

**UNIVERSIDADE DE TAUBATÉ**  
**Ademir Antonio dos Santos**

**A EVOLUÇÃO DA AUTOMAÇÃO E AS MELHORIAS  
IMPLEMENTADAS NOS PROCESSOS DA USINA  
TERMOELÉTRICA PIRATININGA**

Dissertação apresentada para obtenção do Título de Mestre pelo Curso de Engenharia Mecânica do Departamento de Mecânica da Universidade de Taubaté.  
Área de Concentração: Automação Industrial e Robótica  
Orientador: Prof. Dr. João Sinohara da Silva Sousa

**Taubaté – SP**  
**2006**

**ADEMIR ANTONIO DOS SANTOS**

**A EVOLUÇÃO DA AUTOMAÇÃO E AS MELHORIAS IMPLEMENTADAS NOS  
PROCESSOS DA USINA TERMOELÉTRICA PIRATININGA**

Dissertação apresentada para obtenção do Título de  
Mestre pelo Curso de Engenharia Mecânica do  
Departamento de Mecânica da Universidade de Taubaté.  
Área de Concentração: Automação Industrial e Robótica

Data: \_\_\_\_\_

Resultado: \_\_\_\_\_

**BANCA EXAMINADORA**

Prof. Dr. João Sinohara da Silva Sousa

Universidade de Taubaté

Assinatura \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Sebastião Cardoso

Universidade de Taubaté

Assinatura \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Antônio Carlos de Souza

Centro Federal de Educação  
Tecnológica de Minas Gerais

Assinatura \_\_\_\_\_

Dedico este trabalho

A minha esposa Aderlândia, pela paciência infinda, compreensão, incentivo, energia e confiança, sem os quais o desafio de escrever este trabalho, não seria por mim superado.

## **AGRADECIMENTOS**

Este trabalho estaria incompleto sem a menção às pessoas, cujo apoio e incentivo influenciaram-me de vários modos durante a sua elaboração.

Ao Professor Dr João Sinohara da Silva Sousa pela orientação e apoio fornecido durante a elaboração deste trabalho.

Ao Professor Dr Valberto Ferreira da Silva da Universidade Federal de Itajubá, pela honra tê-lo como membro da banca e por suas observações e sugestões que me ajudaram na fase de qualificação desta dissertação.

Ao Professor Dr Antônio Carlos de Souza do CEFET-MG, pela honra tê-lo como membro da banca e por suas observações e sugestões que me ajudaram na elaboração final desta dissertação.

Ao Professor Dr Luiz Octávio Mattos dos Reis da Engenharia elétrica da UNITAU, pelas sugestões e discussões iniciais que me ajudaram na elaboração desta dissertação.

Ao Professor Dr Sebastião Cardoso da UNITAU, pelas observações e sugestões que contribuíram para a elaboração final desta dissertação.

Ao Sr Sérgio Reinaldo Sertori, gerente do Departamento de Geração Térmica da EMAE, por colocar a minha disposição a estrutura e os materiais necessários para a pesquisa e levantamentos de dados.

Ao Sr Jayme Rodrigues Nogueira Júnior, coordenador do setor de planejamento e controle de manutenção da Usina Termoelétrica Piratininga, pelo apoio na coleta dos dados técnicos.

Aos meus pais pelo amor e dedicação em minha formação.

Aos amigos e companheiros de mestrado que de uma forma direta ou indireta contribuíram para que este trabalho se concretizasse.

“Aprendi silêncio com os falantes, tolerância com os intolerantes, e gentileza com os rudes;  
ainda, estranho, sou ingrato a esses professores”.

***(Kalil Gibran)***

## RESUMO

Este trabalho apresenta o processo de mudança experimentado nos últimos anos pela Usina Termoelétrica Piratininga onde se buscaram adequações no sentido de se obter uma geração mais limpa ambientalmente, a eliminação e ou minimização de situações de risco e exposição do ser humano a condições insalubres bem como a melhoria no desempenho do ciclo gerador.

Após a contextualização da planta no setor elétrico nacional destacando-se a sua singularidade, são desenvolvidos vários aspectos regulatórios, técnicos e ambientais em momentos anteriores e posteriores ao período de transformação, cujos conteúdos são estruturados da seguinte forma:

- pela caracterização física da planta, através de ilustrações, dados técnicos de seus equipamentos e sistemas e um descritivo da mesma, bem como uma avaliação das melhorias alcançadas pelas soluções aplicadas e modernização tecnológica;
- a constatação *in locu* dos ganhos promovidos pela retirada dos operadores da execução de tarefas prejudiciais à saúde ou de alto risco;
- a apresentação e análise de dados operacionais, combustíveis utilizados, energia gerada e emissões, obtidos nas últimas décadas e a realização de medições e ensaios.

Destacando a oportunidade de desenvolver este estudo, no qual pode-se cruzar a história de uma importante planta industrial para a sociedade com os recursos metodológicos atuais, são apresentados aspectos conclusivos bastante favoráveis do ponto de vista do atingimento dos objetivos traçados.

**Palavras-chave:** Geração termoelétrica; Automação de processos; Emissões de poluentes; Melhorias no desempenho de processos e Condições insalubres de trabalho.

## ABSTRACT

This work presents the modification process experienced in the last years in the Piratininga Thermoelectrical Power Plant when adequacies have been searched aiming an environmentally cleaner generation, the elimination and or minization of risk situations and the exposition of the human being to unhealthy work conditions as well as the improvement in the performance of the generator cycle.

After the contextualization of the plant in the national electric sector where its singularity, is highlighted, some regulatory, technical and environmental aspects, are developed at previous and posterior moments to the period of the modifications, whose contents are structuralized as follows:

- by the physical characterization of the plant, through illustrations, technical data of its equipment and systems and its description, as well as an evaluation of the improvements achieved by the applied solutions and by the technological modernization;
- the recognition in locu of benefits obtained by the removal of the operators from executing harmful tasks;
- the presentation and analysis of operational data, fuel used, energy generated and emissions, obtained during the last decades and through measurements and essays realized.

Highlighting the chance to develop this study, in which the story of an important industrial plant for the society and the current methodology resources can be crossed, it presents highly favorable conclusive aspects from the point of view of the objective tracings.

**Key-words:** Thermoelectrical generation; Automation of processes; Emissions of pollutants; Processes performance improvements and Unhealthy conditions of work.

## Lista de Figuras

Figura 1 - Usina Termoelétrica de Santa Cruz.....	24
Figura 2 - Distribuição de geração por região do País.....	29
Figura 3 - Gráfico percentual por classe de combustível.....	31
Figura 4 - Unidades geradoras 1 e 2 da Usina Termoelétrica Piratininga.....	37
Figura 5 - Unidades geradoras 1 a 4 da Usina Termoelétrica Piratininga.....	39
Figura 6 - Gráfico de geração da Usina Termoelétrica Piratininga (1954-2005).....	40
Figura 7 - Ciclo termodinâmico da Usina Termoelétrica Piratininga.....	41
Figura 8 - Operação segundo o ciclo termodinâmico de Rankine.....	42
Figura 9 - Elemento Controlador Pilotrol.....	53
Figura 10 - Relé Standatrol Custom-Line.....	56
Figura 11 - Válvula Seletora Standatrol Custom-Line.....	59
Figura 12 - Válvulas Seletoras Controle das Caldeiras 1 e 2.....	61
Figura 13 - Circuito de Proteção das Caldeiras 1 e 2.....	63
Figura 14 - Posicionador para abafadores dos ventiladores da caldeira.....	64
Figura 15 - Posicionador para válvulas com diafragma.....	65
Figura 16 - Posicionador válvula controle da alimentação.....	65
Figura 17 - Válvula controle da alimentação.....	66
Figura 18 - Sistema de supervisão expansão diferencial da turbina.....	68
Figura 19 - Sistema de supervisão expansão da carcaça.....	69
Figura 20 - Componentes do sistema de supervisão original.....	70
Figura 21 - Queimadores originais.....	76
Figura 22 - Queimador original e tocha de acendimento.....	76
Figura 23 - Malha de controle da combustão.....	78
Figura 24 - Painel da Caldeira.....	79



Figura 25 - Painel da Alimentação e Condensado.....	80
Figura 26 - Painel da Turbina.....	80
Figura 27 - Sala de Controle Elétrico das unidades geradoras 1 a 4.....	81
Figura 28 - Registradores gráficos.....	81
Figura 29 - Rede de tubulações de sinais para os controladores Mine-Line.....	82
Figura 30 - Sala de controle mecânico.....	83
Figura 31 - Sistema de controle do vapor auxiliar das unidades 1 e 2.....	87
Figura 32 - Sistema de controle do nível no tambor das caldeiras 1 e 2.....	89
Figura 33 - Moduladores Custom-Line.....	90
Figura 34 - Medidor e controlador de nível do tambor da caldeira.....	90
Figura 35 - Circuito controle abafadores ventiladores forçados e induzidos.....	94
Figura 36 - Sistema de controle do condensado.....	95
Figura 37 - Controle de pressão no coletor de óleo combustível.....	95
Figura 38 - Controle da temperatura do vapor principal.....	96
Figura 39 - Balanço térmico unidades 1 e 2.....	97
Figura 40 - Transmissores eletrônicos novos.....	100
Figura 41 - Posicionador eletropneumático.....	100
Figura 42 - Componentes do sistema de supervisão dos turbogeradores.....	102
Figura 43 - Componentes do sistema de medição.....	103
Figura 44 - Princípio de funcionamento do sistema de medição.....	103
Figura 45 - Medição de rotação.....	104
Figura 46 - Medição de excentricidade do eixo da turbina.....	105
Figura 47 - Queimadores novos.....	106
Figura 48 - Frontal da caldeira com o queimador novo.....	106
Figura 49 - Chama queima a gás natural à esquerda e a óleo à direita.....	106

Figura 50 - Sistema de controle para um turbogerador.....	108
Figura 51 - Gabinetes e cartões do Sistema Digital de Controle distribuído.....	110
Figura 52 - Tela e interface de comando de acionamento do conj. Queimador.....	112
Figura 53 - Cartão de monitoramento e sensor de detecção de chama.....	113
Figura 54 - Tela dos queimadores um a quatro.....	113
Figura 55 - Chaves físicas de seleção de combustível.....	114
Figura 56 - Nova sala de controle das unidades 1 e 2.....	115
Figura 57 - Lógica de intertravamento para acendimento dos queimadores.....	117
Figura 58 - Lógica de intertravamento de partida da bomba de água de alimentação.....	118
Figura 59 - Lógica partida automática da bomba de água de alimentação.....	119
Figura 60 - Tela de partidas e horas trabalhadas dos principais equipamentos.....	120
Figura 61 - Tela de status dos cartões processadores.....	121
Figura 62 - Fluxograma controle da alimentação por três elementos.....	122

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Geração de energia elétrica no País (2003-2004).....	29
Tabela 2 - Empreendimentos em operação no País.....	30
Tabela 3 - Legenda da coluna tipo da tabela 2.....	30
Tabela 4 - Tipos combustíveis utilizados no País.....	31
Tabela 5 - Situação atual dos empreendimentos no País.....	32
Tabela 6 - Usinas e Centrais Geradoras.....	36
Tabela 7 - Dados das caldeiras da Usina Termoelétrica Piratininga.....	43
Tabela 8 - Dados das turbinas da Usina Termoelétrica Piratininga.....	44
Tabela 9 - Dados dos geradores da Usina Termoelétrica Piratininga.....	44
Tabela 10 - Características do Óleo Combustível.....	46
Tabela 11 - Características do Gás Natural.....	46
Tabela 12 - Processo de formação e emissão de SOx.....	48
Tabela 13 - Condições de operação Gás natural x Óleo combustível.....	107
Tabela 14 - Dados emissões dos queimadores antigos x novos.....	125
Tabela 15 - Dados emissões 78MW queimando óleo combustível.....	126
Tabela 16 - Dados emissões 70MW queimando gás natural.....	127

## Lista de Equações

Equação 1 – Rendimento térmico Ciclo Rankine.....	42
Equação 2 – Formação do gás NO.....	48
Equação 3 – Formação do gás NO <sub>2</sub> .....	48
Equação 4 – Formação do ácido nítrico e nitroso.....	48
Equação 5 – Funcionamento relé Standatrol Custom-Line.....	57
Equação 6 – Funcionamento do relé Standatrol Custom-line nas estações seletoras.....	60
Equação 7 – Operação remoto manual do relé Standatrol Custom-line.....	62

### Lista de Abreviaturas

A.C.B	<i>AIR CIRCUIT BREAK</i>
ANEEL	<i>AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA</i>
CETESB	<i>COMPANHIA DE SANEAMENTO BÁSICO DO ESTADO DE SÃO PAULO</i>
COMGÁS	<i>COMPANHIA DE GÁS DO ESTADO DE SÃO PAULO</i>
EIA	<i>ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL</i>
ELETOBRÁS	<i>CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRA S/A</i>
ELETROPAULO	<i>ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A</i>
ELSAG BAILEY	<i>ELSAG BAILEY DO BRASIL LTDA</i>
EPA	<i>ENVIROMENTAL PROTECTION AGENCY</i>
EMAE	<i>EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S/A</i>
ETU	<i>ESTAÇÃO TRANSFORMADORA DE USINA</i>
FUPAI	<i>FUNDAÇÃO DE PESQUISA E ASSESSORAMENTO À INDÚSTRIA</i>
FURNAS	<i>CENTRAIS ELÉTRICAS S/A</i>
GT	<i>GAS TURBINE -TURBINA A GÁS</i>
IHM	<i>INTERFACE HUMAN MACHINE</i>
MME	<i>MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA</i>
NO <sub>x</sub>	<i>MONÓXIDO DE NITROGÊNIO</i>
ONS	<i>OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO</i>
OPEP	<i>ORGANIZAÇÃO DOS PAÍSES EXPORTADORES DE PETRÓLEO</i>
PIB	<i>PRODUTO INTERNO BRUTO.</i>
PETROS	<i>FUNDAÇÃO PETROBRÁS DE SEGURIDADE SOCIAL</i>
PPT	<i>PROGRAMA PRIORITÁRIO DE TERMOELÉTRICAS</i>

RIMA	<i>RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL</i>
SCE	<i>SALA DE CONTROLE ELÉTRICO</i>
SCM	<i>SALA DE CONTROLE MECÂNICO</i>
SDCD	<i>SISTEMA DIGITAL DE CONTROLE DISTRIBUÍDO</i>
SO <sub>x</sub>	<i>MONÓXIDO DE ENXOFRE</i>
SST	<i>SISTEMA DE SUPERVISÃO DOS TURBOGERADORES</i>
TAG	<i>SEQÜÊNCIA DE NÚMEROS E CARACTERES QUE IDENTIFICAM UM INSTRUMENTO OU EQUIPAMENTO</i>
TV	<i>STEAM TURBINE -TURBINA A VAPOR</i>
UTE	<i>USINA TERMOELÉTRICA</i>
UTP	<i>USINA TERMOÉLETRICA PIRATININGA</i>
UNP	<i>USINA NOVA PIRATININGA</i>

## SUMÁRIO

Resumo.....	VI
Abstract.....	VII
Lista de figuras.....	VIII
Lista de tabelas.....	XI
Lista de equações.....	XII
Lista de abreviaturas.....	XIII
<b>1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....</b>	<b>17</b>
1.1 Descrições dos Problemas .....	18
1.2 Ações Propostas.....	19
1.3 Objetivos do Trabalho .....	21
1.4 Revisão Bibliográfica .....	21
1.5 Estrutura do Trabalho .....	25
<b>2 GERAÇÃO DE ENERGIA TERMOELÉTRICA NO BRASIL.....</b>	<b>27</b>
2.1 Contexto Nacional e a Importância da Geração das Termoelétricas.....	27
2.1.1 A Importância da Geração Termoelétrica .....	31
2.1.2 Geração Termoelétrica no Cenário Nacional .....	33
2.1.3 Geração Termoelétrica no Estado de São Paulo.....	33
2.1.4 A Usina Termoelétrica Piratininga .....	37
2.2 Ciclo Termodinâmico de Operação da Usina Termoelétrica Piratininga - Ciclo Rankine.....	40
2.3 Características das Unidades Geradoras da Usina Termoelétrica Piratininga.....	43
2.4 Características dos Combustíveis Utilizados na Usina Termoelétrica Piratininga...	45
2.5 Processos Industriais de Combustão .....	47
2.5.1 Formação e Emissão de Óxidos de Nitrogênio (NOx).....	47
2.5.2 Formação e Emissão de Óxidos de Enxofre (SOx) .....	47
2.5.3 Formação de Compostos Ácidos durante Processos de Combustão com Combustíveis Fósseis.....	48
<b>3 CONDIÇÕES PRÉ-INTERVENÇÃO.....</b>	<b>49</b>
3.1 Instrumentação original da Usina Termoelétrica Piratininga.....	49
3.2 Elementos dos Sistemas de Controle da Usina Termoelétrica Piratininga.....	50
3.3 Instrumentação das Unidades Geradoras 1 e 2.....	51
3.4 Descrição de Elementos Comuns aos Sistemas de Controle.....	52
3.4.1 Elementos Controladores (Pilotrols) .....	52
3.4.2 Elementos Moduladores .....	55
3.4.3 Elementos Seletores.....	58

3.4.4	Elementos Protetores .....	62
3.4.5	Elementos Posicionadores .....	63
3.4.6	Elementos Finais de Controle.....	66
3.4.7	Sistema Supervisão dos Turbogeneradores .....	67
3.4.8	Instrumentação Analítica .....	71
3.4.9	Sistema de Queima das Caldeiras.....	72
3.4.10	Conceito Operacional das Unidades Geradoras 1 e 2.....	79
3.4.11	Instrumentação das Unidades Geradoras 3 e 4.....	82
3.4.12	Conceito Operacional das Unidades Geradoras 3 e 4.....	83
3.4.13	Malhas de Controle com Tecnologia Pneumática .....	84
<b>4</b>	<b>CONDIÇÕES PÓS-INTERVENÇÃO.....</b>	<b>98</b>
4.1	Instrumentação atual da Usina Termoeletrica Piratininga.....	99
4.2	Instrumentação atual das Unidades Geradoras 1 e 2 .....	100
4.3	Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores Atual .....	101
4.4	Queimadores Novos .....	105
4.5	O Sistema Digital de Controle Distribuído .....	108
4.6	Conceito Operacional das Unidades Geradoras .....	114
4.7	Malhas de Controle com Tecnologia Digital.....	116
<b>5</b>	<b>RESULTADOS OBTIDOS.....</b>	<b>123</b>
5.1	Aspectos Ambientais .....	123
5.1.1	Implicação da Troca dos Queimadores .....	124
5.2	Aspectos: Condições Insalubres de Trabalho e Segurança Operacional.....	128
5.2.1	Implicação da Troca dos Queimadores .....	129
5.2.2	Implicação da Mudança de Tecnologia do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores .....	130
5.2.3	Implicação da Implementação do Sistema Digital de Controle Distribuído ..	131
5.3	Aspecto Melhoria no Desempenho dos Sistemas de Controle.....	131
5.3.1	Ganhos com a Nova Tecnologia da Instrumentação de Campo.....	131
5.3.2	Implicações da Mudança de tecnologia do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores .....	132
5.3.3	Implicações da Implementação do Sistema Digital de Controle Distribuído.	133
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO.....</b>	<b>134</b>
	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>136</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>137</b>
	<b>ANEXOS.....</b>	<b>140</b>
	<b>AUTORIZAÇÃO PARA REPRODUÇÃO.....</b>	<b>160</b>



## 1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Neste trabalho será demonstrado qual era o conceito operacional utilizado na Usina Termoelétrica Piratininga, a tecnologia da sua instrumentação, implantada desde o início da sua atividade comercial, e as condições de trabalho existentes, sendo esse conjunto de fatores denominados de “situação pré-intervenções”. Também serão demonstrados os resultados obtidos após as implementações das ações, que serão descritas na secção 1.2, sendo esse conjunto de fatores denominados de “situação pós-intervenções”.

Serão abordados os problemas decorrentes da tecnologia da instrumentação implantada nos processos da Usina Termoelétrica Piratininga-UTP na década de 1950, dos altos custos operacionais, que inviabilizavam a usina, e do conceito operacional que submetia os operadores a condições insalubres de trabalho. Um destaque especial será dado para as melhorias de automatismo implementadas nos queimadores das caldeiras das unidades 1 e 2.

Para composição do trabalho, foram consultados dados operacionais históricos dos sistemas que demonstram o estado anterior e o posterior à implementação dos automatismos, consultas a publicações técnicas, livros de instalação da UTP, relatórios de testes, relatórios de ensaios e de ocorrências significativas nos sistemas automatizados e documentação de legislação dos órgãos regulamentadores. Também foram considerados:

- a análise de resultados obtidos através de testes operacionais, realizados com os queimadores das unidades 1 e 2 para diferentes situações de geração (cargas baixas e cargas elevadas).

- Comparações, considerando a forma de operação dos equipamentos, em especial os queimadores das caldeiras antes e após a substituição e o automatismo implementado.

- Os estudos de viabilidade para a realização da modernização das unidades geradoras e a proposta de geração em ciclo combinado no futuro.

## 1.1 Descrições dos Problemas

A disponibilidade de uma usina termoelétrica como a UTP, devidamente aprovada, licenciada, revitalizada, em boas condições operacionais e próxima a um grande centro de consumo de carga constitui-se em infra-estrutura altamente estratégica para a comunidade. Tal disponibilidade diminui os riscos de falta de energia face a imprevistos, tais como: quedas de linhas de transmissão, baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas devido a problemas de seca, aumento de consumo ou picos de consumo em determinados horários, blecautes, entre muitos outros. Além disso, constitui-se numa excelente contribuição para um melhor aproveitamento da matriz energética atual.

Nesse contexto enquadra-se a UTP, que possui duas unidades de 100MW, instaladas desde 1954, e duas unidades de 136MW, instaladas desde 1960, totalizando 472MW de energia (GE, 1954/60).

Na década de 90, iniciaram-se estudos, de forma a possibilitar a continuidade operacional da planta que vinha apresentando problemas de ordem multidisciplinar. Serão considerados para desenvolvimento deste trabalho, os três de maior relevância. São eles:

- a inviabilidade operacional, devido aos altos custos de geração decorrentes do preço do combustível disponível e utilizado na época, e restrições legais, devido aos altos índices de emissões de poluentes para atmosfera;

- o baixo desempenho dos subsistemas pertencentes ao processo de geração de energia termoelétrica, face à obsolescência da tecnologia da instrumentação que remontava à época de instalação dessas unidades;

- uma série de atividades que da forma que vinham sendo desenvolvidas apresentavam risco ao ser humano, assim como a sua exposição a condições insalubres de trabalho.

Foram levantadas várias necessidades que partiam, a princípio, da substituição de equipamentos por outros com tecnologia atual, da implementação de automatismo em alguns sistemas que até a presente data não a possuíam.

Muitas ações, também, envolviam questões relacionadas com o meio ambiente e as legislações pertinentes da época, que, se não fossem atendidas, inviabilizariam a operação da UTP.

## **1.2 Ações Propostas**

Com o resultado dos estudos no ano de 1998, a EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A decidiu implementar algumas ações que serão apresentadas neste trabalho.

A primeira ação, de grande impacto, implementada foi a mudança do conceito operacional original, principalmente das unidades geradoras 1 e 2. Nessas unidades, a operação era realizada de forma descentralizada, através de painéis distribuídos pela planta, assim identificados: painéis das caldeiras, das turbinas e do sistema de condensado e alimentação.

A segunda ação de grande impacto foi a substituição dos queimadores dos geradores de vapor, ou comumente denominados de caldeiras, das unidades geradoras, que datavam da época de sua instalação e que tinham sua operação realizada de forma totalmente manual, ou seja, dependiam da constante intervenção do ser humano para sua correta operação e permitiam queimar apenas um tipo de combustível, o óleo combustível de baixo teor de enxofre, tipo B1. Esses queimadores foram substituídos por queimadores bi-combustível com operação automática e remota, eliminando ou reduzindo a necessidade da intervenção do ser humano para sua correta operação e, ainda, com possibilidade de queimar tanto o óleo

combustível como o gás natural. Nesse último caso, um combustível mais nobre, menos poluente (EIA, 2002).

A implementação do Sistema Digital de Controle Distribuído – SDCD finaliza as três ações de maior impacto que abordaremos neste trabalho. A mudança do conceito operacional original, que datava desde a época da instalação da usina, implicou na necessidade da troca de tecnologia da instrumentação de controle do processo de pneumática para digital, assim como a centralização da operação das unidades 1 e 2 para uma sala de controle única. A nova proposta baseava-se no conceito de uma operação centralizada, conseqüentemente, com a centralização da operação e troca da tecnologia da instrumentação de controle do processo. Tornou-se necessária a implementação de um sistema para aquisição e tratamento dos sinais provenientes dos novos instrumentos com tecnologia digital distribuídos pela usina, um SDCD (SANTOS, 2006).

Características técnicas da nova instrumentação de campo, dos novos queimadores e do Sistema Digital de Controle Distribuído estão detalhadas no RTP - Relatório Técnico de Pesquisa: Projeto Centralização da Instrumentação das Unidades 1 e 2 e Troca dos Queimadores da Usina Termoelétrica Piratininga (SANTOS, 2006).

As unidades 3 e 4 já possuíam sua operação centralizada e não foram modernizadas. Como proposta de melhoria para essas unidades, estava em estudo, uma solução diferente: a instalação de turbinas a gás operando em ciclo combinado com as turbinas a vapor destas unidades (EIA/RIMA, 2002).

A operação em ciclo combinado melhora o rendimento do processo de geração termoelétrica. A partir do ano de 2004, as unidades 3 e 4 da UTP passaram a operar em ciclo combinado com as turbinas à gás da Usina Nova Piratininga-UNP.

### **1.3 Objetivos do Trabalho**

O desenvolvimento deste trabalho visa demonstrar o caso particular da evolução da automação e as melhorias implementadas nos últimos 50 anos nos processos da Usina Termoelétrica Piratininga, buscando atingir prioritariamente três objetivos:

- uma geração de energia termoelétrica mais limpa, com a redução da emissão de poluentes na atmosfera;
- a eliminação ou minimização e exposição do ser humano a situações de risco e condições insalubres;
- a melhoria do desempenho de processos através da análise de dados operacionais, dados de medições e resultados de testes realizados durante e após as atividades de modernização das unidades geradoras da UTP e mudanças nos seus processos.

### **1.4 Revisão Bibliográfica**

O emprego da tecnologia em prol de uma geração de energia elétrica mais limpa, principalmente a energia proveniente de centrais térmicas, torna-se a cada dia uma realidade mais presente e aliado a metodologias científicas tem sido as ferramentas utilizadas nas indústrias na busca de processos mais eficientes, menos agressivos em relação às emissões de poluentes para atmosfera e, também, na eliminação de condições de riscos e situações de trabalhos insalubres, às quais os seres humanos podem estar expostos.

As indústrias japonesas adotam uma regra básica para avaliar se um processo deve ou não ser mecanizado ou, ainda, num nível mais elevado, se deve ser automatizado. Verificam-se as atividades presentes em seus processos de produção são perigosas, repetitivas ou sujas (JICA, 2003). Esses serviços são classificados como 3K que significa:

- *Kitsui* (perigoso)
- *Kitagai* (repetitivo)
- *Kitanai* (sujo).

A justificativa maior é sempre pela busca de processos de produção mais limpos, que agridadam menos o meio ambiente e que garantam cada vez menos a exposição do ser humano a situações de perigo e condições insalubres de trabalho. Essa busca conduz à necessidade de investimentos em equipamentos, ao emprego de tecnologias mais modernas e a fontes alternativas para processos produtivos (JICA, 2003).

Na última década, os assuntos referentes às fontes alternativas de energia elétrica voltaram ao foco das preocupações de governantes e entidades de defesa do meio ambiente, entre outras. Ações de destaque mundial ressurgiram, como o “Protocolo de Kyoto”, que tem como propósito maior a busca de soluções para a questão da poluição ambiental em geral. Porém, fatores sócio-econômicos e políticos de cada região do globo terrestre, por vezes, desviam o caminho natural da implementação de ações para solucionar o problema de emissões de poluentes na atmosfera, porém é fato que o esgotamento dos combustíveis fósseis que ainda são, em muitos Países e em especial nos da Europa e os Estados Unidos, a principal matéria-prima para obtenção de calor (sistemas de calefação) e energia elétrica, torna-se, a cada dia, uma realidade mais presente (JICA, 2003).

No Brasil, mais de 90% da energia elétrica é produzida nas hidroelétricas, que dependem de água em níveis adequados em seus reservatórios para gerar energia. Na década de 1990, a ausência de chuvas foi uma das maiores já registradas, prejudicando a oferta de energia. Diante deste cenário, no ano de 2000, o governo federal colocou em prática o Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica (ANEEL, 2006).

O plano, divulgado no dia 18 de maio de 2000, pela Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, jogou todas as suas fichas na cooperação da sociedade, mas não afastou o

risco de apagões no futuro. Essas medidas e, ainda, os últimos acontecimentos, como o apagão nacional ocorrido no ano de 2001, conduziram o governo federal a disparar um plano estratégico para tratar a questão (PEA, 2006). No início de 2000, concomitantemente com Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, lançou o Programa Prioritário de Termoelétricas - PPT, onde mais de 40 empresas assinaram protocolos para a construção de 49 usinas térmicas, em 19 estados brasileiros. A Petrobrás – Petróleo Brasileiro e a EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A já estavam negociando a construção de uma usina nova, na área da Usina Termoelétrica Piratininga, em função da localização privilegiada em que se encontra. Com o impulso dado pelo PPT, foi possível a concretização das negociações e a implantação do empreendimento denominado Usina Nova Piratininga - UNP (ZANCHETA, 2005).

A Usina Nova Piratininga é a primeira usina com turbinas a gás a gerar energia elétrica a partir da queima do gás natural no estado de São Paulo. Sua implantação é resultado do processo de remodelação e aumento da capacidade de geração da primeira grande termoelétrica construída na grande São Paulo, a Usina Termoelétrica Piratininga - UTP.

Outro projeto pode ser citado, como o caso da Usina Termoelétrica de Santa Cruz, de Furnas Centrais Elétricas S/A, localizada no Rio de Janeiro. A UTE Santa Cruz, que contava com duas turbinas de 82MW e duas turbinas de 218MW, movidas a vapor, fornecidas no final da década de 1960 pela *Westinghouse*, hoje pertencente a *Siemens* (FURNAS, 2006).

Em decorrência da crise no abastecimento de energia, no ano de 2001, a UTE Santa Cruz foi autorizada a ampliar sua capacidade instalada de 600MW para 950MW, a partir da transformação das duas unidades de 82MW em ciclo combinado e o acréscimo de dois turbogeradores a gás de 175MW cada. Num primeiro momento, entrarão em operação em ciclo aberto e, posteriormente, em ciclo combinado (FURNAS, 2006). A figura 1 mostra a

vista externa da UTE Santa Cruz com suas quatro unidades originais do final da década de 1960.



**Figura 1 - Usina Termoeletrica de Santa Cruz**

A experiência da UTP e de outras usinas com características semelhantes, como a UTE de Santa Cruz, vem demonstrando que a busca de uma geração termoeletrica mais limpa e eficiente é fator preponderante para a própria sobrevivência das usinas e que, também, implementar automatismo sobre equipamentos e sistemas, sobre uma planta existente e operando com muitos de seus subsistemas com tecnologia da época de sua implantação, é um trabalho árduo e desafiador.

Artigos publicados nos meios de comunicação demonstram que as nações ainda são muito dependentes dos combustíveis fósseis, merecendo destaque os Países da Ásia, Europa e os Estados Unidos da América. Para minimizar os efeitos negativos da utilização dos combustíveis fósseis, o investimento em novas tecnologias e em equipamentos é fundamental, porém estes investimentos não garantem sobrevida a esse tipo de fonte de combustível.

No Japão, por exemplo, pode ser verificada a utilização do óleo como combustível de caldeiras em usinas termoeletricas. Em contra partida, também, pode ser constatado o emprego de equipamentos e sistemas de controle com o que há de mais moderno em termos



de tecnologia. No controle e monitoração dos parâmetros de processo dessas termoelétricas é possível constatar a presença de sistemas digitais - *DCS-Digital Control System*, assim como outros equipamentos que agregam alta tecnologia minimizando consideravelmente as emissões de poluentes na atmosfera (JICA, 2003).

Assim, a busca por soluções para viabilizar a operação da UTP, desde sua implantação, tem sido um desafio ímpar, haja vista a necessidade constante de atender às legislações ambientais vigentes e também pela busca incessante de um melhor desempenho no processo de geração de uma planta de mais de cinquenta anos de existência que integra tecnologias de diferentes épocas. Em síntese, o automatismo empregado em prol de uma produção mais limpa e a busca de fontes alternativas para geração de energia tem sido o desafio apresentado às nações para garantirem sua própria sobrevivência (ZANCHETA, 2005).

## **1.5 Estrutura do Trabalho**

Para atender aos objetivos apontados na secção 1.3, este trabalho foi estruturado em 6 capítulos, com a pretensão de facilitar a compreensão dos leitores sobre o tema.

O capítulo 1 é composto pela descrição do problema, ou seja, a inviabilidade operacional da usina, pelas ações propostas, pelos objetivos e por uma breve contextualização a cerca do assunto em questão.

O capítulo 2 tem como objetivo apresentar o quadro atual da geração de energia elétrica no País, as diferentes fontes e suas respectivas contribuições, destacando a geração termoelétrica, sua importância no parque energético nacional e para a região Sudeste. Também serão apresentados dados históricos da Usina Termoelétrica Piratininga – UTP.

O capítulo 3 apresenta a tecnologia da instrumentação, o grau de automação presentes nos equipamentos do processo de geração termoelétrica da UTP, o conceito operacional original adotado desde o início da operação comercial das unidades e as condições de trabalho existentes antes das implementações.

O capítulo 4 apresenta as ações implementadas que possibilitaram mudar o conceito operacional original adotado desde o início da operação comercial das unidades, melhorar as condições de trabalho e a desempenho dos sistemas envolvidos no processo de geração termoelétrica.

O capítulo 5 apresenta os resultados obtidos, após as implementações realizadas, abordando as ações desenvolvidas e as melhorias obtidas em referência aos aspectos ambientais, condições insalubres de trabalho e a melhoria de desempenho do processo de geração termoelétrica.

O capítulo 6 apresenta a finalização do estudo com a conclusão e sugestões para desenvolvimento de novos trabalhos.

## **2 GERAÇÃO DE ENERGIA TERMOELÉTRICA NO BRASIL**

### **2.1 Contexto Nacional e a Importância da Geração das Termoelétricas**

Este capítulo tem como objetivo apresentar o quadro atual da geração de energia elétrica no País, as diferentes fontes e suas respectivas contribuições, com destaque para a geração termoelétrica, sua importância no parque energético nacional, principalmente na região Sudeste onde esta localizada a Usina Termoelétrica Piratininga, foco deste trabalho.

Cabe citar a previsão de ampliação da capacidade de geração da planta através da instalação de novas turbinas a gás, processo desencadeado pelo governo federal em 2000, quando lançou o Programa Prioritário de Termoelétricas – PPT. Este empreendimento, que possibilitou a ampliação da capacidade de geração da planta, foi denominado Usina Nova Piratininga – UNP.

Fechando este capítulo serão apresentados dados históricos, ciclo de operação e características das unidades da Usina Termoelétrica Piratininga - UTP, desde sua entrada em operação comercial em 1954 até os dias atuais.

Esses conceitos formarão a base teórica necessária para o leitor melhor compreender o processo de geração termoelétrica e as terminologias utilizadas neste trabalho, assim como a importância da geração termoelétrica para o parque energético nacional.

O mercado de energia elétrica nacional experimenta um crescimento da ordem de 4,5% ao ano, devendo ultrapassar a casa dos 100 mil MW no ano de 2008. O planejamento governamental de médio prazo prevê a necessidade de investimentos da ordem de R\$ 6 a 7 bilhões/ano para expansão da matriz energética brasileira, em atendimento à demanda do mercado consumidor (ANEEL, 2006).

Para o futuro, algumas alterações devem ocorrer na estrutura dos investimentos em energia, incluindo a instalação de centrais termelétricas a gás natural, que exigem prazos de

implementação e investimentos menores que as hidroelétricas. Por outro lado, deverão ser ampliadas as importações de energia da Argentina, Venezuela e Bolívia; e a interligação elétrica entre o Sul e o Norte do Brasil, o que significa maiores investimentos em rede de transmissão (ANEEL, 2006).

As principais oportunidades de negócios no mercado de energia elétrica nacional estão ligadas à oferta de novos empreendimentos de geração para exploração, pela iniciativa privada, e à construção de linhas de transmissão, bem como à privatização de ativos de sistemas de distribuição e de geração. Outro foco se concentra na universalização do atendimento às comunidades isoladas da região Norte do País e ao meio rural, que devem estar concluídos até 2005 (ANEEL, 2006).

O sistema elétrico brasileiro apresenta como particularidade grandes extensões de linhas de transmissão e um parque produtor de geração predominantemente hidráulica. O mercado consumidor (47,2 milhões de unidades) concentra-se nas regiões Sul e Sudeste, mais industrializadas. A região Norte é atendida de forma intensiva por pequenas centrais geradoras, a maioria termoelétricas a óleo diesel (ANEEL, 2006).

Na tabela 1 da página seguinte, são apresentados os valores correspondentes à geração de energia elétrica de diferentes fontes dos 26 estados da federação e o distrito federal.

Na figura 2, o gráfico demonstra a parcela de contribuição em percentagem de cada região do País, conforme dados fornecidos pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Constata-se que a região Sudeste é a que mais contribui com a geração de energia elétrica para o sistema elétrico nacional, seguida respectivamente pelas regiões, Sul, Nordeste, Norte e Centro Oeste.

Tabela 1 - Geração de energia elétrica no País (2003-2004)

GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GWh (*)				
ESTADO	2003	2004	% 04/03	% 2004
BRASIL	364340	387464	6,3	100,0
RONDÔNIA	2045	2506	22,5	0,6
ACRE	527	331	-37,3	0,1
AMAZONAS	5308	5667	6,8	1,5
RORAIMA	48	3	-94,3	0,0
PARÁ	28238	31385	11,1	8,1
AMAPÁ	741	850	14,6	0,2
TOCANTINS	4474	4633	3,6	1,2
MARANHÃO	656	749	14,1	0,2
PIAUI	587	680	15,8	0,2
CEARÁ	478	1705	256,5	0,4
RIO G. DO NORTE	87	140	60,1	0,0
PARAÍBA	79	79	1,0	0,0
PERNAMBUCO	3424	4871	42,2	1,3
ALAGOAS	15406	16388	6,4	4,2
SERGIPE	7878	8438	7,1	2,2
BAHIA	16311	18888	15,8	4,9
MINAS GERAIS	44262	47659	7,7	12,3
ESPÍRITO SANTO	5217	4620	-11,4	1,2
RIO DE JANEIRO	25587	26134	2,1	6,7
SÃO PAULO	58368	56756	-2,8	14,6
PARANÁ	80495	84506	5,0	21,8
SANTA CATARINA	8802	11185	27,1	2,9
RIO G. DO SUL	15211	15568	2,3	4,0
MATO G. DO SUL	13856	15222	9,9	3,9
MATO GROSSO	5124	5474	6,8	1,4
GOIÁS	21051	22914	8,8	5,9
DISTRITO FEDERAL	77,351	112,64	45,6	0,0

(\*) Inclui geração de autoprodutores.

Fonte: ONS - Operador Nacional do Sistema, Concessionárias e Autoprodutores.

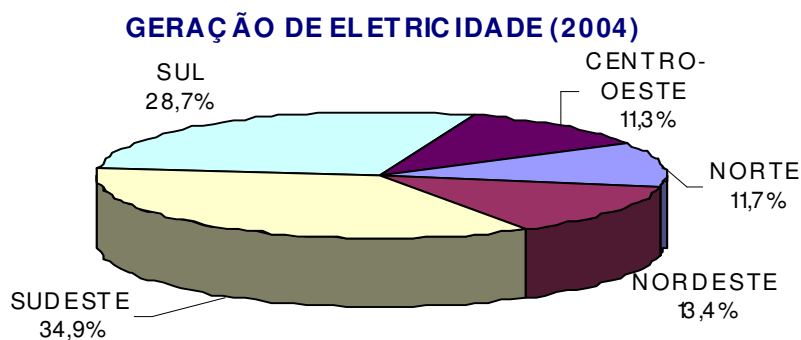


Figura 2 - Distribuição de geração por região do País

Ao longo das últimas duas décadas, o consumo de energia elétrica apresentou índices de expansão bem superiores ao do Produto Interno Bruto - PIB, fruto do crescimento populacional concentrado nas zonas urbanas, do esforço de aumento da oferta de energia e da modernização da economia. As classes de consumo residencial, comercial e rural obtiveram expressivos ganhos de participação, enquanto o segmento industrial teve participação menor nesse crescimento, principalmente pela utilização de tecnologias mais eficientes no uso final da eletricidade, aliada às medidas de racionalização de consumo colocadas em prática especialmente na década de 1990 (ANEEL, 2006).

O Brasil possui no total 1.489 empreendimentos em operação, gerando 93.481.601KW de potência. Está prevista para os próximos anos uma adição de 27.980.499KW na capacidade de geração do País, proveniente dos 75 empreendimentos atualmente em construção e mais 515 outorgadas, conforme tabelas 2 e 3.

**Tabela 2 - Empreendimentos em operação no País**

Empreendimentos em Operação				
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	Potência Fiscalizada (kW)	%
<a href="#">CGH</a>	187	99.223	98.776	0,11
<a href="#">EOL</a>	10	31.000	28.550	0,03
<a href="#">PCH</a>	261	1.379.296	1.345.031	1,44
<a href="#">SOL</a>	1	20	20	0
<a href="#">UHE</a>	150	71.722.197	69.866.298	74,74
<a href="#">UTE</a>	<b>878</b>	<b>23.341.412</b>	<b>20.135.926</b>	<b>21,54</b>
<a href="#">UTN</a>	2	2.007.000	2.007.000	2,15
<a href="#">Total</a>	<b>1.489</b>	<b>98.580.148</b>	<b>93.481.601</b>	100

Os valores de porcentagem são referentes à Potência Fiscalizada. A Potência Outorgada é igual à considerada no Ato de Outorga. A Potência Fiscalizada é igual à considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora.

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

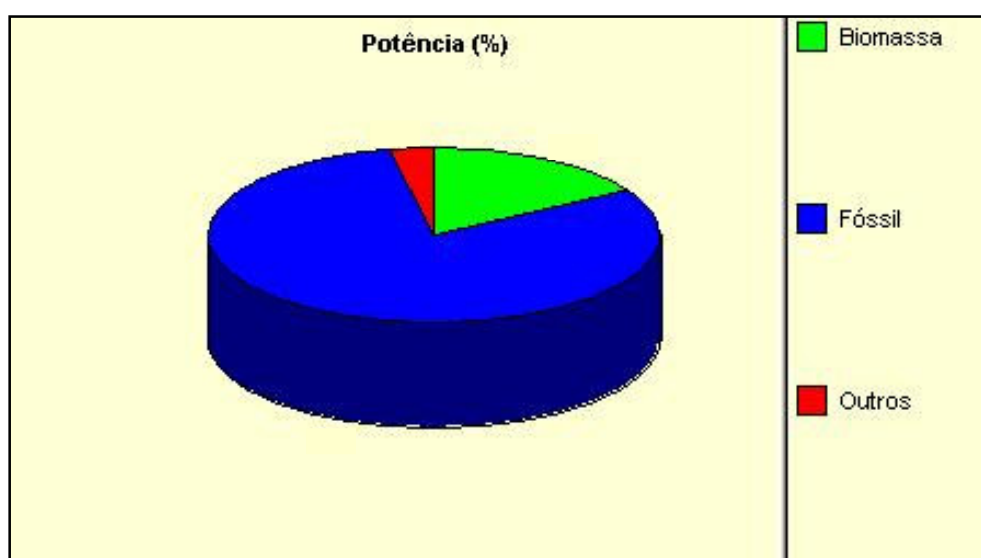
**Tabela 3 - Legenda da coluna tipo da tabela 2**

Legenda	
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
EOL	Central Geradora Eolielétrica
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SOL	Central Geradora Solar Fotovoltaica
UHE	Usina Hidrelétrica de Energia
UTE	Usina Termelétrica de Energia
UTN	Usina Termonuclear

No Brasil, as unidades geradoras que utilizam combustível em sua grande maioria são dependentes dos combustíveis fósseis, conforme dados da tabela 4 e figura 3 (ANEEL, 2006).

**Tabela 4 - Tipos combustíveis utilizados no País**

<b>Classe de Combustíveis Utilizados no Brasil - Operação</b>			
Combustível	Quantidade	Potência (kW)	%
<a href="#">Biomassa</a>	262	3.295.269	16,37
<a href="#">Fóssil</a>	597	16.196.610	80,44
<a href="#">Outros</a>	19	644.048	3,20
Total	878	20.135.927	100



**Figura 3 - Gráfico percentual por classe de combustível**

### 2.1.1 A Importância da Geração Termoeétrica

Em sistemas elétricos de geração, predominantemente, hidráulica, como o brasileiro, onde os períodos de baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas se alternam entre favoráveis e críticos, as usinas termoeletricas permitem uma melhor exploração dos reservatórios das usinas hidroelétricas, agregando ao sistema uma considerável fatia de energia assegurada, elevando, assim, a confiabilidade e estabilidade na oferta de energia. Na tabela 5, pode-se verificar o cenário dos empreendimentos outorgados, em operação ou em

fase de construção com destaque especial para os empreendimentos que envolvem geração termoelétrica, conforme parecer da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

**Tabela 5 - Situação atual dos empreendimentos no País**

<b>Resumo da Situação Atual dos Empreendimentos</b>		
<b>Fonte de Energia</b>	<b>Situação</b>	<b>Potência Associada (kW)</b>
124 empreendimento(s) de fonte <b>Eólica</b>	outorgada	5.323.393
5 empreendimento(s) de fonte <b>Eólica</b>	em construção	208.300
10 empreendimento(s) de fonte <b>Eólica</b>	em operação	28.550
1 empreendimento(s) de fonte <b>Fotovoltaica</b>	em operação	20
294 empreendimento(s) de fonte <b>Hidrelétrica</b>	outorgada	8.563.466
54 empreendimento(s) de fonte <b>Hidrelétrica</b>	em construção	3.592.178
598 empreendimento(s) de fonte <b>Hidrelétrica</b>	em operação	71.310.105
97 empreendimento(s) de fonte <b>Termelétrica</b>	outorgada	9.676.664
16 empreendimento(s) de fonte <b>Termelétrica</b>	em construção	616.498
880 empreendimento(s) de fonte <b>Termelétrica</b>	em operação	22.142.926

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.

Além do aspecto energético, as termoelétricas proporcionam um grande benefício sob o ponto de vista elétrico. Em geral, por estarem situadas junto aos principais centros de consumo de carga do País, contribuem enormemente para a confiabilidade do sistema e para a garantia de atendimento quando de interrupções ou intervenções em quaisquer elementos básicos do sistema de geração e transmissão de extra-alta tensão. Reduzem riscos e custos com transmissão, agregam maior confiabilidade e qualidade à energia entregue, principalmente no que se refere à tensão e frequência. Por não dependerem de fatores relacionados ao clima, as termoelétricas são opções de geração de energia em regime contínuo e próxima de sua capacidade instalada total durante todo o ano.



### **2.1.2 Geração Termoelétrica no Cenário Nacional**

Pelo fato das usinas termoelétricas serem de instalação relativamente rápida, com prazos entre 18 e 24 meses, o parque térmico brasileiro iniciou-se na década de 1950, como forma de ampliar rapidamente a disponibilidade energética. Três fatores foram determinantes: o crescimento industrial do pós-guerra, a situação crítica do parque hidráulico, em virtude de forte seca ocorrida e ao fato do combustível fóssil ser, naquela época, uma alternativa economicamente atrativa. Na região Sudeste foi utilizado o óleo combustível, enquanto no sul do País utilizou-se carvão mineral disponível na região (ANEEL, 2006).

No Norte e Nordeste a instalação de usinas térmicas atendeu às necessidades dos sistemas isolados e essas, ainda hoje, exercem papel fundamental e insubstituível no abastecimento de regiões mais distantes e eletricamente isoladas. Nessas regiões o principal combustível utilizado pelas termoelétricas é o óleo diesel, já sendo observadas iniciativas para emprego do gás natural (ANEEL, 2006).

Do ponto de vista ambiental, as usinas a gás natural não geram impactos ambientais significativos, considerando a implementação de sistemas de controle e tratamentos adequados, conforme parecer emitido no RIMA – Relatório de Impacto Ambiental da Modernização e Ampliação da UTP (EIA/RIMA, 2002).

### **2.1.3 Geração Termoelétrica no Estado de São Paulo**

No cenário estadual não foi muito diferente do nacional. O período de estiagem observado na década de 1950 comprometeu significativamente a geração de energia hidroelétrica na região Sudeste, levando o governo da época a investir em fontes de energia alternativa. Faremos aqui um breve resumo dos acontecimentos nos últimos 50 anos no estado de São Paulo. Um histórico que resgata desde a decisão pela construção de uma usina

termoelétrica na região Sudeste, desencadeando na criação da Usina Termoelétrica Piratininga, até sua situação nos dias atuais (ÉMAIS, 2004).

1950 – São Paulo vive período de estiagem, que se estende até 1952, comprometendo o fornecimento de energia elétrica.

1951 – O Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica determina à Light a apresentação de um projeto de termoelétrica.

1952 - O governador de São Paulo, Lucas Nogueira Garcez, apresenta o Plano Básico Energético. Em abril, começam as obras de construção e montagem da termoelétrica, sob a supervisão da firma *Stone & Weber*, de Boston e *New York*, que elaborou o projeto.

1954 – Construída em 23 meses, um tempo recorde, a Usina Termoelétrica Piratininga é inaugurada em 15 de novembro.

1957 – Começa a expansão para implantar as unidades 3 e 4.

1960 – Em Junho, o presidente da República, Juscelino Kubitschek, inaugura em São Paulo a unidade 3 da Usina Piratininga, acrescentando mais 136MW. A unidade 4 entra em operação no final do mesmo ano, totalizando 472MW.

1962 – Nasce a Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S/A.

1963 – Admitido o 1º Grupo de engenheiros brasileiros na Usina

1966 – O governo estadual cria e une onze empresas sob seu controle.

1973 – Primeiro choque do petróleo promovido pela OPEP - Organização dos Países Exportadores de Petróleo. A Usina começa a reduzir sua produção pelo alto custo do combustível.

1975 – Instituído o Programa Nacional do Alcool, o Pró-álcool.

1979 – A *Light*, Concessionária de Energia Elétrica é comprada pelo governo federal, através da Eletrobrás. Segundo choque do petróleo.

1981 – A *Light* em São Paulo passa para ao controle do governo do Estado. É testado o uso do álcool nas caldeiras da Usina.

1985/1986 – Começa a vigorar o horário de verão, depois de 18 anos, desde a primeira vez que foi instituído.

1986 – Após 10 anos sem geração, sendo somente mantida as atividades de conservação das unidades, a Termoelétrica Piratininga volta a operar. Novo período de seca com falta de água nos reservatórios das hidroelétricas. Tem-se início à utilização de óleo com baixo teor de enxofre nas caldeiras.

1989 – Promulgada a nova Constituição Paulista que prioriza o uso das águas do Billings para abastecimento público.

1992 – O Bombeamento das águas do Rio Pinheiros para a Represa Billings é suspenso, prejudicando o resfriamento das torres e limitando a capacidade de geração na Piratininga.

1996 – Criação da Aneel, Agência Nacional de Energia Elétrica.

1998 – De uma cisão da Eletropaulo nasce a EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia, que herda o parque gerador. Inicia-se na Usina Piratininga projeto para adaptar suas caldeiras, visando substituir óleo combustível por gás natural.

1999 – Época de poucas chuvas e racionamento de energia elétrica, a usina volta a operar, aumentando sua produção.

2000 – Início do uso de gás natural nas caldeiras 1 e 2 em substituição ao óleo combustível.

2001 – Paulistanos são forçados a economizar energia elétrica para evitar apagão. Inicia-se a parceria com a Petrobrás para a implantação de quatro turbinas a gás, em ciclo combinado.

2002 – Novo período de seca com racionamento de energia elétrica. Em 4 de julho é inaugurada a Usina Termelétrica Nova Piratininga, uma parceria entre a Petrobrás, EMAE e a Fundação Petrobrás de Seguridade Social – Petros, com investimento total de US\$300 milhões e 580MW de energia a partir do gás.

2003 – Desativadas as caldeiras 3 e 4 para dar lugar ao ciclo combinado.

2004 – Em andamento o EIA/RIMA – Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental para o licenciamento ambiental, visando à expansão da Usina e o fechamento do ciclo combinado nas unidades 1 e 2. A capacidade final da Usina deverá ser de 1.097,6 MW (ÉMAIS, 2004).

O projeto do ciclo combinado foi desenvolvido em fases. A tabela 6, denominada de fase 1, considera as quatro unidades da UTP e as quatro novas turbinas a gás da UNP ainda operando em ciclo aberto ou ciclo *Brayton*.

**Tabela 6 - Usinas e centrais geradoras**

<b>Usina</b>	<b>Potência (KW)</b>	<b>Destino da Energia</b>	<b>Proprietário</b>	<b>Município</b>
<a href="#">Piratininga</a>	472.000	SP	100% para <a href="#">Empresa Metropolitana de Águas e Energia S/A.</a>	São Paulo -SP
<a href="#">Nova Piratininga</a>	376.000	PIE	100% para <a href="#">Petróleo Brasileiro S/A.</a>	São Paulo -SP
Obs: na coluna Destino da Energia, SP significa Serviço Público e PIE significa Produção Independente de Energia.				

Fonte: ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica - 2006

### 2.1.4 A Usina Termoeletrica Piratininga

Em 15 de novembro de 1954, iniciou-se a operação comercial das duas primeiras unidades geradoras da Usina Termoeletrica Piratininga, denominadas unidades 1 e 2, conforme pode ser visto na figura 4, com potência instalada total de 200MW (GE, 1954).

Em função da expansão industrial, em 1960, mais duas unidades geradoras entraram em operação, elevando a capacidade geradora da usina para um total de 472MW (GE, 1960).



**Figura 4 - Unidades geradoras 1 e 2 da Usina Termoeletrica Piratininga**

A Usina Termoeletrica Piratininga está situada no município de São Paulo, estado de São Paulo, Brasil, às margens do Canal Pinheiros, no bairro de Pedreira, Santo Amaro. Esse local foi escolhido por ser próximo do grande centro de consumo de carga, por apresentar condições favoráveis para o transporte de combustível por oleoduto e, ainda, pela possibilidade de retirada do canal Pinheiros da água de resfriamento necessária à operação da usina (LIGHT, 1960).

Até o início da década de 70, a usina operou em regime de base, ou seja, operou com a sua máxima capacidade disponível. A primeira crise do petróleo, que ocorreu em 1973, acarretou na alteração do seu regime de operação, atendendo apenas às pontas de cargas com pouca geração, situação que perdurou entre os anos de 1974 e 1978.

No início do ano 1979, ocorreu a segunda crise do petróleo com uma forte majoração nos preços. A partir de então até 1985, a usina permaneceu em regime de reserva fria, ou seja, suas unidades geradoras entravam em operação mediante solicitação prévia de 48 horas.

Por motivos ambientais, em 1986 foi assinado um acordo com a CETESB- Companhia de Saneamento Básico do Estado de São Paulo, no qual ficou estabelecido que a usina passaria a utilizar o tipo de óleo combustível com baixo teor de enxofre, iniciando-se, assim, a adequação à legislação ambiental, reduzindo neste primeiro momento as emissões de óxidos de enxofre SO<sub>x</sub>, (EIA/RIMA, 2002).

Esses dois regimes, atendimento à ponta e reserva fria, foram altamente desfavoráveis, pois houve forte deterioração dos equipamentos com graves conseqüências na disponibilização das unidades.

No final de 1985, devido ao baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas nas regiões Sul e Sudeste, a usina voltou a operar em regime de base e a partir de 1987, com a regularização dos reservatórios, passou a operar com duas unidades em carga mínima. Por cerca de uma década, esse regime de carga mínima técnica possibilitou manter pessoal de operação treinado, enquanto se conservavam as unidades geradoras que se encontravam paradas (SVD, 2000).

Em 1996, devido a um novo período de baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas e a uma redução na confiabilidade do sistema elétrico, as unidades foram novamente solicitadas a operar com a máxima capacidade disponível e atendendo às solicitações do sistema elétrico, de acordo com as oscilações de carga.

Posteriormente, no final da década de 90, devido a questões econômicas e ambientais, houve a necessidade de adaptações nos geradores de vapor, também denominados de caldeiras das unidades, sendo nessa época implantados os queimadores bi-combustível, com possibilidade de queimar tanto o óleo combustível como o gás natural, com todo um

automatismo novo para o funcionamento destes equipamentos (ESALG BAILEY, 1998).

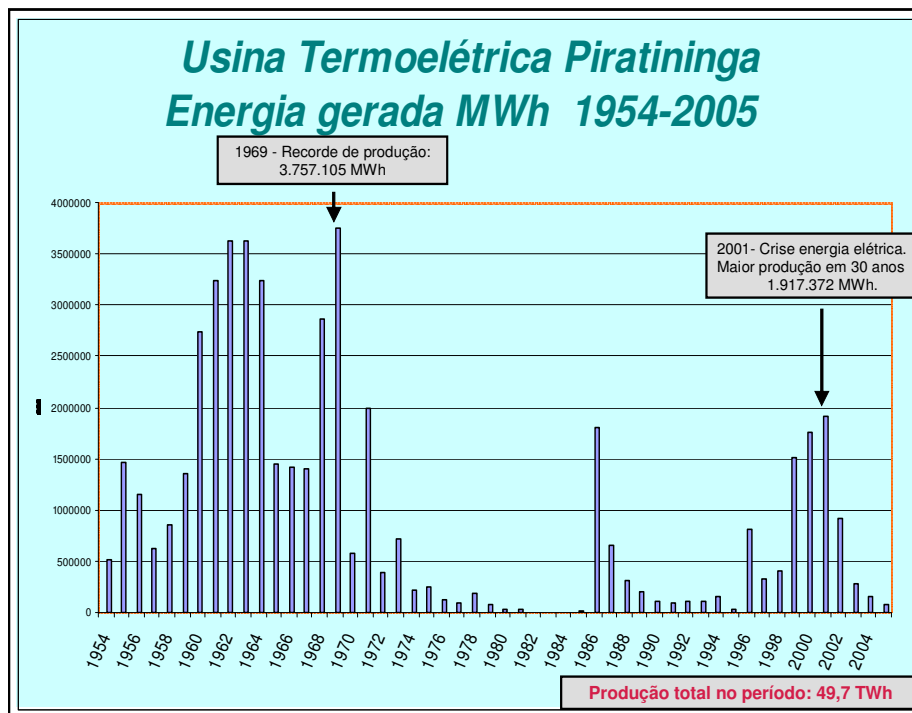
De 1996 até 2000 o sistema elétrico brasileiro, predominantemente hidroelétrico e com limitado investimento na expansão da capacidade de geração e transmissão, apresentou quedas progressivas no nível dos reservatórios. Esse fato levou ao despacho da usina, a partir de 1997, em regime de complementação de carga termoelétrica ao sistema elétrico.

Em 2001, a usina foi solicitada na sua capacidade máxima de geração, em função da crise de energia que atingiu o País, levando ao racionamento oficialmente decretado em maio de 2001. A usina permaneceu nesse regime de operação até o final do racionamento, em março de 2002.

Deste então, a usina permanece em operação com despacho de geração mínimo para cumprimento dos contratos de gás natural (*take or pay*) e disponível em caso de necessidade energética e ou elétrica. A figura 5 mostra uma vista externa das quatro unidades geradoras da Usina Termoelétrica Piratininga no ano de 2002, e a figura 6 mostra um gráfico de geração da Usina Termoelétrica Piratininga entre os anos de 1954 e 2005.



**Figura 5 - Unidades geradoras 1 a 4 da Usina Termoelétrica Piratininga**



**Figura 6 - Gráfico de geração da Usina Termoeletrica Piratininga (1954-2005)**

## 2.2 Ciclo Termodinâmico de Operação da Usina Termoeletrica Piratininga - Ciclo Rankine

As usinas termoeletricas denominadas convencionais geram energia elétrica a partir da combustão de combustíveis fósseis como o carvão mineral, o óleo diesel, o óleo combustível, o gás natural e outros, em geradores de vapor, também, denominados de caldeiras convencionais, onde há a transferência de calor para a água, realizando um ciclo denominado de Ciclo de Rankine (VAN WYLEN, G.J. e SONNTAG, R.E., 1976).

No gerador de vapor, há a queima do combustível e a transferência de calor para a água que muda do estado líquido para a fase de vapor. Essa troca é realizada de forma indireta entre o calor da chama e a água que passa internamente nos tubos, que formam as paredes da caldeira.

O vapor é direcionado à turbina que transforma a energia contida no vapor em energia mecânica rotativa que, através do acoplamento de um eixo, gira um gerador elétrico.



Após realizar trabalho na turbina, o vapor é condensado, retornando à fase líquida, a água é pressurizada através de bombas, retornando à caldeira. Esse ciclo se repete ininterruptamente.

A eficiência deste ciclo é próxima de 30% e, em algumas variações, como sistemas com reaquecimento, por exemplo, essa eficiência pode ser elevada em alguns pontos percentuais (ZANCHETA, 2000).

A figura 7 apresenta o ciclo convencional ou também denominado de Ciclo Rankine, aplicado na Usina Termoeletrica Piratininga.

Os processos que compreendem o ciclo são:

1-2: Processo de bombeamento adiabático reversível, na bomba.

2-3: Troca de calor a pressão constante, na caldeira.

3-4: Expansão adiabática reversível, na turbina.

4-1: Troca de calor a pressão constante, no condensador.

O ciclo de Rankine inclui, também, a possibilidade de superaquecimento do vapor, como o ciclo 1-2-3'-4'-1. Estes processos estão demonstrados na figura 8.

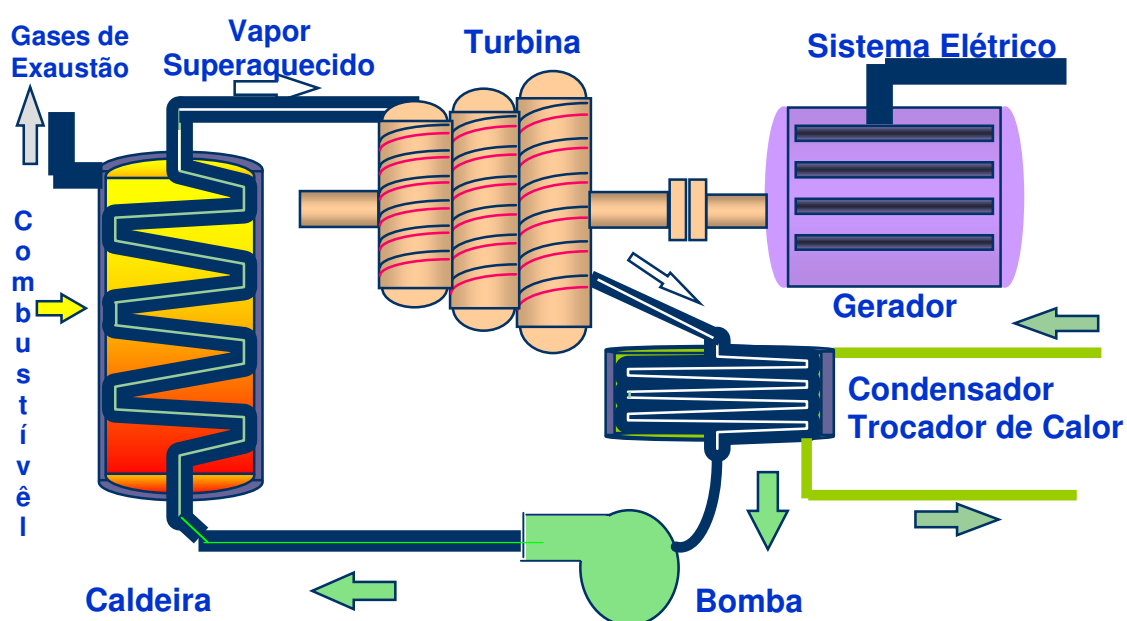
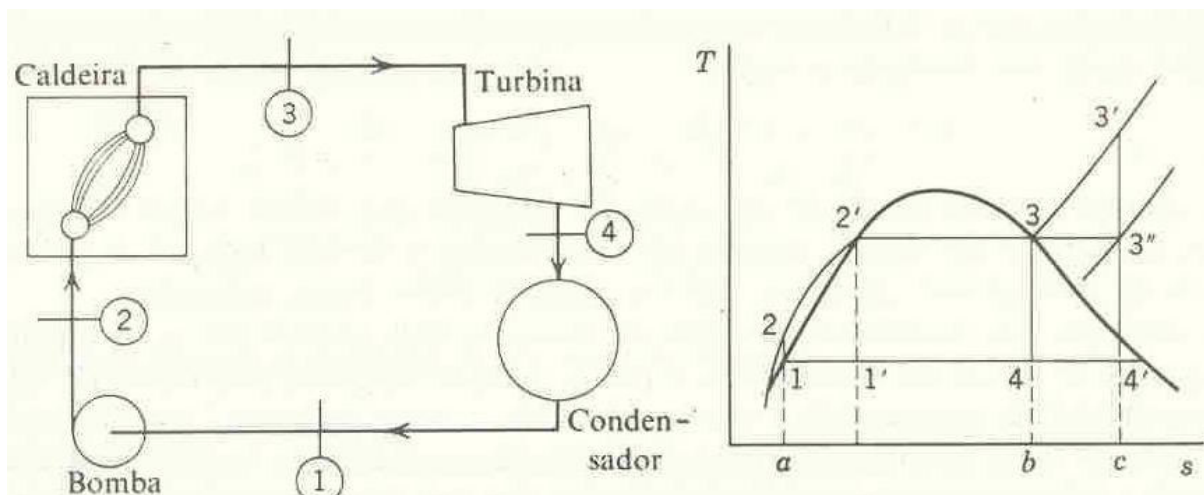


Figura 7 - Ciclo termodinâmico da Usina Termoeletrica Piratininga



**Figura 8 - Operação segundo o ciclo termodinâmico de Rankine**

Se as variações de energia cinética e potencial, forem desprezadas, as trocas de calor e trabalho podem ser representadas pelas diversas áreas do diagrama T-s. O calor transferido ao fluido de trabalho é representado pela área a-2-2'-3-b-a e o calor transferido do fluido de trabalho pela área a-1-4-b-a. Da primeira lei, concluímos ser a área que representa o trabalho a diferença entre essas duas áreas, isto é, a área 1-2-2'-3-4-1. O rendimento térmico é definido pela relação:

$$n_t = \frac{w_{liq}}{q_H} = \frac{\text{área}_{1-2-2'-3-4-1}}{\text{área}_{a-2-2'-3-b-a}} \quad (1)$$

Na análise do ciclo de Rankine, é útil considerar o rendimento como dependente da temperatura média, na qual o calor é fornecido, e da temperatura média, na qual o calor é rejeitado. Qualquer variação que aumente a temperatura média, na qual o calor é fornecido, ou que diminua a temperatura média, na qual o calor é rejeitado, aumentará o rendimento do ciclo de Rankine. Cabe mencionar que, na análise dos ciclos ideais neste capítulo, as variações de energia cinética e potencial, de um ponto do ciclo a outro, são desprezadas. Em geral, isso é uma hipótese razoável para os ciclos reais.

### 2.3 Características das Unidades Geradoras da Usina Termoeétrica Piratininga

Os principais dados técnicos e características dos principais equipamentos das unidades geradoras da Usina Termoeétrica Piratininga, respectivamente os geradores de vapor ou simplesmente caldeiras, as turbinas e os geradores elétricos são mostrados nas tabelas 7, 8 e 9, a seguir:

**Tabela 7 - Dados das caldeiras da Usina Termoeétrica Piratininga**

N.º	ITENS	CALDEIRAS Nº 1 e 2		CALDEIRAS Nº 3 e 4		UNIDADES
		Caldeira 1	Caldeira 2	Caldeira 3	Caldeira 4	
1	<b>Fabricante</b>	Babcock & Wilcox & Goldie McCulloch		Babcock & Wilcox Co.		
2	Tipo	Radiante - 2 tambores		Radiante - 1 tambor		
3	Nº de série	42.550	42.551	19.946	19.947	
4	Ano de fabricação	1953		1958		-
5	Ano de instalação	1954		1960		-
6	Produção nominal de vapor	386		454		t/h
7	Pressão do projeto no tubulão	70,3		156,4		atm. ef.
8	Pressão do trabalho no tubulão	67,8		141		atm. ef.
9	Pressão de vapor principal	61,5		133,6		atm. ef.
10	Pressão de vapor reaquecido	-		33,7		atm. ef.
11	Temperatura do vapor principal	496,1		537,8		°C
12	Temperatura do vapor reaquecido	-		537,8		°C
13	Temperatura de água de alimentação	220,5		243,3		°C
14	Rendimento global do projeto	87		88,67		%
15	Superfícies de troca de calor	-		-		-
	Fornalha	1.001		1.586		m <sup>2</sup>
	superaquecedor	1.905		7.078		m <sup>2</sup>
	Reaquecedor	-		2.034,60		m <sup>2</sup>
	Economizador	-		1.329		m <sup>2</sup>
	aquecedor de ar	19.412		20.763		m <sup>2</sup>
	tubos geradores	3.498		-		m <sup>2</sup>
16	Número de queimadores	12		16		-

Fonte: (Babcock & Wilcox & Goldie McCulloch Ltda, 1960).

**Tabela 8 - Dados das turbinas da Usina Termoeletrica Piratininga**

N.º	ITENS	TURBINAS Nº 1 E 2		TURBINAS Nº 3 E 4		UNIDADES
1	Fabricante	General Eletric Co.		General Eletric Co.		
2	Tipo	Condensação com sangrias		Condensação com sangrias e reaquecimento		
3	Nº de série	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	
		99.692	99.693	118.393	118.394	
4	Ano de instalação	1954		1960		-
5	Potência nominal	100		125		MW
6	Potência máx contínua garantida	100		136		MW
7	Pressão de vapor principal	59,8		126,6		atm. ef.
8	Pressão de vapor reaquecido	-		33,4		atm. ef.
9	Temperatura de vapor principal	496,1		537,8		°C
10	Temperatura de vapor reaquecido	-		537,8		°C
11	Pressão de exaustão (absoluta)	0,052		0,069		atm
12	Rotação	1.800		3.600		rpm
13	Nº de estágios	17		19		-
14	Nº pontos de extração	5		5		-

Fonte: General Eletric Co, 1960.

**Tabela 9 - Dados dos geradores da Usina Termoeletrica Piratininga**

Nº	ITENS	GERADORES Nº 1 E 2		GERADORES Nº 3 E 4			
1	Fabricante	General Eletric Co.		General Eletric Co.			
2	Tipo	ATB		ATB			
3	Nº de série	Gerador 1	Gerador 2	Gerador 3	Gerador 4		
		6.198.174	6.198.175	8.287.047	8.287.048		
4	Ano de instalação	1954		1960			
5	Rotação (rpm)	1.800		3.600			
6	Nº de pólos	4		2			
7	Frequência (Hz)	60		60			
8	Tensão dos terminais (V)	13.800		14.400			
9	Tensão de Excitação (V)	250		375			
10	Fator de potência	0,8		0,85			
11	Classe de isolamento	B		B			
12	Aumento de temp. máx. (°C)	60 estator	85 rotor	50 estator	76 rotor		
13	Números de fase	3		3			
Valores relacionados com a pressão do hidrogênio no interior do gerador							
14	Pressão hidrogênio (atm)	0,035	1,05	2,10	0,035	1,05	2,10
15	Potência aparente (KVA)	100.000	115.000	125.000	128.000	147.058	160.000
16	Potência real (KVA)	80.000	92.000	100.000	108.000	125.000	136.000
17	Corrente no estator (A)	4.184	4.810	5.229	5.132	5.895	6.415
18	Corrente de excitação (A)	985	1.080	1.150	806	880	934

Fonte: (General Eletric Co, 1960).

## 2.4 Características dos Combustíveis Utilizados na Usina Termoelétrica Piratininga

As caldeiras das unidades geradoras da UTP, implantadas nas décadas de 1950 e 1960, foram concebidas para queimar o carvão natural como combustível, porém, já na inauguração das unidades, já haviam sido adaptadas para queima de óleo combustível do tipo 1A que apresentava em sua composição um alto teor de enxofre, sendo o único recurso energético disponível numa época em que o lançamento de poluentes na atmosfera não era visto com preocupação (EIA/RIMA, 2002).

No ano de 1986 conforme citado no parágrafo 6º da seção 2.1.4, a usina passou a utilizar para queima o óleo combustível 1B, que apresentava em sua composição um baixo teor de enxofre, iniciando um período onde a preocupação com as emissões de poluentes na atmosfera tornara-se uma realidade. Dessa forma, a UTP adequava-se à legislação ambiental da época, reduzindo, nesse primeiro momento, as emissões de óxidos de enxofre (SO<sub>x</sub>). A partir do ano 2000 com troca dos queimadores, a possibilidade de queima de um combustível mais nobre ou menos poluente, no caso o gás natural, se fez possível reduzindo consideravelmente os índices de emissões, conforme descrito na seção 5.1, do capítulo 5, resultados obtidos após intervenções.

Os combustíveis utilizados em diferentes épocas na Usina Termoelétrica Piratininga tinham em suas composições substâncias que, quando participavam do processo de combustão, geravam subprodutos nocivos ao meio ambiente e ao ser humano. Dentre algumas dessas substâncias, podemos citar o enxofre contido no óleo combustível do tipo 1 entre outras para as quais serão apresentados alguns processos de formação, quando combinadas com oxigênio e o nitrogênio contidos na atmosfera. As tabelas 10 e 11, a seguir, apresentam as principais características dos combustíveis óleo e gás natural utilizados em diferentes épocas na UTP.

Tabela 10 - Características do óleo combustível

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>ÓLEO 1 A</b>	<b>ÓLEO 1 B</b>
Densidade	1,017 *	0,957 *
Ponto de fulgor	103 °C	84 °C
Ponto de fluidez	13 °C	6 °C
Enxofre	3,8% peso	0,8% peso
Cinzas	0,04% peso	0,04% peso
Poder calorífico superior	10.238 kcal/kg	10.530 kcal/kg
Teor vanádio	172 ppm	39 ppm
Sódio	19 ppm	40 ppm
Níquel	47 ppm	38 ppm
Viscosidade	65 °C=178 SSF	65 °C=180 SSF
	100 °C=30 SSF	100 °C=37 SSF

\* Densidade relativa (comparação da massa específica do óleo a 20°C em relação a massa específica da água a 4°C). A densidade da água a 4°C = 1g/cm<sup>3</sup>.

Tabela 11 - Características do gás natural

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>Unidade</b>	<b>Quantidade</b>
Hidrogênio - H <sub>2</sub>	% em Volume	0,0
Oxigênio - O <sub>2</sub>	% em Volume	0,0
Nitrogênio - N <sub>2</sub>	% em Volume	0,99
Dióxido de Carbono - CO <sub>2</sub>	% em Volume	0,48
Metano - CH <sub>4</sub>	% em Volume	89,91
Etano - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	% em Volume	6,05
Propano - C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	% em Volume	1,64
Iso Butano - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	% em Volume	0,22
Normal Butano - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	% em Volume	0,36
Iso Pentano - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	% em Volume	0,11
Normal Pentano - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	% em Volume	0,10
Hexano e superiores - C <sub>6</sub> +	% em Volume	0,13
Poder calorífico superior	Kcal/m <sup>3</sup>	9576

## **2.5 Processos Industriais de Combustão**

A poluição atmosférica é a principal preocupação ambiental relacionada à queima de combustível, devido à decorrente emissão de efluentes gasosos. Nos gases efluentes da combustão em processos industriais, encontram-se vários constituintes poluentes, sendo os óxidos de nitrogênio (NO<sub>x</sub>), o material particulado (MP) e os compostos de enxofre (SO<sub>x</sub>), os mais preocupantes. Outros, como o monóxido de carbono (CO) e os compostos voláteis (VOC), são constituintes, em equipamentos operando em condições normais, emitindo taxas muito pequenas, não causando danos ao meio ambiente (IPT/AET, 2000).

### **2.5.1 Formação e Emissão de Óxidos de Nitrogênio (NO<sub>x</sub>)**

Os óxidos de Nitrogênio são formados durante processos de combustão, devido às reações químicas entre o Oxigênio atômico e o Nitrogênio. Os óxidos de Nitrogênio são denominados, em termos gerais, de NO<sub>x</sub>, sendo os mais comuns o Monóxido de Nitrogênio, NO e o Dióxido de Nitrogênio, (NO<sub>2</sub>) (IPT/AET, 2000).

### **2.5.2 Formação e Emissão de Óxidos de Enxofre (SO<sub>x</sub>)**

O enxofre é uma impureza encontrada na maioria dos combustíveis fósseis, principalmente em frações pesadas da destilação do petróleo e em carvões minerais. Durante o processo de combustão desses combustíveis, o Enxofre reage com o Oxigênio convertendo-se em Dióxido de Enxofre (SO<sub>2</sub>) e trióxido de Enxofre SO<sub>3</sub> que, a partir da reação com a água (H<sub>2</sub>O) numa temperatura abaixo de 400°C, forma o ácido sulfúrico, H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> (IPT/AET, 2000). Essas reações estão demonstradas na tabela 12.

**Tabela 12 - Processo de formação e emissão de Sox**

$S + O_2$	$= SO_2$
$SO_2 + \frac{1}{2} O_2$	$= SO_3$
$SO_3 + H_2O(l)$	$= H_2SO_4$

### 2.5.3 Formação de Compostos Ácidos durante Processos de Combustão com Combustíveis Fósseis

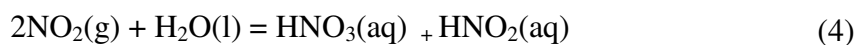
Em processos de combustão, devido às altas temperaturas, o oxigênio e o nitrogênio do ar combinam-se, gerando o gás NO:



Lançado na atmosfera o gás NO reage com o oxigênio, produzindo NO<sub>2</sub>:



Esse por sua vez, reage com a umidade, H<sub>2</sub>O, produzindo ácido nítrico HNO<sub>3</sub> e ácido nitroso HNO<sub>2</sub>. O ácido nítrico HNO<sub>3</sub> é um dos responsáveis pela chuva ácida:





### **3 CONDIÇÕES PRÉ-INTERVENÇÃO**

Este capítulo apresenta a tecnologia da instrumentação, os automatismos presentes nos equipamentos do processo de geração termoelétrica da UTP, o conceito operacional original adotado desde o início da operação comercial das unidades e as condições de trabalho existentes antes das implementações.

Essas informações servirão de base para a análise dos resultados obtidos após as implementações citadas no capítulo 4, condições pós-intervenções, de tal forma a alcançar os objetivos citados na seção 1.3 do capítulo 1 deste trabalho.

Este capítulo está dividido em três partes que retratam o estado anterior as implementações de cada um dos pontos citados no primeiro parágrafo.

#### **3.1 Instrumentação original da Usina Termoelétrica Piratininga**

Todos os sistemas de controle e supervisão, desde a entrada de água de circulação até a transformação de energia térmica em energia elétrica, envolvem monitorações de grandezas físicas, tais como: temperatura, pressão, vazão, nível, tensão, corrente e potência, com utilização de centenas de transmissores, indicadores e registradores espalhados pela planta. Dentre os diversos sistemas de controle existentes na UTP, alguns são considerados vitais, sem os quais o processo de geração termoelétrica não se completa. Dentre esses sistemas destacam-se o sistema de controle da combustão, o sistema de controle de nível do tambor das caldeiras, o sistema de análise da água e o sistema de supervisão dos turbogeradores.

Esses sistemas de controle são compostos de vários elementos, cada qual com uma função definida. A instrumentação de controle da usina era, na sua maioria, de um tradicional fornecedor do mercado. Era baseada em tecnologia pneumática e utilizava elementos dedicados às funções de controle e registro das variáveis do processo de geração

termoelétrica. Assim sendo, cabe uma breve descrição da definição desses elementos, bem como sua aplicabilidade nas malhas de controle da UTP.

### **3.2 Elementos dos Sistemas de Controle da Usina Termoelétrica Piratininga**

**ELEMENTOS MEDIDORES** - são instrumentos que medem as variações das grandezas controladas e as indicam ou registram em gráficos apropriados, através de movimentos mecânicos proporcionais às variações das mesmas grandezas.

**ELEMENTOS PRIMÁRIOS** - são elementos sensíveis às mudanças da variável controlada e que as comunicam ao elemento medidor.

**ELEMENTOS CONTROLADORES** - são os que recebem do medidor o sinal de variação através dos movimentos mecânicos e transforma esses sinais em sinais de controle. No caso do controle das caldeiras 1 e 2, os “*Pilotrols*” que enviam sinais pneumáticos para o posicionamento dos elementos finais de controle.

**ELEMENTOS MODULADORES** – são os que recebem um ou mais sinais e enviam um único sinal modulado ao elemento final de controle, fazendo com que a ação de controle seja a adequada para o caso.

**ELEMENTOS SELETORES** – são as válvulas seletoras Automático/Manual que permitem isolar os elementos anteriores quando se deseja controlar manual e remotamente os elementos finais de controle

**ELEMENTOS PROTETORES** - são aqueles usados em alguns casos, como proteção da caldeira, em situações anormais, isolando o sinal de controle automático ou manual, vindo das seletoras e fazendo com que o elemento final de controle abra ou feche totalmente, a fim de manter a segurança do equipamento controlado, como por exemplo, as caldeiras. No caso da UTP são usadas válvulas solenóides de três vias.

ELEMENTOS POSICIONADORES - são elementos que, recebendo um sinal de controle, controlam a energia fornecida à unidade motora do elemento final de controle, de maneira a introduzir no agente de controle uma mudança adequada para atender a variação inicial da grandeza controlada.

ELEMENTOS FINAIS DE CONTROLE - são elementos que têm uma unidade motora, a qual, dirigida pelo posicionador, move os elementos finais propriamente ditos, até a posição determinada pelos sinais de controle final.

### **3.3 Instrumentação das Unidades Geradoras 1 e 2**

A instrumentação das unidades 1 e 2, original da usina, remontava a década de 1950 e utilizava tecnologia da época. Os controladores possuíam tecnologia pneumática e os registradores, quando não eram pneumáticos, eram valvulados (GE, 1954).

Apresentavam altos índices de intervenção para realização de manutenções corretivas ocasionadas por falhas e/ou desgastes de seus componentes. Devido à obsolescência de seus componentes, as manutenções dia a dia tornaram-se precárias e ineficientes. Folgas presentes nos mecanismos dos instrumentos comprometiam as indicações que requeriam constantes intervenções corretivas pela equipe de manutentores. Outros instrumentos como registradores, que tinham em seus circuitos eletrônicos, válvulas eletrônicas, também apresentavam erros em suas indicações, muitas vezes ocasionados pelo desgaste natural das válvulas, para as quais havia uma grande dificuldade de reposição, devido não haver fornecedores no mercado face à obsolescência da tecnologia implantada.

### 3.4 Descrição de Elementos Comuns aos Sistemas de Controle

Serão descritos os elementos comuns aos sistemas de controle das unidades 1 e 2, apresentando o princípio de funcionamento de cada um, seguido de exemplos práticos de aplicações nas malhas de controle do processo de geração termoelétrica da usina.

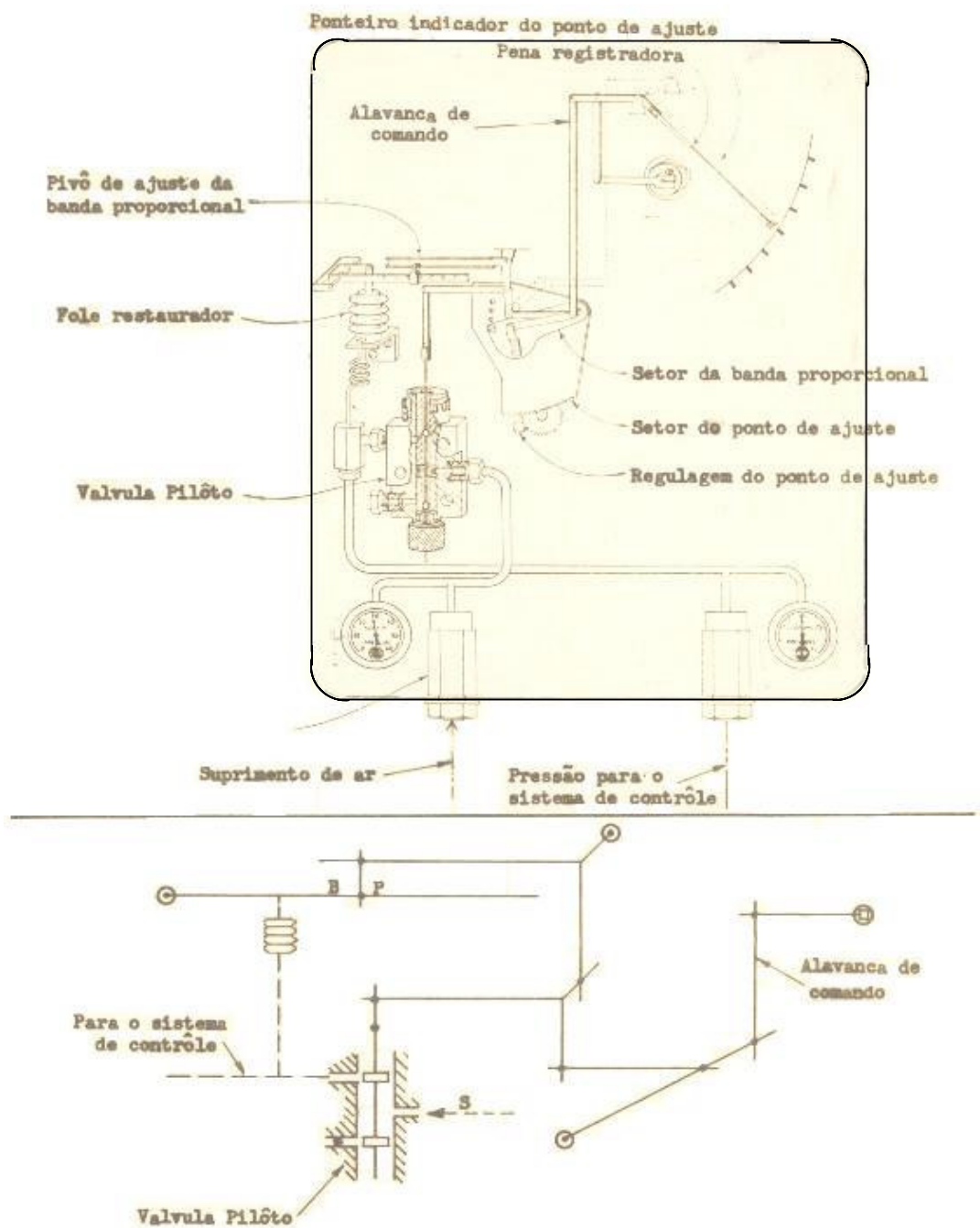
Assim, para unidades 1 e 2 têm-se:

- Elementos Controladores – *Pilotrols*.
- Elementos Moduladores - os relés *Standatrols*, tipo “*Custom-Line*”.
- Elementos Seletores - as válvulas seletoras “*Custom Line*”.
- Elementos Protetores - compostos por válvulas solenóides.
- Elementos Posicionadores - montados junto a unidade motora do elemento final de controle.
- Elementos Finais de Controle – válvulas e pistões.

#### 3.4.1 Elementos Controladores (*Pilotrols*)

Nos sistemas de controle das caldeiras 1 e 2 da UTP, os elementos controladores são chamados *Pilotrol*, nome patentado pelo fabricante e que reflete a ação do elemento, isto é, o controle por válvula piloto.

O *Pilotrol* consta de um sistema de alavancas, ver figura 9, que comunica o movimento do medidor à haste da válvula piloto. Quando há uma variação na grandeza controlada, ou variável controlada, o elemento medidor impõe, através do sistema de alavancas, um movimento na haste da válvula piloto, causando a admissão ou exaustão de ar no sistema de controle.



**Figura 9 – Elemento Controlador Pilotol**

O *Pilotol* consta, ainda, de um fole restaurador que está ajustado à mesma pressão enviada ao sistema. Esse fole comanda um outro jogo de alavancas, que move a haste em sentido contrário ao imposto inicialmente pelo medidor. Essa ação de restauração finda-se quando as portas de saída da válvula piloto estiverem fechadas e isso sucede quando a

variação de pressão no sistema e no fole, resultante da variação da massa de ar pela exaustão ou admissão através da válvula piloto, for proporcional à variação da posição da alavanca de comando, ou seja, à variação da grandeza controlada.

A razão de proporcionalidade é ditada pelo ajuste da Banda Proporcional que é feito em dois pontos: um na fixação do setor da Banda Proporcional ao setor de ponto de ajuste e outro na posição do pivô da Banda Proporcional que movimenta as duas alavancas horizontais superiores.

A fixação do setor da Banda Proporcional ao setor do ponto de ajuste pode ser feita num dos quatro furos existentes no último setor: C, D, E ou F. Os furos D e F conferem ao Pilotrol uma Banda Proporcional estreita e os furos C e E, uma Banda Proporcional larga. A localização dos dois furos para Banda Proporcional estreita e dos 2 para B.P. larga permite a multiplicação por (+ um) ou por (- um) da constante de proporcionalidade, Banda Proporcional. A fixação dos setores pelos furos C ou D faz com que o sentido de movimento inicial da haste da válvula piloto seja contrário ao sentido do movimento da alavanca e comando, enquanto que a fixação em E ou F garante a movimentação no mesmo sentido da haste e da alavanca.

Além desse ajuste aproximado, a banda proporcional pode ser ajustada, mais acuradamente, pela localização da articulação entre as alavancas horizontais superiores; o pivô da banda proporcional pode ser deslocado ao longo das alavancas e fixar-se em um dos doze furos feitos na alavanca sujeita à força do fole restaurador. Quanto mais o pivô se afasta do fole, maior é a banda proporcional e, portanto, menor a sensibilidade do aparelho.

É fácil verificar que se o setor da banda proporcional fixar-se ao setor do ponto de ajuste a meio caminho entre C e E, a sensibilidade será nula, isto é, qualquer que seja o movimento imposto à alavanca de comando, não haverá movimento na haste da válvula piloto.

O setor do ponto de ajuste pode ser girado quando se quer mudar o ponto de ajuste, isto é, quando se deseja mudar o valor da variável controlada, para o qual o Pilotrol envia ao sistema a pressão neutra de controle, que vale 15psig quando a gama de variação de pressões da saída do Pilotrol é de 3 a 27psig, como no caso da instrumentação da UTP. A pressão de suprimento é de 30psig.

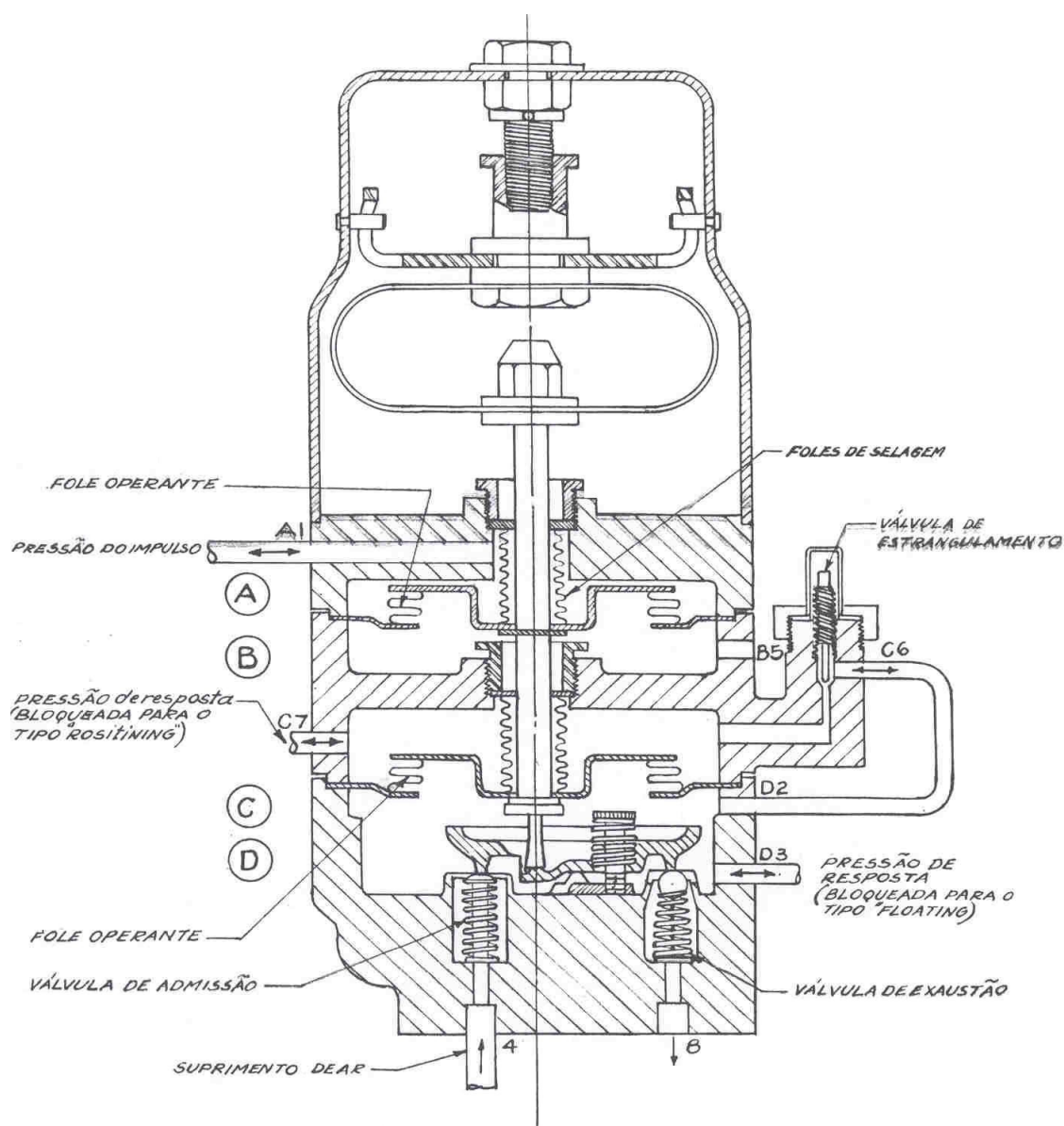
O Pilotrol, quando considerado isoladamente ou quando não houver entre os elementos moduladores nenhum *Standatrol*, confere ao sistema, ao qual serve, uma ação controladora do tipo Posicionamento Proporcional.

### 3.4.2 Elementos Moduladores

São elementos que amplificam, somam, subtraem ou invertem sinais vindos de um ou mais controladores *Pilotrol* e ou de outros elementos moduladores e enviam um sinal modificado para outra unidade do sistema de controle, para outros moduladores e ou para elementos finais de controle.

Nos sistemas de controle das unidades 1 e 2, os elementos moduladores usados são os relés *Standatrols*, tipo “*Custom-Line*” da *Bailey Meter Company*.

Na figura 10 está esquematizado um *Standatrol*. Os relés *Custom-Line* são construtivamente idênticos a esse *Standatrol*, a menos da interligação entre as câmaras C e D, através da válvula de estrangulamento na entrada, C6 da câmara C. A válvula estranguladora em C6 permanece no relé quando houver necessidade de atrasar um sinal para transformá-lo em controlador para corretivo.



**Figura 10 - Relé Standatrol Custom-line**

O relé consta de quatro câmaras, denominadas A, B, C e D. Dois foles operantes separam a câmara A da câmara B, e a câmara C da câmara D. As câmaras B e C são isoladas por um fole de selagem. Um outro fole de selagem é usado com uma caixa de engaxetamento em torno da haste, que atravessa a câmara A. Ambos os foles de selagem estão presos à haste do relé. A parte superior da haste está ligada a uma mola em arco, e a parte inferior posiciona a alavanca operante, a qual controla a abertura da válvula de admissão e exaustão da câmara D. A tensão da mola pode ser ajustada quando da calibração do relé.



O princípio de operação baseia-se na admissão ou exaustão de ar na câmara D, a fim de contrabalançar as pressões atuantes nas câmaras A, B e ou C e a tensão na mola.

Um aumento de pressão na câmara A moverá a haste para baixo, abrindo a válvula de admissão, que está ligada ao suprimento de 30 psig e fechando a válvula de exaustão durante um certo tempo, até que se tenha admitido a quantidade de ar tal que a variação de pressão em D contrabalanceie a variação de pressão em A. O mesmo se dá, se houver um aumento na câmara C. Entretanto, em caso de haver um aumento de pressão em B, a haste mover-se-á para cima, fechando a válvula de admissão na câmara D e abrindo a de exaustão, reduzindo a pressão em D para compensar o aumento em B. Assim, pode-se escrever para os relés a seguinte equação:

$$A - B + C = D + S \quad (5)$$

onde A, B, C e D são as pressões nas câmaras A, B, C, e D, respectivamente, e S é a tração na mola.

#### **3.4.2.1 Ação de Controle Posicionamento Proporcional mais Reajuste**

A ação de controle obtida tanto do *Pilotrol* como dos relés, salvo condições especiais não consideradas nesse estudo, é do tipo posicionamento proporcional, isto é, para cada valor da variável controlada, há um distinto sinal de saída. Em outras palavras, a variável controlada deve variar para mover o elemento final de controle a uma nova posição. Isso significa ser impossível manter um valor constante para o ponto de ajuste, independente de como possa variar a carga da caldeira.

Em grandes caldeiras, faz-se indispensável, para máxima economia, manter um valor

fixo da variável controlada sejam quais forem as variações de carga. No caso das caldeiras 1 e 2 da UTP, elas operam com pressões de vapor principal de 875psig e essa pressão deve ser mantida seja a carga 25MW, 100MW ou qualquer outra, pois do contrário a eficiência total da caldeira seria afetada. Por isso, torna-se necessário manter um valor desejável para a variável, grandeza, controlada ao longo de toda a gama de variação de carga. Esse tipo de ação de controle é o chamado posicionamento proporcional mais reajuste. Essa ação é obtida nos sistemas de controle empregados nas unidades 1 e 2 por um elemento modulador pneumático denominado *Standatrol*.

As características de construção são idênticas aos relés descritos anteriormente, com a adição de uma interligação entre as câmaras C e D através de uma válvula estranguladora como se pode observar na figura 10. O *Standatrol* opera da seguinte maneira: qualquer aumento de pressão na câmara D, causado por um aumento em A, será comunicado à câmara C pela válvula estranguladora. Esse aumento em C conseqüentemente causará um aumento maior em D e essa ação continuará até que a câmara D esteja na mesma pressão de suprimento, a menos que a pressão em A tenha sido trazida de volta a seu valor original. Analogamente, uma redução de pressão em A, causaria a redução em D até zero, se a pressão normal em A não fosse restabelecida. Uma vez restabelecida a pressão normal em A, geralmente 15psig, significando que a grandeza controlada está com o valor desejável, a resposta do *Standatrol* poderá ser qualquer uma, igual nas câmaras C e D, dentro da gama de 3 a 27psig, conforme a carga da unidade.

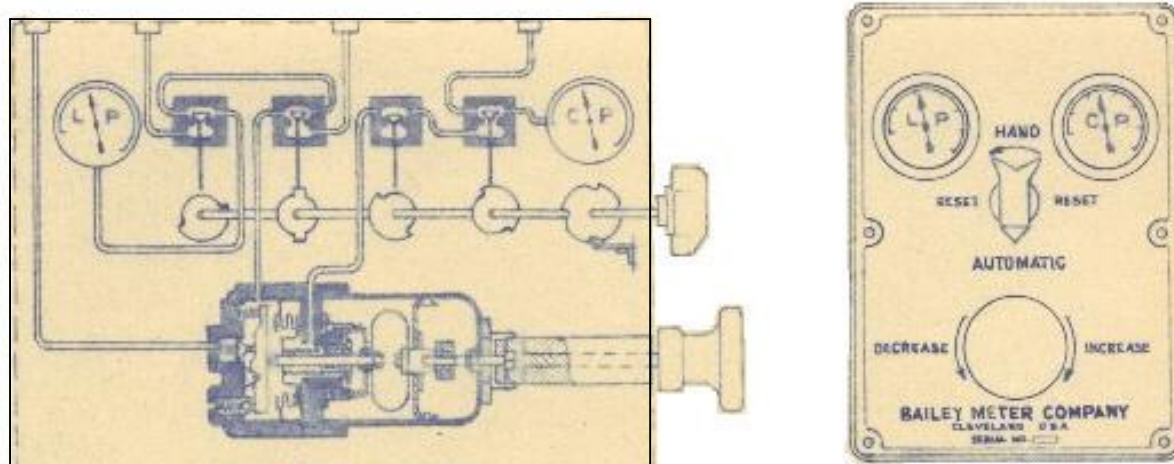
### **3.4.3 Elementos Seletores**

Nos sistemas de controle das caldeiras 1 e 2, os elementos seletores são as válvulas seletoras “*Custom Line*” tipo A61 ou A62-5. A localização das válvulas seletoras num único

painel de controle, o painel da caldeira, permite ao operador um melhor posicionamento de operação.

O uso de válvulas seletoras introduz segurança ao sistema, pois o operador pode, em qualquer tempo, isolar qualquer parte do sistema de controle automático para teste ou reparo dos componentes desta parte do controle. No caso de defeito a parte pode ser isolada, passando o controle para manual, até que o defeito seja sanado, sem que as demais partes deixem de funcionar automaticamente.

As válvulas seletoras permitem, também, fazer ajustamentos temporários no sinal de controle para o elemento final. Por uma operação adequada o sinal de controle, saída do seletor, pode ser aumentado ou reduzido de uma certa quantidade, e essa mudança pode ser mantida durante o tempo desejado pelo operador e, em seguida, retirada. Há períodos em que aparecem dificuldades temporárias, por exemplo, uma pá de um abafador danificada. Nessa situação, até que a dificuldade seja superada, torna-se necessária uma modificação no sinal de controle para o abafador. Essa modificação é o acréscimo ou redução no sinal de saída da válvula seletora e pode ser conseguida, posicionando a pressão da mola em arco regulável, pela manopla de ajuste manual, conforme pode-se concluir na análise da figura 11.



**Figura 11 - Válvula seletora Standatrol Custom-line**

Construtivamente, a válvula seletora é um conjunto formado por um relé pneumático de duas câmaras, semelhante as do relé “*Custom-Line*” com uma mola em arco regulável através da manopla de ajuste manual e por um conjunto de válvulas de fechamento, comandadas por um eixo de cames, o qual é girado pelo botão seletor.

As câmaras da válvula seletora correspondem às câmaras do relé “*Custom-Line*”, e a equação que rege sua operação é a seguinte:

$$A = D + S \quad (6)$$

onde A corresponde à pressão na câmara A, que é igual à pressão de entrada, recebida de um manipulador.

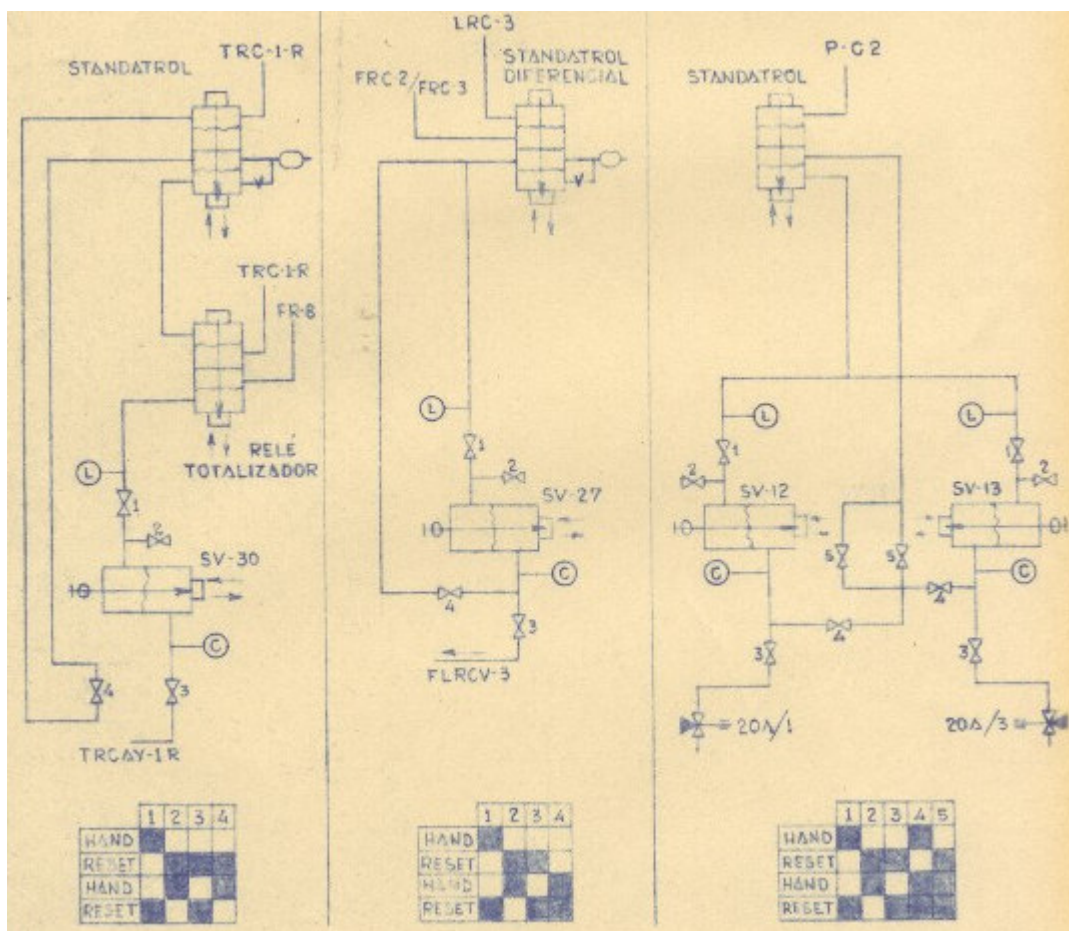
D corresponde à pressão na câmara D, que é igual à pressão de saída, comunicada a um elemento final de controle.

S corresponde à tração na mola, ajustável manualmente.

Em operação automática normal, deve-se obter  $A = D$ . Portanto,  $S = 0$ . Em operação manual,  $A = 0$  e, portanto,  $D = -S$ , onde o sinal (-) indica compressão na mola.

As válvulas de fechamento são usadas para evitar perturbações no sistema de controle, quando o controle passa de manual para automático ou vice-versa. Para isso o botão seletor, que só pode ser girado no sentido horário, tem duas posições intermediárias chamadas “*reset*”, reajustagem, nas quais deve ser retirada ou imposta a compressão na mola regulável quando da transferência, respectivamente, de manual, “*Hand*”, para automático, “*Auto*”, ou de automático para manual.

Conforme a aplicação da válvula seletora, pode variar o número de válvulas de fechamento, quatro ou cinco, e as formas dos cames. Na figura 12 estão representados os três tipos de válvulas seletoras usadas no controle das caldeiras 1 e 2.



**Figura 12 - Válvulas seletoras de controle das caldeiras 1 e 2**

Pode-se verificar as posições das válvulas de fechamento, correspondentes a cada posição do botão seletor, pela leitura do quadro de posições junto aos esquemas, os quais mostram as ligações com elementos moduladores, tendo sido tomados como exemplo um trecho de cada um dos sistemas de controles, respectivamente, temperatura, fluxo e proteção.

Para os três tipos de válvulas seletoras, conforme sua aplicação, as posições de fechamento e abertura das válvulas um, dois e três, correspondentes a cada posição do botão seletor, são as mesmas, isto é, a forma e posição dos comes um, dois e três são iguais. A válvula de fechamento número três fecha ou abre antes das outras, isso permite que antes de qualquer transferência o elemento final de controle fique isolado da válvula seletora e com a mesma pressão anterior à transferência.

Os dois relés remotos manuais, instalados junto às válvulas seletoras, no painel da caldeira, para controle dos abafadores dos desvios do aquecedor de ar, são incluídos entre os elementos seletores, apesar de só permitirem controle manual, por terem a mesma construção das válvulas seletoras, a menos das válvulas de fechamento que não existem, e com a câmara A aberta para a atmosfera. A equação de operação do relé remoto manual é:

$$D = - S (A = 0) \quad (7)$$

onde D é a pressão na câmara D enviada ao elemento final de controle;

-S é a compressão na mola dada pela manopla de ajuste manual.

#### 3.4.4 Elementos Protetores

Além das proteções dos elementos finais de controle no caso de falha no sistema de suprimento de ar comprimido, as caldeiras 1 e 2 têm dispositivos de proteção contra explosão quando ocorrerem irregularidades no suprimento de óleo ou nos ventiladores. Nesses dois casos os sistemas de proteção são compostos por válvulas solenóides que estão diretamente relacionados com a malha de controle da combustão.

Essas válvulas solenóides fornecidas pela “Automatic Switch Co.” são de três vias, cada uma delas sendo designada pelas letras “A”, “B” e “C”. A conexão “A” está permanentemente aberta, enquanto que as conexões “B” e “C”, uma estará aberta e outra fechada, conforme a bobina do solenóide esteja ou não energizada.

Quando a bobina não está energizada, a via “C” está aberta e a via “B” está fechada. Quando a bobina está energizada, a via “B” está aberta e a via “C” está fechada.

A energização das bobinas dos solenóides, conforme a irregularidade ocorrida, no suprimento de óleo ou nos ventiladores pode ser visto na figura 13.

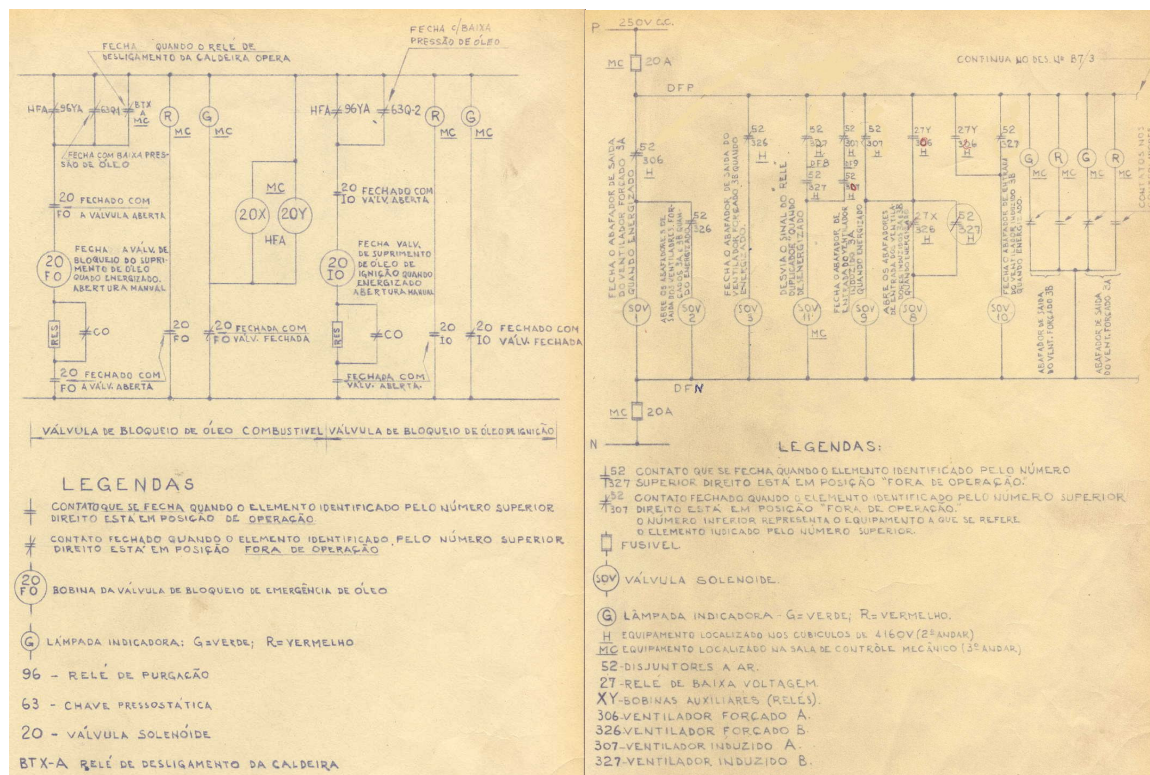


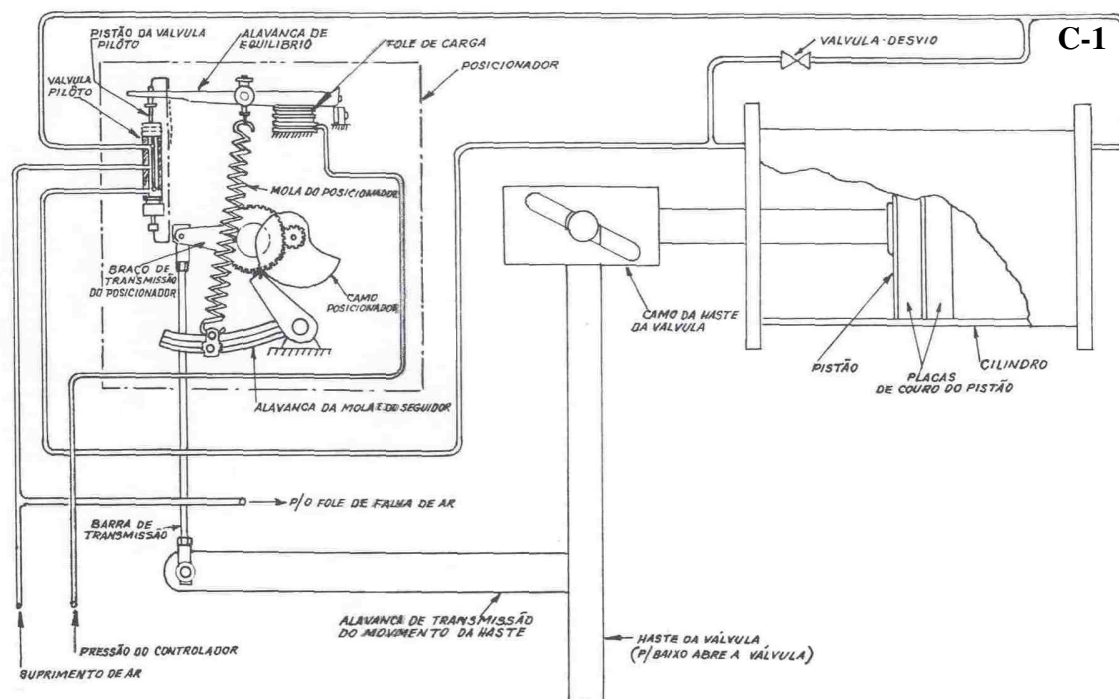
Figura 13 - Circuito de proteção das caldeiras 1 e 2

### 3.4.5 Elementos Posicionadores

O posicionador é responsável pelo posicionamento do elemento final de controle quando esse for movido a pistão ou diafragma.

Normalmente ele está montado junto à unidade motora do elemento final de controle.

A figura 14 ilustra o funcionamento de posicionadores quando aplicados a comandos de controle de abafadores dos conjuntos ventiladores do sistema de tiragem das caldeiras.



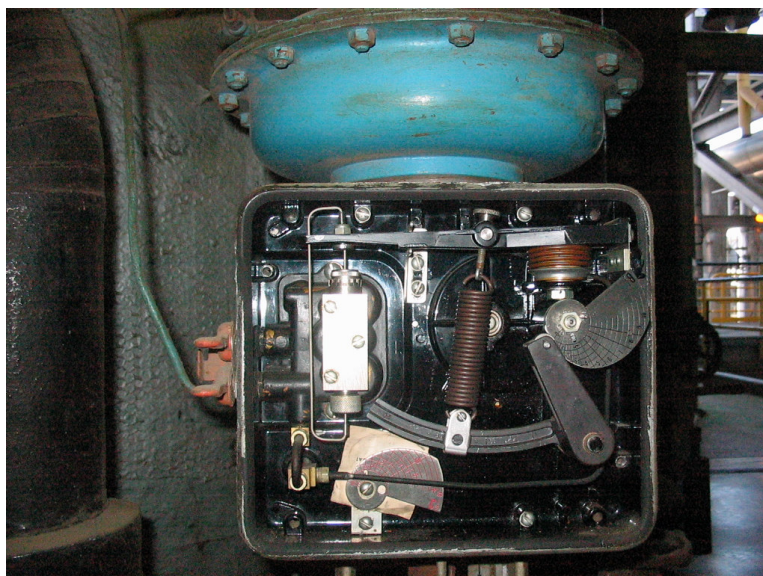
**Figura 14 - Posicionador para abafadores dos ventiladores das caldeiras**

Quando há o aumento no sinal de controle vindo do elemento seletor, o fole expande-se e eleva a alavanca de balanço e a haste da válvula piloto. Admite-se, assim, ar na pressão de suprimento na parte inferior do cilindro através da linha C-1 forçando o pistão para cima e girando a alavanca de comando no sentido horário. Essa, por sua vez, abaixa a barra de comando do posicionador girando o came posicionador no sentido anti-horário.

Em conseqüência, o conjunto formado pela alavanca da mola e pelo seguidor do came é, também, girado no sentido anti-horário esticando a mola posicionadora até que a haste da válvula piloto volte à posição neutra, quando o pistão não mais se movimenta, pois as pressões abaixo e acima dele são iguais.

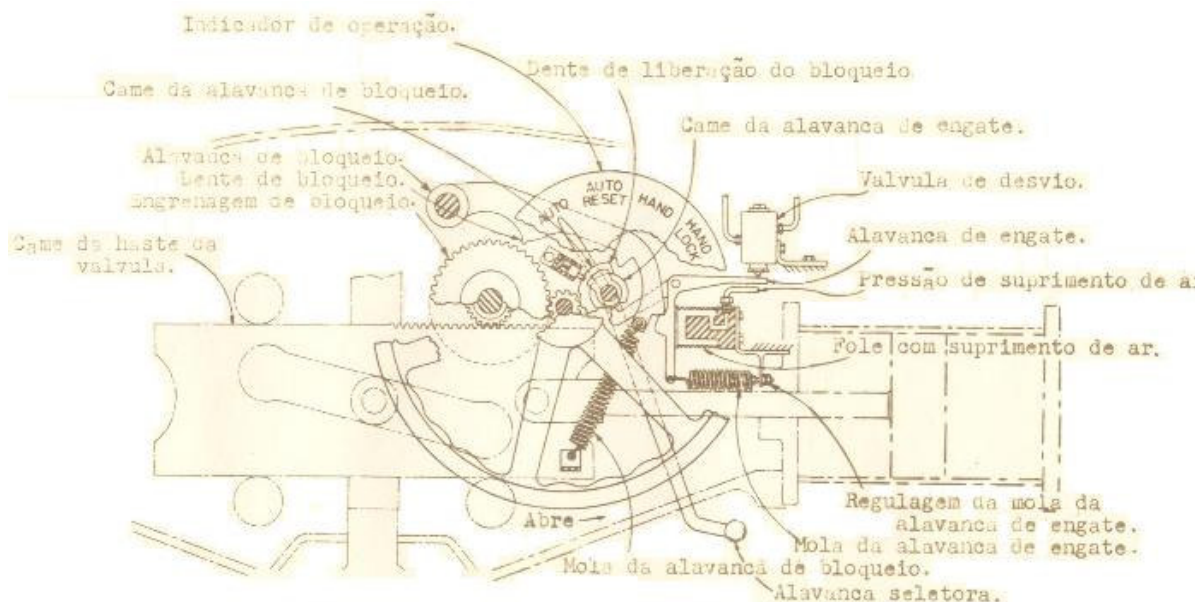
A figura 15, com o auxílio do que foi dito acima, ilustra o funcionamento do posicionador quando usado com válvulas movidas por diafragma.





**Figura 15 - Posicionador para válvulas com diafragma**

A figura 16 mostra o posicionador utilizado na válvula de controle de alimentação do tambor das caldeiras 1 e 2.



**Figura 16 - Posicionador válvula controle da alimentação**

Geralmente a característica do fluxo do elemento final de controle não varia linearmente com sua posição, ou seja, com a pressão de controle enviada pelo sistema de

controle. Para corrigir esse fato, usa-se um caso especial que torne linear a relação entre fluxo e o sinal de controle, mudando a relação entre posição do elemento final e o sinal de controle que seria linear com o came normal (B).

Junto com o posicionador são fornecidos 3 comes “A”, “B” e “C”.

O came “A” é tal que: sinal de controle =  $\sqrt{\text{posição}}$

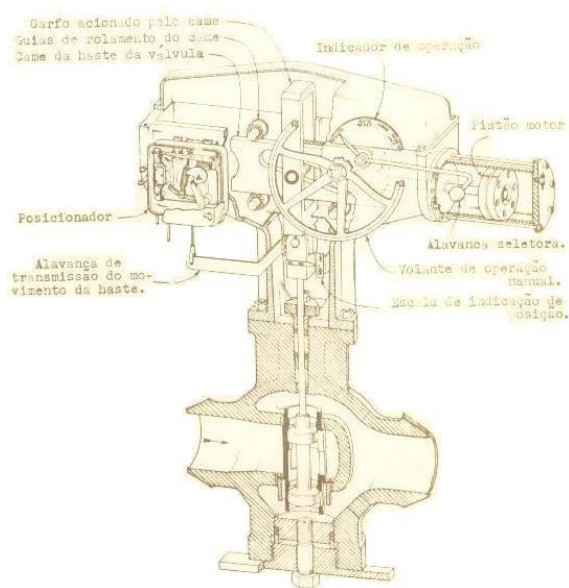
O came “B” é usado quando a característica já é *linear*; sinal de controle = posição.

O came “C” é tal que: sinal de controle =  $(\text{posição})^2$

Se nenhum desses comes padrão forem adequados, pode-se alterá-los para dar a característica desejada, conforme instruções fornecidas nos catálogos da “Bailey, Meter Co.”

### 3.4.6 Elementos Finais de Controle

São elementos que têm uma unidade motora, a qual, dirigida pelo posicionador, move os elementos finais propriamente ditos, até a posição determinada pelos sinais de controle final. Na figura 17, há o exemplo de válvula de controle utilizada na malha de controle de nível do tambor da caldeira.



**Figura 17 - Válvula controle da alimentação**

### 3.4.7 Sistema Supervisão dos Turbogeneradores

A operação satisfatória e a pouca necessidade de manutenção de um turbogenerador dependem do modo de partir e parar e da frequência com que isto ocorre. A turbina é projetada para suportar esforços provenientes de operações rápidas no caso de emergência. Entretanto, as manobras de rotina devem ser feitas lentamente, com um aquecimento controlado, permitindo uma expansão moderada.

Os cuidados que se deve ter na partida estão relacionados com vibração, ruídos internos, pressão e temperatura do vapor e do óleo lubrificante, expansão da carcaça e expansão diferencial, sistema de vácuo, selagem, etc. Os fatores essenciais que devem ser considerados são o aumento de carga, tensão térmica e expansão diferencial que estão diretamente relacionadas com a diferença de temperatura entre o vapor e os metais da turbina. Dessa forma, seu controle e o seu carregamento pode ser feito acompanhando esses parâmetros. Na prática mantêm-se o vapor a uma temperatura de, aproximadamente, 37,8°C (100°F), acima da temperatura dos metais.

Os tempos necessários para partir uma turbina sempre estão associados a sua condição anterior, ou seja, se está fria ou quente, a quanto tempo está parada, entre outros fatores. Mas a correta utilização da instrumentação de supervisão pode auxiliar e otimizar esses tempos de maneira importante. É certo que essa instrumentação deve estar disponível e confiável operacionalmente.

Sendo os turbogeneradores da Usina Termoelétrica Piratininga – UTP máquinas girantes em altas rotações com características especiais, os seus requisitos de segurança tornam-se mais rigorosos.

Semelhante à instrumentação das unidades, a instrumentação de supervisão dos turbogeneradores original da usina remontava aos anos 50 e utilizava tecnologia baseada na

variação da impedância. Necessitava de constantes intervenções por correções nas indicações e também grandes dificuldades de reparos em componentes face à sua obsolescência.

Os parâmetros dinâmicos de máquina, como a expansão diferencial, excentricidade e a expansão da carcaça, eram monitorados por conjuntos de bobinas elétricas que apresentavam variação de grandezas com a alteração do valor de fluxo magnético, em função das distâncias envolvidas entre os núcleos e massas metálicas monitoradas.

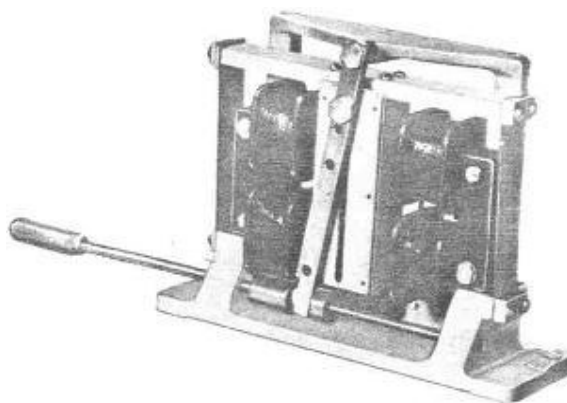
A variável dinâmica “expansão diferencial” era monitorada através de dois pares de bobinas que eram fixados à carcaça da turbina, enxergavam a superfície de um anel no eixo e, dependendo da proximidade de sua massa metálica aos núcleos ferromagnéticos das massas, apresentava um valor de impedância série para cada par, ver figura 18. Esses pares de bobinas eram conectados a uma ponte excitada em 60Hz, que estaria em equilíbrio quando as distâncias ao anel fossem iguais, pois nessas condições as impedâncias também seriam iguais. Dessa forma, enquanto a carcaça e o rotor estivessem se expandindo igualmente, não havia indicação, do contrário à ponte se desbalancearia e indicaria um valor.



**Figura 18 - Sistema de supervisão expansão diferencial da turbina**

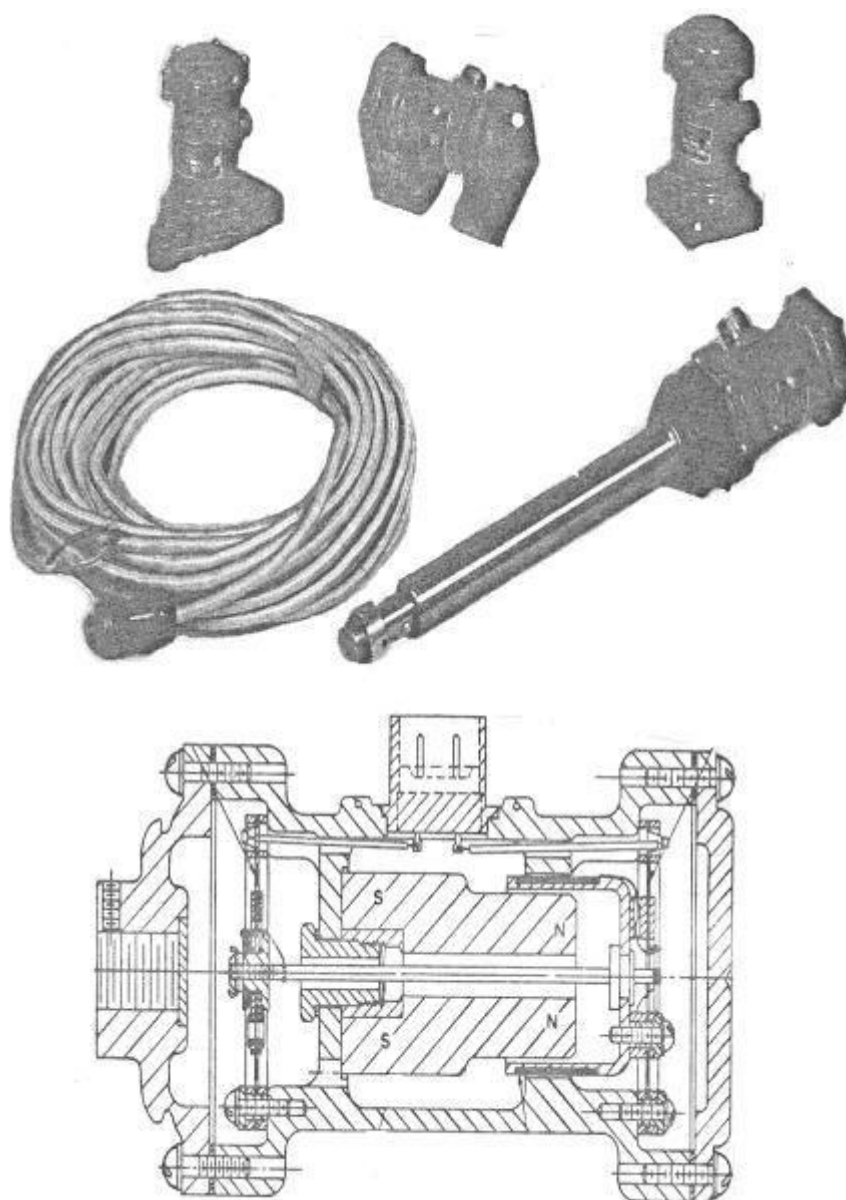
No caso da variável dinâmica expansão da carcaça da turbina, o núcleo laminado no centro dos pares das bobinas ficava solidário à carcaça da turbina, movendo-se com ela através de alavanca. Como o suporte dos conjuntos de bobinas estava fixado na fundação da

turbina, o movimento da haste refletia a própria expansão da carcaça. Esse sistema pode ser visto na figura 19. As bobinas eram conectadas a uma ponte excitada em corrente alternada, que possuíam um ponto de equilíbrio central, acusando qualquer variação em caso de mudança de posição, pois nesse caso ocorreria um desequilíbrio.



**Figura 19 - Sistema de supervisão expansão da carcaça**

Para medir a vibração, os antigos detectores eram baseados no efeito da geração de uma tensão nos terminais de uma bobina, cujo núcleo se movimenta no seu interior. O núcleo da bobina tinha seu corpo em alumínio e permanecia suspenso através de um sistema de molas que o mantinha sem movimento no espaço. Estando a carcaça do detector rigidamente ligada à carcaça da turbina, caso das unidades 1 e 2, o movimento relativo entre elas representa a vibração na região do mancal. No caso das unidades 3 e 4, solidária ao núcleo da bobina, havia uma haste cuja ponta de material plástico tocava a superfície do eixo da máquina, transmitindo o seu movimento vibratório para o detector. O sinal gerado por esta bobina era enviado a um amplificador para, posteriormente, ser enviado ao registrador, esse sinal era proporcional à velocidade de vibração. A figura 20 mostra esses componentes.



**Figura 20 - Componentes do sistema de supervisão original**

No caso de outras variáveis, como posição de válvulas, a configuração básica é a de um circuito gerador de onda portadora em tensão e frequência adequadas e estágios posteriores de filtragem, que demodulavam o sinal provindo do detector, cujo valor de pico a pico era proporcional ao *gap*, ou distância medida, e esse era introduzido no circuito do registrador.

O registrador apresentava a variação dos parâmetros ao operador através de penas com tinta ou carros impressores. Uma exceção era a rotação e a posição de abertura de válvula, cuja apresentação ao operador se dava através de indicadores galvanométricos.

Basicamente, o princípio de funcionamento do registrador era captar o sinal proveniente do estágio amplificador/condicionador e acionar um motor que posicionava o carro impressor juntamente com um resistor deslizante rotativo. Por sua vez realimentava um circuito em ponte até que ela se equilibrasse e anulava o sinal que acionava o motor.

### **3.4.8 Instrumentação Analítica**

Em função da necessidade de operação das caldeiras com água de alta pureza e, como o gerador é resfriado a hidrogênio, é necessário manter em operação confiável os instrumentos de indicação analítica envolvendo as seguintes análises:

- potência hidrogeniônica da água de alimentação;
- condutividade da água de alimentação e condensado;
- oxigênio dissolvido na água de alimentação e condensado;
- oxigênio dos gases da combustão e;
- pureza de hidrogênio no interior do gerador

Para manter toda a instrumentação com indicações confiáveis, era necessário regularmente efetuar a manutenção dos componentes, substituições de peças sujeitas a desgastes, aferição e calibração das variáveis monitoradas com instrumentos padrões, demandando um número exagerado de manutenções corretivas nesta instrumentação face à obsolescência de seus componentes.

### 3.4.9 Sistema de Queima das Caldeiras

Para uma correta combustão, o óleo deve ser atomizado em partículas de pequeno volume, as quais deverão entrar em contato íntimo com o ar suprido na quantidade exigida para a combustão completa do combustível atomizado. Essa operação é realizada por um conjunto de equipamentos, comumente, denominado de queimador.

Os queimadores antigos eram originais da época da instalação das unidades 1 e 2, ano de 1954 e unidades 3 e 4, ano de 1960, respectivamente. Possuíam operação manual local com possibilidade somente, de queimar óleo combustível, sem supervisão de chama, com controle individual do ar, feito em cada queimador e instalação no frontal das caldeiras livre e de fácil acesso.

Características técnicas:

- Tipo: faixa ampla de variação, atomização mecânica com retorno de óleo, para queimadores com registro de ar.
- Quantidade de maçaricos: 12, unidades 1 e 2 e 16, unidades 3 e 4.
- Combustível: óleo.
- Capacidades individuais:
  - Máxima – 2130 kg/h de óleo (4700 lb/h)
  - Mínima – 453 kg/h de óleo (1000 lb/h)
- Relação de fluxo: vapor de atomização/ Óleo combustível – 1/10
- Pressões normais de serviço:
  - Óleo de baixa pressão – 100psig (antes da válvula de controle de vazão)
  - Vapor de atomização – 125psig.

Um queimador consta de duas partes principais: o atomizador de óleo do maçarico e o registro de ar, através do qual é controlado o ar para a combustão.

A combustão é efetuada na fornalha e o calor resultante não só é cedido às superfícies absorvedoras de calor, como também serve para dar continuidade ao processo de combustão.



As gargantas, por onde entram o ar e o óleo (através dos maçaricos), são cobertas por material refratário, servindo para misturar o ar com as partículas do óleo atomizado, formando uma zona quente de ignição.

#### 3.4.9.1 Maçaricos

Entre os maçaricos ou atomizadores mais usados para combustíveis líquidos, estão os atomizadores a vapor e os mecânicos.

Os maçaricos de atomização mecânica, utilizados nas unidades 1 e 2, eram do tipo WRF (*Widerange Returne Flow*), apropriados para queimar óleo nº6 (Bunker C), com pressão de 63,27 kg/cm<sup>2</sup> no atomizador e viscosidade de 4º Engler (140 SSU). A capacidade máxima de cada um era de 2130 kg de óleo/hora e a mínima de 453 kg/h tendo, portanto, uma taxa de variação teórica de, aproximadamente, 4:1 (GE, 1954).

A variação de capacidade era obtida pela regulagem de vazão de retorno, através das válvulas de controle de suprimento e de retorno. A vazão de suprimento aos maçaricos era substancialmente a mesma para qualquer regime de queima.

O posicionamento das válvulas de controle era feito automaticamente ou remotamente, através do sistema de controle da combustão baseado em relés com tecnologia pneumática, que tinham como propósito proporcionar a exata quantidade de óleo a ser queimada, de acordo com a demanda de vapor.

Os maçaricos de atomização a vapor usados nas unidades 1 e 2 eram em número de três para cada unidade; os maçaricos de baixa pressão, como eram conhecidos, eram do tipo “*Y – jet Large Uni – joint*” e usados para operação contínua em baixas cargas (até uma produção de 45,3 ton/h de vapor, ou seja, aproximadamente 6 MW) ou em partidas com a fornalha a temperaturas muito baixas.

O óleo usado era o mesmo que se usava para atomização mecânica, mas com menor pressão. O maçarico foi projetado para queimar óleo nº 6 (Bunker C), a uma pressão de 7,03 kg/cm<sup>2</sup> relativa e com viscosidade de 4º Engler (140 SSU).

O vapor utilizado para atomizar o óleo, formando um cone de partículas em forma de neblina, era tomado normalmente do tambor da caldeira, passando por uma válvula redutora de pressão que a reduzia de 70 kg/cm<sup>2</sup> para 10,5 kg/cm<sup>2</sup>, conforme figura 31, da secção 3.4.13.1, malha de controle de vapor auxiliar para unidades 1 e 2.

Para carga correspondente a 45,3 ton/h de vapor, os três maçaricos a vapor atingiam sua capacidade máxima de conjunto, isto é, 2850 kg/h de óleo, e a quantidade de vapor para atomização era de 285 kg/h.

Em virtude da variação das características físicas dos combustíveis, a temperatura do óleo para boa atomização será variável, dependendo da viscosidade do óleo combustível usado.

### **3.4.9.2 Registros de Ar**

Outra parte integrante desses queimadores era o registro de ar. Tinha como finalidade regular a quantidade de ar para a obtenção de uma chama adequada e uniforme em cada queimador e assegurar a necessária turbulência do ar para haver uma mistura íntima com as gotículas de óleo, uma combustão completa e rápida.

Cada registro contava com portas dispostas em torno do maçarico, formando, quando fechadas, um cilindro, separando a fornalha da caixa de ar. As portas eram comandadas, através de engrenagens, por uma manopla colocada na parte externa da chapa de cobertura de cada maçarico, acionada diretamente pelos operadores.

As partes internas da fornalha, quais sejam: difusor, cubo do difusor, tubo guia do maçarico, cone metálico da garganta de entrada do queimador e portas do registro de ar, são construídas de aço-liga adequado para as temperaturas de operação.

### **3.4.9.3 Tubulações para os Maçaricos**

O suprimento e retorno de óleo para cada maçarico era feito através de tubulações flexíveis de ¾”, cuja flexibilidade era garantida por juntas ou guarnições apropriadas para altas temperaturas e pressões. Também havia uma válvula de fechamento na linha de suprimento e, na linha de retorno, uma válvula de fechamento e outra de retenção. Essa válvula de retenção permitia a abertura da válvula de fechamento de retorno em primeiro lugar (dependendo da retenção para evitar entrada de óleo em sentido contrário, até que a válvula de fechamento na linha de suprimento fosse aberta, para colocar o maçarico em serviço). Entretanto, sabendo-se da possibilidade dessas válvulas ficarem presas, alguns operadores preferiam não as utilizar, colocando um maçarico em serviço abrindo em primeiro lugar a válvula de suprimento e imediatamente após, a válvula de retorno (GE, 1954).

Quando o maçarico era retirado de serviço, realizava-se uma purgação com vapor através das tubulações flexíveis de suprimento e retorno, proporcionando sua limpeza. Essa atividade manual era totalmente realizada pelos operadores. O conjunto queimador com as tubulações flexíveis de suprimento e retorno, acima descrito, e as linhas de vapor chegando nessas tubulações estão demonstradas nas figuras 21 e 22.

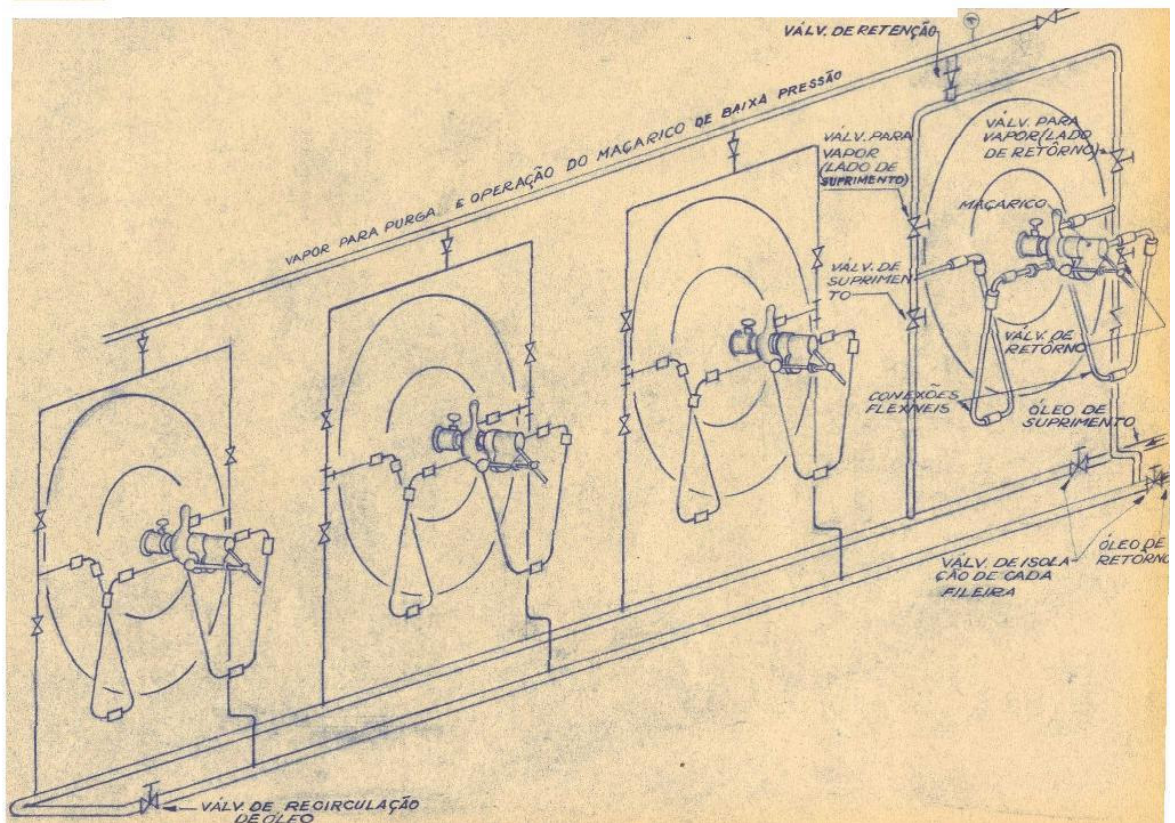


Figura 21 - Queimadores originais



Figura 22 - Queimador original à esquerda e tocha de acendimento à direita

#### 3.4.9.4 Válvulas Solenóides de Fechamento

As válvulas solenóides eram usadas para proteção e tinham seu funcionamento com fechamento por mola, sendo esse fechamento efetuado quando o sistema de alavancas e mola fosse destravado ou desengatado pela passagem de corrente na bobina da solenóide.

A solenóide era energizada e fazia cortar o suprimento de óleo toda vez que o relé de purgação estivesse desarmado ou houvesse baixa pressão de óleo ou, ainda, se fosse acionado o botão de desligamento “*trip*” no painel da caldeira. A abertura da válvula era feita manualmente, mas o engate que a mantinha aberta só se completava se tivessem desaparecidas as condições que ocasionavam o seu fechamento, como por exemplo, existência de pressão de óleo ou se o relé de purgação estivesse operado.

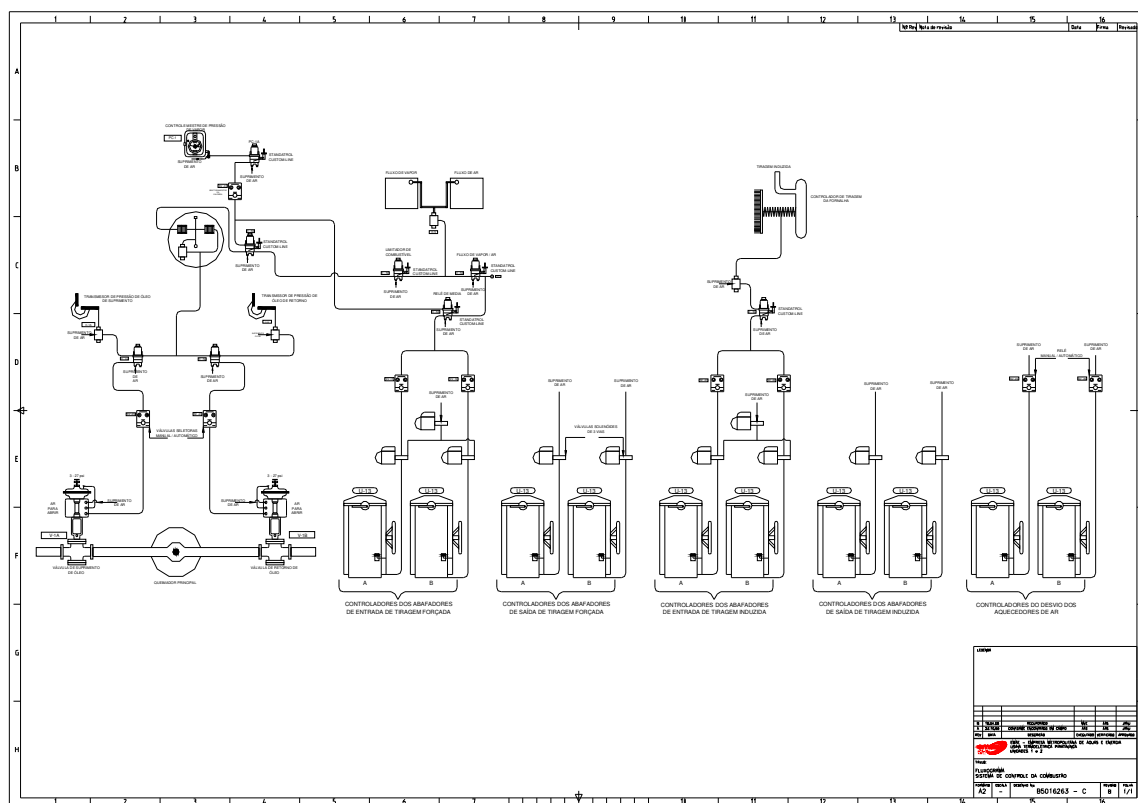
#### 3.4.9.5 Válvulas Automáticas de Controle

As válvulas de controle de suprimento e retorno de combustível de alta pressão são respectivamente denominadas de PCV-12 e PCV-21.

A PCV-12 era a controladora da pressão de suprimento de baixa pressão. Era operada a diafragma, com a pressão do ar atuando para fechá-la contra a ação de mola. A pressão de ar era dada pelo posicionador montado no castelo da válvula o qual recebia como sinal atuante a pressão de óleo à jusante através de uma linha de  $\frac{3}{4}$ ”.

As características da PCV-21 são as mesmas descritas acima para a válvula PCV-12 e sua função era garantir uma pressão mínima no coletor de retorno de combustível. O sinal atuante era tomado à montante.

Essas válvulas faziam parte da malha de controle da combustão. Seu fluxograma está demonstrado na figura 23.



**Figura 23 – Malha de Controle da Combustão**

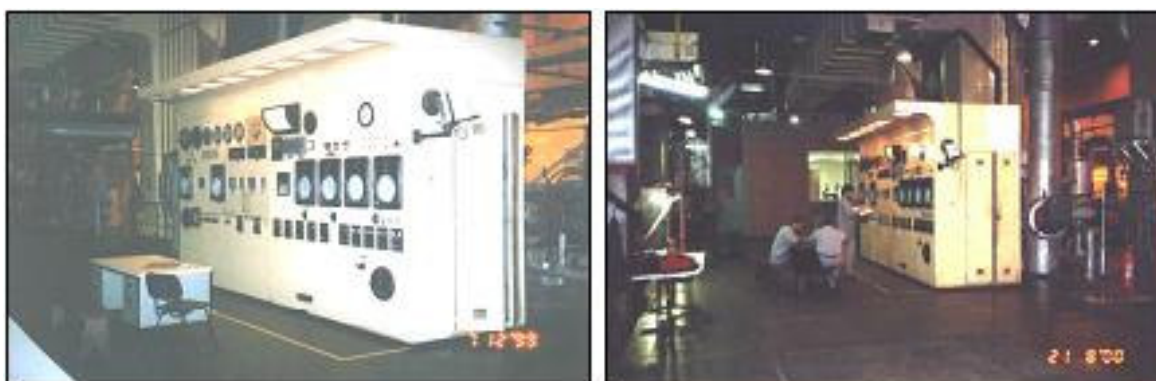
Nas operações descritas, existia em sua grande maioria a necessidade da presença do operador para atuar desde o acendimento do queimador, que era realizado de forma manual, com tochas inseridas dentro da caldeira, ver figura 22, nas manobras de abertura e fechamento de válvulas, até a colocação dos sistemas em regime de trabalho. Após a caldeira acesa, as lanças dos queimadores eram inseridas e ajustadas manualmente, lembrando que a temperatura média em um frontal de uma caldeira pode atingir temperaturas superiores a 40°C e o ruído ambiental na faixa de 85 a 95 decíbeis.

Em síntese, as operações realizadas sobre os queimadores eram essencialmente manuais e requeriam a intervenção direta do ser humano.

### 3.4.10 Conceito Operacional das Unidades Geradoras 1 e 2

As unidades 1 e 2, inauguradas em 1954, tiveram seus sistemas de supervisão e controle concebidos a partir da intervenção local de sub-operadores em seus vários equipamentos, linhas e sistemas, além da presença de operadores diante de painéis de comando que centralizavam as informações e ações relativas aos quatro grandes blocos que compõem o processo de geração termoelétrica. Quais sejam:

- Painel da Caldeira: apresentava as variáveis básicas da caldeira (níveis, temperaturas, pressões, vazões) e possibilitava ao operador atuar no processo manualmente ou ajustando os *set-points* das malhas de controle disponíveis, ver figura 24. Esse painel localizava-se próximo ao frontal dos queimadores, cuja operação era totalmente manual e local. As seqüências operacionais eram acertadas entre os operadores e sub-operadores através de comunicação oral e visual. Sub-operador era a designação dada aos profissionais que auxiliavam os operadores nas atividades de campo.



**Figura 24 - Painel da caldeira**

- Painel da Alimentação e Condensado: de modo semelhante ao da caldeira, o operador controlava as bombas e aquecedores do ciclo, trabalhando em conjunto com sub-operadores que complementavam as ações localmente. A figura 25 mostra o painel.



**Figura 25 - Painel da alimentação e condensado**

- Painel da Turbina: nele o operador controlava as grandezas relativas à turbina, auxiliado por um sub-operador, que atuava localmente em sistemas, tais como: selagem de vapor, hidrogênio, resfriamento, bombas de vácuo, entre outros. A figura 26 mostra o painel.



**Figura 26 - Painel da turbina**

- Sala de Controle Elétrico: local onde se concentravam todos os controles relativos ao gerador elétrico, transformadores da Estação Transformadora da Usina - ETU e



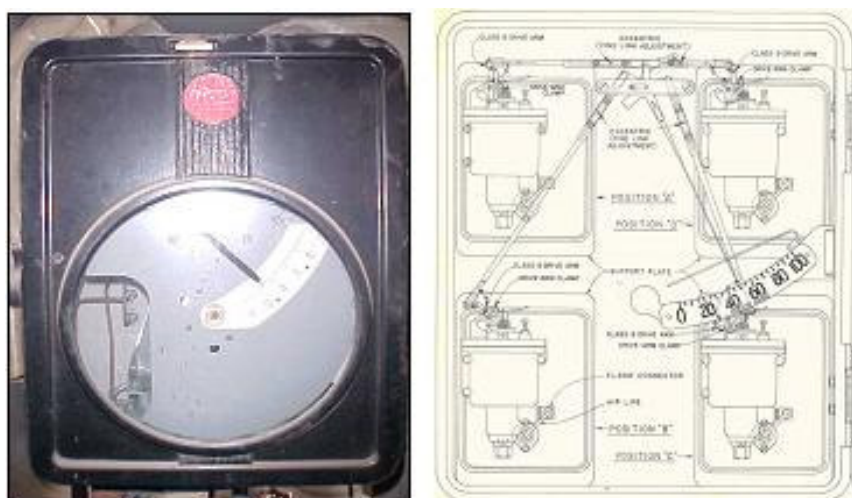
sistema elétrico auxiliar das unidades geradoras, ver figura 27. Também neste posto, eram alocados dois empregados: um operador e um sub-operador.



**Figura 27 - Sala de controle elétrico das unidades geradoras 1 a 4**

De acordo com o estágio tecnológico da instrumentação da época, para apresentar os valores das variáveis e possibilitar seu controle, era necessário levar uma tomada de impulso do processo até os painéis acima citados.

Nesses painéis, encontravam-se os instrumentos indicadores, transdutores, controladores pneumáticos, seletoras de comando e os registradores gráficos, ver figura 28. Esses elementos foram descritos na secção 3.4 deste capítulo.



**Figura 28 - Registradores gráficos**

### 3.4.11 Instrumentação das Unidades Geradoras 3 e 4

As unidades 3 e 4 foram inauguradas em 1960 e incorporaram mudanças importantes no processo de geração – reaquecimento e recirculação de gases na caldeira. Essa configuração possibilitou um aumento na eficiência do ciclo em cerca de 4% em relação às Unidades 1 e 2, atingindo, desta forma, 34% de rendimento (GE, 1960).

No projeto das unidades 3 e 4, já houve um importante avanço do ponto de vista da instrumentação, pois foi utilizado o conceito de transmissão de sinal pneumático, incorporando-se a uma inovação tecnológica e evitando-se a solução implementada nas unidades 1 e 2, ou seja, condução do processo até os painéis de controle, próximos ao operador. A faixa de transmissão era a mesma das unidades 1 e 2, ou seja, de 3 a 27psig, sinal conduzido através de tubulações de cobre de pequeno diâmetro, que constituíam uma grande rede ao longo da usina, ver figura 29. Mesmo os transmissores e controladores sendo pneumáticos, pôde-se implementar sofisticadas malhas de controle com os relés com tecnologia pneumática denominados “*MiniLine*”.



**Figura 29 - Rede de tubulações de sinais para os controladores *Mine-Line***

O funcionamento dos elementos controladores, moduladores, seletores, posicionadores e os demais não diferiram muito da descrição feita na secção 3.4 para instrumentação das unidades 1 e 2. Ao final da instalação das unidades 3 e 4, entre sensores, transmissores, indicadores, registradores, relés, controladores, chaves seletoras, posicionadores e atuadores, a usina totalizava cerca de 4000 elementos. Esse conjunto de equipamentos exigia trabalhosos procedimentos de manutenção, altamente dependentes das habilidades e experiência dos manutentores.

#### **3.4.12 Conceito Operacional das Unidades Geradoras 3 e 4**

O projeto original das unidades 3 e 4, já alcançara um grau mais elevado na automação, com a centralização da operação, sendo criada a Sala de Controle Mecânico, ver figura 30. Essa sala concentrava a supervisão e controle da caldeira, alimentação e condensado e turbina, denominado parte termodinâmica do processo das duas unidades. Nesse novo arranjo, foi possível racionalizar a mão-de-obra de operadores, pois o operador era auxiliado por mais três profissionais, os sub-operadores, e operavam a parte termodinâmica do processo (GE, 1960).



**Figura 30 - Sala de controle mecânico**

De modo semelhante às unidades 1 e 2, todos os controles relativos ao gerador elétrico, transformadores da ETU e sistema elétrico auxiliar das unidades geradoras, foram instalados em painéis específicos na Sala de Controle Elétrico. Nesse caso, a operação da parte elétrica nessas unidades era desempenhada pelos dois operadores alocados neste posto.

De 1960, início da operação comercial das unidades 3 e 4, até 1987, a situação da automação da usina se manteve praticamente constante, apenas com pequenas alterações realizadas pela própria área de manutenção. Nessa configuração, eram necessários cerca de 200 operadores trabalhando em turno para executar todas as atividades associadas e 15 manutentores do setor de instrumentação, entre técnicos e mecânicos, realizando manutenção.

### **3.4.13 Malhas de Controle com Tecnologia Pneumática**

As malhas ou cadeias de controle implantadas na UTP são as clássicas de termoeletricas convencionais e seguem relacionadas:

- Combustão: pressão de vapor (mestre), suprimento e retorno de combustível (óleo combustível) e ar de combustão;
- Tiragem: depressão na fornalha;
- Vapor: controle da temperatura por atemperação ou por recirculação de gases;
- Nível no tambor: nível, vazões de vapor e água de alimentação;
- Proteção da caldeira: purga, intertravamento de ventiladores;
- Nível nos aquecedores e no poço quente;
- Aquecimento de combustível;
- Pressão de Vapor Auxiliar.

Em função da importância dessas malhas de controle nos processos em plantas de geração termoeletrica será apresentado uma breve descrição dos equipamentos e elementos

nelas implantados. Também será destacado o funcionamento de algumas malhas de controle, considerando os aspectos operacionais.

#### **3.4.13.1 Malha de Controle de Vapor Auxiliar para Unidades 1 e 2**

A finalidade da rede de vapor auxiliar é de fornecer vapor como meio de:

- aquecimento;
- evaporação de água;
- limpeza de fuligens;
- atomização do óleo combustível;
- acionamento das turbo bombas;
- extração de gases incondensáveis do condensador.

Cada unidade, quando em funcionamento, pode fornecer vapor para fins auxiliares a todas as outras que estiverem paradas.

As fontes de alimentação desse sistema são o tambor de vapor de cada unidade através dos seguintes pontos:

- lado leste da caldeira, tomada de vapor para a válvula PCV-16 e do lado oeste tomada de vapor para a válvula PVC-18 ou, ainda, do vapor extraído do sexto estágio da turbina que também supre o segundo ponto de aquecimento da unidade.

Contudo, o ponto principal de retirada do vapor auxiliar é o tambor da caldeira, que está localizado no sexto andar do prédio da usina. Desse mesmo local é retirado o vapor que aciona a turbina da unidade.

Como já descrito, no tambor existem dois pontos de tomada de vapor auxiliar, lado leste e lado oeste. Pelo lado oeste, o vapor que é retirado da caldeira 1 e 2 é enviado para uma válvula de controle de pressão denominada de PCV-18 que reduz a pressão de  $63,3 \text{ Kg/cm}^2$ ,

por volta de 900psig para  $10,5 \text{ kg/cm}^2$ , por volta de 150psig, e mesmo havendo uma variação de vazão, devido ao consumo maior ou menor de vapor auxiliar, ela mantém a pressão de saída constante. A válvula de controle de pressão PCV-18 é a válvula principal que alimenta o coletor principal de vapor auxiliar. Esse coletor mantém-se pressurizado com  $10,5 \text{ kg/cm}^2$ , por volta de 150psig.

Do lado leste da caldeira, existe uma outra tomada de vapor, que também reduz a pressão de  $63,3 \text{ kg/cm}^2$ , por volta de 900psig, para  $10,5 \text{ kg/cm}^2$ , através da válvula controle de pressão PCV-16. Essa tomada de vapor auxiliar alimenta, principalmente, os maçaricos de atomização do óleo combustível e, também, é a fonte de aquecimento da água de alimentação que passa por um dos pontos de aquecimento do ciclo térmico denominado de segundo ponto de aquecimento. Do coletor principal de vapor auxiliar há uma saída para uma válvula de controle de pressão denominada PCV-17 que reduz a pressão de  $10,5 \text{ kg/cm}^2$ , por volta de 150psig para uma pressão de  $2,1 \text{ kg/cm}^2$ . Por volta de 30psig esse vapor vai para os aquecedores de óleo combustível.

Outro ponto importante, alimentado pelo coletor principal de vapor auxiliar, é o pré-aquecedor de ar das unidades. Até os 40MW o vapor do terceiro ponto de extração da turbina realizava esse aquecimento, economizando o outro vapor. Pelo coletor também é alimentado o aquecedor central de água doméstica.

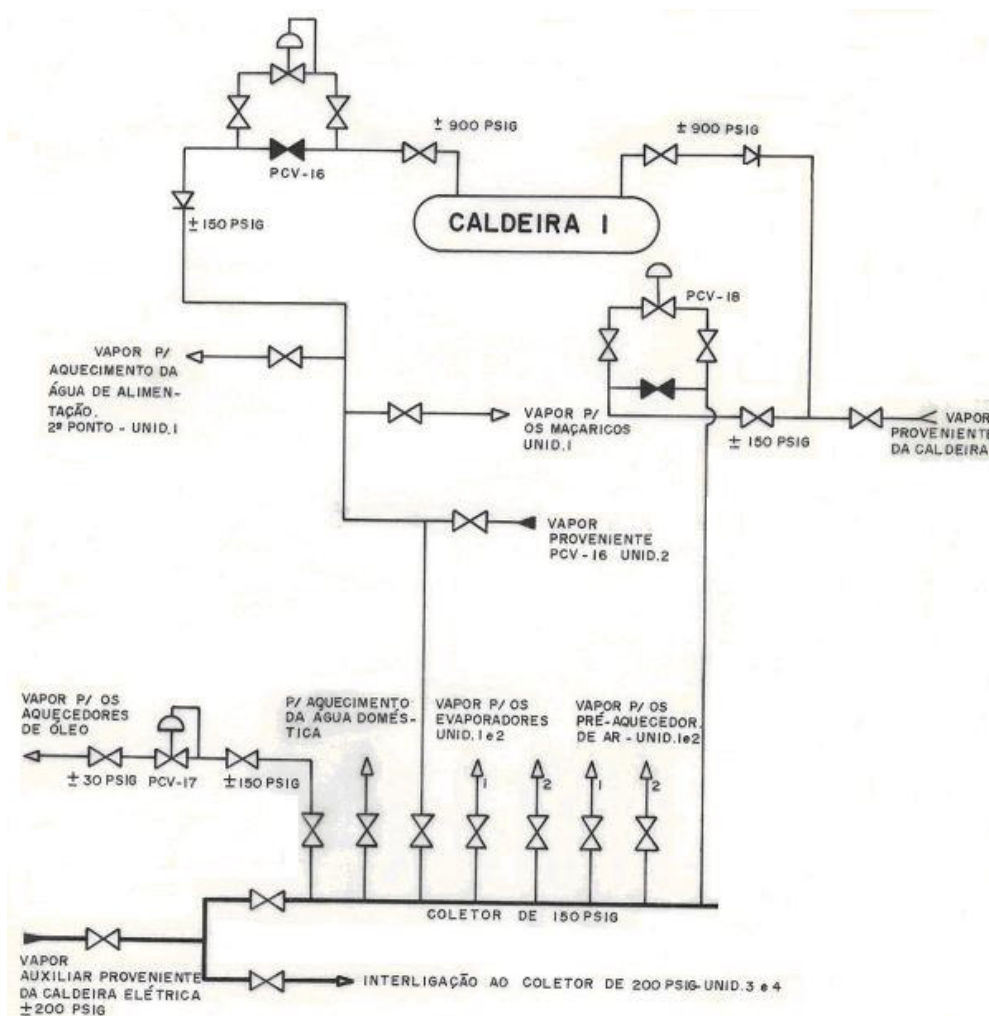
Essa malha de controle descrita continha uma instrumentação, controladores, posicionadores e registradores baseados em tecnologia pneumática. Os elementos sensores de pressão capturavam a pressão nos coletores, encaminhavam este sinal a um transmissor pneumático, que convertia este sinal de pressão num sinal pneumático de 3 à 27psig, correspondente a 0 a 100% do sinal de pressão. Esse sinal era enviado a um controlador pneumático do tipo *Mine-Line* que enviava um sinal, também pneumático, a um posicionador

montado junto à válvula de controle de pressão, posicionando-a de acordo com o *set-point* de pressão ajustado no controlador.

A figura 31 representa o fluxograma desta malha de controle com seus respectivos equipamentos e instrumentação.

Cabe ressaltar que essa instrumentação apresentava constantes intervenções para ajuste e correção de indicações, principalmente, devido a folgas nos mecanismos de transmissão mecânica contidos nos elementos transmissores e registradores.

As intervenções para correções pelos manutentores tornaram-se ineficientes principalmente, pela obsolescência dos componentes e pela dificuldade de reposição de peças de reparo.



**Figura 31 - Sistema de controle do vapor auxiliar das unidades 1 e 2**

### 3.4.13.2 Controle de Nível nos Tambores das Caldeiras

Em geradores de vapor, “caldeiras”, que operam em altas pressões e temperaturas, o controle de alimentação tem como função a manutenção do nível de água no tambor de vapor, pela regulagem do fluxo de água de alimentação, de acordo com a demanda de vapor.

Quando há queda no nível de água no tambor, pode haver vaporização completa em alguns tubos que, normalmente, contém água, devido à queda de pressão por redução de coluna de água. A vaporização nesses tubos significa uma elevação acentuada da temperatura do tubo. Se essa elevação de temperatura for superior à prevista em projeto, haverá ruptura por escoamento plástico do metal.

Quando o nível de água no tambor for muito alto, haverá arrastamento de água e, conseqüentemente, arraste de sólidos para o superaquecedor. Os sólidos arrastados podem ser depositados nos tubos, reduzindo sua condutividade térmica e formando pontos de superaquecimento localizados, com conseqüente ruptura do tubo. Além disso, os sólidos arrastados podem chegar à turbina causando a erosão nas palhetas dos estágios iniciais e depósito nas palhetas dos estágios finais com possível perda de eficiência.

As duas situações, nível alto ou nível baixo, adquirem grande importância face aos danos que podem delas advir, bem como custos extras de uma operação ineficiente. Por esses motivos, o sistema de controle de alimentação, considerando apenas as duas condições acima, não atende às caldeiras de grande porte, uma vez que há uma grande faixa operativa entre os pontos perigosos de alto e baixo nível. As ações de controle devem acontecer entre esses valores, evitando que sejam atingidos.

Para garantir melhor desempenho e confiabilidade no controle de nível no tambor, os sistemas de controle são realizados por três elementos, ver figura 32, adotando o conceito de controle antecipativo. Não obstante a variável controlada ser o nível no tambor, o fluxo de



água de alimentação é medido e comparado diretamente com o fluxo do vapor extraído da caldeira. Diferenças entre os fluxos de água de alimentação e de vapor, devido às eventuais extrações, era compensada através de ajustes nos instrumentos da malha de controle. No caso de variações de carga, por consequência, há variação de fluxo de vapor que tenderá a alterar o nível no tambor. Tendo esse sinal a função antecipativa, a malha de controle já computa esse sinal de modo a posicionar a válvula de alimentação para que não haja oscilação no nível no tambor.

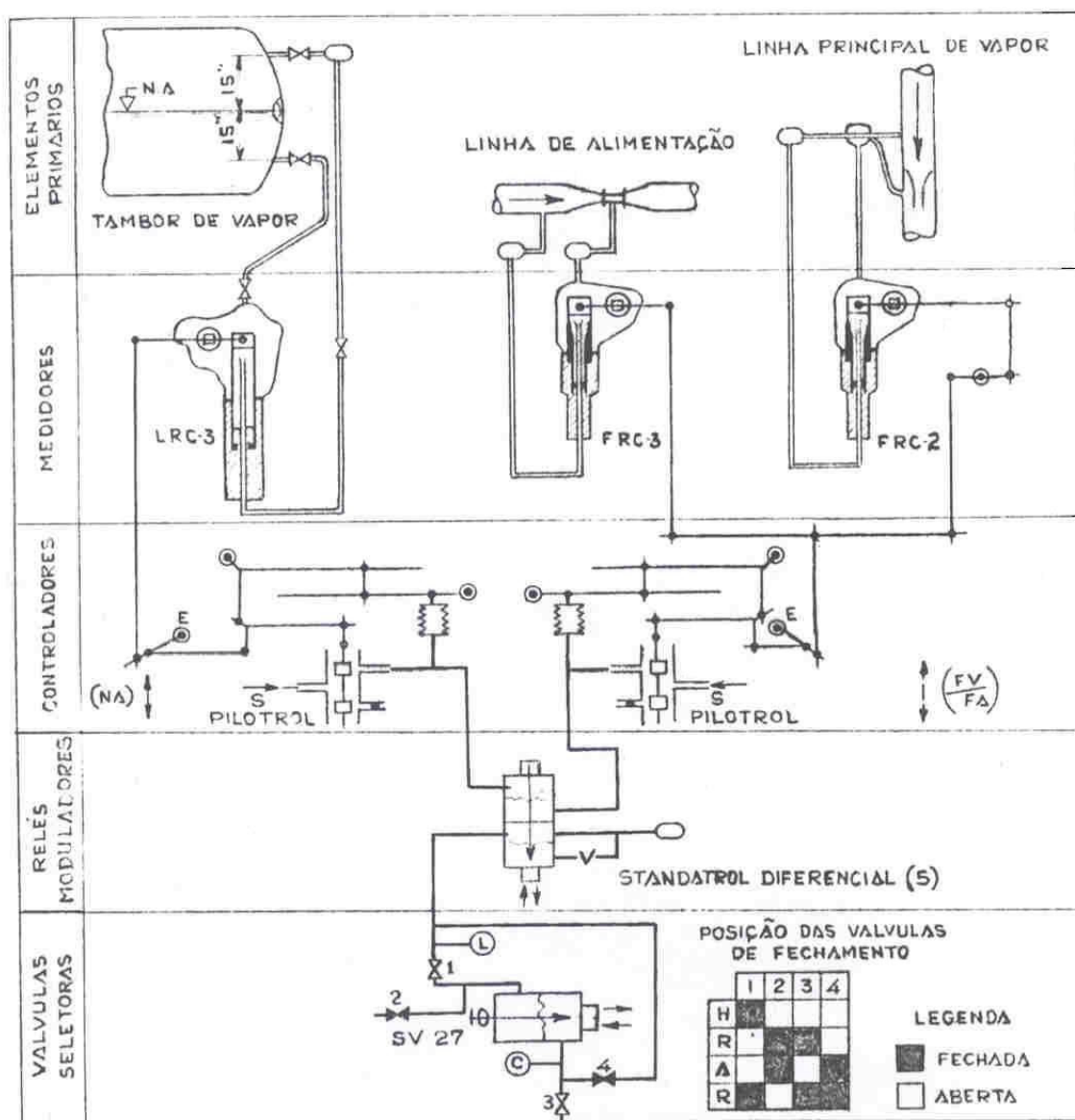


Figura 32 - Sistema de controle do nível no tambor das caldeiras 1 e 2

Essa malha de controle, entre outras, tinha seu desempenho comprometido devido à tecnologia da instrumentação. Um sinal referente à mudança de alguma variável do processo tinha que ser transmitido através de sistemas de alavancas e relés pneumáticos, *Custom-Line*, ou *Mine-Line*, para os quais o tempo de resposta chegavam a atingir segundos.

Esses elementos foram demonstrados e descritos na secção 3.4. No caso específico é demonstrada a malha de controle de nível dos tambores das caldeiras ou geradores de vapor das unidades 1 e 2 da UTP.

As figuras 33 e 34 demonstram alguns dos instrumentos utilizados nessa malha.



**Figura 33 - Moduladores *Custom-Line***



**Figura 34 - Medidor e controlador de nível do tambor da caldeira**

### 3.4.13.3 Malha de Controle da Tiragem

O processo de combustão somente é mantido numa fornalha, quando essa recebe um fluxo contínuo de ar e sofre uma remoção permanente dos gases da combustão. O sistema de tiragem de uma caldeira tem por finalidade induzir esses fluxos de ar e gases.

Quando, para a indução desses fluxos, conta-se apenas com uma chaminé diz-se que a tiragem é natural. Se, entretanto, à ação do efeito chaminé houver acréscimo da ação de ventiladores de tiragem forçada ou ventiladores de tiragem induzida, ou ambos, diz-se que a tiragem é mecânica, podendo ser, respectivamente, forçada, induzida ou balanceada.

Nas unidades 1 e 2 tem-se o sistema de tiragem mecânica balanceada, e o ponto de tiragem balanceada, ou seja, pressão igual à atmosférica, está na entrada da fornalha. Os ventiladores de tiragem forçada dão ao ar uma pressão suficiente para vencer as perdas de carga até a fornalha e os ventiladores de tiragem induzida, auxiliados pelo efeito chaminé, produzem a sucção necessária para a retirada dos gases de combustão, vencendo as perdas de carga desde a fornalha até a saída dos gases.

São de uso generalizado na UTP as expressões “ventilador forçado” e “ventilador induzido”, em lugar das denominações corretas “ventilador de tiragem forçada” e “ventilador de tiragem induzida”. Assim, usar-se-á aquelas expressões.

O uso de dois ventiladores forçados e dois ventiladores induzidos justifica-se pela maior segurança de operação, assim obtida. Quando, por qualquer motivo, um dos ventiladores é desligado o outro pode arcar com dois terços da capacidade total anterior, e a perda de serviço de um ventilador não acarreta na perda de serviço da caldeira.

Cada ventilador forçado é do tipo de entrada dupla, e saída simples, equipado com defletores na entrada e abafadores na saída e opera a velocidade constante.

A descarga nominal é de 228ton/h de ar a 40°C e pressão estática de 304,8mm de coluna de água à pressão barométrica de 696,7mm de mercúrio.

Cada ventilador forçado é acionado por um motor de indução, trifásico, 350HP, 1.200rpm, alimentado por um circuito de 2400V e 60Hz.

Cada ventilador induzido é do tipo de entrada dupla, e saída simples, equipado com abafadores na entrada e na saída e opera a velocidade constante.

A descarga nominal é de 266ton/h de gases a 191°C e pressão estática de 269mm de água a pressão barométrica de 696,7mm de mercúrio.

Cada ventilador induzido é acionado por um motor de indução, trifásico, 600HP, 720rpm, alimentado por um circuito de 2400V e 60Hz.

Os defletores e abafadores de entrada, que regulam os débitos dos ventiladores, são posicionados por comandos de controle que recebem os sinais do sistema de controle da combustão.

O motor de cada ventilador de tiragem forçada e induzida é alimentado por um circuito separado de 2400V com uma chave interruptora a ar denominada de A.C.B - *Air Circuit Break*, dando partida no motor.

Há um intertravamento elétrico pelo qual é impossível o funcionamento de um ventilador forçado sem que esteja funcionando o induzido correspondente. (Os ventiladores correspondentes estão ligados na mesma barra de 2400V).

Os motores dos ventiladores induzidos são protegidos por relés de sobrecorrente, e os motores dos ventiladores forçados são protegidos por relés de sobrecorrente e por relés de infra-voltagem.

No painel da caldeira, mostrado na figura 24, ficavam as chaves de controle com lâmpadas piloto (para operação remota das chaves interruptoras a ar que ligam os ventiladores) e um amperímetro para cada motor.

Para ligar um motor era necessário colocar na posição “run” uma chave de segurança colocada junto à cada motor para proteção durante períodos de manutenção.

A ausência de relés de infra-voltagem nos circuitos de ligamento dos motores dos ventiladores induzidos permitia uma reposição automática destes ventiladores em serviço após uma interrupção no circuito de alimentação.

A regulagem da posição dos abafadores e defletores nas condições anormais era feita através de válvulas solenóides de três vias, conforme descrito na secção 3.4.4., cujas bobinas eram energizadas através de contatos de intertravamentos elétricos, ver figura 35, resultando nas seguintes ações:

- Normalmente todos os abafadores de saída estavam totalmente abertos.
- Se um ventilador forçado saísse de serviço, seus abafadores e defletores fechar-se-iam. Se a saída fosse por infra-tensão, o abafador de entrada do induzido correspondente fechar-se-ia.
- Se um ventilador induzido saísse de serviço, seus abafadores de entrada e de saída fechar-se-iam.
- Se ambos os ventiladores forçados saíssem de serviço, seus abafadores e defletores abrir-se-iam totalmente.
- Se ambos os ventiladores induzidos saíssem de serviço, seus abafadores de entrada e de saída abrir-se-iam totalmente.

O controle de tiragem era feito pelo posicionamento dos abafadores nas entradas dos ventiladores induzidos e pelos defletores nas entradas dos ventiladores forçados.

Esse controle podia ser automático ou manual, no qual o operador controlava remotamente a posição dos abafadores e defletores.

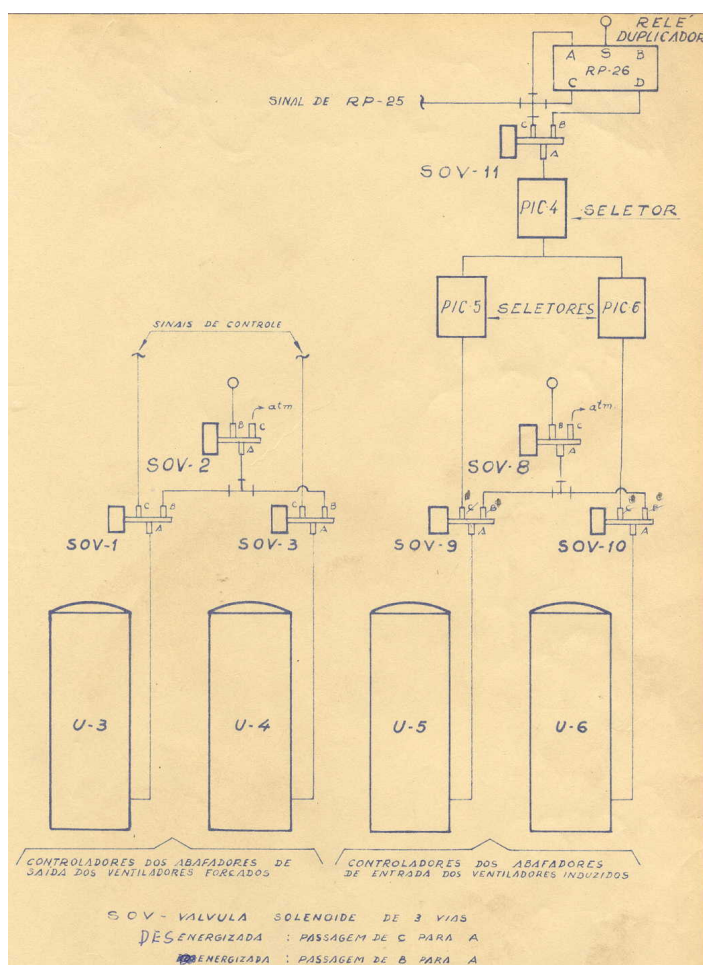
Para isso existiam válvulas seletoras, conforme descrito na secção 3.4.3, uma para cada ventilador, com quatro posições: “Hand”, “Auto” e duas “Reset”, ver figura 12.

Na posição “Auto” ela permitia a passagem do sinal final do sistema de controle pneumático. Na posição “Hand” ela isolava o sinal do sistema e o operador, girando a

manopla, enviava o sinal desejado para o posicionador do abafador ou defletor.

Ao girar a manopla no sentido em que o sinal enviado diminui, o abafador de entrada, ou defletor, tendia a fechar, diminuindo o fluxo de ar ou gases na fornalha. Ao girar a manopla no sentido contrário o fluxo aumentaria. As pressões ao longo dos passes de ar e gases também variavam, conforme as curvas características dos ventiladores.

Com a unidade em carga e com o controle dos ventiladores na posição manual o operador devia regular a vazão de ar, de maneira a manter a correta relação ar-combustível (manter as posições relativas das penas indicadoras dos fluxos de ar e de vapor no registrador), e manter na fornalha a pressão de  $-0,2'' \text{ H}_2\text{O}$ , para qualquer carga sempre com pressão de vapor principal constante.



**Figura 35 - Circuito controle abafadores ventiladores forçados e induzidos**

Conforme citado no início da secção 3.4.13, em função da importância das malhas de controle algumas seriam descritas suscintamente. Para as outras serão apresentados seus respectivos fluxogramas de funcionamento, conforme figuras 36, 37 e 38.

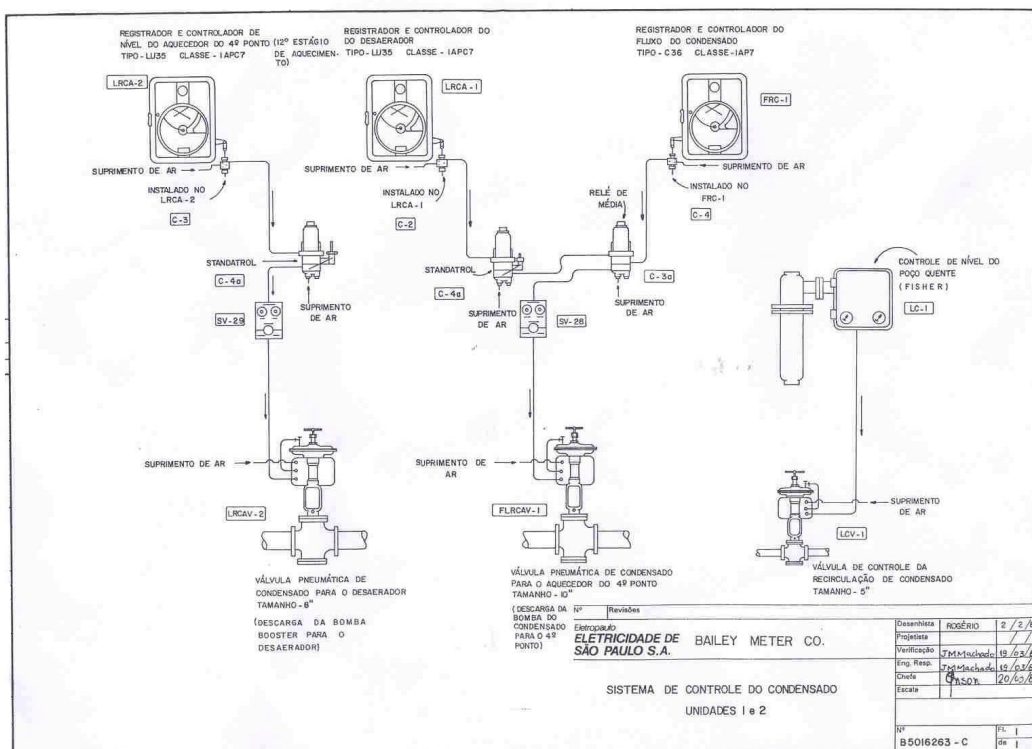


Figura 36 - Sistema de controle do condensado

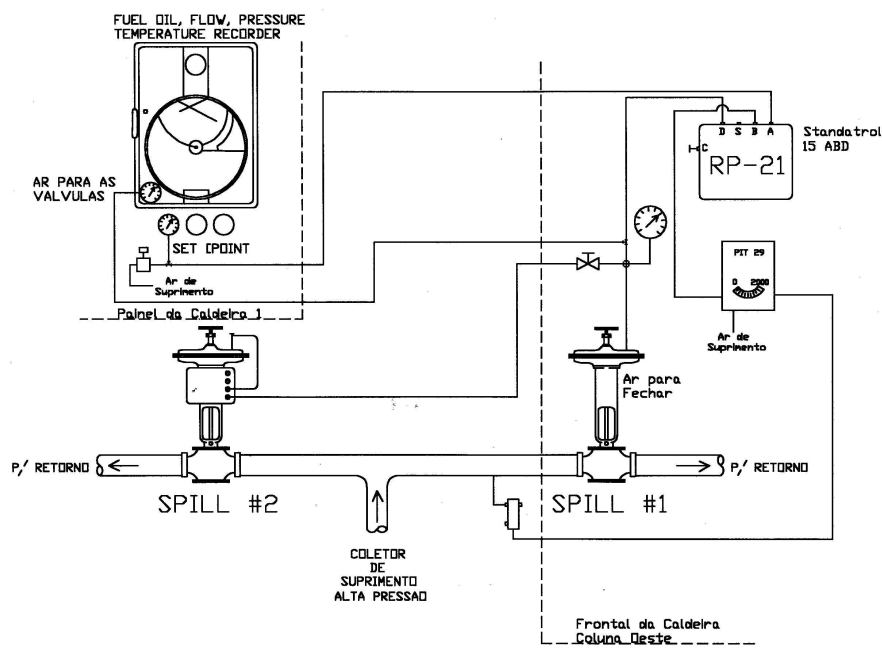


Figura 37 - Controle de pressão no coletor de óleo combustível

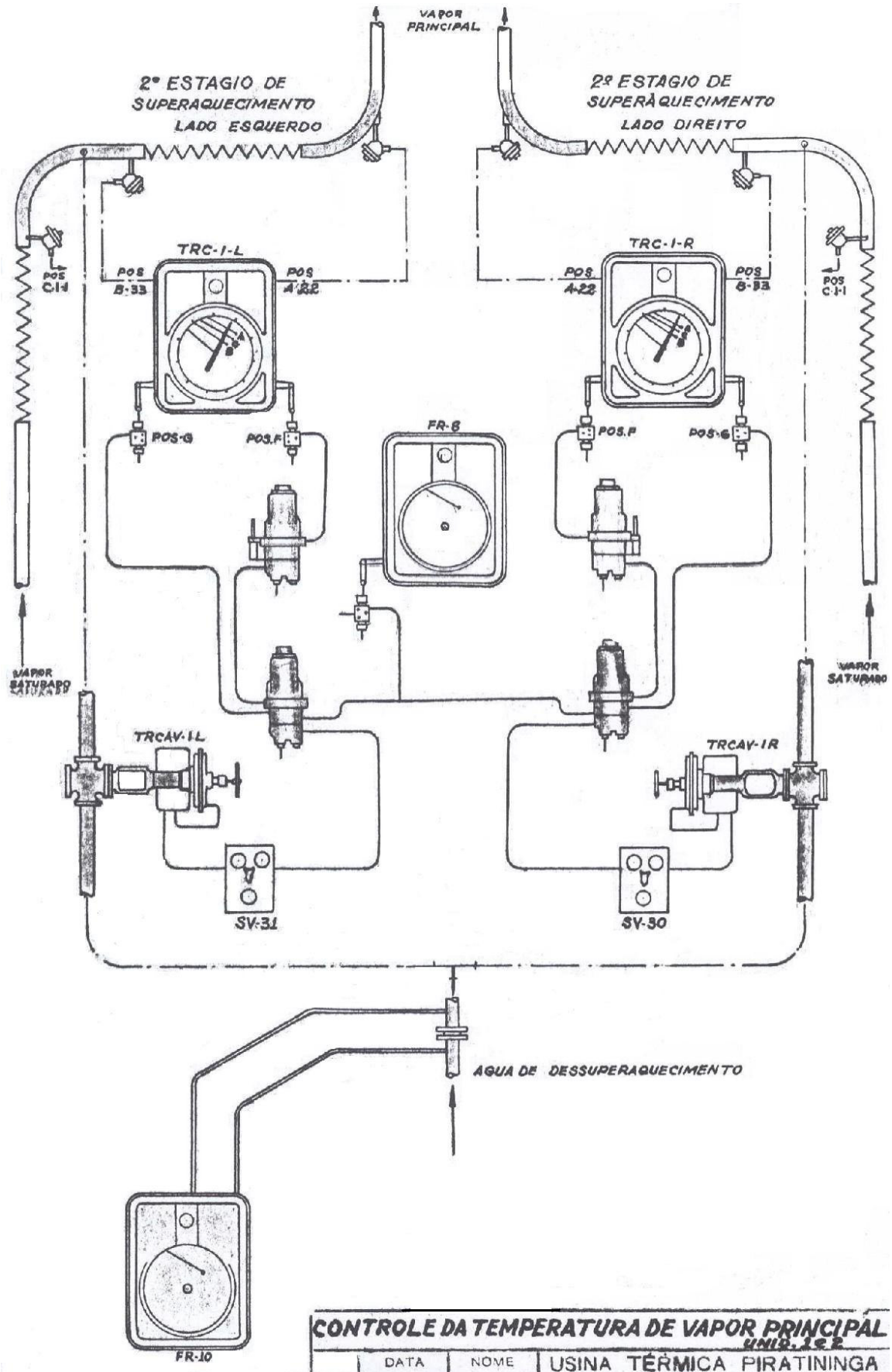


Figura 38 - Controle da temperatura do vapor principal



Finalizando este capítulo, tem-se representado na figura 39 o fluxograma do balanço térmico das unidades 1 e 2.

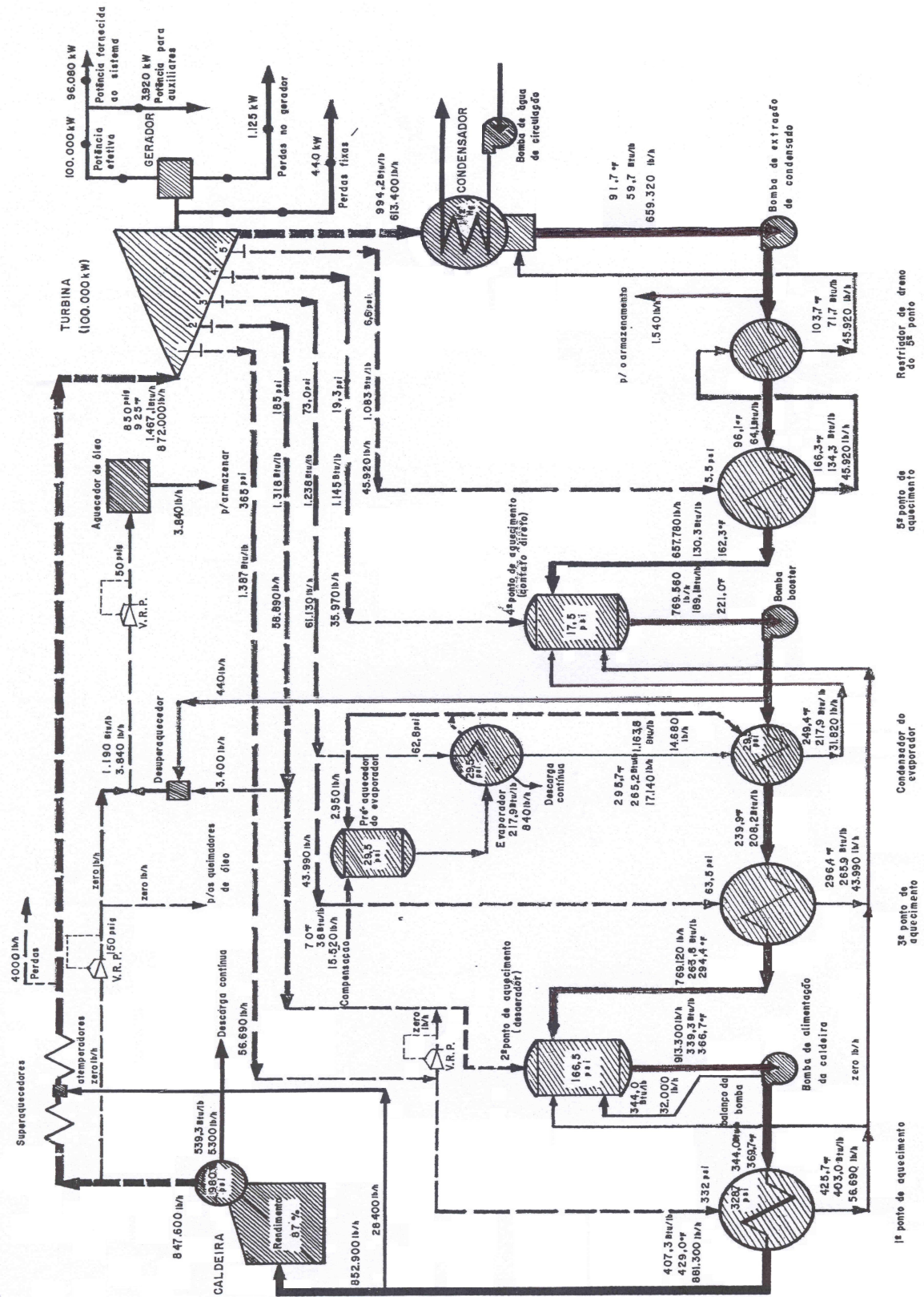


Figura 39 - Balanço térmico unidades 1 e 2

#### 4 CONDIÇÕES PÓS-INTERVENÇÃO

A operacionalidade da Usina Termoelétrica Piratininga passou a ser avaliada na década de 1990, em função dos seus altos custos operacionais, em especial o custo do combustível utilizado na queima e da necessidade de investimentos em modernização da planta face à obsolescência da tecnologia implantada, adequando-a à nova realidade de mercado energético e as legislações da época (EIA/RIMA, 2002).

Os fatos relacionados ao atraso nos cronogramas de grandes hidroelétricas, como Taquaruçu, Rosana e Porto Primavera, aliados à retomada do crescimento econômico do Brasil, fizeram prever que nos anos seguintes estaria configurado um déficit de energia elétrica e a necessidade do aumento da participação da geração termoelétrica como complementação do sistema hidrelétrico existente seria inevitável (PEA, 2006).

Tendo em vista esses fatos e, também, visando à melhoria das condições ambientais das comunidades do seu entorno, a Eletropaulo, na época proprietária da usina, decidiu promover a reforma e modernização das atuais unidades da UTP, tendo dentre as ações desencadeadas como grande destaque sua adaptação com a possibilidade de queima de gás natural, além do óleo combustível atualmente queimado, com a instalação de queimadores bi-combustível.

Após a cisão da Eletropaulo no final do ano de 1998 em quatro novas empresas, a UTP passou para a administração da EMAE – Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A, que ficou responsável por sua operação e manutenção, assim como em dar prosseguimento aos seus projetos e investimentos.

Diversos estudos de avaliação da vida útil remanescente e de extensão de vida útil dos componentes principais foram realizados e resultaram em determinações sobre ações a serem implementadas para prosseguir com a planta em atividade. Também foram realizados estudos econômicos que confirmaram a viabilidade da operação da planta.

No capítulo 3, foi apresentado o estado atual de equipamentos e sub-sistemas do processo de geração com suas respectivas tecnologias e o conceito operacional da época antes as intervenções. Neste capítulo, serão descritas as mudanças pelas quais passaram, para que se possa compará-las e apresentar os resultados obtidos pós-intervenções, conforme descrito no capítulo 5.

#### **4.1 Instrumentação atual da Usina Termoelétrica Piratininga**

Nos anos de 1999 e 2000 foi implementado o projeto de modernização e centralização da instrumentação e controle para as unidades geradoras 1 e 2, além da atualização da instrumentação, propriamente dita, foi incluída a substituição dos queimadores originais por queimadores bi-combustível, conforme mencionado. Já nas unidades 3 e 4, a instrumentação original foi mantida, sendo somente substituídos os queimadores por novos, também com a opção bi-combustível (ENERCONSULT, 1993).

Para viabilizar o projeto de operação das unidades em um único local e, também, a operação de forma remota e automática dos novos queimadores bi-combustível foi necessária a aquisição e implementação de um sistema para controle e monitoração, tanto da nova instrumentação de tecnologia digital que substituiu a existente de tecnologia pneumática, como, também, a instrumentação relacionada aos novos queimadores, como sensores, pistões e outros dispositivos. Foi adquirido e implementado um Sistema Digital de Controle Distribuído-SDCD.

#### 4.2 Instrumentação atual das Unidades Geradoras 1 e 2

Os elementos comuns aos sistemas de controle, como controladores, moduladores, posicionadores, protetores, e os transmissores de sinais, que tinham seu funcionamento baseado na tecnologia pneumática, foram substituídos por elementos eletrônicos baseados em tecnologia digital, conforme pode ser visto na figura 40. Os elementos finais de controle não foram substituídos, apenas tiveram substituídos seus elementos posicionadores (ESALG BAILEY, 1998). Passaram de elementos pneumáticos para eletropneumáticos, conforme figura 41.



**Figura 40 - Transmissores eletrônicos novos**



**Figura 41 - Posicionador eletropneumático**

### 4.3 Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores Atual

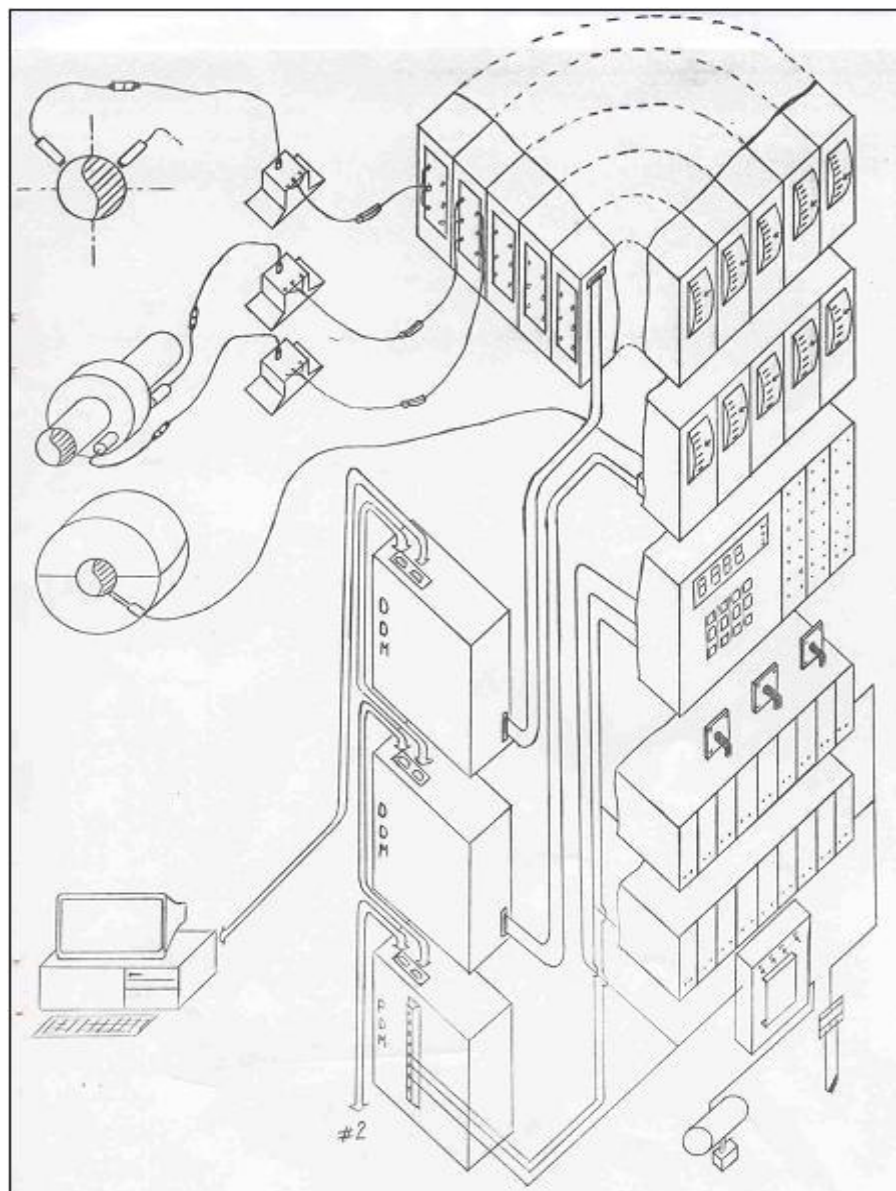
A substituição do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores-SST foi um segundo avanço na automação da usina, possibilitando a centralização de uma grande parcela de informações necessárias ao operador em um único local, agilizando e racionalizando as suas ações. Do ponto de vista tecnológico, esse novo sistema introduziu a eletrônica analógica com transmissão de sinais elétricos de baixo nível, sensores do tipo não contato, diminutos e padronizados e, adicionalmente, a digitalização e processamento de sinais através de software supervisor dedicado (ELETROPAULO, 1990).

No caso das unidades 1 e 2, foi construída uma nova sala, situada entre seus dois turbogeneradores, e nas unidades 3 e 4 o sistema foi implementado em espaço disponível na própria sala de controle das unidades, denominada de Sala de Controle Mecânico-SCM, que já centralizava sua operação.

No arranjo geral desse sistema existiam basicamente dois sistemas independentes, um para as unidades 1 e 2 e outro para as unidades 3 e 4. Cada duas unidades possuíam dois painéis, um para cada uma, que se destinavam à compatibilização dos sinais oriundos do campo, digitalizando-os e apresentando as grandezas através de displays analógicos ou digitais. Além das variáveis de máquinas (vibrações e expansões), os sinais adquiridos no campo eram pressões, temperaturas, posição de válvulas, fluxo de vapor e potência ativa do gerador.

Os dois painéis possuíam comunicação entre si e um microcomputador, onde era realizada a supervisão dos parâmetros, redundantemente com os indicadores multiponto, disponíveis nos painéis, através de uma rede de dados. O software de supervisão fornecido rodava sobre o sistema operacional MS-DOS e, mesmo apresentando gráficos de tendência e forma de onda, proporcionava recursos muito limitados, mesmo para a época.

A figura 42 mostra o esquema de interligação entre os elementos sensores em campo, os cartões eletrônicos de tratamento de sinais e a interface homem máquina.



**Figura 42 - Componentes do sistema de supervisão dos turbogeradores**

Atualmente, esses sistemas estão operando parcialmente, pois a maioria das variáveis, contempladas no mesmo, foram incorporadas do SDCD instalado posteriormente.

O sensoramento das variáveis de máquina, também denominadas de variáveis dinâmicas, é efetuado por uma bobina envolta em um material não magnético que irradia um campo magnético em torno de si. Se ocorrer a aproximação do campo eletromagnético

existente no sensor a um material metálico, pelo surgimento de correntes parasitas no material, haverá a absorção de potência provocando modulação da rádio frequência geradora do campo, ver figura 43. Sendo o sensor excitado por uma portadora, em rádio frequência, cuja amplitude é proporcional à distância, também denominado de gap, entre o sensor e a superfície enxergada, tem-se, então, um transdutor para medir folgas estáticas, tais como expansão diferencial, excentricidade a baixas velocidades e posição axial do eixo.

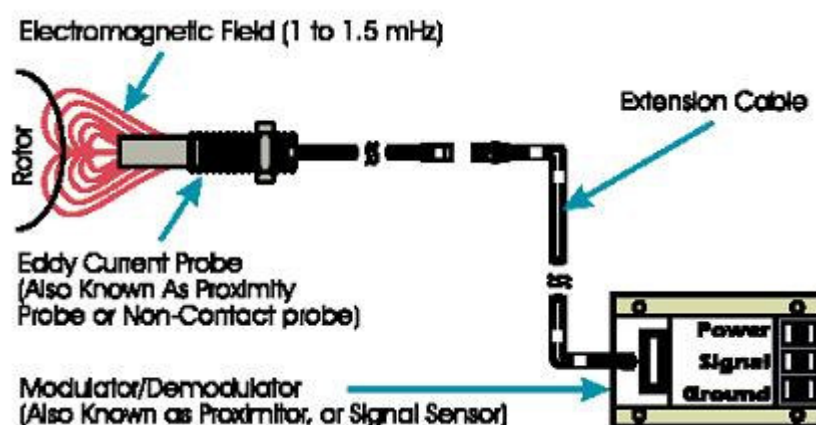


Figura 43 - Componentes do sistema de medição

Com circuitos eletrônicos é possível separar a componente contínua do sinal de saída do proximitor da componente variável, modulante, ver figura 44. Utiliza-se a componente contínua do sinal para a medição de folga estática, e a componente variável, no caso a amplitude do sinal variável é proporcional à variação do gap, possibilitando medição da vibração em deslocamento.

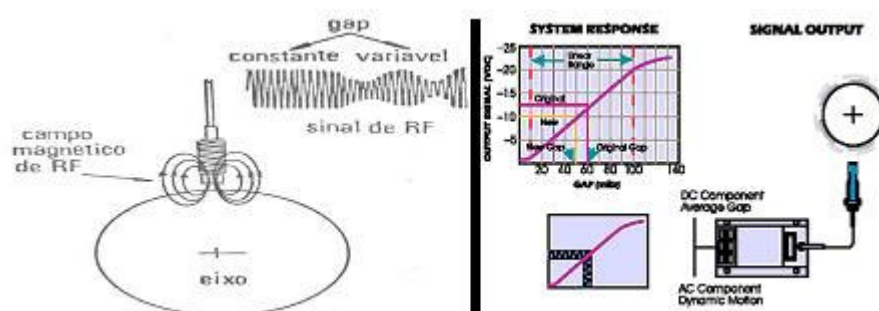
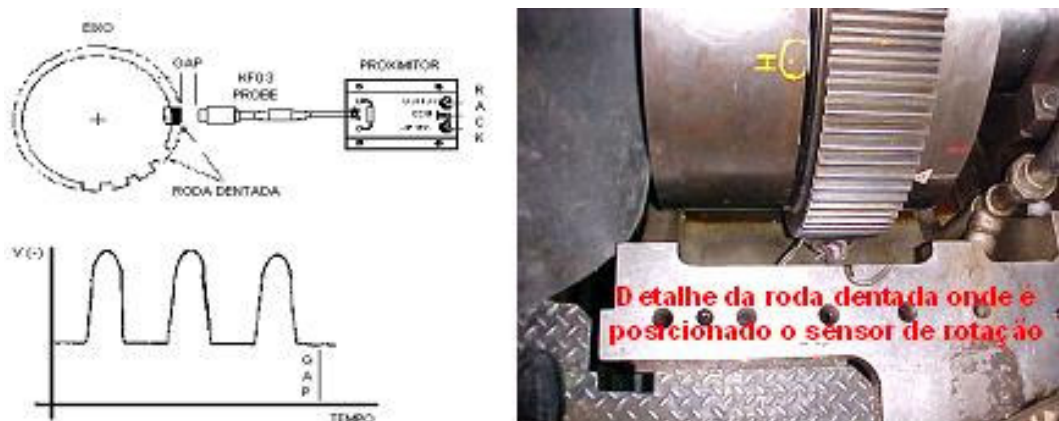


Figura 44 - Princípio de funcionamento do sistema de medição

Outra aplicação para o transdutor é a medição de rotação e posição angular do eixo, ver figura 45. Monitorando a presença de uma saliência ou cavidade sobre a superfície em rotação é possível fazer uma contagem no tempo e calcular a rotação, e sendo a rotação constante, é possível a determinação da fase.



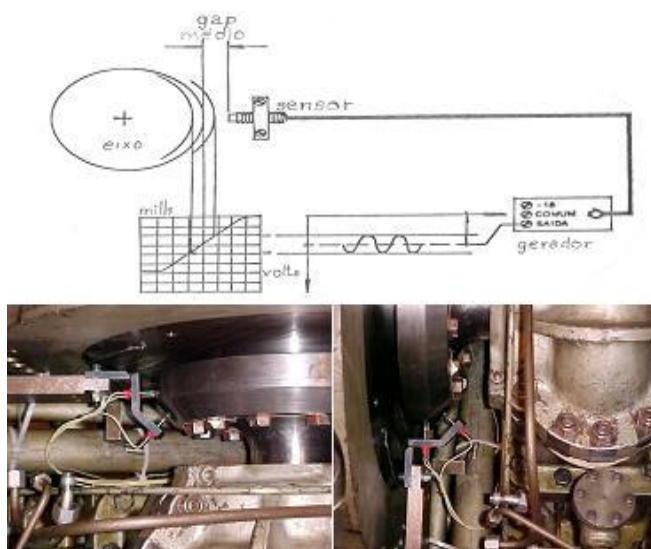
**Figura 45 - Medição de rotação**

Sendo os turbogeradores da UTP máquinas girantes em altas rotações com características especiais, os seus requisitos de segurança tornam-se mais rigorosos.

As informações referentes às variáveis dinâmicas, como exemplo a vibração, a expansão diferencial entre as partes móveis e fixas e outras, tornam-se imprescindíveis para operação correta e segura dos turbogeradores (ELETROPAULO, 1990).

Com o auxílio de ferramentas de análise dedicadas, com o software deste sistema, com sinais provenientes dos sensores instalados na máquina, por exemplo, para medição de excentricidade do eixo do turbogerador, ver figura 46, é possível fazer uma análise obtendo o espectro, orbitação do eixo, entre outras informações necessárias, que garantem a correta operação da máquina (ENGETEC, 1990).





**Figura 46 - Medição de excentricidade do eixo da turbina**

#### 4.4 Queimadores Novos

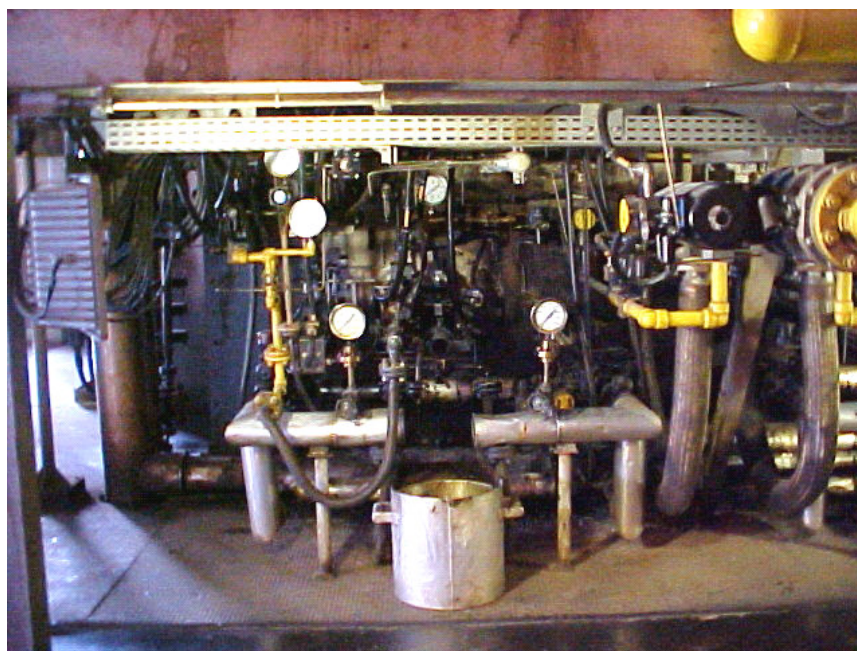
Em operação a partir de 2000, bi-combustível, os novos queimadores permitem a queima de óleo combustível ou gás natural, operação automática e remota, supervisão de chama, sem controle individual de ar, instalação densa, 24 válvulas por queimador, válvulas de operação com gás natural, óleo combustível, vapor, óleo diesel, ar comprimido. Nas figuras 47 a 49 tem-se, respectivamente, o queimador novo e seus componentes, o frontal da caldeira com o queimador novo e o detalhe da coloração da chama da queima com o combustível óleo e o combustível gás natural. Na tabela 13 tem-se as condições de operação com os combustíveis, gás natural versus óleo.

Características dos novos queimadores bi-combustível:

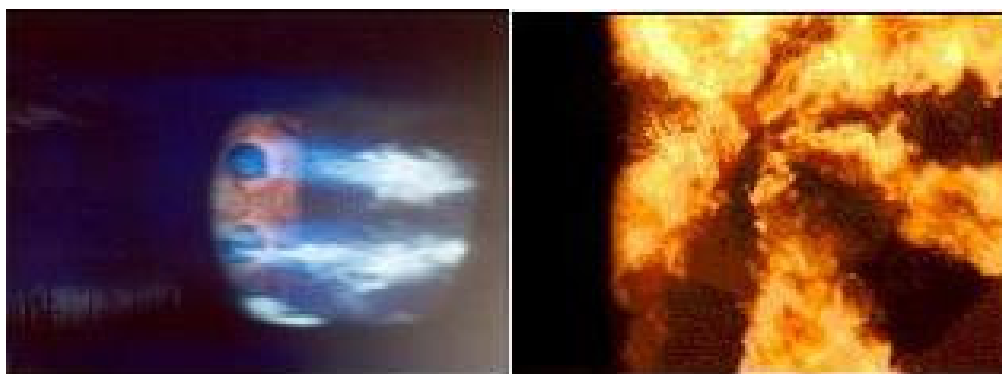
- Tipo do queimador: Atomização mecânica;
- Quantidade de queimadores por caldeira: 12;
- Combustível : óleo ou gás;
- Direção da chama: Horizontal;
- Tipo de tiragem: balanceada;
- Umidade relativa do ar: 65 a 85%.



**Figura 47 - Queimadores novos**



**Figura 48 - Frontal da caldeira com o queimador novo**



**Figura 49 - Chama queima a gás natural à esquerda e a óleo à direita**

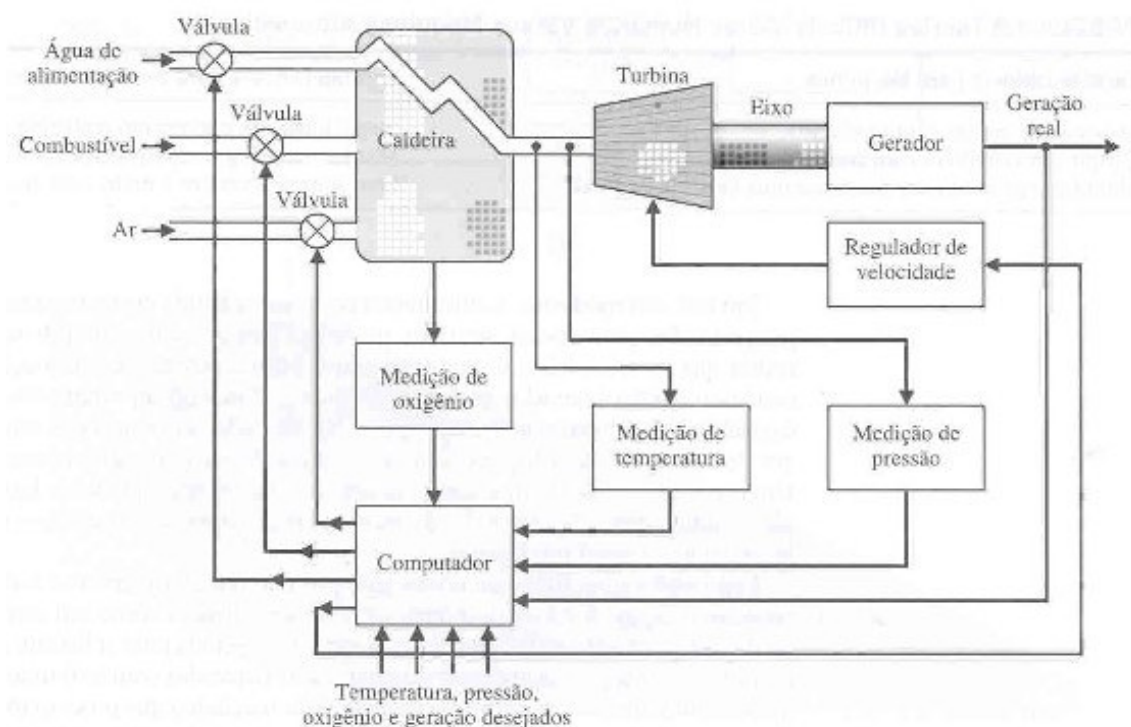
Tabela 13 - Condições de operação Gás natural x Óleo combustível

Combustível		Gás Natural	Óleo 1B
Liberação por queimador	Máxima (Gcal/h)	26,68	25,76
	Normal(Gcal/h)	23,20	22,40
	Mínima (Gcal/h)	5,34	6,44
<b>Excesso de ar (%)</b>		3	5
Dimensões da chama	Comprimento (m)	6,2	5,6
	Diâmetro (m)	1,8	1,6
<b>Faixa de operação Requerida (Turn Down)</b>		5:1	4:1
Vazão do combustível	Consumo máx./min	2.943 Nm <sup>3</sup> /h	2.621 kg/h
	Retorno máx./min	--	288 kg/h
Faixa de pressão de operação	Alimentação – máx./min (Kpag)	160	4000/2500
	Retorno – máx./min (Kpag)	6	1600/100
<b>Viscosidade Requerida (cst)</b>			15
Perda de carga no queimador	Máxima (mm H <sub>2</sub> O)	208,3	196,6
	Mínima (mm H <sub>2</sub> O)	8,3	12,3
Ar disponível para os queimadores	Pressão (mmH <sub>2</sub> O)	220	220
	Temperatura (°C)	377	349
Piloto para Ignição	Combustível	Gás Natural	Diesel
	Liberação térmica (kcal/h)	1.167.000	1.167.000
	Pressão (bar)	0,7	14,0
	Consumo (Nm <sup>3</sup> /h – kg/h)	128,7	113,6

Maiores detalhes podem ser obtidos no RTP - Relatório Técnico de Pesquisa do Projeto Centralização da Instrumentação das Unidades 1 e 2 e Troca dos Queimadores da Usina Termoelétrica Piratininga (SANTOS, A.A; SOUSA, J.S.S e REIS, L.O.M, 2006).

#### 4.5 O Sistema Digital de Controle Distribuído

A substituição da instrumentação de tecnologia pneumática para digital nas unidades 1 e 2 e o automatismo implementado nos novos conjuntos de queimadores, instalados nas unidades 1, 2 e 4, conforme mencionado anteriormente, desencadearam a necessidade da instalação do Sistema Digital de Controle Distribuído-SDCD. Conforme definição (DORF, 2001, pág 10), sistema de controle é uma interconexão de componentes formando uma configuração de sistema, que fornecerá uma resposta desejada. Baseado nessa definição os sistemas digitais de controle distribuídos são fundamentais para tratamento dos sinais provenientes dessas interconexões de componentes. No caso da UTP existem diversos componentes que interagem entre si e precisam ser monitorados e controlados de uma forma mais dinâmica, contribuindo para um desempenho melhor do processo de geração termoelétrica. A figura 50 ilustra os componentes e as variáveis que compõem o processo de geração da UTP.



**Figura 50 - Sistema de controle para um turbogerador**

Foram adquiridos quatro Sistemas Digitais de Controle Distribuído, ver figura 51, para instalação na Usina Termoeletrica Piratininga. Esse sistema, comercialmente denominado *Symphony*, foi adquirido para implementar as funções de:

- Comando, controle e supervisão dos sistemas eletromecânicos das unidades 1 e 2;
- Comando, controle e supervisão dos queimadores bi-combustível, gás natural ou óleo, das unidades 1 à 4.
- Comando, controle e supervisão dos sistemas gerais da usina, como o sistema de ar comprimido, e o sistema de óleo diesel para partida dos queimadores.

Essas funções estão divididas em três blocos de controle:

a) Sistema de Gerenciamento de Queimadores, com as seguintes lógicas:

- Intertravamento nas operações de partida.
- Segurança em regime de operação.
- Intertravamento nas operações de parada.
- Segurança nas operações de emergência.

b) Sistema de Controle de Combustão, com as seguintes lógicas:

- Controle de ar e gases de combustão.
- Controle de gás natural.
- Controle de óleo combustível.
- Controle de óleo diesel.
- Controle de vapor principal e extrações de vapor.
- Controle de válvulas principais e controle da turbina.
- Controle de ar de instrumentos.

c) Sistema de Segurança da Caldeira

- Controle de purga da caldeira.
- Controle de intertravamento de segurança para parada por emergência.



**Figura 51 - Gabinetes e cartões do sistema digital de controle distribuído**

Dentre estes sistemas serão destacados os principais intertravamentos e itens de segurança do sistema de gerenciamento dos queimadores.

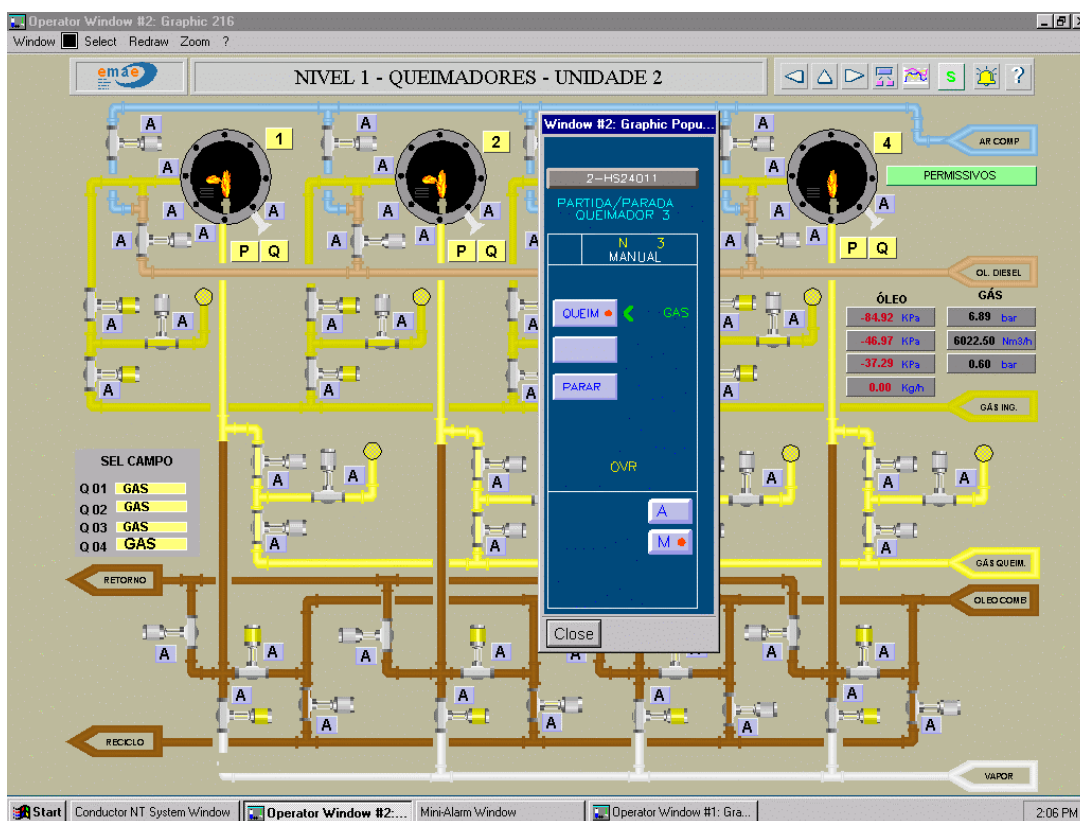
**- Lógica de Intertravamento nas operações de partida** - para a correta operação do conjunto queimador uma seqüência lógica deve ser obedecida nas operações de partida do conjunto queimador. Essa seqüência pode ser realizada de duas formas: uma totalmente automática, exigindo do operador somente um clique do mouse sobre uma janela específica nas telas de operação das IHMs (*Interface Human Machine*) do SDCD, ver figura 52, confirmando a partida do conjunto queimador. A outra, denominada de partida do conjunto queimador em manual, requer que o operador acione uma por uma das diversas válvulas e pistões que compõem o conjunto queimador. Em qualquer uma das formas a lógica de controle implementada verifica o posicionamento de pistões, das válvulas de combustíveis e

respectivas válvulas de expurgo, de maneira a garantir a partida segura do conjunto queimador. Como exemplo de condição insegura pode-se citar dois casos: o sensor responsável pela confirmação de posição de uma válvula de combustível (sensor do tipo chave fim de curso), falha, ou o sensor de detecção de chama na caldeira falha. Em qualquer uma das situações a lógica de controle de partida abortará a seqüência de partida do conjunto queimador.

**- Lógica de segurança em regime de operação** – essa lógica contempla a possível falha de qualquer um dos sinais enviados aos cartões de I/O (Input/Output) do SDCD quando o queimador estiver em operação. Por exemplo, se o sensor de detecção de chama falhar, ou até mesmo não detectar a presença de chama ocasionada pelo apagamento do queimador, a lógica é disparada colocando o conjunto queimador numa condição segura, ou seja, válvulas de combustível fechadas e respectivas válvulas de expurgo abertas, garantindo a despressurização do coletor de combustível desde as válvulas de combustível até o bocal dos queimadores, evitando o acúmulo de combustível na região da fornalha e uma possível explosão. Também os pistões de acionamento das lanças do registro de ar e lança do sistema de ignição são colocados na posição recolhida.

**- Lógica de intertravamento nas operações de parada** - Nas operações de parada do conjunto queimador também deve ser obedecida uma seqüência lógica. A parada do conjunto queimador pode ocorrer de duas formas: uma por solicitação do operador através de um clique do mouse sobre uma janela específica nas telas de operação das IHMs (*Interface Human Machine*) do SDCD, confirmando a parada do conjunto queimador, ver figura 52; a outra por falha de qualquer um dos sinais enviados aos cartões de I/O (Input/Output) do SDCD, quando o queimador estiver em operação. Em qualquer uma das situações, as válvulas de combustíveis do conjunto queimador são fechadas, e seus respectivos expurgos abertos, garantindo a despressurização do coletor de combustível desde as válvulas de combustível até

o bocal dos queimadores, evitando o acúmulo de combustível na região da fornalha e uma possível explosão. Também os pistões de acionamento das lanças do registro de ar e lança do sistema de ignição são colocados na posição recolhida.



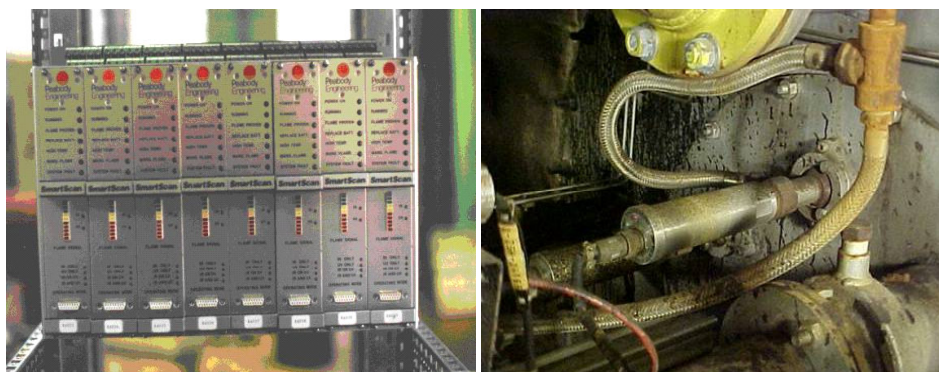
**Figura 52 - Tela e interface de comando de acionamento do conjunto queimador**

- **Lógica de segurança nas operações de emergência** – em caso de emergência foi implementado um circuito totalmente independente dos cartões de I/O do SDCD, que, quando acionado, atua diretamente sobre a válvula principal de combustível, fechando-a, desencadeando o apagamento seguro da caldeira.

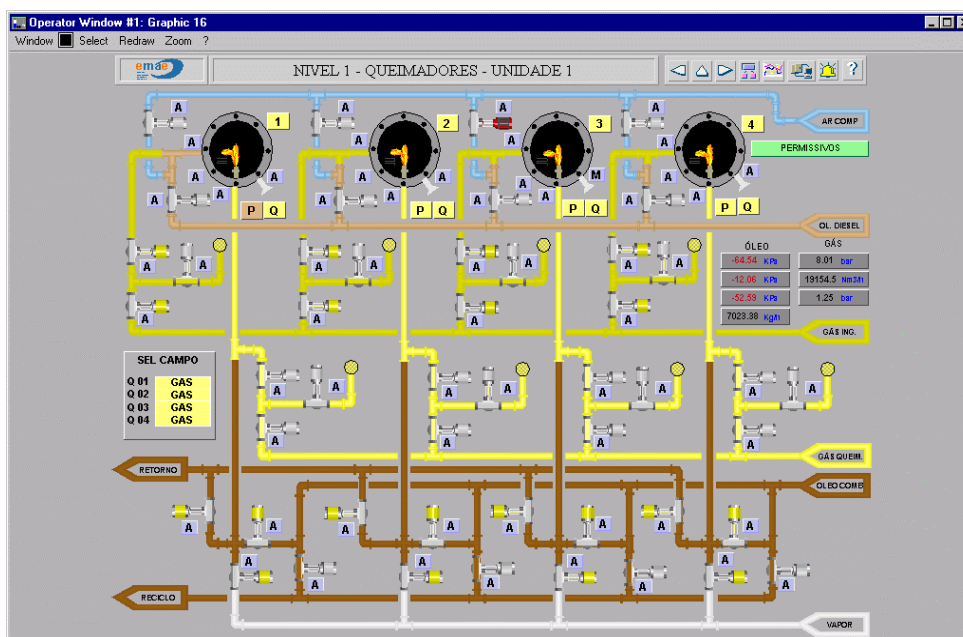
A troca dos queimadores da unidade 3 da UTP, e seu respectivo sistema de gerenciamento dos queimadores, não foi implementada em função dessa unidade ser enquadrada como a primeira a fechar o ciclo combinado de operação com o novo empreendimento denominado de Usina Nova Piratininga - UNP.



A implementação dos sistemas de controle baseados na tecnologia digital permitiu a inserção de sistemas supervisórios que, nos sistemas antigos, eram realizados de maneira visual, sem precisão. Dentre esses sistemas estão em evidência o sistema de detecção e confirmação de presença de chama, ver figura 53, confirmação realizada pelos sensores de chama. O sensor de chama é instalado junto ao queimador e envia sinal de presença de chama ou queimador apagado à lógica de controle, para ser mostrada nas telas das estações de operação ao operador ou IHMs (*Interface Human Machine*). A tela referente à apresentação do estado dos queimadores, ou seja, se estão acesos ou apagados é mostrada na figura 54.



**Figura 53 - Cartão de monitoramento e sensor de detecção de chama**



**Figura 54 - Tela dos queimadores um a quatro**

Em conjunto com a implementação dos sistemas de controle baseados na tecnologia digital que permitiram a inserção de sistemas supervisórios, foram implementados circuitos físicos melhorando a segurança operacional. Na figura 55 tem-se um caso típico dessas implementações: o sistema de segurança para garantir a seleção correta do combustível a ser queimado. Essa lógica será apresentada na secção 4.1.7 deste capítulo.

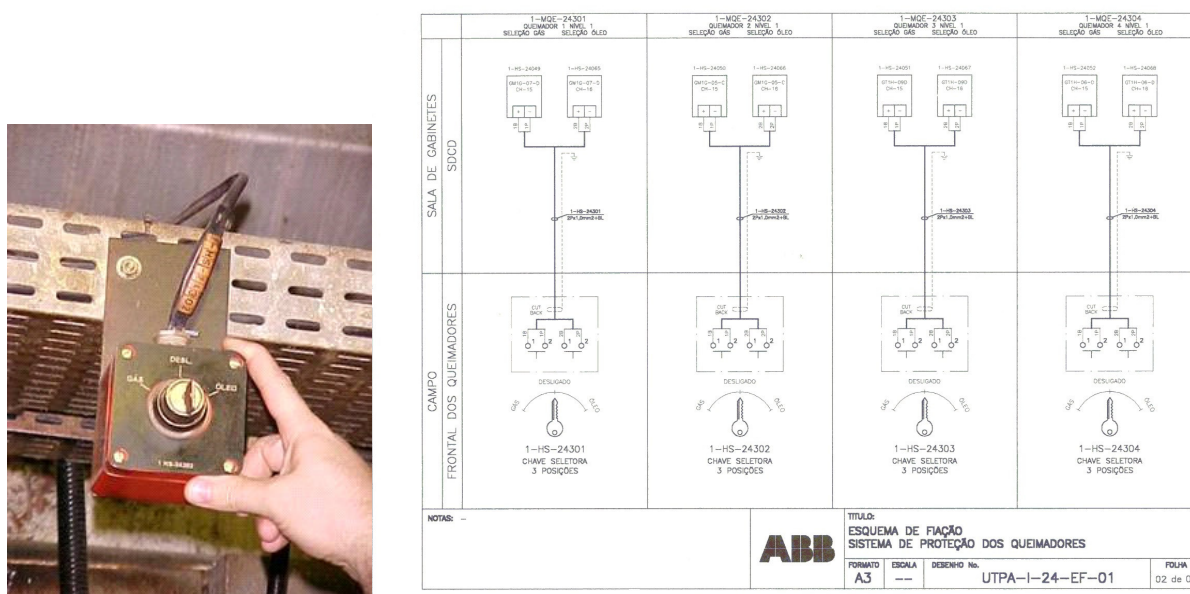


Figura 55 - Chaves físicas de seleção de combustível

#### 4.6 Conceito Operacional das Unidades Geradoras

A instalação do SDCD viabilizou a mudança do conceito operacional das unidades 1 e 2 de descentralizado para centralizado, ver figura 56, realizado de forma remota e automática através de uma sala de controle única para unidades 1 e 2. A operação que era realizada em painéis distribuídos pela planta, conforme já mencionado na secção 3.4.10, passou a ser realizada em uma sala climatizada, através de interfaces homem-máquina baseadas em

*Personal Computer*-PCs, com telas de processo representando os sistemas e permitindo a monitoração e ajustes de variáveis através de redes industriais de processamento de dados.



**Figura 56 - Nova sala de controle das unidades 1 e 2**

Nessa nova configuração, o número de operadores trabalhando em turno não sofreu grandes mudanças, porém, atualmente, essas equipes também operam as quatro novas unidades pertencentes à UNP. Com relação aos manutentores, devido a mudanças na estrutura organizacional da empresa este quadro ficou reduzido, atualmente, a 8 profissionais para atendimento exclusivo as necessidades da UTP.

O controle da operação das unidades 3 e 4 já era realizado de forma centralizada, como descrito na seção 3.4.12, do capítulo 3. O conceito operacional nessas unidades não foi alterado. Conforme já mencionado, na época estavam em andamento os estudos para inserção dessas duas unidades no projeto de geração termoelétrica em ciclo combinado com as futuras turbinas a gás da UNP.

## 4.7 Malhas de Controle com Tecnologia Digital

Com a substituição da instrumentação e implementação do SDCD, os diversos sistemas do processo de geração termoelétrica passaram a ser controlados através de cartões eletrônicos com tecnologia digital. A nova instrumentação de campo possibilita ajustes mais rápidos e eficazes, na maioria dos casos, sendo apenas necessário um ajuste de zero e fim de escala ou “*span*” do instrumento, sem a necessidade de sua remoção para aferição em bancada, fato que ocorria com muita frequência com a instrumentação antiga.

O desenvolvimento das lógicas de controle passou a ser realizado com auxílio de softwares dedicados, flexibilizando e facilitando a criação de novas lógicas, assim como ações para correções em lógicas existentes. O princípio de funcionamento das malhas de controle permaneceu o mesmo, porém atualmente são desenvolvidas lógicas através de *software* eliminando boa parte das necessidades de alteração de *hardware* ou equipamento.

A seguir será apresentado e explicado, o funcionamento de algumas lógicas desenvolvidas no SDCD, para permitir a monitoração e controle dos sinais provenientes da nova instrumentação de campo dos diversos sistemas que compõem o processo de geração termoelétrica e da instrumentação dos novos queimadores.

### 4.7.1 Lógica para Intertravamento para Acendimento dos Queimadores

Essa lógica foi implementada para evitar o acionamento indevido do conjunto queimador, caso não haja coerência na seleção do combustível a ser queimado entre os operadores de campo, que possuem a atribuição de realizar inspeções em campo para verificar as condições de operação dos equipamentos e os operadores de sistema, os quais possuem a atribuição de monitorar e controlar o processo através das interfaces de operação, localizadas na sala de controle das unidades. Evitando-se o acionamento indevido do conjunto queimador,

conseqüentemente, são evitados possíveis acidentes. A lógica consiste em permitir ou não a seqüência de acionamento das diversas partes do conjunto queimador, válvulas de combustível, pistões de acionamento do registro de ar e inserção das lanças do maçarico piloto e principal, através da confirmação da combinação da posição de uma chave de seleção física instalada no frontal da caldeira para cada queimador, ver figura 55, com uma chave lógica implementada nas telas de operação do conjunto queimador. A figura 57 mostra a lógica implementada. Maiores detalhes podem ser verificados no ANEXO A – Diagrama Lógico dos Queimadores, págs 142 a 148.

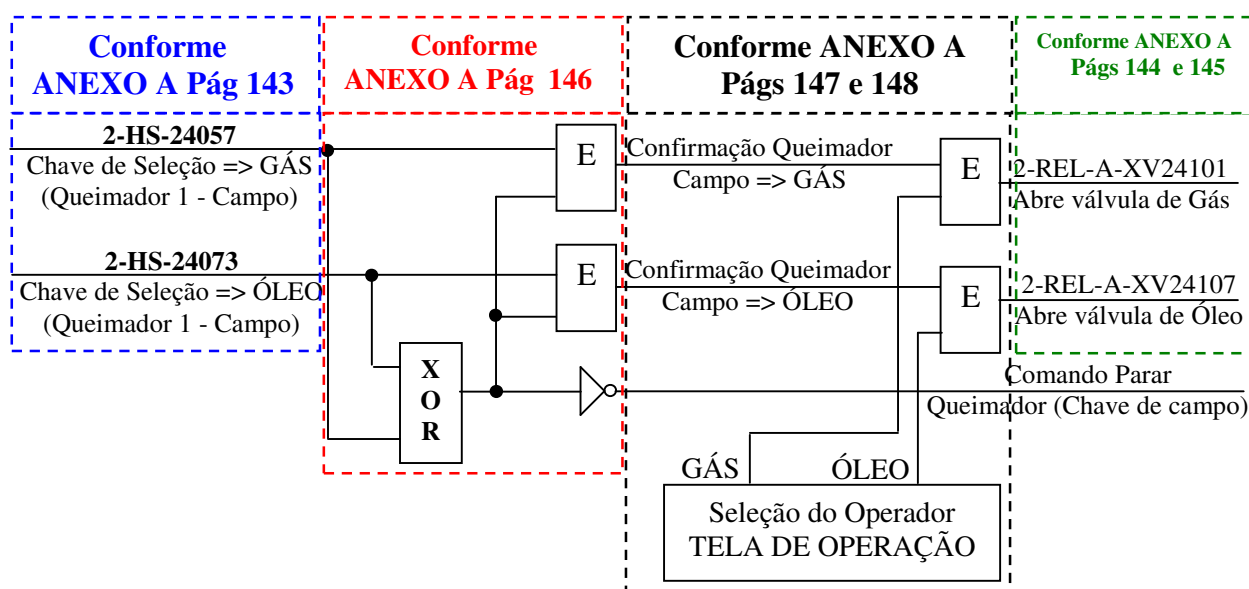


Figura 57 - Lógica de intertravamento para acendimento dos queimadores

#### 4.7.2 Lógica Partida da Bomba de Água de Alimentação em função do Nível no Tambor da Caldeira

Essa lógica dentre várias outras necessitou ser alterada. Durante o período de comissionamento dos diversos sistemas de controle do processo de geração termoelétrica, foi detectado que em uma determinada situação, em que os operadores necessitavam ligar uma das bombas de alimentação do tambor da caldeira, bombas A, B e C, a lógica não permitia, bloqueando a ação do operador sobre o comando ligar.

Analisando a lógica que liberava o comando do operador para ligar as bombas de água de alimentação do tambor da caldeira em função do seu nível, foi constatado que na lógica só havia-se considerado o sinal proveniente de um transmissor de nível (LIT31008) e, caso ele entrasse em falha ou fosse retirado para manutenção, a lógica não liberava o comando. Foi implementado mais um sinal proveniente de um outro transmissor, também, instalado no tambor (LSHH31009), travando a ação do operador somente em caso de falha dos dois transmissores. A impossibilidade dos operadores em ligar uma dessas bombas em determinadas situações poderia ocasionar danos de grande extensão na caldeira e também originar situações de acidentes com pessoas. A figura 58 mostra a lógica implementada, no caso para bomba C, com as alterações em destaque na cor vermelha.

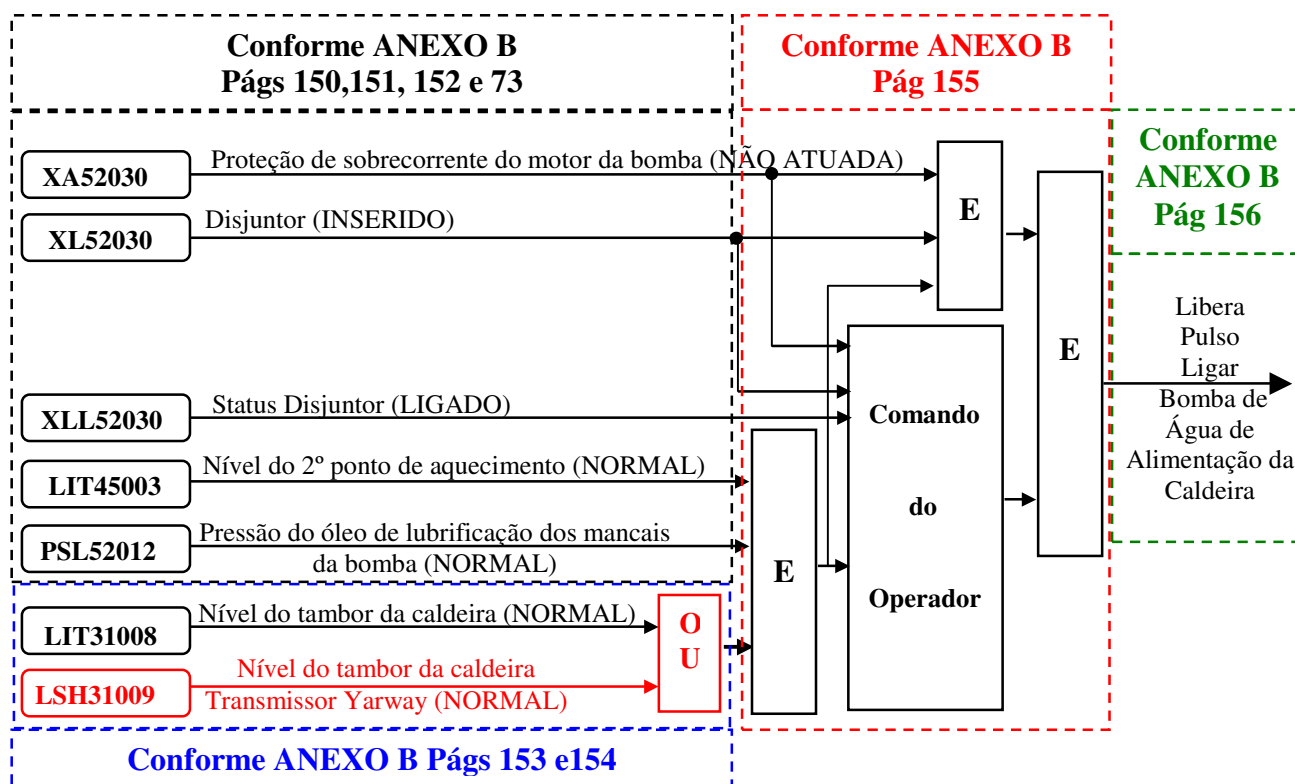
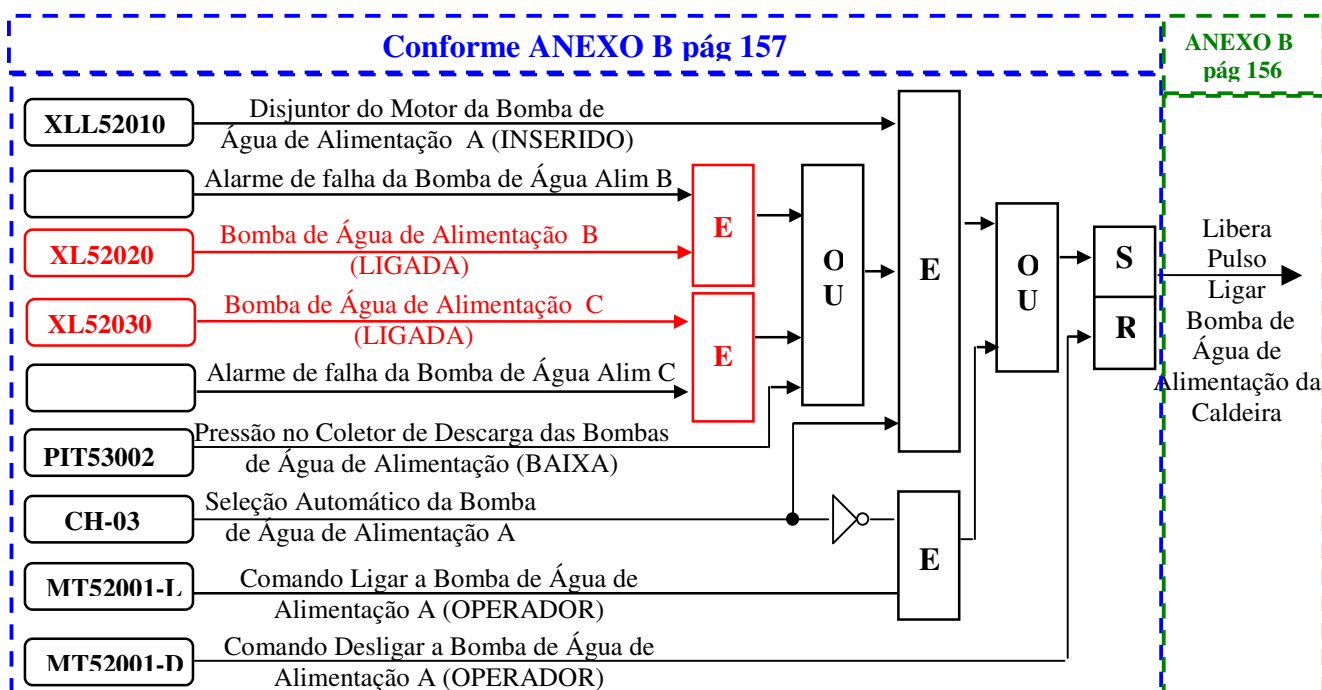


Figura 58 - Lógica de intertravamento de partida da bomba de água de alimentação

#### 4.7.3 Lógica Partida da Bomba de Água de Alimentação modo Stand By

A alimentação e a conseqüente normalização do nível no tambor das caldeiras, pode ser feita por uma das três bombas de água de alimentação existentes para cada caldeira. Em determinadas situações de carga, mais exatamente acima dos 60MW, faz-se necessário manter ligadas duas dessas bombas. Em outra ocorrência, ao se proceder as manobras para isolar a terceira bomba de água de alimentação para procedimentos de manutenção, a segunda bomba que na ocasião encontrava-se no modo de operação denominado “Stand By”, ou seja, pronto para ser acionada em caso de baixa pressão no coletor de água de alimentação do tambor da caldeira, entrou em operação indevidamente. Foi verificada a lógica de controle do acionamento dessas bombas e constatado que o procedimento para isolar a terceira bomba estava sendo entendido pela lógica como uma falha, levando a bomba que estava no modo “Stand By” a entrar em operação. Foram implementadas algumas alterações, conforme destacado na cor vermelha na figura 59, corrigindo o problema. Essa condição anterior às alterações conduzia a situações de risco de acidentes com pessoas.



**Figura 59 - Lógica partida automática da bomba de água de alimentação**

Além das lógicas implementadas outros recursos tornaram-se possíveis de serem desenvolvidos com a implementação do SDCD, como, por exemplo, a tela mostrada na figura 60, que permitiu a otimização dos serviços de controle de partidas e horas trabalhadas dos principais equipamentos da planta. Esses serviços eram realizados de forma manual através do preenchimento de folhas de relatórios específicos. Para esses equipamentos, também, foram configurados recursos de geração de alarmes que são ativados quando as quantidades de horas ou de partidas forem atingidas, conforme valores pré ajustados.

A sistemática de controle tornou-se mais eficiente e simples, uma vez que todas as informações estão contidas em um único lugar e de fácil acesso.

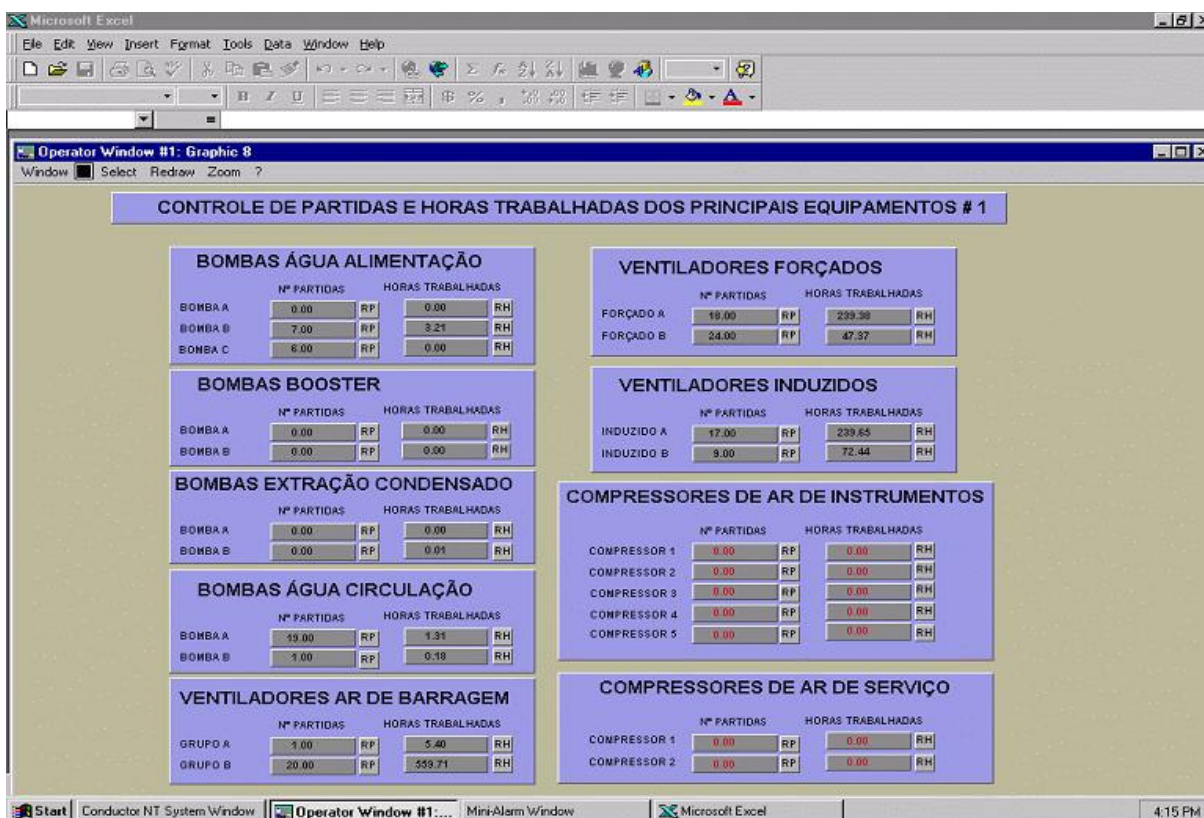
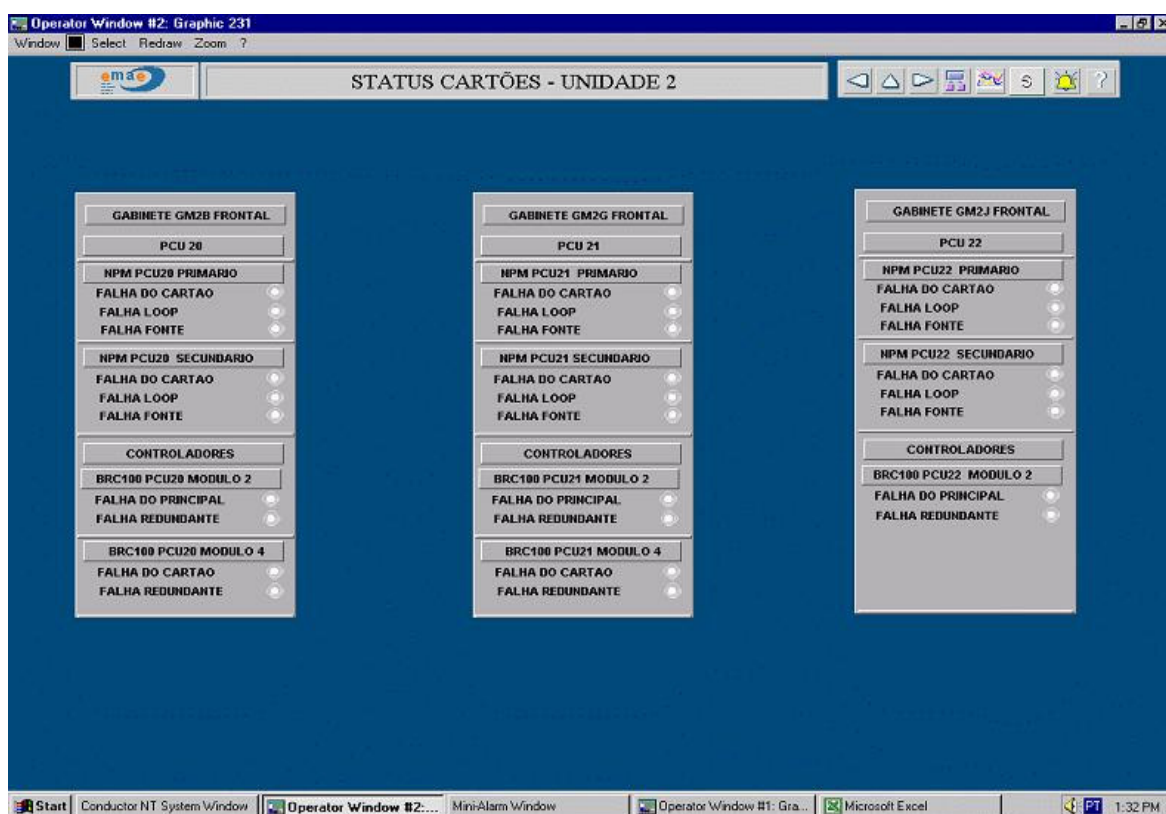


Figura 60 - Tela de partidas e horas trabalhadas dos principais equipamentos

Outro recurso desenvolvido foi a tela mostrada na figura 61. Quando ocorria alguma falha de indicação de algum parâmetro nas telas de operação, os operadores de sistema recorriam à manutenção com o propósito de identificar a possível causa desta falha. Os



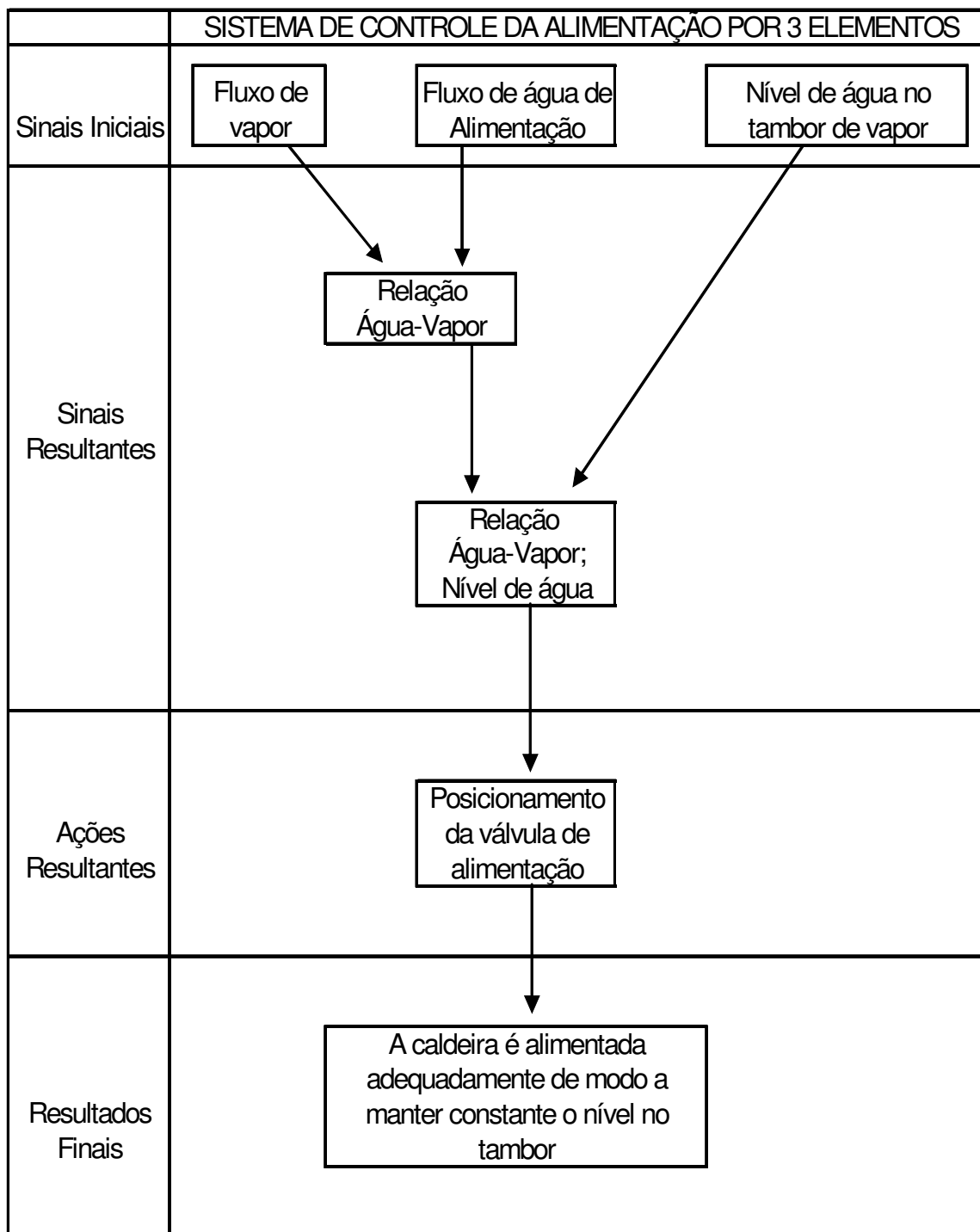
manutentores, por sua vez, recorriam a alguns procedimentos para identificar, diagnosticar e corrigir o problema. Primeiro, com o “tag” do equipamento, consultavam o banco de dados através da estação de engenharia para identificar em que gabinete ficava o cartão processador do respectivo tag. O tag é uma seqüência de números e caracteres que identificam o equipamento ou instrumento, exemplo 1-EMT23010. Essa atividade demandava um certo tempo para ser executada. Com a criação dessa tela o operador passou a ser informado através de indicações na tela ou, ainda, através de alarmes pré ajustados caso ocorresse alguma anormalidade com os cartões processadores, reportando, diretamente aos manutentores, o gabinete e o cartão em falha.



**Figura 61 - Tela de status dos cartões processadores**

Conforme citado no início da secção 4.1.7, algumas lógicas desenvolvidas no SDCD seriam descritas sucintamente, outras apenas referenciadas.

Finalizando esta secção, será demonstrado o fluxograma da lógica de controle de nível do tambor da caldeira, figura 62. O funcionamento dessa malha, malha de controle por três elementos, foi descrito no capítulo 3 secção 3.4.13.2 .



**Figura 62 - Fluxograma controle da alimentação por três elementos**

## **5 RESULTADOS OBTIDOS**

Esse capítulo, dividido em três tópicos, apresenta os resultados obtidos após as implementações realizadas. O primeiro abordará as ações desenvolvidas e as melhorias obtidas quanto aos aspectos ambientais. O segundo tópico abordará as ações desenvolvidas e as melhorias obtidas quanto aos aspectos e condições insalubres de trabalho. No terceiro e último tópico serão abordadas as ações desenvolvidas e os resultados obtidos em relação aos aspectos de melhoria de desempenho do processo de geração termoeletrica. Para cada tópico serão consideradas as implicações que cada nova implementação trouxe, quais sejam:

- a substituição dos queimadores;
- a mudança do conceito operacional original com a centralização da operação das unidades 1 e 2 para uma sala de controle única;
- a troca de tecnologia da instrumentação de controle do processo e a
- implementação de um Sistema Digital de Controle Distribuído.

### **5.1 Aspectos Ambientais**

O maior impacto, considerando o aspecto ambiental, está nas emissões de poluentes na atmosfera, provenientes, principalmente, dos processos de combustão da usina.

A evolução histórica dos combustíveis utilizados na Usina Termoeletrica Piratininga apresentada neste trabalho, demonstra a preocupação pela busca a alternativas que possibilitassem uma geração de energia elétrica mais limpa.

### 5.1.1 Implicação da Troca dos Queimadores

No capítulo 2, nas seções 2.5.1 a 2.5.3, foi abordada a formação de alguns ácidos em função das substâncias químicas presentes no óleo combustível utilizado no processo de combustão da usina. A formação desses ácidos pode levar a taxas de corrosão elevadas de superfícies metálicas, localizadas tanto em interiores de equipamentos, como em ambiente próximo à geração. Esse fenômeno era facilmente observado nas estruturas metálicas da UTP, onde por muito tempo houve a necessidade de se manter uma unidade de pintura em constante serviço de manutenção.

Com a troca dos queimadores originais, com tecnologia da época da instalação das caldeiras da UTP, ano de 1954, por queimadores novos bi-combustível, que apresentam tecnologia recente, do ano de 1999, os índices de emissões de poluentes para a atmosfera foram reduzidos sensivelmente, como pode ser constatado na tabela 14. Conseqüentemente, a taxa de corrosão observada em superfícies metálicas nas estruturas metálicas da UTP também diminuiu. Os dados contidos na tabela 14, também, permitem constatar que apenas com a mudança de tecnologia dos queimadores, sem considerar a mudança de combustível, já ocorreu uma diminuição na emissão dos principais agentes poluidores da atmosfera, que afetavam direta ou indiretamente a comunidade do entorno da usina.

O dados, apresentados na tabela 14 coletados pela EMAE e pela empresa ERM – Brasil Ltda credenciada a CETESB, demonstram coerência entre si e estão dentro dos limites exigidos por resoluções de órgãos governamentais, conforme coluna resolução CONAMA 8.

Tabela 14 - Dados emissões dos queimadores antigos x novos

Óleo Combustível 1B emissões para 100 MW		Medições queimadores antigos	Teórico queimadores novos	Projeto queimadores novos	Medições queimadores novos Laboratório UTP	Medições queimadores novos ERM	Resolução CONAMA 8
Material Particulado MP	g/s	21,1	9,46	máx. 17,11	9,23	10,33	10
Dióxido de Enxofre SO <sub>2</sub>	g/s	166	118,8	máx. 187	111	128,8	167,2
Oxidos de Nitrogênio NOx	g/s	77,3	44,48	máx. 69	53,4	s/m*	n/d**
Monóxido de Carbono CO	g/s	0,3	4,73	máx. 0,54	0,27	0,13	n/d**

s/m\* não foram realizadas medições

n/d\*\* não definido

**Fontes:** Laboratório Químico da UTP, empresa ERM – Brasil Ltda.

A mudança da tecnologia, agregada aos novos conjuntos queimadores, por si só já trouxe um ganho em relação à diminuição das emissões para a atmosfera. Considerando, também, a possibilidade de queima de um combustível mais nobre, o gás natural, os ganhos são ainda maiores. As tabelas 15 e 16 demonstram um comparativo da queima com óleo combustível versus uma condição de geração utilizando o gás natural como combustível. Em alguns casos como as emissões de Monóxido de Nitrogênio NO e os gases do Nitrogênio NOx a redução foi de 42%. No caso das emissões de Dióxido de Enxofre SO<sub>2</sub> a redução foi praticamente de 100%, pois o gás natural apresenta em sua composição uma parcela muito pequena de enxofre, utilizado apenas como odor. Na coleta desses dados foram consideradas as emissões para diferentes condições de geração e combustível queimado, comparando a situação pré-intervenções e pós-intervenções.

Na obtenção dos dados que compõem a tabela 15, referente à análise dos gases de combustão tinham-se as seguintes condições de operação:

- Tipo de combustível analisado: **Óleo combustível 1B**
- Unidade Analisada: **Unidade 4**
- Data da análise: **22/11/2001**
- Teor de enxofre máximo: **1%**
- Carga: **78MW**
- Fluxo de ar p/ combustão: **381ton/h**

**Tabela 15 - Dados emissões 78MW queimando óleo combustível**

<b>Parâmetros</b>	<b>Unidade</b>	<b>Teor na Entrada da Chaminé</b>	<b>Teor na Entrada do Super-aquecedor</b>
Monóxido de Carbono – CO	ppm	0	4
Dióxido de Carbono – CO <sub>2</sub>	%	12,5	1,8
Dióxido de Enxofre – SO <sub>2</sub>	ppm	381	355
Oxigênio – O <sub>2</sub>	%	4,4	5,2
Monóxido de Nitrogênio - NO	ppm	362	351
Gases de Nitrogênio – NO <sub>x</sub>	ppm	380	369
Eficiência	%	93,5	92,1
Perda	%	6,5	7,9
Excesso de ar	%	26	33
Água	%	0	0
Temperatura dos gases	°C	189	214
Temperatura ambiente	°C	38	38

Na obtenção dos dados que compõem a tabela 16, referente à análise dos gases de combustão tinham-se as seguintes condições de operação:

- Tipo de combustível analisado: **Gás natural**
- Unidade Analisada: **Unidade 4**
- Data da análise: **09/01/2002.**
- Teor de enxofre: máximo: **0%**
- Carga: **70MW**
- Fluxo de ar p/ combustão: **345ton/h**

Tabela 16 - Dados emissões 70MW queimando gás natural

Parâmetros	Unidade	Teor na Entrada da Chaminé	Teor na Entrada do Super-aquecedor
Monóxido de Carbono – CO	ppm	0,0	1,0
Dióxido de Carbono – CO <sub>2</sub>	%	9,0	8,9
Dióxido de Enxofre – SO <sub>2</sub>	ppm	0,0	0
Oxigênio – O <sub>2</sub>	%	5,0	5,2
Monóxido de Nitrogênio - NO	ppm	152	157
Gases de Nitrogênio – NO <sub>x</sub>	ppm	160	165
Eficiência	%	95,4	92,1
Perda	%	4,6	7,9
Excesso de ar	%	32	33,0
Água	%	0	0,0
Temperatura dos gases	°C	141	213
Temperatura ambiente	°C	33	32

Em síntese, com a automatização e modernização dos queimadores, tornou-se viável a queima do gás natural nos queimadores bi-combustível, o que proporcionou ganhos significativos destacando os seguintes aspectos do combustível gás natural:

- Baixíssima presença de contaminantes.
- Combustão mais limpa.
- Não-emissão de particulados (cinzas); Redução em 100%.
- Não exige tratamento dos gases de combustão.
- Rápida dispersão de vazamentos.
- Oferece proteção ao meio ambiente, na medida em que produz queima isenta de resíduos e devido à presença de compostos sulfurados; Redução do SO<sub>2</sub> em 99,99%.
- É queimado com baixíssimo excesso de ar, o que elimina a emissão de fumaça e fuligem e aumenta rendimento térmico, o que não ocorre com o óleo combustível.
- Mistura limpa e processos limpos.

## 5.2 Aspectos: Condições Insalubres de Trabalho e Segurança Operacional

A luta pela sobrevivência das organizações tem levado seus profissionais a condições difíceis de suportar, com conseqüências imediatas à saúde e, por ironia, à sua produtividade. Muitos trabalhos vêm sendo desenvolvidos para mudar ou minimizar essas conseqüências. Assim, iniciativas vêm sendo implementadas pelas empresas, de forma a diminuir a tensão decorrente dos novos tempos.

Estudos do comportamento humano consideram a natureza do homem voltada para suas necessidades básicas, hierarquizada, segundo Maslow da seguinte forma:

- busca, em primeiro lugar, através de seu trabalho a subsistência e o bem estar físico;
- busca a segurança, especialmente pela manutenção do emprego;
- em seguida, preocupa-se com o relacionamento social no ambiente de trabalho, através de sua aceitação e integração ao grupo;
- busca o atendimento das suas necessidades de estima, entre as quais ser admirado e reconhecido pelo seu trabalho e,
- por último, como atendimento à sua necessidade de realização, volta-se para o desenvolvimento e aplicação do seu potencial e da experiência até então acumulada.

Os processos produtivos da UTP são caracterizados por ambientes quentes, com vibração, ruído e geração de resíduos diversos (óleos, graxas, poeira), além de elevado grau de risco a acidentes (grau 3, conforme Norma Regulamentadora NR-4, Portaria nº 3214, de 08/6/78), em função das altas pressões e temperaturas de vapor existentes (NR- 4, 2003).

Esse ambiente de trabalho, colaborava negativamente no desenvolvimento das atividades operacionais. Atividades para quais era esperada prontidão, atenção e concentração, que o trabalho requer, refletindo na elevação dos acidentes e na deterioração das condições de saúde no trabalho.



Nesse contexto, a troca do conjunto de queimadores com tecnologia mais moderna, concomitantemente ao automatismo implantado, e a mudança do conceito operacional de uma operação descentralizada para uma operação centralizada em um ambiente climatizado, livre de ruídos, vibrações e geração de resíduos diversos, contribuíram, significativamente, para a melhoria das condições de trabalho.

Na busca permanente da melhoria dos aspectos de qualidade e ergonomia no ambiente do trabalho e da ação integrada dos profissionais da área de segurança, saúde e operacionais, garantindo a preservação da integridade física e mental dos trabalhadores, as implementações se mostraram eficazes.

### **5.2.1 Implicação da Troca dos Queimadores**

Conforme descrito no capítulo 3, na seção 3.4.9, os queimadores antigos, instalados nas caldeiras, tinham sua operação totalmente manual e tinham grande dependência da presença do ser humano, para o seu correto funcionamento. As válvulas de combustíveis, vapor, ar de instrumento, suas lanças eram todas operadas manualmente.

Com a automatização dos novos queimadores, todos os equipamentos pertencentes ao queimador passaram a serem operados de forma automática e remotamente por um operador que, através das estações de operação das unidades, instaladas na sala de controle das unidades, monitora todo o processo sem precisar atuar diretamente. A condição anterior dos queimadores trazia aos operadores uma situação de desconforto e risco, pois ficavam expostos a altas temperaturas e pressões.

Em síntese, as principais vantagens obtidas com a automatização dos queimadores, no que se refere à segurança operacional foram:

- menor intervenção humana;
- diminuição significativa dos riscos de acidente;
- aumento da segurança operacional;
- operação remota através de estações de operação em uma sala de controle climatizada.

### **5.2.2 Implicação da Mudança de Tecnologia do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores**

A monitoração e supervisão das variáveis dinâmicas de turbogeneradores é fundamental para uma operação eficiente e segura. Considerando as dimensões e rotações dessas máquinas, um acidente, ocasionado pela falha que poderia ser evitada com um prévio monitoramento e tratamento destes sinais, vitimaria dezenas, ou até mesmo, centenas de pessoas. Portanto, o Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores-SST se enquadra como um sistema crítico do processo de geração termoelétrica e para atender aos requisitos podemos empregar diversos tipos de sensores e sistemas de supervisão e monitoração. A substituição da tecnologia para um sistema de supervisão e monitoração, composto de sensores indutivos baseados no princípio das correntes parasitas “*Foucault Current*”, para medição das variáveis dinâmicas dos turbogeneradores, mostrou-se eficaz no caso da UTP. Problemas relacionados ou causados devido à obsolescência dos componentes do sistema anterior, foram solucionados, garantindo a segurança operacional dos turbogeneradores.

### **5.2.3 Implicação da Implementação do Sistema Digital de Controle Distribuído**

Outro fator que merece destaque foram os ganhos obtidos em termos de segurança operacional da planta com a implementação do SDCD. Devido à tecnologia digital disponível, o desenvolvimento de lógicas de intertravamento de malhas de controle e ou equipamentos, a inserção de novos recursos em telas existentes e desenvolvimento de novas telas de operação, o aperfeiçoamento nos diagramas lógicos, implementando melhorias nos circuitos lógicos de acionamentos e o desenvolvimento de novos recursos que permitem monitorar e controlar melhor os processos relacionados com a geração das unidades, tornaram-se de fácil desenvolvimento, uma vez que podem ser realizados de forma virtual, ou seja, através de programação, não requerendo mudanças físicas nos sistemas ou equipamentos.

## **5.3 Aspecto Melhoria no Desempenho dos Sistemas de Controle**

### **5.3.1 Ganhos com a Nova Tecnologia da Instrumentação de Campo**

A instrumentação de controle, implantada no processo de geração da UTP, era essencialmente pneumática, tecnologia da época da instalação das unidades. Apresentava altas demandas de manutenção corretiva, devido, principalmente, à obsolescência de seus componentes. Vários elementos transmissores em funcionamento baseavam-se no princípio da transmissão de movimentos através de articulações “braços mecânicos”, que posicionavam a abertura e fechamento de câmaras pneumáticas posicionando penas metálicas em registradores gráficos. Esse conjunto de alavancas mecânicas, implantadas nos instrumentos de transmissão e medição das variáveis dinâmicas do processo de geração termoelétrica, apresentavam folgas excessivas, comprometendo a medição ou a transmissão correta dos sinais. Alguns parâmetros do processo de geração termoelétrica, como pressões, temperaturas

e outras, eram registrados em cartas gráficas contidas nos elementos registradores, que tinham em seus circuitos válvulas eletrônicas e apresentavam erros de medição, ocasionados pela degradação natural das válvulas eletrônicas para quais a reposição era complicada face à obsolescência e à dificuldade de encontrar fornecedores no mercado.

Com a mudança da tecnologia da instrumentação do processo de geração termoelétrica, de pneumática para digital, as dificuldades foram transpostas, assim como foi possível constatar um ganho de desempenho nas várias malhas de controle do processo de geração termoelétrica, uma vez que erros ocasionados, devido às folgas presentes nos conjuntos de alavancas mecânicas dos instrumentos ou por deficiência das válvulas eletrônicas, foram sanados. Há também, que se considerar os ganhos obtidos com relação ao tempo de resposta da instrumentação com tecnologia pneumática para a instrumentação digital.

### **5.3.2 Implicações da Mudança de tecnologia do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores**

Como citada no capítulo 4, a substituição do Sistema de Supervisão dos Turbogeneradores possibilitou a centralização de uma grande parcela de informações necessárias ao operador em um único local, agilizando e racionalizando as suas ações. Do ponto de vista tecnológico, o novo sistema introduziu a eletrônica analógica com transmissão de sinais elétricos de baixo nível, sensores do tipo não contato, diminutos e padronizados e, adicionalmente, a digitalização e processamento de sinais através de software supervisor dedicado, garantindo, conseqüentemente, um melhor desempenho do sistema frente à tecnologia empregada anteriormente.

### 5.3.3 Implicações da Implementação do Sistema Digital de Controle Distribuído

Com relação ao desempenho dos sistemas do processo de geração termoelétrica, o SDCCD, sendo um sistema que incorpora tecnologia digital com elevada capacidade de processamento e armazenamento histórico, com interface homem-máquina bastante amigável, trouxe várias melhorias, quais sejam:

- facilidades nas várias situações operacionais, dada a nova interface homem-máquina.
- mesmo sendo mantido o número de malhas automáticas de controle, novos recursos foram incorporados, como intertravamentos e bloqueios que impedem e ou dificultam a ocorrência de operações indevidas.
- benefícios advindos do uso de sistema de controle digital, tais como: registros de fácil acesso e relatórios, assim como um controle mais efetivo e seguro dos dados, uma vez que o sistema permite a gravação e o arquivamento em mídia eletrônica.

## 6 CONCLUSÃO

Através da análise dos resultados obtidos com a mudança do conceito operacional, com a troca de tecnologia da instrumentação, com a automatização dos novos queimadores e a implementação de um sistema de supervisão e controle com tecnologia digital, pode-se concluir que as melhorias implementadas na Usina Termoelétrica Piratininga propiciaram o atingimento de todos os objetivos do trabalho de pesquisa proposto que são:

- redução da emissão de poluentes na atmosfera;
- melhoria no desempenho dos processos;
- redução de situações de risco e exposição do ser humano a condições insalubres de trabalho.

A disponibilidade de uma usina termoelétrica como a UTP, autorizada a operar conforme parecer jurídico emitido pela Secretaria de Estado do Meio Ambiente-SMA, revitalizada, em boas condições operacionais e próxima a um grande centro de consumo constitui-se em infra-estrutura altamente estratégica para a comunidade.

Tal disponibilidade diminui os riscos de falta de energia face a imprevistos, tais como: quedas de linhas de transmissão, baixo nível dos reservatórios das usinas hidroelétricas devido a problemas de seca, aumento de consumo ou picos de consumo em determinados horários, *black-outs* (apagões), entre muitos outros.

Um dos maiores vetores de desenvolvimento da civilização é a energia que, atualmente, é objeto de estudos diversos para uso racional, integrado e sustentável.

As usinas de geração de eletricidade mostram detalhadamente em sua história a evolução tecnológica, por ser uma forma de energia limpa, de fácil transporte e simples utilização.

O caso relatado neste trabalho é um exemplo típico e histórico de evolução tecnológica, pois inicia com uma usina com um conceito operacional, essencialmente, realizado de forma manual, onde a presença do ser humano era imprescindível no processo,

mesmo nos locais onde as condições de trabalho não apresentassem as mínimas condições de conforto, não devido à falta de investimento, mas sim à falta de tecnologia disponível comercialmente.

Com os automatismos implementados e as adequações realizadas, a usina tem sua vida prolongada, tem sua garantia de continuidade operacional estendida e está preparada para enfrentar novos desafios e para passar por cenários distintos, sempre gerando energia contribuindo para o progresso do país.

## SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho foram abordadas as ações e as melhorias implementadas na Usina Termoelétrica Piratininga, mais especificamente nos queimadores das caldeiras das unidades geradoras 1 e 2, no seu modo operacional e nas condições de trabalho. A ampliação da capacidade de geração da planta com a instalação de novas turbinas a gás, operando em conjunto com as turbinas a vapor das unidades 3 e 4 da Usina Termoelétrica Piratininga, foi abordada de forma sucinta, devido ao foco do trabalho ser nas implementações e melhorias realizadas na planta existente.

Como sugestão para futuros trabalhos cabe uma descrição e apresentação dos ganhos obtidos com a operação em ciclo combinado, sendo os ganhos um dos fatores abordados neste trabalho, para se constatar que a melhoria do desempenho dos sistemas, é afetada substancialmente. O rendimento do ciclo termodinâmico em ciclo combinado, onde os gases de exaustão das turbinas a gás é reaproveitado num gerador de vapor, denominado caldeira de recuperação, gerando para as turbinas do ciclo termodinâmico de Rankine, ciclo de operação das unidades da Usina Termoelétrica Piratininga, pode saltar dos 30% para 55% .



## REFERÊNCIAS

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Banco de Informações de Geração (BIG), Informações do Setor Elétrico. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em 21/02/2006.

CETESB - Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental. Ar. Índices e padrões de qualidade. Disponível em: [http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar\\_indice\\_padroes.asp](http://www.cetesb.sp.gov.br/Ar/ar_indice_padroes.asp). Acesso em 03/11/ 2005.

COMGÁS - Companhia de Gás de São Paulo. Certificado de qualidade – Análise de gás natural (CRM EMAE). Amostra do dia 16/10/2001. Cromatografia gasosa ASTM 1945 São Paulo, 2001.

EIA/RIMA - Estudo do Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental da Modernização e Ampliação da Usina Termoeletrica Piratininga. VOL I-Apresentação e caracterização do Empreendimento. VOL II-Diagnóstico Ambiental. VOL III-Avaliação de Impactos e Proposição de Medidas. Referência WO 760/01.01 São Paulo, 2002 .

ELETROPAULO - Apostila - Evolução Tecnológica da Instrumentação de Supervisão das Turbinas da UTP. São Paulo - SP, 1990.

EMAE - Apostila Projeto Usina Nova Piratininga: Uma operação de sucesso. Módulo 1-Visão geral do funcionamento da unidade geradora a gás. São Paulo, 2001.

EMAE – EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. Síntese dos relatórios anuais de operação e do setor de verificação do desempenho, Departamento de Geração Térmica, São Paulo – SP, 1998 a 2004.

ÉMAIS - Informativo mensal da EMAE. Edição Histórica Piratininga 50 anos. São Paulo – SP, 2004.

ENERCONSULT - Documentação do Projeto básico de Centralização da Instrumentação das Unidades 1 e 2 e troca dos Queimadores dos Caldeiras 1 a 4 da Usina termoeletrica Piratininga. São Paulo-SP, 1993.

ENGETEC - Bently Nevada - Manual de instruções, operação e manutenção dos Sistemas de Supervisão das Unidades 1 a 4. Diadema - SP, 1990.

ESALG BAILEY - Documentação do Projeto de Centralização da Instrumentação das Unidades 1 e 2 e troca dos Queimadores dos Caldeiras 1 a 4 da Usina termoeletrica Piratininga. São Paulo-SP, 1998.

EXAME – Revista Exame. Artigo - As Melhores Empresas para Trabalhar. São Paulo-SP, 2003.

FUPAI - Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria. Curso de Redes Industriais. Itajuba – MG, 2002.

FURNAS - Centrais Elétricas S/A. Usina Santa Cruz. Disponível em:  
[http://www.furnas.com.br/portug/institucional/usina\\_stacruz.htm](http://www.furnas.com.br/portug/institucional/usina_stacruz.htm). Acesso em 03/03/2006.

GAMA, A. - Artigo Discussões sobre Estratégias no Setor Energético publicado na Revista com Ciência; São Paulo. Disponível em:  
<http://www.ifi.unicamp.br/~knobel/radar/newspro/fullnews.cgi?newsid1100656800,48034>,  
Acesso em 24/02/2006.

GARRIDO,J - Nova Piratininga – Ciclo Combinado vai gerar até 592MW. Revista Engenharia, São Paulo, 2004, n.562, p. 34-38.

GE - General Eletric. Livro de informações, dados e características – Unidades 1 e 2. Usina Piratininga. São Paulo – SP, 1954.

GE - General Eletric. Livro de informações, dados e características – Unidades 3 e 4. Usina Piratininga. São Paulo – SP, 1960.

HONEYWELL - Treinamento em FSC - Fail Safe Control aplicado como ESD – Emergency Shutdown, software de configuração do sistema, desenvolvido em ambiente Windows, e configuração de Hardware e software do produto Honeywell. São Paulo-SP, 2005.

IPT/AET - Curso de Combustão Industrial. Instituto de Pesquisas Tecnológicas - IPT. VERGNHANINI F. R.; USHIMA A. H, São Paulo- SP, 2000.

JICA - Japan International Cooperation Agency. Training Course Automatic Control Basic – Automation of Industrial Plant Equipment for Cleaner Production. Kitakiushu – Japão, 2003.

KEY-TEC - Equipamentos Industriais Ltda. Manual técnico Queimadores APR-26 e APR-27. São Bernardo do Campo-SP, 1999.

LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A Curso de Introdução às Usinas Termoeletricas. Usina Piratininga, São Paulo – SP, 1960.

MASLOW, A.H. - Maslow no gerenciamento - A hierarquia das necessidades, Editora Quality MarK, 2000

MITRE, J.; LACERDA, A.; DE LACERDA, R. - Modeling and Simulation of Thermoelectric Plant of Combined Cycles and Its Environmental Impact. Engenharia Térmica, América do Sul. Disponível em:  
<http://calvados.c3sl.ufpr.br/ojs2/index.php/reterm/issue/view/369>. Acesso em 15/02/2006.

MME - Ministério das Minas e Energia. Programa Prioritário de Termoeletricidade - Decreto 3371/2000. Disponível em:  
<http://www.mme.gov.br>. Acesso em 09/11/2005

MORAES, C.C.; CASTRUCCI, P.L. - Engenharia de Automação Industrial. Rio de Janeiro.LTC, 2001.

NR-15 - Atividades e operações Insalubres. Manuais de Legislação Atlas Segurança e Medicina no trabalho, Editora ATLAS, São Paulo – SP, 2003.

NR- 4 - Serviços Especializados em Engenharia de Segurança e Medicina do Trabalho- SESMT. Manuais de Legislação Atlas Segurança e Medicina no trabalho, Editora ATLAS, São Paulo, 2003.

PEA - Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da USP. Centro de Estudos em Regulação e Qualidade de Energia (ENERG), Informações do Setor Elétrico nacional. Disponível em:

<http://www.pea.usp.br/enerq/acionamento>. Acesso em 24/02/2006.

SANTOS, A.A.; SOUSA, J.S.S.; REIS,L.O.M. - RTP – Relatório Técnico de Pesquisa – Projeto Centralização da instrumentação das Unidades 1 e 2 e Troca dos Queimadores da Usina Termoelétrica Piratininga, São Paulo, 2006.

SANTOS, A.A.; SOUSA, J.S.S.; REIS,L.O.M. - Melhorias no Sistema de Geração da Usina Termoelétrica Piratininga. In: IV Congresso Nacional de Engenharia Mecânica., Recife, 2006. CONEM 2006.

SAUER,I. - Um novo modelo para o setor elétrico brasileiro. 1ª versão São Paulo. Universidade de São Paulo – Programa interunidades de pós-graduação em energia, São Paulo, 2002.

SVD - Setor de Verificação do Desempenho da Usina Termoelétrica Piratininga, São Paulo, 2000.

UNP-MD - Memorial Descritivo dos Parâmetros de Partida e Desligamento do Ciclo Combinado da Usina Nova Piratininga. Referência MD-8000.13-5132-941-COR-006. São Paulo, 2003.

VAN WYLEN,G.J., SONNTAG, R.E. Fundamentos da Termodinâmica Clássica. Tradução da 2ª Edição Norte Americana; Tradutores Yemano, E., et al. São Paulo: Edgard Blucher, 1976.

ZANCHETA, M.N. - Aspectos Tecnológicos Referentes à Repotenciação de Usinas Termoelétricas. São Paulo. Dissertação (Mestrado), Escola Politécnica da Universidade de São Paulo-SP, 2000.

ZANCHETA, M.N. - As conseqüências sócio, econômico e ambientais da troca do óleo combustível por gás natural, na Usina Termoelétrica Piratininga. 257p. Tese (Doutorado) – Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo. São Paulo-SP, 2005.

ZANCHETA, M.N.; POLI, D.C.R.; SANTOS, A.A. Automação dos queimadores da Usina Termoelétrica Piratininga, um primeiro passo em direção ao futuro. In: Congresso e Exposição Internacional de Automação, 11., São Paulo, 2004. CONAI 2004. Anais Eletrônicos. São Paulo: ABINEE, SUCESU-SP, 2004. Disponível em: <http://www.conai.com.br/temario.php#terca>. Acesso em 4 fev. 2005.

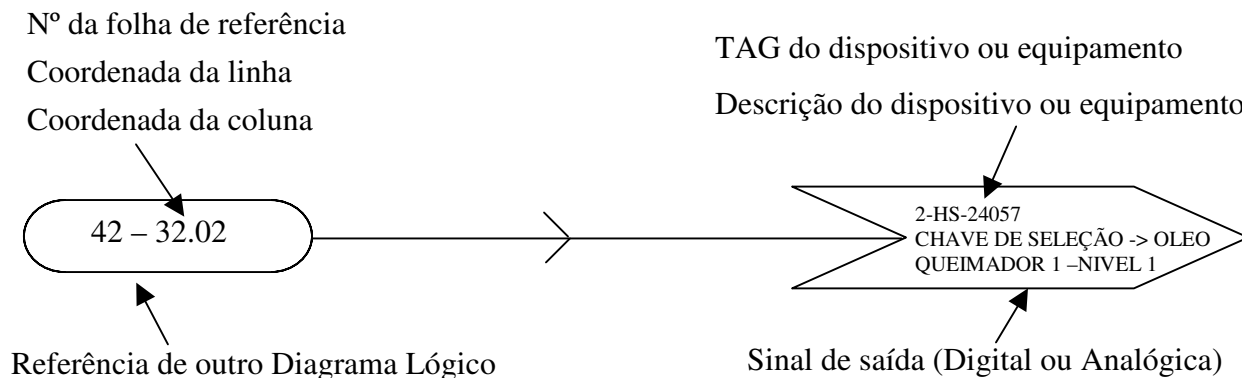
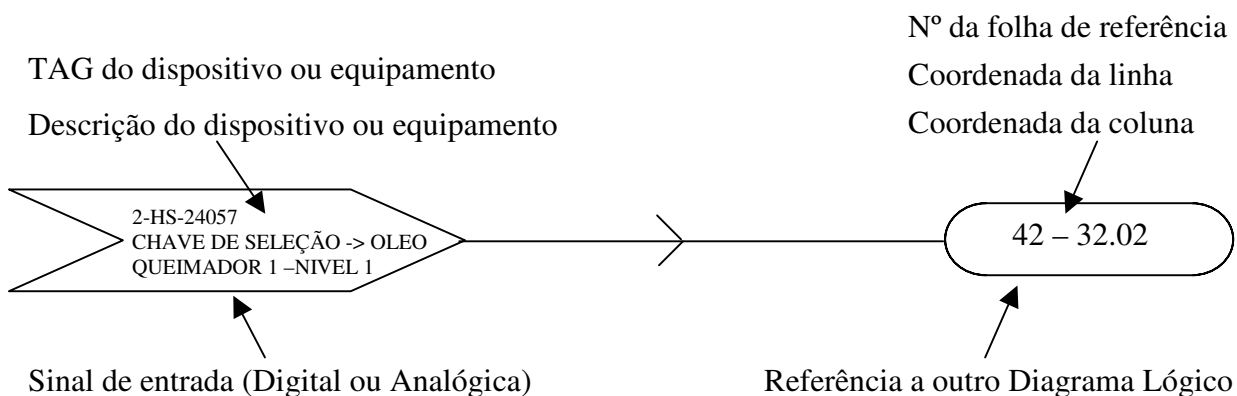
ZANCHETA, M.N., POLI, D.C.R., SANTOS, A.A. A Aplicação da Automação na Produção Considerando o Conceito de Controle de Geração de Resíduos. O Caso Prático da Usina Termoelétrica Piratininga. Revista FAENAC de Tecnologia – TEC, São Caetano do Sul. Ano 02 n. 001, p.49-59, 2005. ISSN 1678-9490.



# Anexos

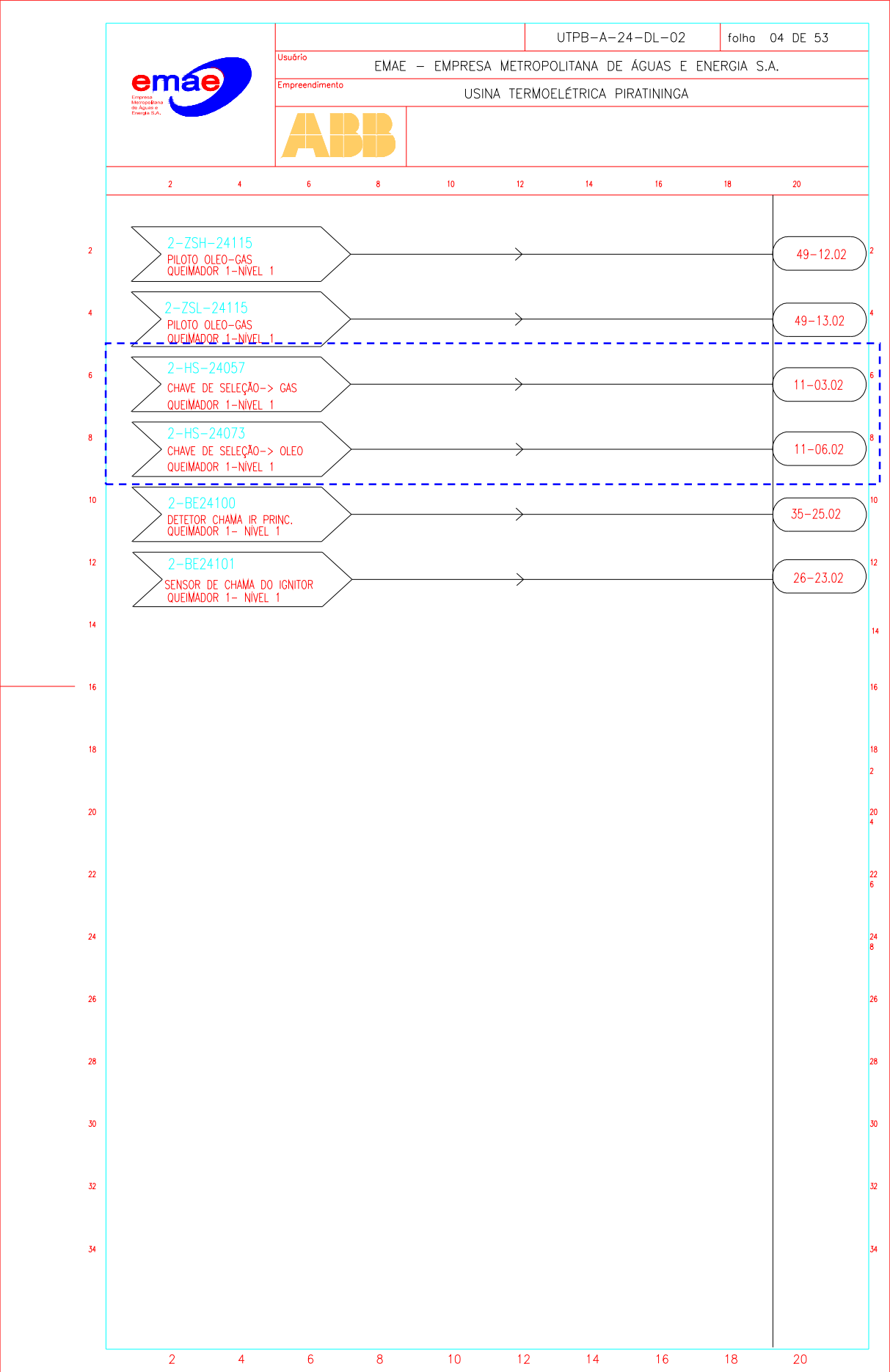
## ANEXO A – Diagrama Lógico dos Queimadores

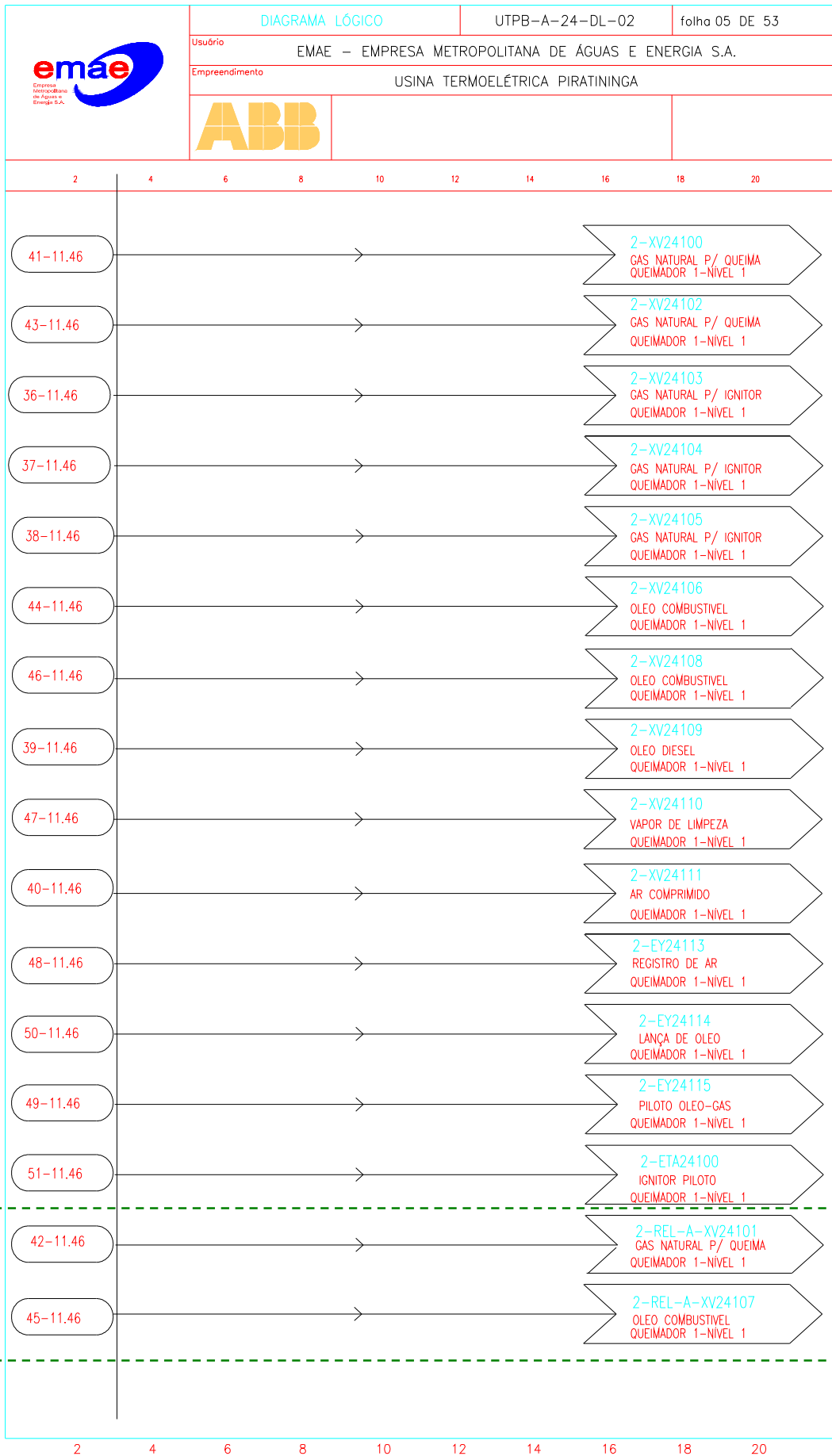
Nas páginas 142 a 148 a seguir, há a representação da seqüência lógica de tratamento dos sinais analógicos e digitais dos diversos sensores, transmissores e elementos finais de controle, pertencentes aos conjuntos queimadores. Essa seqüência apresentada contempla, desde os sinais nos cartões de entrada analógicas e digitais as lógicas, propriamente ditas, carregadas nos cartões controladores do SDCD, até os sinais nos cartões de saída para os elementos finais de controle.

Os diagramas lógicos são constituídos de blocos que desempenham funções lógicas e de símbolos gráficos que representam o fluxo das informações. Abaixo há representados alguns destes símbolos e o significado dos textos.

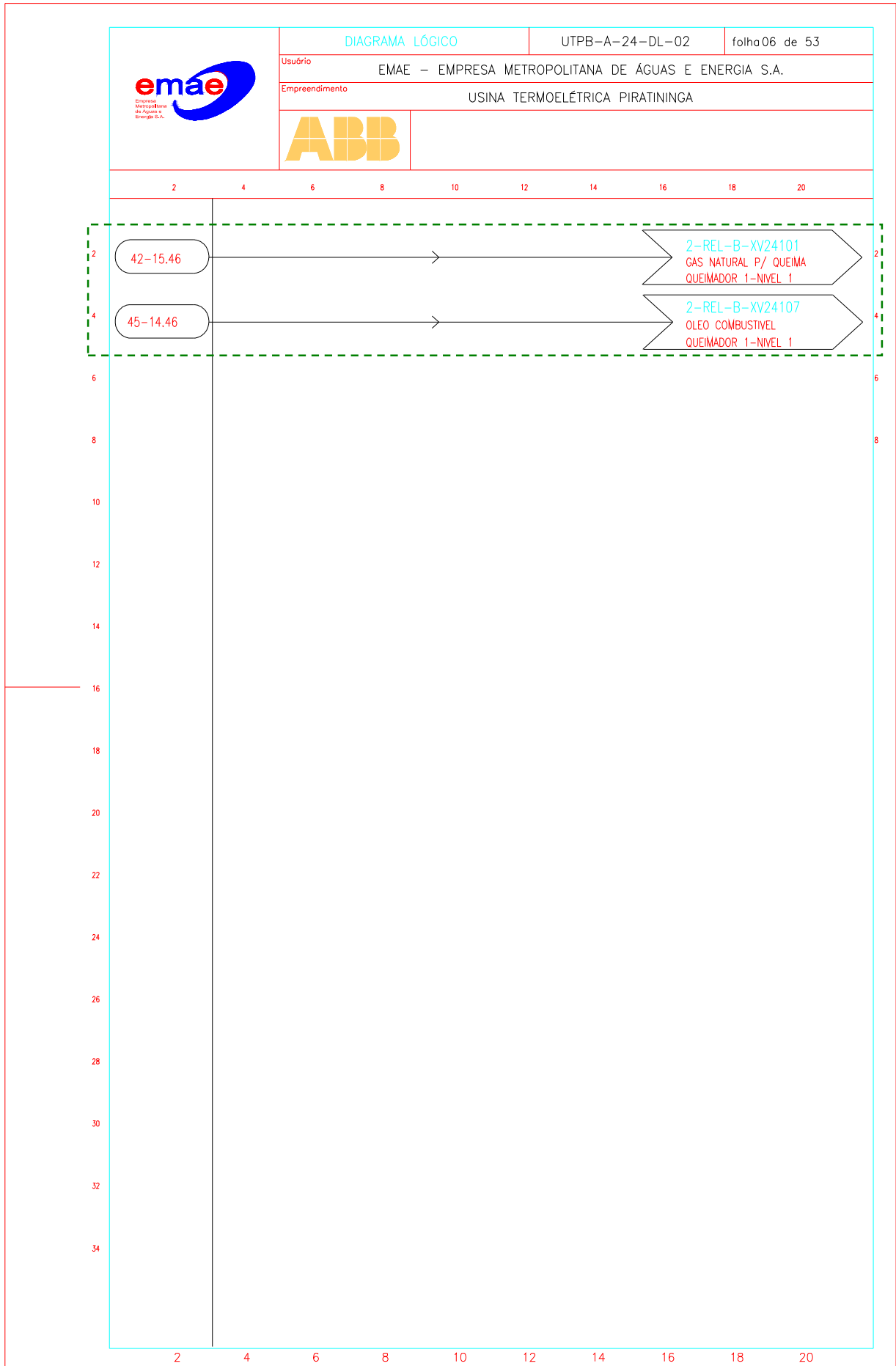


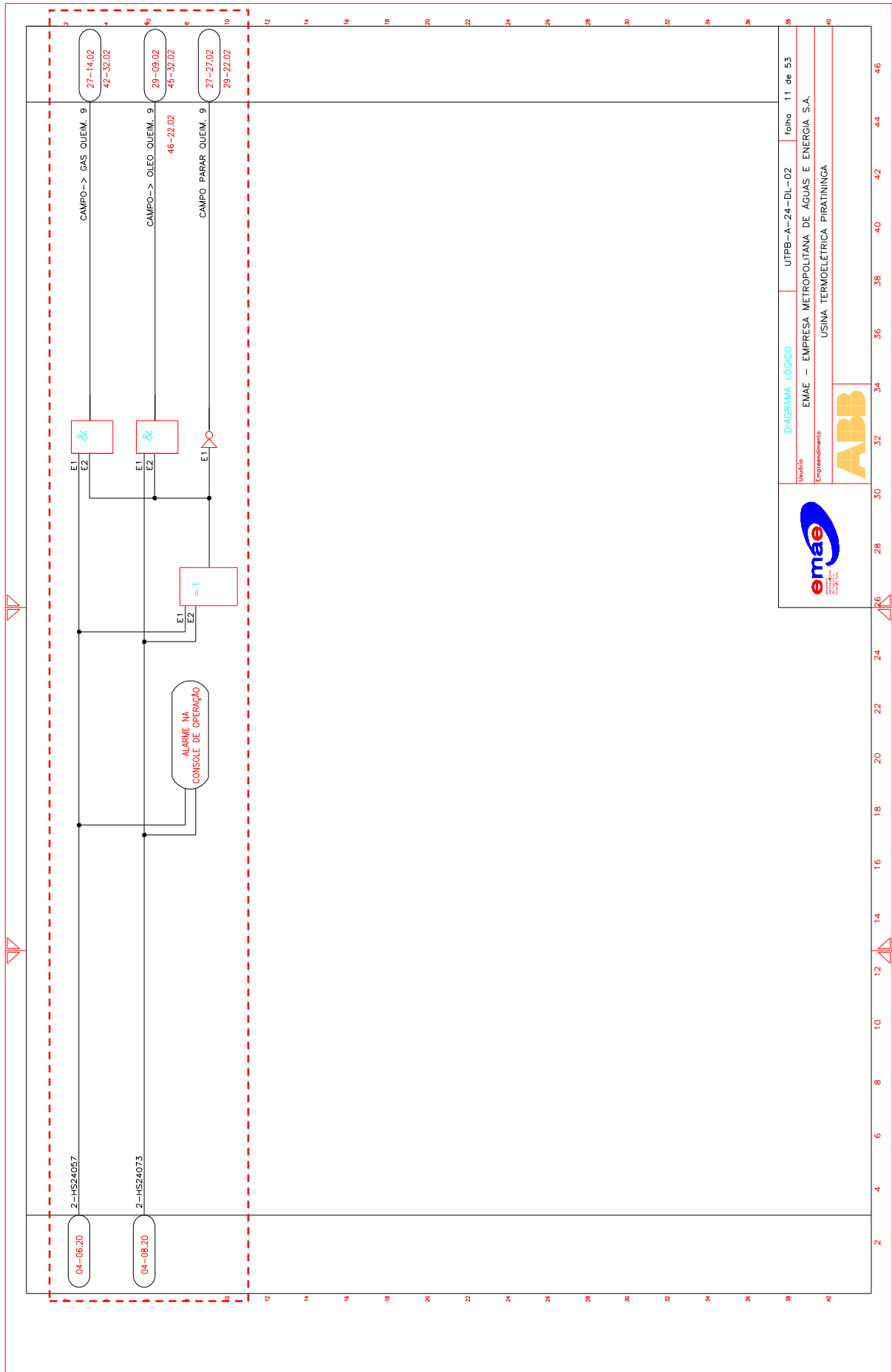
	DIAGRAMA LÓGICO		UTPB-A-24-DL-02		folha 01 de 53	
	Usuário	EMAE – EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.				
	Empreendimento	CENTRALIZAÇÃO INSTRUMENTAÇÃO UNID. 1 E 2 – QUEIM. UNID 1 A 4				
	Unidade	UNIDADE 2 –CONTROLE DOS QUEIMADORES				
DIAGRAMA LÓGICO – QUEIMADORES						
	Contrato nº 605645010098					Responsável
						Reg. CREA:
						Assinatura
INDICE DE REVISÕES						
REV.	DESCRIÇÃO E/OU FOLHAS ATINGIDAS					
00	CONFORME CONSTRUIDO  DOC. DE REFERÊNCIA UTPB-A-70-DL-03  OBS: ESTE DIAGRAMA REPRESENTA A PARTE INDIVIDUAL DO QUEIMADOR 9 E AS PARTES COMUNS DOS QUEIMADORES 1 AO 12					
	REV. 00					
Data	01.12.02					
Execução	CM					
Verificação	ADM					
Aprovação	JC					





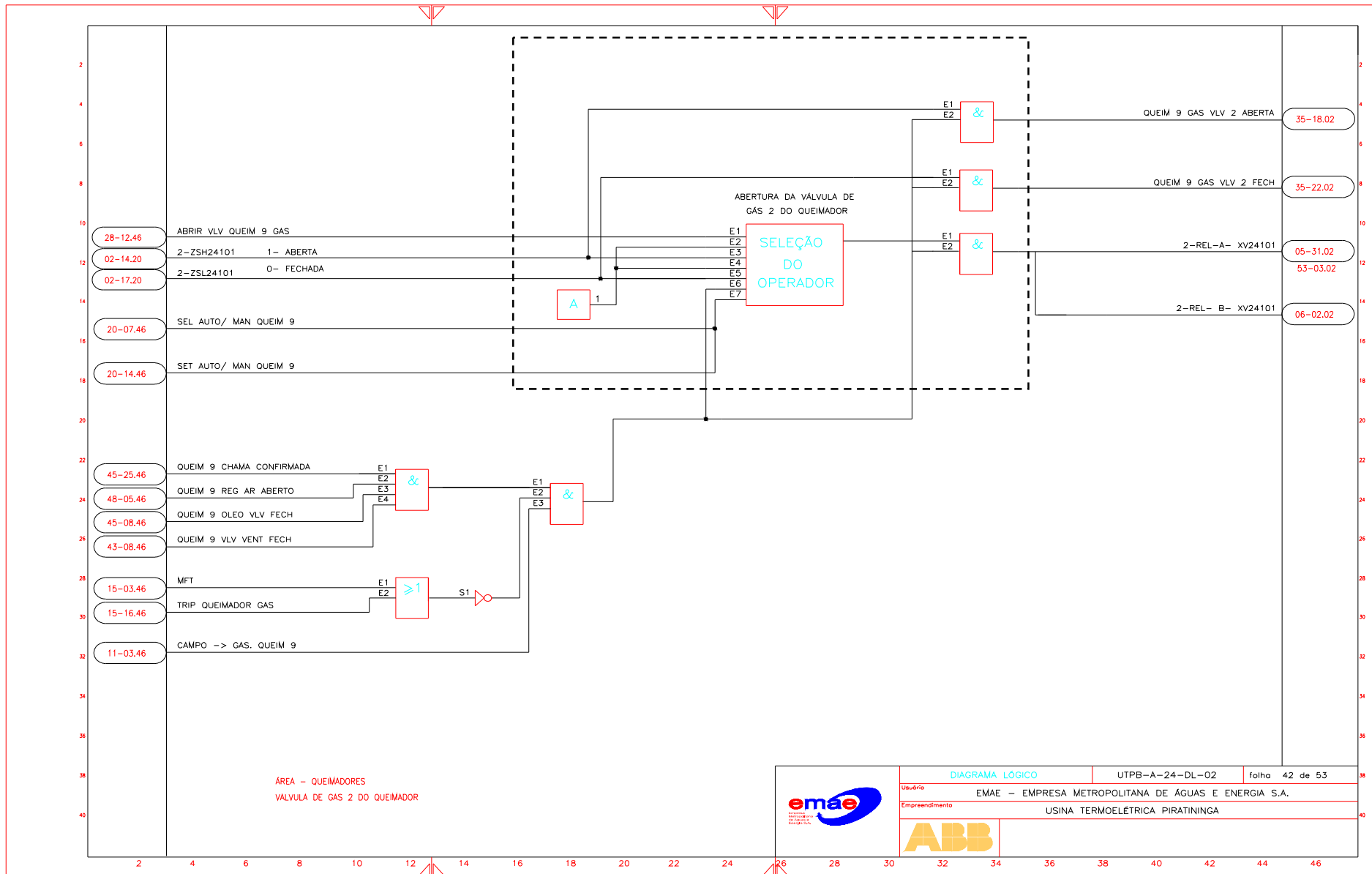


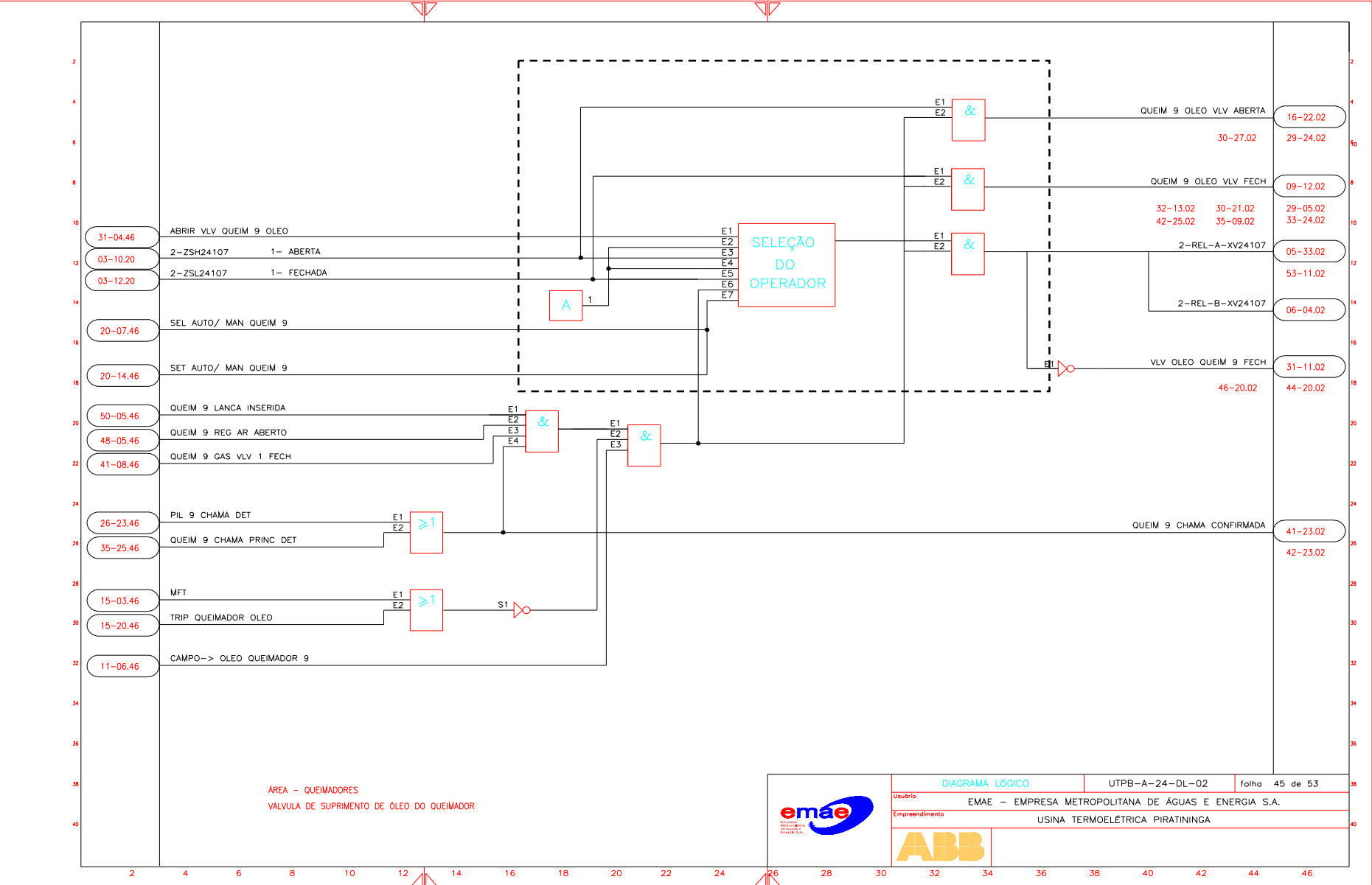






	Diagrama Lógico	UTPB-A-24-DL-02	Folha 11 de 53
	EIMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE AGUAS E ENERGIA S.A. USINA TERMOELETRICA PIRATINGA		
			





## **ANEXO B – Diagrama Lógico das Bombas de Alimentação do Tambor da Caldeira**

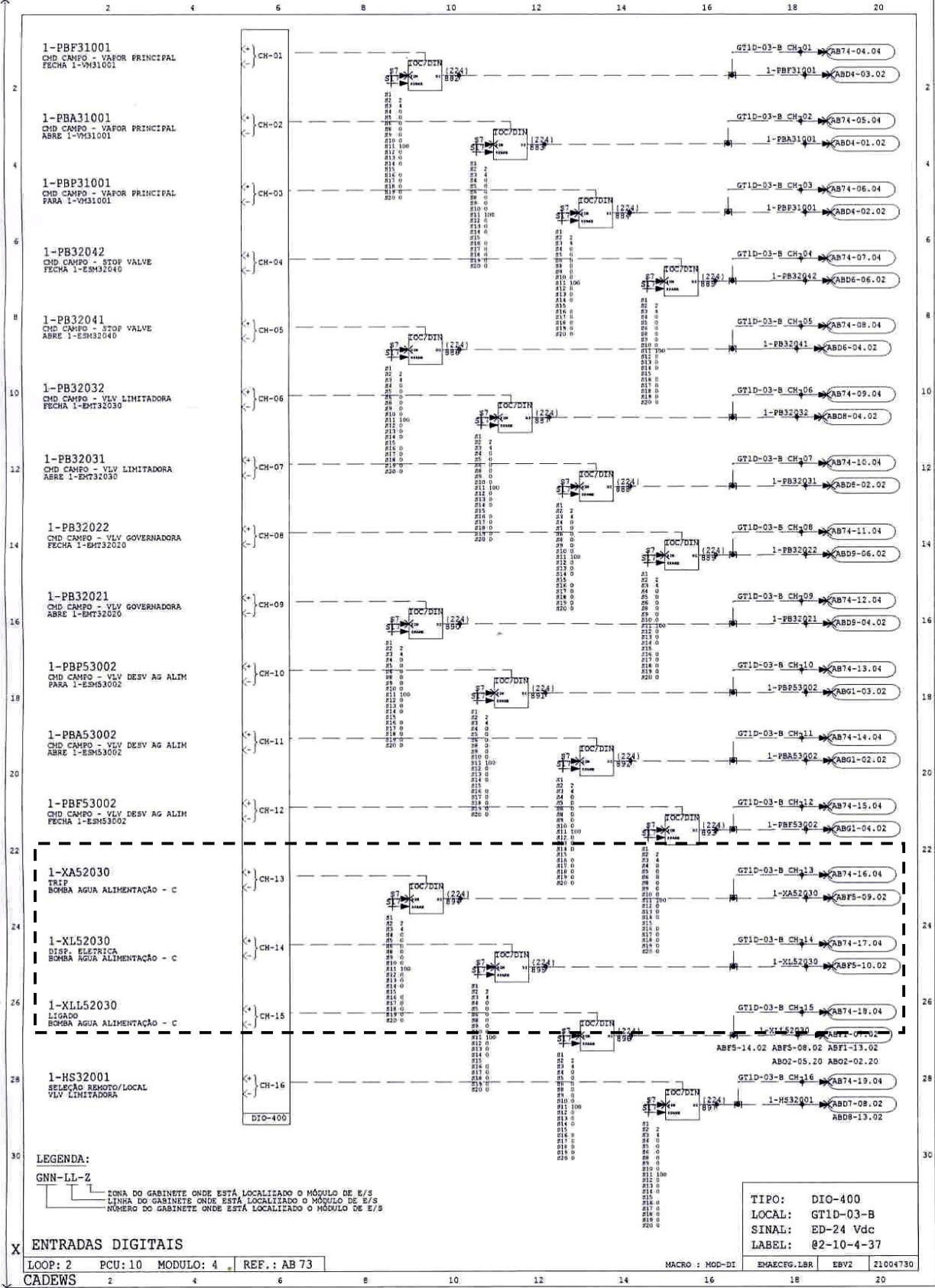
Nas páginas 150 a 159 há a representação da seqüência lógica de tratamento dos sinais analógicos e digitais dos diversos sensores, transmissores e elementos finais de controle pertencentes às bombas de alimentação do tambor das caldeiras. Essa seqüência apresentada contempla desde os sinais nos cartões de entrada analógicas e digitais, as lógicas, propriamente ditas, carregadas nos cartões controladores do SDCD, até os sinais nos cartões de saída para os elementos finais de controle.



USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A. FL. 73



CONTRATO: PROJETO: DOC. No.: D21004





USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

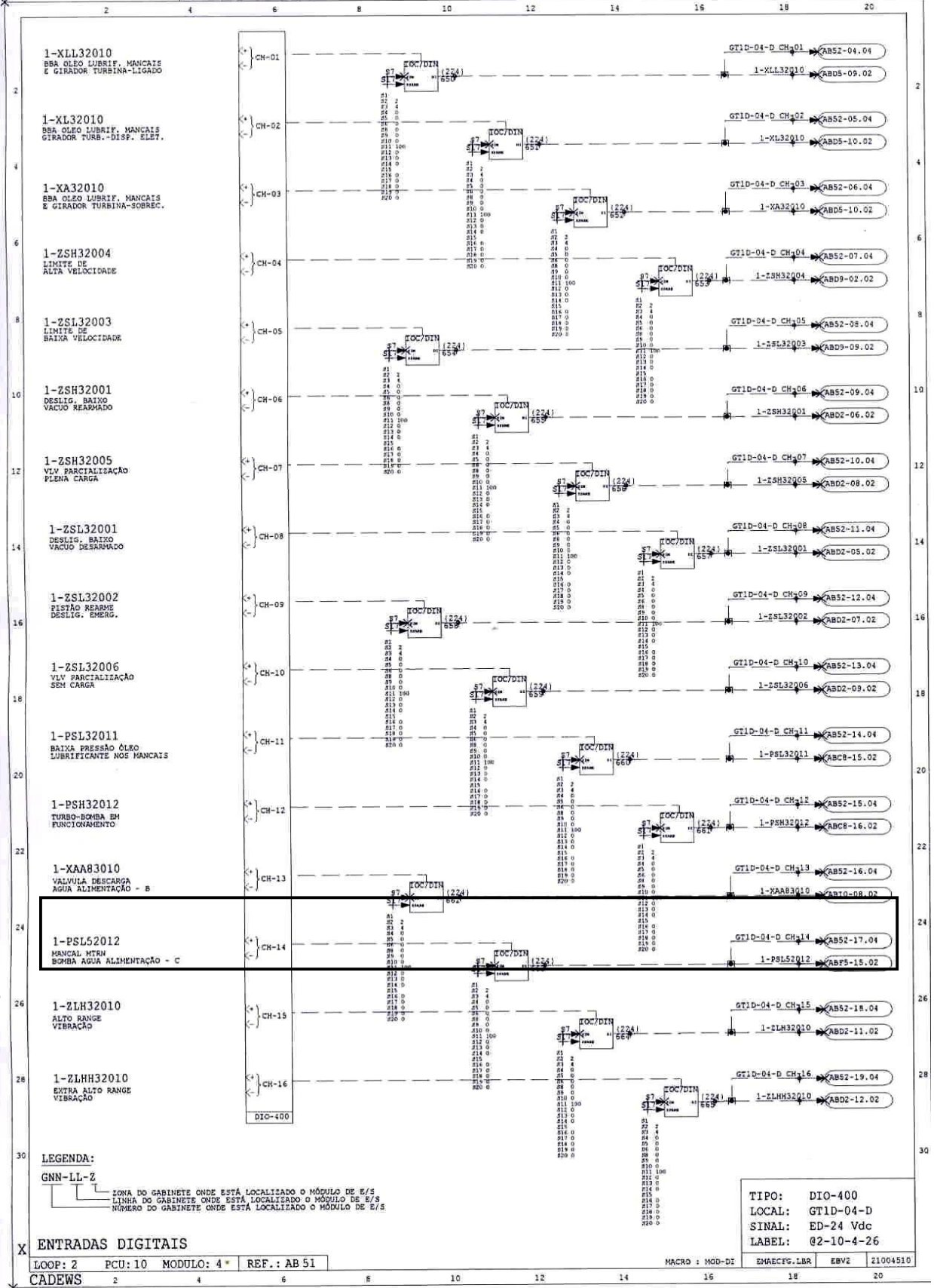
No. UTPA-A-70-DL-02

FL. 51



CONTRATO:  
PROJETO:  
DOC. No.: D21004

REV. 00



LEGENDA:

GNN-LL-Z

— ZONA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
— LINHA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
— NÚMERO DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S

TIPO: DIO-400  
LOCAL: GT1D-04-D  
SINAL: ED-24 Vdc  
LABEL: @2-10-4-26

ENTRADAS DIGITAIS

LOOP: 2 PCU: 10 MÓDULO: 4 \* REF.: AB 51

MACRO: MOD-DI EMAECF9.LBR EBV2 Z1004510

CADEWS



USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

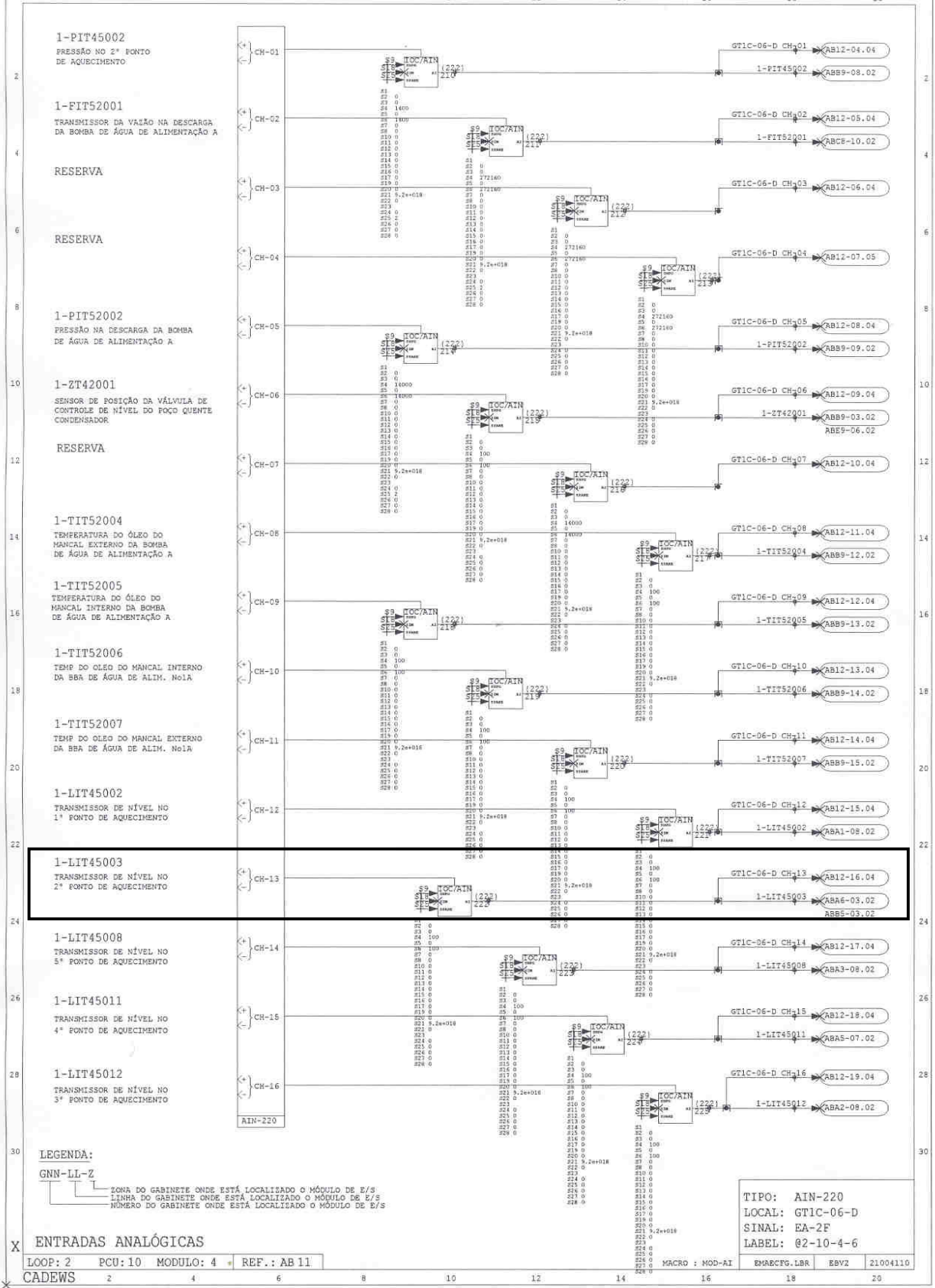
No. UTPA-A-70-DL-02

FL. 11

REV. 00



CONTRATO:  
PROFETO:  
DOC. No.: D21004



TIPO: AIN-220  
 LOCAL: GT1C-06-D  
 SINAL: EA-2F  
 LABEL: 02-10-4-6

MACRO : MOD-AI    EMACRFG.LBR    EBV2    21004110





USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

No. UTPA-A-70-DL-02

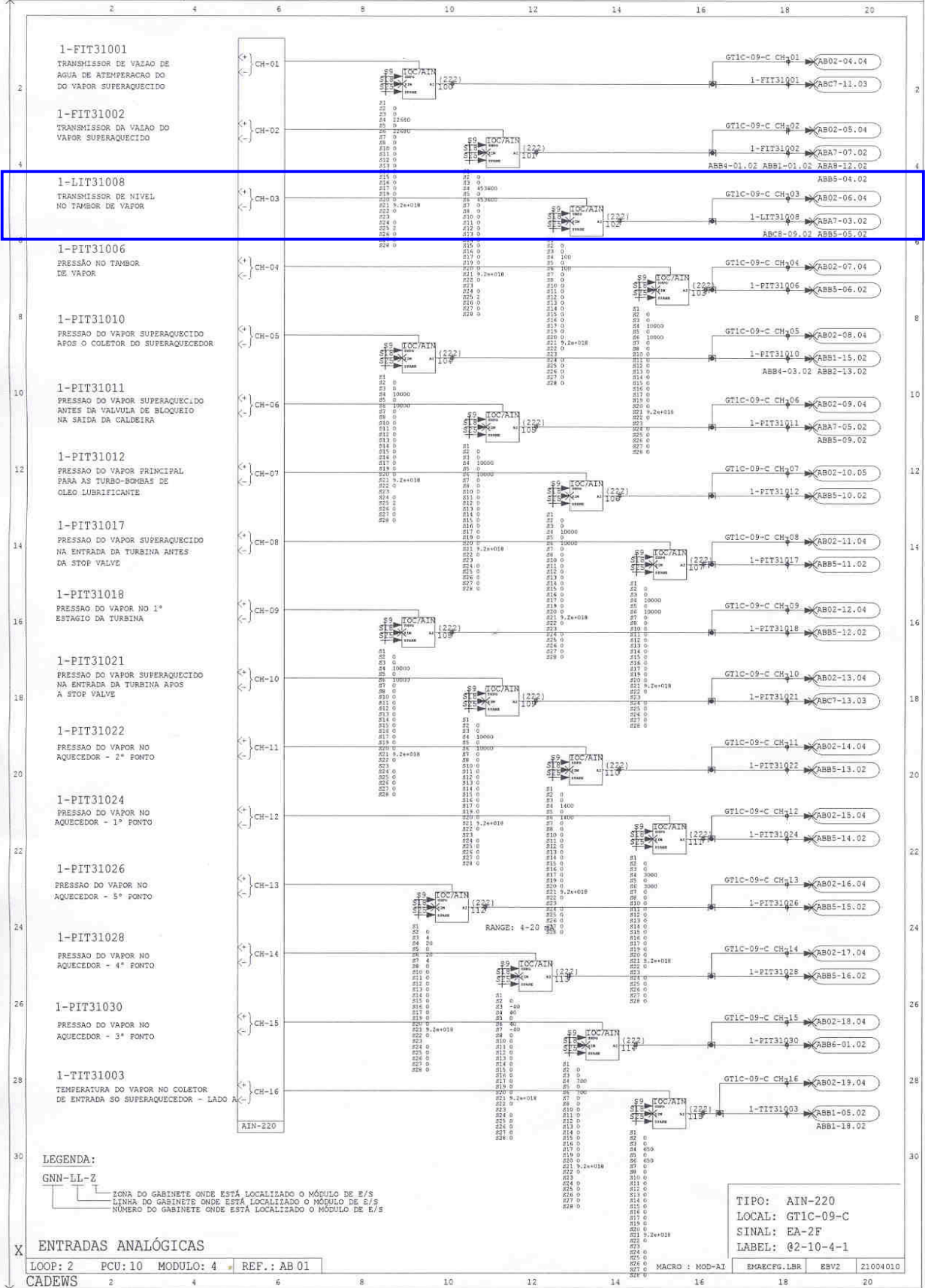
FL. 01

REV. 00



CONTRATO:  
PROJETO:

DOC. No.: D21004





USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

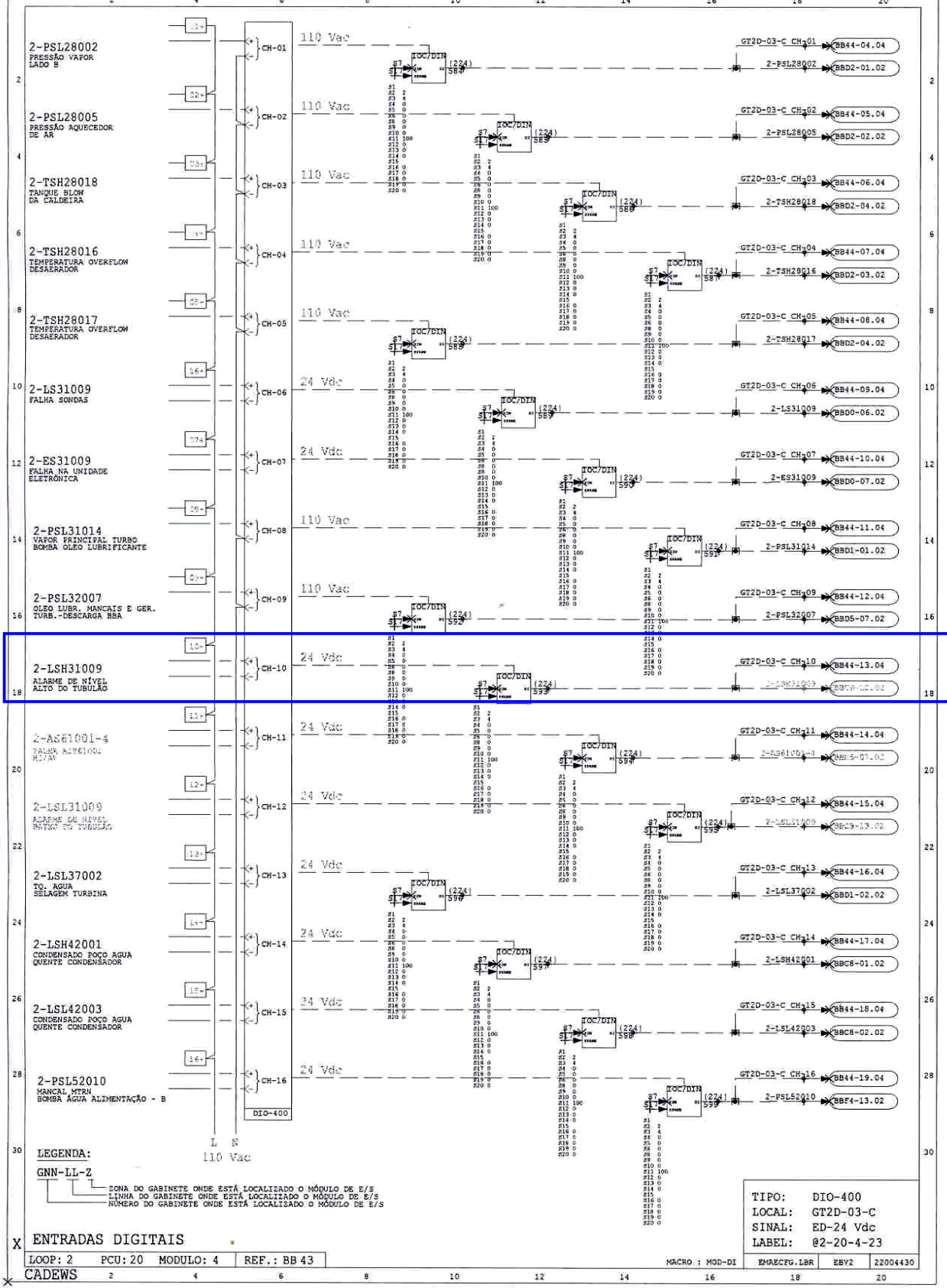
No. UTPB-A-70-DL-02

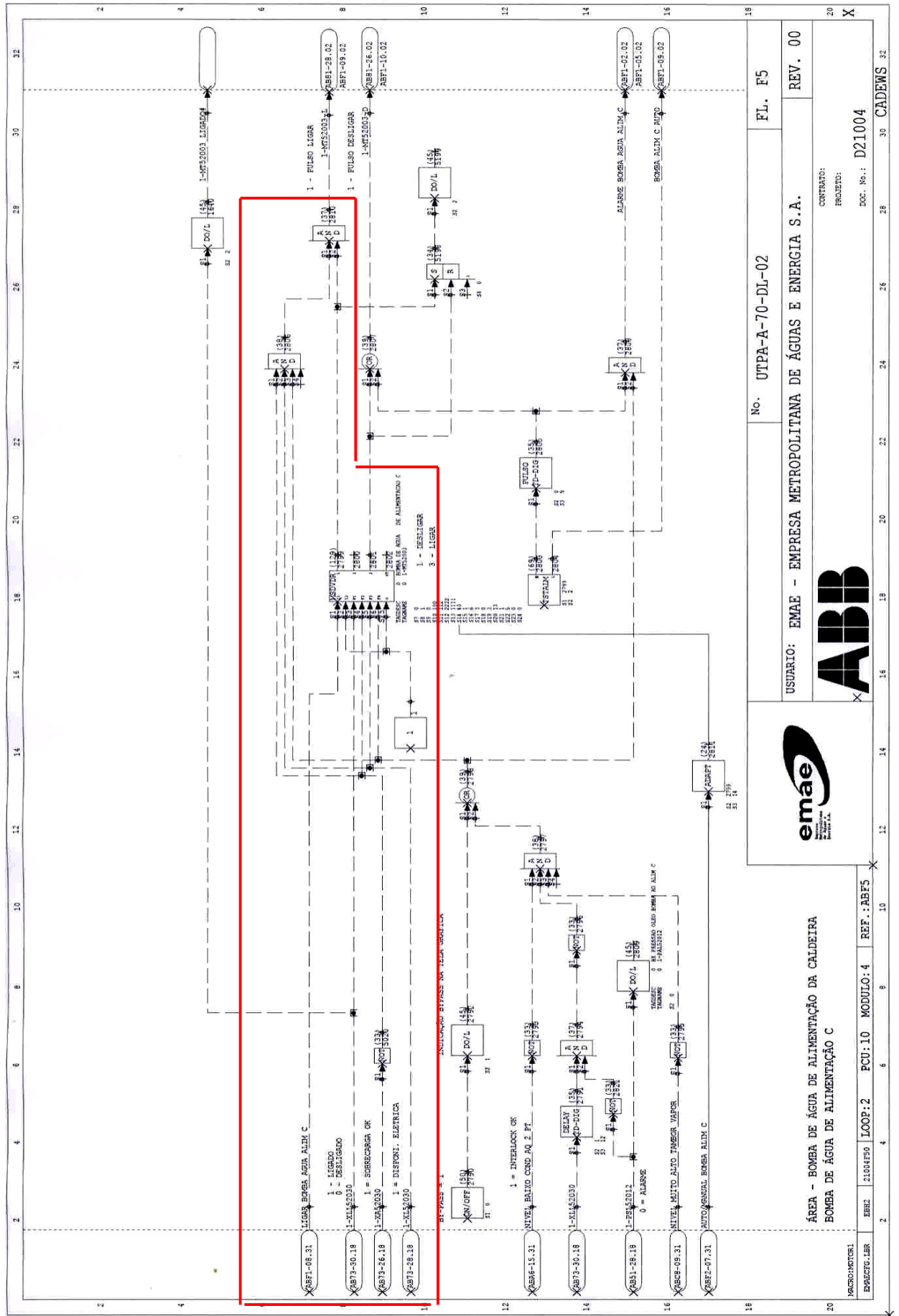
FL. 43



CONTRATO:  
PROJETO:  
DOC. No.: D22004

REV. 00





USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.  
 CONTATOR: REV. 00  
 PROJETO: X



ÁREA - BOMBA DE ÁGUA DE ALIMENTAÇÃO DA CALDEIRA  
 BOMBA DE ÁGUA DE ALIMENTAÇÃO C

No. UTPA-A-70-DL-02		FL. F5
PCU: 10		MODULO: 4
REF.: RBF5		REF.: RBF5
PCU: 10		MODULO: 4
REF.: RBF5		REF.: RBF5
DOC. No.: D21004		CADEWS 32



USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

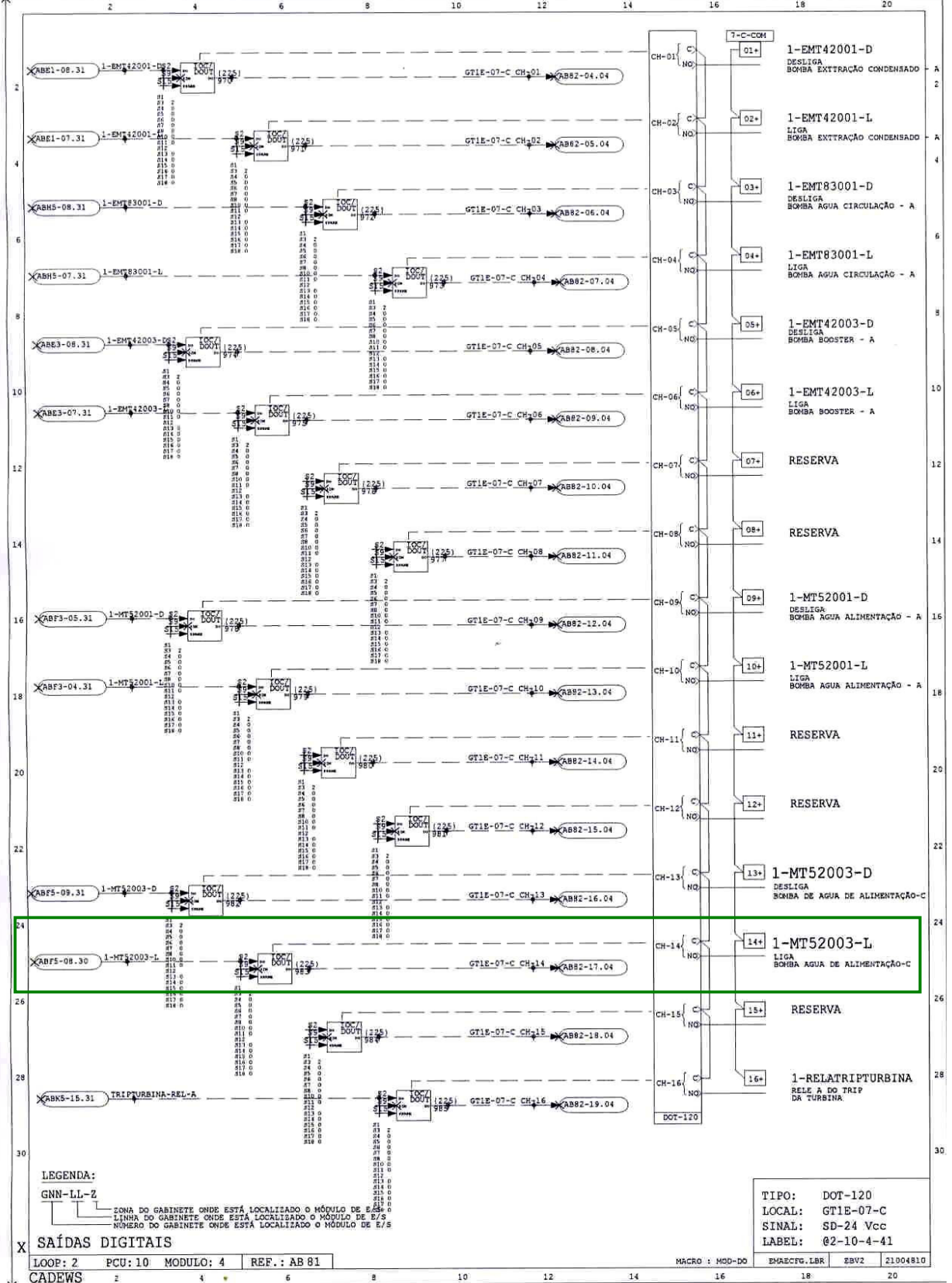
No. UTPA-A-70-DL-02

FL. 81

REV. 00



CONTRATO:  
PROJETO:  
DOC. No.: D21004



LEGENDA:

GNN-LL-Z

ZONA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
LINHA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
NÚMERO DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S

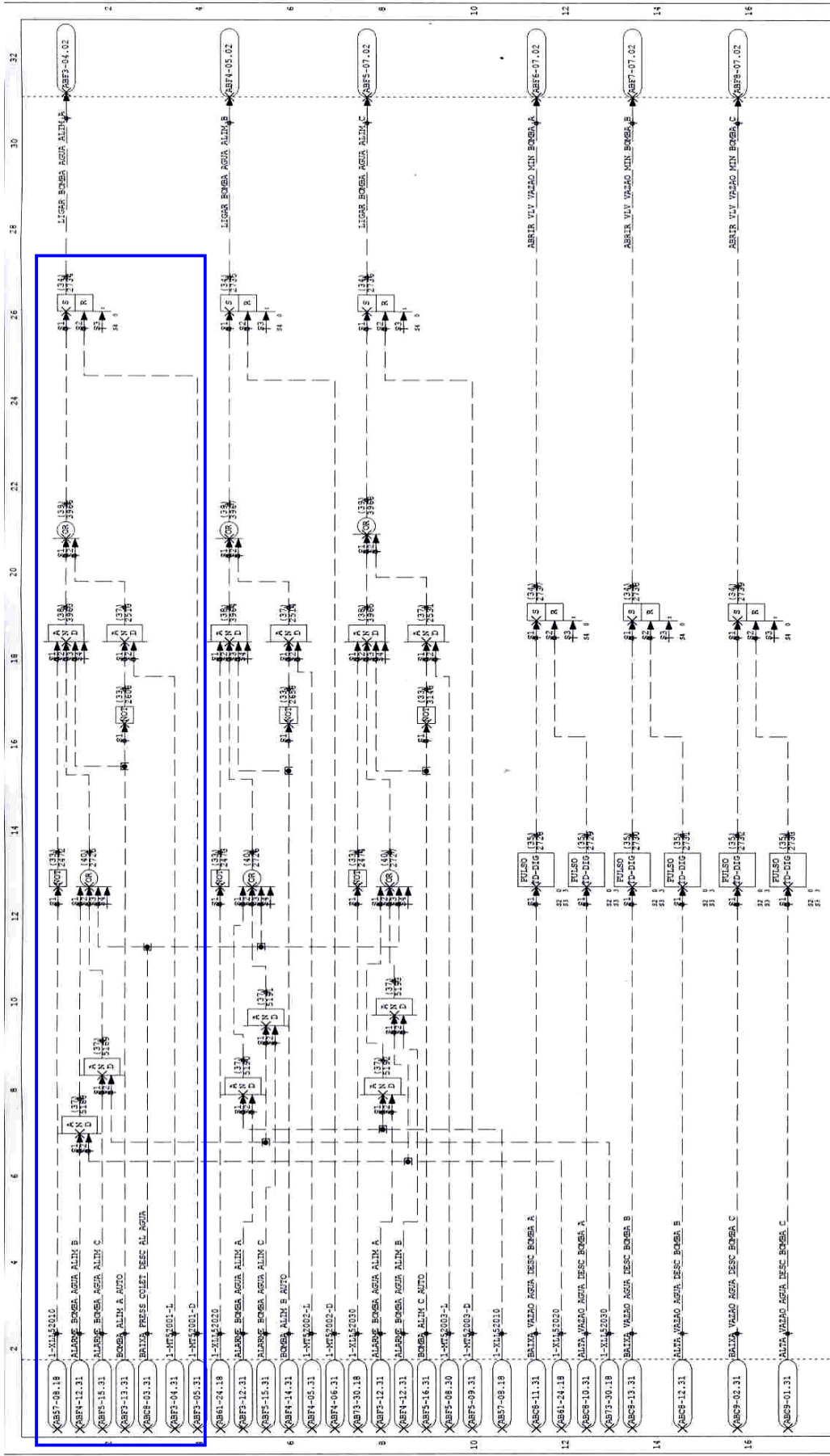
SAÍDAS DIGITAIS

LOOP: 2 PCU: 10 MÓDULO: 4 REF.: AB 81

TIPO: DOT-120  
LOCAL: GT1E-07-C  
SINAL: SD-24 Vcc  
LABEL: @2-10-4-41

MACRO: MOD-DO EMACFG.LBR SBV2 21004810

CADEWS



EMBRACO-18R	EBSH	21004FT1	LOOP-2	PCU-10	MODULO: 4	REF.: ABFI
USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.						
No. UTPA-A-70-DI-02						
FL. F1						
REV. 00						
CONTRATO: PROJETO: DOC. No.: D21004						
CADENWS 32						

ÁREA - BOMBA DE ÁGUA DE ALIMENTAÇÃO DA CALDEIRA  
 LÓGICA DE CONTROLE - BOMBAS E VÁLVULAS DE VAZÃO MÍNIMA



USUARIO: EMAE - EMPRESA METROPOLITANA DE ÁGUAS E ENERGIA S.A.

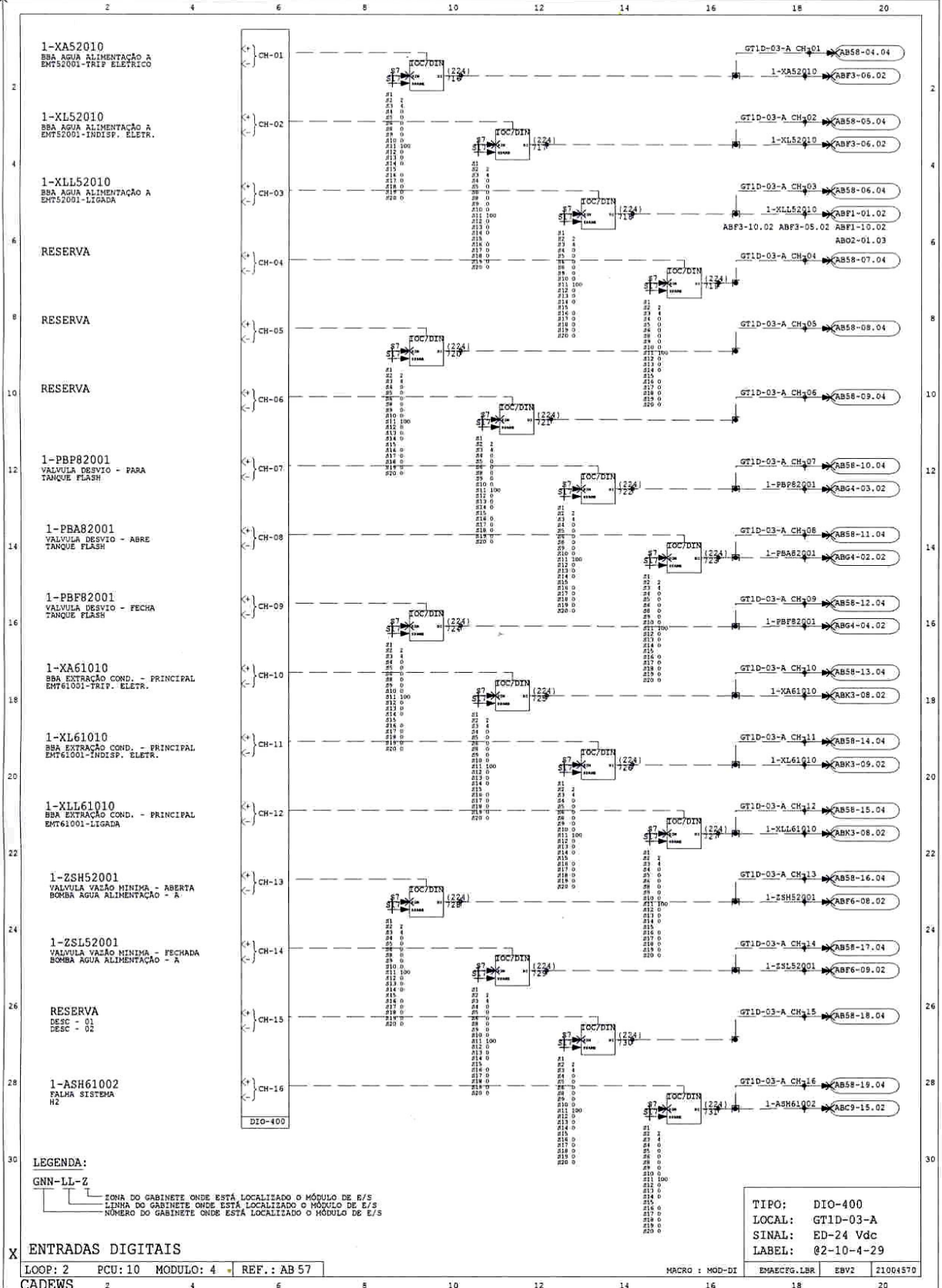
No. UTPA-A-70-DL-02

FL. 57

REV. 00



CONTRATO:  
PROJETO:  
DOC. No.: D21004



LEGENDA:

GNN-LL-Z

— ZONA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
 — LEMNA DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S  
 — NÚMERO DO GABINETE ONDE ESTÁ LOCALIZADO O MÓDULO DE E/S

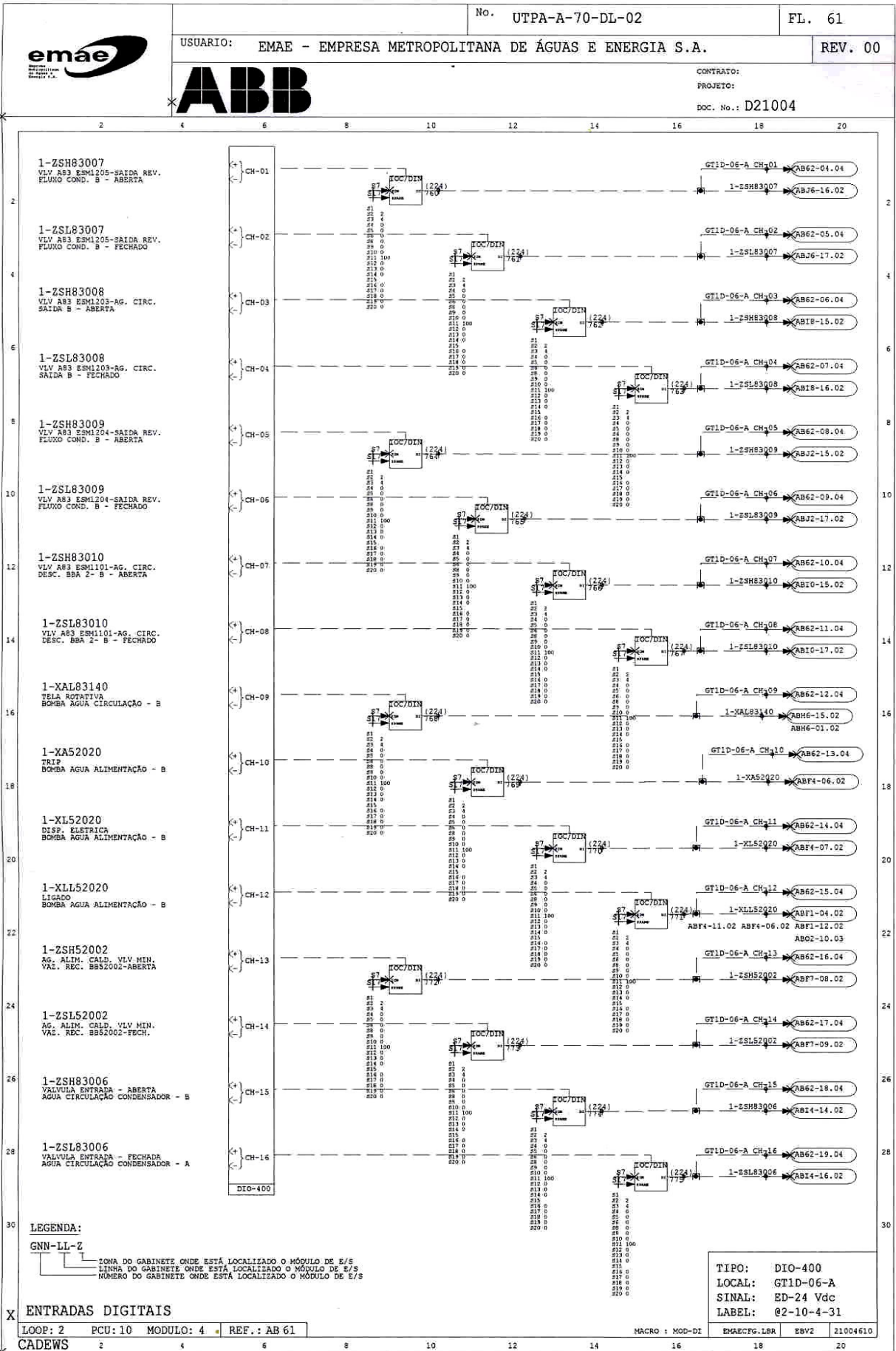
ENTRADAS DIGITAIS

LOOP: 2 PCU: 10 MÓDULO: 4 REF.: AB 57

TIPO: DIO-400  
 LOCAL: GT1D-03-A  
 SIGNAL: ED-24 Vdc  
 LABEL: @2-10-4-29

MACRO: MOD-DI EMACFCG.LBR EBVZ 21004570

CADEWS



Autorizo cópia total ou parcial desta obra, apenas para fins de estudo e pesquisa, sendo vedado qualquer tipo de reprodução feita para fins comerciais sem prévia autorização específica do autor.

Autor: Ademir Antonio dos Santos

Taubaté, Agosto 2006.