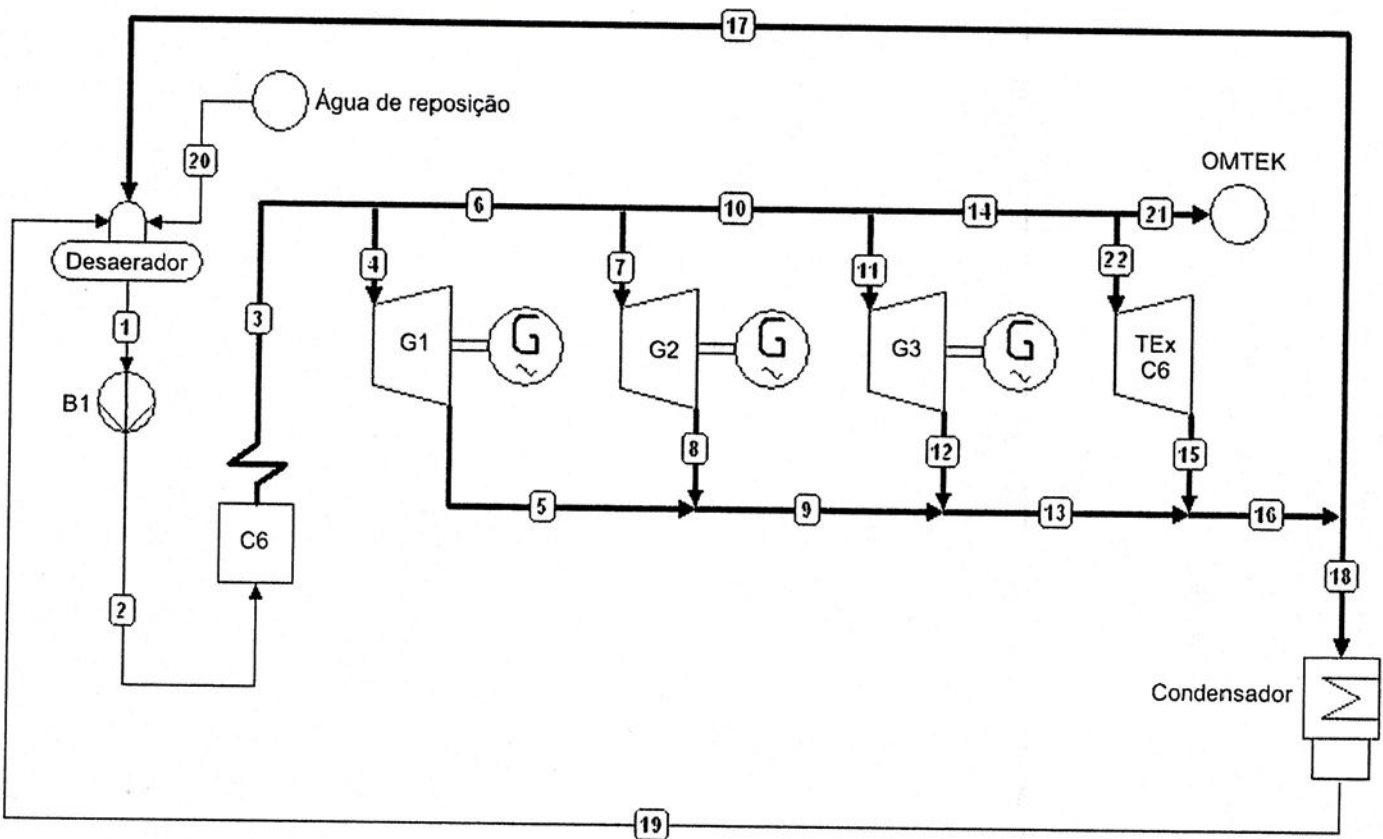


Tabela 5.3 - Continuação.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 91     | 9               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 92     | 9               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 93     | 45              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 94     | 100,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 95     | 3               | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 96     | 3               | 160    | 250     | 2.786     | 7,218      | 638,3     |
| 97     | 48              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 98     | 97,5            | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 99     | 106,7           | 150    | 250     | 2.765     | 7,169      | 631,9     |
| 100    | 166             | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 101    | 390,5           | 153    | 250     | 2.771     | 7,184      | 633,7     |
| 102    | 379,1           | 153    | 250     | 2.771     | 7,184      | 633,7     |
| 103    | 427,3           | 152,3  | 250     | 2.770     | 7,181      | 633,3     |
| 104    | 427,3           | 115    | 250     | 482,4     | 1,473      | 47,9      |
| 105    | 427,3           | 115    | 250     | 482,4     | 1,473      | 47,9      |
| 106    | 11,41           | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635       |
| 107    | 20              | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 108    | 69,33           | 25     | 250     | 105       | 0,367      | 0,149     |
| 109    | 220             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 110    | 288             | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 111    | 58,58           | 152,3  | 250     | 2.770     | 7,181      | 633,3     |
| 112    | 106,7           | 150    | 250     | 2.765     | 7,169      | 636,8     |
| 113    | 9,242           | 25     | 250     | 105       | 0,3672     | 2.660     |

➤ **Caso 1 - Planta C**

Consiste em parte da planta atual, operando somente a caldeira C6, a qual utilizará gás natural como combustível, e dois turbogeradores a vapor (G1 e G3, estando o G2 desativado neste período), gerando eletricidade e vapor durante a entre-safra, para consumo próprio e fornecimento para a OMTEK. A representação desse sistema está na Figura 5.2.



**Figura 5.2** - Representação da planta C da Usina Itacema.

Na Tabela 5.4 são mostrados o consumo de gás natural na caldeira C6 e o tempo efetivo de operação na planta C na entre-safra.

Os parâmetros operacionais da planta C são mostrados na Tabela 5.5.

Tabela 5.4 - Dados gerais da planta C da Usina Iracema.

| Parâmetros                 | Valores                  |
|----------------------------|--------------------------|
| Horas efetivas de operação | 5.000 h                  |
| Consumo de gás natural     | 16.641 m <sup>3</sup> /h |

Tabela 5.5 - Parâmetros operacionais da planta C da Usina Iracema.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 1      | 137,5           | 115    | 250     | 482,4     | 1,473      | 47,9      |
| 2      | 137,5           | 115,2  | 3.100   | 486,4     | 1,475      | 51,1      |
| 3      | 137,5           | 300    | 2.200   | 3.017     | 6,713      | 1.020     |
| 4      | 31,5            | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 5      | 31,5            | 140    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 6      | 106             | 300    | 2.200   | 3.069     | 7,701      | 777,2     |
| 7      | -               | -      | -       | -         | -          | -         |
| 8      | -               | -      | -       | -         | -          | -         |
| 9      | 31,5            | 140    | 250     | 2.765     | 7,169      | 632       |
| 10     | 106             | 300    | 2.200   | 3.069     | 7,701      | 777,2     |
| 11     | 75              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 12     | 75              | 140    | 250     | 2.744     | 7,119      | 625,9     |
| 13     | 106,5           | 146,2  | 250     | 2.765     | 7,402      | 562,4     |
| 14     | 31              | 300    | 2.200   | 3.069     | 7,701      | 777,2     |
| 15     | 11              | 155    | 250     | 2.775     | 7,194      | 635,1     |
| 16     | 117,5           | 150,5  | 250     | 2.766     | 7,172      | 632       |
| 17     | 3,309           | 150,5  | 250     | 2.766     | 7,172      | 632,3     |
| 18     | 114,2           | 150,5  | 250     | 2.766     | 7,172      | 632,3     |
| 19     | 114,2           | 115    | 250     | 482,4     | 1,473      | 47,88     |
| 20     | 20              | 25     | 250     | 104,9     | 0,367      | 0,149     |
| 21     | 20              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |
| 22     | 11              | 300    | 2.200   | 3.018     | 6,715      | 1.021     |



## 5.2. Caso 2 - Destilaria Pioneiros

A Destilaria Pioneiros S.A. surgiu em 1980 com os incentivos do PROÁLCOOL. Ela está instalada na Fazenda Santa Maria da Mata, às margens do reservatório da Barragem de Três Irmãos (Rio Tietê), no município de Sud Mennucci, na região noroeste do Estado de São Paulo. A partir de 1994, a Destilaria Pioneiros passou a fabricar açúcar, mas manteve a mesma razão social.

Na safra 2003/2004 foram esmagados 1,1 milhões de toneladas de cana de açúcar, fabricados 80 mil toneladas de açúcar e produzidos 44 mil metros cúbicos de álcool (UNICA, 2004). Atualmente, o consumo interno de energia é de 3,6 MW na safra e de 1,2 MW na entre-safra e praticamente não há excedente de bagaço. A implantação de acionamentos elétricos na moenda aumentará o consumo de energia na safra para cerca de 10 MW.

Serão consideradas três plantas de cogeração de energia da Destilaria Pioneiros, conforme segue.

### ➤ Caso 2 - Planta A

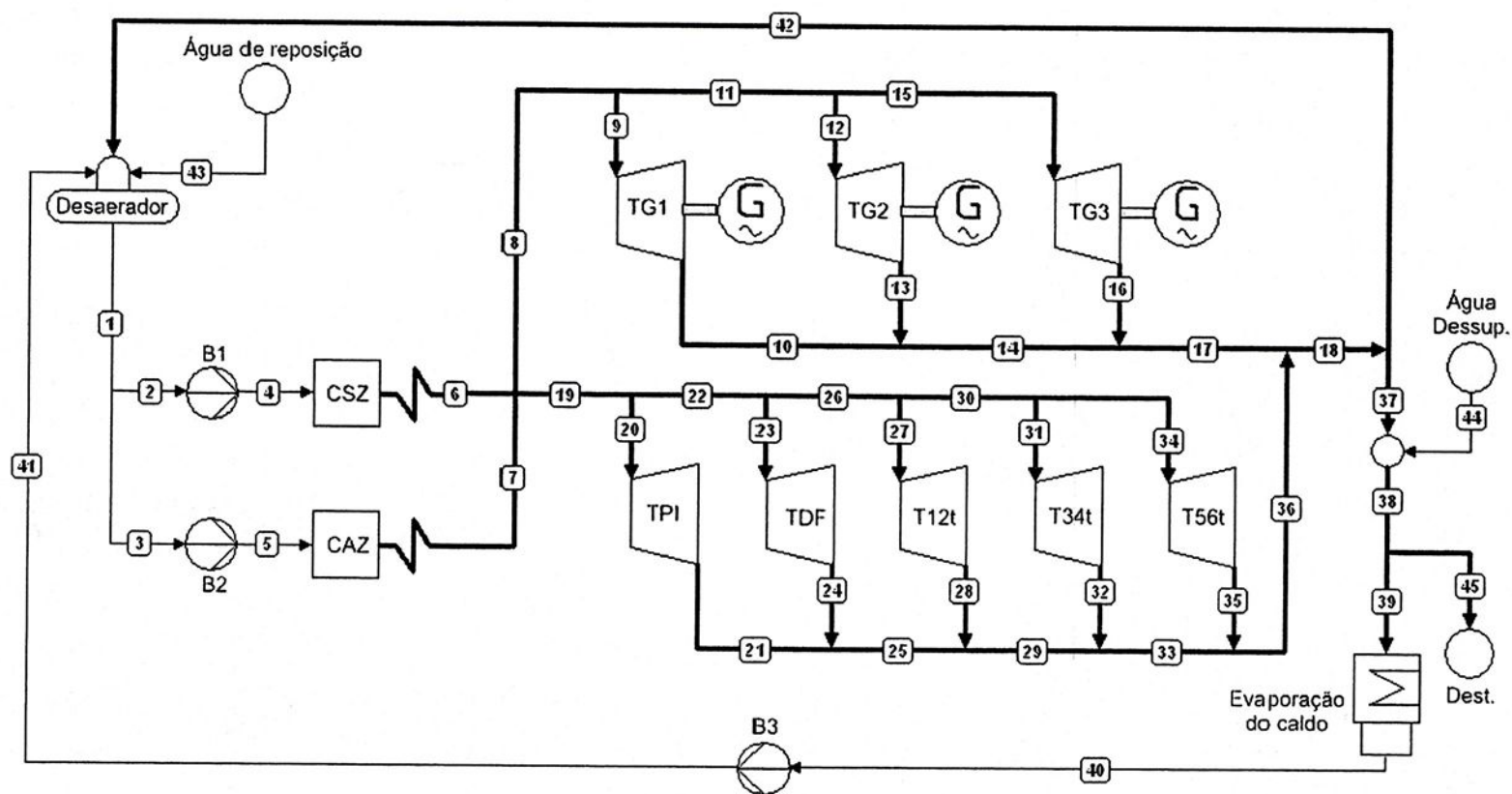
Consiste da planta adotada na safra 2003/2004, constituída por duas caldeiras (Zanini SZ-180 e Zanini AZ-240) operando a 2,1 MPa e 290 °C e que geram vapor para acionar três turbogeradores e as turbinas de acionamento da moenda. A caldeira SZ-180 (CSZ) tem capacidade de produzir 70 toneladas de vapor por hora e a caldeira AZ-240 (CAZ) tem capacidade de produzir 50 toneladas de vapor por hora. A produção de energia elétrica e de vapor destina-se ao consumo próprio. Na Figura 5.3 é apresentada esta configuração.

Os dados sobre a duração da safra, a quantidade de moagem de cana e a produção e consumo de bagaço na Destilaria Pioneiros para a planta A são mostrados na Tabela 5.6.

A Tabela 5.7 traz os parâmetros operacionais dos fluxos do sistema de geração de potência e calor da planta A da Destilaria Pioneiros.



Figura 5.3 - Representação da planta A da Destilaria Pioneiros.



**Tabela 5.6** - Dados gerais da planta A da Destilaria Pioneiros.

| Parâmetros                        | Valores   |
|-----------------------------------|-----------|
| Horas efetivas de moagem          | 5.000 h   |
| Moagem horária de cana            | 240,0 t/h |
| Relação bagaço-vapor              | 0,52      |
| Teor de fibra da cana             | 12,6 %    |
| Teor de fibra do bagaço           | 46,2 %    |
| Consumo de bagaço na caldeira CAZ | 26,0 t/h  |
| Consumo de bagaço na caldeira CSZ | 36,4 t/h  |
| Consumo total de bagaço           | 62,4 t/h  |
| Produção total de bagaço          | 65,4 t/h  |
| Bagaço excedente                  | 3,0 t/h   |

**Tabela 5.7** - Parâmetros operacionais da planta A da Destilaria Pioneiros.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 1      | 120             | 110    | 250     | 461,2     | 1,418      | 43,1      |
| 2      | 70              | 110    | 250     | 461,2     | 1,418      | 43,1      |
| 3      | 50              | 110    | 250     | 461,2     | 1,418      | 43,1      |
| 4      | 70              | 110,6  | 3.300   | 467       | 1,425      | 46,89     |
| 5      | 50              | 110,6  | 3.300   | 467       | 1,425      | 46,89     |
| 6      | 70              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 7      | 50              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 8      | 56              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 9      | 18,67           | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 10     | 18,67           | 150    | 250     | 2.765     | 7,169      | 632       |
| 11     | 37,33           | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 12     | 18,67           | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 13     | 18,67           | 150    | 250     | 2.765     | 7,169      | 632       |
| 14     | 37,33           | 150    | 250     | 2.765     | 7,17       | 632       |
| 15     | 18,67           | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 16     | 18,67           | 150    | 250     | 2.765     | 7,169      | 632       |



Tabela 5.7 - Continuação.

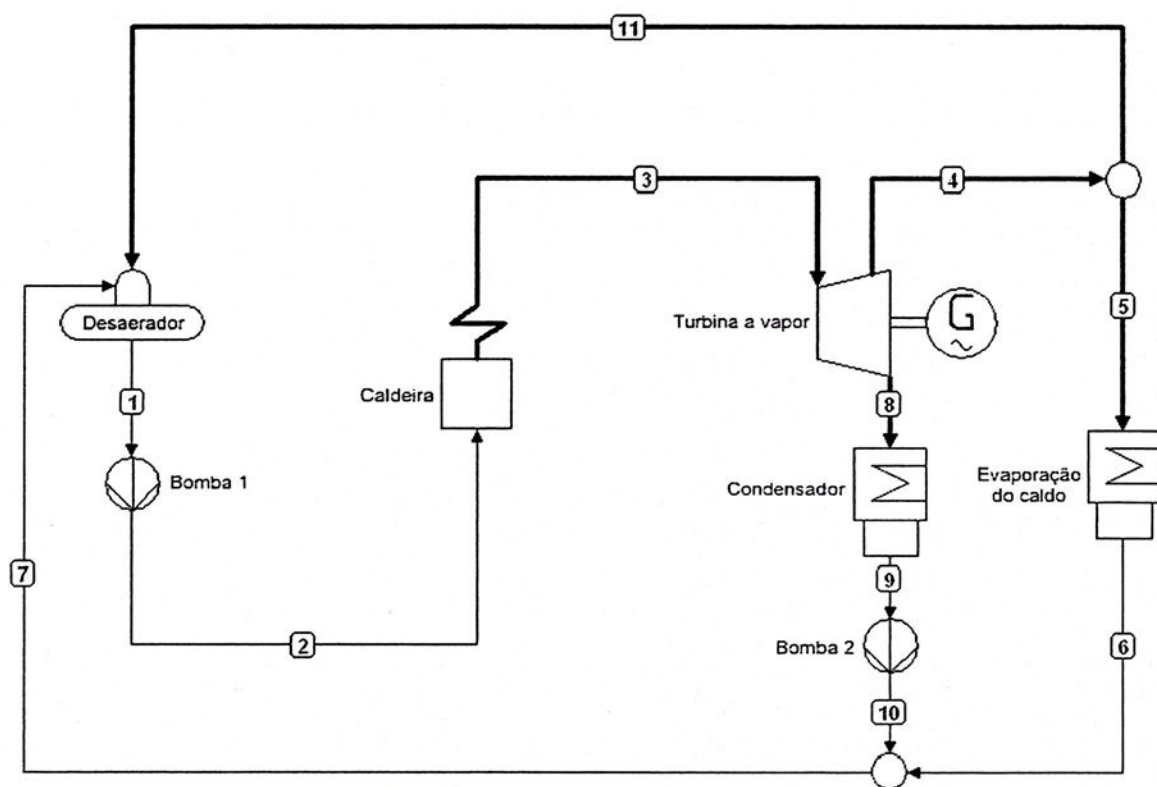
| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 17     | 56              | 150    | 250     | 2.765     | 7,17       | 632       |
| 18     | 120             | 171,5  | 250     | 2.809     | 7,273      | 645,4     |
| 19     | 64              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 20     | 15              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 21     | 15              | 190    | 250     | 2.847     | 7,355      | 658,8     |
| 22     | 49              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 23     | 15              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 24     | 15              | 190    | 250     | 2.847     | 7,355      | 658,8     |
| 25     | 30              | 190    | 250     | 2.848     | 7,357      | 659,1     |
| 26     | 34              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 27     | 12              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 28     | 12              | 190    | 250     | 2.847     | 7,355      | 658,8     |
| 29     | 42              | 190    | 250     | 2.848     | 7,357      | 659,1     |
| 30     | 22              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 31     | 11              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 32     | 11              | 190    | 250     | 2.847     | 7,355      | 658,8     |
| 33     | 53              | 190    | 250     | 2.848     | 7,357      | 659,1     |
| 34     | 11              | 290    | 2.100   | 2.998     | 6,699      | 1.005     |
| 35     | 11              | 190    | 250     | 2.847     | 7,355      | 658,8     |
| 36     | 64              | 190    | 250     | 2.848     | 7,357      | 659,1     |
| 37     | 118,9           | 171,5  | 250     | 2.810     | 7,273      | 646       |
| 38     | 122,4           | 135    | 250     | 2.733     | 7,092      | 623       |
| 39     | 82,38           | 135    | 250     | 2.733     | 7,092      | 623       |
| 40     | 82,38           | 105    | 250     | 440,1     | 1,362      | 38,5      |
| 41     | 82,38           | 105    | 250     | 440,1     | 1,362      | 38,5      |
| 42     | 1,074           | 171,5  | 250     | 2.810     | 7,273      | 646       |
| 43     | 36,52           | 105    | 250     | 440,1     | 1,362      | 38,5      |
| 44     | 3,482           | 25     | 250     | 105       | 0,367      | 0,149     |
| 45     | 40              | 135    | 250     | 2.733     | 7,092      | 623       |

## ➤ Caso 2 - Planta B

Nesta planta proposta, as duas caldeiras de baixa pressão e temperatura (2,1 MPa, 290 °C e 120 t/h) são substituídas por uma caldeira de alta pressão e temperatura (6,6 MPa, 530 °C e 140 t/h). As turbinas de contrapressão dos geradores são substituídas por uma turbina de extração-condensação mais eficiente. Os acionamentos das moendas passam a ser feitos por motores elétricos. A Figura 5.4 mostra essa planta.

Os dados sobre a duração da safra, a quantidade de moagem de cana e a produção e consumo de bagaço para a planta B da Destilaria Pioneiros são mostrados na Tabela 5.8.

A Tabela 5.9 traz os parâmetros operacionais dos fluxos do sistema de geração de potência e calor da planta B da Destilaria Pioneiros.



**Figura 5.4 - Representação da planta B da Destilaria Pioneiros.**

**Tabela 5.8 - Dados gerais da planta B da Destilaria Pioneiros.**

| Parâmetros                        | Valores   |
|-----------------------------------|-----------|
| Horas efetivas de moagem          | 5.000 h   |
| Moagem horária de cana            | 240,0 t/h |
| Relação bagaço-vapor              | 0,47      |
| Teor de fibra da cana             | 13,0%     |
| Teor de fibra do bagaço           | 46,0 %    |
| Consumo de bagaço na caldeira CAZ | 65,8 t/h  |
| Consumo total de bagaço           | 65,8 t/h  |
| Produção total de bagaço          | 67,8 t/h  |
| Bagaço excedente                  | 2,0 t/h   |

**Tabela 5.9 - Parâmetros operacionais da planta B da Destilaria Pioneiros.**

| Pontos | ṁ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|----------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 1      | 140,0    | 105    | 237     | 440,1     | 1,362      | 38,5      |
| 2      | 140,0    | 105,7  | 9.200   | 452,5     | 1,37       | 48,6      |
| 3      | 140,0    | 530    | 6.600   | 3.486     | 6,919      | 1427      |
| 4      | 125,0    | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |
| 5      | 120,0    | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |
| 6      | 120,0    | 90     | 237     | 376,9     | 1,192      | 26,2      |
| 7      | 135,0    | 84,7   | 237     | 354,9     | 1,13       | 22,6      |
| 8      | 15,0     | 42,6   | 8,5     | 2.322     | 7,395      | 121,8     |
| 9      | 15,0     | 42,7   | 8,5     | 178,7     | 0,6078     | 2,074     |
| 10     | 15,0     | 42,7   | 237     | 179       | 0,6081     | 2,309     |
| 11     | 5,0      | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |



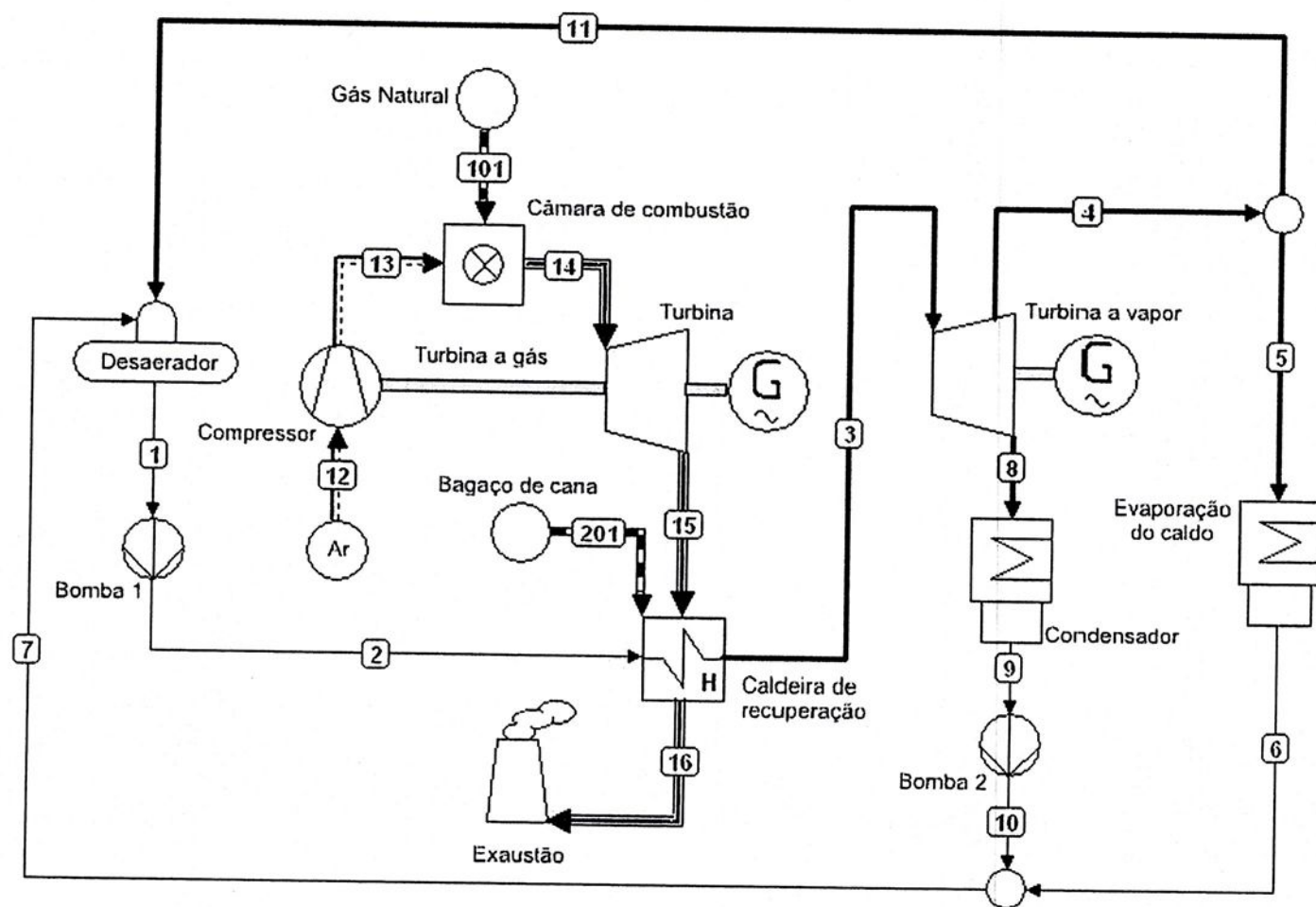
## ➤ Caso 2 - Planta C

Esta planta consiste de uma proposta de ciclo combinado para a Destilaria Pioneiros. Este sistema combina uma turbina a gás e uma caldeira de recuperação com queima suplementar de bagaço de cana (140 t/h de vapor), com uma turbina de extração-condensação. Os acionamentos da moenda serão feitos por motores elétricos. Os requisitos do processo industrial, como a capacidade de moagem de cana, foram mantidos em relação à planta B. Este sistema é apresentado na Figura 5.5.

Nas Tabelas 5.10 e 5.11 são apresentados os dados gerais e os parâmetros operacionais para a planta C da Destilaria Pioneiros.



Figura 5.5 - Representação da planta C da Destilaria Pioneiros.



**Tabela 5.10** - Dados gerais da planta C da Destilaria Pioneiros.

| Parâmetros               | Valores                 |
|--------------------------|-------------------------|
| Horas efetivas de moagem | 5.000 h                 |
| Moagem horária de cana   | 240,0 t/h               |
| Teor de fibra da cana    | 12,6 %                  |
| Teor de fibra do bagaço  | 46,2 %                  |
| Consumo de gás natural   | 4.603 m <sup>3</sup> /h |
| Consumo de bagaço        | 56,9 t/h                |
| Produção total de bagaço | 65,4t/h                 |
| Bagaço excedente         | 8,5 t/h                 |

**Tabela 5.11** - Parâmetros operacionais da planta C da Destilaria Pioneiros.

| Pontos | $\dot{m}$ (t/h) | T (°C) | P (kPa) | h (kJ/kg) | s (kJ/kgK) | b (kJ/kg) |
|--------|-----------------|--------|---------|-----------|------------|-----------|
| 1      | 140,0           | 105    | 237     | 440,1     | 1,362      | 38,5      |
| 2      | 140,0           | 105,7  | 9.200   | 452,5     | 1,37       | 48,6      |
| 3      | 140,0           | 530    | 6.600   | 3.486     | 6,919      | 1.427     |
| 4      | 125,0           | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |
| 5      | 120,0           | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |
| 6      | 120,0           | 90     | 237     | 376,9     | 1,192      | 26,2      |
| 7      | 135,0           | 84,7   | 237     | 354,9     | 1,13       | 22,6      |
| 8      | 15,0            | 42,6   | 8,5     | 2.322     | 7,395      | 121,8     |
| 9      | 15,0            | 42,7   | 8,5     | 178,7     | 0,6078     | 2,074     |
| 10     | 15,0            | 42,7   | 237     | 179       | 0,6081     | 2,309     |
| 11     | 5,0             | 148,1  | 237     | 2.762     | 7,187      | 623,7     |
| 12     | 187,2           | 25     | 101,3   | 298,6     | 5,692      | 0         |
| 13     | 187,2           | 453,7  | 1.773   | 742,2     | 5,787      | 415,1     |
| 14     | 190,0           | 1.060  | 1.773   | 1.435     | 6,477      | 902,3     |
| 15     | 190,0           | 435,4  | 101,3   | 722,6     | 6,581      | 158,7     |
| 16     | 247,4           | 160    | 101,3   | 434,9     | 6,069      | 23,9      |



## Capítulo 6 - Resultados e Discussões

Neste capítulo são apresentados os resultados das análises termodinâmica e termoeconômica das configurações descritas anteriormente. São determinadas as eficiências da primeira e da segunda lei da termodinâmica para os equipamentos do sistema de geração de vapor e energia elétrica de cada configuração avaliada. Além disso, são obtidos a eficiência global e os índices de desempenho das plantas de cogeração baseados na primeira lei da termodinâmica.

A resolução do sistema de equações resultante foi efetuada utilizando-se o programa EES<sup>®</sup> (*Engineering Equation Solver*), desenvolvido por Klein & Alvarado (1995), que permite a determinação das propriedades termodinâmicas do sistema, como entalpia e entropia, e possibilita a realização de cálculos de uma maneira simples e eficiente, sem a necessidade de se recorrer a tabelas termodinâmicas.

Para simplificar a notação, daqui por diante as situações estudadas serão denominadas por um número, referente ao Caso (1 ou 2), seguido de uma letra, referente à planta (A, B ou C) e será simplesmente chamado como Configuração. Por exemplo: "Configuração 1-A", se refere ao Caso 1 – Planta A.

### 6.1. Resultados da Análise Termodinâmica

#### 6.1.1. Resultados Termodinâmicos para a Usina Iracema (Caso 1)

As eficiências dos componentes da planta de geração de calor e potência foram mantidas as mesmas para todas as configurações estudadas da Usina Iracema.

A Tabela 6.1 mostra as eficiências das caldeiras. A potência gerada e as eficiências para as turbinas são mostradas na Tabela 6.2.



**Tabela 6.1** - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as caldeiras  
(Configurações 1-A, 1-B e 1-C).

| Equipamentos | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|--------------|--------------|-----------------|
| Caldeira C1  | 72,0         | 9,5             |
| Caldeira C2  | 72,0         | 9,5             |
| Caldeira C3  | 72,0         | 9,5             |
| Caldeira C4  | 72,0         | 9,5             |
| Caldeira C5  | 72,0         | 9,5             |
| Caldeira C6  | 72,0         | 9,5             |

**Tabela 6.2** - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª Lei  
para as turbinas (Configurações 1-A, 1-B e 1-C).

| Equipamento                              | $\dot{W}$ (kW) | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|------------------------------------------|----------------|--------------|-----------------|
| Turbina do Picador (Moendas A e B)       | 945            | 55,5         | 63,0            |
| Turbina do Desfibrador (Moendas A e B)   | 1.350          | 55,5         | 63,0            |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moendas A e B) | 1.215          | 55,5         | 63,0            |
| Turbina dos 3º/4º Ternos (Moendas A e B) | 945            | 55,5         | 63,0            |
| Turbina dos 5º/6º Ternos (Moendas A e B) | 1.148          | 55,5         | 63,0            |
| Turboexaustor da caldeira C5             | 608            | 55,5         | 63,0            |
| Turboexaustor da caldeira C6             | 743            | 55,5         | 63,0            |
| Turbobomba 1                             | 582            | 53,2         | 60,8            |
| Turbobomba 2                             | 582            | 53,2         | 60,8            |
| Turbobomba 3                             | 582            | 53,2         | 60,8            |
| Turbobomba 4                             | 582            | 53,2         | 60,8            |
| Turbobomba 5                             | 582            | 53,2         | 60,8            |
| Turbobomba 6                             | 1.934          | 53,2         | 60,8            |
| Turbogerador 1                           | 2.402          | 62,7         | 69,5            |
| Turbogerador 2                           | 3.813          | 62,7         | 69,5            |
| Turbogerador 3                           | 5.719          | 62,7         | 69,5            |



As eficiências, tanto da primeira lei como da segunda lei, são iguais para todas as caldeiras, conforme mostrado na Tabela 6.1, pois foram consideradas a mesma temperatura e a mesma pressão na entrada e na saída de todas elas. Além disso, a relação bagaço/vapor também foi mantida constante. Devido à combustão ser um processo de alta irreversibilidade, as eficiências da segunda lei são muito inferiores as da primeira lei (9,5 e 72,0%, respectivamente).

Foi considerada a hipótese de que a eficiência da caldeira C6 é mantida a mesma após a instalação de queimadores adequados para o uso de gás natural. No entanto, na prática isso dificilmente ocorrerá, pois o modo construtivo de uma caldeira que utiliza bagaço de cana como insumo é diferente de uma caldeira projetada especificamente para queimar gás natural, a qual apresenta dimensões mais compactas e aproveita melhor o calor fornecido pela combustão do gás natural. Assim sendo, é muito provável que a eficiência da caldeira adaptada para a queima de gás natural seja inferior a adotada no presente trabalho, mas não existem condições no momento para a definição de um valor preciso.

As turbobombas apresentaram as menores eficiências (53,2 %) enquanto os turbogeradores apresentaram as maiores (62,7 %). Os turboexaustores das caldeiras e as turbinas de acionamento tiveram as mesmas eficiências (55,5 %), sendo estas um pouco maiores que as das turbobombas.

A potência total gerada pela Usina Iracema, no caso das configurações 1-A e 1-B, foi de 27,6 MW, dos quais 15,5 MW referem-se à potência mecânica produzida (turbobombas, turboexaustores e turbinas da moenda) e 11,9 MW à potência elétrica produzida pelos turbogeradores. Na configuração 1-C, a produção de potência foi de 8,9 MW, sendo esta referente apenas à geração elétrica na entre-safra (não há geração de vapor para processo na entre-safra).

### 6.1.2. Resultados Termodinâmicos para a Destilaria Pioneiros (Caso 2)

As Tabelas 6.3 a 6.8 apresentam os resultados para as eficiências da primeira e segunda lei das caldeiras e das turbinas, bem como a potência gerada, para cada uma das plantas da Destilaria Pioneiros (Configurações 2-A, 2-B e 2-C).





**Tabela 6.3** - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as caldeiras (Configuração 2-A).

| Equipamentos | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|--------------|--------------|-----------------|
| Caldeira CSZ | 62,9         | 9,4             |
| Caldeira CAZ | 62,9         | 9,4             |

**Tabela 6.4** - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª Lei para as turbinas (Configuração 2-A).

| Equipamentos                             | $\dot{W}$ (kW) | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|------------------------------------------|----------------|--------------|-----------------|
| Turbina do Picador (Moendas A e B)       | 626            | 35,5         | 43,4            |
| Turbina do Desfibrador (Moendas A e B)   | 626            | 35,5         | 43,4            |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moendas A e B) | 459            | 35,5         | 43,4            |
| Turbina dos 3º/4º Ternos (Moendas A e B) | 459            | 35,5         | 43,4            |
| Turbina dos 5º/6º Ternos (Moendas A e B) | 501            | 35,5         | 43,4            |
| Turbogerador 1                           | 1.316          | 60,0         | 67,0            |
| Turbogerador 2                           | 1.316          | 60,0         | 67,0            |
| Turbogerador 3                           | 1.316          | 60,0         | 67,0            |

**Tabela 6.5** - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para a caldeira (Configuração 2-B).

| Equipamentos       | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|--------------------|--------------|-----------------|
| Caldeira MC 150/70 | 83,4         | 28,6            |

**Tabela 6.6** - Potência gerada e eficiências da 1ª Lei e da 2ª Lei para a turbina (Configuração 2-B).

| Equipamentos                 | $\dot{W}$ (kW) | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|------------------------------|----------------|--------------|-----------------|
| Turbina extração-condensação | 29.979         | 87,0         | 88,9            |

**Tabela 6.7** - Eficiências da 1ª e da 2ª Lei para a caldeira de recuperação (Configuração 2-C).

| Equipamentos            | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|-------------------------|--------------|-----------------|
| Caldeira de Recuperação | 85,0         | 31,6            |

**Tabela 6.8 - Potência gerada e eficiências da 1ª e da 2ª  
Lei para as turbinas (Configuração 2-C).**

| Equipamentos                           | $\dot{W}$ (kW) | $\eta_I$ (%) | $\eta_{II}$ (%) |
|----------------------------------------|----------------|--------------|-----------------|
| Turbina a gás                          | 13.108         | 91,0         | 95,9            |
| Turbina a vapor (extração-condensação) | 29.979         | 87,0         | 88,9            |

Da mesma forma que no caso anterior, as caldeiras da configuração 2-A têm as mesmas eficiências para a primeira e a segunda lei. Comparando a configuração 2-A, que possui caldeiras de baixa pressão (Tabela 6.3), com a configuração 2-B, que utiliza caldeira de alta pressão (Tabela 6.5), observa-se que houve uma melhora significativa das eficiências. Para a primeira lei, a eficiência passou de 62,9 % para 83,4 %, representando um aumento de 32,6 %. A eficiência pela segunda lei apresentou uma evolução ainda mais significativa, passando de 9,4 % para 28,6 %, o que representa um aumento de 204,2 %.

A caldeira de recuperação utilizada na configuração 2-C (Tabela 6.7) teve eficiência da primeira lei de 85,0 % e eficiência da segunda lei de 31,6 %, resultados um pouco superiores aos da caldeira de alta pressão da configuração 2-B (83,4 e 28,6 %, respectivamente).

Para a configuração 2-A, as turbinas dos acionamentos das moendas tiveram baixas eficiências, sendo de 35,5 % para a primeira lei e de 43,4 % para a segunda lei, enquanto que para os turbogeradores essas eficiências foram de 60,0 % e 67,0 %, respectivamente (Tabela 6.4). Nesta configuração, a potência total produzida foi de 6,9 MW, sendo que a potência mecânica dos acionamentos responde por 3,0 MW e a potência elétrica por 3,9 MW.

A turbina de extração-condensação utilizada na configuração 2-B teve eficiência da primeira lei de 87,0 % e da segunda lei de 88,9 %, produzindo 30,0 MW de potência (Tabela 6.6). Vale lembrar que nesta configuração os acionamentos da moenda são feitos por motores elétricos.

Comparando os resultados destas duas configurações, nota-se que houve um aumento de 334,8 % na potência total produzida, 45 % para eficiência da primeira lei e 32,7 % para a eficiência da segunda lei, da configuração 2-A para a 2-B.



A configuração 2-C produz 43,1 MW, dos quais 13,1 MW provêm da turbina a gás, que é o equipamento que possui as maiores eficiências, sendo 91,0 % para a primeira lei e 95,9 % para a segunda lei (Tabela 6.8).

**6.1.3. Índices de Desempenho e Rendimento Global das Plantas**

Os índices de desempenho baseados na primeira lei da termodinâmica permitem realizar uma análise comparativa entre as diferentes configurações avaliadas neste trabalho. Na Tabela 6.9 são apresentados estes índices.

**Tabela 6.9 - Índices de desempenho das plantas.**

| Configurações        |     | FUE   | IGP   | IPE   | RPC   |
|----------------------|-----|-------|-------|-------|-------|
| Usina Iracema        | 1-A | 0,591 | 0,230 | 1,190 | 0,113 |
|                      | 1-B | 0,591 | 0,230 | 1,190 | 0,113 |
|                      | 1-C | 0,601 | 0,248 | 1,162 | 0,123 |
| Destilaria Pioneiros | 2-A | 0,629 | 0,626 | 1,137 | 0,090 |
|                      | 2-B | 0,712 | 0,529 | 0,847 | 0,425 |
|                      | 2-C | 0,707 | 0,555 | 0,806 | 0,610 |

Os índices de desempenho nas configurações da Usina Iracema mantiveram-se praticamente semelhantes. Evidentemente, para as configurações 1-A e 1-B, estes índices foram iguais por se tratar da mesma planta, modificando-se apenas o insumo da caldeira C6. Quanto à configuração 1-C, os índices apresentaram uma discreta melhora, como na razão potência-calor (RPC), que foi de 0,113 nas configurações 1-A e 1-B para 0,123 na configuração 1-C.

Para a Destilaria Pioneiros os índices das configurações 2-B e 2-C apresentaram significativa melhora em relação à configuração 2-A, com exceção do índice de geração de potência (IGP). No mais, a melhoria dos índices era esperada, pois estas configurações (2-B e 2-C) utilizam equipamentos com eficiência bastante superior em comparação aos da configuração 2-A. Além disso, as configurações 2-B e 2-C apresentam índice de poupança de energia (IPE) inferior a 1, o que significa



desempenhos superiores ao da planta termelétrica de referência utilizada no cálculo deste índice.

A configuração 2-C apresentou, em comparação à configuração 2-B, um aumento da razão potência-calor (RPC) e uma diminuição do índice de poupança de energia (IPE), sendo que os outros índices mantiveram-se praticamente estáveis. O aumento da RPC demonstra claramente o objetivo de se gerar uma quantidade maior de potência que proporcione um excedente significativo para ser comercializado.

## 6.2. Resultados da Análise Termoeconômica

Neste item, são apresentados os custos de geração de energia elétrica e de geração de vapor de processo para as configurações estudadas, em função dos custos dos insumos (bagaço e gás natural). O custo da água de reposição também não foi considerado. O custo médio da energia elétrica produzida é obtido a partir de uma média ponderada entre os custos de geração de cada um dos turbogeradores existentes, para as configurações que possuem mais de um turbogerador. No caso das configurações que utilizam o gás natural, não foram considerados os custos de instalação de tubulações para o transporte deste a partir do *city gate*.

Vale destacar que foi utilizada a Teoria do Custo Exergético com o Método das Extrações para a partição de custos. Além disso, os custos dos equipamentos foram estimados com base na literatura e são apresentados no Anexo E.

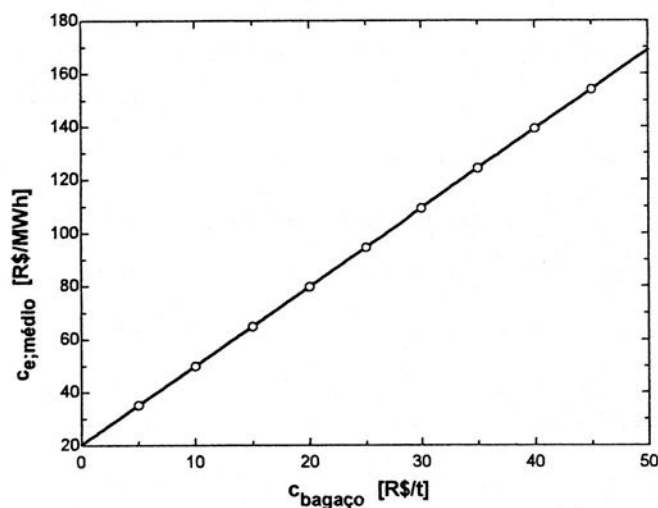
No Anexo F são mostrados os balanços dos custos exergonômicos para cada um dos equipamentos de cada uma das configurações estudadas.

### 6.2.1. Resultados Termoeconômicos para a Usina Iracema (Caso 1)

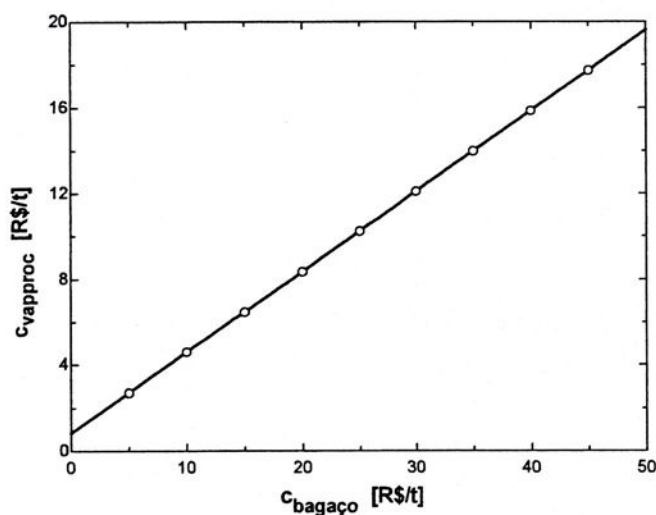
#### ➤ Configuração 1-A

Nesta configuração não foi considerado o custo do capital investido para os equipamentos, por se tratarem de equipamentos já amortizados, sendo os custos destes referentes apenas à operação e manutenção. As Figuras 6.1 e 6.2 mostram, respectivamente, os custos de geração de energia elétrica e de vapor de processo em função do custo do bagaço, para a configuração 1-A.





**Figura 6.1** - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço (Configuração 1-A).

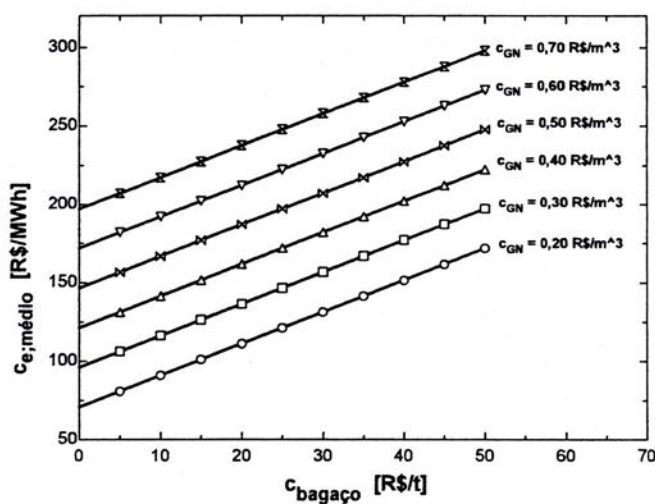


**Figura 6.2** - Custo do vapor de processo em função do custo do bagaço (Configuração 1-A).

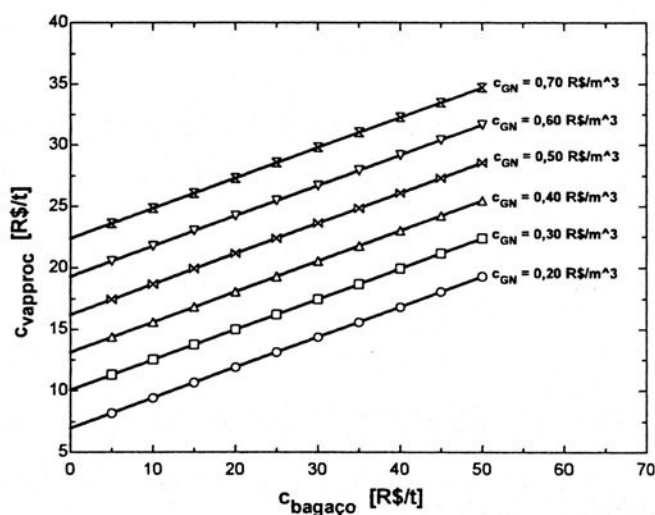
Assumindo o custo do bagaço em R\$ 25,00 por tonelada, verifica-se que o custo médio da energia elétrica é de R\$ 94,64 por MWh e o custo do vapor de processo é de R\$ 9,89 por tonelada para a configuração 1-A.

### ➤ Configuração 1-B

Além da já citada exclusão dos custos de transporte do gás natural, na configuração 1-B também foi desprezado o custo da instalação dos queimadores de gás natural na caldeira C6, por ser um valor relativamente pequeno em comparação aos outros custos envolvidos. Como na configuração 1-A, o custo dos equipamentos é referente apenas à operação e manutenção. As Figuras 6.3 e 6.4 mostram, respectivamente, o custo unitário de produção da energia elétrica e de vapor de processo, em função do custo do bagaço e do gás natural, para a configuração 1-B.



**Figura 6.3** - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 1-B).

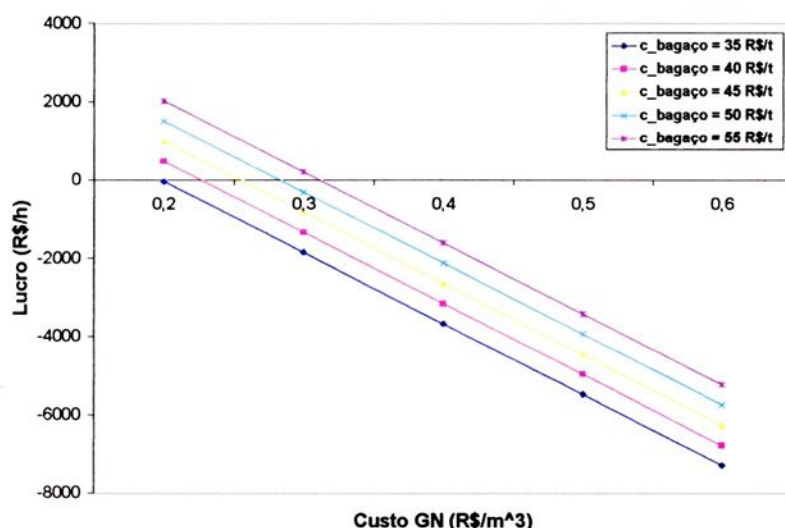


**Figura 6.4** - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 1-B).



Verifica-se que a simples adaptação da caldeira C6 para utilizar gás natural como insumo provocou um aumento de 105,1 % no custo da energia elétrica e de 126,5 % no custo do vapor de processo, considerando uma tarifa de R\$ 0,50 por  $\text{m}^3$  para o gás natural e de R\$ 25,00 por tonelada de bagaço. Assim, os custos de geração de energia elétrica e de vapor passaram para R\$ 197,10 por MWh e R\$ 22,4 por tonelada, respectivamente. Conforme mostram as Figuras 6.1 e 6.3, mesmo para o menor custo estimado para o gás (R\$ 0,20 por  $\text{m}^3$ ), ainda não é possível para a configuração 1-B tornar-se competitiva frente à configuração 1-A.

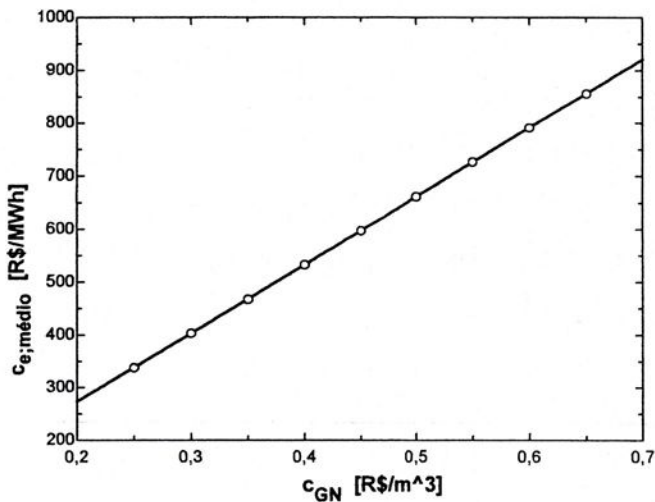
Na Figura 6.5 é apresentado o lucro obtido, ou seja, a receita proveniente da venda do bagaço de cana excedente (103,4 t/h), subtraída a despesa com consumo de gás natural (18.154  $\text{m}^3/\text{h}$ ), em função do valor de venda do bagaço e do custo do gás natural.



**Figura 6.5** - Lucro obtido pela venda do bagaço excedente em função do custo do gás natural para vários preços de venda do bagaço de cana.

### ➤ Configuração 1-C

Semelhante à configuração 1-B, não foram considerados os custos de instalação de sistema de transporte e dos queimadores na caldeira C6 para o gás natural. Devido esta configuração ser utilizada na entre-safra, somente o custo da geração de energia elétrica é apresentado na Figura 6.6, pois não há processo industrial para se aproveitar o vapor.



**Figura 6.6** - Custo médio da energia elétrica gerada em função do custo do gás natural (Configuração 1-C).

Considerando o custo do gás em R\$ 0,50 por m<sup>3</sup>, o custo de geração de eletricidade na configuração 1-C torna-se extremamente elevado, atingindo R\$ 661,90 por MWh. Mesmo assumindo que o gás natural custe R\$ 0,20 por m<sup>3</sup>, o custo da energia (R\$ 274,00 por MWh) ainda é bastante superior aos valores anteriormente citados para as configurações 1-A e 1-B, o que definitivamente torna esta alternativa economicamente inviável.

A Tabela 6.10 mostra um quadro comparativo para as configurações da Usina Iracema.

**Tabela 6.10** - Quadro comparativo para as configurações da Usina Iracema.

| Parâmetros                                    | 1-A    | 1-B    | 1-C    |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Custo de geração de eletricidade (R\$/MWh)    | 94,64  | 197,10 | 661,90 |
| Custo de geração do vapor de processo (R\$/t) | 9,89   | 22,40  | 78,98  |
| Quantidade de eletricidade produzida (MW)     | 11,934 | 11,934 | 8,864  |
| Quantidade de bagaço consumida (t/h)          | 213,6  | 145,3  | -      |
| Quantidade de bagaço excedente (t/h)          | 35,06  | 103,21 | -      |
| Volume de gás consumido (m³/h)                | -      | 18.154 | 16.632 |
| Número de horas de operação (h)               | 3.600  | 3.600  | 5.000  |

6.2.2. Resultados Termoeconômicos para a Destilaria Pioneiros (Caso 2)

➤ Configuração 2-A

Nesta configuração da Destilaria Pioneiros, somente os custos de operação e manutenção incorrem sobre os equipamentos, pois estes são considerados já amortizados. Na Figura 6.7 é apresentada a variação do custo de geração de energia elétrica em função do preço do bagaço, enquanto a Figura 6.8 mostra a variação do custo de produção do vapor de processo, para a configuração 2-A.

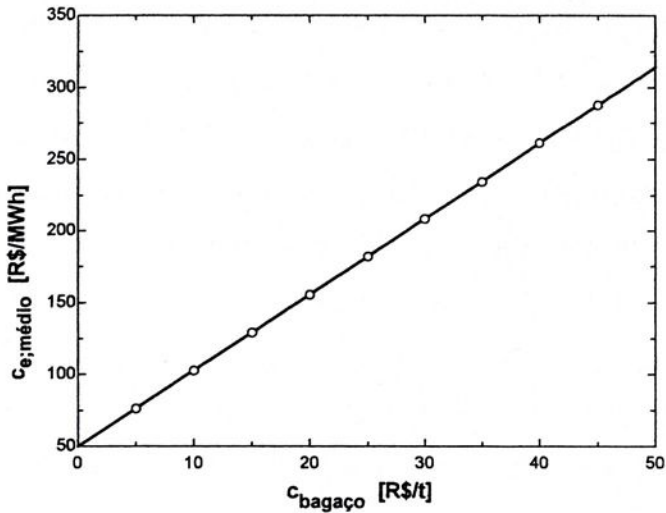


Figura 6.7 - Custo médio da energia elétrica gerada em função do custo do bagaço (Configuração 2-A).

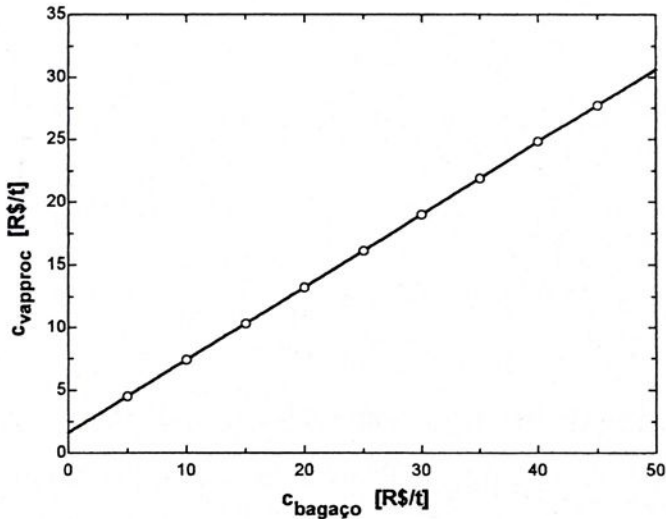


Figura 6.8 - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço (Configuração 2-A).



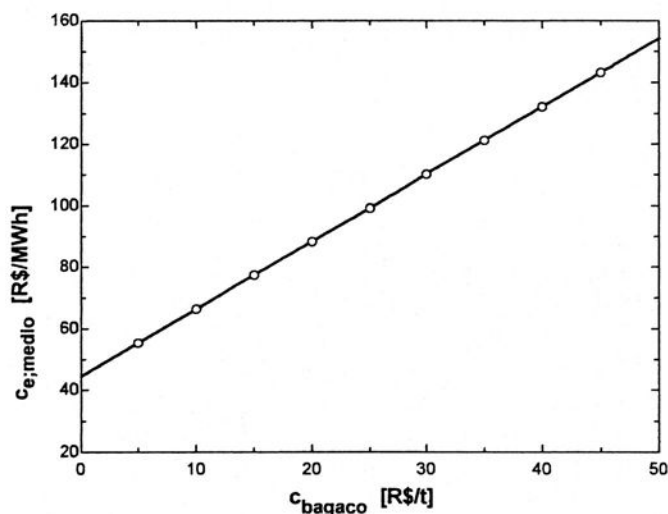
Os custos de geração de energia elétrica e de vapor de processo foram de R\$ 167,70 por MWh e de R\$ 16,13 por tonelada de vapor, considerando que o bagaço custe R\$ 25,00 por tonelada.

### ➤ Configuração 2-B

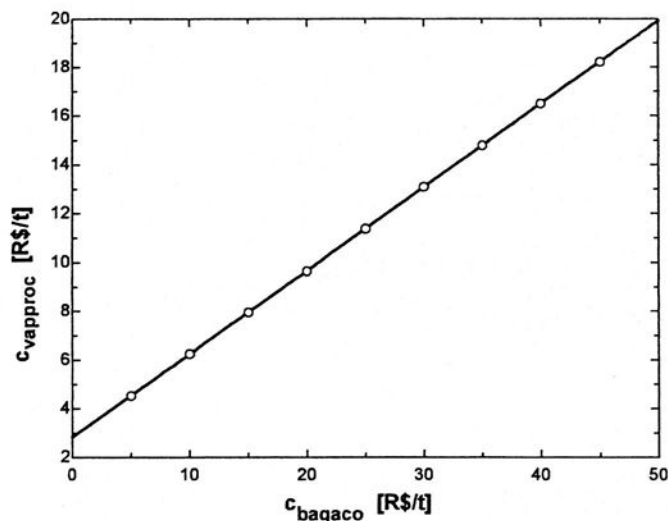
Na configuração 2-B, os equipamentos são considerados novos, portanto, além dos custos de operação e manutenção, devem ser adicionados os custos do capital investido, considerando uma taxa de juros de 12 % ao ano por um período de 20 anos. Na Figura 6.9 é apresentada a variação do custo de geração de energia elétrica em função do preço do bagaço, enquanto a Figura 6.10 mostra a variação do custo de produção do vapor de processo, para a configuração 2-B.

Nesta configuração, houve uma redução nos custos de geração de energia elétrica e de vapor para o processo em relação à configuração 2-A. O custo da energia diminuiu 40,1 %, passando para R\$ 99,33 por MWh, e o custo do vapor diminuiu 29,4 %, passando para R\$ 11,38 por tonelada.

Através da Figura 6.9, observa-se que para o bagaço valendo R\$ 50,00 por tonelada, os custos da energia elétrica e do vapor na configuração 2-B continuam inferiores aos da configuração 2-A para o bagaço custando R\$ 25,00.



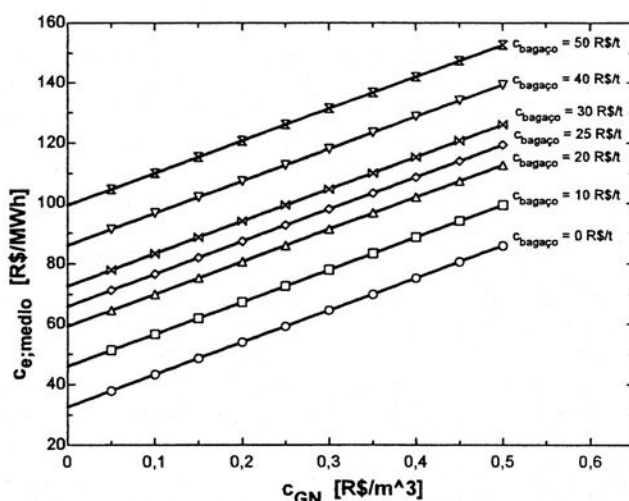
**Figura 6.9** - Custo médio da energia elétrica em função do custo do bagaço (Configuração 2-B).



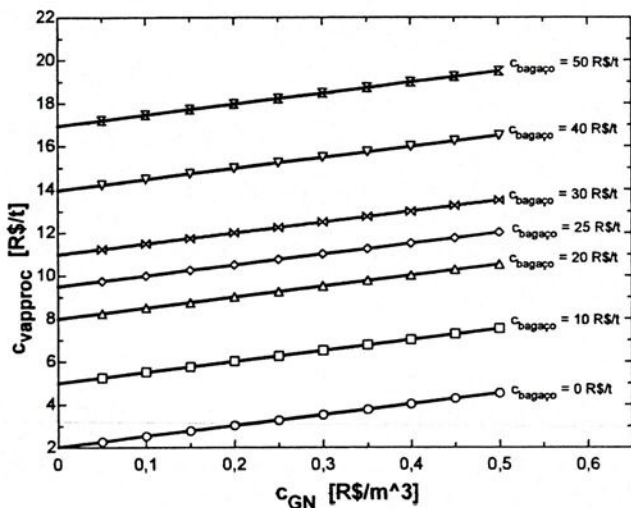
**Figura 6.10** - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço (Configuração 2-B).

### ➤ Configuração 2-C

Na configuração C, os custos do capital investido foram adicionados aos custos de operação e manutenção, considerando uma taxa de juros de 12 % ao ano por um período de 20 anos. Os custos para instalação do sistema de fornecimento de gás natural não foram considerados. Os custos de produção de energia elétrica e de vapor de processo em função dos custos do gás natural e do bagaço são apresentados, respectivamente, nas Figuras 6.11 e 6.12.



**Figura 6.11** - Custo médio da energia gerada em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 2-C).



**Figura 6.12** - Custo médio do vapor de processo em função do custo do bagaço e do custo do gás natural (Configuração 2-C).

Adotando o custo de R\$ 25,00 por tonelada de bagaço de cana e de R\$ 0,50 por m<sup>3</sup> de gás natural, a configuração 2-C apresentou custos de R\$ 121,80 por MWh de energia elétrica gerada e de R\$ 12,33 por tonelada de vapor de processo produzida. É interessante notar que o custo do vapor sofreu um pequeno aumento em relação à configuração anterior (7,7 %) enquanto a energia elétrica subiu mais (22,6 %).

A Tabela 6.11 mostra um quadro comparativo para as configurações da Destilaria Pioneiros.

**Tabela 6.11** - Quadro comparativo para as configurações da Destilaria Pioneiros.

| Parâmetros                                    | 2-A    | 2-B    | 2-C    |
|-----------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Custo de geração de eletricidade (R\$/MWh)    | 167,70 | 99,33  | 121,80 |
| Custo de geração do vapor de processo (R\$/t) | 16,13  | 11,38  | 12,33  |
| Quantidade de eletricidade produzida (MW)     | 3,948  | 29,979 | 43,087 |
| Quantidade de bagaço consumida (t/h)          | 62,4   | 65,8   | 56,9   |
| Quantidade de bagaço excedente (t/h)          | 5,4    | 2,0    | 8,5    |
| Volume de gás consumido (m³/h)                | -      | -      | 4.603  |
| Número de horas de operação (h)               | 5.000  | 5.000  | 5.000  |



### 6.2.3. Comparação Entre os Custos de Geração

Os custos médios de geração de energia elétrica e de produção de vapor para o processo são apresentados na Tabela 6.12 e foram obtidos considerando o custo de R\$ 25,00 por tonelada de bagaço de cana e de R\$ 0,50 por m<sup>3</sup> de gás natural.

**Tabela 6.12** - Custos médios da produção de energia elétrica e vapor.

| Configurações        |     | Custo médio da energia elétrica (R\$/MWh) | Custo médio do vapor de processo (R\$/t) |
|----------------------|-----|-------------------------------------------|------------------------------------------|
| Usina Iracema        | 1-A | 94,64                                     | 9,89                                     |
|                      | 1-B | 197,10                                    | 22,40                                    |
|                      | 1-C | 661,90                                    | 78,98                                    |
| Destilaria Pioneiros | 2-A | 167,70                                    | 16,13                                    |
|                      | 2-B | 99,33                                     | 11,38                                    |
|                      | 2-C | 121,80                                    | 12,33                                    |

Comparando as configurações 1-A e 2-A, ambas constituídas de caldeiras de baixa pressão e turbinas de contrapressão, verifica-se que a configuração 1-A (Usina Iracema) obteve valores de custos de geração de energia elétrica e de vapor de processo inferiores aos da 2-A (Destilaria Pioneiros). Isso se deve ao fato da Usina Iracema utilizar equipamentos com eficiências superiores aos utilizados pela Destilaria Pioneiros. Exemplificando, as caldeiras, turbinas de acionamentos de moenda e os turbogeradores empregados na Usina Iracema têm eficiências da primeira lei de 72,0 %, 55,5 % e 62,7 %, respectivamente, enquanto que na Pioneiros estas eficiências são de 62,9 %, 35,5 % e 60,0 %. Além disso, a maior potência elétrica produzida pela Iracema, de 11,9 MW contra 3,9 MW da Pioneiros, proporciona um menor valor para o custo unitário, pois há uma economia de escala.

A utilização de gás natural nas configurações 1-B e 1-C aumentou os custos de geração de potência e calor de forma significativa. Para a configuração 1-B, supondo uma tarifa de R\$ 0,50 por m<sup>3</sup> para o gás natural, haveria um gasto de R\$ 9.077,00 por hora contra uma receita de R\$ 4.653,00, considerando que todo o

bagaço excedente seja vendido a R\$ 45,00 por tonelada. Na configuração 1-C, a melhor solução seria comprar a energia da concessionária, pois na entre-safra a tarifa paga pela Usina Itacema pelo fornecimento de energia elétrica é de R\$ 152,21 por MWh. Dessa forma, não é viável o uso do gás natural nestas configurações.

O uso de tecnologias mais eficientes na configuração 2-B possibilitou a geração de um excedente de energia da ordem de 20 MW e a redução do custo unitário de geração com relação à configuração 2-A (de R\$ 167,70 para R\$ 99,33), na qual era produzida energia apenas para o consumo interno. Assim sendo, mesmo nesta configuração, não seria atraente a comercialização da energia elétrica excedente ao preço fixado pelo PROINFA (R\$ 93,77), o que reforça o descontentamento do setor sucroalcooleiro com este valor.

Vale ressaltar que foi adotado para o bagaço um custo equivalente ao da tonelada de cana produzida no campo, já que o bagaço deixou de ser considerado um simples rejeito do processo industrial e passou a ser um insumo bastante valorizado. Dessa forma, acredita-se que o custo atribuído ao bagaço deva ser inferior ao adotado, o que possibilitaria a comercialização de energia pelo PROINFA. Através da Figura 6.9, pode se observar que para valores do bagaço menores que R\$ 20,00 por tonelada, o custo da geração de eletricidade fica abaixo de R\$ 90,00.

A utilização da turbina a gás na configuração 2-C possibilita o aumento do excedente de energia a ser comercializado, em contrapartida o custo unitário da geração elétrica também aumenta (R\$ 121,80), especialmente devido ao custo do gás natural. Esta opção pode ser interessante desde que se possa garantir o retorno dos altos investimentos a serem realizados. O aumento da capacidade industrial e da geração de excedentes de energia diminuiria o custo unitário de geração de energia elétrica, mas aumentariam de forma considerável os investimentos, pois exigiria a compra de equipamentos de maior porte.





## Capítulo 7 - Considerações Finais

Diante dos resultados obtidos, verifica-se que existem limitações para a utilização do gás natural como combustível complementar em grande parte das usinas sucroalcooleiras. Isso ocorre porque a maioria delas ainda utiliza caldeiras e turbinas a vapor de baixa pressão e baixa temperatura, além, é claro, de que são poucas as que são situadas nas proximidades de gasodutos.

A opção pela geração de excedentes de energia elétrica exige concepções tecnológicas mais avançadas, que permitam um melhor aproveitamento energético do combustível. Num dos casos em questão, foi analisada uma configuração que consistiu, essencialmente, na elevação dos níveis de pressão e temperatura do vapor na caldeira. Esta ação diminui as irreversibilidades associadas às grandes diferenças de temperaturas entre os produtos de combustão e o fluido de trabalho. A utilização de um turbogerador de alta eficiência contribuiu para a diminuição das perdas no processo de produção de potência, o que, conseqüentemente, favoreceu a diminuição do custo unitário de geração.

O uso do gás natural sozinho, bem como o seu uso combinado com o bagaço de cana como combustível nas caldeiras de usinas sucroalcooleiras, através da simples instalação de queimadores, não se mostrou totalmente viável, mesmo no caso em que possibilita a sobra de bagaço para comercialização.

O uso do gás natural em ciclo combinado pode ser uma alternativa interessante para novos projetos na indústria sucroalcooleira, embora exija investimentos de grande porte. Assim, é importante se estabelecer regras claras e estáveis que viabilizem a comercialização da energia gerada e possibilitem a realização desses investimentos.

O alto custo do gás natural também é um fator limitante para a massificação do seu uso em usinas sucroalcooleiras, devendo ser analisada a possibilidade da redução do seu custo para esta finalidade. Uma das propostas seria estabelecer o mesmo custo do gás natural fixado no PPT para projetos de geração de energia do PROINFA, aproximadamente R\$ 0,25 por  $\text{m}^3$ , o que representaria uma redução de 50% no valor considerado neste trabalho.

Outro fator que contribuiria para o aproveitamento do gás natural em usinas sucroalcooleiras seria uma melhor remuneração para o preço de venda da energia





gerada pela biomassa da cana de açúcar. Uma das propostas seria estabelecer um preço médio entre as três formas de biomassa que estão incluídas no PROINFA (madeira, cana e biogás de aterro sanitário), aproximadamente R\$ 121,40, o que representaria um acréscimo de cerca de 30% no valor considerado neste trabalho. Vale ressaltar que este valor ainda estará abaixo da expectativa dos usineiros que, segundo a COGEN-SP, defendem que a remuneração da energia gerada pela biomassa da cana deve ser por volta de R\$ 140,00 por MWh.

Adicionalmente, verifica-se que a redução do custo do bagaço faz com que os custos de produção de energia elétrica e de vapor diminuam significativamente. Ocorre que, a maioria das usinas sucroalcooleiras não tem definido quanto realmente custa o bagaço para a utilização no processo de cogeração de energia, devido ao fato de que o bagaço, até então, era considerado um simples rejeito do processo industrial. A partir do momento que se tem como produto a eletricidade, além do açúcar e do álcool, seria interessante realizar uma melhor partição de custos entre os produtos e insumos envolvidos no processo industrial das usinas. Dessa forma, um menor custo do bagaço aumentaria a atratividade das configurações estudadas, viabilizando a comercialização de energia pelo preço estabelecido no PROINFA.

Como continuidade deste trabalho, é sugerido um estudo para a apresentação do conceito ideal para implementação de uma nova planta de cogeração que seja viável e eficiente com a utilização da biomassa e o gás natural, apresentando quais os princípios, as recomendações, os pré-requisitos e a simulação da planta, com os valores finais de energia elétrica e vapor, índices de produtividade, eficiência global, investimentos necessários e tempo de retorno dos investimentos.



## Referências Bibliográficas

- Antunes, J.S., 1999, "Código Computacional para Análise de Cogeração com Turbinas a Gás", Dissertação de Mestrado, UNESP, Guaratinguetá, 169 p.
- Balestieri, J.A.P., 2002, "Cogeração: Geração Combinada de Eletricidade e Calor", Editora UFSC, Florianópolis, 279 p.
- Barreda Del Campo, E.R. & Llagostera, J., 1996, "Estudo de Possibilidades de Incremento da Cogeração em Usinas Açucareiras Cubanas", Anais do VI Encontro de Ciências Térmicas, Florianópolis, pp. 447-452.
- Barreda Del Campo, E.R., Roxo, R., Nebra, S.A. & Bordonal, A.F., 1998, "Análises Energética e Exergética do Sistema de Cogeração da Usina Vale do Rosário", Anais do VII Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas, Vol. I, Rio de Janeiro, pp. 307-312.
- Barreda Del Campo, E.R., 1999, "Análise Termoeconômica do Sistema de Cogeração da Usina Vale do Rosário", Tese de Doutorado, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 280 p.
- Bejan, A., 1988, "Advanced Engineering Thermodynamics", John Wiley & Sons, New York, 850 p.
- Bejan, A., Tsatsaronis, G. & Moran, M., 1996, "Thermal Design & Optmization", John Wiley & Sons, Inc., New York, 542 p.
- Brighenti, C.R.F., 2003, "Integração do Cogrador de Energia do Setor Sucroalcooleiro com o Sistema Elétrico", Dissertação de Mestrado, PIPGE-USP, São Paulo, 169 p.
- Camargo, C.A., Ribeiro, A.M.M., Ushima, A.H., Sousa, M.E.P. & Santos, N.F., 1990, "Conservação de Energia na Indústria do Açúcar e Alcool: Manual de Recomendações", Publ. 1817, Instituto de Pesquisas Tecnológicas, São Paulo, 798 p.
- Carpio, R.C., Teixeira, F.N., Bessa, F.C. & Lora, E.S., 1999, "Critérios de Avaliação Termodinâmica para Sistemas de Cogeração em Usinas de Açúcar", Anais do XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), Águas de Lindóia, 10 p.





- Cerqueira, S.A.A.G., 1999, "Metodologias de Análise Termoeconômica de Sistemas", Tese de Doutorado, Departamento de Energia, Faculdade de Engenharia Mecânica, UNICAMP, Campinas, 137 p.
- Coelho, S.T., 1999, "Mecanismos para Implementação da Cogeração de Eletricidade a partir de Biomassa: um Modelo para o Estado de São Paulo", Tese de Doutorado, IEE-USP, São Paulo, 275 p.
- Coelho, S.T., Oliveira Jr., S. & Zylberstajn, D., 1997, "Análise Termoeconômica da Cogeração de Eletricidade a Partir do Bagaço da Cana em uma Usina", Anais do XIV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), Bauru, 8 p.
- Coelho, S.T., Paletta, C.E.M., Guardabassi, P., Pires, R.G., Silva, O.C. & Gomes Filho, A., 2002, "Levantamento do Potencial Real da Cogeração de Excedentes no Setor Sucroalcooleiro", Anais do IX Congresso Brasileiro de Energia, Rio de Janeiro, pp. 1867-1875.
- Corrêa Neto, V., 2001, "Análise de Viabilidade da Cogeração de Energia Elétrica em Ciclo Combinado com Gaseificação de Biomassa de Cana-de-Açúcar e Gás Natural", Tese de Doutorado, COPPE-UFRJ, Rio de Janeiro, 194p.
- El-Sayed, Y.M. & Evans, R.B., 1970, "Thermoeconomics and Design of Heat System", Transactions ASME, Journal of Engineering Power, Vol. 92, pp. 27-34.
- El-Sayed, Y.M. & Gaggioli, R.A., 1989, "A Critical Review of Second Law Costing Method I – Background and Algebraic Procedures", International Journal of Energy Resources Technology, Vol. 11, pp. 8-15.
- Fiomari, M.C., 2004, "Análise Energética e Exergética de uma Usina Sucroalcooleira do Oeste Paulista com Sistema de Cogeração de Energia em Expansão", Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica, UNESP, Ilha Solteira, 129 p.
- Frangopoulos, C.A., 1987, "Thermoeconomic Functional Analysis and Optimization", Energy, Vol. 12, pp. 563-571.
- Gas Turbine World Handbook, 2001-2002.
- Garagatti Arriola, D.W., 2000, Sistema Tri e Tetra Combinado de Cogeração: Avaliação Exergética e Termoeconômica, Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 206 p.
- Higa, M. & Bannwart, A.C., 2002, "Cogeração e Integração Térmica de Evaporadores de Múltiplos Efeitos em Usinas de Açúcar e Álcool", Anais do II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), João Pessoa, 10 p.





- Horlock, J.H., 1992, "Combined Power Plants", Pergamon Press, Oxford, 288 p.
- Horlock, J.H., 1997, "Cogeneration - Combined Heat and Power (CHP): Thermodynamics and Economics", Krieger Publishing Company, Florida, USA, 226 p.
- Huang, F.F., 1996, "Performance Assessment Parameters of a Cogeneration System", Proceedings of the IX International Symposium on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, Stockholm, pp. 225-229.
- IPT, 1996, "Geração de Vapor, Sistemas de Potência, Refrigeração e Recuperação de Calor", Capítulo 3, pp .3.2-3.38.
- Jaguaribe E.F., Lobo, P.C., Neto, J.R.L, Souza, W.L. & Rocha, F.A.A., 2002, "Estudo Termodinâmico e Análise de Custos da Ampliação de um Sistema de Cogeração de Energia em uma Destilaria de Cana de Açúcar", Anais do IX Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas (em CD-ROM), Caxambu, 9 p.
- Jaguaribe, E.F., Lobo, P.C., Souza, W.L, Rocha, R.M. & Nascimento, E.T., 2004, "Vender Bagaço ou Comercializar a Energia Gerada pela Cogeração?", Anais do X Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciências Térmicas (em CD-ROM), Rio de Janeiro, 12 p.
- Khartchenko, N.V., 1998, "Advanced Energy Systems", Taylor & Francis, Washington D.C., 285 p.
- Klein, S.A. & Alvarado, F.L., 1995, "EES – Engineering Equation Solver", F-Chart Software, Middleton, WI.
- Kotas, T.J., 1995, "The Exergy Method of Thermal Plant Analysis", Ed. Krieger Publishing Co., Florida, USA, 328 p.
- Leite, C.P, 2003, "Seleção de Centrais Termoelétricas Utilizando Gás Natural e Bagaço de Cana", Dissertação de Mestrado, Poli-USP, 166 p.
- Lobo, P.C., Jaguaribe, E.F., Lima Neto, J.R., Rocha, F.A.A. & Souza, W.L., 2002, "Análise Comparativa de Sistemas de Cogeração Usados em Duas Diferentes Plantas Sucroalcooleiras", Anais do II Congresso Nacional de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), João Pessoa, 10 p.
- Lora, E.E.S. & Nascimento, M.A.R., 2004, "Geração Termelétrica. Planejamento, Projeto e Operação", Editora Interciência, Vol. 1, Rio de Janeiro, 631 p.
- Lozano, M.A. & Valero A., 1993, "Theory of Exergetic Cost", Energy, Vol. 18, No. 9, pp. 939-960.



- Negri, J.C. & Vieira, S., 1999, "Análise de Projeto de Ciclo Combinado nas Condições Brasileiras: A visão do Empreendedor", Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (em CD-ROM), Foz do Iguaçu, 5 p.
- Orlando, J.A., 1991, "Cogeneration Planner's Handbook", Fairmont Press, Londres, 315 p.
- Pellegrini, M.C., 2002, "Inserção de Centrais Cogeneradoras a Bagaço de Cana no Parque Energético do Estado de São Paulo: Exemplo de Aplicação de Metodologia para Análise dos Aspectos Locacionais de Integração Energética", Dissertação de Mestrado, USP, São Paulo, 168 p.
- Pierce, M.A., 1995, "A History of Cogeneration before PURPA", ASHRAE Journal, Vol. 37, No.5, pp. 53-60.
- Reistad, G.M. & Gaggioli, R.A., 1980, "Available-Energy Costing", ACS Symposium Series 122, pp. 143-159.
- Sánchez Prieto, M.G.S., 2003, "Alternativas de Cogeração na Indústria Sucro-Alcooleira: Estudo de Caso", Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 255 p.
- Sánchez Prieto, M.G.S., Carril, T.P. & Nebra, S.A., 2001, "Análise do Custo Exergético do Sistema de Geração de Vapor da Usina Cruz Alta", Anais do XVI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Vol. 4, Uberlândia, pp. 196-205.
- Sánchez Prieto, M.G.S. & Nebra, S.A., 2001, "Análise do Custo Exergético do Sistema de Cogeração de uma Usina Sucro-Alcooleira", Anais do XVI Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica, Vol. 4, Uberlândia, pp. 206-215.
- Szargut J., Morris, D.R. & Steward, F.R., 1988, "Exergy Analysis of Thermal, Chemical and Metallurgical Process", Hemisphere Publishing Corporation, New York, 332 p.
- Tolmasquim, M., Szklo, A., Sugiyama, A., Soares, J. & Corrêa Neto, V., 1999, "Avaliação dos Potenciais Técnicos e Econômicos e Identificação das Principais Barreiras à Implementação da Cogeração no Brasil e em Setores Selecionados", PROCEL/COPPE/PPE, Rio de Janeiro.
- Tsatsaronis, G., 1993, "Thermoeconomic Analysis and Optimization of Energy System", Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 19, pp. 227-257.
- Van Wylen, G., Sonntag, R. & Borgnakke, C., 1995, "Fundamentos da Termodinâmica Clássica", Editora Edgard Blücher, São Paulo, 594 p.





- Valero, A., Serra, L. & Lozano, M.A., 1993, "Structural Theory of Thermoeconomics", ASME Winter Annual Meeting, New Orleans, USA, pp. 241-249.
- Valero, A., Lozano, M.A., Serra, L., Tsatsaronis, G., Pisa, J., Frangopoulos, C. & Von Spakovsky, M.R., 1994, "CGAM Problem: Definition and Conventional Solution", Energy, Vol. 19, No. 3, pp. 279-286.
- Vieira, S. & Pellegrini, M.C., 1999, "Cogeração em Usinas Sucroalcooleiras de Médio Porte e sua Inserção no Parque Gerador Nacional", Anais do XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (em CD-ROM), Águas de Lindóia, 8 p.
- Walter, A.C., 1994, "Viabilidade e Perspectivas da Cogeração e da Geração Termelétrica Junto ao Setor Sucro-Alcooleiro", Tese de Doutorado, UNICAMP, Campinas, 283 p.
- Website da Agência Nacional de Energia Elétrica ([www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).*
- Website da Agência Nacional do Petróleo ([www.anp.gov.br](http://www.anp.gov.br)).*
- Website do Centro Nacional de Referência em Biomassa ([www.cenbio.org.br](http://www.cenbio.org.br)).*
- Website das Centrais Elétricas Brasileiras ([www.eletrobras.gov.br](http://www.eletrobras.gov.br)).*
- Website da Companhia de Gás de São Paulo ([www.comgas.com.br](http://www.comgas.com.br)).*
- Website do Mercado Atacadista de Energia ([www.mae.org.br](http://www.mae.org.br)).*
- Website do Ministério de Ciência e Tecnologia ([www.mct.gov.br](http://www.mct.gov.br)).*
- Website do Ministério de Minas e Energia ([www.mme.gov.br](http://www.mme.gov.br)).*
- Website do Operador Nacional do Sistema Elétrico ([www.ons.org.br](http://www.ons.org.br)).*
- Website da Petróleo Brasileiro S.A. ([www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)).*
- Website da RedeGasEnergia ([www.redegasenergia.com.br](http://www.redegasenergia.com.br)).*
- Website da União da Agroindústria Canavieira de São Paulo ([www.unica.com.br](http://www.unica.com.br)).*





## Anexo A - Setor Elétrico Brasileiro

### A.1. Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

O início do processo de industrialização brasileiro, a partir do final do século XIX, e a conseqüente concentração da população em áreas urbanas, conduziram a um aumento da participação do uso da eletricidade como fonte de energia, a qual estava em níveis inexpressivos devido ao Brasil ser, até então, um país essencialmente agrícola.

Nesta fase inicial, inúmeras empresas privadas geravam e distribuíam a energia elétrica. As usinas geradoras atendiam determinadas regiões industriais ou localidades definidas por concessão municipal.

Com o aumento acelerado da demanda por energia elétrica, as usinas passaram a ser cada vez maiores, para que se reduzissem os custos de instalação e de geração, favorecendo uma série de fusões e incorporações entre as empresas do setor. Por outro lado, a concentração do setor nas mãos de poucas empresas privadas permitia o monopólio e a possibilidade de influência nas diretrizes de crescimento econômico do país. Isso fez surgir movimentos favoráveis a uma maior participação do Estado no setor. Assim, o Governo Federal começou a assumir a condução do setor elétrico, que se tornou essencialmente estatal na década de 50.

Em 1962, foram criadas as Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (ELETROBRÁS) com o objetivo de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações, destinadas ao suprimento de energia elétrica do país. A ELETROBRÁS passou a desempenhar um papel estratégico especialmente durante os governos militares, quando houve uma consolidação do modelo estatal no setor elétrico brasileiro. Assim, ocorreu uma grande expansão do setor, com a construção das grandes hidrelétricas no país. Como usinas hidrelétricas são altamente intensivas em capital, e sendo os projetos financiados quase exclusivamente pelo Estado, foi necessário recorrer a empréstimos internacionais, levando o país a um enorme endividamento externo (Coelho, 1999).

A partir da década de 70, começaram a surgir dificuldades no setor, com a elevação das taxas de juros em conseqüência das crises do petróleo. A recessão e

a crise da dívida externa criaram um quadro de grave estrangulamento financeiro no setor. Além disso, a adoção de políticas de combate à inflação, baseadas no controle das tarifas dos serviços públicos, provocaram perdas de receita do setor elétrico. Apesar disso, os programas de expansão foram mantidos, mesmo com a demanda não apresentando o crescimento previsto. Assim, os cronogramas das obras foram prorrogados, elevando ainda mais os seus custos e o crescente endividamento das empresas do setor conduziu à paralisação do programa de obras de geração.

No início da década de 90, a política econômica de liberalização e desregulamentação introduzida pelo Governo Federal iniciou um processo de modificação da estrutura do setor, implementando diversas alterações na legislação e iniciando uma reorganização institucional do setor elétrico a fim de reduzir a presença do Estado. O objetivo principal desta política foi a desverticalização do setor, através da venda das concessionárias de energia elétrica, e o incentivo à participação do capital privado na expansão da geração. Apenas a transmissão continuou sob controle do Governo Federal, de forma a garantir a neutralidade dentro do mercado competitivo de geração e distribuição, segundo os objetivos do programa de reestruturação do setor.

Em 1993, diminuiu-se o controle da União sobre os preços dos serviços de energia elétrica e foi criado o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (SINTREL), objetivando um pacto operativo entre as empresas detentoras de instalações de transmissão, baseado no princípio do livre acesso à rede de transporte de energia.

Em 1995, foi sancionada uma nova legislação de serviços públicos, fixando regras específicas para as concessões dos serviços de eletricidade, reconhecendo a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), liberando os grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias e assegurando livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

Ao longo das duas últimas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao Produto Interno Bruto (PIB), fruto do crescimento populacional nas zonas urbanas, do esforço de universalização da oferta e da modernização da economia.

A década de 90 apresentou dois períodos distintos, pré e pós-Plano Real. O Plano Real permitiu, além do controle inflacionário, a reversão das expectativas de





inflação que, ao lado da abertura da economia, criaram condições para a retomada do crescimento. Isso é evidenciado pelos indicadores do período 1994-1997 que apresentaram um crescimento médio anual do consumo de energia elétrica de 5,5 %, contra um crescimento de 3,3 % de 1990-1994. Em 1998, a atividade econômica começou a refletir as medidas de ajuste econômico adotadas pelo governo para enfrentar a conjuntura internacional, impactando o desempenho do mercado de energia elétrica que apresentou taxas de crescimento de 4,0 e 2,2 %, em 1998 e 1999, respectivamente.

A retomada do crescimento econômico e, por conseguinte, o aumento de energia elétrica, levou à necessidade de expansão da capacidade geradora. As classes de consumo residencial, comercial e rural obtiveram expressivos ganhos de participação, enquanto o setor industrial teve participação menor neste crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso da eletricidade, aliada às medidas de racionalização de consumo postas em prática, especialmente na década de 1990.

Contudo, no ano de 2001, a condição hidrológica significativamente desfavorável, aliada aos sucessivos anos em que o crescimento da demanda não era acompanhado pelo da oferta, resultou em uma situação de racionamento energético superado com reduções de consumo da ordem de 20 %. Como resultado imediato, voltou-se a ter demanda equivalente à observada em 1995, com recuperações após o término do racionamento.

## **A.2. O Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**

A reforma do setor provocou o surgimento de novas funções e modificou o conteúdo e a forma de outras atividades. A seguir, são destacadas as principais entidades do modelo institucional do setor elétrico brasileiro:

### **➤ MME – Ministério de Minas e Energia**

O Ministério de Minas e Energia é o órgão do Poder Executivo responsável pela política e pelo planejamento governamental, tendo sob sua atuação assuntos ligados à geologia e recursos minerais, aos combustíveis e à energia elétrica.

Em relação ao setor elétrico, ao MME compete o estabelecimento das políticas, programas governamentais, metas e instrumentos para a consecução da





prestação dos serviços públicos de energia elétrica aos consumidores. O MME tem ainda sob sua responsabilidade a condução do planejamento da expansão dos sistemas de energia elétrica e as instalações de transmissão.

#### ➤ **ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica**

A mudança de papel do Estado no mercado de energia, deixando de ser fundamentalmente executor para se tornar basicamente regulador, exigiu a criação de um órgão altamente capacitado para normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico.

Assim, foi criada a ANEEL, autarquia vinculada ao Ministério das Minas e Energia, que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalidade de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre, a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria para compatibilizar interesses.

#### ➤ **ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico**

O ONS foi criado para operar, supervisionar e controlar a geração e transmissão de energia elétrica no Brasil, com o objetivo de otimizar custos e garantir a confiabilidade do Sistema, definindo, ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

#### ➤ **MAE – Mercado Atacadista de Energia**

O MAE é o ambiente onde se processa a contabilização de toda a energia elétrica produzida e consumida no Brasil, sendo responsável pelas seguintes atividades:

- Promover registro dos contratos e contabilizar as transações que tenham por objeto a negociação de energia elétrica;
- Promover a liquidação financeira das transações efetuadas no mercado de curto prazo;
- Promover a confiabilidade das operações realizadas;
- Assegurar aos agentes participantes o acesso aos dados necessários para a conferência da contabilização de suas transações;



- Prover o acesso às informações sobre as operações realizadas;
- Receber e processar solicitações e manifestações dos agentes, referentes às atividades desenvolvidas;
- Elaborar, atualizar de forma controlada, implantar e divulgar as regras e procedimentos de mercado.

A implantação do MAE está ocorrendo em etapas, em função da necessidade de implantação e adequação do sistema de medição e do desenvolvimento de modelos computacionais que irão determinar os preços. A última etapa deveria estar concluída no final do ano de 2001, quando os preços de energia seriam estabelecidos a cada meia hora (Lora & Nascimento, 2004).

Neste novo ambiente, o papel dos consumidores também foi alterado. Existem no novo contexto duas modalidades de consumidores: os cativos e os livres. Este conceito está associado ao fato os consumidores estarem sujeitos ao fornecimento exclusivo por uma única concessionária ou em condições de escolher a origem de seu fornecimento de energia elétrica.

O consumidor cativo é o consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário autorizado ou permissionário a cuja rede está conectado. O consumidor livre é o consumidor que pode optar por comprar energia elétrica de qualquer concessionário, permissionário ou autorizado do sistema elétrico interligado. Ele está legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia elétrica.

Outros dois importantes agentes do novo quadro institucional são o Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) e o Autoprodutor de Energia Elétrica (APE).

O Produtor Independente de Energia Elétrica é a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que tem concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

O Autoprodutor de Energia Elétrica é a pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que tem concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. A comercialização da energia elétrica do autoprodutor é possível mediante prévia autorização do órgão regulador e fiscalizador do poder concedente.





Na Tabela A.1 é apresentado um quadro comparativo entre o modelo antigo e o modelo novo do setor elétrico brasileiro.

**Tabela A.1** - Quadro comparativo entre os modelos do setor elétrico brasileiro.

| <b>Modelo Antigo</b>                        | <b>Modelo Novo</b>                                                                             |
|---------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Financiamento através de recursos públicos. | Financiamento através de recursos públicos (BNDES) e privados.                                 |
| Empresas estatais verticalizadas.           | Concessionárias divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização. |
| Maioria de empresas estatais.               | Abertura para empresas privadas.                                                               |
| Monopólios com competição inexistente.      | Preços livremente negociados na geração e comercialização.                                     |
| Consumidores cativos.                       | Consumidores livres e cativos.                                                                 |

Fonte: [www.mae.org.br](http://www.mae.org.br).

Dentro desse contexto de constantes transformações no setor elétrico, um programa em larga escala de geração de energia descentralizada, principalmente a partir de fontes renováveis, tal como o bagaço de cana, aparece como uma oportunidade muito importante para o país. Além de trazer a auto-suficiência em termos de eletricidade para os empreendedores do setor, trata-se de uma geração descentralizada e próxima a pontos de carga, o que reduz os investimentos relativos à distribuição e transmissão. Além disso, por ser um combustível nacional, fica imune às variações internacionais do preço do petróleo e do dólar, além de colaborar para a economia de divisas (Brighenti, 2003).

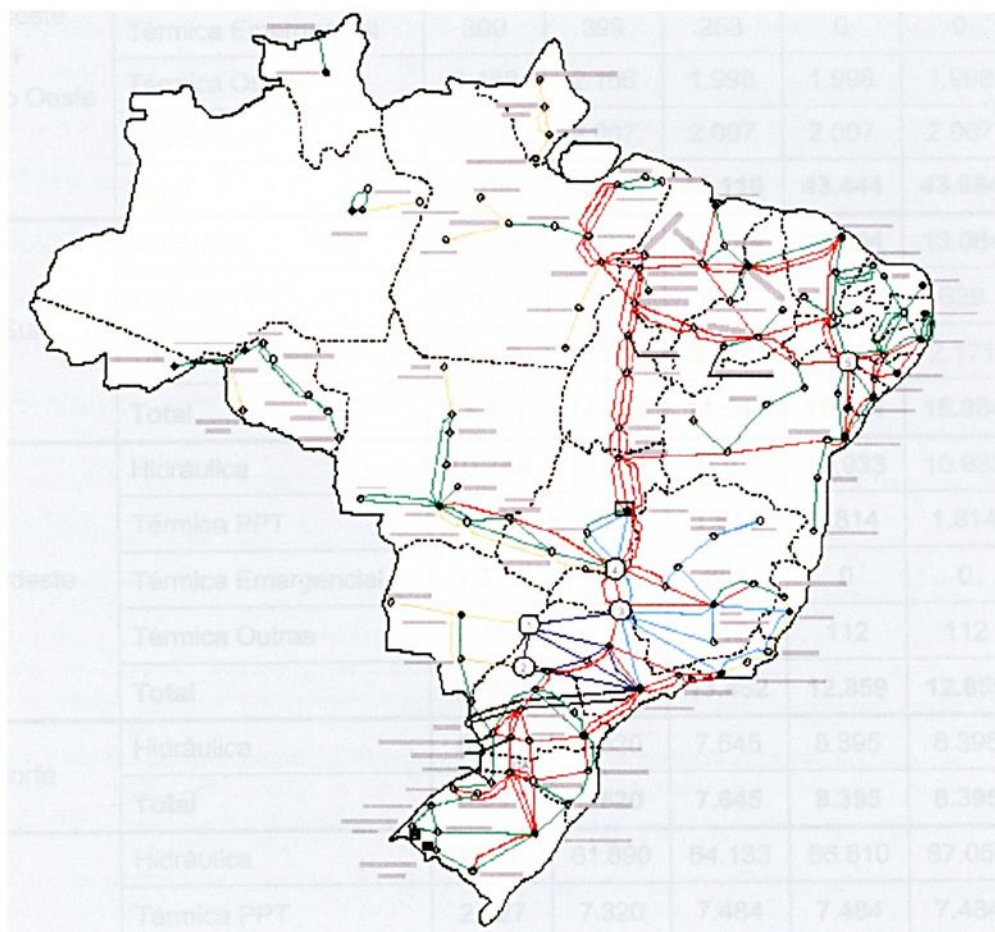
### **A.3. Caracterização do Setor Elétrico Brasileiro**

As características físicas do Brasil, em especial a grande extensão territorial, o grande potencial hídrico e a existência de número significativo de bacias hidrográficas, somadas às dimensões relativamente reduzidas das reservas de petróleo e carvão mineral, foram determinantes para a implantação de um parque gerador de energia elétrica de base predominantemente hidráulica.

A Figura A.1 mostra as principais linhas de transmissão do sistema elétrico brasileiro. Esta malha, composta por linhas de transmissão e subestações variadas,



compõe o sistema interligado que permite que os centros de consumo sejam atendidos por diferentes usinas e que a energia elétrica seja conduzida ao destino desejado.



Fonte: [www.eletrobras.com.br](http://www.eletrobras.com.br).

**Figura A.1** - Principais linhas de transmissão de energia elétrica no Brasil.

A Tabela A.2 apresenta a evolução da potência instalada do Sistema Interligado Nacional (SIN), bem como em seus quatro subsistemas. Estes valores são obtidos a partir dos relatórios de acompanhamento das usinas termelétricas (incluindo as emergenciais), das usinas hidrelétricas, das pequenas centrais hidrelétricas e das centrais geradoras eólicas, os quais são fornecidos pela ANEEL.

**Tabela A.2 - Evolução da potência elétrica instalada no Brasil, em MW.**

| REGIÃO                       | TIPO                | 2003          | 2004          | 2005          | 2006          | 2007          | 2008          |
|------------------------------|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Sudeste<br>+<br>Centro Oeste | Hidráulica          | 32.614        | 33.247        | 33.811        | 34.398        | 34.638        | 34.638        |
|                              | Térmica PPT         | 1.624         | 4.877         | 5.041         | 5.041         | 5.041         | 5.041         |
|                              | Térmica Emergencial | 399           | 399           | 253           | 0             | 0             | 0             |
|                              | Térmica Outras      | 2.438         | 2.166         | 1.998         | 1.998         | 1.998         | 1.998         |
|                              | Nuclear             | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         |
|                              | <b>Total</b>        | <b>39.082</b> | <b>42.696</b> | <b>43.110</b> | <b>43.444</b> | <b>43.684</b> | <b>43.684</b> |
| Sul                          | Hidráulica          | 11.264        | 11.329        | 11.744        | 13.084        | 13.084        | 13.084        |
|                              | Térmica PPT         | 160           | 629           | 629           | 629           | 629           | 629           |
|                              | Térmica Outras      | 2.133         | 2.171         | 2.171         | 2.171         | 2.171         | 2.171         |
|                              | <b>Total</b>        | <b>13.557</b> | <b>14.129</b> | <b>14.544</b> | <b>15.884</b> | <b>15.884</b> | <b>15.884</b> |
| Nordeste                     | Hidráulica          | 10.748        | 10.773        | 10.933        | 10.933        | 10.933        | 10.933        |
|                              | Térmica PPT         | 843           | 1.814         | 1.814         | 1.814         | 1.814         | 1.814         |
|                              | Térmica Emergencial | 1.375         | 1.375         | 603           | 0             | 0             | 0             |
|                              | Térmica Outras      | 21            | 112           | 112           | 112           | 112           | 112           |
|                              | <b>Total</b>        | <b>12.987</b> | <b>14.074</b> | <b>13.462</b> | <b>12.859</b> | <b>12.859</b> | <b>12.859</b> |
| Norte                        | Hidráulica          | 5.395         | 6.520         | 7.645         | 8.395         | 8.395         | 8.395         |
|                              | <b>Total</b>        | <b>5.395</b>  | <b>6.520</b>  | <b>7.645</b>  | <b>8.395</b>  | <b>8.395</b>  | <b>8.395</b>  |
| Brasil                       | Hidráulica          | 60.021        | 61.890        | 64.133        | 66.810        | 67.050        | 67.050        |
|                              | Térmica PPT         | 2.627         | 7.320         | 7.484         | 7.484         | 7.484         | 7.484         |
|                              | Térmica Emergencial | 1.774         | 1.774         | 856           | 0             | 0             | 0             |
|                              | Térmica Outras      | 4.592         | 4.449         | 4.281         | 4.281         | 4.281         | 4.281         |
|                              | Nuclear             | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         | 2.007         |
|                              | <b>Total</b>        | <b>71.021</b> | <b>77.419</b> | <b>78.761</b> | <b>80.582</b> | <b>80.822</b> | <b>80.822</b> |
| ITAIPU (BR)                  | (50% Total)         | 6.300         | 6.300         | 7.000         | 7.000         | 7.000         | 7.000         |
| BRASIL                       | Recurso Próprio     | 77.321        | 83.719        | 85.761        | 87.582        | 87.822        | 87.822        |
| Argentina                    | Importação (Sul)    | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         | 2.178         |
| Paraguai                     | Compras Itaipu      | 5.900         | 5.870         | 6.180         | 6.159         | 6.138         | 6.117         |
| <b>BRASIL</b>                | <b>Total</b>        | <b>85.399</b> | <b>91.767</b> | <b>94.119</b> | <b>95.919</b> | <b>96.138</b> | <b>96.117</b> |

Fonte: [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).



#### A.4. Plano Prioritário de Termelétricidade

Para o período de 1999 a 2004 estimou-se a necessidade de um aumento de 40 % da capacidade instalada ou 26 mil MW, de forma a atender a um crescimento de demanda de 5 % ao ano. Entretanto, as obras em andamento não seriam suficientes para assegurar o aumento necessário da capacidade instalada.

Para contornar esse quadro, foi criado em 2000 o Programa Prioritário de Termelétricidade (PPT), para assegurar a expansão adicional da capacidade instalada de geração, tendo como garantia a oferta de até 50 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural boliviano, com preço vinculado ao custo de energia e não do petróleo.

Entre as prerrogativas deste programa, podem ser destacadas as seguintes:

- Suprimento garantido de gás natural por 20 anos, sujeito às regras do MME;
- Possibilidade das distribuidoras repassarem durante 20 anos o custo da energia elétrica aos seus consumidores cativos, respeitando as regras da ANEEL;
- Acesso garantido a um programa de suporte de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

O PPT pretendia adicionar 15.000 MW de energia nova ao sistema até 2003, a partir da implementação de 49 usinas termelétricas em 18 Estados brasileiros. No entanto, o programa não conseguiu decolar, principalmente devido à falta de regras que tornassem viáveis investimentos privados nessa área. As causas para o fracasso do PPT são complexas e incluem a dificuldade de se estabelecer a forma do reajuste das tarifas, uma vez que o combustível seria pago em dólar e a tarifa seria cobrada em real. Assim, os riscos cambiais acabaram por se tornar entraves nas negociações.

Convém lembrar que, embora o número de projetos de geração de energia aprovados pela ANEEL nos últimos dois anos tenha sido grande, a maioria deles está com o cronograma atrasado e muitas usinas possuem restrições para entrada em operação, algumas delas consideradas graves.





## A.5. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi criado pelo MME em 26 de abril de 2002, pela Lei nº 10.438, com o objetivo de ser um importante instrumento para a diversificação da matriz energética nacional, garantindo maior confiabilidade e segurança ao abastecimento, servindo como um instrumento de complementaridade energética sazonal à energia hidráulica, responsável por mais de 90 % da geração do país.

Através desse programa, foi estabelecida a contratação de 3.300 MW de energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), produzidos por fontes eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), sendo 1.100 MW de cada fonte, aumentando, assim, a participação dessas fontes na matriz de energia elétrica brasileira, que atualmente respondem por 3,1 % do total produzido e, em 2006, podem chegar a 5,9 %.

O PROINFA conta ainda com o suporte do BNDES, que criou um programa de apoio a investimentos em fontes alternativas renováveis de energia elétrica.

O PROINFA foi revisado pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, assegurando a participação de um maior número de estados no Programa, o incentivo à indústria nacional e a exclusão dos consumidores de baixa renda do pagamento do rateio da compra da nova energia.

Em março de 2004, foram assinados o decreto que regulamentou o PROINFA e a portaria que estabeleceu os valores econômicos para cada fonte de energia beneficiada, tornando públicos os guias de habilitação e autorizando a abertura da chamada pública para a contratação dos projetos pela Eletrobrás.

A Eletrobrás ficou encarregada de celebrar Contratos de Compra e Venda de Energia (CCVE), assegurando a compra dessa energia (3.300 MW) pelo período de 20 anos com os empreendedores que preenchessem todos os requisitos de habilitação descritos no Guia de Habilitação e tivessem seus projetos selecionados de acordo com os procedimentos da Lei 10.438 e de sua regulamentação.

O MME ficou responsável pela edição e publicação deste Guia de Habilitação e dos valores econômicos correspondentes a cada fonte (Portaria MME nº 45, de 30 de março de 2004). Este Guia de Habilitação visa orientar os interessados em participar do PROINFA, informando e listando os documentos necessários à habilitação dos projetos.



O valor econômico correspondente a cada fonte, definido pelo MME para a primeira etapa do PROINFA, foi o de venda da energia elétrica para a Eletrobrás, conforme mostra a Tabela A.3. Todos esses valores são válidos durante os 20 anos de contrato e serão corrigidos anualmente a partir da data base do contrato pelo Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM).

**Tabela A.3** - Valor para cada fonte de energia na primeira etapa do PROINFA.

| Fonte                                  | Preço (R\$/MWh) |
|----------------------------------------|-----------------|
| Energia eólica                         | 180,18 a 204,35 |
| Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) | 117,02          |
| Biomassa do biogás de aterro sanitário | 169,08          |
| Biomassa da madeira                    | 101,35          |
| Biomassa da cana                       | 93,77           |

No caso específico da biomassa da cana, verifica-se que a regulamentação do PROINFA deixou muito a desejar, pois, embora esta fosse seguramente o maior potencial gerador dentro do PROINFA, ela acabou ficando em segundo plano, uma vez que ficou com a menor remuneração entre todas as fontes, tendo como piso o equivalente a 50 % da Tarifa Média Nacional de Fornecimento ao consumidor final. Devido a esse fato, dos 1.100 MW previstos para as unidades geradoras a base de biomassa na primeira chamada pública da primeira etapa do PROINFA, apenas 569,51 MW foram habilitados, ou seja, 51,77 % do total. Vale destacar que o Estado de São Paulo foi o que teve o maior percentual de potência habilitada (33,3 %), seguido de Goiás e Minas Gerais, com 18,25 % e 16,15 %, respectivamente.



## **Anexo B - Setor Sucroalcooleiro**

### **B.1. Histórico do Setor Sucroalcooleiro no Brasil**

As primeiras mudas de cana-de-açúcar chegaram ao Brasil em 1532, por meio de Martim Afonso de Souza e foram cultivadas na Capitania de São Vicente, onde foi construído o primeiro engenho de açúcar. Mas foi no Nordeste onde os engenhos de açúcar se multiplicaram, devido às condições climáticas propícias, mão de obra escrava mais acessível e sua maior proximidade geográfica em relação aos mercados consumidores na Europa.

Assim, em menos de meio século, o Brasil se tornou o maior produtor mundial de açúcar. A cultura da cana continuou forte no período de ocupação holandesa no Nordeste brasileiro (1630-1654). Apenas após a retomada desta área pelos portugueses é que essa cultura se tornou decadente, em função não só do crescimento da produção açucareira nas Ilhas do Caribe e nas Antilhas, por parte dos holandeses, ingleses e franceses, mas também pela descoberta do ouro em Minas Gerais.

Somente com a abertura dos portos, em 1808, e com a Independência, em 1822, é que a produção de açúcar começou a se recuperar, mas isso não foi suficiente para se retomar a posição de dois séculos antes, em função da expansão do cultivo da beterraba para a produção de açúcar na Europa, pela distância entre o Brasil e os portos consumidores e pelo baixo nível técnico da produção.

A economia açucareira teve nova queda no século XIX e o declínio da produção acentuou-se mais no fim do século. Em 1914, a eclosão da I Guerra Mundial provocou a devastação da indústria de açúcar européia, provocando um aumento do preço do açúcar no mercado mundial. Esse fato incentivou a construção de novas usinas no Brasil, principalmente no Estado de São Paulo, em função do fim do ciclo do café, fazendo com que a produção no Nordeste entrasse em declínio.

Em 1933 foi criado no Brasil o Instituto do Açúcar e do Alcool (IAA), cuja principal função era controlar a produção para manter os preços em níveis adequados, ou seja, cada usina só poderia produzir dentro de uma quota preestabelecida.

Em função da II Guerra Mundial, as usinas paulistas tiveram o aumento de





produção permitido e nos dez anos subseqüentes multiplicaram por quase seis vezes sua produção, acabando definitivamente com a hegemonia produtiva da região Nordeste no início da década de 50.

A primeira crise do petróleo, em 1973, e a redução nos preços internacionais do açúcar, que provocou uma crise significativa no setor sucroalcooleiro, levaram o Governo Federal a definir novas estratégias para contornar essa situação. A partir da experiência acumulada na produção e no uso de álcool combustível, foi criado em 1975 o Programa Nacional do Álcool (PROÁLCOOL), visando diminuir a dependência externa de petróleo, diversificando a indústria açucareira com grandes investimentos apoiados pelo Banco Mundial e possibilitando a ampliação da área plantada de cana-de-açúcar e a implantação de destilarias de álcool.

A princípio o álcool era usado apenas para adição à gasolina, mas a partir da segunda crise de preços do petróleo, em 1979, o mesmo começou também a ser utilizado puro como combustível. Isso provocou a instalação de várias de destilarias autônomas, separadas das usinas de açúcar, e a expansão das áreas de cultivo de cana-de-açúcar.

Em 1985, quase 96 % dos veículos novos vendidos eram movidos a álcool. Entre 1989 e 1990 ocorreu uma crise de desabastecimento em função da opção das usinas por uma maior produção de açúcar para exportação, em função do baixo preço do álcool no mercado interno e alto preço do açúcar no mercado internacional, havendo, então, a necessidade de importação de álcool. Assim, a indústria automobilística inverteu a curva de produção de carros a álcool, e a participação anual desses veículos na frota nacional começou a cair drasticamente, chegando a atingir 1,02 % em 2001.

A queda da demanda por álcool hidratado foi compensada pelo maior uso do álcool anidro misturado à gasolina (aumento de 5 para 20% em volume), que acompanhou o crescimento da frota brasileira de veículos leves.

Com o impacto sofrido pelo PROÁLCOOL, a quantidade de cana moída no Brasil se manteve em torno de 225 milhões de toneladas entre os anos de 1986 e 1993. A partir de 1993, a quantidade de cana processada aumentou gradativamente até atingir 314,9 milhões de toneladas em 1998. Neste mesmo ano, a produção de açúcar atingiu mais 358 milhões de sacas de 50 kg e 13,8 milhões de m<sup>3</sup> de álcool. Depois de dois anos de super oferta de cana e, conseqüentemente, de açúcar e de álcool, os preços de toda a cadeia despencaram de forma que a saca de açúcar



chegou a ser negociada por menos de R\$ 9,00 em 1999, um preço bem menor, por exemplo, que o preço médio de 2003 que foi de R\$ 30,57, segundo informações da UNICA (União da Agroindústria Canavieira de São Paulo).

Além disso, em 1999 ocorreu uma violenta geada seguida de seca, assim como em 2000, as quais provocaram uma quebra da produção de cana. Em 2000, a produção de cana no Brasil caiu para 257,6 milhões de toneladas, o que representou uma queda de 18 % em dois anos. A redução da capacidade de cana moída nesse período fez com que o álcool e açúcar ficassem mais escassos e, conseqüentemente, tivessem seus preços aumentados no mercado. Assim, a quantidade de cana moída voltou a aumentar, atingindo 338,3 milhões de toneladas no ano de 2003. Conseqüentemente, as produções também aumentaram, principalmente a de açúcar, que foi de 468,0 milhões de sacas, acompanhada de 14,1 milhões de m<sup>3</sup> de álcool (UNICA, 2004).

Em seu primeiro levantamento no ano de 2004 (safra 04/05), a UNICA estima que o Centro-Sul, responsável em 2003 por cerca de 88 % da cana moída no Brasil, irá colher 319,9 milhões de toneladas de cana, o que representa algo em torno de 6,9 % a mais que a safra anterior. Esse crescimento é resultado do aumento da área a ser colhida em 323 mil hectares, ou seja, uma expansão da ordem de 9,2 %. Em São Paulo, que representa mais de 60% da produção brasileira de cana, a previsão é de um aumento de 7,7 % (UNICA, 2004).

Maiores detalhes e informações sempre atualizadas sobre a produção brasileira de cana, açúcar e álcool das últimas safras podem ser encontradas em [www.unica.com.br](http://www.unica.com.br).

## **B.2. Disponibilidade e Utilização da Biomassa da Cana-de-Açúcar**

A biomassa disponibilizada pela cultura da cana-de-açúcar pode ser dividida em duas categorias: o bagaço de cana, disponível na área das usinas após a extração do caldo, que já é tradicionalmente utilizado como insumo energético em caldeiras de combustão direta para geração de vapor de acionamento mecânico, energia elétrica e processo, e a palha (ou folha) e ponta da cana, quando esta é colhida sem queimar, que fica disponível no campo e deve ser recuperada e transportada até a usina.





A quantidade de biomassa da cana-de-açúcar depende da variedade de planta cultivada, da idade da cultura, do estágio de corte, da situação climática; do sistema de colheita, da altura de corte dos ponteiros, entre outros.

Para as aplicações energéticas, onde se requer a disponibilidade contínua da biomassa, é preciso levar-se em conta que a característica sazonal da cultura da cana-de-açúcar e a necessidade de armazenamento para os períodos fora da safra (Camargo *et al.*, 1990).

A seguir serão destacados alguns aspectos importantes do bagaço e da palha e pontas da cana-de-açúcar.

### **B.2.1. Bagaço de Cana**

Por muito tempo tratado como resíduo, o bagaço de cana adquiriu na década de 80 a posição de insumo de grande potencial de utilização, resultado de uma série de medidas desenvolvidas para sua valorização, tais como: o desenvolvimento de técnicas de estocagem e manuseio, a aplicação como matéria-prima para indústria de papel e celulose, de furfural e de produtos aglomerados, a utilização como ração animal e fertilizante no setor agrícola e, principalmente, como insumo energético (Corrêa Neto, 2001).

Uma das características fundamentais do bagaço é o seu poder calorífico (em média 7.500 kJ/kg), o qual é função do grau de umidade (geralmente em torno 50 %) e do teor de açúcar residual. Como o teor de açúcar é normalmente baixo, tem-se a umidade como principal fator limitante do poder calorífico.

Portanto, a umidade do bagaço interfere diretamente no rendimento da combustão, o que se constata pela temperatura de ignição do bagaço, que está entre 500 e 600 °C com 50 % de umidade, caindo para 300 a 400 °C quando a umidade está em torno de 35 a 40 %. Com baixo teor de umidade, a etapa de secagem na fornalha se dá em tempo menor, representando uma maior velocidade de queima. A temperatura da chama também é sensível ao nível de umidade, ficando entre 850 e 920 °C com 50 % de umidade, mas podendo atingir mais de 1.100 °C com 35 % de umidade, aumentando consideravelmente a transmissão de calor por radiação, condução e convecção nos tubos e recuperadores que compõem uma caldeira (Pellegrini, 2002).



Em virtude do caráter sazonal da indústria sucroalcooleira, o fornecimento de bagaço excedente para fins industriais não pode ser realizado de forma contínua, havendo a necessidade da formação de estoques reguladores, a fim de suprir a sua carência no período da entre-safra.

Quando se armazena o bagaço, o açúcar residual, aliado ao teor de umidade e à ação microbiana, estimulam uma fermentação exotérmica que afeta diretamente as características do material, deteriorando-o e, muitas vezes, provocando uma combustão espontânea. O bagaço de cana, portanto, necessita passar por um beneficiamento que viabilize sua estocagem e, conseqüentemente, melhore o seu aproveitamento como insumo energético ou como matéria-prima industrial, o que pode ser conseguido através de:

- Secagem com utilização de uma fonte de energia disponível nas usinas e destilarias;
- Enfardamento com secagem, que está intimamente relacionado com a compactação do material;
- Peletização e briquetagem.

O enfardamento é a prática mais difundida quando se objetiva facilitar o transporte e/ou reduzir a área das instalações para estocagem do bagaço. Para tanto, existem dois processos de enfardamento: o normal e o com secagem.

No processo de enfardamento normal não há necessidade de uma pré-secagem, pois o bagaço *in natura* é compactado através de prensas hidráulicas em fardos de dimensões apropriadas. A densidade do fardo varia de 400 a 600 kg/m<sup>3</sup>. Embora o teor de umidade permaneça alto, pode ocorrer uma redução durante o período de estocagem através da secagem natural no ar ambiente. O empilhamento dos fardos pode ser realizado em forma cúbica ou piramidal, com espaçamento suficiente para permitir a passagem de empilhadeiras e ventilação entre os mesmos, sendo que muitas enfardadeiras fazem um furo através do fardo, visando aumentar a velocidade de secagem.

No processo de enfardamento que utiliza secagem, o fardo é submetido a um período no qual o uso controlado e racional da fermentação natural e a aeração permitem reduzir o teor de umidade de 50 % para 20 % em apenas 20 dias. A densidade do fardo fica em torno de 375 kg/m<sup>3</sup>. Os fardos podem ser estocados ao ar livre, sendo simplesmente protegidos por uma lona plástica, mantendo, assim,



suas especificações e características inalteradas e sem deterioração, por um longo período (Pellegrini, 2002).

### B.2.2. Palha e Pontas da Cana

A utilização de palhas e pontas não é um procedimento muito usual no setor sucroalcooleiro, uma vez que o corte da cana é, ainda, na maioria dos casos, efetuado após a queima. Este aproveitamento só é viável quando se utiliza a colheita manual ou mecanizada de cana verde, mantendo as palhas e pontas. Esse tipo de colheita já vem sendo realizada em várias regiões, principalmente nas regiões de concentração da produção no Estado de São Paulo, para evitar os inconvenientes ambientais e a poluição atmosférica provocada pelo processo de queimada.

O aproveitamento da palha pode ser realizado por uma das alternativas descritas abaixo (Pellegrini, 2002):

- A cana é cortada sem queimar, sendo limpa pela colheitadeira mecânica. Durante a operação, a cana é ventilada quando colhida. Os toletes são conduzidos pelo elevador da máquina até um caminhão ou transbordo e a palha é deixada no campo. Testes de campo indicam que em média 30 % da palha permanece entranhada na cana e o que é deixado sobre o solo pode ser recolhido e enfardado. Em simulações realizadas utilizando-se esta técnica, foi possível recolher de 50 a 70 % da palha na lavoura. O processo de recolhimento é feito por uma máquina enfardadora, que prensa e prepara a palha para o transporte;
- A cana é colhida e carregada sem limpeza. Toda palha acompanha a cana, mas esta não poderá ser moída porque diminuiria a capacidade de extração da sacarose. Assim, antes de chegar à indústria, a cana deve ser entregue a uma estação de limpeza a seco. Alguns resultados obtidos com um protótipo da estação de limpeza indicam que 70 % da palha é separada da cana.

Através das técnicas acima descritas pode-se, portanto, aumentar a eficiência da geração de energia elétrica na usina através da incorporação da palha ao bagaço de cana para a queima nas caldeiras.



Essas técnicas também podem ser usadas para favorecer a geração de energia excedente no período da entre-safra e, com isso, garantir o fornecimento de energia elétrica e/ou energia elétrica excedente para suprir o sistema elétrico através da concessionária ou da indústria localizada em seu entorno.

O potencial de resíduos da cana (palha e pontas) em matéria seca representa em média 14 % da massa de cana (Pellegrini, 2002). Dessa forma, para cada tonelada de cana (colmos) produzida, 140 kg de resíduo seco são gerados. Considerando umidade de 50 %, tem-se um total de 280 kg de resíduos gerado por tonelada de cana.





## Anexo C - Setor do Gás Natural

### C.1. Histórico

A ausência de uma infra-estrutura estabelecida mostra-se como forte restrição ao desenvolvimento do gás natural no Brasil, fazendo com que a participação do gás natural na matriz energética brasileira seja incipiente. Isto se deve tanto pela particularidade do gás natural ser associado, tendo como desdobramento um histórico tratamento de subproduto do petróleo, de caráter menos nobre, quanto pela opção da predominância da participação de hidrelétricas no sistema elétrico brasileiro e, ainda, pela forte presença do monopólio estatal.

Essa realidade perdurou até a década de oitenta, quando as características do GN como combustível limpo e civilizado foram valorizadas, concomitantemente com os investimentos da Petrobrás (Petróleo Brasileiro S.A.) para desenvolver o mercado. O ponto culminante foi a criação do Programa Nacional de Gás Natural em 1987.

O programa obteve resultados modestos e somente na década de noventa, com as novas descobertas no Brasil e Bolívia, é que houve um aumento na participação do gás na matriz energética. Neste período foi construído o Gasoduto Bolívia-Brasil (GASBOL) com o propósito de ligar os campos bolivianos e o crescente mercado brasileiro.

O projeto tinha o objetivo de integrar a Bolívia ao Mercosul, o que explica a realização de uma obra de imensas proporções quando não existia a certeza de que as reservas bolivianas seriam capazes de justificar o gasoduto. Portanto, coube ao Brasil arcar com sua viabilização. Para financiar o projeto a Petrobrás adquiriu toda a capacidade de transporte do gasoduto e o gás foi negociado com a empresa boliviana YPFB (*Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos*) e com as distribuidoras nacionais através de contratos de longo prazo com cláusula que permite a venda de um determinado volume de gás ainda que este não seja totalmente utilizado (cláusula *take or pay*).

A crise energética que marcou o final do século XX e o início do século XXI, redirecionou o uso do gás boliviano para a geração de energia elétrica através de termelétricas, com a finalidade de complementar a hidroeletricidade. A opção não



saiu do papel, pois com o reabastecimento dos reservatórios hídricos as termelétricas se tornaram economicamente inviáveis.

Atualmente, os desafios para o uso do gás natural não se concentram na falta do energético, já que as reservas da Bolívia foram confirmadas e novas reservas foram descobertas no Brasil, sendo a maior delas localizada na Bacia de Santos (mais de 400 milhões de m<sup>3</sup>). Por outro lado, é necessária uma melhor infraestrutura para tornar o gás natural competitivo com as outras fontes de energia, como o petróleo e a hidroeletricidade.

A Tabela C.1 resume os principais marcos do desenvolvimento do setor de gás natural no Brasil.

**Tabela C.1 - Marcos relevantes na evolução do setor de gás natural no Brasil.**

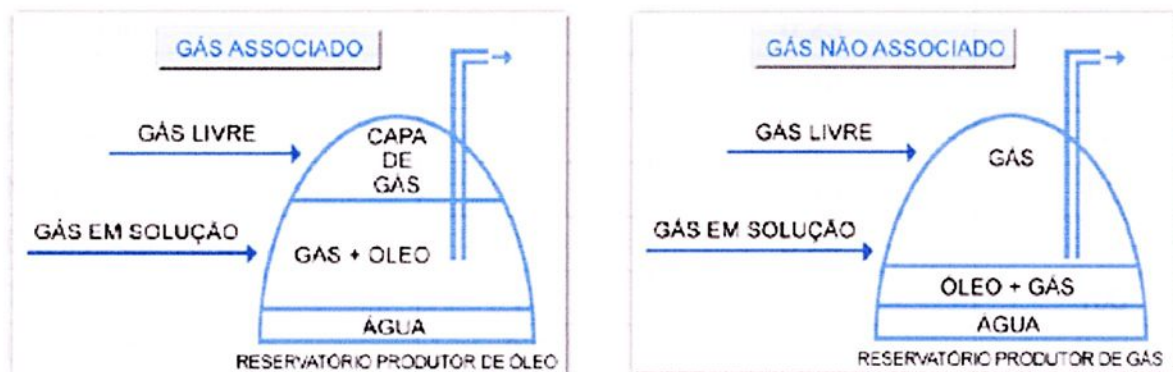
|      |                                                                                                                                                                                      |
|------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1953 | Lei 2004 – Monopólio de Petróleo: Petrobrás.                                                                                                                                         |
| 1960 | Criação do Ministério de Minas e Energia.                                                                                                                                            |
| 1991 | Carta de Intenções sobre Integração Energética entre Brasil e Bolívia (Petrobrás, YPFB e Ministério de Hidrocarbonetos e Mineração da Bolívia).                                      |
| 1993 | Contrato de Compra e Venda de Gás entre a Petrobrás e a YPFB.                                                                                                                        |
| 1995 | Emenda Constitucional N°09/95 – Fim do monopólio legal da Petrobrás.                                                                                                                 |
| 1996 | Protocolo de Intenções entre Brasil e Argentina sobre Integração em Questões Energéticas.                                                                                            |
| 1997 | Lei N° 9.478 – Criação da ANP e do CNPE. Aprovação do financiamento, por parte de organismos multilaterais de crédito, do projeto do gasoduto Bolívia-Brasil.                        |
| 1999 | Assinatura de contratos de transporte e início de operação comercial no GASBOL – <i>Memorandum</i> de Entendimento relativo aos Intercâmbios Gasíferos entre os Estados do Mercosul. |

## C.2. Descrição do Gás Natural

O gás natural (GN) é um combustível fóssil encontrado em rochas porosas no subsolo, podendo estar associado ou não ao petróleo. O gás associado, no reservatório, encontra-se em companhia do petróleo, estando dissolvido no óleo ou



sob a forma de capa de gás. Neste caso, a produção de gás é determinada diretamente pela produção do óleo. Caso não haja condições econômicas para a extração, o gás natural é reinjetado na jazida ou queimado, a fim de evitar o acúmulo de gases combustíveis próximos aos poços de petróleo. O gás não-associado está livre ou junto a pequenas quantidades de óleo e água. Na acumulação rochosa porosa, a concentração de gás é predominante, facilitando a produção do mesmo. A Figura C.1 representa os reservatórios de gás associado e não-associado.



Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

**Figura C.1** - Gás associado e não-associado.

A formação do gás natural resulta da degradação da matéria orgânica por bactérias anaeróbicas, temperatura e pressão elevadas ou da alteração térmica dos hidrocarbonetos líquidos.

A composição do gás natural varia de acordo com o tipo de matéria orgânica que lhe deu origem, aos processos naturais a que foi submetido, pelo fato de estar associado ou não ao óleo e também em função de ter sido processado ou não em unidades industriais. Em geral, é composto principalmente de metano, etano e propano e, em menores proporções, de hidrocarbonetos mais pesados. Normalmente, o gás natural apresenta baixos teores de impurezas como nitrogênio, dióxido de carbono, água e compostos de enxofre.

A Tabela C.2 mostra a composição básica em volume do gás natural comercializado no Brasil.

**Tabela C.2** - Composição em volume do gás natural comercializado no Brasil.

| Elementos                        | Associado | Não-Associado | Processado |
|----------------------------------|-----------|---------------|------------|
| Metano                           | 78,74     | 87,12         | 88,56      |
| Etano                            | 5,66      | 6,35          | 9,17       |
| Propano                          | 3,97      | 2,91          | 0,42       |
| I-Butano                         | 1,44      | 0,52          | -          |
| N-Butano                         | 3,06      | 0,87          | -          |
| I-Pentano                        | 1,09      | 0,25          | -          |
| N-Pentano                        | 1,84      | 0,23          | -          |
| Hexano                           | 1,8       | 0,18          | -          |
| Heptano e Superiores             | 1,7       | 0,2           | -          |
| Nitrogênio                       | 0,28      | 1,13          | 1,2        |
| Dióxido de Carbono               | 0,43      | 0,24          | 0,65       |
| Total                            | 100       | 100           | 100        |
| Densidade Relativa               | 0,85      | 0,66          | 0,61       |
| Riqueza (% Mol C <sub>3+</sub> ) | 14,99     | 5,16          | 0,42       |
| PCI (kcal/m <sup>3</sup> )       | 11.666    | 9.249         | 8.621      |
| PCS (kcal/m <sup>3</sup> )       | 12.816    | 10.223        | 9.549      |

Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

O manuseio do gás natural requer alguns cuidados, pois ele é inodoro, incolor, inflamável e asfixiante quando aspirado em altas concentrações. Geralmente, para facilitar a identificação de vazamentos, compostos à base de enxofre são adicionados ao gás em concentrações suficientes para lhe dar um cheiro marcante, mas sem lhe atribuir características corrosivas, num processo conhecido como odorização. No Brasil, o gás natural pode ser transportado sem odorização, exceto quando requerido por normas de segurança aplicáveis. Porém, é obrigatória a presença de odorizante na distribuição de gás até os consumidores finais.

As especificações do gás para consumo são ditas pelo Regulamento Técnico ANP Nº 3/2002, anexo à Portaria Nº 104, de 8 de julho de 2002, emitida pela Agência Nacional do Petróleo (ANP). O gás natural, de origem nacional ou importada, comercializado no Brasil é classificado por região geográfica conforme a Tabela C.3.





**Tabela C.3** - Especificação do gás natural comercializado no Brasil.

| Característica                                   | Unidade | Limite        |               |                               | Método |                  |
|--------------------------------------------------|---------|---------------|---------------|-------------------------------|--------|------------------|
|                                                  |         | Norte         | Nordeste      | Sul, Sudeste,<br>Centro-Oeste | ASTM   | ISO              |
| PCS                                              | kJ/m³   | 34.000-38.400 | 35.000-42.000 |                               | D3588  | 6976             |
|                                                  | kWh/m³  | 9,47-10,67    | 9,72-11,67    |                               | D3588  | 6976             |
| Índice de Wobbe                                  | kJ/m³   | 40.500-45.000 | 46.500-52.000 |                               | -      | 6976             |
| Metano, mín.                                     | % vol.  | 68,0          | 86,0          |                               | D1945  | 6974             |
| Etano, máx.                                      | % vol.  | 12,0          |               |                               |        |                  |
| Propano, máx.                                    | % vol.  | 3,0           |               |                               |        |                  |
| Butano e<br>mais pesados, máx                    | % vol.  | 1,5           |               |                               |        |                  |
| Oxigênio, máx.                                   | % vol.  | 0,8           | 0,5           |                               |        |                  |
| Inertes (N <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub> ), máx. | % vol.  | 18,0          | 5,0           | 4,0                           |        |                  |
| Nitrogênio                                       | % vol.  |               | 2,0           |                               |        |                  |
| Enxofre Total, máx.                              | mg/m³   | 70            |               |                               | D5504  | 6326-3<br>6326-5 |
| Gás Sulfídrico, máx.                             | mg/m³   | 10,0          | 15,0          | 10                            | D5504  | 6326-3<br>6326-5 |
| Ponto de Orvalho de<br>Água a 1 atm, máx.        | °C      | -39           | -39           | -45                           | D5454  | -                |

Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br).

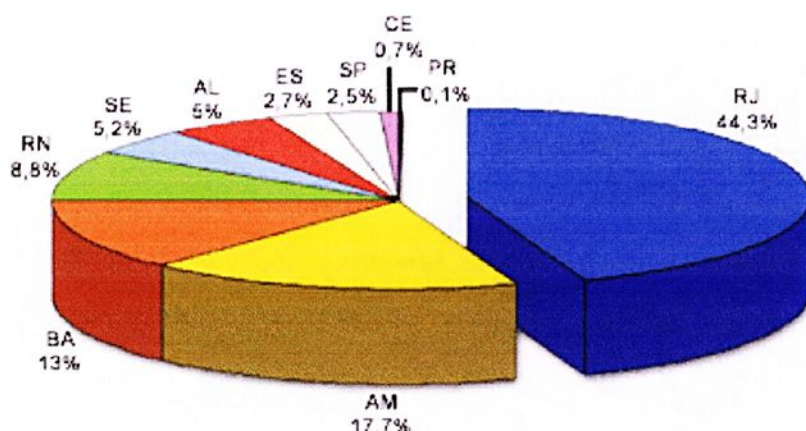
### C.3. Exploração e Produção

O primeiro passo para explorar o gás natural é verificar a existência de bacias sedimentares portadoras de rochas reservatórias ricas na acumulação de hidrocarbonetos, através de testes sísmicos. Caso o resultado das pesquisas seja positivo, inicia-se a perfuração de um poço pioneiro para comprovar o nível da acumulação. Em seguida, através de testes de formação e perfuração de poços de delimitação, é possível constatar a viabilidade da jazida para fins comerciais. A última etapa é o mapeamento do reservatório, que será encaminhado para o setor de produção.

A produção do gás natural pode ocorrer em regiões distantes dos centros de consumo e, muitas vezes, de difícil acesso, como, por exemplo, na floresta amazônica. Por esse motivo, tanto a produção como o transporte normalmente são



atividades críticas do sistema. Em plataformas marítimas, por exemplo, o gás deve ser desidratado antes de ser enviado para terra, pois os hidratos são compostos sólidos que podem obstruir os gasodutos. Outra situação que pode ocorrer é a reinjeção do gás para armazenamento no reservatório se não houver consumo para o mesmo, como na Amazônia. Atualmente, dez estados da Federação possuem sistemas de produção de gás natural, sendo o Rio de Janeiro o maior produtor (Figura C.2).



Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

**Figura C.2** - Produção de gás natural no Brasil, por estado.

#### C.4. Transporte e Distribuição

No estado gasoso, o transporte do gás natural é feito por meio de dutos ou, em casos muito específicos, em cilindros de alta pressão como GNC (Gás Natural Comprimido). A Figura C.3 mostra a rede com os principais gasodutos do Brasil.

No estado líquido (Gás Natural Liquefeito - GNL), o gás natural pode ser transportado por meio de navios, barcas e caminhões criogênicos, a  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$ , e seu volume é reduzido em cerca de 600 vezes, facilitando o armazenamento. Nesse caso, para ser utilizado, o gás deve ser revaporizado em equipamentos apropriados.

A distribuição é a etapa final do sistema, quando o gás chega ao consumidor, que pode ser residencial, comercial, industrial ou automotivo. Nesta fase, o gás já deve estar atendendo a padrões rígidos de especificação e praticamente isento de contaminantes, para não causar problemas aos equipamentos onde será utilizado como combustível ou matéria-prima.





Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

**Figura C.3 - Rede de gasodutos no Brasil.**

## C.5. Aplicações do Gás Natural

A seguir serão destacadas algumas aplicações do gás natural como combustível em vários setores.

No setor industrial o gás natural é utilizado como combustível, proporcionando uma combustão limpa ideal para processos que exigem a queima em contato direto com o produto final, como, por exemplo, as indústrias cerâmicas, de vidros e de cimentos. O gás natural também pode ser utilizado como redutor siderúrgico na fabricação de aço e, de formas variadas, como matéria-prima: na indústria

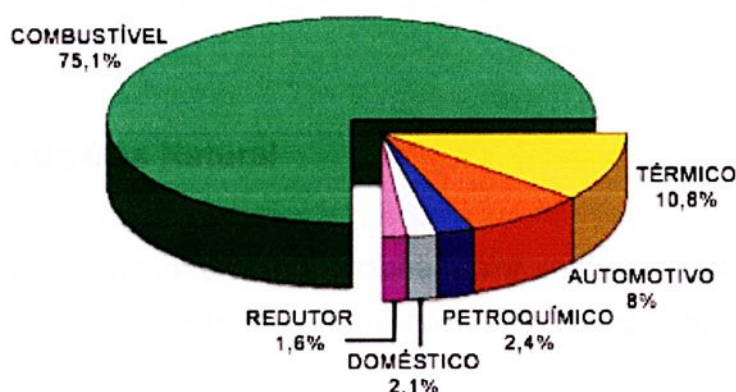
petroquímica, principalmente para a produção de metanol, e na indústria de fertilizantes, para a produção de amônia e uréia.

No setor automotivo, o gás natural recebe o nome de “Gás Natural Veicular - GNV”, oferecendo vantagem no custo por quilômetro rodado. Como é seco, o gás natural não provoca resíduos de carbono nas partes internas do motor, o que, de um lado, aumenta a vida útil do motor e o intervalo de troca de óleo e, do outro, reduz significativamente os custos de manutenção.

No setor residencial, o gás natural é chamado de “gás domiciliar”. Este setor é mercado em franca expansão, especialmente nos grandes centros urbanos de todo o país. As companhias distribuidoras estaduais têm planos de grande ampliação de suas redes, e o aumento do consumo de gás domiciliar demanda investimentos expressivos em conversões e em recebimento e adaptações nas residências.

No setor termelétrico, a utilização em projetos de usinas termelétricas é uma prioridade da Gaspetro e se insere na estratégia de ação definida para o Sistema Petrobrás, pelo Governo Federal, através do Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de contribuir para assegurar o suprimento de energia elétrica nos próximos anos. Em turbinas a gás, combinadas com caldeiras recuperadoras de calor, o gás pode ter dupla função: geração de energia elétrica e produção de vapor.

A Figura C.4 ilustra a participação dos diversos setores na utilização do gás, no Brasil, não estando incluído o gás consumido internamente na Petrobrás para produção e refino de petróleo.



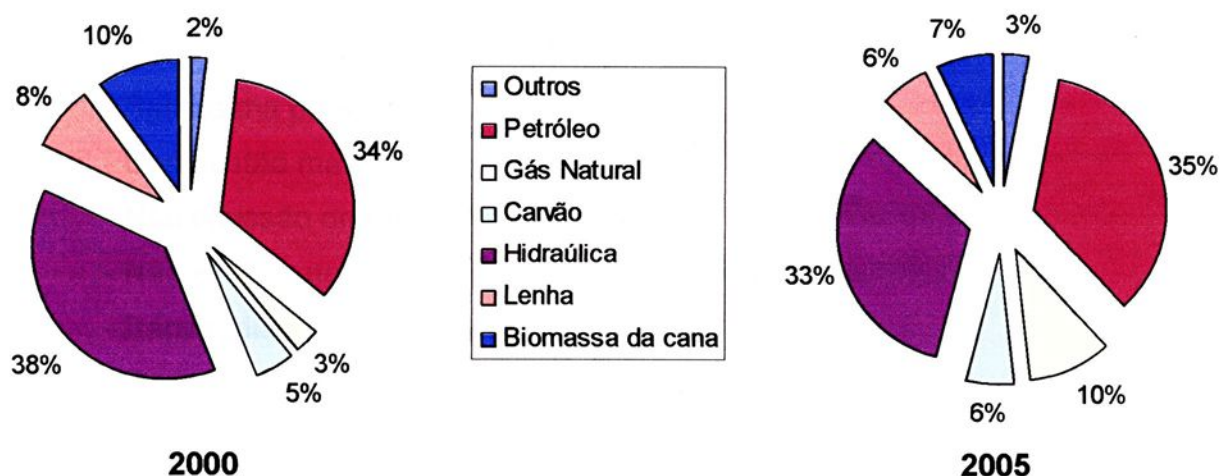
Fonte: [www.petrobras.com.br](http://www.petrobras.com.br)

**Figura C.4 - Utilização de gás natural no Brasil por setores.**



A política de preços para o gás natural importado da Bolívia e o fornecido pela Petrobrás às Companhias Estaduais de Gás é de responsabilidade do Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia e do Ministério da Fazenda.

Está em andamento uma grande expansão da utilização do gás natural no Brasil. Existem projetos de usinas termelétricas a gás para geração de energia elétrica em diversas regiões do País, algumas já estão em operação. Além disso, existe a expectativa de que, com o avanço da tecnologia de compressão para uso automotivo e com a aplicação da tecnologia de liquefação, transporte e regaseificação, sejam criadas novas oportunidades para diversificação do uso do gás natural, contribuindo para o aumento de sua participação na matriz energética brasileira, conforme a projeção da Petrobrás apresentada na Figura C.5.



**Figura C.5** - Perspectiva da participação do gás natural na matriz energética brasileira.

## C.6. Vantagens do Gás Natural

A aplicação do gás natural proporciona maior segurança, produtos de melhor qualidade, abastecimento contínuo e, principalmente, respeito pela natureza e pelo meio ambiente.

A seguir são apresentadas algumas vantagens da utilização do gás natural como combustível.

➤ **Vantagens diretas para o usuário:**

- Fácil adaptação das instalações existentes;
- Menor investimento em armazenamento/uso de espaço;
- Menor corrosão dos equipamentos e menor custo de manutenção;
- Menor custo de manuseio de combustível;
- Menor custo das instalações;
- Combustão facilmente regulável;
- Elevado rendimento energético;
- Admite grande variação do fluxo;
- Pagamento após o consumo;
- Menores prêmios de seguro;
- Custo bastante competitivo com outras alternativas.

➤ **Vantagens ambientais e de segurança:**

- Baixíssima presença de contaminantes;
- Combustão mais limpa;
- Não emissão de particulados (cinzas);
- Não exige tratamento dos gases de combustão;
- Rápida dispersão de vazamentos;
- Reduz passivo ambiental, agregando valor à empresa.

➤ **Vantagens macroeconômicas:**

- Diversificação da matriz energética;
- Disponibilidade ampla, crescente e dispersa;
- Redução do uso do transporte rodoferro-hidroviário;
- Melhoria do rendimento energético;
- Maior competitividade das indústrias;
- Geração de energia elétrica junto aos centros de consumo.





## Anexo D - Cálculo das Exergias dos Combustíveis

### D.1. Exergia do Bagaço de Cana

Para o cálculo da exergia específica do bagaço da cana ( $b_{\text{bagaço}}$ ) é utilizada a equação apresentada por Szargut *et al.* (1988), que leva em conta a correlação entre a exergia química e o poder calorífico inferior do combustível, considerando a relação entre as frações em massa de oxigênio e carbono, a composição elementar do combustível, e o conteúdo de cinza e de umidade, conforme segue:

$$b_{\text{bagaço}} = \beta(\text{PCI}_{\text{bagaço}} + L_{\text{água}} Z_{\text{água}}) + b_{\text{água}} Z_{\text{água}} \quad (\text{D.1})$$

sendo:

$$\beta = \frac{1,0412 + 0,2160\left(\frac{Z_{\text{H}_2}}{Z_{\text{C}}}\right) - 0,2499\left(\frac{Z_{\text{O}_2}}{Z_{\text{C}}}\right)\left[1 + 0,7884\left(\frac{Z_{\text{H}_2}}{Z_{\text{C}}}\right)\right] - 0,0450\left(\frac{Z_{\text{N}_2}}{Z_{\text{C}}}\right)}{1 - 0,3035\left(\frac{Z_{\text{O}_2}}{Z_{\text{C}}}\right)} \quad (\text{D.2})$$

onde:

$\beta$ : Função das frações de massa dos componentes do bagaço (%);

$Z_{\text{H}_2}$ : Fração em massa de hidrogênio no bagaço (6,4%);

$Z_{\text{O}_2}$ : Fração em massa de oxigênio no bagaço (43,3%);

$Z_{\text{N}_2}$ : Fração em massa de nitrogênio no bagaço (0,0%);

$Z_{\text{C}}$ : Fração em massa de carbono no bagaço (46,3%);

$Z_{\text{água}}$ : Fração em massa de água no bagaço úmido (50%);

$\text{PCI}_{\text{bagaço}}$ : Poder Calorífico Inferior do bagaço (7.736 kJ/kg);

$L_{\text{água}}$ : Entalpia de vaporização da água (2.442 kJ/kg);

$b_{\text{água}}$ : Exergia química da água líquida (50 kJ/kg).

A fração em massa de água é considerada 50 % para o bagaço úmido, as demais frações em massa dos outros elementos químicos são apresentadas na Tabela D.1 (Szargut *et al.*, 1988).

**Tabela D.1** - Frações em massa dos elementos químicos no bagaço de cana.

| Elemento Químico | Fração em Massa (%) |
|------------------|---------------------|
| Carbono          | 46,3                |
| Oxigênio         | 43,3                |
| Hidrogênio       | 6,4                 |
| Nitrogênio       | 0,0                 |

## D.2. Exergia do Gás Natural

Para o cálculo da exergia específica do gás natural ( $b_{gn}$ ) é utilizada a equação apresentada por Kotas (1995), que leva em conta a correlação entre as frações em massa dos componentes na composição do gás natural e a exergia química:

$$b_{gn} = b_{fis} + b_{qui} \quad (D.3)$$

$$b_{qui} = \sum_{i=n} X_i M_i Ex_i^o \quad (D.4)$$

sendo:

$b_{fis}$ : exergia física específica do gás natural, tomado como gás ideal (kJ/kg);

$b_{qui}$ : exergia química específica do gás natural (kJ/kg);

$X_i$ : fração molar de cada componente do combustível (%);

$M_i$ : peso molecular de cada componente do combustível (kg/kmol);

$Ex_i^o$ : exergia química específica de cada componente do combustível (kJ/kg).

A Tabela D.2 mostra os valores da fração molar, peso molecular e exergia química para os principais componentes do gás natural (Szargut *et al.*, 1988).





**Tabela D.2 - Composição e exergia química do gás natural.**

| <b>Componente</b>             | <b><math>M_i</math> (kg/kmol)</b> | <b><math>X_i</math> (%)</b> | <b><math>Ex_i^\circ</math> (kJ/kg)</b> |
|-------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|----------------------------------------|
| CH <sub>4</sub>               | 16,04                             | 90,5                        | 51.848                                 |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | 30,07                             | 7,7                         | 44.850                                 |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | 44,09                             | 1,8                         | 94.776                                 |

## Anexo E - Custos dos Equipamentos

Os custos dos equipamentos das configurações estudadas foram estimados a partir de informações disponíveis na literatura (Gas Turbine World Handbook, 2001-2002 e Garagatti Arriola, 2000) e são apresentados na Tabela E.1.

**Tabela E.1 - Custo estimado dos equipamentos.**

| Equipamento                        | Custo estimado (R\$) |
|------------------------------------|----------------------|
| Caldeira (21 kgf/cm <sup>2</sup> ) | 2.900.000,00         |
| Turboexaustor                      | 600.000,00           |
| Turbobomba                         | 450.000,00           |
| Picador                            | 500.000,00           |
| Desfibrador                        | 500.000,00           |
| Terno                              | 650.000,00           |
| Turbina contrapressão              | 2.000.000,00         |
| Desaerador                         | 1.300.000,00         |
| Bomba                              | 100.000,00           |
| Caldeira de recuperação            | 6.000.000,00         |
| Caldeira (65 kgf/cm <sup>2</sup> ) | 10.000.000,00        |
| Turbina extração-condensação       | 17.000.000,00        |
| Turbina a gás                      | 13.700.000,00        |
| Condensador/Evaporador             | 800.000,00           |
| Válvula redutora                   | 50.000,00            |

As taxas de custos para cada equipamento levam em conta as despesas com investimento de capital e com operação e manutenção, além de considerar o tempo efetivo de funcionamento. Dessa forma, tem-se (Leite, 2003):

$$\dot{Z}_k = \frac{Z_k^a}{3600 t_{oper}} \quad (E.1)$$

sendo:

$\dot{Z}_k$ : taxa de custo de equipamento (R\$/s);

$Z_k^a$ : custo anual de equipamento com amortização (R\$/ano);





$t_{oper}$ : tempo efetivo de operação (h).

O custo anual dos equipamentos, com amortização, é calculado a partir da seguinte equação:

$$Z_k^a = CI.(f_a + f_{omf} + FC.f_{omv}) \quad (E.2)$$

sendo:

CI: custo de investimento de capital do equipamento (R\$);

$f_a$ : fator de amortização;

$f_{omf}$ : percentual de custo anual fixo associada à operação e manutenção (9%);

$f_{omv}$ : percentual de custo anual variável de operação e manutenção (1%);

FC: fator de carga (0,75).

O fator de amortização é obtido considerando um período de 20 anos e uma taxa de juros de 12 % ao ano, conforme segue:

$$f_a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^{n-1}} \quad (E.3)$$

sendo:

i: taxa anual de juros (12 %);

n: período (20 anos).

A Tabela E.2 apresenta os custos anuais dos equipamentos, com amortização.

As taxas de custos para cada um dos equipamentos nas configurações avaliadas são apresentadas na Tabela E.3.



**Tabela E.2 - Custo anual dos equipamentos, com amortização.**

| <b>Equipamento</b>                 | <b>Custo anual com amortização (R\$)</b> |
|------------------------------------|------------------------------------------|
| Caldeira (21 kgf/cm <sup>2</sup> ) | 323.708,00                               |
| Turboexaustor                      | 66.974,00                                |
| Turbobomba                         | 50.231,00                                |
| Picador                            | 55.812,00                                |
| Desfibrador                        | 55.812,00                                |
| Terno                              | 72.555,00                                |
| Turbina contrapressão              | 223.247,00                               |
| Desaerador                         | 145.111,00                               |
| Bomba                              | 11.162,00                                |
| Caldeira de recuperação            | 669.741,00                               |
| Turbina extração-condensação       | 1.897.601,00                             |
| Turbina a gás                      | 1.451.107,00                             |
| Condensador/Evaporador             | 89.299,00                                |
| Válvula redutora                   | 5.581,00                                 |

**Tabela E.3 - Taxas de custos para as configurações estudadas.**

| <b>Equipamento</b>                 | <b>1-A<br/>(R\$/s)</b> | <b>1-B<br/>(R\$/s)</b> | <b>1-C<br/>(R\$/s)</b> | <b>2-A<br/>(R\$/s)</b> | <b>2-B<br/>(R\$/s)</b> | <b>2-C<br/>(R\$/s)</b> |
|------------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Caldeira (21 kgf/cm <sup>2</sup> ) | 0,02182                | 0,02182                | 0,01571                | 0,01714                | -                      | -                      |
| Caldeira (65 kgf/cm <sup>2</sup> ) | -                      | -                      | -                      | -                      | 0,1285                 | -                      |
| Turboexaustor                      | 0,00485                | 0,00485                | 0,00330                | -                      | -                      | -                      |
| Turbobomba                         | 0,00338                | 0,00338                | -                      | -                      | -                      | -                      |
| Picador                            | 0,00376                | 0,00376                | -                      | 0,00296                | -                      | -                      |
| Desfibrador                        | 0,00376                | 0,00376                | -                      | 0,00296                | -                      | -                      |
| Ternos                             | 0,00489                | 0,00489                | -                      | 0,00384                | -                      | -                      |
| Turbina contrapressão              | 0,01505                | 0,01505                | 0,01083                | 0,01182                | -                      | -                      |
| Desaerador                         | 0,00978                | 0,00978                | 0,00704                | 0,00768                | 0,00768                | 0,00768                |
| Bomba                              | 0,00075                | 0,00075                | 0,00054                | 0,00059                | 0,00185                | 0,00185                |
| Caldeira de recuperação            | -                      | -                      | -                      | -                      | -                      | 0,09182                |
| Turbina extração-cond.             | -                      | -                      | -                      | -                      | 0,21850                | 0,21850                |
| Turbina a gás                      | -                      | -                      | -                      | -                      | -                      | 0,1261                 |
| Condensador/Evaporador             | 0,00602                | 0,00602                | 0,00433                | 0,00473                | 0,01028                | 0,01028                |
| Válvula redutora                   | 0,00030                | 0,00030                | -                      | -                      | -                      | -                      |



Anexo F - Balanço de Custos Exergoeconômicos

Nas Tabelas F.1 a F.6 são apresentadas as equações dos balanços dos custos exergoeconômicos para cada uma das configurações estudadas.

Tabela F.1 - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-A.

| Componente                          | Entrada                                                                               | Saída                                           | Equação Auxiliar     |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------|
| Desaerador Térmico                  | $c_{105}\dot{E}_{105} + c_{106}\dot{E}_{106} + c_{108}\dot{E}_{108} + \dot{Z}_{desa}$ | $c_1\dot{E}_1$                                  | $C_{108} = C_{agua}$ |
| Bomba B1                            | $c_1\dot{E}_1 + c_{e,medio}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$                               | $c_2\dot{E}_2$                                  | -                    |
| Caldeira C1                         | $c_8\dot{E}_8 + c_{bag}\dot{E}_{C1} + \dot{Z}_{C1}$                                   | $c_9\dot{E}_9$                                  | $C_8 = C_2$          |
| Caldeira C2                         | $c_6\dot{E}_6 + c_{bag}\dot{E}_{C2} + \dot{Z}_{C2}$                                   | $c_7\dot{E}_7$                                  | $C_6 = C_2$          |
| Caldeira C3                         | $c_3\dot{E}_3 + c_{bag}\dot{E}_{C3} + \dot{Z}_{C3}$                                   | $c_4\dot{E}_4$                                  | $C_3 = C_2$          |
| Caldeira C4                         | $c_{12}\dot{E}_{12} + c_{bag}\dot{E}_{C4} + \dot{Z}_{C4}$                             | $c_{13}\dot{E}_{13}$                            | $C_{12} = C_2$       |
| Caldeira C5                         | $c_{15}\dot{E}_{15} + c_{bag}\dot{E}_{C5} + \dot{Z}_{C5}$                             | $c_{16}\dot{E}_{16}$                            | $C_{15} = C_2$       |
| Caldeira C6                         | $c_{17}\dot{E}_{17} + c_{bag}\dot{E}_{C6} + \dot{Z}_{C6}$                             | $c_{18}\dot{E}_{18}$                            | $C_{17} = C_2$       |
| Turbina do Picador (Moenda A)       | $c_{24}\dot{E}_{24} + \dot{Z}_{PIA}$                                                  | $c_{25}\dot{E}_{25} + c_{e,PIA}\dot{W}_{PIA}$   | $C_{24} = C_{25}$    |
| Turbina do Desfibrador (Moenda A)   | $c_{28}\dot{E}_{28} + \dot{Z}_{DFA}$                                                  | $c_{29}\dot{E}_{29} + c_{e,DFA}\dot{W}_{DFA}$   | $C_{28} = C_{29}$    |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moenda A) | $c_{32}\dot{E}_{32} + \dot{Z}_{12TA}$                                                 | $c_{33}\dot{E}_{33} + c_{e,12TA}\dot{W}_{12TA}$ | $C_{32} = C_{33}$    |
| Turbina dos 3º/4º Ternos (Moenda A) | $c_{36}\dot{E}_{36} + \dot{Z}_{34TA}$                                                 | $c_{37}\dot{E}_{37} + c_{e,34TA}\dot{W}_{34TA}$ | $C_{36} = C_{37}$    |
| Turbina dos 5º/6º Ternos (Moenda A) | $c_{39}\dot{E}_{39} + \dot{Z}_{56TA}$                                                 | $c_{40}\dot{E}_{40} + c_{e,56TA}\dot{W}_{56TA}$ | $C_{39} = C_{40}$    |
| Turbina do Picador (Moenda B)       | $c_{62}\dot{E}_{62} + \dot{Z}_{PIB}$                                                  | $c_{63}\dot{E}_{63} + c_{e,PIB}\dot{W}_{PIB}$   | $C_{62} = C_{63}$    |
| Turbina do Desfibrador (Moenda B)   | $c_{65}\dot{E}_{65} + \dot{Z}_{DFB}$                                                  | $c_{66}\dot{E}_{66} + c_{e,DFB}\dot{W}_{DFB}$   | $C_{65} = C_{66}$    |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moenda B) | $c_{68}\dot{E}_{68} + \dot{Z}_{12TB}$                                                 | $c_{69}\dot{E}_{69} + c_{e,12TB}\dot{W}_{12TB}$ | $C_{68} = C_{69}$    |

Tabela F.1 - Continuação.

| Componente                          | Entrada                                                         | Saída                                           | Equação Auxiliar  |
|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------|
| Turbina dos 3°/4° Ternos (Moenda B) | $c_{71}\dot{E}_{71} + \dot{Z}_{34TB}$                           | $c_{72}\dot{E}_{72} + c_{e,34TB}\dot{W}_{34TB}$ | $C_{71} = C_{72}$ |
| Turbina dos 5°/6° Ternos (Moenda B) | $c_{73}\dot{E}_{73} + \dot{Z}_{56TB}$                           | $c_{74}\dot{E}_{74} + c_{e,56TB}\dot{W}_{56TB}$ | $C_{73} = C_{74}$ |
| Turbobomba 1                        | $c_{76}\dot{E}_{76} + \dot{Z}_{TB1}$                            | $c_{77}\dot{E}_{77} + c_{e,TB1}\dot{W}_{TB1}$   | $C_{76} = C_{77}$ |
| Turbobomba 2                        | $c_{79}\dot{E}_{79} + \dot{Z}_{TB2}$                            | $c_{80}\dot{E}_{80} + c_{e,TB3}\dot{W}_{TB2}$   | $C_{79} = C_{80}$ |
| Turbobomba 3                        | $c_{83}\dot{E}_{83} + \dot{Z}_{TB3}$                            | $c_{84}\dot{E}_{84} + c_{e,TB3}\dot{W}_{TB3}$   | $C_{84} = C_{84}$ |
| Turbobomba 4                        | $c_{87}\dot{E}_{87} + \dot{Z}_{TB4}$                            | $c_{88}\dot{E}_{88} + c_{e,TB4}\dot{W}_{TB4}$   | $C_{87} = C_{88}$ |
| Turbobomba 5                        | $c_{91}\dot{E}_{91} + \dot{Z}_{TB5}$                            | $c_{92}\dot{E}_{92} + c_{e,TB5}\dot{W}_{TB5}$   | $C_{91} = C_{92}$ |
| Turbobomba 6                        | $c_{95}\dot{E}_{95} + \dot{Z}_{TB6}$                            | $c_{96}\dot{E}_{96} + c_{e,TB6}\dot{W}_{TB6}$   | $C_{95} = C_{96}$ |
| Turbogerador 1                      | $c_{42}\dot{E}_{42} + \dot{Z}_{G1}$                             | $c_{43}\dot{E}_{43} + c_{e,G1}\dot{W}_{G1}$     | $C_{42} = C_{43}$ |
| Turbogerador 2                      | $c_{45}\dot{E}_{45} + \dot{Z}_{G2}$                             | $c_{46}\dot{E}_{46} + c_{e,G2}\dot{W}_{G2}$     | $C_{45} = C_{46}$ |
| Turbogerador 3                      | $c_{49}\dot{E}_{49} + \dot{Z}_{G3}$                             | $c_{50}\dot{E}_{50} + c_{e,G3}\dot{W}_{G3}$     | $C_{49} = C_{50}$ |
| Turboexaustor C5                    | $c_{53}\dot{E}_{53} + \dot{Z}_{TEC5}$                           | $c_{54}\dot{E}_{54} + c_{e,TEC5}\dot{W}_{TEC5}$ | $C_{53} = C_{54}$ |
| Turboexaustor C6                    | $c_{57}\dot{E}_{57} + \dot{Z}_{TEC6}$                           | $c_{58}\dot{E}_{58} + c_{e,TEC6}\dot{W}_{TEC6}$ | $C_{57} = C_{58}$ |
| Dessuperaquecedor                   | $c_{98}\dot{E}_{98} + c_{113}\dot{E}_{113}$                     | $c_{112}\dot{E}_{112}$                          | -                 |
| Válvula Reguladora                  | $c_{112}\dot{E}_{112} + \dot{Z}_{VR}$                           | $c_{99}\dot{E}_{99}$                            | -                 |
| Evaporador                          | $c_{103}\dot{E}_{103} + \dot{Z}_{EVAP}$                         | $c_{104}\dot{E}_{104}$                          | -                 |
| Bomba B2                            | $c_{104}\dot{E}_{104} + c_{e,medio}\dot{W}_{B2} + \dot{Z}_{B2}$ | $c_{105}\dot{E}_{105}$                          | -                 |



Tabela F.2 - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-B.

| Componente                          | Entrada                                                                               | Saída                                           | Equação Auxiliar     |
|-------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------|
| Desaerador Térmico                  | $c_{105}\dot{E}_{105} + c_{106}\dot{E}_{106} + c_{108}\dot{E}_{108} + \dot{Z}_{desa}$ | $c_1\dot{E}_1$                                  | $C_{108} = C_{agua}$ |
| Bomba B1                            | $c_1\dot{E}_1 + c_{e,medio}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$                               | $c_2\dot{E}_2$                                  | -                    |
| Caldeira C1                         | $c_8\dot{E}_8 + c_{bag}\dot{E}_{C1} + \dot{Z}_{C1}$                                   | $c_9\dot{E}_9$                                  | $C_8 = C_2$          |
| Caldeira C2                         | $c_6\dot{E}_6 + c_{bag}\dot{E}_{C2} + \dot{Z}_{C2}$                                   | $c_7\dot{E}_7$                                  | $C_6 = C_2$          |
| Caldeira C3                         | $c_3\dot{E}_3 + c_{bag}\dot{E}_{C3} + \dot{Z}_{C3}$                                   | $c_4\dot{E}_4$                                  | $C_3 = C_2$          |
| Caldeira C4                         | $c_{12}\dot{E}_{12} + c_{bag}\dot{E}_{C4} + \dot{Z}_{C4}$                             | $c_{13}\dot{E}_{13}$                            | $C_{12} = C_2$       |
| Caldeira C5                         | $c_{15}\dot{E}_{15} + c_{bag}\dot{E}_{C5} + \dot{Z}_{C5}$                             | $c_{16}\dot{E}_{16}$                            | $C_{15} = C_2$       |
| Caldeira C6                         | $c_{17}\dot{E}_{17} + c_{GN}\dot{E}_{C6} + \dot{Z}_{C6}$                              | $c_{18}\dot{E}_{18}$                            | $C_{17} = C_2$       |
| Turbina do Picador (Moenda A)       | $c_{24}\dot{E}_{24} + \dot{Z}_{PIA}$                                                  | $c_{25}\dot{E}_{25} + c_{e,PIA}\dot{W}_{PIA}$   | $C_{24} = C_{25}$    |
| Turbina do Desfibrador (Moenda A)   | $c_{28}\dot{E}_{28} + \dot{Z}_{DFA}$                                                  | $c_{29}\dot{E}_{29} + c_{e,DFA}\dot{W}_{DFA}$   | $C_{28} = C_{29}$    |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moenda A) | $c_{32}\dot{E}_{32} + \dot{Z}_{12TA}$                                                 | $c_{33}\dot{E}_{33} + c_{e,12TA}\dot{W}_{12TA}$ | $C_{32} = C_{33}$    |
| Turbina dos 3º/4º Ternos (Moenda A) | $c_{36}\dot{E}_{36} + \dot{Z}_{34TA}$                                                 | $c_{37}\dot{E}_{37} + c_{e,34TA}\dot{W}_{34TA}$ | $C_{36} = C_{37}$    |
| Turbina dos 5º/6º Ternos (Moenda A) | $c_{39}\dot{E}_{39} + \dot{Z}_{56TA}$                                                 | $c_{40}\dot{E}_{40} + c_{e,56TA}\dot{W}_{56TA}$ | $C_{39} = C_{40}$    |
| Turbina do Picador (Moenda B)       | $c_{62}\dot{E}_{62} + \dot{Z}_{PIB}$                                                  | $c_{63}\dot{E}_{63} + c_{e,PIB}\dot{W}_{PIB}$   | $C_{62} = C_{63}$    |
| Turbina do Desfibrador (Moenda B)   | $c_{65}\dot{E}_{65} + \dot{Z}_{DFB}$                                                  | $c_{66}\dot{E}_{66} + c_{e,DFB}\dot{W}_{DFB}$   | $C_{65} = C_{66}$    |
| Turbina dos 1º/2º Ternos (Moenda B) | $c_{68}\dot{E}_{68} + \dot{Z}_{12TB}$                                                 | $c_{69}\dot{E}_{69} + c_{e,12TB}\dot{W}_{12TB}$ | $C_{68} = C_{69}$    |
| Turbina dos 3º/4º Ternos (Moenda B) | $c_{71}\dot{E}_{71} + \dot{Z}_{34TB}$                                                 | $c_{72}\dot{E}_{72} + c_{e,34TB}\dot{W}_{34TB}$ | $C_{71} = C_{72}$    |
| Turbina dos 5º/6º Ternos (Moenda B) | $c_{73}\dot{E}_{73} + \dot{Z}_{56TB}$                                                 | $c_{74}\dot{E}_{74} + c_{e,56TB}\dot{W}_{56TB}$ | $C_{73} = C_{74}$    |
| Turbobomba 1                        | $c_{76}\dot{E}_{76} + \dot{Z}_{TB1}$                                                  | $c_{77}\dot{E}_{77} + c_{e,TB1}\dot{W}_{TB1}$   | $C_{76} = C_{77}$    |
| Turbobomba 2                        | $c_{79}\dot{E}_{79} + \dot{Z}_{TB2}$                                                  | $c_{80}\dot{E}_{80} + c_{e,TB3}\dot{W}_{TB2}$   | $C_{79} = C_{80}$    |

Tabela F.2 - Continuação.

| Componente         | Entrada                                                         | Saída                                           | Equação Auxiliar  |
|--------------------|-----------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------|
| Turbobomba 3       | $c_{83}\dot{E}_{83} + \dot{Z}_{TB3}$                            | $c_{84}\dot{E}_{84} + c_{e,TB3}\dot{W}_{TB3}$   | $C_{84} = C_{84}$ |
| Turbobomba 4       | $c_{87}\dot{E}_{87} + \dot{Z}_{TB4}$                            | $c_{88}\dot{E}_{88} + c_{e,TB4}\dot{W}_{TB4}$   | $C_{87} = C_{88}$ |
| Turbobomba 5       | $c_{91}\dot{E}_{91} + \dot{Z}_{TB5}$                            | $c_{92}\dot{E}_{92} + c_{e,TB5}\dot{W}_{TB5}$   | $C_{91} = C_{92}$ |
| Turbobomba 6       | $c_{95}\dot{E}_{95} + \dot{Z}_{TB6}$                            | $c_{96}\dot{E}_{96} + c_{e,TB6}\dot{W}_{TB6}$   | $C_{95} = C_{96}$ |
| Turbogerador 1     | $c_{42}\dot{E}_{42} + \dot{Z}_{G1}$                             | $c_{43}\dot{E}_{43} + c_{e,G1}\dot{W}_{G1}$     | $C_{42} = C_{43}$ |
| Turbogerador 2     | $c_{45}\dot{E}_{45} + \dot{Z}_{G2}$                             | $c_{46}\dot{E}_{46} + c_{e,G2}\dot{W}_{G2}$     | $C_{45} = C_{46}$ |
| Turbogerador 3     | $c_{49}\dot{E}_{49} + \dot{Z}_{G3}$                             | $c_{50}\dot{E}_{50} + c_{e,G3}\dot{W}_{G3}$     | $C_{49} = C_{50}$ |
| Turboexaustor C5   | $c_{53}\dot{E}_{53} + \dot{Z}_{TEC5}$                           | $c_{54}\dot{E}_{54} + c_{e,TEC5}\dot{W}_{TEC5}$ | $C_{53} = C_{54}$ |
| Turboexaustor C6   | $c_{57}\dot{E}_{57} + \dot{Z}_{TEC6}$                           | $c_{58}\dot{E}_{58} + c_{e,TEC6}\dot{W}_{TEC6}$ | $C_{57} = C_{58}$ |
| Dessuperaquecedor  | $c_{98}\dot{E}_{98} + c_{113}\dot{E}_{113}$                     | $c_{112}\dot{E}_{112}$                          | -                 |
| Válvula Reguladora | $c_{112}\dot{E}_{112} + \dot{Z}_{VR}$                           | $c_{99}\dot{E}_{99}$                            | -                 |
| Evaporador         | $c_{103}\dot{E}_{103} + \dot{Z}_{EVAP}$                         | $c_{104}\dot{E}_{104}$                          | -                 |
| Bomba B2           | $c_{104}\dot{E}_{104} + c_{e,medio}\dot{W}_{B2} + \dot{Z}_{B2}$ | $c_{105}\dot{E}_{105}$                          | -                 |

Tabela F.3 - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 1-C.

| Componente         | Entrada                                                                         | Saída                                           | Equação Auxiliar    |
|--------------------|---------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------|
| Desaerador Térmico | $c_{17}\dot{E}_{17} + c_{19}\dot{E}_{19} + c_{20}\dot{E}_{20} + \dot{Z}_{desa}$ | $c_1\dot{E}_1$                                  | $C_{20} = C_{agua}$ |
| Bomba B1           | $c_1\dot{E}_1 + c_{e,medio}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$                         | $c_2\dot{E}_2$                                  | -                   |
| Caldeira C6        | $c_2\dot{E}_2 + c_{GN}\dot{E}_{C6} + \dot{Z}_{C6}$                              | $c_3\dot{E}_3$                                  | -                   |
| Turbogerador 1     | $c_4\dot{E}_4 + \dot{Z}_{G1}$                                                   | $c_5\dot{E}_5 + c_{e,G1}\dot{W}_{G1}$           | $C_4 = C_5$         |
| Turbogerador 3     | $c_{11}\dot{E}_{11} + \dot{Z}_{G3}$                                             | $c_{12}\dot{E}_{12} + c_{e,G3}\dot{W}_{G3}$     | $C_{11} = C_{12}$   |
| Turboexaustor C6   | $c_{22}\dot{E}_{22} + \dot{Z}_{TEC6}$                                           | $c_{15}\dot{E}_{15} + c_{e,TEC6}\dot{W}_{TEC6}$ | $C_{22} = C_{15}$   |
| Evaporador         | $c_{18}\dot{E}_{18} + \dot{Z}_{EVAP}$                                           | $c_{19}\dot{E}_{19}$                            | -                   |



Tabela F.4 - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-A.

| Componente               | Entrada                                                                                | Saída                                                         | Equação Auxiliar           |
|--------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|----------------------------|
| Desaerador Térmico       | $c_{41}\dot{E}_{41} + c_{42}\dot{E}_{42} + c_{43}\dot{E}_{43} + \dot{Z}_{\text{desa}}$ | $c_1\dot{E}_1$                                                | $c_{43} = c_{\text{agua}}$ |
| Bomba B1                 | $c_2\dot{E}_2 + c_{e,\text{medio}}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$                         | $c_4\dot{E}_4$                                                | $c_2 = c_1$                |
| Bomba B2                 | $c_3\dot{E}_3 + c_{e,\text{medio}}\dot{W}_{B2} + \dot{Z}_{B2}$                         | $c_5\dot{E}_5$                                                | $c_3 = c_1$                |
| Caldeira CSZ             | $c_4\dot{E}_4 + c_{\text{bag}}\dot{E}_{\text{CSZ}} + \dot{Z}_{\text{CSZ}}$             | $c_6\dot{E}_6$                                                | -                          |
| Caldeira CAZ             | $c_5\dot{E}_5 + c_{\text{bag}}\dot{E}_{\text{CAZ}} + \dot{Z}_{\text{CAZ}}$             | $c_7\dot{E}_7$                                                | -                          |
| Turbina do Picador       | $c_{20}\dot{E}_{20} + \dot{Z}_{\text{TPI}}$                                            | $c_{21}\dot{E}_{21} + c_{e,\text{TPI}}\dot{W}_{\text{TPI}}$   | $c_{20} = c_{21}$          |
| Turbina do Desfibrador   | $c_{23}\dot{E}_{23} + \dot{Z}_{\text{TDF}}$                                            | $c_{24}\dot{E}_{24} + c_{e,\text{TDF}}\dot{W}_{\text{TDF}}$   | $c_{23} = c_{24}$          |
| Turbina dos 1º/2º Ternos | $c_{27}\dot{E}_{27} + \dot{Z}_{\text{T12t}}$                                           | $c_{28}\dot{E}_{28} + c_{e,\text{T12t}}\dot{W}_{\text{T12t}}$ | $c_{27} = c_{28}$          |
| Turbina dos 3º/4º Ternos | $c_{31}\dot{E}_{31} + \dot{Z}_{\text{T34t}}$                                           | $c_{32}\dot{E}_{32} + c_{e,\text{T34t}}\dot{W}_{\text{T34t}}$ | $c_{31} = c_{32}$          |
| Turbina dos 5º/6º Ternos | $c_{34}\dot{E}_{34} + \dot{Z}_{\text{T56t}}$                                           | $c_{35}\dot{E}_{35} + c_{e,\text{T56t}}\dot{W}_{\text{T56t}}$ | $c_{34} = c_{35}$          |
| Turbogerador 1           | $c_9\dot{E}_9 + \dot{Z}_{\text{TG1}}$                                                  | $c_{10}\dot{E}_{10} + c_{e,\text{TG1}}\dot{W}_{\text{TG1}}$   | $c_9 = c_{10}$             |
| Turbogerador 2           | $c_{12}\dot{E}_{12} + \dot{Z}_{\text{TG2}}$                                            | $c_{13}\dot{E}_{13} + c_{e,\text{TG2}}\dot{W}_{\text{TG2}}$   | $c_{12} = c_{13}$          |
| Turbogerador 3           | $c_{15}\dot{E}_{15} + \dot{Z}_{\text{TG3}}$                                            | $c_{16}\dot{E}_{16} + c_{e,\text{TG3}}\dot{W}_{\text{TG3}}$   | $c_{15} = c_{16}$          |
| Dessuperaquecedor        | $c_{37}\dot{E}_{37} + c_{44}\dot{E}_{44}$                                              | $c_{38}\dot{E}_{38}$                                          | $c_{44} = c_{\text{agua}}$ |
| Evaporador               | $c_{39}\dot{E}_{39} + \dot{Z}_{\text{EVAP}}$                                           | $c_{40}\dot{E}_{40}$                                          | -                          |
| Bomba B3                 | $c_{40}\dot{E}_{40} + c_{e,\text{medio}}\dot{W}_{B3} + \dot{Z}_{B3}$                   | $c_{41}\dot{E}_{41}$                                          | -                          |

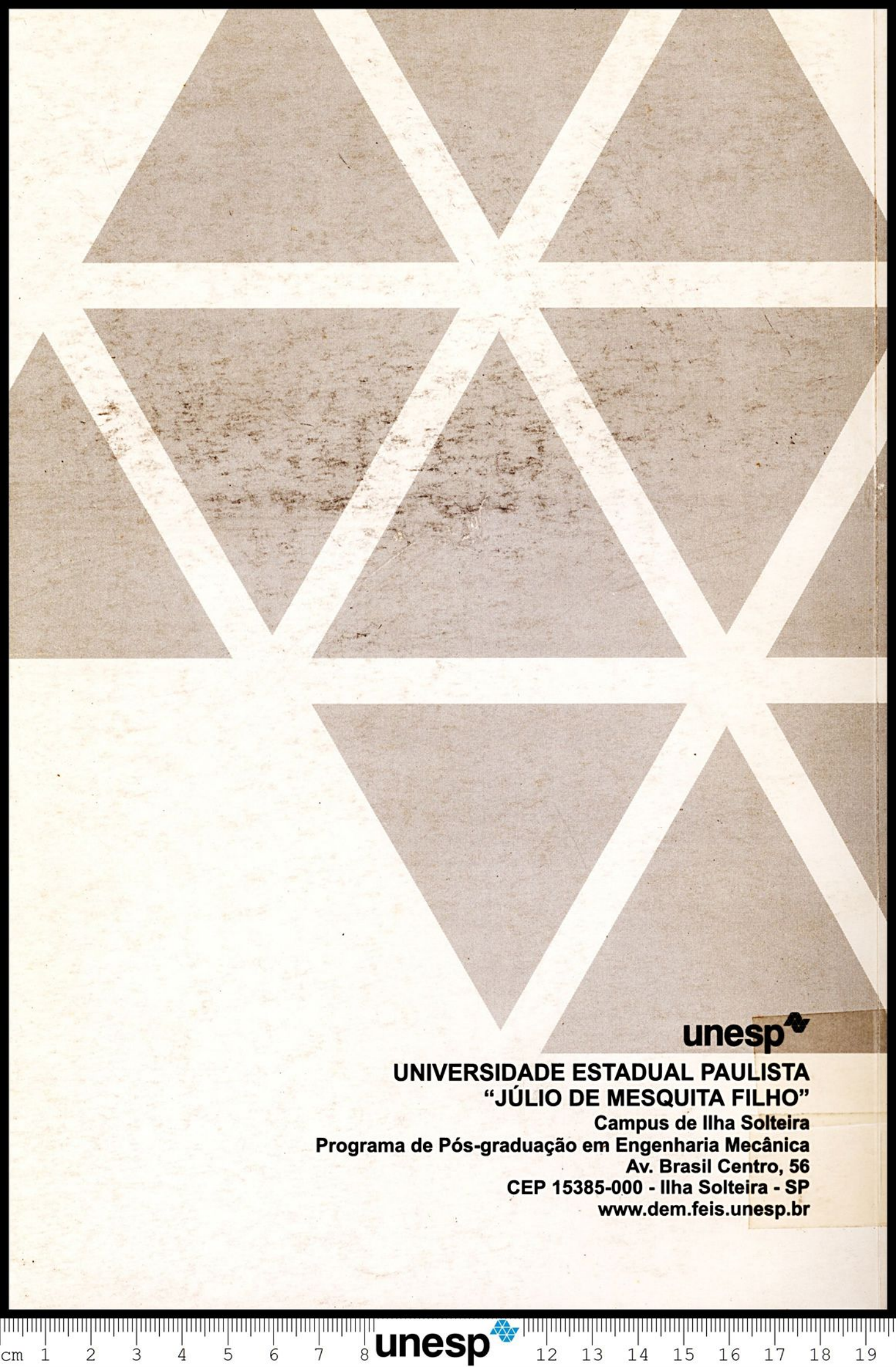
**Tabela F.5** - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-B.

| Componente         | Entrada                                                 | Saída                                                | Equação Auxiliar           |
|--------------------|---------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------|
| Desaerador Térmico | $c_7\dot{E}_7 + c_{11}\dot{E}_{11} + \dot{Z}_{desa}$    | $c_1\dot{E}_1$                                       | -                          |
| Bomba B1           | $c_1\dot{E}_1 + c_{e,medio}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$ | $c_2\dot{E}_2$                                       | -                          |
| Caldeira           | $c_2\dot{E}_2 + c_{bag}\dot{E}_{cald} + \dot{Z}_{cald}$ | $c_3\dot{E}_3$                                       | -                          |
| Turbogerador       | $c_3\dot{E}_3 + \dot{Z}_{TV}$                           | $c_4\dot{E}_4 + c_8\dot{E}_8 + c_{e,TV}\dot{W}_{TV}$ | $c_3 = c_4$<br>$c_3 = c_8$ |
| Evaporador         | $c_5\dot{E}_5 + \dot{Z}_{EVAP}$                         | $c_6\dot{E}_6$                                       | -                          |
| Condensador        | $c_8\dot{E}_8 + \dot{Z}_{cond}$                         | $c_9\dot{E}_9$                                       | -                          |
| Bomba B2           | $c_9\dot{E}_9 + c_{e,medio}\dot{W}_{B2} + \dot{Z}_{B2}$ | $c_{10}\dot{E}_{10}$                                 | -                          |

**Tabela F.6** - Balanço dos custos exergoeconômicos para a Configuração 2-C.

| Componente              | Entrada                                                                      | Saída                                                | Equação Auxiliar           |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------|----------------------------|
| Desaerador Térmico      | $c_7\dot{E}_7 + c_{11}\dot{E}_{11} + \dot{Z}_{desa}$                         | $c_1\dot{E}_1$                                       | -                          |
| Bomba B1                | $c_1\dot{E}_1 + c_{e,medio}\dot{W}_{B1} + \dot{Z}_{B1}$                      | $c_2\dot{E}_2$                                       | -                          |
| Caldeira de recuperação | $c_2\dot{E}_2 + c_{bag}\dot{E}_{cald} + c_{15}\dot{E}_{15} + \dot{Z}_{cald}$ | $c_3\dot{E}_3$                                       | -                          |
| Turbogerador a vapor    | $c_3\dot{E}_3 + \dot{Z}_{TV}$                                                | $c_4\dot{E}_4 + c_8\dot{E}_8 + c_{e,TV}\dot{W}_{TV}$ | $c_3 = c_4$<br>$c_3 = c_8$ |
| Evaporador              | $c_5\dot{E}_5 + \dot{Z}_{EVAP}$                                              | $c_6\dot{E}_6$                                       | -                          |
| Condensador             | $c_8\dot{E}_8 + \dot{Z}_{cond}$                                              | $c_9\dot{E}_9$                                       | -                          |
| Bomba B2                | $c_9\dot{E}_9 + c_{e,medio}\dot{W}_{B2} + \dot{Z}_{B2}$                      | $c_{10}\dot{E}_{10}$                                 | -                          |
| Turbogerador a gás      | $c_{ar}\dot{E}_{ar} + c_{GN}\dot{E}_{GN} + \dot{Z}_{TG}$                     | $c_{15}\dot{E}_{15} + c_{e,TG}\dot{W}_{TG}$          | $c_{ar} = 0$               |





**unesp**

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA  
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"**

**Campus de Ilha Solteira  
Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica  
Av. Brasil Centro, 56  
CEP 15385-000 - Ilha Solteira - SP  
[www.dem.feis.unesp.br](http://www.dem.feis.unesp.br)**

