Serviço Público Federal
Ministério da Educação
Fundação Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

APLICAÇÃO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO DE SENSORES NA MANUTENÇÃO DE UMA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL.

ROGÉRIO ORLANDELI SANCHES

CAMPO GRANDE

JUNHO/2008

APLICAÇÃO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL PARA MONITORAMENTO DE CONDIÇÃO DE SENSORES NA MANUTENÇÃO DE UMA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL.

Este trabalho de dissertação foi julgado adequado como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

_____

Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto

Orientador

DEL/CCET/UFMS

_____

Prof. Dr. Valmir Machado Pereira

DEL/CCET/UFMS

_____

Prof. Dr. Benjamim Novaes Carrasco

PETROBRAS

CAMPO GRANDE

2008

Dedicatória

Dedico este trabalho aos meus pais Reinaldo e Maria Ignês, por terem sido grandes incentivadores e que caminharam comigo a cada momento, sempre me ajudando a vencer este desafio. Muito Obrigado!

Dedico também a minha esposa Luciana e ao nosso filho Luís Gustavo, pelo apoio, compreensão, estímulo e paciência que foram fundamentais à elaboração e conclusão deste trabalho.

Agradecimentos

Os meus sinceros agradecimentos a FINEP, PETROBRAS, REDE GÁS ENERGIA e a TBG, cuja ajuda, direta ou indireta, tornou possível a realização deste trabalho.

Ao meu orientador, professor Dr. João Onofre Pereira Pinto, pelo auxílio e orientação na execução deste trabalho.

Aos profissionais da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. e aos pesquisadores do Laboratório de Inteligência Artificial, Eletrônica de Potência e Eletrônica Digital pelas discussões, contribuições e auxílio em cada uma das etapas de execução deste estudo.

Aos professores do Curso de Pós-graduação do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul – UFMS, pelo apoio, incentivo e colaboração durante a fase de pós-graduação.

RESUMO

R. O. SANCHES. ***Aplicação de inteligência artificial para monitoramento de condição de sensores na manutenção de uma estação de compressão de gás natural***. 2008. 87f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, UFMS, Campo Grande - MS.

O tema geral desta dissertação é o desenvolvimento, aplicação e análise técnica e econômica da utilização de inteligência artificial para monitoramento de sensores de temperatura e pressão durante a operação de uma estação de compressão de gás natural da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A..

Este trabalho está enquadrado como um estudo de caso, onde foi desenvolvido em um sistema de monitoramento de sensores para análise dos dados de processo da planta de compressão de gás, indicando a condição de cada sensor monitorado, possibilitando se identificar desvios e falhas dos sensores durante a operação do processo.

Investigaram-se importantes questionamentos, de forma especial:

- O conhecimento dos sistemas e da operação da planta de compressão de gás natural de Campo Grande – MS, e qual o seu papel no processo de compressão de gás natural no Gasoduto Bolívia-Brasil.

- Análise da utilização de Inteligência Artificial na melhoria da gestão da engenharia de manutenção ou em problemas típicos desta área.

- Qual dentre as técnicas de inteligência artificial estudadas neste trabalho é mais adequada para incorporação do conhecimento para monitoramento dos sensores.

- Impacto técnico e econômico da utilização de um sistema de monitoramento no processo de manutenção utilizado na planta de compressão de gás natural de Campo Grande – MS.

PALAVRAS-CHAVE

Inteligência Artificial, Manutenção Sob Condição, Monitoramento de Sensores, Correlação, Sistema de Conhecimento, Engenharia do Conhecimento.

ABSTRACT

R. O. SANCHES., A***pplication of artificial intelligence of a monitoring condition of sensors in the maintenance of a station of natural gas compression***. 2008. 87f. Thesis (Master in Electric Engineering) – Electric Engineering Post-graduate Programme, UFMS, Campo Grande - MS.

The general subject of this thesis is the development, application and analysis economic technique and of the use of artificial intelligence for monitoring of sensors of temperature and pressure during the operation of a station of natural gas compression of Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A..

This work is fit as a case study, where it was developed a system of monitoring of sensors for analysis of the data of process of the plant of gas compression, having indicated the condition of each monitored sensor, making possible if to identify to shunting lines and imperfections of the sensors during the operation of the process.

Important questionings had been investigated, of special form:

- the knowledge of the systems and the operation of the plant of natural gas compression of Campo Grande - MS, and which its paper in the process of natural gas compression in the Bolivia-Brazil Gas-line.

- Analysis of the use of Artificial Intelligence in the improvement of the management of the maintenance engineering or in typical problems of this area.

- Which amongst the studied techniques of artificial intelligence in this work more is adjusted for incorporation of the knowledge for monitoring of the sensors.

- Impact economic technician and of the use of a system of monitoring in the process of maintenance used in the plant of natural gas compression of Campo Grande - MS.

KEYWORDS

Artificial Intelligence, Maintenance Under Condition, Sensors Monitoring, Correlation, Knowledge System, Knowledge Engineering.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1 – VISTA DO TRAÇADO DO GASODUTO BOLÍVIA BRASIL [SCADA, 2008]. 7
FIGURA 2.2 - VOLUME MÉDIO ANUAL ENTREGUE PELO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL DE 1999 A 2007. 7
FIGURA 2.3 - VOLUME MÉDIO MENSAL ENTREGUE PELO GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL DE 1999 A 2007. 8
FIGURA 3.1 – VISÃO AÉREA DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL DE CAMPO GRANDE – MS. 11
FIGURA 3.2 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE SUCÇÃO E DESCARGA DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO. 14
FIGURA 3.3 - TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO A. 15
FIGURA 3.4 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DA TURBINA A. 16
FIGURA 3.5 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE GÁS DE SELAGEM DO TURBO-COMPRESSOR A. 17
FIGURA 3.6 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE CONTROLE DO TURBO-COMPRESSOR A. 18
FIGURA 3.7 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE UTILIDADES DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE CAMPO GRANDE. 19
FIGURA 3.8 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE AR COMPRIMIDO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO. 21
FIGURA 3.9 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO E GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA PLANTA. 22
FIGURA 3.10 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE SUPRIMENTO DE ÁGUA DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO. 23
FIGURA 4.1 - CUSTO DA MANUTENÇÃO, FONTE: ABRAMAN 26
FIGURA 4.2 – PLANILHA DE FMEA UTILIZADA NO ESTUDO DE RCM PARA ESTAÇÕES DE COMPRESSÃO 29
FIGURA 4.3 – DIAGRAMA DE DECISÃO DO RCM 30
FIGURA 4.4 - PLANILHA DE DECISÃO UTILIZADA NO ESTUDO DE RCM PARA ESTAÇÕES DE COMPRESSÃO 31
FIGURA 5.1 - TOPOLOGIA DA REDE DE CAPTAÇÃO DE SINAIS DOS SENSORES DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO. 35
FIGURA 5.2 - PLANILHA DE COLETA DE DADOS EM MICROSOFT EXCEL. 36
FIGURA 5.3 – PARTE DO CÓDIGO EM VISUAL BASIC UTILIZADO PARA COLETA DOS DADOS DE CAMPO. 36
FIGURA 5.4 – DADOS CARACTERÍSTICOS DE CADA SENSOR DA PLANTA. 36
FIGURA 5.5 - NOVA TOPOLOGIA NO SISTEMA DE COLETA DE DADOS COM O COMPUTADOR INCORPORADO. 37
FIGURA 5.6 – FOTOS DO COMPUTADOR DEDICADO PARA COLETA DOS DADOS DE CAMPO. 38
FIGURA 5.7 - AGRUPAMENTO COM COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE INTERRUPÇÃO FIXADO EM 0,6. 40
FIGURA 5.8 - AGRUPAMENTO COM COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE INTERRUPÇÃO FIXADO EM 0,7. 41
FIGURA 5.9 - AGRUPAMENTO COM COEFICIENTE DE CORRELAÇÃO DE INTERRUPÇÃO FIXADO EM 0,8. 41
FIGURA 5.10 - ARQUITETURA GERAL DE UMA AANN. 46
FIGURA 5.11 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 01. 48
FIGURA 5.12 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 02. 49
FIGURA 5.13 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 03. 49
FIGURA 5.14 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 04. 50
FIGURA 5.15 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 05. 50
FIGURA 5.16 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 05. 51
FIGURA 5.17 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 07. 51

FIGURA 5.18 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 08. 52
FIGURA 5.19 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 09. 52
FIGURA 5.20 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 10. 53
FIGURA 5.21 - DETECÇÕES OBTIDAS PELOS MODELOS PARA O GRUPO 11. 53
FIGURA 5.22 - INDICATIVOS DE DESEMPENHO DOS MODELOS..... 54
FIGURA 6.1 - CLASSIFICAÇÃO DOS CASOS REAIS POSSÍVEIS DE SEREM ENCONTRADOS. 56
FIGURA 6.2 – MANUTENÇÃO CORRETIVA SEM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 58
FIGURA 6.3 - TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL A. 59
FIGURA 6.4 - MANUTENÇÃO CORRETIVA SEM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 60
FIGURA 6.5 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 61
FIGURA 6.6 – MANUTENÇÃO CORRETIVA COM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 62
FIGURA 6.7 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 63
FIGURA 6.8 – MANUTENÇÃO CORRETIVA SEM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 63
FIGURA 6.9 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 64
FIGURA 6.10 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA SEM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 65
FIGURA 6.11 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 66
FIGURA 6.12 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA SEM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA. 66
FIGURA 6.13 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 67
FIGURA 6.14 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA COM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA..... 68
FIGURA 6.15 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL C. 69
FIGURA 6.16 – MANUTENÇÃO PREVENTIVA COM REINCIDÊNCIA DO PROBLEMA..... 69
FIGURA 6.17 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL C. 70
FIGURA 6.18 – MANUTENÇÃO EM INSTRUMENTO OPERANDO NORMALMENTE SEM INCIDÊNCIA DE PROBLEMA..... 71
FIGURA 6.19 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL B. 72
FIGURA 6.20 – MANUTENÇÃO EM INSTRUMENTO OPERANDO NORMALMENTE SEM INCIDÊNCIA DE PROBLEMA..... 72
FIGURA 6.21 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL D. 73
FIGURA 6.22 – MANUTENÇÃO EM INSTRUMENTO OPERANDO NORMALMENTE COM INCIDÊNCIA DE PROBLEMA. 74
FIGURA 6.23 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL A. 75
FIGURA 6.24 – MANUTENÇÃO EM INSTRUMENTO OPERANDO NORMALMENTE COM INCIDÊNCIA DE PROBLEMA. 75
FIGURA 6.25 – TELA DE VISUALIZAÇÃO DO SISTEMA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL A. 76
FIGURA 6.26 – NÚMERO DE ORDENS DE MANUTENÇÃO POR TIPO DE CASO. 77
FIGURA 6.27 - NÚMERO DE HOMEM HORA APROPRIADO PARA EXECUÇÃO DAS MANUTENÇÕES ANALISADAS..... 78
FIGURA 6.28 - NÚMERO DE HORAS DE TURBO-COMPRESSOR OU PLANTA PARADA..... 78
FIGURA 6.29 - CUSTO DE PARALISAÇÃO DE TURBO-COMPRESSOR OU PLANTA. 80
FIGURA 6.30 – NOVO CUSTO DEVIDO A PARALISAÇÃO DE TURBO-COMPRESSOR E PLANTA. 81

LISTA DE TABELAS

TABELA 5.1 – CODIFICAÇÃO DOS PACOTES DE DADOS COLETADOS DA PLANTA DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL.. 38
TABELA 5.2 – GRUPOS DE SENSORES IDENTIFICADOS E SEUS RESPECTIVOS SENSORES 42

LISTA DE SIGLAS

AAKR: Regressão Kernel Auto-Associativa;

AANN: Rede Neural Auto-Associativa;

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas;

ABRAMAN: Associação Brasileira de Manutenção;

CLP: Computador Lógico Programável;

CSC: Central de Supervisão e Controle;

ECOMP: Estação de Compressão de Gás Natural;

EE: Estação de Entrega de Gás Natural;

FMEA: Failure Mode and Effect Analisys;

FMECA: Failure Mode Effect and Critical Analisys;

GNL: Gás Natural Liquefeito;

GPS: General Problem Solver;

IA: Inteligência Artificial;

MBC: Manutenção Baseada em Condição;

MCC: Manutenção Centrada em Confiabilidade;

MIL-STD: Military Standard;

MIT: Instituto de Tecnologia de Massachusetts;

MSET: Sistema de Estimação de Estado Multivariáveis;

NBR: Norma Brasileira;

O & M: Operação e Manutenção;

PIB: Produto Interno Brasileiro;

PIG: Equipamento para monitoramento e limpeza de tubulações;

PLC: Computador Lógico Programável;

RCM: Reliability-Centered Maintenance;

RL: Regressão Linear;

SAE: Society of Automotive Engineers;

SBC: Sistema Baseado em Conhecimento;

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition;

UNGEE: Usinas Nucleares de Geração de Energia Elétrica;

VES: Válvula Esfera de Bloqueio;

SUMÁRIO

1 CAPITULO 01: INTRODUÇÃO 1
1.1 CONTEXTO DA DISSERTAÇÃO 1
1.2 TEMA DA DISSERTAÇÃO 2
1.3 JUSTIFICATIVA 3
1.4 OBJETIVO 4
1.5 METODOLOGIA DE TRABALHO 4
2 CAPÍTULO 02: TRANSPORTE DE GÁS NATURAL 6
2.1 INTRODUÇÃO 6
2.2 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL 8
2.3 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE GASODUTOS 10
3 CAPÍTULO 03: SISTEMAS OPERACIONAIS DE UMA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL 11
3.1 INTRODUÇÃO 11
3.2 PRINCIPAIS SISTEMAS E EQUIPAMENTOS DA ESTAÇÃO 13
3.2.1 Sistema de entrada e saída de gás natural 13
3.2.2 Sistema de compressão de gás natural 14
3.2.3 Sistema de gás de utilidade 18
3.2.4 Sistema de ar comprimido 20
3.2.5 Sistema de geração e alimentação elétrica 22
3.2.6 Sistema de alimentação de água 23
3.3 OPERAÇÃO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO 23
3.3.1 Parada Normal 24
3.3.2 Parada de Emergência 24
4 CAPÍTULO 04: ESTRUTURAÇÃO DA MANUTENÇÃO 25
4.1 INTRODUÇÃO 25
4.2 TAREFAS DE MANUTENÇÃO 26
4.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RCM 29
4.4 APLICAÇÃO DA MANUTENÇÃO BASEADA EM CONDIÇÃO 31
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 32
5 CAPÍTULO 05: MODELAGEM DO SISTEMA DE MONITORAMENTO 34
5.1 INTRODUÇÃO 34
5.2 AQUISIÇÃO DOS DADOS 34
5.3 PROCESSAMENTO DOS DADOS 39
5.4 GRUPOS DE SENSORES 39
5.5 MODELOS DE PREDIÇÃO 43
5.6 DESEMPENHO DOS MODELOS DE PREDIÇÃO 47
5.6.1 Grupo 01 48
5.6.2 Grupo 02 48
5.6.3 Grupo 03 49
5.6.4 Grupo 04 49

5.6.5 Grupo 05 ..... *50*
5.6.6 Grupo 06 ..... *51*
5.6.7 Grupo 07 ..... *51*
5.6.8 Grupo 08 ..... *52*
5.6.9 Grupo 09 ..... *52*
5.6.10 Grupo 10 ..... *53*
5.6.11 Grupo 11 ..... *53*
5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS 55
6 CAPÍTULO 06: AVALIAÇÃO TÉCNICA ECONÔMICA DO MONITORAMENTO DE SENSORES 56
6.1 INTRODUÇÃO 56
6.2 TIPOS DE FALHAS 56
6.2.1 CASO 1 - Depois do Tempo com Manutenção Sem Problemas *57*
6.2.2 CASO 2 - Depois do Tempo com Manutenção Com Problemas *57*
6.2.3 CASO 3 - No Tempo com Manutenção Sem Problemas *57*
6.2.4 CASO 4 - No Tempo com Manutenção Com Problemas *57*
6.2.5 CASO 5 - Antes do Tempo com Manutenção Sem Problemas *57*
6.2.6 CASO 6 - Antes do Tempo com Manutenção Com Problemas *58*
6.3 IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DAS FALHAS 58
6.3.1 CASO 1 - Depois do Tempo com Manutenção Sem Problemas *58*
6.3.2 CASO 2 - Depois do Tempo com Manutenção Com Problemas *61*
6.3.3 CASO 3 - No Tempo com Manutenção Sem Problemas *64*
6.3.4 CASO 4 - No Tempo com Manutenção Com Problemas *67*
6.3.5 CASO 5 - Antes do Tempo com Manutenção Sem Problemas *70*
6.3.6 CASO 6 - Antes do Tempo com Manutenção Com Problemas *73*
6.4 IMPACTO TÉCNICO 76
6.5 IMPACTO ECONÔMICO 79
6.5.1 Para 1 (um) Turbo - Compressor fora de operação por 01 hora. *79*
6.5.2 Para 2 (dois) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora. *79*
6.5.3 Para 3 (três) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora. *79*
6.5.4 Para 4 (quatro) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora *79*
6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS 81
7 CAPÍTULO 07: CONCLUSÃO 82
7.1 AVALIAÇÕES E RESULTADOS 82
7.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO 83
7.3 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS 83
7.3.1 Sugestões: *83*
7.3.2 Trabalhos Futuros: *84*
7.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS 84
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 86

CAPITULO 01: INTRODUÇÃO

Neste capítulo sera apresentado o contexto da dissertação, uma justificativa direcionada a área de manutenção, sua metodologia de desenvolvimento e o objetivo deste estudo e de sua aplicação em uma estação de compressão de gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil, evidenciando seu impacto técnico e econômico na manutenção da planta.

1.1 CONTEXTO DA DISSERTAÇÃO

À medida que a aplicação de filosofias de manutenção baseadas em condição é difundida nos mais variados campos de aplicação da indústria, novas técnicas são desenvolvidas para inferir as condições dos sensores instalados nas plantas.

Historicamente, manutenções do tipo calibração manual periódica são aplicadas para assegurar que os sensores permaneçam operando corretamente em um período pré-determinado. Esta técnica pode não ser considerada a melhor visto que as condições dos sensores são verificadas somente em períodos pré-definidos e, conseqüentemente, os sensores defeituosos podem continuar em operação por períodos que variam desde a iminência da próxima calibração até a freqüência da calibração em que o sensor é calibrado.

Sensores defeituosos podem causar baixo desempenho econômico e operacional em uma planta de processo e, principalmente, ocasionar circunstâncias de risco à segurança dos operadores e mantenedores da planta.

As técnicas periódicas também podem, em alguns casos, causar calibrações desnecessárias dos instrumentos, podendo até causar danos ao equipamento que vinha em operação normal, ou mesmo ocasionar a parada parcial ou completa de uma planta.

Visando aperfeiçoar a operação e manutenção, reduzindo calibrações de sensores e, minimizando a exposição de recursos humanos a condições adversas de trabalho, foi estruturado neste trabalho um estudo de caso onde foi implementado um sistema de monitoramento de condição dos sensores de processo durante a operação da planta.

Neste estudo, especificamente, serão abordadas algumas técnicas de inteligência artificial para monitorar a condição de operação de sensores de temperatura e pressão instalados em uma planta de compressão de gás natural através dos valores de corrente associados a esses instrumentos.

O sistema detectará sensores que estão degradando, já degradados ou falhando, produzirá a melhor estimativa de leitura para estes sensores possibilitando sua manutenção apenas em casos reais de problema.

Portanto, este trabalho consiste em um estudo de caso da aplicação de uma técnica alternativa de verificação de operação de sensores para melhoria do processo de manutenção periódica tradicional utilizada em uma estação de compressão de gás natural.

1.2 TEMA DA DISSERTAÇÃO

O tópico principal deste trabalho, como referenciado inicialmente, é a aplicação de técnicas de inteligência artificial para monitoramento da condição de operação de sensores de temperatura e pressão instalados em uma planta de compressão de gás natural melhorando assim o processo de manutenção periódico utilizado.

Neste sentido, importantes questões devem ser investigadas e respondidas:

1. O processo de manutenção periódica é uma técnica que traz bons resultados considerando os níveis atuais de operação do gasoduto Bolívia-Brasil?
2. Como opera e quais os sistemas que compõem uma estação de compressão de gás natural?
3. Como realizar a coleta e processamento dos dados dos sensores instalados na planta de compressão de gás natural?
4. Quais técnicas de comparação de desempenho deverão ser utilizadas para comparação dos modelos de predição estudados neste trabalho?
5. Qual das técnicas de inteligência artificial estudadas neste trabalho tem melhor desempenho para ser implementada no sistema de monitoramento de sensores da planta de compressão de gás natural?
6. Qual o impacto técnico e econômico da utilização de uma das técnicas de inteligência artificial aplicada no monitoramento de condição dos sensores na manutenção da planta de compressão de gás natural?

1.3 JUSTIFICATIVA

À medida que as companhias tendem a utilizar filosofias de manutenção baseadas em condição, novas técnicas vão sendo desenvolvidas para inferir as condições dos instrumentos instalados em plantas industriais.

De acordo com o Documento Nacional de 2007 emitido pela ABRAMAN [ABRAMAN, 2007], o método mais comum de manutenção utilizada no Brasil é a manutenção periódica. Esta técnica de manutenção, no caso de calibração de sensores pode, em alguns casos, não ser a melhor técnica de manutenção porque os sensores somente são checados periodicamente, portanto sensores com defeito podem continuar operando por um período tão grande quanto aquele definido pela freqüência de calibração.

A utilização de uma tecnologia que pode predizer com precisão as condições de um instrumento durante sua operação aumenta o tempo de operação de planta, conseqüentemente, aumentando a segurança do processo e o lucro relativo a sua produção.

Uma das principais características do transporte de gás natural é a complexidade de suas malhas e seus sistemas de compressão. A história de sua evolução, apresentada no capítulo 2 deste trabalho, mostra que o tema de manutenção nesta área não é novo, mas a utilização de técnicas de inteligência artificial voltada a estações de compressão de gás natural é escassa, senão inexistente.

Uma das principais contribuições desta dissertação está em unir a técnica de inteligência artificial com a manutenção periódica, possibilitando o aparecimento da manutenção baseada em condição como nova estratégia para tratamento da manutenção dos instrumentos instalados em plantas de compressão de gás natural do gasoduto Bolívia - Brasil.

Outro fator importante deste trabalho é a possibilidade do desenvolvimento de nova cultura de manutenção aplicada em plantas industriais, onde podem ser criadas metodologias de manutenção baseada em condição, aumentando a segurança, disponibilidade e confiabilidade da planta e diminuindo a exposição dos profissionais de manutenção a ambientes industriais de risco.

1.4 OBJETIVO

É o de desenvolver e aplicar um sistema de monitoramento de condição em sensores instalados em uma das estações de compressão de gás natural do gasoduto Bolívia-Brasil, evidenciando seu impacto técnico e econômico na manutenção dos sensores da planta.

O sistema utilizará técnicas de inteligência artificial visando detectar desvios e falhas dos sensores durante a operação da estação de compressão, bem como identificando manutenções que foram realizadas sem que o sensor estivesse fora de seu range normal de operação definida em projeto.

1.5 METODOLOGIA DE TRABALHO

Este trabalho propõe a aplicação de um sistema de monitoramento de condição de sensores desenvolvido para análise dos dados de processo de uma planta de compressão de gás natural para melhoria do processo de manutenção. Para tanto a proposta de estudo foi alicerçada nas seguintes hipóteses:

a) O método de manutenção periódica não trata adequadamente a questão da condição do sensor antes e depois da manutenção;

b) Com a utilização de um sistema de monitoramento será possível identificar problemas de desvios e indicativos de falhas durante a operação do sensor.

c) A inserção de uma metodologia de monitoramento de condição baseada em técnicas de inteligência artificial traz solução inovadora, relevante e mais eficaz em relação à manutenção periódica realizada nas plantas de compressão de gás natural do gasoduto Bolívia - Brasil.

Com o objetivo de corroborar estas hipóteses, torna-se necessário compreender os domínios envolvidos, identificando suas propriedades, características, conceitos básicos, requisitos funcionais e principalmente a natureza do conhecimento em análise, pois a compreensão é que permite a visualização das funcionalidades básicas requeridas para esta agregação. No sentido de sedimentar esta compreensão, serão desenvolvidas as seguintes etapas:

1) Fundamentação teórica da área de manutenção com aprofundamento do estudo de alguns tipos de manutenção clássica e da manutenção baseada em condição;

2) Análise dos sistemas e processos de uma planta de compressão de gás natural;

3) Levantamento e análise de possíveis técnicas de inteligência artificial para utilização no sistema de monitoramento de condição de sensores;

4) Desenvolvimento de uma ferramenta para coleta e processamento de dados reais de campo;

5) Elaboração de grupos de sensores correlatos utilizando os dados de campo e os desenhos de processo da planta;

6) Treinamento dos modelos de predição utilizando os dados de campo;

7) Teste de desempenho dos modelos utilizando os grupos de sensores identificados;

8) Identificação e implementação da técnica de inteligência artificial de melhor desempenho através da utilização de indicadores de desempenho;

9) Identificar os impactos técnicos e econômicos da utilização do sistema de monitoramento de condição dos sensores instalados na planta de compressão de gás natural.

Das etapas descritas, os itens 1, 2, 4, 7 e 9 foram desenvolvidos no trabalho de dissertação proposto, os itens 3, 5, 6 e 9 foram desenvolvidos em conjunto com os pesquisadores do Laboratório de Inteligência Artificial, Eletrônica de Potência e Eletrônica Digital.

As fundamentações, levantamentos e identificações utilizam tanto estudos descritivos, quanto abordagens qualitativa e quantitativa e são desenvolvidos ao longo dos capítulos 2 a 6, sendo que a conclusão do estudo de caso é descrita no capítulo 7 deste trabalho.

CAPÍTULO 02: TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

Resumo: Neste capítulo será descrita uma visão geral das técnicas de transporte de gás natural, da evolução da demanda de transporte de gás natural através do gasoduto Bolívia-Brasil, noções das etapas de implementação de um gasoduto e das práticas de manutenção aplicadas a gasodutos.

2.1 INTRODUÇÃO

A necessidade de transporte do gás natural surge no momento em que é necessário interligar os campos de produção de gás às plantas de tratamento e processo, como também os centros consumidores.

A definição do tipo de transporte a ser adotado é dada em função de vários fatores, dentre eles: o potencial da reserva, a capacidade de produção, a demanda de absorção pelo mercado consumidor, etc.

A existência ou não de infra-estruturas para distribuição do gás produzido até os centros consumidores e a conveniência de se construir ou ampliar essas infra-estruturas também influenciam na determinação do tipo de transporte mais apropriado [BRITO, 1986].

Para se ter uma flexibilidade maior na operação dos sistemas de transporte do gás natural é necessária à criação de meios reguladores, que vão desde simples manobras operacionais, instalação de novas estações de compressão do gás natural, até a criação de centros de armazenagem de gás que permitem garantir o fornecimento do produto independente das flutuações na demanda ou interrupções na produção ou abastecimento.

O consumo de gás natural no Brasil vem crescendo acentuadamente e atualmente um dos mais importantes meios de suprimento de gás natural para consumo interno no Brasil é o gasoduto Bolívia-Brasil pertencente à Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A..

O traçado do Gasoduto Bolívia-Brasil pode ser visualizada na Figura 2.1. Nesta figura pode-se observar todas as estações de compressão de gás natural, seus pontos

de entrega de gás e em especial a estação de gás natural de Campo Grande na região central do estado de Mato Grosso do Sul.

Figura 2.1 – Vista do traçado do gasoduto Bolívia Brasil [SCADA, 2008].

Conforme pode ser observado na Figura 2.2, esse gasoduto iniciou sua operação em maio de 1999 entregando durante o ano mencionado uma média de 1.743 Mm^3/dia (um milhão, setecentos e quarenta e três mil metros cúbicos / dia) de gás natural provenientes da Bolívia para o consumo interno do Brasil.

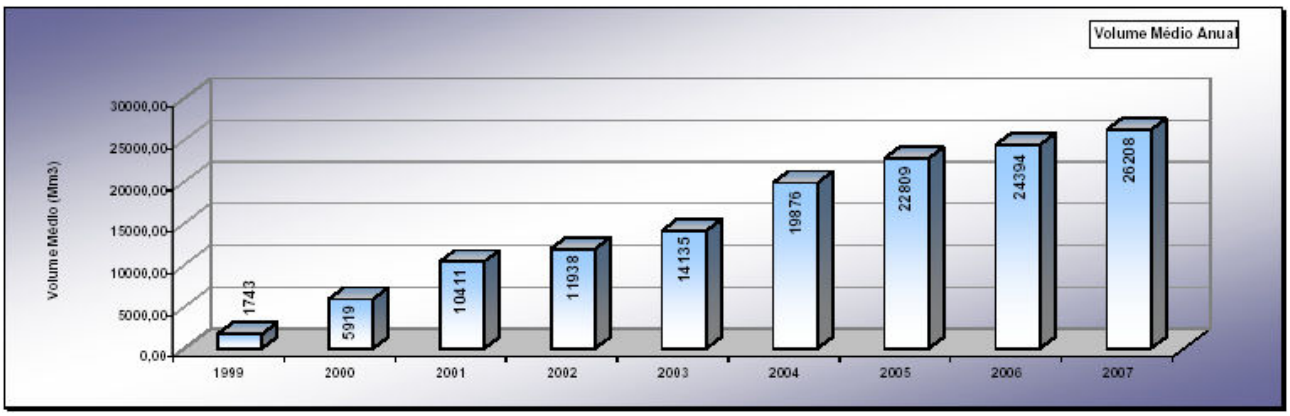

Figura 2.2 - Volume médio anual entregue pelo gasoduto Bolívia-Brasil de 1999 a 2007 [Rel. Operacional, 2008].

Deste então, o consumo interno brasileiro vem aumento gradativamente, onde em outubro de 2007, o gasoduto Bolívia-Brasil atingiu seu limite máximo de projeto, entregando 30.000 Mm^3/dia (trinta milhões de metros cúbicos / dia) como mostra a Figura 2.3.

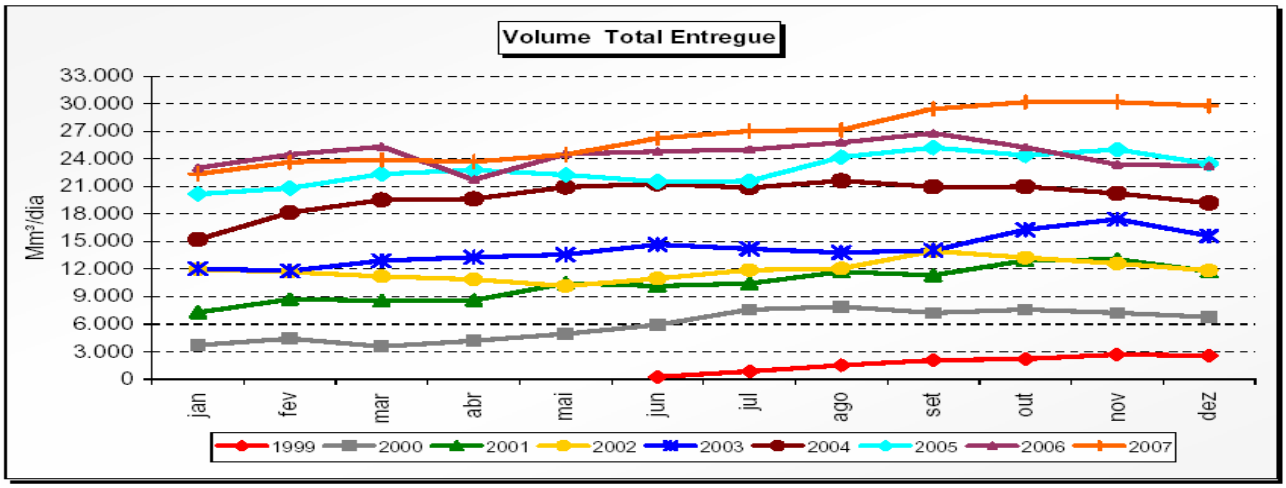

Figura 2.3 - Volume médio mensal entregue pelo gasoduto Bolívia-Brasil de 1999 a 2007 [Rel. Operacional 2008].

Levando em consideração o cenário atual e mantendo essa projeção de demanda para os próximos anos, o gasoduto Bolívia-Brasil terá um regime de operação ininterrupto, sendo quase que impossível à realização de paradas para manutenção preventiva de suas estações de compressão de gás natural.

2.2 TRANSPORTE DE GÁS NATURAL

O transporte do gás natural pode ser efetuado com o fluido em fase gasosa ou líquida. Na fase gasosa o gás é transportado por gasodutos pressurizados e na fase líquida o gás é transportado em reservatórios criogênicos (temperatura de -162°C), na pressão próxima de 1 atm, localizados na maioria das vezes em navios metaneiros, trens ou caminhões.

Do ponto de vista estratégico o gás natural liquefeito (GNL) surge geralmente como solução mais econômica e mais racional quando se trata de transportar grandes volumes de gás em longas distâncias ou entre centros de produção e de consumo separados por mar ou ainda, quando se deseja criar ou preparar o mercado consumidor para a utilização intensiva do gás antes da construção de redes de gasodutos permanentes.

O transporte do gás natural por meio de dutos [PETROBRAS, N2264] é a forma mais difundida nos países industrializados, constituindo redes complexas que transportam um considerável volume de gás.

Um projeto para transporte de gás natural via gasoduto, caracteriza-se pelos altos investimentos iniciais que só se justificam com um longo período de amortização e uma utilização plena das instalações, o que provoca uma rigidez na operação dos sistemas de compressão e transporte do gás. No caso dos gasodutos essa rigidez é ainda mais acentuada por ser, na maioria das vezes um único duto por onde se deve escoar todo o produto.

É neste ponto que as estimativas de demanda tornam-se fundamentais para o dimensionamento do projeto. Estudos de mercados são conduzidos, mas, raramente, conseguem abranger todo o universo de consumidores potenciais, o que limita a confiabilidade dos resultados.

O comportamento futuro da demanda está sujeita a influência de alguns fatores, muitas vezes imprevisíveis, e que poderiam vir a alterar a curva de demanda prevista. Segue abaixo alguns fatores favoráveis e desfavoráveis ao crescimento da demanda:

Favoráveis:

- Política Tarifária
- Legislação mais rigorosa na proteção do meio ambiente
- Redução da dependência do Petróleo
- Menor oferta de petróleo
- Retomada da atividade industrial
- Novos mercados

Desfavoráveis:

- Concorrência energética
- Custos crescentes de abastecimento
- Baixa atividade econômica
- Uso de equipamentos mais eficientes

No caso de um projeto específico de dimensionamento de um gasoduto para atender um determinado mercado, a escolha de um diâmetro de tubo em detrimento de outro pode vir a influenciar de forma decisiva a rentabilidade do projeto.

2.3 OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DE GASODUTOS

Após a construção e pré-operação dos sistemas de transporte do gás, é importante se preocupar com duas atividades, sua operação e manutenção.

Estas duas atividades devem procurar responder a três critérios fundamentais: Confiabilidade, Disponibilidade e Segurança independentemente das restrições técnicas e econômicas.

O Escopo da manutenção dos gasodutos deve abranger a inspeção dos dutos, faixas de domínio e estrada de acesso, compreendendo todos os equipamentos, instalações e instrumentos, tais como:

- Inspeção da Faixa de Domínio;
- Inspeção da Tubulação;
- Medição de espessura;
- Inspeção de revestimento;
- Passagem de PIG;
- Medição de corrosão;
- Inspeção do sistema de proteção catódica;
- Inspeção de válvulas de bloqueio;
- Inspeção de válvulas de alívio e/ou segurança;
- Inspeção e calibração dos instrumentos;
- Manutenção das plantas de compressão;

No próximo capítulo será tratada de forma mais ampla os sistemas operacionais que compõem uma planta de compressão de gás natural e sua importância no transporte por gasodutos.

CAPÍTULO 03: SISTEMAS OPERACIONAIS DE UMA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL

Resumo: Neste capítulo será dada uma vista geral dos principais sistemas operacionais que compõe uma estação de gás natural, sua operação e o tipo de manutenção executada para garantia da sua operação e integridade de seus ativos.

3.1 INTRODUÇÃO

A Estação de Compressão de Gás Natural alvo do estudo está localizada ao logo da BR 060, no Km 360, na saída para cidade de Sidrolândia - MS, distante da cidade de Campo Grande - MS cerca de 30km, localizada no município de Campo Grande, no estado de Mato Grosso do Sul. A Figura 3.1 mostra uma vista aérea da planta de compressão de gás natural mencionada.

Figura 3.1 – Visão Aérea da Estação de Compressão de Gás Natural de Campo Grande – MS.

A principal finalidade da estação de compressão é aumentar a pressão de bombeamento de gás natural transportado através do gasoduto Bolívia-Brasil, recuperando-a para níveis operacionais aceitáveis que viabilizem operacionalmente o sistema de transporte.

O processo de compressão ocorre basicamente da seguinte maneira [MANUAL DE OPERAÇÃO, 2007]:

a) O suprimento de gás para o Sistema de Compressão de Gás Natural é feito pela linha principal do Gasoduto, que recebe o gás vindo de uma Estação de Compressão de Gás Natural a sua montante.

b) Ao entrar na estação de compressão de gás de Campo Grande, o gás passa por um filtro coalescente, onde partículas sólidas e líquidas são removidas por filtração e extração, chegando até o coletor de sucção dos compressores centrífugos.

c) Nesse ponto, é feita uma extração de gás para suprimento de gás de utilidade, necessário para o funcionamento dos motores a gás dos geradores elétricos de emergência e para o motor de partida e combustão da turbina que movimenta o compressor centrífugo.

d) O gás natural após pressurização no compressor centrífugo é enviado para os resfriadores a ar. Esse gás resfriado é mantido sob um controle de temperatura para o limite máximo de 48 ºC.

e) A saída do gás natural dos resfriadores é então direcionada para a linha de descarga da estação e transportada para uma Estação de Compressão de Gás Natural a sua Jusante.

A capacidade de compressão da estação e de cada compressor centrífugo é controlada pelo controle de pressão e controle de vazão na descarga da saída da estação de compressão.

Para prevenir o surto de pressão no compressor centrífugo, existe um sistema de controle anti-surto. As válvulas de controle anti-surto mantêm a taxa de fluxo de sucção do compressor sob controle evitando assim a ocorrência desse evento.

No caso de pressão alta na descarga do compressor, uma válvula de controle anti-surto é aberta completamente, da mesma maneira que uma válvula de segurança para proteção de sobrecarga de pressão.

As linhas do sistema anti-surto, estão conectadas entre as válvulas à jusante de sucção dos compressores e a montante da descarga dos resfriadores de ar para recircular o gás de descarga para a sucção, evitando assim uma diferença excessiva de sobrecarga de pressão na saída do compressor centrifugo de gás natural.

Os principais sistemas operacionais da estação de compressão de Campo Grande – MS são:

- Sistema de Sucção e Descarga de Gás Natural;
- Sistema de Gás de Utilidade;
- Sistema de Compressão de Gás Natural;
- Sistema de Ar Comprimido;
- Sistema de Alimentação Elétrica;
- Sistema dos Geradores Elétricos.

A estação pode ser operada de dois modos: em modo local via Sala de Controle da Estação através do sistema de controle e em modo remoto, na Estação Principal de Operação do Gasoduto, localizada na cidade do Rio de Janeiro, via sistema SCADA.

Os equipamentos mais importantes da estação são suas turbinas a gás, tais equipamentos são compostos pelos seguintes conjuntos e componentes principais:

- Conjunto de acionamento de acessórios;
- Conjunto de entrada de ar;
- Conjunto de compressor da turbina;
- Conjunto de câmara de combustão;
- Conjunto de turbina;
- Coletor de escape;
- Eixo acionador de saída.

Os principais componentes e conjuntos da turbina são mantidos em alinhamento preciso por flanges conjugados com superfícies piloto aparafusadas para formação de um conjunto rígido.

3.2 PRINCIPAIS SISTEMAS E EQUIPAMENTOS DA ESTAÇÃO

3.2.1 Sistema de entrada e saída de gás natural

O sistema de entrada e saída de gás natural da estação de compressão é composto por válvulas de entrada, by-pass, válvulas de saída do gasoduto, válvulas de despressurização e filtro coalescente conforme mostrado na Figura 3.2.

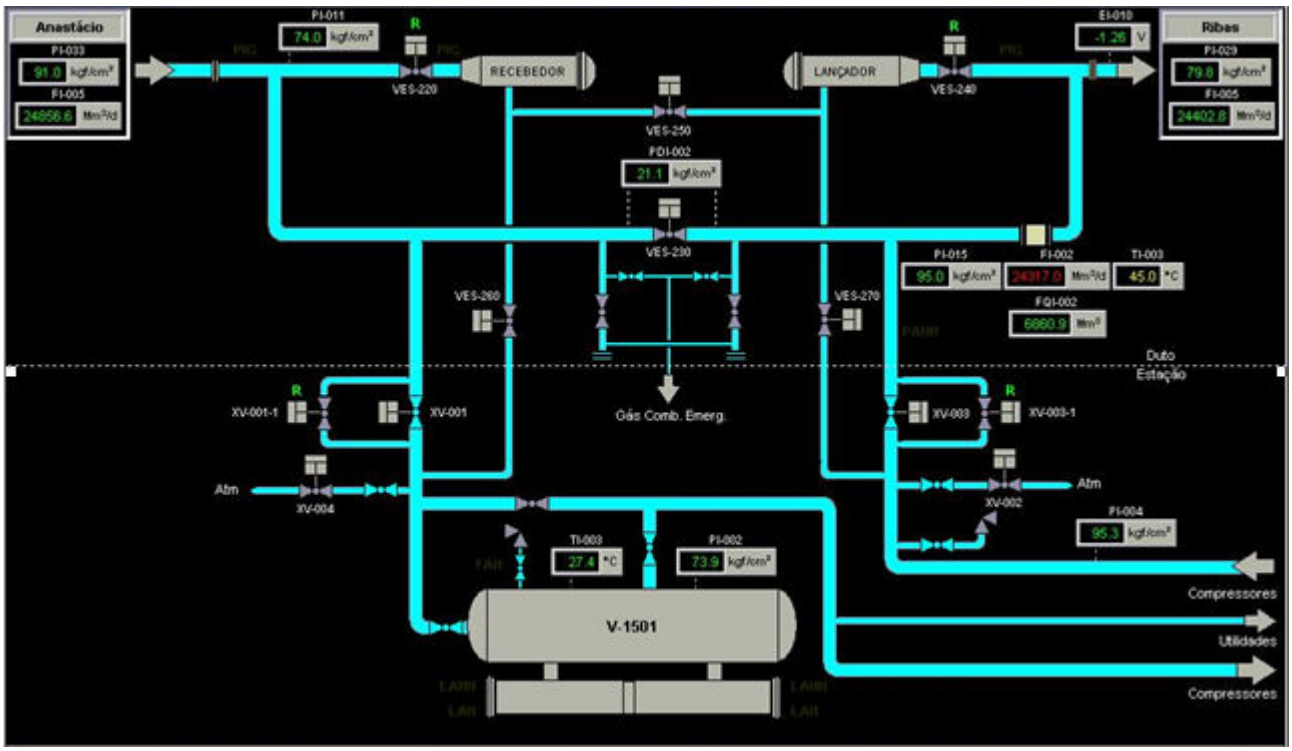

Figura 3.2 – Tela de visualização do sistema de sucção e descarga da Estação de Compressão.

Na figura 3.2 pode-se verificar a existência de um filtro coalescente, que nada mais é que um vaso horizontal equipado com palhetas extratoras internamente para coletar, separar e remover partículas sólidas e líquidas, o líquido na parte inferior do vaso é medido e controlado por medidores de nível tipo bóia. Esse líquido é coletado, removido e transportado para o sistema de dreno/rejeitos líquidos da planta.

A Estação de Compressão de Gás Natural é projetada para comprimir o gás natural entregue à montante da estação, compensando dessa forma, a queda de pressão causada pelo consumo ao longo do gasoduto.

3.2.2 Sistema de compressão de gás natural

O sistema de compressão de gás natural é o responsável pela recuperação da pressão do gás natural que é captado pelo sistema de sucção da estação de compressão. Após a compressão o gás natural é encaminhado ao sistema de descarga da estação de compressão onde segue através do gasoduto até a próxima estação de compressão.

Abaixo a Figura 3.3 mostra a tela de visualização do sistema de compressão de gás “A” que é composto por diversos equipamento e sub-sistemas que serão detalhados mais a frente.

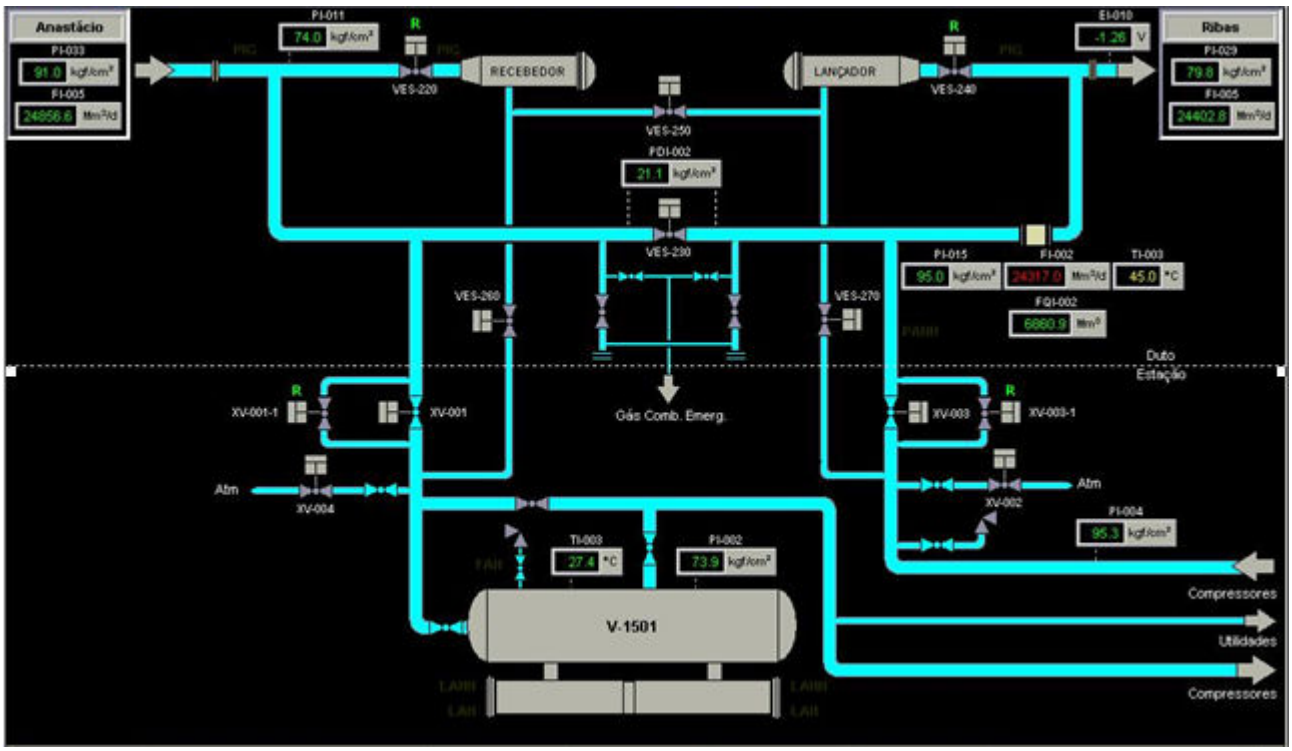

Figura 3.3 - Tela de visualização do sistema de compressão A.

3.2.2.1 Turbinas a gás

O ar atmosférico é admitido para o turbo/compressor, através do filtro de entrada de ar. Esse ar é aspirado para a entrada de ar da turbina de gás e é comprimido pelo compressor de fluxo axial de múltiplos estágios. O ar comprimido é direcionado para a câmara de combustão num fluxo constante. O combustível é injetado no ar pressurizado dentro da câmara de combustão anular. Durante o ciclo de partida da turbina a gás, a mistura ar/combustível é inflamada e a queima contínua é mantida contanto que haja fluxo adequado de ar pressurizado e combustível.

O gás quente pressurizado da câmara de combustão se expande e aciona a turbina, caindo em pressão e temperatura ao sair da turbina.

A turbina a gás mostrada na Figura 3.4 requer aproximadamente um quarto do ar total que comprime para efetuar a combustão completa do combustível fornecido. O excesso de ar é usado para resfriar a câmara de combustão e mistura-se com os produtos de combustão para reduzir a temperatura do gás na entrada do primeiro estágio da turbina.

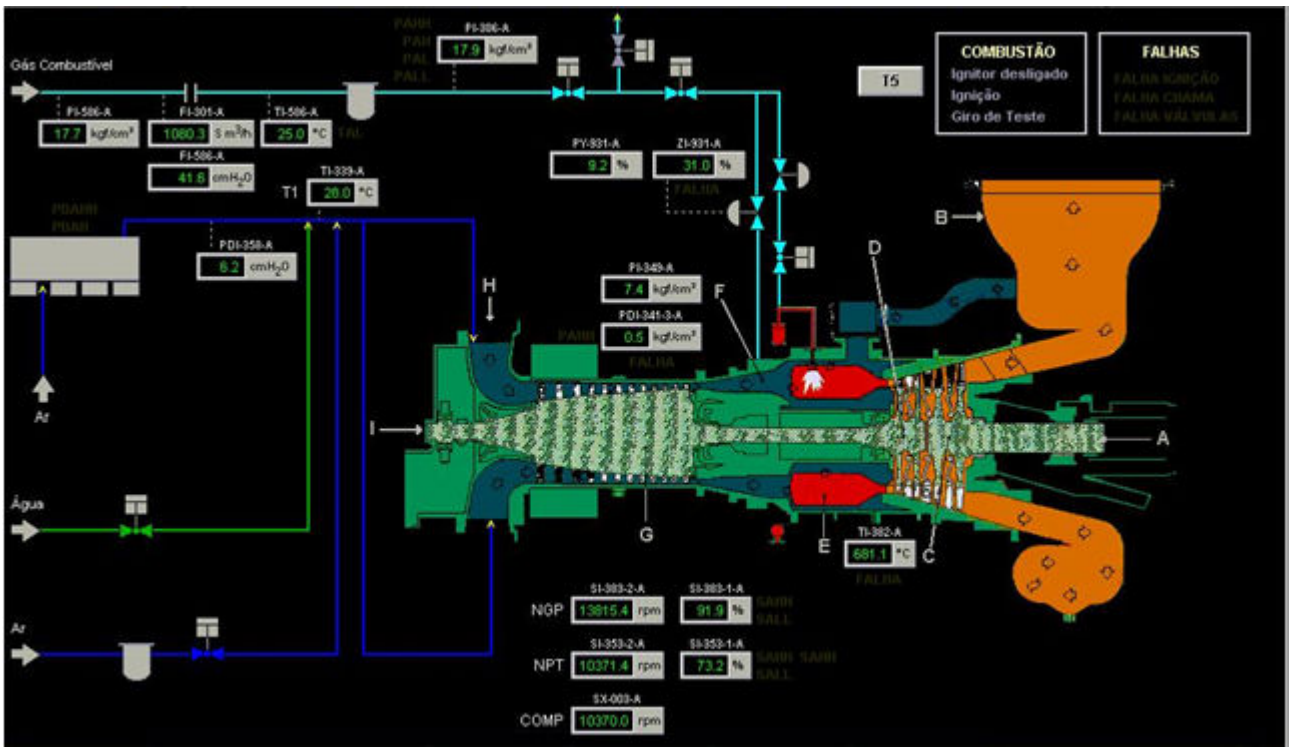

Figura 3.4 – Tela de Visualização da Turbina A.

Durante o ciclo de partida da turbina, uma chama dirigida à câmara de combustão e alimentada por uma tubulação de combustível separada e que é acesa por uma vela de ignição. A chama inflama a mistura de ar/combustível que está entrando na câmara de combustão onde é iniciada uma queima contínua. A chama se extingue mais tarde durante o ciclo de partida.

3.2.2.2 Compressores Centrífugos

Estes equipamentos são responsáveis pela compressão do gás natural através de um sistema de compressão do tipo centrifugo.

O compressor centrífugo consiste em carcaças, impelidores, diafragmas, mancais, dispositivos de selagem e painéis de controle locais.

São acionados pelas turbinas a gás e comprimem o gás natural captado na entrada da estação, enviando o mesmo já pressurizado para os resfriadores e posteriormente para o coletor de descarga da estação.

São equipados com dispositivos de alarmes e de desligamento (parada) para proteção contra danos causados por altas temperaturas e baixa pressão de óleo.

Para reduzir a carga no mancal de escora do compressor centrífugo, a força de impulso gerada no impelidor é balanceada com um pistão de balanço. Sua porta de

saída é conectada ao lado de pressão por meio de um conector de balanço. A unidade de selo empregada é do tipo gás seco de selagem, o qual supre a cavidade com gás de selagem. O sistema de selagem pode ser visualizado através da Figura 3.5.

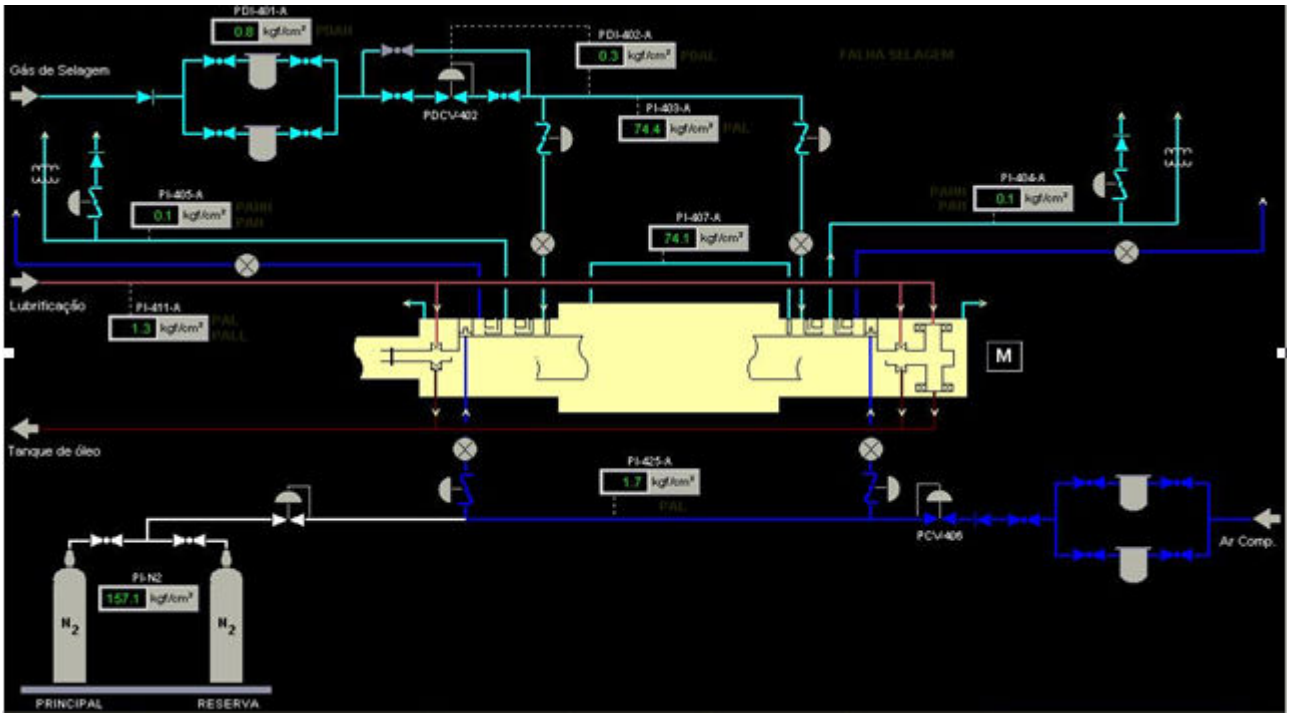

Figura 3.5 – Tela de Visualização do sistema de Gás de Selagem do Turbo-Compressor A.

A finalidade do sistema de backup de nitrogênio injetado à jusante da válvula de controle de separação de ar, é suprir nitrogênio para a selagem de gás do compressor centrífugo no caso de falha do sistema de ar de instrumentação e garantir a proteção contra contaminação do gás com óleo lubrificante ao invés do ar de instrumentação.

No caso de desligamento ou parada da estação devido à falha do sistema de ar de instrumentação, o sistema backup de nitrogênio é automaticamente ativado, substituindo o ar de separação.

O controle de processo dos compressores é composto de dois elementos. O controle lógico básico e o controle de pico de pressão (surge).

O Controle de processo monitora as condições de duas variáveis: a pressão de sucção e a pressão de descarga. Se a pressão de sucção ficar muita baixa ou a pressão de descarga for muito alta, o setpoint de rotação abaixa para uma velocidade menor (fecha a válvula anti-surge da unidade). Esse monitoramento pode ser visualizado através da tela de controle do turbo-compressor conforme demonstrado na Figura 3.6

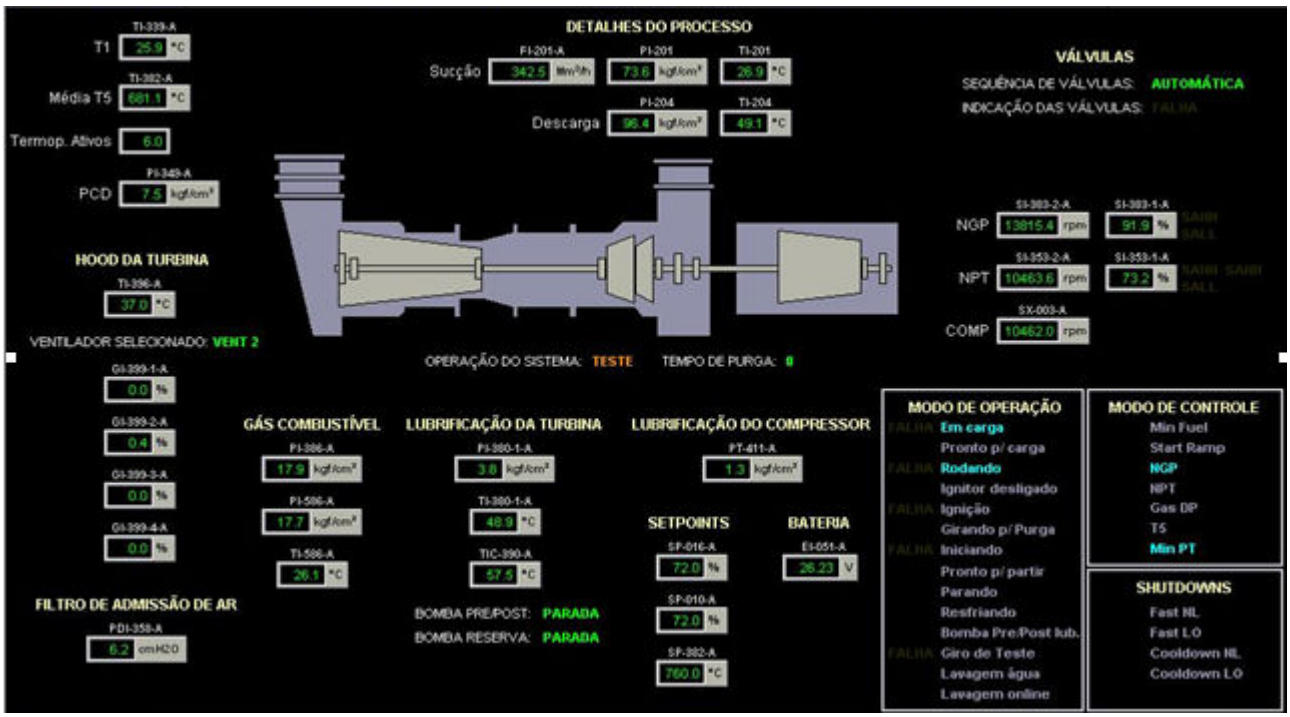

Figura 3.6 – Tela de Visualização do Sistema de Controle do Turbo-Compressor A.

Com máquinas novas e limpas, a velocidade impressa em uma turbina resulta em potência gerada que é repassada ao conjunto compressor.

Como as unidades de compressão operam em paralelo tem-se uma relação fixada de demanda para cada compressor e isto resulta em diferentes vazões através de cada compressor.

3.2.3 Sistema de gás de utilidade

É o sistema que fornece gás combustível para as turbinas, motores dos geradores elétricos e para queima no aquecedor de gás natural. Fornece também, gás para o sistema de partida pneumática das turbinas.

O gás de utilidade tem duas origens, a primeira é o gás de emergência extraído da linha principal do gasoduto e a segunda é o gás de utilidade, o qual é extraído a jusante do filtro coalescente. O sistema de utilidades pode ser visualizado através da Figura 3.9.

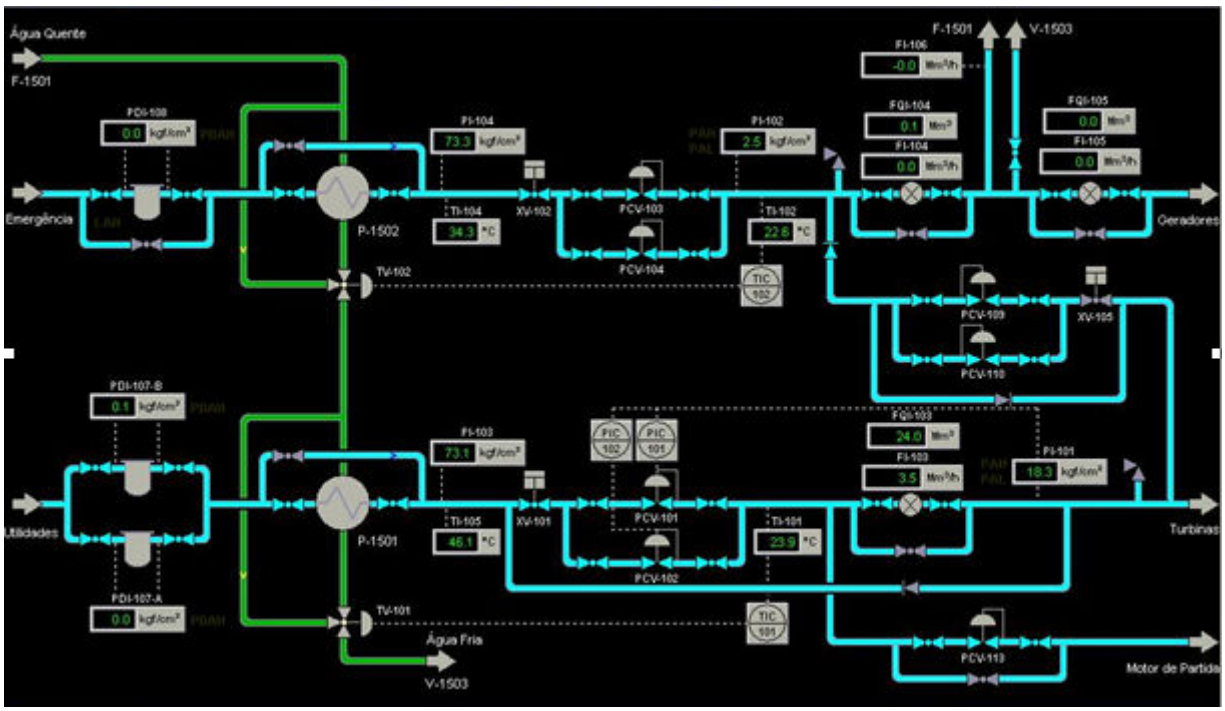

Figura 3.7 – Tela de Visualização do sistema de utilidades da Estação de Compressão de Campo Grande.

Ambos os gases, de utilidade e de emergência, são aquecidos para evitar a condensação dos componentes pesados na linha de suprimento de gás combustível. O aquecimento é controlado pela temperatura e pressão nas linhas de suprimento de gás para as turbinas e gás de utilidade de emergência. O controle da queima no aquecedor é projetado para manter a temperatura da água quente circulando pelo aquecedor de gás combustível.

A válvula termostática instalada à jusante do corpo do aquecedor controla a temperatura da água quente. As taxas de fluxo de gás combustível e de ar de combustão são ajustadas pela demanda de queima do aquecedor de acordo com o ajuste da válvula.

Controladores de temperatura e pressão do gás de utilidade controlam essas variáveis para a turbina a gás e para os motores a gás dos geradores elétricos. As temperaturas de saída de gás natural são de 35ºC para as turbinas e de 15ºC para os geradores.

O aquecedor de gás é composto por duas serpentinas de aquecimento de gás, uma para o gás de queima para a turbina de potência e outra para os motores a gás dos geradores elétricos.

Um ignitor de partida inflama um queimador, suprido com gás a 2,5 kgf/cm² de pressão de suprimento. Os gases resultantes da combustão irão aquecer a água contida no corpo do aquecedor. Essa água, por sua vez, troca calor com as duas serpentinas de gás combustível. Os gases após a transferência de calor, são removidos através da chaminé de exaustão.

3.2.3.1 Gás de utilidade

A temperatura de gás de utilidade é regulada por um controlador de temperatura situado na linha de suprimento do gás que alimenta o sistema de utilidade da planta.

A temperatura de gás de utilidade é mantida entre 20/35ºC. O controlador de temperatura controla uma válvula de três vias que regula a vazão de gás pelo by-pass do aquecedor de gás para as turbinas.

Um aumento de taxa de vazão de gás de utilidade aumentará a taxa de queima do aquecedor. Uma diminuição de taxa de vazão de gás de utilidade diminuirá a taxa de queima do aquecedor.

A pressão de gás de combustível para as turbinas a gás é controlada pelos controladores de pressão que atuam na válvula controladora de fluxo de gás.

3.2.3.2 Gás de utilidade de emergência

A temperatura de gás de utilidade de emergência é regulada por um controlador de temperatura situado no coletor de gás de utilidade de emergência que atua na válvula de três vias liberando o fluxo de gás para os sistemas de emergência da planta.

3.2.4 Sistema de ar comprimido

No sistema de ar comprimido existem dois compressores do tipo rotor de parafuso com injeção de óleo acionado por motor elétrico e foram instalados para suprimento de ar de instrumentos e ar de serviço para a estação. Sua estrutura de projeto pode ser visualizada na Figura 3.10.

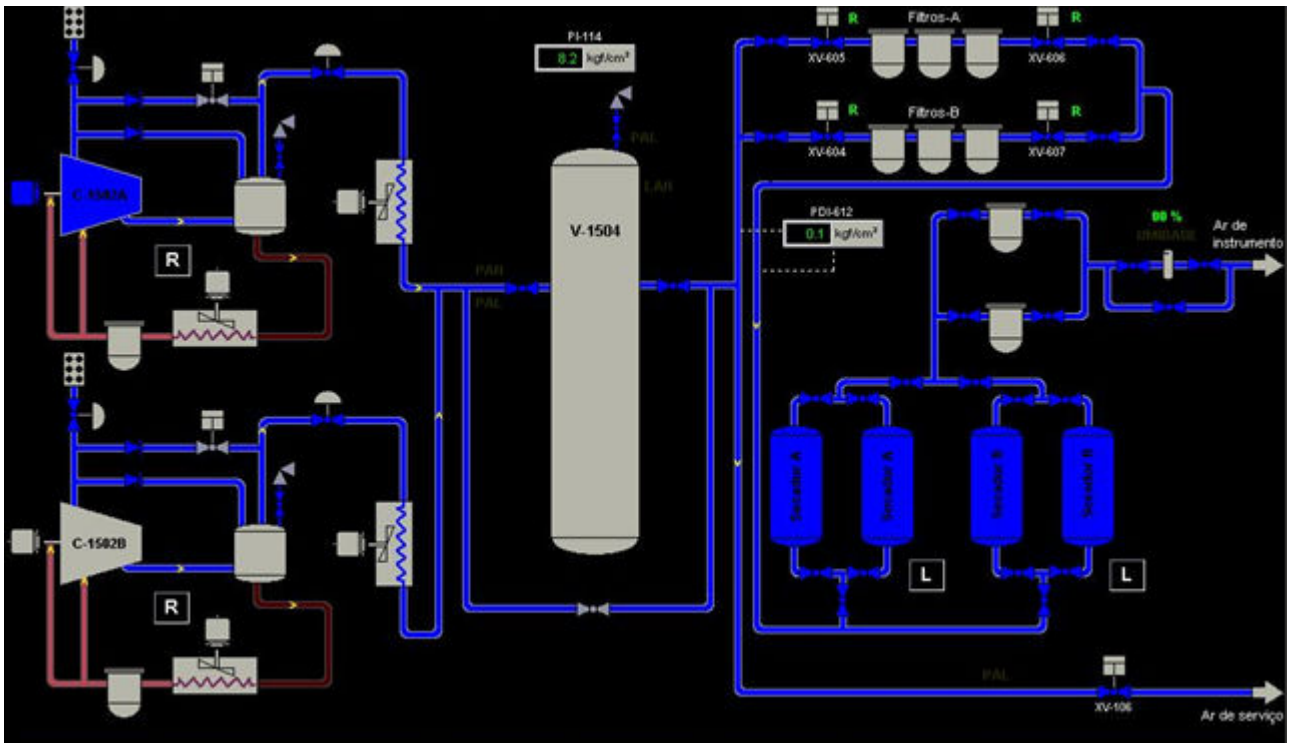

Figura 3.8 – Tela de Visualização do Sistema de ar comprimido da Estação de Compressão.

A pressão máxima, normal e mínima especificada na descarga para cada unidade é 9,0/7,0/5,0 kgf/cm^2, respectivamente, para um fluxo de 373 kg/h e temperatura de operação na faixa de 40 a 45ºC.

No caso da pressão baixa no reservatório de ar, o compressor reserva (stand-by), parte automaticamente.

3.2.4.1 Controle do sistema de ar comprimido

A unidade reserva (stand-by) deve partir no caso de falha da unidade em operação ou quando a pressão estiver abaixo do valor mínimo especificado.

Os compressores instalados na planta de compressão, são compressores estacionários de parafusos rotativos, de um estágio e com injeção de óleo lubrificante, acionados por um motor elétrico e resfriados a ar. Se o consumo de ar for inferior à capacidade (vazão nominal) de ar do compressor, a pressão da rede aumenta e uma válvula solenóide é desativada.

Desse modo a pressão de controle presente nas câmaras do pistão de carga e na válvula de circulação é descarregada para a atmosfera por essa válvula solenóide. O fluxo de ar é interrompido (0%) e o compressor funcionará em alívio.

No coletor de ar de serviço está instalada uma válvula de desligamento que será fechada no local ou remotamente, no caso da pressão do ar de instrumentos cair abaixo do setpoint.

3.2.5 Sistema de geração e alimentação elétrica

A Estação de Compressão de Campo Grande possui suprimento externo de energia elétrica fornecido pela concessionária local, no caso de uma falha de alimentação a Estação de Compressão possui dois moto-geradores a gás Caterpillar de 600KW/h cada.

O sistema ainda possui uma UPS, com tensão de saída de 120 Vac, com módulo retificador/oscilador, banco de baterias para quatro horas de operação, transformador de by-pass, chave manual, chave estática e painel de controle. Na Figura 3.11 pode-se visualizar o diagrama elétrico principal da planta de compressão.

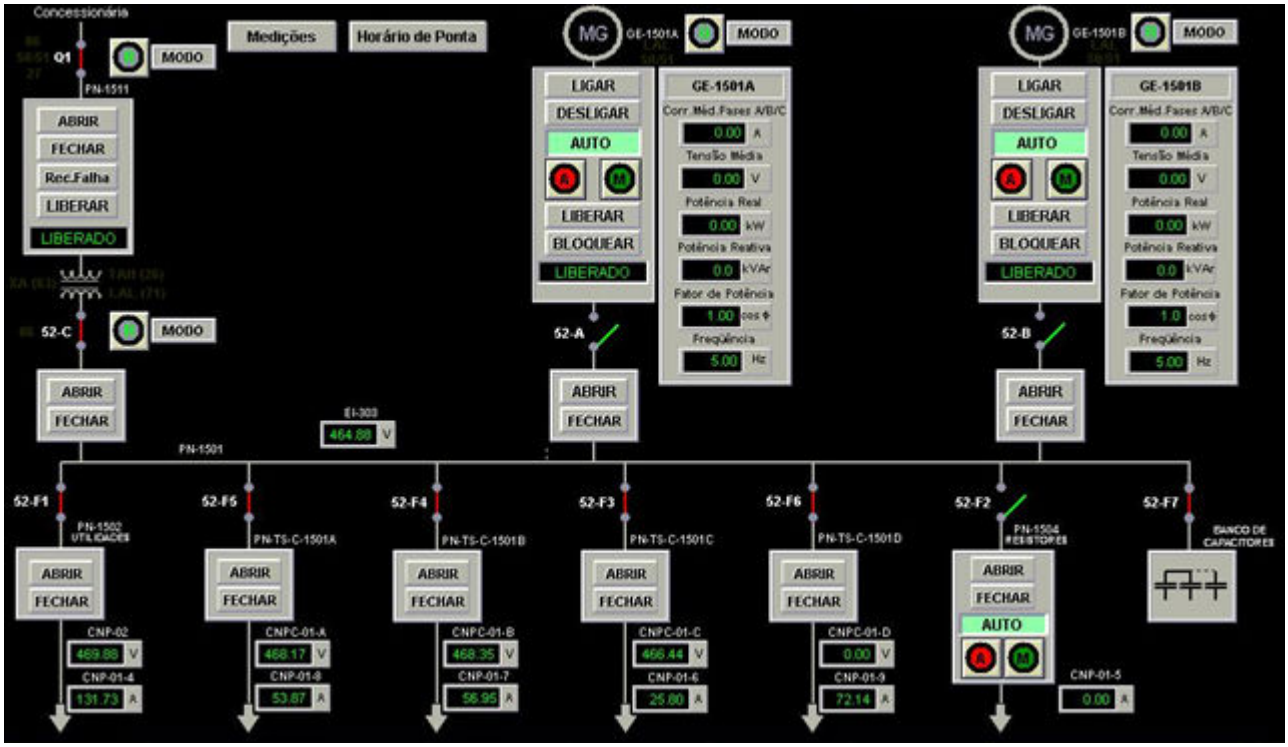

Figura 3.9 – Tela de Visualização do Sistema de Alimentação e geração de energia elétrica da planta.

Durante o horário de pico da concessionária, um dos Geradores Elétricos fica sincronizado, fornecendo energia, 480Volts, para o funcionamento dos equipamentos da estação. Esses geradores trabalham em rodízio, permitindo dessa maneira que os geradores sofram inspeções e manutenções programadas.

3.2.6 Sistema de alimentação de água

O Sistema de água industrial e água potável para a estação, são alimentados por poço via lençol freático. Essa água é armazenada em reservatório elevado, permitindo assim, uma distribuição segura. O consumo de água na estação é baixo, já que prevalecem sistemas de resfriamentos para os equipamentos industriais tendo o ar como refrigerante.

A água de reposição para o tambor superior do aquecedor de gás, é suprida por gravidade por esse sistema, sendo que a maior parte é destinada a consumo é para atendimento a serviços gerais da estação, limpeza e água potável. Parte da água é aquecida para troca de temperatura no processo. A Figura 3.12 mostra a configuração do sistema de alimentação e aquecimento de água na planta.

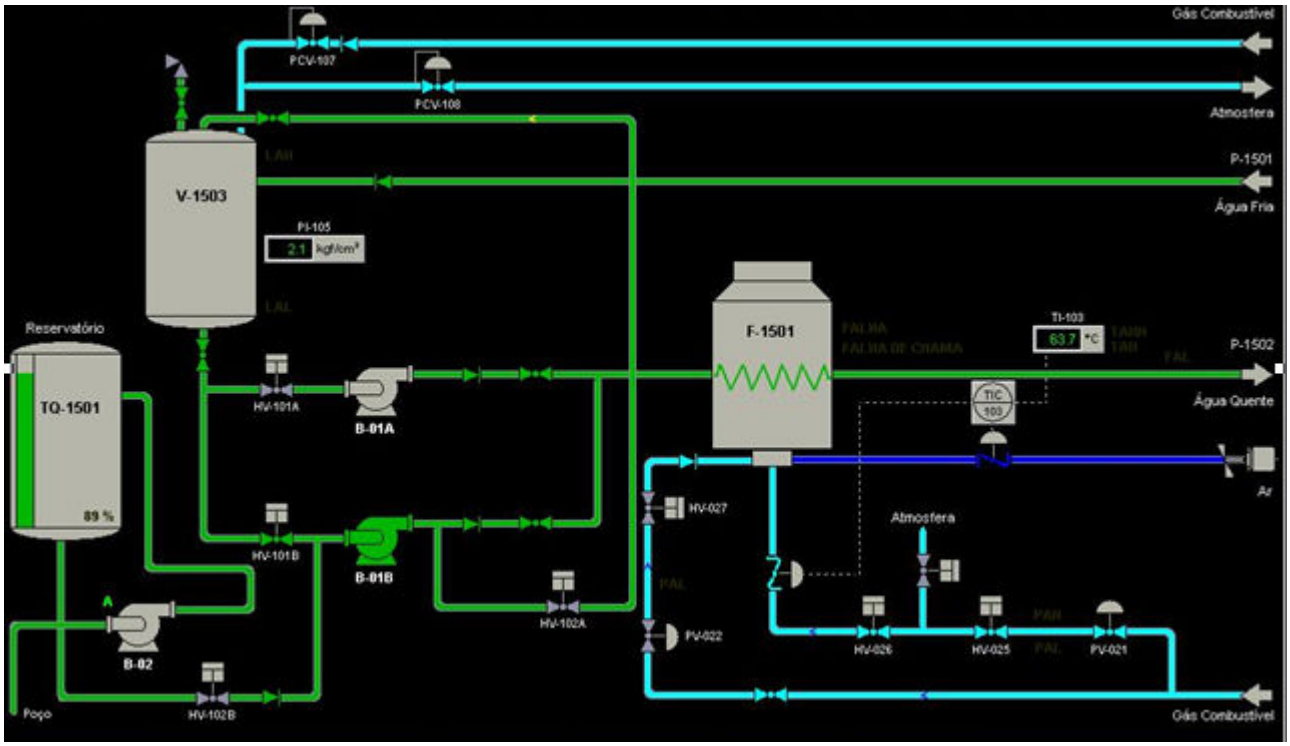

Figura 3.10 – Tela de Visualização do sistema de suprimento de água da Estação de Compressão.

3.3 OPERAÇÃO DA ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO

Em condições normais a planta de compressão é operada pela Central de Supervisão e Controle (CSC) da Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A. localizada na cidade do Rio de Janeiro - RJ. As atividades principais dos profissionais de operação é o monitoramento do processo, acompanhando as informações de medição de campo enviadas pelo sistema SCADA através de comunicação via satélite.

Atenção especial é dada aos alarmes de processo e se todas as variáveis encontram-se dentro de seus limites de projeto, observando os gráficos, valores e relatórios os operadores tem uma visão ampla da estação de compressão.

Pequenas alterações, mesmo que mantenham as condições funcionais operacionais dentro de limites aceitáveis de projeto, podem servir para uma avaliação e/ou diagnóstico de tendência ou comportamento da instalação. Sob este aspecto, a manutenção deve garantir que as medições das variáveis de processo tais como temperatura, vibração, pressão, vazão, etc., estão corretas e dentro de seus limites de erro. Essa medição é fundamental para que se tenha um controle eficaz do comportamento da planta.

3.3.1 Parada Normal

Em uma parada normal da planta, o sistema de compressão de gás natural é gradativamente desacelerado até sua parada completa, a válvula de by-pass da estação é aberta e ao mesmo tempo as válvulas de sucção e descarga são fechadas isolando a planta e mantendo-a pressurizada. Estas válvulas podem ser identificadas na Figura 3.2 através dos códigos de identificação VES-230, VES-001 e VES-003 respectivamente.

O sistema pode ser colocado em operação através de acionamento local pelos operadores de campo ou remotamente pelos operadores da Central de Supervisão e Controle (CSC).

3.3.2 Parada de Emergência

Em uma parada emergencial da planta, o sistema de compressão de gás natural é e desligado, a válvula de by-pass da estação é aberta e ao mesmo tempo as válvulas de sucção e descarga são fechadas e as válvulas de despressurização são abertas, retirando tudo o gás natural contido na planta. Estas válvulas podem ser identificadas na Figura 3.2 através dos códigos de identificação VES-230, VES-001, VES-002, VES-003 e VES-004, respectivamente.

No caso de uma parada de emergência, o sistema somente pode ser colocado em operação através de acionamento local pelos operadores de campo.

Para o próximo capítulo estudaremos a estruturação da manutenção aplicada na Estação de Gás Natural de Campo Grande – MS.

CAPÍTULO 04: ESTRUTURAÇÃO DA MANUTENÇÃO

Este capítulo apresenta uma explanação sobre o método utilizado na estruturação da manutenção da Estação de Compressão de Gás Natural e fundamenta a hipótese de que o método de manutenção utilizado não trata adequadamente a questão do conhecimento aplicado na identificação de falhas, além de ajudar a responder qual o método de manutenção poderia incorporar este conhecimento.

Além disso, mostra como sistemas especialistas baseados em técnicas de inteligência artificial teriam condições de auxiliar, adequadamente, do ponto de vista de modelagem computacional, a manutenção de um modo geral.

4.1 INTRODUÇÃO

A saúde física e financeira da maioria das organizações depende da integridade continuada, física e funcional dos seus ativos. Esta é uma das mais relevantes características da atividade econômica do final do século XX e início do século XXI, conforme análise do Moubray. A disposição à mudança domina quase tudo o que tem sido atualmente escrito sobre gerenciamento da manutenção. Todas as disciplinas estão sendo exortadas a se adaptarem às mudanças no projeto da organização, na tecnologia, nas habilidades de liderança, comunicações, virtualmente em todos os aspectos do trabalho. Segundo Moubray [MOUBRAY, 1997]:

> "no velho paradigma da manutenção, o objetivo era otimizar a disponibilidade da planta ao mínimo custo, no novo paradigma manutenção afeta todos os aspectos do negócio: segurança, integridade ambiental, eficiência energética e qualidade do produto, não somente a disponibilidade da planta e custo".

A definição conceitual bastante utilizada na estruturação da manutenção das Estações de Compressão de Gás é a demonstrada também por Moubray [MOUBRAY, 2001] em um de seus trabalhos:

> "Os principais dicionários definem fazer manutenção como possibilidade de continuar (Oxford) ou manter em estado existente (Webster). Isto sugere que manutenção significa preservar alguma

> coisa. Decorre que: Manutenção: assegura que os ativos físicos continuem a fazer o que os usuários querem que eles façam".

A conceituação de manutenção já permite destacar o papel que o conhecimento pode exercer na eficácia e eficiência de seus processos. Para que o sistema técnico possa apoiar, preservar e, em última instância aperfeiçoar as metas organizacionais é necessário o conhecimento na forma da correta aplicação de técnicas que implica no emprego de conhecimento técnico, administrativo, organizacional e, especialmente, do negócio a que o sistema técnico da manutenção apóia.

Na Figura 4.1, a Associação Brasileira de Manutenção [ABRAMAN, 2007] no seu documento nacional de 2007 apresentou o quadro relativo ao custo de manutenção em relação ao faturamento das empresas, onde esse custo representa parcela significativa do PIB (Produto Interno Bruto):

CUSTO DA MANUTENÇÃO NO BRASIL				
Ano da Pesquisa	Ano Base	PIB (Milhões de R$)	CTM/FB (%)	Custo (Milhões de R$)
2007	2006	2.322.000	3,89	90.325,800
2005	2004	1.769.202	4,10	72.537,282
2003	2002	1.346.028	4,27	57.475,396
2001	2000	1.101.255	4,47	49.226,099
1999	1998	914.188	3,56	32.545,093
1997	1996	778.887	4,39	34.193,139
1995	1994	349.205	4,26	14.876,133

Figura 4.1 - Custo da Manutenção, Fonte: ABRAMAN [ABRAMAN, 2007].

Neste sentido, as inclusões de fatores que promovam sua maior eficácia e eficiência contribuem diretamente na melhoria organizacional e podem, dependendo do negócio, constituir em fatos de distinção de mercado.

4.2 TAREFAS DE MANUTENÇÃO

Para a estruturação das tarefas de manutenção nas Estações de Compressão de Gás Natural foi utilizada a metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade

(Reliability Centered Maintenance – RCM) que representa uma das diversas técnicas de gestão de ativos.

O RCM encontra suas raízes no início da década de 1960. O trabalho de desenvolvimento inicial foi feito pela indústria de aviação civil Norte Americana. Ela nasceu quando as empresas aéreas, naquela época, começaram a compreender que muitas das filosofias de manutenção eram não somente muito onerosas, mas vivamente perigosas. Esta percepção incitou a indústria a colocar juntos uma série de "Grupos de Direcionamento da Manutenção" ("Maintenance Steering Groups - MSG") para reexaminar todas as coisas que estavam sendo feitas para manter suas aeronaves no ar. Estes grupos consistiam de representantes dos fabricantes de aeronaves, das empresas aéreas e do governo norte-americano (FAA - Federal Aviation Administration).

A primeira tentativa de um processo racional, base-zero, para formulação de estratégias de manutenção foi promulgada pela Associação de Transporte Aéreo (ATA - Air Transport Association) em Washington, DC, em 1968. A primeira tentativa ficou sendo conhecida como MSG 1. Um refinamento - agora conhecido como MSG 2 - foi promulgado em 1970 [MOUBRAY, 2000].

Na metade da década de 1970 o Departamento de Defesa dos Estados Unidos (US Department of Defense) queria saber mais acerca do então “estado-da-arte” do pensamento da manutenção em aviação. Eles autorizaram um relatório sobre este assunto vindo da indústria de aviação. Este relatório foi escrito por Stanley Nowlan e Howard Heap da empresa United Airlines. Eles deram a ele o título de "Reliability Centered Maintenance". O relatório foi publicado em 1978, e ainda hoje é um dos mais importantes documentos - se não o mais importante - na história do gerenciamento de ativos físicos. Está disponível no Serviço Nacional de Informação Técnica do Governo Norte-Americano (US Government National Technical Information Service), Springfield, Virginia.

O relatório de Nowlan e Heap representou um considerável avanço sobre o pensamento do MSG 2. Foi usado como uma base para o MSG 3, que foi promulgado em 1980 [MAINTENANCE STEERING GROUP, 1993]. O MSG 3 foi revisado duas vezes. A revisão 1 foi lançada em 1988 e a revisão 2 em 1993. É usada até hoje para desenvolver programas de manutenção prévios-ao-uso para novos tipos de aeronaves.

O relatório de Nowlan e Heap e o MSG 3 têm sido, desde então, usados como uma base para vários padrões militares de RCM, e para derivativos não aeronáuticos. Atualmente a RCM é aplicada em inúmeros segmentos produtivos tais como indústrias

nucleares, produtoras e distribuidoras de energia elétrica, petroquímicas, entre outras que possuem características de alta demanda por segurança e confiabilidade de suas operações.

A RCM muda radicalmente o foco dado à manutenção, pois passa a considerar a preservação das funções dos equipamentos e não a preservação dos equipamentos em si, foco tradicional da Manutenção.

A metodologia de avaliação dos ativos para determinação das atividades de manutenção, introduzida por esta técnica, possibilita uma série de vantagens, quais sejam:

- Permitir ao corpo técnico da empresa estudar e avaliar as instalações e diversos sistemas que a compõem, as falhas a que estão sujeitas e como podem falhar;
- Permitir uma metodologia lógica de avaliação dos efeitos das falhas e suas conseqüências sob o ponto de vista de segurança, meio ambiente e operações;
- Permitir a determinação de atividades de manutenção de real eficácia para a preservação dos ativos e sua confiabilidade;

E por último, porém não menos importantes pode-se citar:

- A conscientização do elemento humano sob a importância das atividades de manutenção realizadas e as reais conseqüências de se obter a máxima efetividade destas atividades;
- A racionalização das atividades de manutenção, a fim de se aplicar o esforço e recursos existentes onde efetivamente se faz necessário para garantir a confiabilidade das instalações;
- A elaboração de planos, procedimentos operacionais e listas de sobressalentes sob uma base científica e lógica garantindo binômio eficiência (fazer o certo) e eficácia (fazer no momento e na medida certa);

Estudos abrangendo as Estações de Compressão foram realizados de forma a atender a alta demanda de segurança e confiabilidade exigida por instalações desta natureza.

4.3 APLICAÇÃO DO MÉTODO DE RCM

A metodologia de RCM é um processo utilizado para decidir o que deve ser feito para assegurar que qualquer ativo físico, sistema ou processo continue a fazer tudo o que os seus usuários desejam que ele faça. Esta metodologia atende plenamente a norma SAE JA 1011 [Norma SAE JA 1011, 1999] que define os critérios básicos de uma metodologia RCM.

O que os usuários esperam de seus bens físicos é definido em termos de parâmetros de desempenho primário tais como quantidade de saída, velocidade, limites de calibração e posicionamento. Onde relevante, o processo RCM também define o que os usuários desejam em termos de risco (segurança e integridade ambiental), qualidade (precisão, exatidão, consistência e estabilidade), controle, conforto, contenção, economia, serviços aos usuários e mais.

O próximo passo no processo RCM é identificar as maneiras na qual o sistema pode falhar em atender estas expectativas (estados de falha), seguido por um FMEA ("Failures Modes and Effects Analysis" ou Modos de Falha e Análise de Efeitos), para identificar todos os eventos que são razoavelmente prováveis de originar cada estado de falha é registrado, conforme Figura 4.2, em uma Planilha de Informações.

FUNÇAO		FALHA FUNCIONAL		MODO DE FALHA (Causa da Falha)		EFEITO DA FALHA (O que acontece quando falha)
1	Aliviar a função dos filtros a jusante, separando partículas líquidas e Sólidas do Gás Natural em uma vazão de até 41.250 Pm3/h, a uma pressão de 55 a 100 kgf/cm2 de Trabalho, a uma eficiência de retenção de particulado de 8 micra por 100% (FT-01)	A	Não reter particulas até 8 micra	1	Vazão de trabalho inferior à vazão mínima de operação do filtro	Sobrecarga dos filtros a jusante com a presença de partículas maiores que 8 micra e umidade, indicação local de saturação dos filtros FT02 A/B e alarme de alta pressão diferencial na CSC que acionará o pessoal de campo para as providências. Durante a troca do elemento filtrante perde-se o aquecedor associado ao filtro, com implica[illegible]mperatura de

Figura 4.2 – Planilha de FMEA utilizada no estudo de RCM para Estações de Compressão [SMITH, 1993].

Finalmente, o processo RCM procura identificar uma política adequada de gerenciamento da falha, lidando com cada modo de falha à luz das suas conseqüências e características técnicas. As políticas de gerenciamento da falha incluem:

- manutenção preditiva
- manutenção preventiva

- busca de falha
- mudança do projeto ou da configuração do sistema
- mudança do modo que o sistema é operado
- incorrer na falha

O processo RCM oferece regras para decidir se cada política de gerenciamento é tecnicamente apropriada através da análise baseada em um Diagrama de Decisão. A Figura 4.3 evidencia isso.

Figura 4.3 – Diagrama de decisão do RCM [MOUBRAY, 2000].

Também proporciona critérios precisos para decidir quão freqüentemente às tarefas de rotina devam ser feitas, com o preenchimento da Planilha de Decisão da Figura 4.4.

F	FF	FM	H	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	H4	H5	S4	Tarefa proposta	Freqüência Inicial	Executante
1	A	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Inspeção do queimador piloto	Semestral	Tec Mecânico
1	A	2	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Nenhuma Manutenção Programada		
1	A	3	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Nenhuma Manutenção Programada		
1	A	4	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Nenhuma Manutenção Programada		
1	A	5	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Nenhuma Manutenção Programada		
1	A	6	S	N	N	S	N	N	N	N	N	N	Nenhuma Manutenção Programada		

Figura 4.4 - Planilha de decisão utilizada no estudo de RCM para Estações de Compressão [SMITH, 1993]

Uma forte ênfase nas expectativas do usuário é uma das muitas características do RCM que o distingue de outras interpretações menos rigorosas da filosofia RCM. Uma outra é o uso dos grupos interfuncionais integrados por usuários e mantenedores, denominados Grupos de revisão RCM, para aplicação do processo. Com um treinamento cuidadoso, tais grupos estão habilitados a usar o RCM e produzir programas de manutenção extraordinariamente robustos e com efetividade de custos, até mesmo em situações onde eles tiveram pouco ou nenhum acesso a dados históricos.

Após o estabelecimento das tarefas de RCM, elas são integradas aos planos de manutenção existentes e transformadas em rotina de manutenção.

4.4 APLICAÇÃO DA MANUTENÇÃO BASEADA EM CONDIÇÃO

A manutenção baseada em condição trata de uma abordagem onde a utilização de sistemas especialistas como tecnologia aplicável ao campo de diagnóstico [HINES, 1996]. Estes sistemas especialistas mantêm o conhecimento de peritos técnicos e fazem diagnoses de qualquer anormalidade de um determinado equipamento.

A ABRAMAN (Associação Brasileira de Manutenção) realiza, periodicamente, um levantamento estatístico de índices intitulado “Documento Nacional: A Situação da Manutenção no Brasil”. No Documento Nacional de 2007 foi identificado que o custo da manutenção em relação ao faturamento das empresas continuava representando parcela significativa do PIB brasileiro [ABRAMAN, 2007].

Estes dados são importantes para se ter uma idéia do desafio que as empresas ainda devem enfrentar para sua informatização e conseqüente automação de procedimentos de manutenção.

Há ainda muito por fazer na integração da manutenção com outros setores da organização, no desenvolvimento de técnicas preditivas, entre outras, e todas estas mudanças acompanhadas da evolução das técnicas de computação em termos de Inteligência Artificial, redes de computadores, etc.

O RCM é um método de realização da manutenção centrado no elemento humano, em que no estabelecimento das tarefas de manutenção, o computador é simplesmente usado para armazenar e ordenar o conteúdo gerado durante a análise de RCM. Possui um poderoso sistema de aquisição de conhecimento, tanto explícito, como tácito, em que uma tarefa estabelecida pode possuir um conhecimento intensivo integrado de várias especialidades técnicas.

Numerosos sistemas especialistas para diagnósticos de equipamentos e máquinas já foram desenvolvidos nos Estados Unidos e Japão. Porém, alguns problemas ainda têm de serem resolvidos.

- é bastante difícil de adquirir conhecimento que identifique as falhas das máquinas através da experiência de peritos no campo;
- não é fácil de organizar o conhecimento obtido;
- embora possa ser esperado que sistemas especialistas possam usar a informação extrapolando para o futuro, estes, sistemas ainda não estão disponíveis;
- devido a dificuldades construtivas dos sistemas especialistas para objetos complicados e ambíguos, os sistemas especialistas acabam sendo direcionados a sistemas fechados.

O mérito econômico de sistemas especialistas para manutenção baseada em condição é importante, pois, reduzem a freqüência de paradas de máquinas críticas que resultam em menos trabalho, menos interrupções dos processos de produção, além de ajuda na prevenção de acidentes, diminuindo a exposição dos profissionais de manutenção a áreas de risco e aumento do tempo de vida das máquinas.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo investigou-se a importância da manutenção, a ferramenta utilizada na estruturação das tarefas de manutenção aplicadas na Estação de Compressão e a possibilidade de aplicação de Manutenção Baseada em Condição em complemento as tarefas de manutenção já executadas.

A manutenção centrada em confiabilidade é uma metodologia estruturada no conhecimento humano, na qual se empenha em permitir que um equipamento preencha suas funções e os padrões de desempenho pretendidos no seu contexto operacional. Desta forma, a RCM parte do equipamento e do que ele deve realizar, estrutura as rotinas de manutenção mais adequadas de forma a alcançar tais objetivos.

A manutenção dos sensores nas plantas de compressão de gás natural são tratadas com tarefas de calibração de malha e testes manuais periódicos aplicados para verificar se os sensores estão operando corretamente depois de um período pré-determinado.

Mas para alguns sensores da planta, a execução da manutenção só é possível com a parada geral ou parcial da mesma, causando impacto direto no cumprimento da demanda de gás natural a ser transportado. Desta forma, outras técnicas de manutenção devem ser estudadas, minimizando o tempo de parada ou até mesmo eliminando-as por completo.

Reduzindo o número de manutenção nos sensores instalados no processo, ocorre também uma minimização da exposição de recursos humanos a condições adversas de trabalho, tornando interessante a aplicação de um sistema inteligente que monitore e dê indicativos de desvios ou falhas dos sensores contidos no processo durante a operação da planta.

CAPÍTULO 05: MODELAGEM DO SISTEMA DE MONITORAMENTO

O objetivo principal deste capítulo é mostrar o estudo do sistema de comunicação e medição da planta, a técnica utilizada para aquisição e processamento dos dados, bem como o agrupamento dos sensores instalados na estação de compressão de gás natural e a metodologia utilizada para a elaboração do sistema de monitoramento dos sensores utilizando uma das 04 (quatro) técnicas de predição estudadas neste capítulo.

5.1 INTRODUÇÃO

Atualmente, os processos industriais são altamente monitorados, o processo de sensoriamento dá-se devido à necessidade de otimização dos processos, segurança e precisão nas medições. Desta forma os sensores, na maioria das vezes, são instalados em pontos estratégicos dos processos nas plantas industriais.

No caso da estação de compressão de gás natural de Campo Grande onde se aplica este trabalho de estudo de caso, foram coletados dados de 233 sensores, que monitoram pressão, temperatura, vazão, vibração, deslocamento, etc. Estes sensores fazem parte de uma malha de controle que monitora toda a operação e funcionamento da planta.

5.2 AQUISIÇÃO DOS DADOS

Uma das etapas mais importantes para o bom andamento do projeto é a aquisição dos dados de campo. Para tanto, foi realizado um estudo de campo para identificação da topologia da rede utilizada para captação de dados dos sensores do campo até a sala de controle da estação de compressão, onde toda a informação é concentrada nos Controladores Lógicos Programáveis dos turbo compressores A, B, C, D e Utilidades da planta. A topologia existente na Estação de Compressão pode ser visualizada na Figura 5.1 a seguir.

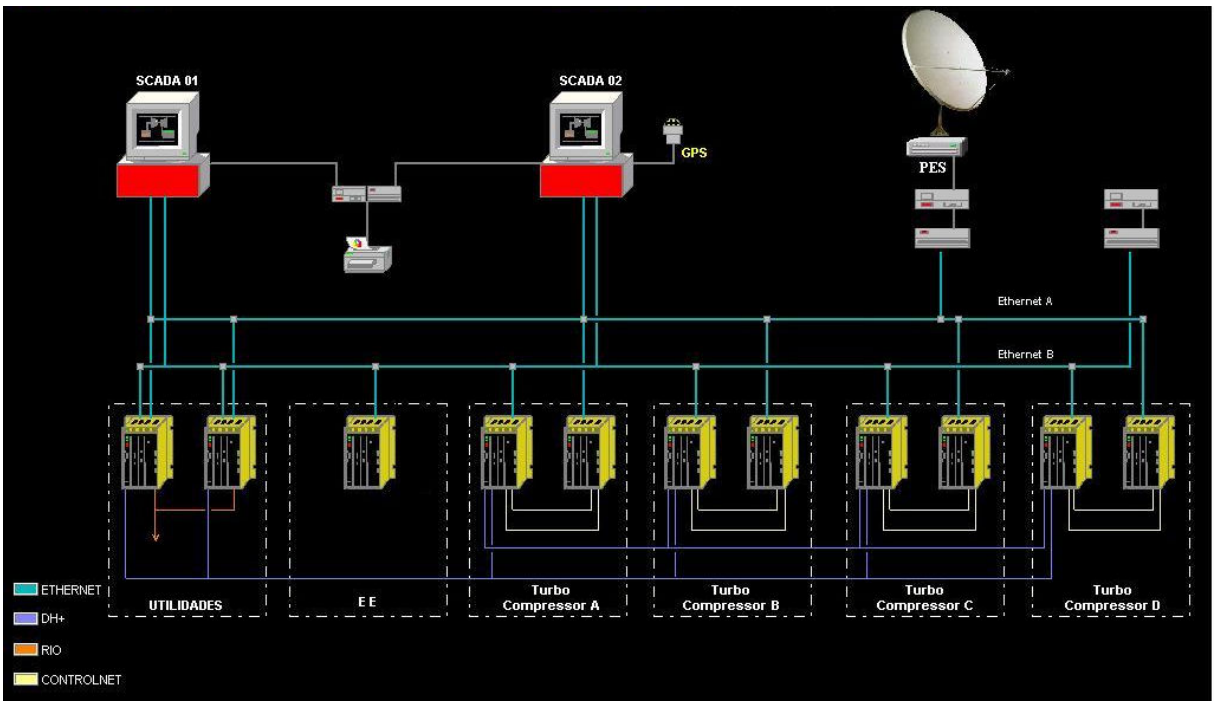

Figura 5.1 - Topologia da rede de captação de sinais dos sensores da Estação de Compressão.

Após o levantamento da topologia da rede foi analisado o tempo de atualização real dos dados. Esse tempo de atualização foi definido como sendo o tempo real medido entre a coleta dos sinais de campo da planta até sua atualização nos campos de memória dos Controladores Lógicos Programáveis (CLP). O tempo de atualização real obtido para a rede foi em média 0,250 segundos.

Com o tempo de atualização real em mãos, foi definido o período de amostragem para a aquisição dos dados, esse período de amostragem obrigatoriamente deve ser maior do que o tempo de atualização real, com isso, evitando a duplicidade de informação. O período de amostragem definido para a coleta de dados dos sinais da planta foi de 1,0 (um) segundo.

Já conhecendo a topologia da rede e com a definição do período de amostragem, iniciou-se a implementação de uma metodologia de aquisição dos dados em tempo real dos sinais contidos no banco de memória dos CLP, sem interferir na operação dos processos da planta.

Após estudo, o software utilizado para a implementação do sistema de coleta dos dados foi o Microsoft Excel através da sua ferramenta de programação Visual Basic e protocolo de comunicação DDE. Abaixo, seguem as Figuras 5.2, 5.3 e 5.4 representativas do sistema de coleta de dados em Microsoft Excel, da programação em Visual Basic e definição dos ranges dos sensores coletados, respectivamente.

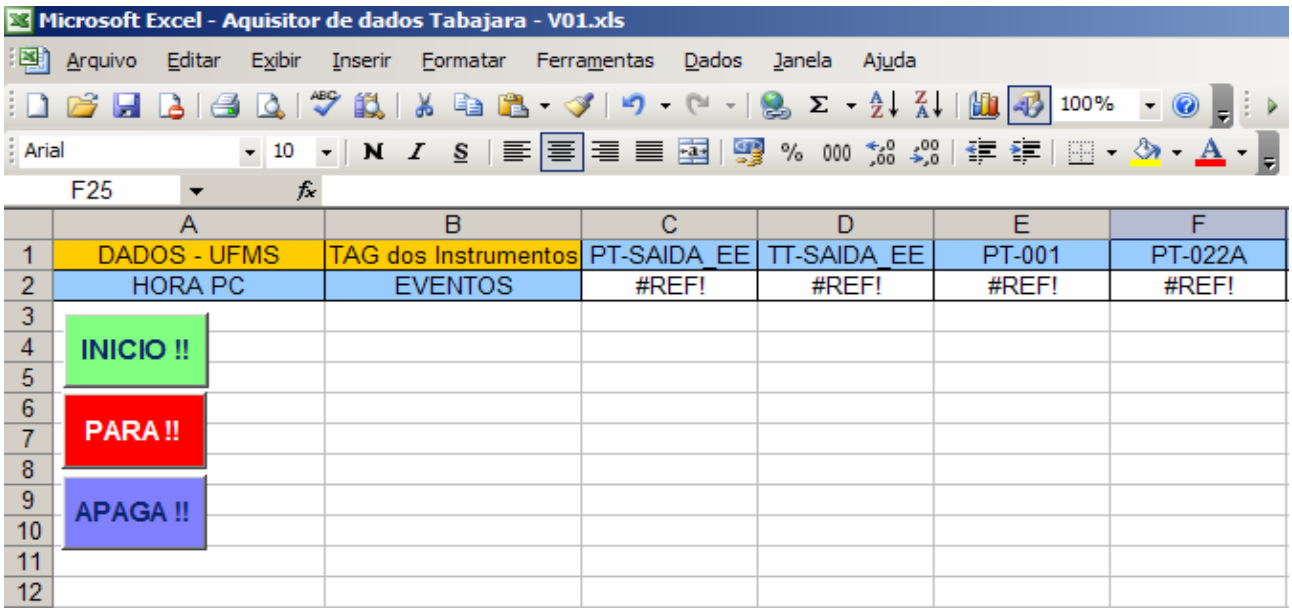

Figura 5.2 - Planilha de coleta de dados em Microsoft Excel.

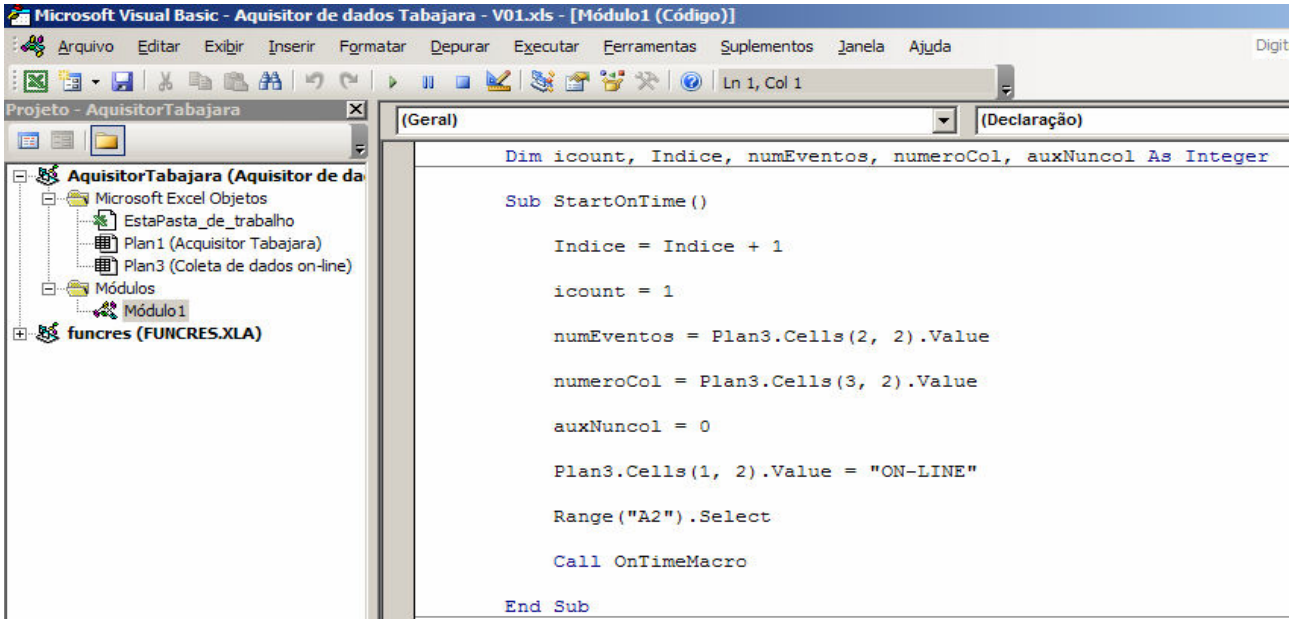

Figura 5.3 – Parte do código em Visual Basic utilizado para coleta dos dados de campo.

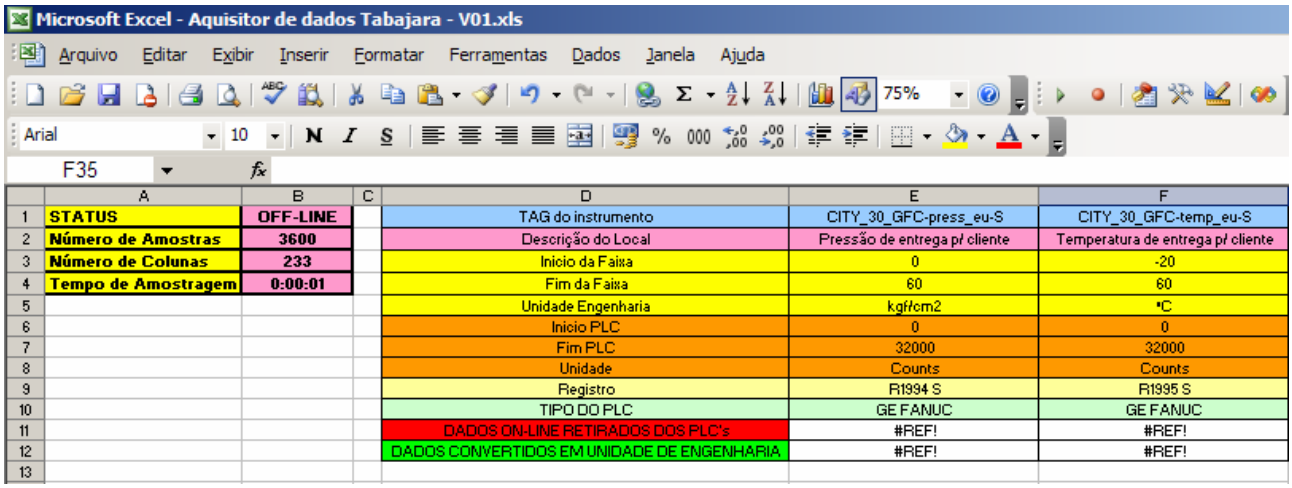

Figura 5.4 – Dados característicos de cada sensor da planta.

Depois de implementada a lógica de coleta de dados em tempo real no Microsoft Excel, foi necessário inserir o laptop dedicado na topologia de rede de dados da planta de compressão de gás natural descrita na Figura 5.1. Essa tarefa foi realizada da seguinte forma:

- Instalado no computador o driver GEHCS responsável pela comunicação entre o computador e os CLP do fabricante GE Fanuc que capta dados da Estação de Entrega (EE) de Campo Grande.
- Instalado no computador o driver ABTCP responsável pela comunicação entre o computador e os CLP do fabricante Allen Bradley que capta dados dos turbo compressores A, B, C, D e utilidades da planta de compressão.
- Conectado o computador na malha de comunicação dos CLP da planta;
- Definido os pacotes de coleta de dados como sendo de 233 sinais com 3600 amostras cada (1 hora de coleta por pacote da dados);
- Foi iniciado o loop de coleta de dados com sucesso no dia 11 de maio de 2005.

Segue respectivamente nas Figuras 5.5 e 5.6 que representam a nova topologia do sistema de coleta de dados já com o computador incorporado na rede de dados da Estação de Compressão de Campo Grande e fotos do computador instalado na rede.

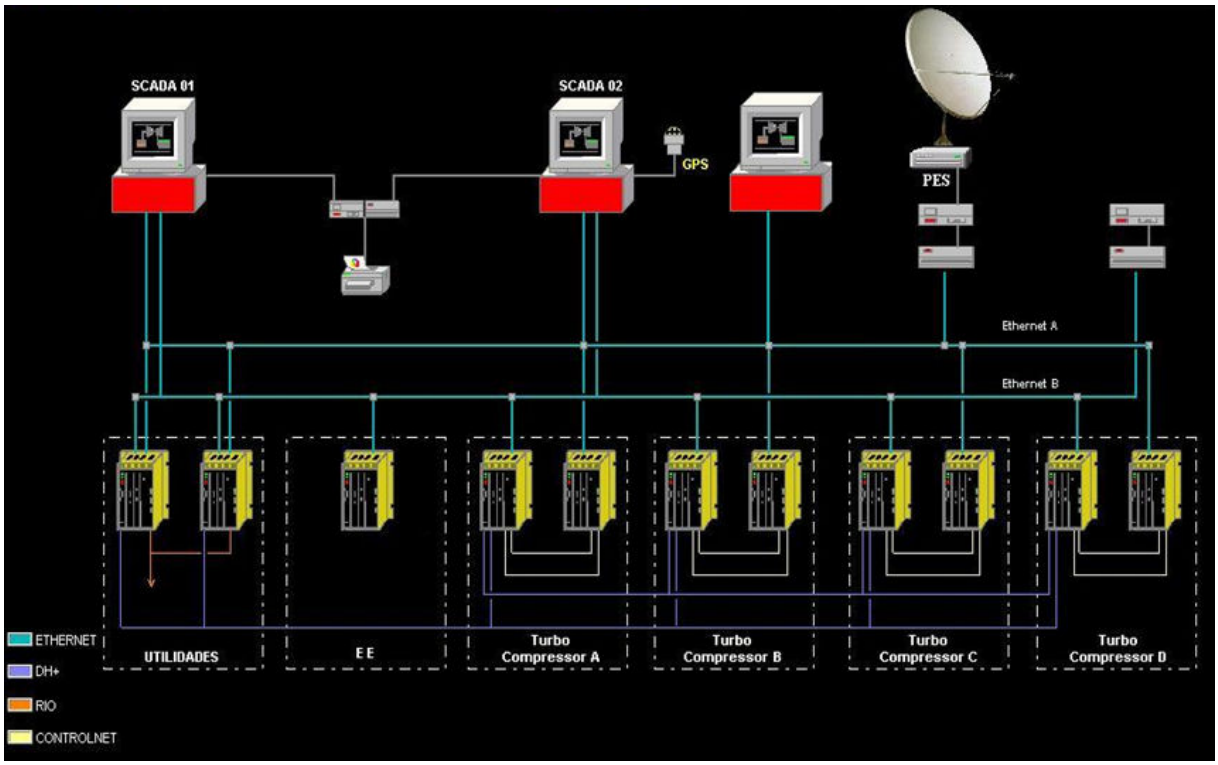

Figura 5.5 - Nova topologia no sistema de coleta de dados com o computador incorporado.

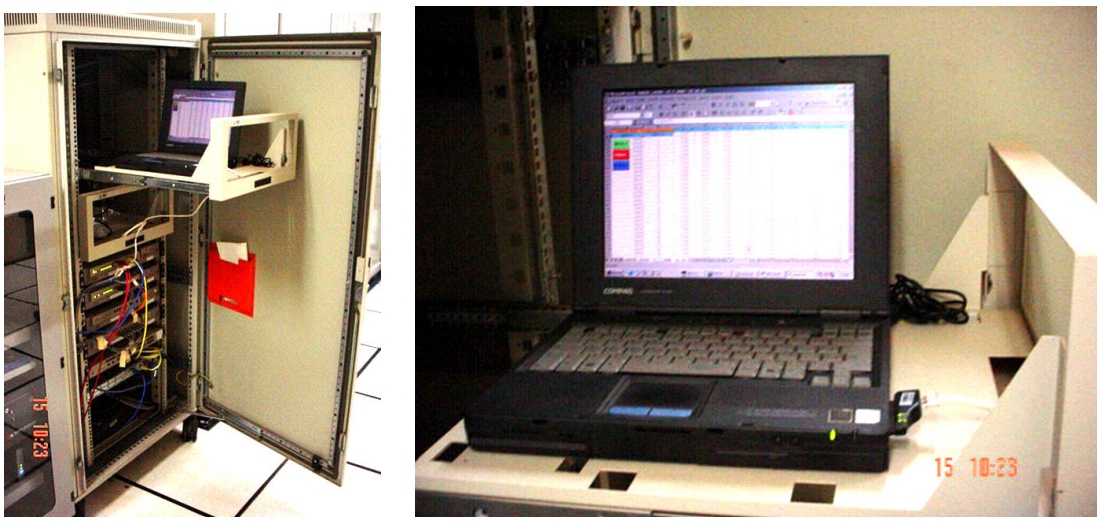

Figura 5.6 – Fotos do computador dedicado para coleta dos dados de campo.

Os dados foram estruturados no formato matricial, sendo que as colunas representam cada sensor e as linhas representam à quantidade de dados amostrados. Os dados foram salvos no formato ".txt" sendo que cada arquivo continha as amostras referentes a uma hora de operação da planta.

Os pacotes foram codificados de forma que após sua coleta e armazenagem em disco rígido fosse possível de serem identificados através de uma seqüência de dia, mês, ano, hora, minuto e segundo de início da coleta. A tabela 5.1 a seguir representa a codificação utilizada no armazenamento dos dados pelo software Microsoft Excel.

Tabela 5.1 – Codificação dos pacotes de dados coletados da planta de compressão de gás natural.

NOME	SEQUENCIAL	DIA	MÊS	ANO	HORA	MINUTO	SEGUNDO
DADO	1	11	1	2005	17	18	52

Uma vez por mês é acoplado um HD externo no computador e copiado todos os pacotes de dados coletados no mês. Esses pacotes então são gravados em DVD e arquivados para análise e processamento e testes futuros no sistema de monitoramento de sensores da planta.

Para este trabalho, foram coletados cerca de 15.000 arquivos, entre maio de 2005 a fevereiro de 2007. Estes arquivos serão processados e utilizados para estruturação dos grupos de sensores e nos teste de definição do modelo mais adequado para implementação do sistema de monitoramento proposto.

5.3 PROCESSAMENTO DOS DADOS

Como já mencionado, a série de dados da matriz inicialmente gravada pelo software Microsoft Excel continha 3600 linhas e 233 colunas, com uma amostragem de 1 (um) segundo.

Estas séries de dados tornavam o processo de processamento e simulação computacional muito lento, sendo assim, os dados coletados foram analisados e uma nova matriz de dados foi gerada com a alteração da amostragem de 1 segundo para 1 minuto, ou seja, a cada 60 amostras 59 foram descartadas, com isso cada série de dados agora passaria a ser representada por uma matriz de 60 linhas e 233 colunas.

Essa alteração não afetou as características de dinâmica dos dados, pois os instrumentos não terem características para atuação rápida. Por esta razão, foi definido como aceitável trabalhar com esta nova taxa de amostragem.

De posse de todas as séries de todo o período de coleta (22 meses) foi elaborada uma rotina no software Matlab para agrupamento destas séries respeitando a codificação do arquivo gerado em ".txt" pelo software Microsoft Excel, de forma a gerar uma nova série de dados com período mensal no formato de um arquivo matricial .mat (extensão para uso do software Matlab).

Os dados foram então agrupados em 22 (vinte e duas) matrizes contendo amostras dos meses entre maio de 2005 e fevereiro de 2007 e a partir destas séries de dados mensais foram gerados os grupos de sensores conforme detalhado mais a frente neste capítulo.

5.4 GRUPOS DE SENSORES

Algumas variáveis (sensores) são relacionadas umas com as outras, no entanto, há variáveis que não são relacionadas. Se os sinais não-correlacionados forem usados para fazer predições utilizando um modelo auto-associativo, essa não correlação pode gerar variação da predição. Conseqüentemente, é importante agrupar corretamente os sensores para a construção dos modelos de predição.

Variáveis com dinâmicas lineares são mais fáceis de serem tratadas do que as não-lineares, e também podem ser extrapoladas. Desta forma, é importante agrupar os sensores que são os mais linearmente correlacionados uns com os outros. Com esta aproximação, evita-se fazer um modelo global que possa ter um relacionamento muito

complexo, sendo possível construir preferivelmente vários modelos mais simples para cada grupo de sensores.

O coeficiente de correlação linear é um bom indicador e matriz do coeficiente de correlação foi usada neste estudo juntamente com os diagramas construtivos da planta para fazer o agrupar dos sensores.

O número e o tamanho dos grupos dependerão do coeficiente de correlação. Para a formação dos grupos são utilizados os sinais com o valor absoluto de coeficiente de correlação maiores do que o valor definidos para interrupção. Se qualquer sinal tiver um coeficiente de correlação abaixo entre os sensores restantes, o sinal será considerado sem agrupamento e não será predito e muito menos usado para predições. Todos os sinais constantes são removidos, porque não têm informação significativa a se usar nas predições.

Abaixo são mostradas como exemplo, 03 (três) simulações de formação de grupos com coeficientes de correlação de interrupção diferentes.

Na simulação representada na Figura 5.7 o coeficiente de correlação de interrupção foi fixado em 0,6. Encontraram-se seis grupos onde um deles é muito grande. Esta não pode ser uma opção boa devido ao número elevado de sensores em um mesmo grupo.

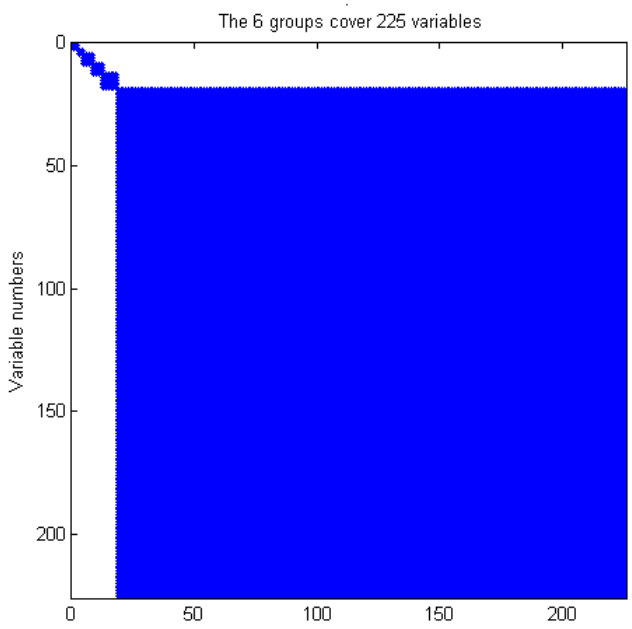

Figura 5.7 - Agrupamento com coeficiente de correlação de interrupção fixado em 0,6.

Na simulação seguinte, a Figura 5.8 representa os resultados obtidos utilizando um coeficiente de correlação de interrupção fixado em 0,7. Encontrou-se 10 grupos com um número menor de sensores por grupo, mas ainda sim existem muitos sensores em alguns grupos.

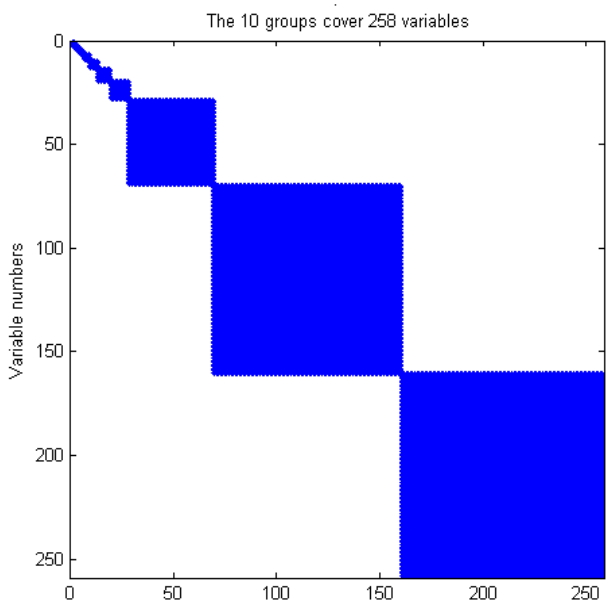

Figura 5.8 - Agrupamento com coeficiente de correlação de interrupção fixado em 0,7.

No último caso simulado, o coeficiente de correlação de interrupção foi fixado em 0.8. Identificou-se nesta simulação 14 grupos, sendo em quatro deles o número de sensores ainda manteve-se alto.

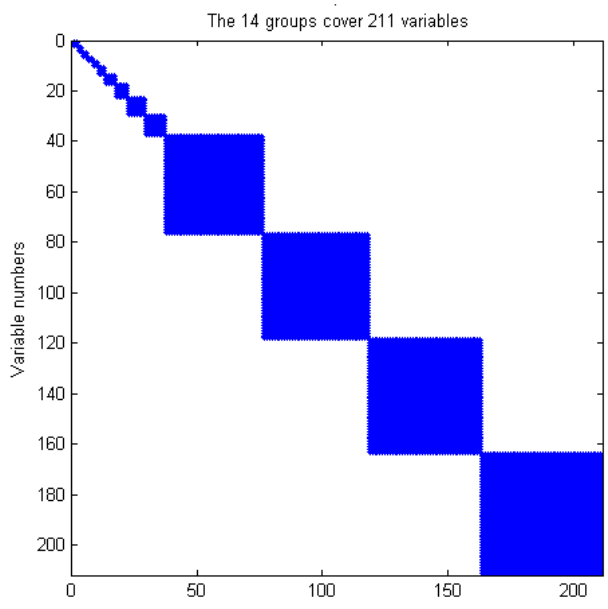

Figura 5.9 - Agrupamento com coeficiente de correlação de interrupção fixado em 0,8.

É difícil identificar qual a melhor opção de agrupamento para os sinais dos sensores. Desta forma, levando em consideração o agrupamento via correlação linear e a análise da posição dos sensores na planta para desmembramento dos 04 grupos

identificados com um número maior de sensores, foram identificado um total de 45 grupos de sensores a serem monitorados. Os grupos identificados e os sensores agrupados em cada grupo podem ser visualizados na Tabela 5.2 a seguir. Os sensores foram numerados de acordo com sua posição na matriz de dados.

Tabela 5.2 – Grupos de sensores identificados e seus respectivos sensores

Grupos	Sensores
1	166 170 174 178 182 186
2	167 171 175 179 183 187
3	168 172 176 180 184 188
4	169 173 177 181 185 189
5	138 142 202 206 209 213 216 220 223 227
6	139 143 203 207 210 214 217 221 224 228
7	140 144 204 208 211 215 218 222 225 229
8	141 145 205 212 219 226
9	54 93
10	55 94
11	56 95
12	57 67
13	123 146 150 154 162
14	124 147 151 155 163
15	125 148 152 156 164
16	126 149 153 157 165 68
17	78 89
18	79 90
19	80 91
20	81 92
21	82 85
22	83 86
23	84 87
24	43 44
25	20 35
26	21 36
27	22 37
28	23 31 70 104 108
29	24 32 71 105 109
30	25 33 72 106 110
31	26 34 73 107 111
32	74 99

33	75 100
34	76 101
35	77 102
36	50 63
37	51 64
38	52 65
39	53 66
40	119 131
41	120 133
42	121 135
43	122 137
44	88 45
45	16 17 18 47 48

Alguns sensores não aparecem agrupados devido a serem totalmente independentes no processo ou por sua dinâmica ser constante, portanto não tendo informação redundante sobre eles em outros sensores, impossibilitando sua predição.

5.5 MODELOS DE PREDIÇÃO

Para a realização do estudo será utilizada uma ferramenta computacional desenvolvida em parceria com o Laboratório de Inteligência Artificial, Eletrônica de Potência e Eletrônica Digital do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, conforme mencionado no capítulo 1 deste trabalho.

No desenvolvimento deste sistema foram abordados 04 (quatro) possíveis modelos para o monitoramento de instrumentos: RL (Regressão Linear), AAKR (Auto-Associative Kernel Regression), MSET (Multi-Variate State Estimation Technique) e AANN (Auto-Associative Neural Network).

Utilizando dados coletados dos instrumentos (sensores) instalados na planta de compressão de gás natural de Campo Grande do gasoduto Bolívia-Brasil os modelos são criados utilizando técnicas de correlação linear a análise da posição física dos sensores na planta.

Cada grupo identificado será submetido a testes de detecção de falhas utilizando as técnicas de predição descritas acima Esses testes serão decisivos para verificar, de forma comparativa, qual dos modelos (RL, AAKR, MSET, AANN) se adaptará melhor a função desejada para o sistema de monitoramento proposto.

A seguir está descrita de forma sucinta a metodologia utilizada para a construção de cada modelo a ser avaliado.

- **Regressão Linear (RL)**

A finalidade da regressão linear é encontrar uma matriz M que multiplicada por um vetor coluna X correspondente a todos os sinais de entrada, gere um vetor predição Y em sua saída. Essa técnica pode ser representada pela equação (4.1).

$$Y = M \times X \tag{4.1}$$

Por convenção, X e Y foram adequados como vetores linha, então a equação (4.1) deve ser reescrita conforme equação (4.2) abaixo.

$$Y = X \times M \tag{4.2}$$

Para encontrar M a solução normal seria ter Y como uma matriz inversa de X no tempo. Entretanto, X tem normalmente mais linhas do que colunas (mais observações do que o número dos sensores) e então ele não pode ser invertido. Por esta razão uma pseudo-inversa é usada. A equação que represente tal solução pode ser descrita na equação (4.3).

$$M = (X^T \cdot X)^{-1} \cdot X^T \cdot Y \tag{4.3}$$

A matriz $(X^T \cdot X)$ é chamada de matriz de covariância. Esta matriz pode ser invertida, mas, na maioria das vezes essa matriz é não condicionada e seus resultados são instáveis. Esse problema pode ser resolvido se os dados forem regularizados, para isso, se utiliza o formulário de regularização de Tikhonov [TIKHONOV, 1963]. Então, equação completa pode ser descrita a seguir:

$$M = (X^T \cdot X + \alpha^2 \cdot I)^{-1} \cdot X^T \cdot Y \tag{4.4}$$

Um bom ajuste do coeficiente α na equação (4.4) pode minimizar o valor dos pesos na matriz M obtendo uma boa solução para a equação.

- **Regressão Kernel Auto-Associativa (AAKR)**

Esta é uma técnica não-paramétrica onde todas as predições são feitas baseadas em séries de dados. Nenhuma matriz (parâmetros) necessita ser encontrada como no caso da técnica RL.

Trata-se de uma regressão local onde seus pesos são calculados com o auxílio de uma função pré-definida. Há diversas funções para o cálculo dos pesos, sendo que a mais utilizada é a função Gaussiana.

Dado um ponto a ser predito, a distância entre este ponto e todos os outros pontos restantes na série de dados é calculada. Para as distâncias onde os pontos são mais próximos, os pesos são maiores e vice versa. A média final é feita conforme descrito na equação (4.5).

$$Y = \frac{\sum Data \,.\, W(Data, X)}{\sum W(Data, X)} \tag{4.5}$$

Com isso, observa-se que mesmo se o ponto estiver longe da série de dados a predição será sempre um valor em torno da série de dados. Conseqüentemente, é importante que os dados do treinamento tenham abrangência em toda a escala de operação dos sensores, evitando pontos desconhecidos.

- **Sistema de Estimação de Estado Multivariáveis (MSET)**

É um método baseado em memória, onde existe uma matriz de dados que contem um formulário com todo o histórico de dinâmica dos sinais. Esta matriz é chamada de matriz de memória e é considerada um subconjunto dos dados de treinamento.

Para se construir esta matriz de memória, deve-se definir quantas observações estarão contidas na matriz de histórico e como selecionar estas observações para serem utilizadas no conjunto de treinamento. As observações selecionadas X_{men} na equação (4.6) são chamadas de vetores da memória.

$$M = X_{mem}^{T} \otimes X_{mem} \tag{4.6}$$

O símbolo $\otimes$ representa o operador como sendo uma função Gaussiana, similar ao modelo AAKR.

É frequentemente necessário a regularização da matriz de memória [HINES & USYNIN, 2004]. Isto ocorre devido ao modelo MSET usar um operador de similaridade para comparar as observações diferentes. Quando as observações têm valores similares ao operador de similaridade, então a matriz resultante tornar-se não condicionada. Para evitar esse tipo de problema, a equação (4.6) pode ser reescrita conforme equação (4.7):

$$M_R = X_{mem}^{T} \otimes X_{mem} + \lambda I \tag{4.7}$$

Onde o coeficiente λ é o parâmetro de regularização e tem o mesmo objetivo do coeficiente α da equação (4.4)

- **Rede Neural Auto-Associativa (AANN)**

Uma rede neural auto-associativa (AANN) é uma rede em que as saídas são treinadas para emular as entradas sobre uma escala dinâmica apropriada. São usadas como uma solução alternativa para o diagnóstico de sensores. O conceito de AANN, que foi desenvolvido por Kramer [KRAMER, 1992] [KRAMER, 1991], pode identificar o relacionamento entre os sinais que têm algum grau de relação.

Muitas variáveis da planta que mantenham algum grau de relação um com o outro podem constituir as entradas da rede.

As redes neurais auto-associativas são essencialmente redes neurais retro-alimentadas. A Figura 5.10 mostra a arquitetura geral de uma AANN, onde existe uma camada da entrada, um número de camadas escondidas e uma camada da saída.

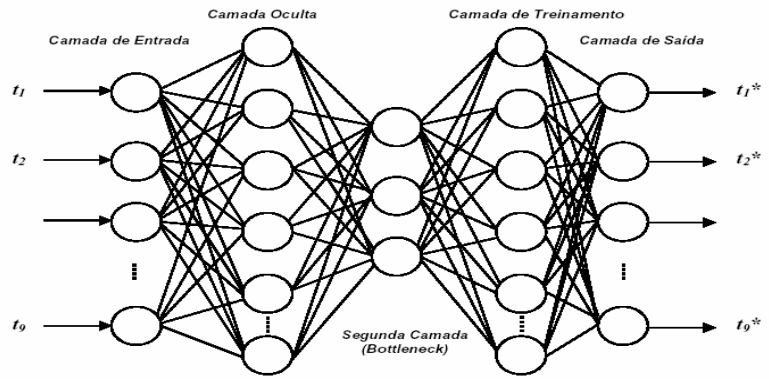

Figura 5.10 - Arquitetura geral de uma AANN [SHAJITH LKBAL, 1999].

A primeira camada escondida é chamada camada de entrada. A função de transferência dos nós na camada entrada podem ser funções não-lineares sigmóides ou outras similares. A segunda camada escondida é chamada de camada de estrangulamento. O dimensional desta camada de estrangulamento é o menor na rede (sua função de transferência pode ser linear ou não-linear). A terceira ou última camada é chamada de camada de saída, cuja função nodal de transferência é não-linear (geralmente sigmóide).

Em teoria, ter três elementos na camada de estrangulamento é suficiente para o aprendizado de uma AANN. Entretanto, na prática, mostrou-se que mais camadas escondidas ajudam a AANN a ter o seu desempenho melhorado. As camadas escondidas adicionais ajudam a AANN na melhoria da estruturação do mapa de inter-relação entre as variáveis [SHAJITH LKBAL, 1999].

As redes neurais auto-associativas têm uma força interna para impedir traços do tipo um para um. A camada de estrangulamento faz este papel, pois durante o treinamento, a camada de estrangulamento força o AANN a codificar as entradas e depois decodificá-las para produzir as saídas da rede. Desta forma, uma saída especificada não mostra mudança quando o teste padrão da entrada for distorcido por ruído, por dados faltantes, ou por não-linearidades. Esta característica permite que o AANN detecte desvios ou falhas comparando a saída do sensor com a estimativa correspondente da rede para ele.

A técnica da predição a ser aplicada para o monitoramento dos instrumentos da planta de compressão de gás natural será baseada no modelo de predição que apresentar melhores resultados (robustez, precisão, exatidão, tempo de processamento, entre outros). Por esta razão é importante saber como os modelos serão construídos, como trabalham e como podem ser avaliados.

5.6 DESEMPENHO DOS MODELOS DE PREDIÇÃO

Uma das etapas deste trabalho é a determinação do desempenho dos modelos elaborados para cada uma das 04 (quatro) técnicas de predição para definição de qual delas se encaixa melhor para implementação no sistema de monitoramento de sensores para que o mesmo possa vir a desempenhar as funções desejadas para melhoria da manutenção da planta.

Dos 45 (quarenta e cinco) grupos identificados, 11 (onze) deles foram selecionados aleatoriamente para realização de testes de desempenho e verificação dos percentuais de alarmes corretos e alarmes falsos obtidos por cada um dos 04 (quatro) modelos apresentados neste capítulo.

A capacidade de detecção da falha dos sensores (falta) está diretamente relacionada à magnitude do erro gerado por esta falta. Grandes faltas são facilmente detectáveis, mas podem induzir muitos alarmes falsos. Por outro lado, faltas pequenas não causam alarmes falsos e são difíceis de detectar. Assim, é possível entender que tanto a probabilidade de detecção quanto a probabilidade de alarmes falsos são curvas obtidas em função do tamanho da falta.

Para o levantamento de curvas, uma pequena falta cumulativa e constante é simulada em todos os sensores do mesmo grupo, sendo que, aplicado a um sensor de cada vez. A partir dos dados de teste, obtemos os percentuais de detecção para essa

falta. O próximo passo consiste na simulação das faltas maiores e cálculo das probabilidades para cada uma das faltas.

Se os dados de teste são representativos, essas probabilidades tendem a se manter na aplicação do sistema real.

Foram levantados dados para modelos construídos com Regressão Linear, AAKR (Auto-Associative Kernel Regression), MSET (Multi-Variate State Estimation Technique) e AANN (Auto-Associative Neural Network). Assim, quatro modelos foram desenvolvidos para cada um dos onze grupos selecionados e seus resultados estão descritos nos itens a seguir.

5.6.1 Grupo 01

Como demonstrado na Figura 5.11, o modelo linear obteve 50% de detecções de alarmes corretos para um desvio de até um desvio (falta) de quatro, o percentual de alarmes falsos também é de 50%. Em termos gerais, o modelo construído com MSET apresentou o melhor desempenho e os modelos AAKR e AANN apresentaram resultados semelhantes.

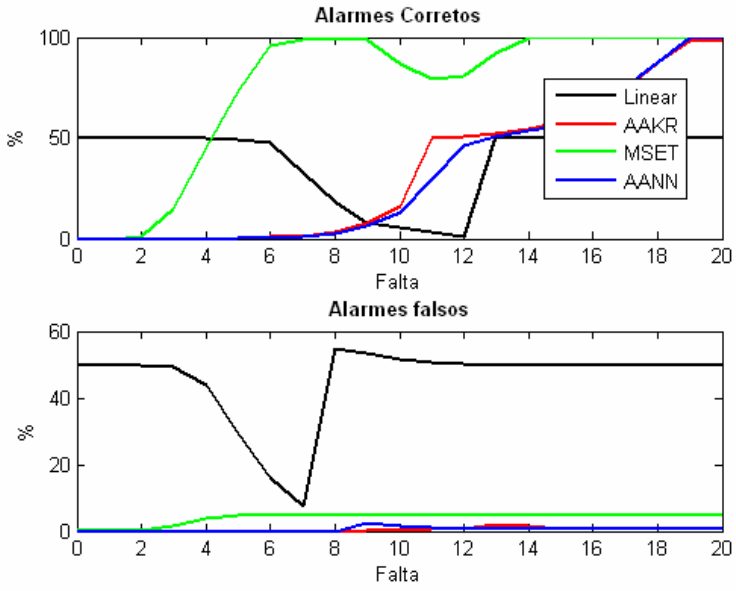

Figura 5.11 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 01.

5.6.2 Grupo 02

Na Figura 5.12 o modelo AAKR apresentou o melhor desempenho. O percentual de alarmes falsos para pequenos desvios é alto em relação aos demais. Contudo, ainda assim é pequeno por ser menor do que 2%.

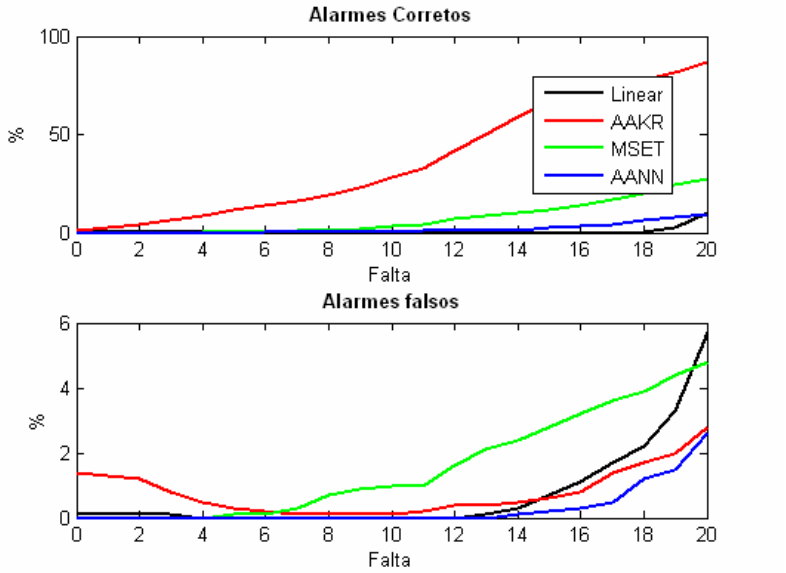

Figura 5.12 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 02.

5.6.3 Grupo 03

Neste grupo, os resultados apresentaram os piores percentuais de detecção, sendo que o máximo de alarmes corretos foi de 50%. Como demonstra a Figura 5.33, o modelo linear apresentou o melhor desempenho dentre os grupos.

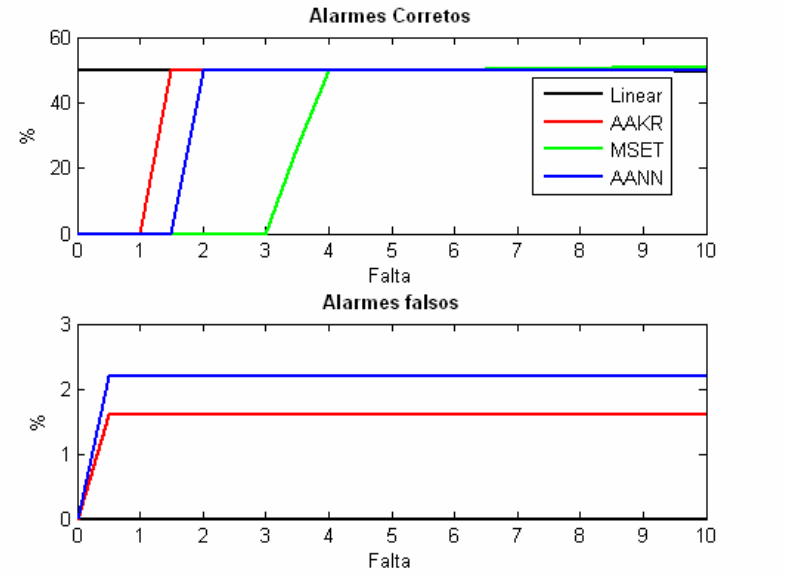

Figura 5.13 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 03.

5.6.4 Grupo 04

Para este grupo o MSET apresentou um percentual de detecções levemente superior ao modelo AAKR. A Figura 5.14 pode se verificar que o modelo AAKR teve o maior índice de alarmes falsos, em torno de 2,5%.

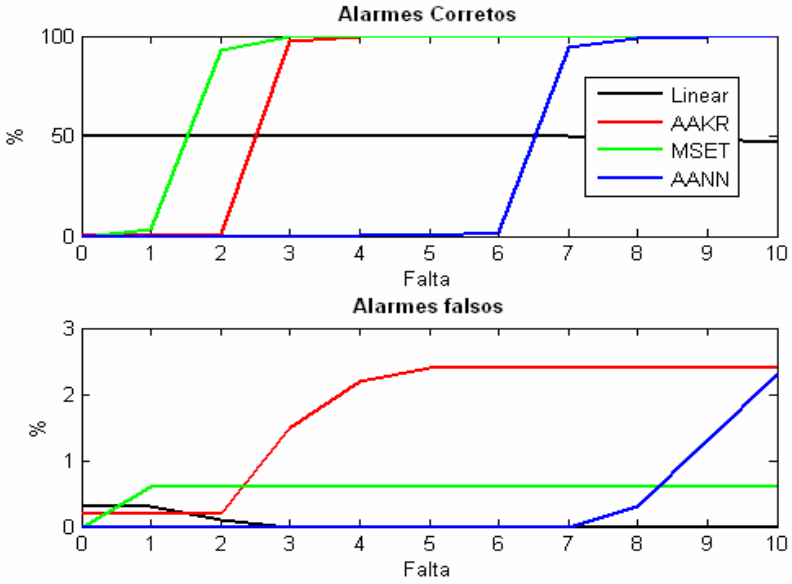

Figura 5.14 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 04.

5.6.5 Grupo 05

A Figura 5.15 demonstra que, em geral, as detecções foram boas para todos os modelos, mas o percentual de alarmes falsos foi o maior de todos os grupos. Somente o modelo linear apresentou baixo percentual de alarmes falsos, porém, também o menor percentual em detecções corretas.

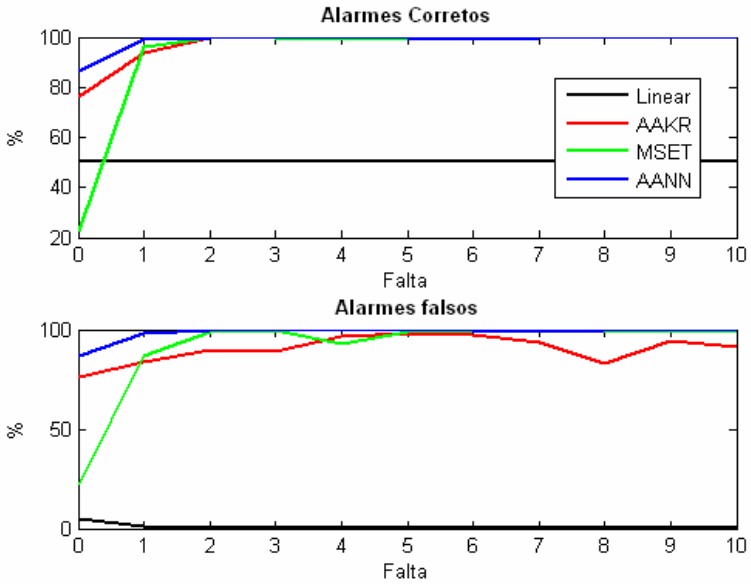

Figura 5.15 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 05.

5.6.6 Grupo 06

Para esse grupo observa-se através da Figura 5.16 que o modelo Kernel e o MSET tiveram desempenhos muito semelhantes. O modelo com AANN apresentou um percentual de detecções levemente inferior, mas os alarmes falsos foram menores.

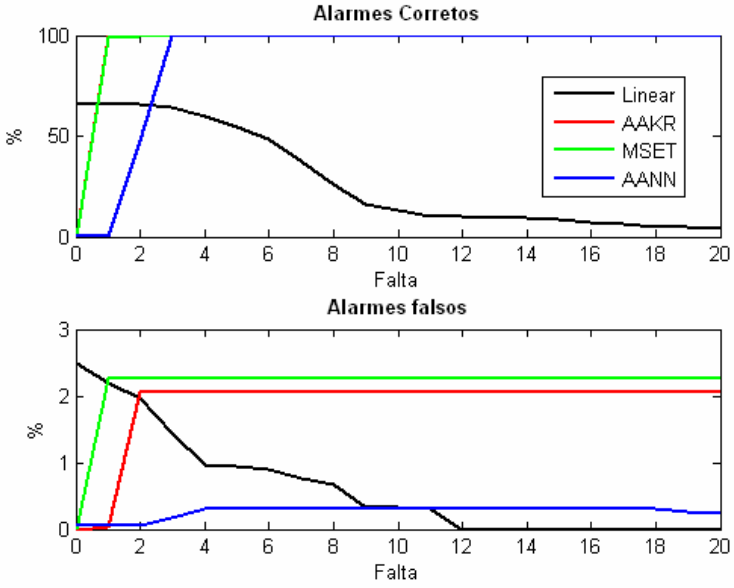

Figura 5.16 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 06.

5.6.7 Grupo 07

Para este grupo, os modelos AAKR e MSET tiveram desempenhos semelhantes novamente como pode ser visualizado através da Figura 5.17. Os alarmes falsos foram inferiores a 1,5% para todos os modelos.

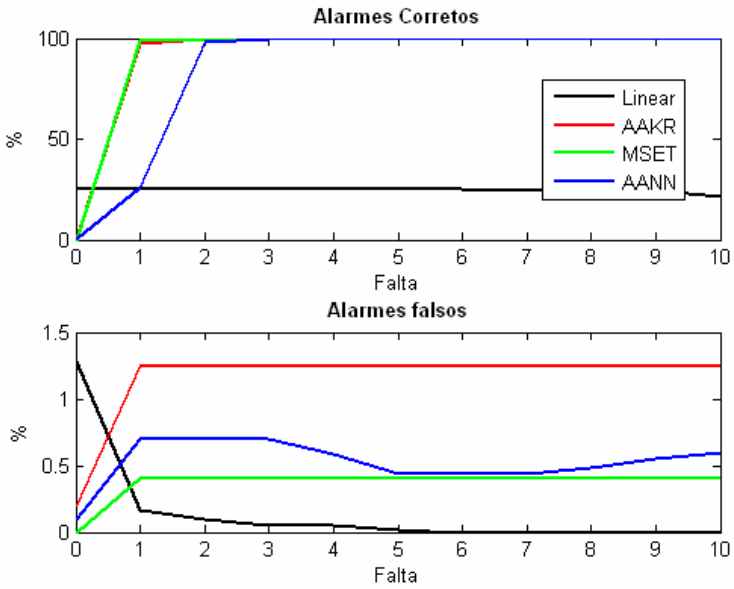

Figura 5.17 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 07.

5.6.8 Grupo 08

Apesar da boa qualidade de detecções, os alarmes falsos foram altos neste grupo para todos os modelos. Como pode ser visto na Figura 5.18 a porcentagem de acertos ficou baixa somente para o modelo RL.

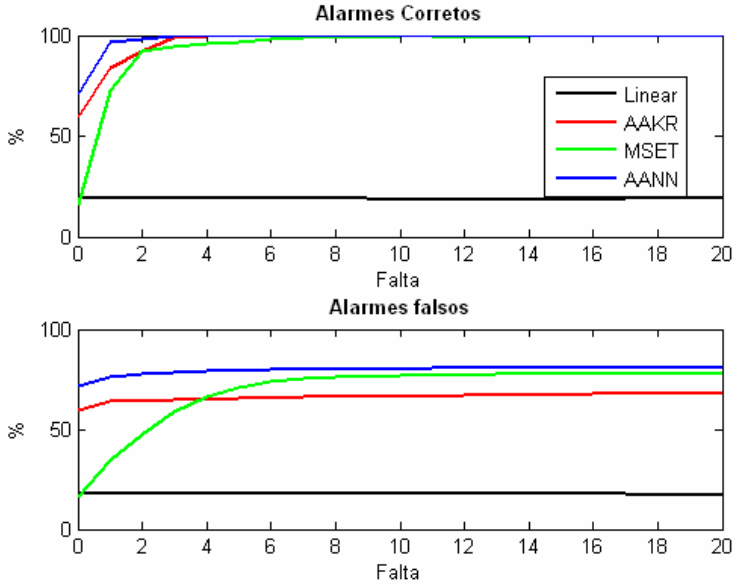

Figura 5.18 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 08.

5.6.9 Grupo 09

Os resultados deste grupo pode ser visualizado através da Figura 5.19 e apesar dos resultados apresentarem boa detecção para o modelo AAKR, MSET e AANN, os alarmes falsos não são tão grandes quanto aos do grupo 8 e 5.

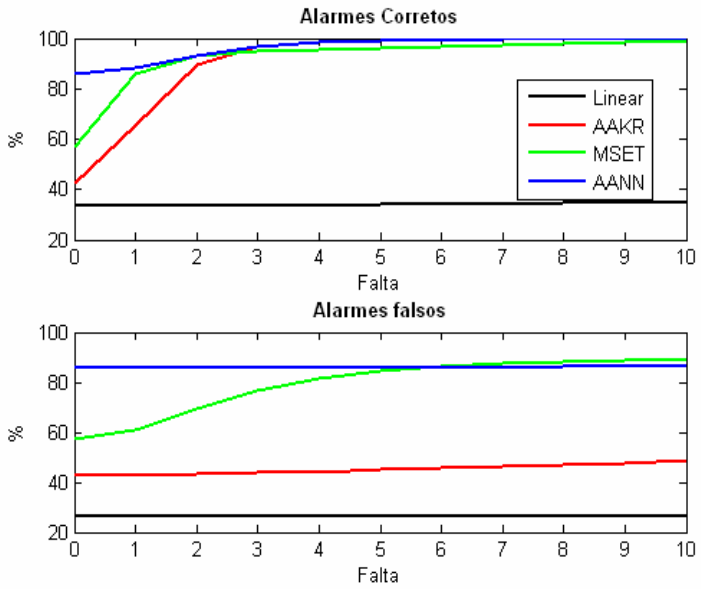

Figura 5.19 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 09.

5.6.10 Grupo 10

O resultado desse grupo apresenta boa qualidade de detecção de alarmes corretos. Os alarmes falsos estão em torno de 40% para os modelos AAKR, MSET e AANN como pode ser visto na Figura 5.20. O modelo RL apresentou alto índice de alarmes falsos.

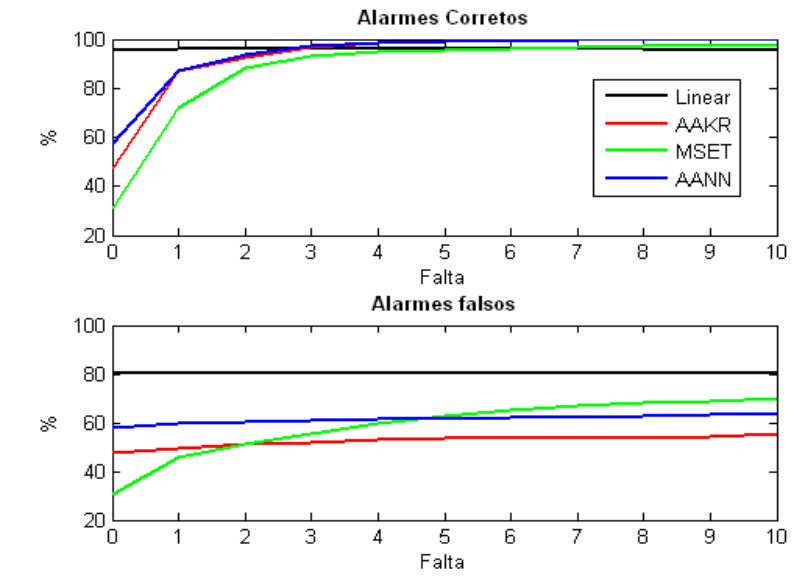

Figura 5.20 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 10.

5.6.11 Grupo 11

Para este grupo, a qualidade das detecções corretas estão novamente muito próxima para os modelos AAKR, MSET e AANN. Os alarmes falsos estão em torno de 40%, sendo que o modelo RL apresentou a maior detecção de alarmes falsos como demonstrado na Figura 5.21.

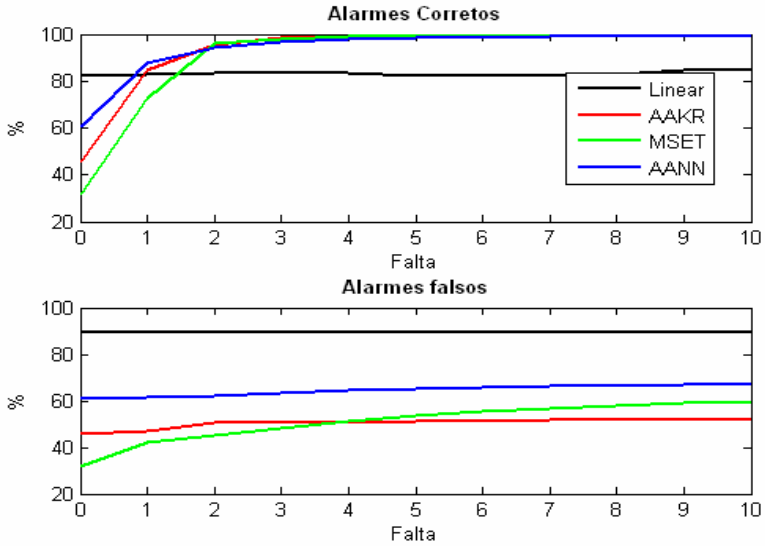

Figura 5.21 - Detecções obtidas pelos modelos para o grupo 11.

Além dos testes de detecção de faltas detalhados neste capítulo os modelos foram comparados utilizando os seguintes indicativos de desempenho: precisão, robustez e tempo de processamento, onde:

- **Precisão:** é o erro quadrático médio entre o sinal predito e o sinal testado.
- **Robustez:** é a variação da predição de um sinal acumulado em relação a si mesmo. Um modelo robusto não muda a predição de um sinal, mesmo que haja um erro ou desvio no sinal original.
- **Tempo de processamento:** depende do computador, mas pode ser calculada uma relação entre os tempos gastos para o processamento de cada modelo de predição.

Os resultados obtidos foram os descritos na Figura 5.22 onde se observa que o modelo baseado na técnica RL é de melhor precisão, porem não é robusto o suficiente, podendo gerar falsas predições.

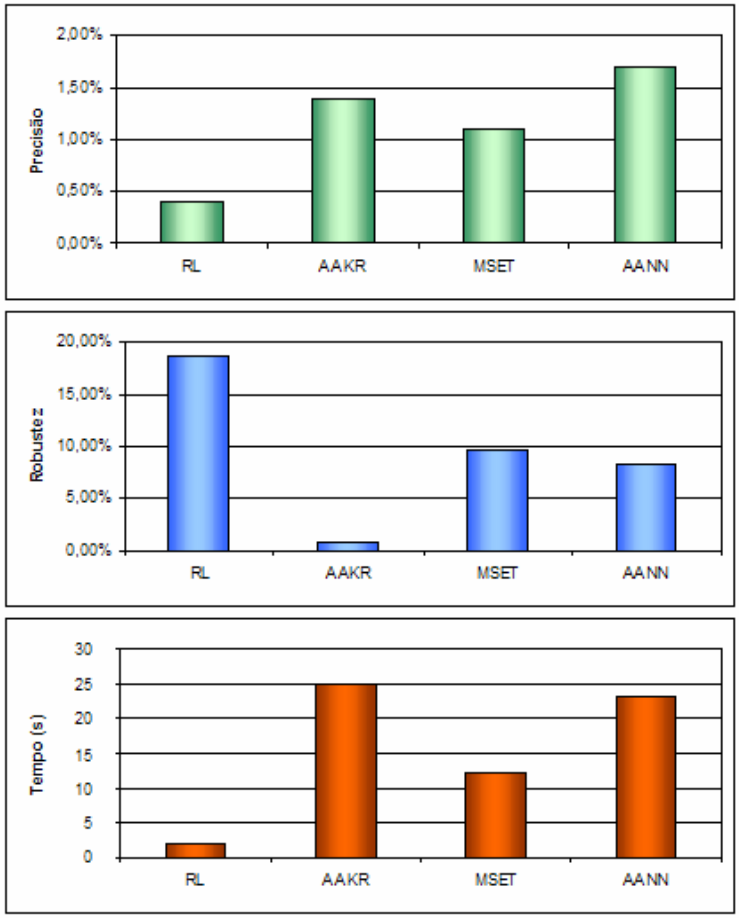

Figura 5.22 - Indicativos de desempenho dos modelos [GALOTTO JUNIOR, 2006].

O modelo baseado na técnica AAKR mostrou-se com uma boa taxa de precisão e robustez, mas sendo o que leva mais tempo de processamento dos modelos analisados.

Já o modelo baseado na técnica MSET obteve valores intermediários de precisão, robustez e tempo de processamento em relação dos demais modelos e por fim o modelo baseado na técnica AANN foi o de pior precisão, não tão robusto e com um tempo de processamento próximo do modelo AAKR.

5.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Cada técnica de predição utilizada tem características diferentes e não é trivial a determinação da melhor técnica a ser usada no sistema de monitoramento de sensores.

O agrupamento dos sensores é importante para a qualidade dos modelos de predição, desta forma é imprescindível certificar-se de que não há sensores deslocados dentro dos grupos gerados. Uma forma de fazer esta certificação foi à análise adequada dos diagramas de projeto da planta relacionados ao processo.

Utilizando-se o modelo de predição baseado em AAKR, os resultados atingiram um nível de precisão aceitável e se obteve um indicativo de robustez sensivelmente mais baixo do que as demais técnicas, isso significa que o modelo baseado na técnica de AAKR é o que menos varia sua saída de predição quando se insere um desvio em um dos sensores contidos em um agrupamento.

Ainda através da Figura 5.22 pode-se observar que o tempo de processamento exigido pelo modelo de predição baseada na técnica de AAKR é sensivelmente mais elevado do que os demais modelos, isso se deve a estrutura de predição exigida pelo modelo descrita neste capítulo.

No geral, a robustez é ponto positivo na escolha do modelo de predição devido ao tipo de variação de dinâmica apresentada pelos sensores durante a operação do processo. Neste caso, o modelo de predição que utiliza a técnica AAKR apresentou os índices de desempenho mais adequados para o monitoramento de condição dos sensores instalados na planta de compressão de gás natural.

CAPÍTULO 06: AVALIAÇÃO TÉCNICA ECONÔMICA DO MONITORAMENTO DE SENSORES

O objetivo principal deste capítulo é demonstrar o impacto técnico e econômico da utilização do sistema de monitoramento de sensores ora proposto como ferramenta de melhoria da manutenção. Neste capítulo serão analisados vários casos reais de manutenção utilizando diversos pontos de vista.

6.1 INTRODUÇÃO

Uma vez testado, aprovada e implementada a técnica AAKR no monitoramento da condição dos sensores, foram isolados problemas reais oriundos de falhas nos sensores apresentadas durante o processo de coleta de dados. Essas falhas foram analisadas pelo sistema de monitoramento e seus resultados são apresentados e comentados no decorrer deste capítulo.

6.2 TIPOS DE FALHAS

Foram analisadas as ocorrências de manutenção durante os meses de maio de 2005 a fevereiro de 2007 na Estação de Compressão de Campo Grande. A classificação dos casos seguiu o critério estabelecido na Figura 6.1 abaixo:

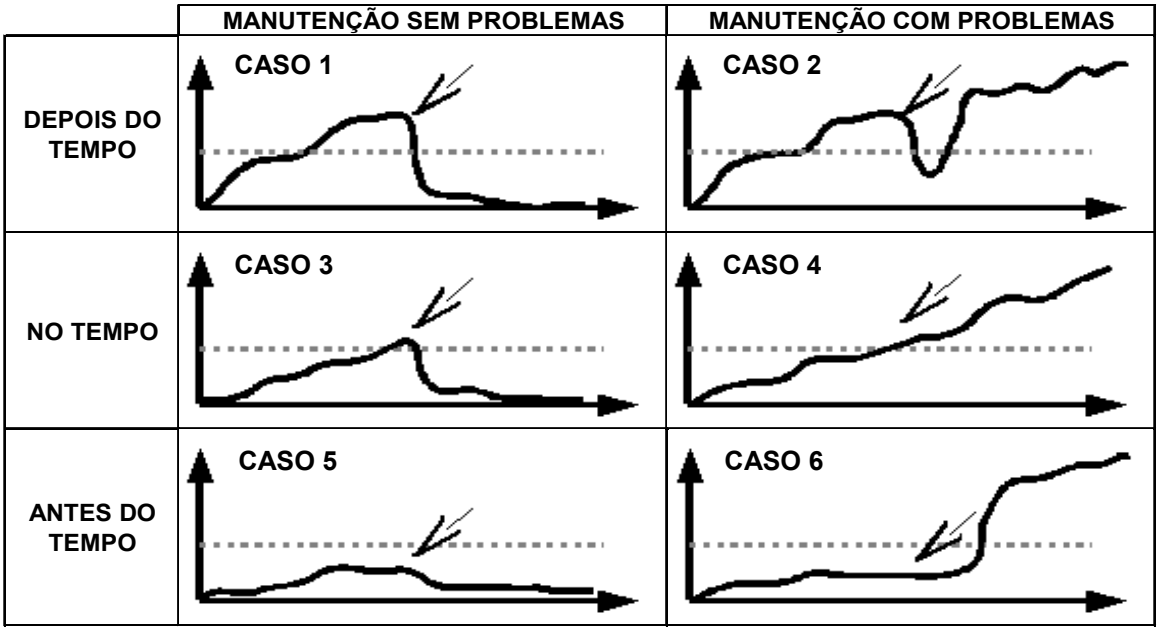

Figura 6.1 - Classificação dos tipos de falhas (casos) possíveis de serem encontrados.

A seguir apresenta-se uma explanação dos tipos de falhas (casos) encontradas e como elas foram divididas.

6.2.1 CASO 1 - Depois do Tempo com Manutenção Sem Problemas

Neste caso, o instrumento vem apresentando desvio visível durante sua operação, o desvio foi evoluindo para uma situação onde houve a falha do instrumento causando a parada de um dos turbo compressores ou da planta. O instrumento sofreu manutenção corretiva e não apresentou mais desvios significativos.

6.2.2 CASO 2 - Depois do Tempo com Manutenção Com Problemas

Neste caso, o instrumento vem apresentando desvio visível durante sua operação, o desvio foi evoluindo para uma situação onde houve a falha do instrumento causando a parada de um dos turbo compressores ou da planta. O instrumento sofreu manutenção corretiva, entretanto, pouco tempo depois o instrumento voltou a apresentar desvio que novamente ocasionou parada de um dos turbo compressores ou da planta.

6.2.3 CASO 3 - No Tempo com Manutenção Sem Problemas

Neste caso, o instrumento vem apresentando desvio em operação, ocorre uma solicitação para se realizar a manutenção preventiva e depois de feita a manutenção o instrumento continuou em sua operação normal sem apresentar desvios significativos. Portanto, a manutenção foi realizada com sucesso e no momento adequado.

6.2.4 CASO 4 - No Tempo com Manutenção Com Problemas

Neste caso, o instrumento vem apresentando desvio em operação, ocorre uma solicitação para se realizar a manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento começa a apresentar desvio causando a parada de um dos turbo compressores ou da planta. Portanto, a manutenção foi realizada sem sucesso, mas no momento adequado.

6.2.5 CASO 5 - Antes do Tempo com Manutenção Sem Problemas

Neste caso, o instrumento vem em operação normal, apresentando desvios significativos, ocorre uma solicitação para se realizar a manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento continuou em sua operação normal, sem apresentar desvios significativos. Portanto, neste caso não havia a necessidade da execução da manutenção preventiva devido ao instrumento estar operando sem problemas.

6.2.6 CASO 6 - Antes do Tempo com Manutenção Com Problemas

Neste caso, o instrumento vem em operação normal, apresentando desvios significativos, ocorre uma solicitação para se realizar a manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento começa a apresentar desvio causando a parada de um dos turbo compressores ou da planta. Portanto, neste caso não havia a necessidade da execução da manutenção preventiva devido ao instrumento estar operando sem problemas, sendo que a manutenção foi realizada sem sucesso.

6.3 IDENTIFICAÇÃO E ANÁLISE DAS FALHAS

Uma vez definidos os tipos de casos possíveis, foram analisadas as ordens de manutenção abertas durante os 22 meses de coleta de dados. Dos casos observados, alguns foram selecionados e são apresentados com detalhes nos itens a seguir:

6.3.1 CASO 1 - Depois do Tempo com Manutenção Sem Problemas

Na análise mostrada pela Figura 6.2, o instrumento operava com desvios visíveis, sendo que em certo momento o desvio foi evoluindo para uma situação onde houve a falha do instrumento causando a parada de um dos turbo compressores da planta.

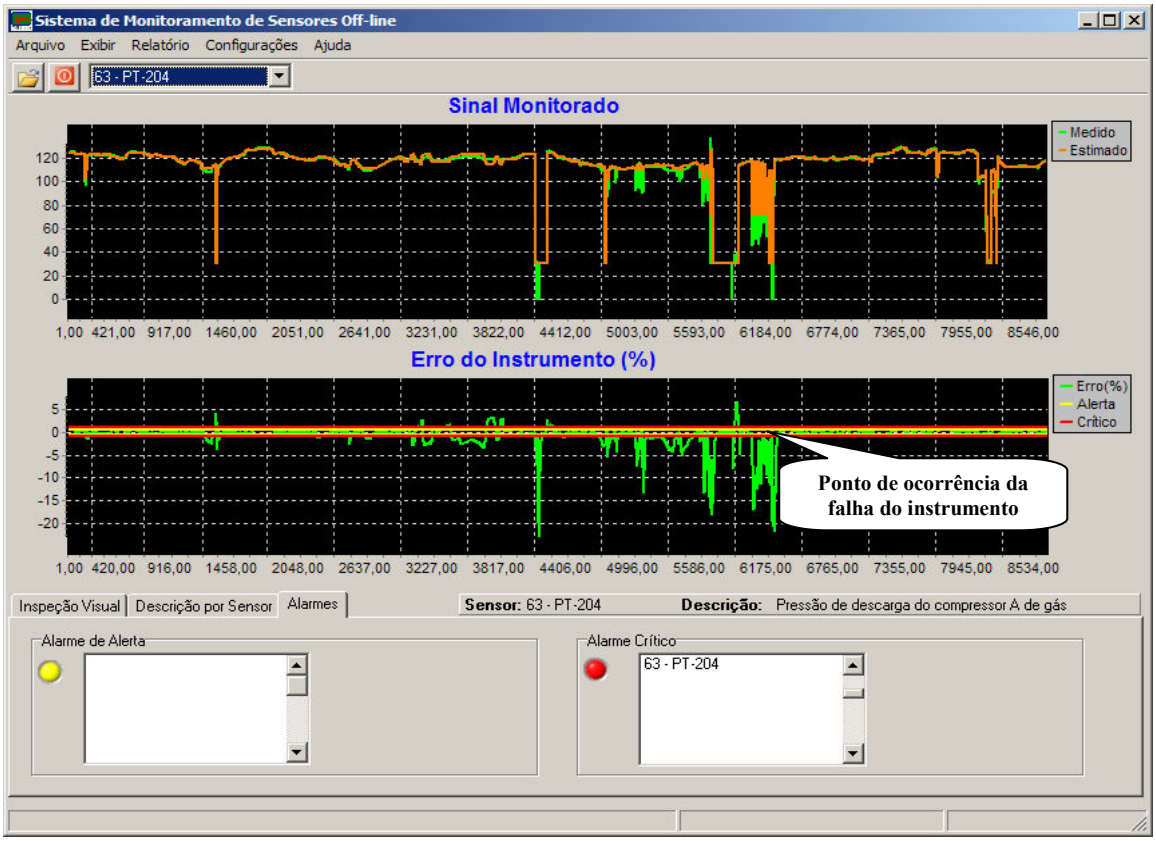

Figura 6.2 – Manutenção corretiva sem reincidência do problema.

Utilizando o sistema de monitoramento de sensores foi possível identificar os desvios apresentados pelo instrumento e o momento exato da falha.

Consultando o programa de gestão de manutenção na estação de compressão de gás natural, foi verificado o relato feito pelos operadores sobre a identificação do problema. O relato foi feito somente depois da ocorrência da falha.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "O Turbo-Compressor parou por pressão alta na descarga do compressor. Após observarmos que o sinal do transdutor estava variando muito no SCADA. Observamos no campo que o sinal de corrente estava instável, inclusive na entrada do cartão do PLC. Assim sendo trocamos o cartão, mas a variações continuaram. Abrimos o instrumento, desmontamos todos os cartões, apertamos as conexões e trocamos alguns terminais de interligação que estavam com a isolação baixa. Depois desta intervenção observamos que o sinal normalizou. Voltamos o cartão de entrada original do PLC. Observamos por 40 minutos e como o sinal não mais variou liberamos a máquina para operação."

Observa-se através da Figura 6.3 a posição do sensor na planta, onde é possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da pressão na saída do sistema de compressão A.

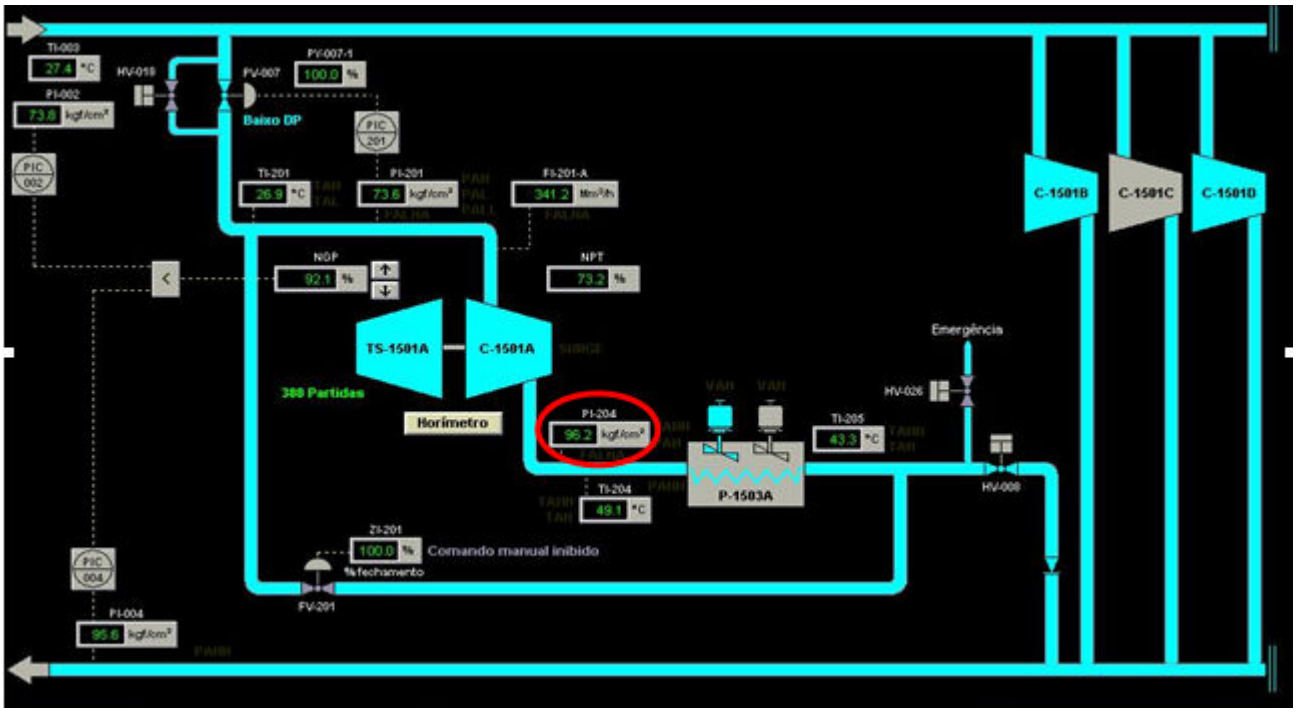

Figura 6.3 - Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural A.

Esta falha do instrumento ocasionou a parada do turbo compressor A durante aproximadamente 10 horas, tempo informado na ordem de manutenção para a identificação e manutenção do instrumento.

A Figura 6.4 mostra uma nova análise, onde foi identificado problema de variação na medição do sensor de temperatura na saída do resfriador do turbo compressor D.

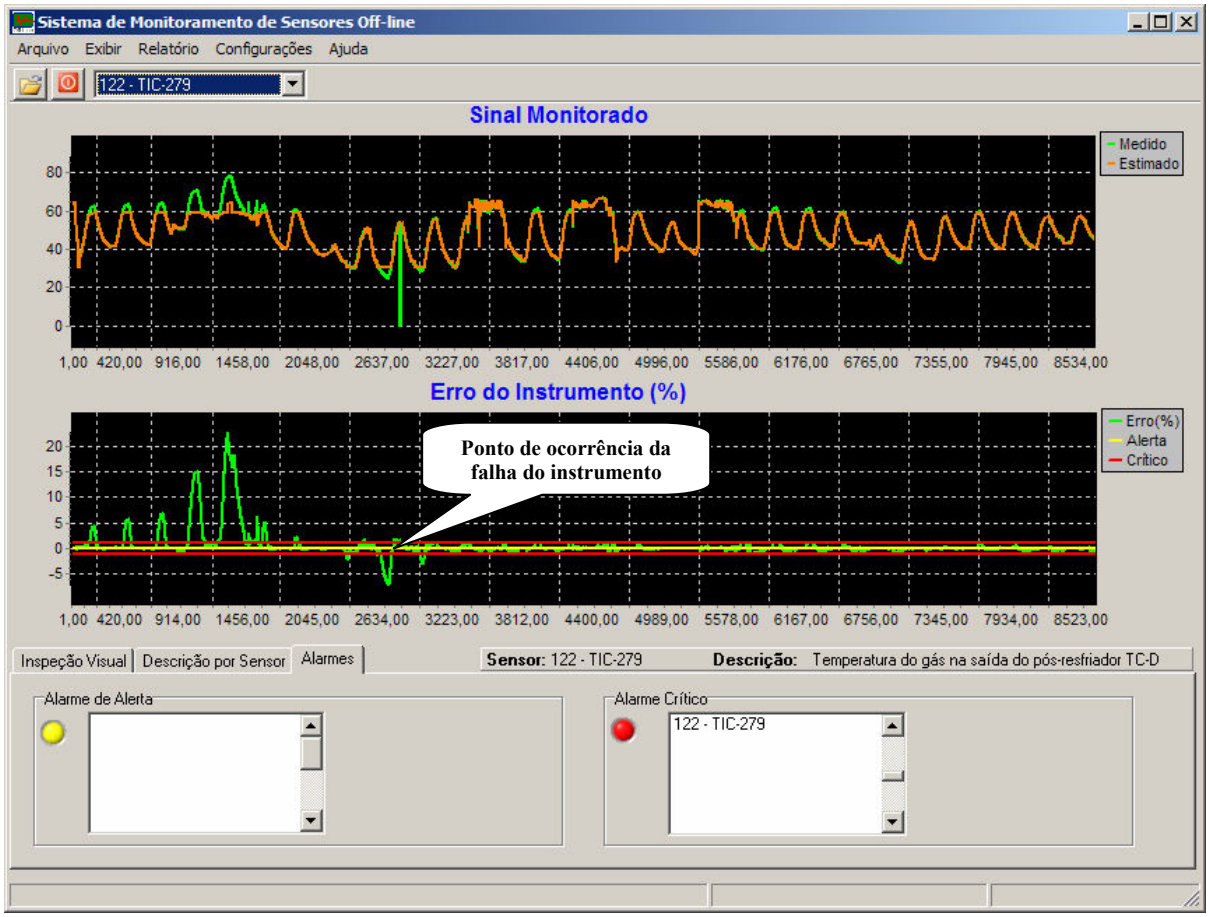

Figura 6.4 - Manutenção corretiva sem reincidência do problema.

Utilizando software de monitoramento foi possível identificar o desvio apresentado pelo instrumento e o momento exato da sua falha.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi verificado o relato feito pelos operadores sobre a identificação do problema. Este relato foi feito somente depois da ocorrência da falha.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Instrumento apresentava mal contato, suas conexões foram reapertadas e soldadas dentro do condulete de passagem."

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.5, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da temperatura na saída do sistema de compressão D.

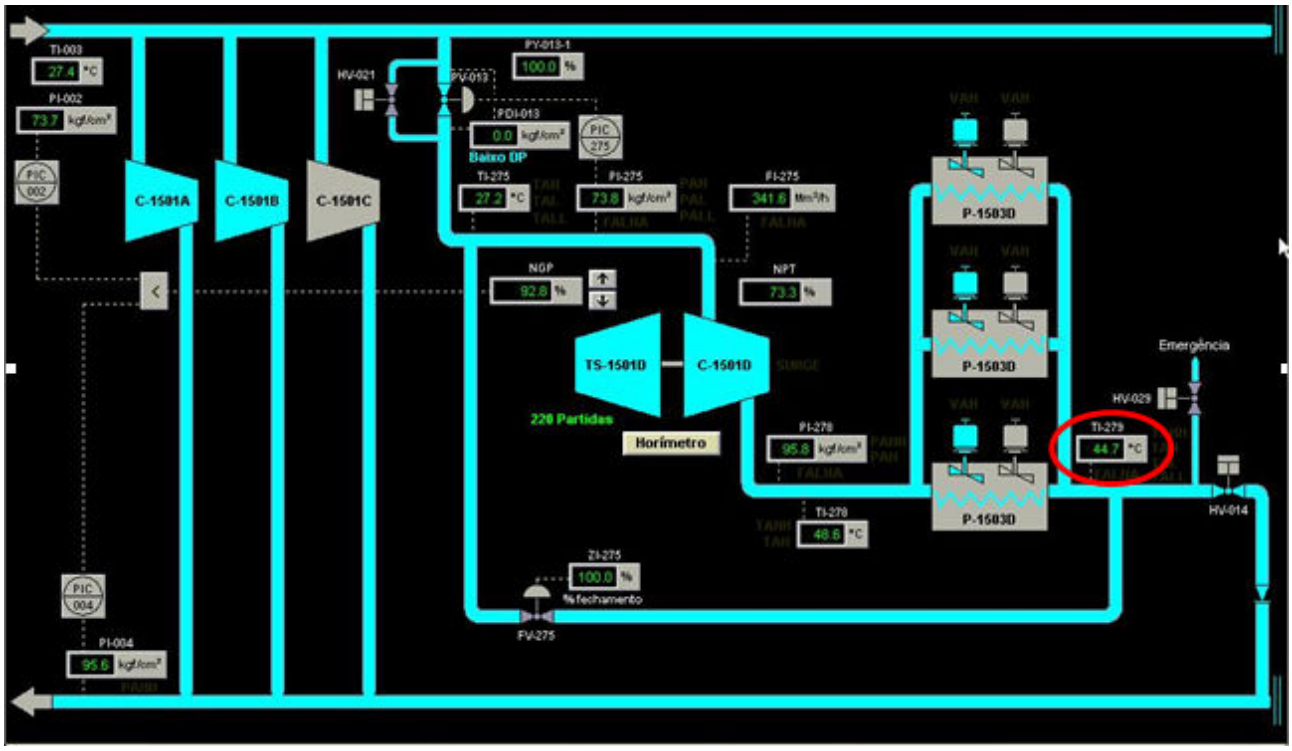

Figura 6.5 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta falha ocasionou a parada do turbo compressor D durante aproximadamente 2 horas, tempo informado para a identificação e manutenção do instrumento.

6.3.2 CASO 2 - Depois do Tempo com Manutenção Com Problemas

No caso apresentado pela Figura 6.6, o instrumento vinha apresentando desvio visível durante sua operação, o desvio foi evoluindo para uma situação onde foi detectada a falha do instrumento e em certo momento realizou-se a sua manutenção corretiva, entretanto, pouco tempo depois o instrumento voltou a apresentar falha, causando a parada do turbo-compressor D.

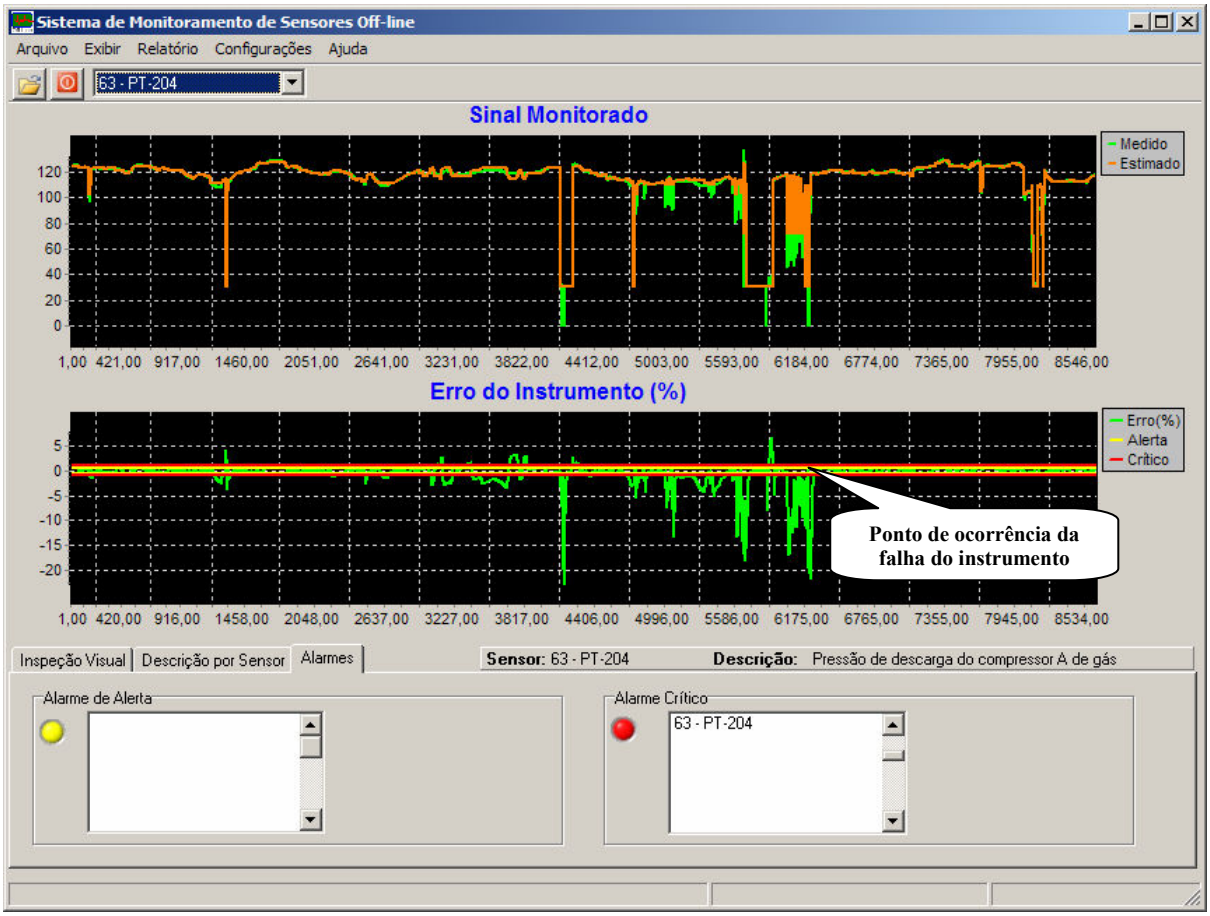

Figura 6.6 – Manutenção corretiva com reincidência do problema.

Pelo sistema de monitoramento foi possível identificar o desvio apresentado pelo instrumento e o momento exato em que foi executada a manutenção corretiva. Logo após a manutenção o instrumento voltou a apresentar problemas causando a parada do seu sistema e com isso uma nova manutenção.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi verificado o relato feito pelos operadores sobre a identificação do problema. Este relato foi feito somente depois da ocorrência da falha.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Instrumento apresentando valor de pressão abaixo do real durante operação, provocando alteração no Delta de Pressão do Compressor e alteração no calculo da margem de surge. Foram simulados valores de 0 - 120 Kgf/cm2 e o instrumento funcionou normalmente. Inspecionado todo o circuito, e feito limpeza nos bornes de ligação do instrumento."

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.7, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da pressão na saída do sistema de compressão D.

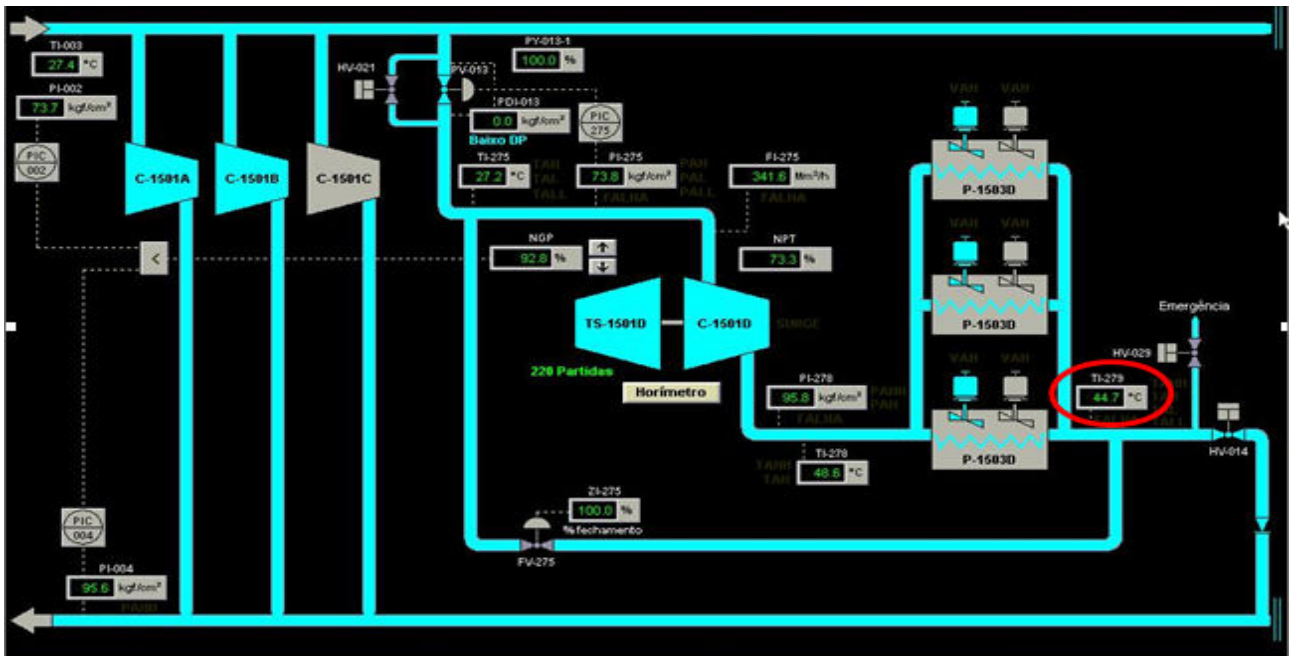

Figura 6.7 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas, tempo informado identificar e reparar o instrumento.

Em uma nova análise conforme da Figura 6.8, foram identificados problemas de variação na medição de um sensor na saída do resfriador do turbo compressor D.

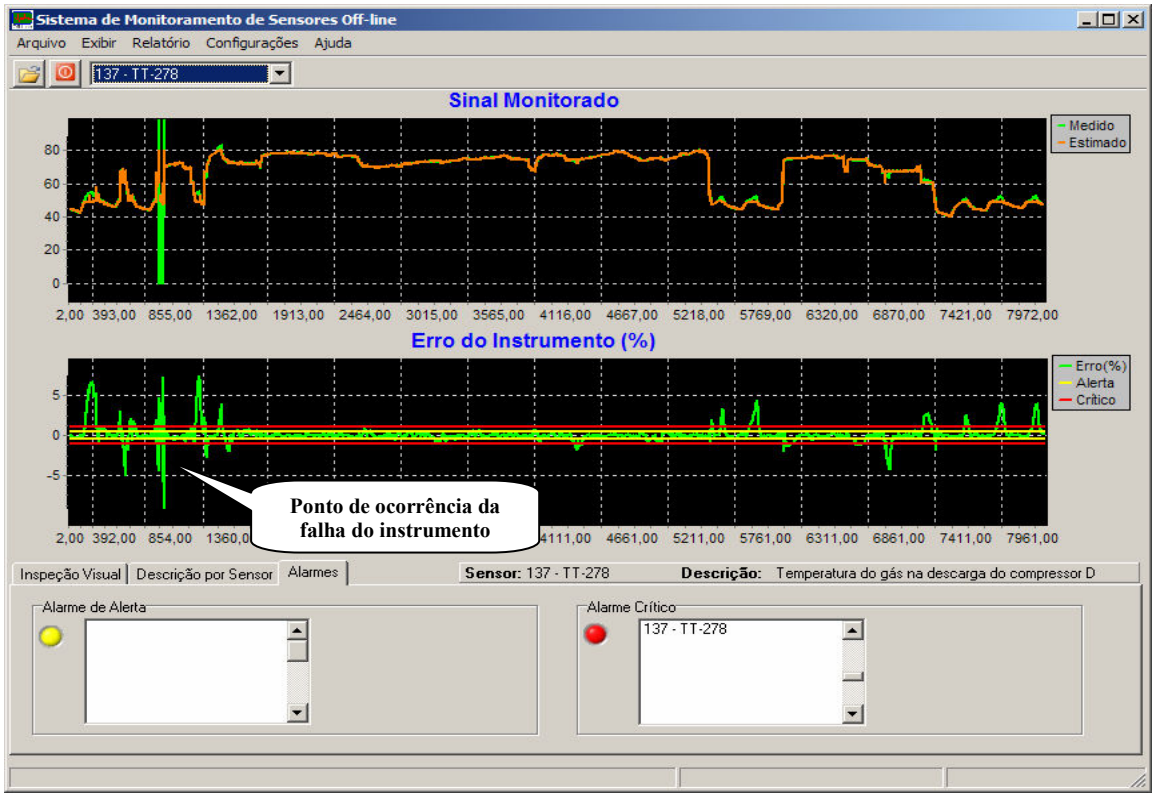

Figura 6.8 – Manutenção corretiva sem reincidência do problema.

Pelo sistema de monitoramento foi possível identificar o momento exato da falha e consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a identificação do problema. Este relato foi feito somente depois da ocorrência da falha.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Ocorreu falha na indicação de temperatura muito alta na descarga do Turbo Compressor D durante sua operação (pico em fim de escala 80ºC). A Manutenção foi realizada e o instrumento retornou a operação"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.9 foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da temperatura na saída do sistema de compressão D.

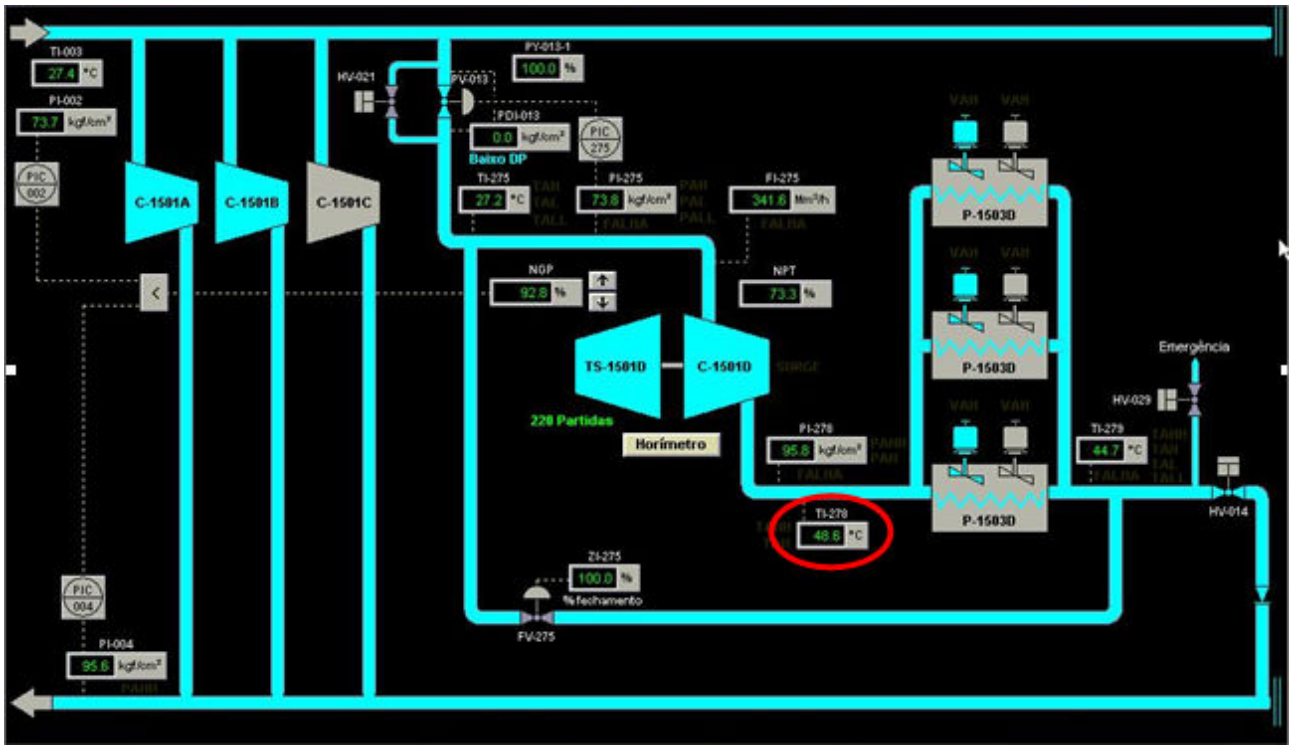

Figura 6.9 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 4 horas, tempo informado para a identificação e manutenção do instrumento.

6.3.3 CASO 3 - No Tempo com Manutenção Sem Problemas

Em mais um dos casos analisados através da Figura 6.10, o instrumento vinha apresentando desvio em operação, houve a solicitação para que fosse realizada a manutenção preventiva a tempo (antes da falha) no instrumento e depois de feita a

manutenção o instrumento continuou em sua operação normal. Portanto, a manutenção foi realizada com sucesso e no momento adequado.

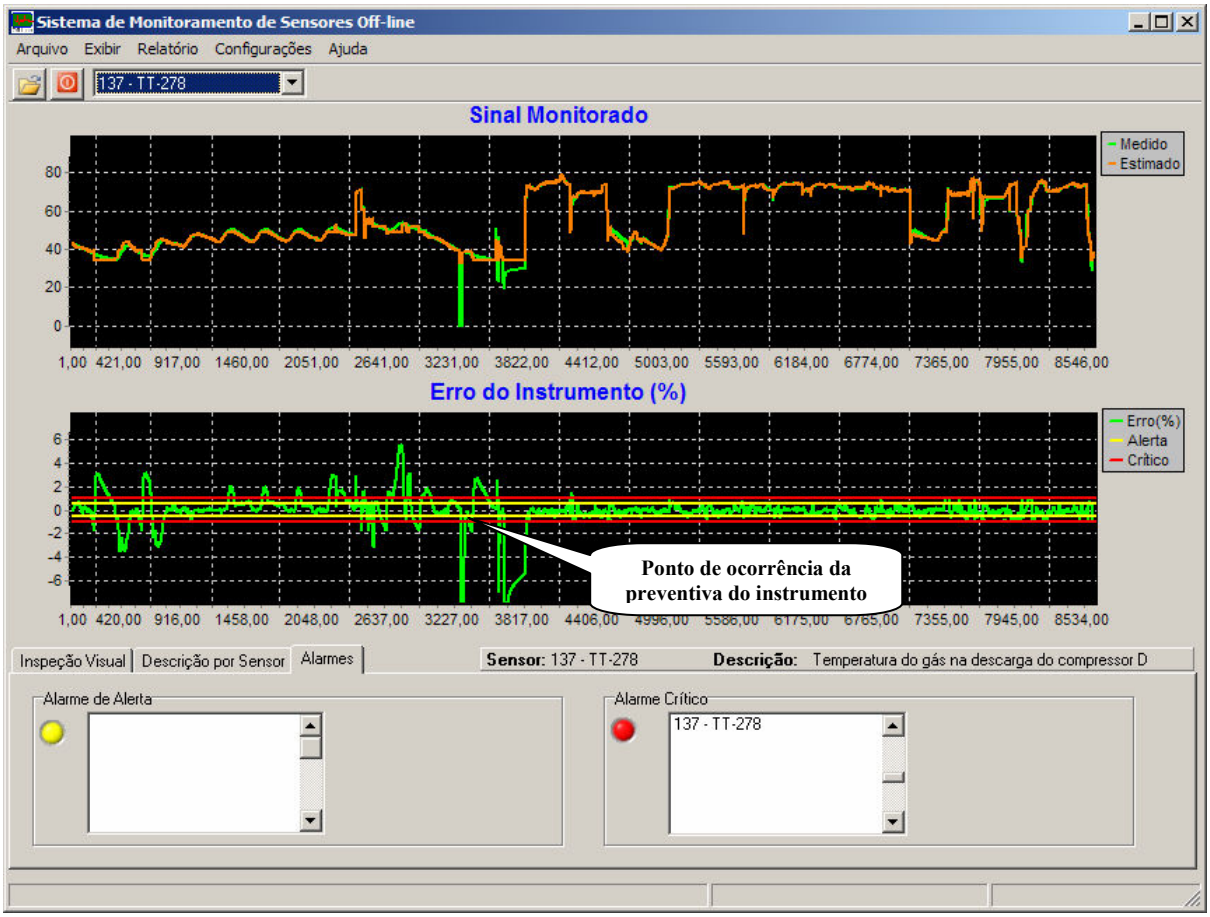

Figura 6.10 – Manutenção preventiva sem reincidência do problema.

Utilizando o sistema de monitoramento foi possível identificar os desvios apresentados pelo instrumento e o momento exato em que foi executada a manutenção preventiva. Logo após a manutenção o instrumento voltou a operar em condição normal.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção preventiva executada.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.11, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição de temperatura na saída do sistema de compressão D e que sua falha ocasionaria a parada do sistema.

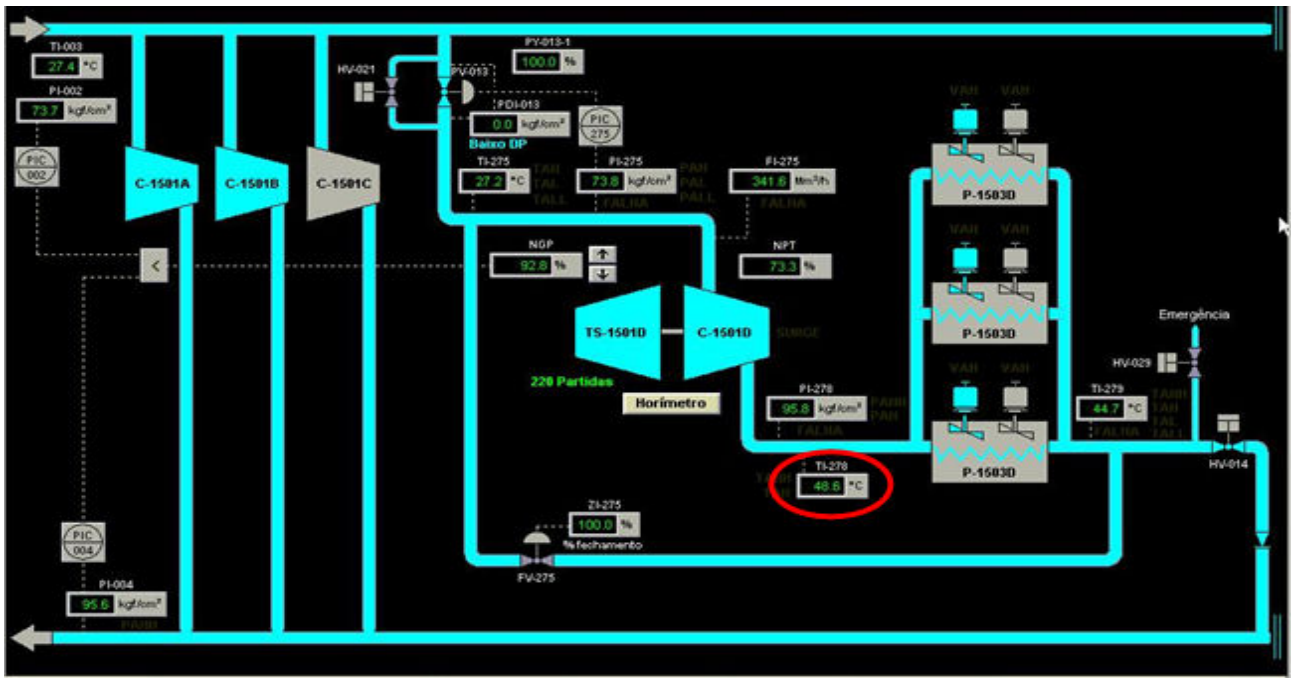

Figura 6.11 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta manutenção preventiva ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

Em uma nova análise, demonstrada através da Figura 6.12, foi identificado variação na medição de um sensor de temperatura na saída do resfriador do turbo compressor D.

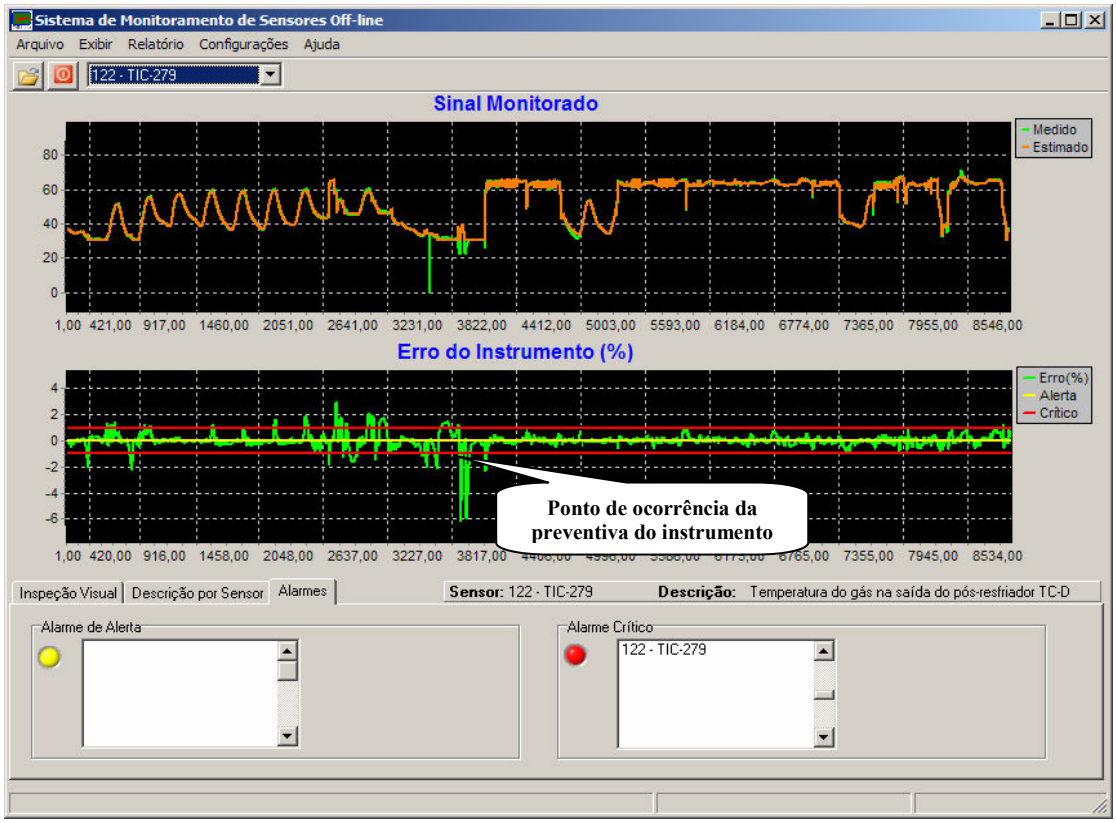

Figura 6.12 – Manutenção preventiva sem reincidência do problema.

Com o auxílio do sistema de monitoramento foi possível identificar o comportamento do desvio apresentado e o momento exato da manutenção preventiva. Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.13, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da temperatura na saída do sistema de compressão D e que sua falha ocasionaria a parada do sistema.

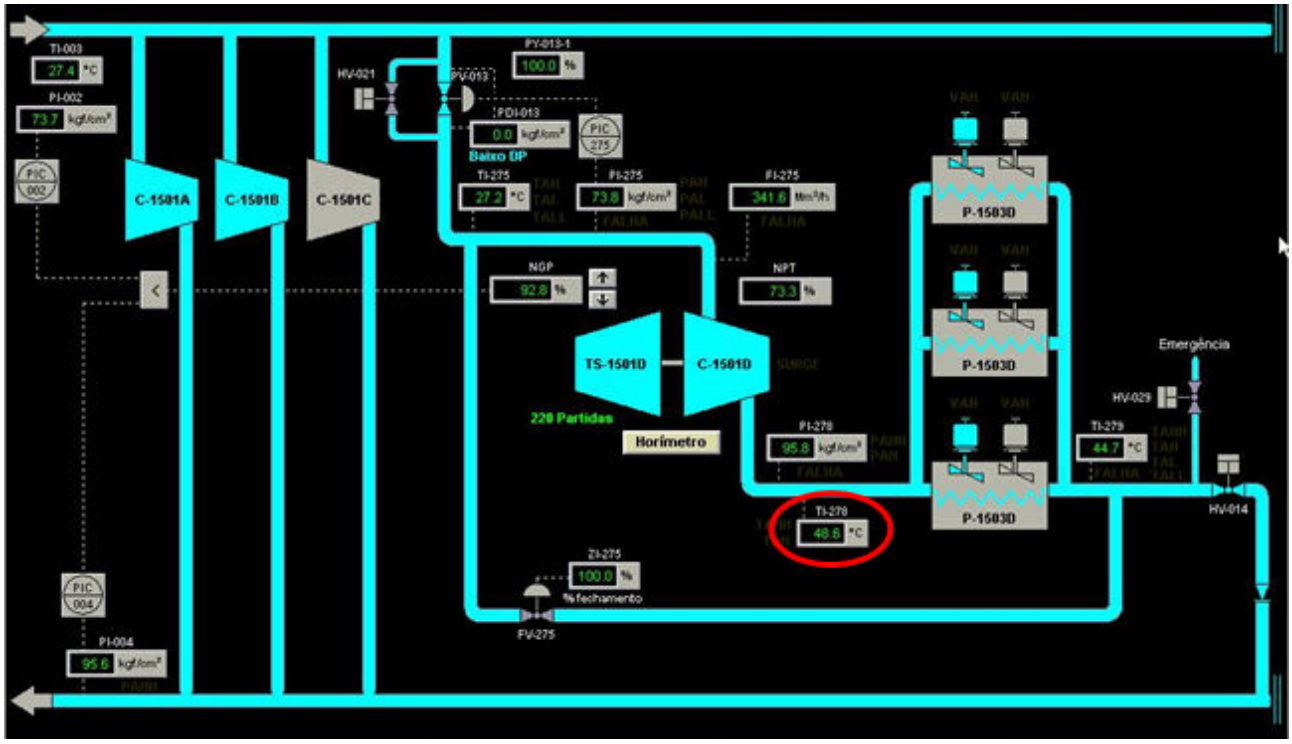

Figura 6.13 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta manutenção preventiva ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

6.3.4 CASO 4 - No Tempo com Manutenção Com Problemas

No caso ilustrado pela Figura 6.14, o instrumento vinha apresentando desvio em operação, houve a solicitação para que fosse realizada a manutenção preventiva a tempo (antes da falha) no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento continuou em sua operação, mas logo depois começou a apresentar problemas. Portanto, a manutenção foi realizada sem sucesso, entretanto no momento adequado.

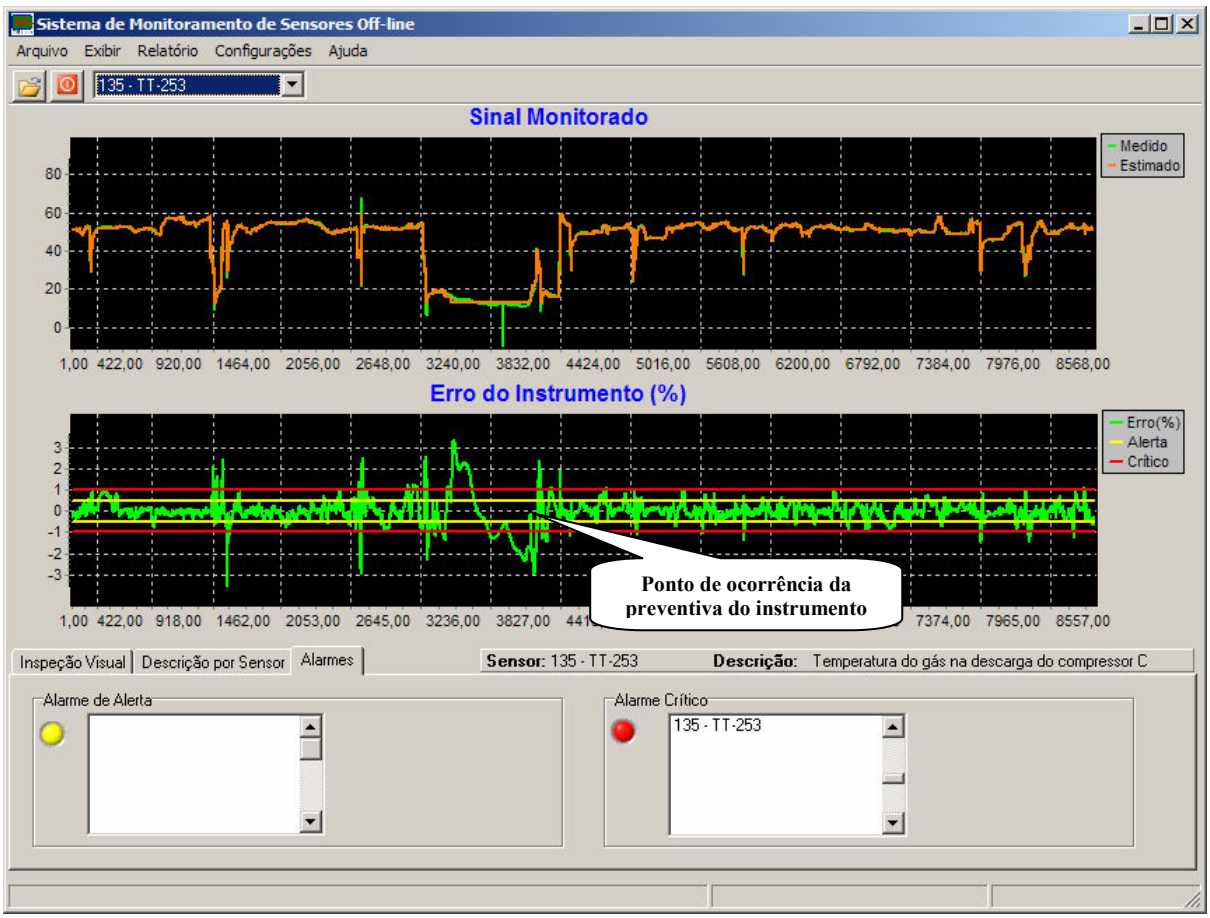

Figura 6.14 – Manutenção preventiva com reincidência do problema.

Utilizando o sistema de monitoramento foi possível identificar o desvio apresentado pelo instrumento e o momento exato em que foi executada a manutenção. Logo após a manutenção o instrumento voltou a apresentar problemas causando a parada do seu sistema e com isso uma nova manutenção foi executada. Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.15, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição de temperatura na saída do sistema de compressão C.

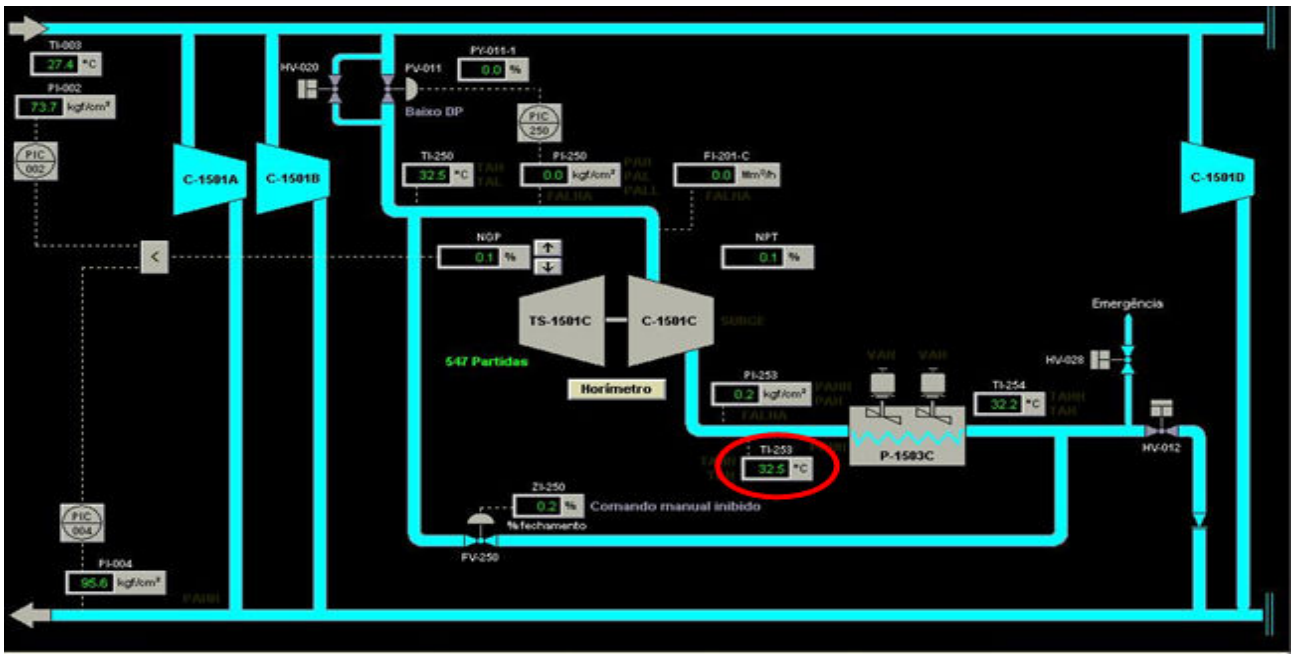

Figura 6.15 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural C.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

Em uma nova análise conforme Figura 6.16, foi identificado problema de variação na medição de um sensor de temperatura na saída do resfriador do turbo compressor C.

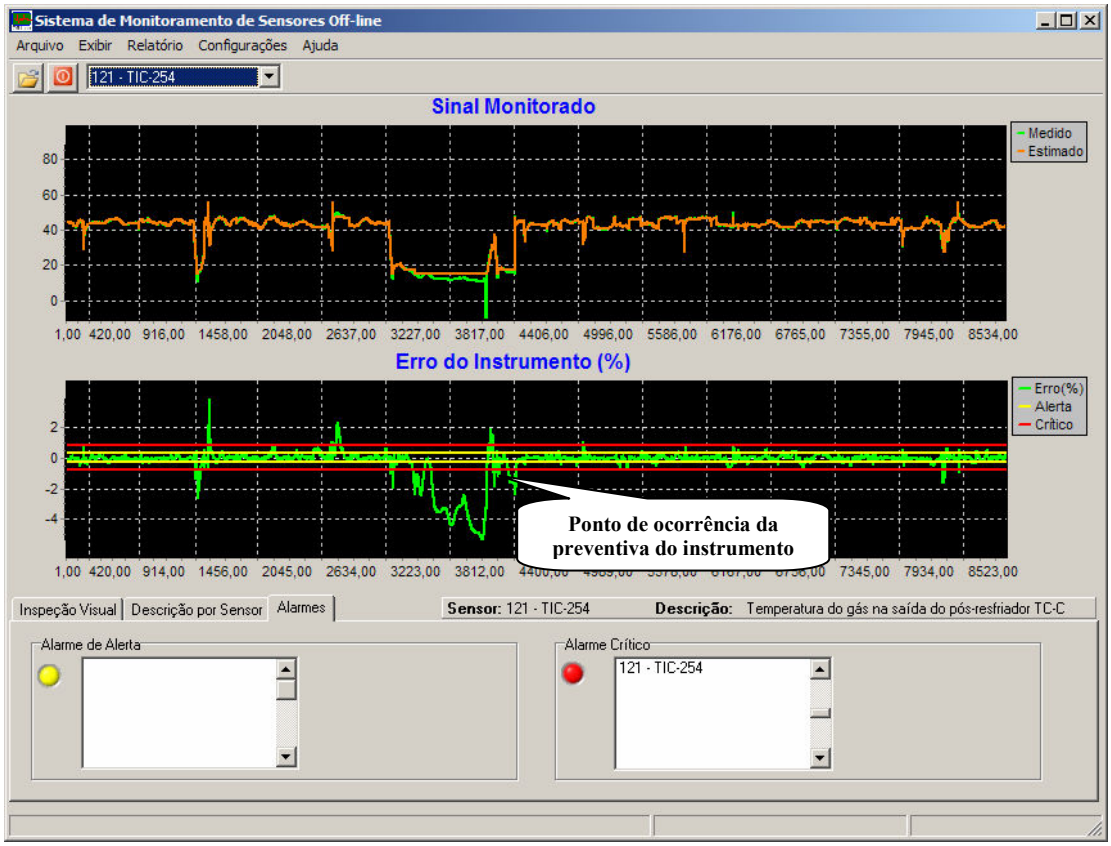

Figura 6.16 – Manutenção preventiva com reincidência do problema.

Com o auxílio do sistema de monitoramento de sensores foi possível identificar o desvio apresentado pelo sensor e o momento exato da manutenção.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.17, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da temperatura na saída do sistema de compressão C.

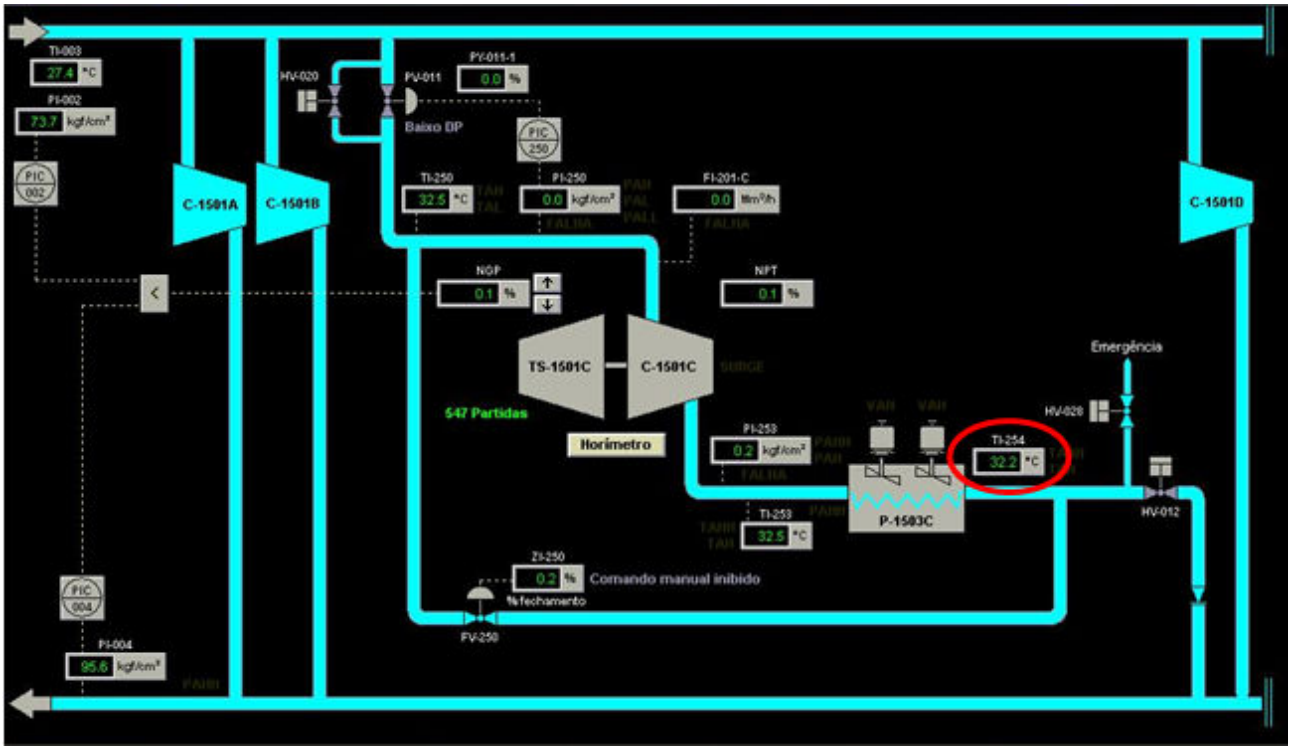

Figura 6.17 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural C.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

6.3.5 CASO 5 - Antes do Tempo com Manutenção Sem Problemas

Na análise do caso identificado através da Figura 6.18, o instrumento vinha em operação normal, houve a solicitação para que fosse realizada a manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento continuou em sua operação normal. Portanto, neste caso não havia a necessidade da execução da manutenção devido ao instrumento estar operando sem problema.

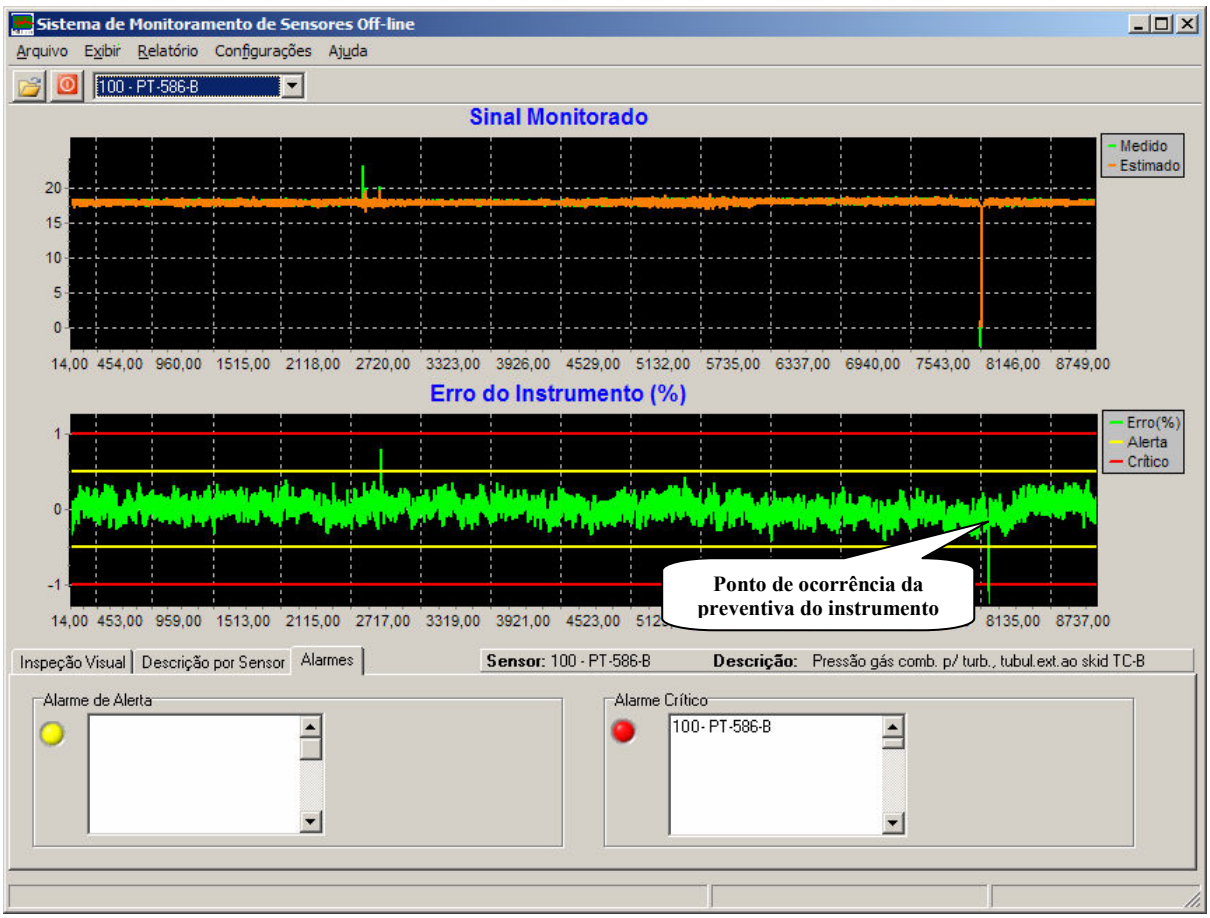

Figura 6.18 – Manutenção em instrumento operando normalmente sem incidência de problema.

Pelo sistema de monitoramento foi possível identificar que o instrumento não apresentava desvio e o momento exato em que foi executada a manutenção preventiva.

Após a manutenção preventiva o instrumento voltou a operar normalmente, consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.19, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição de temperatura na saída do sistema de compressão C.

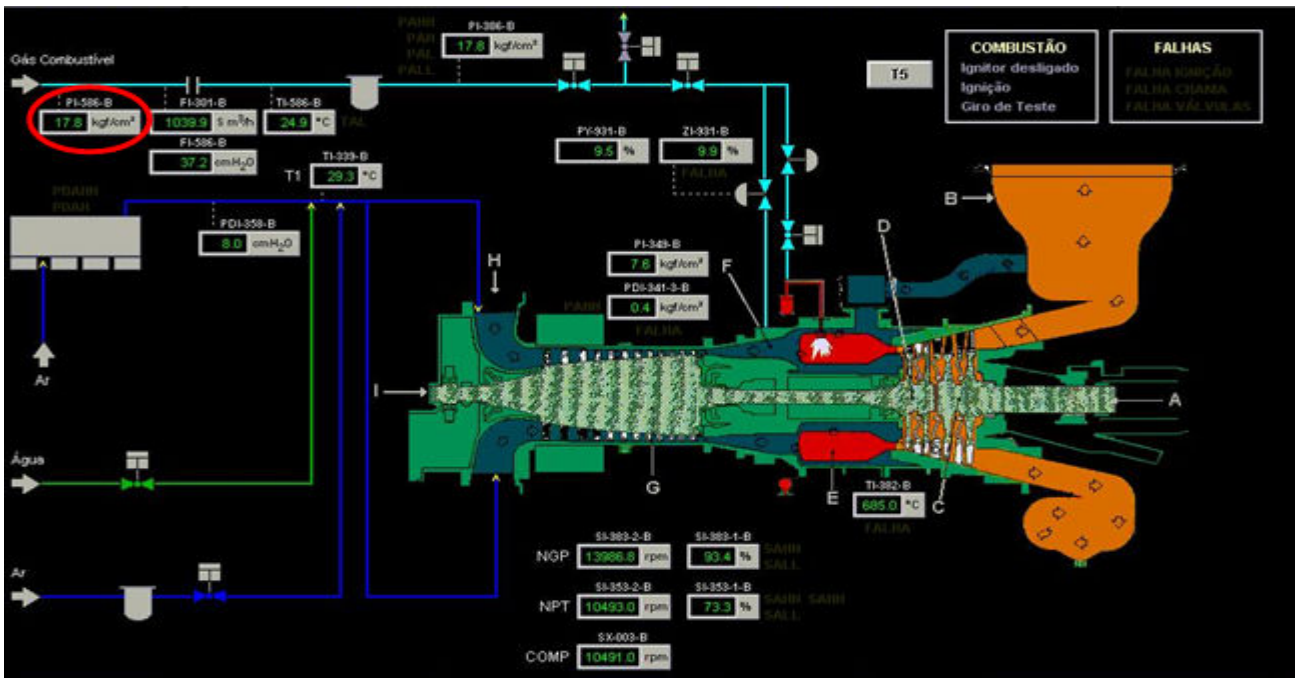

Figura 6.19 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural B.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

Em uma nova análise descrita pela Figura 6.20, foi verificada a medição de um sensor de temperatura na saída do resfriador do turbo compressor C.

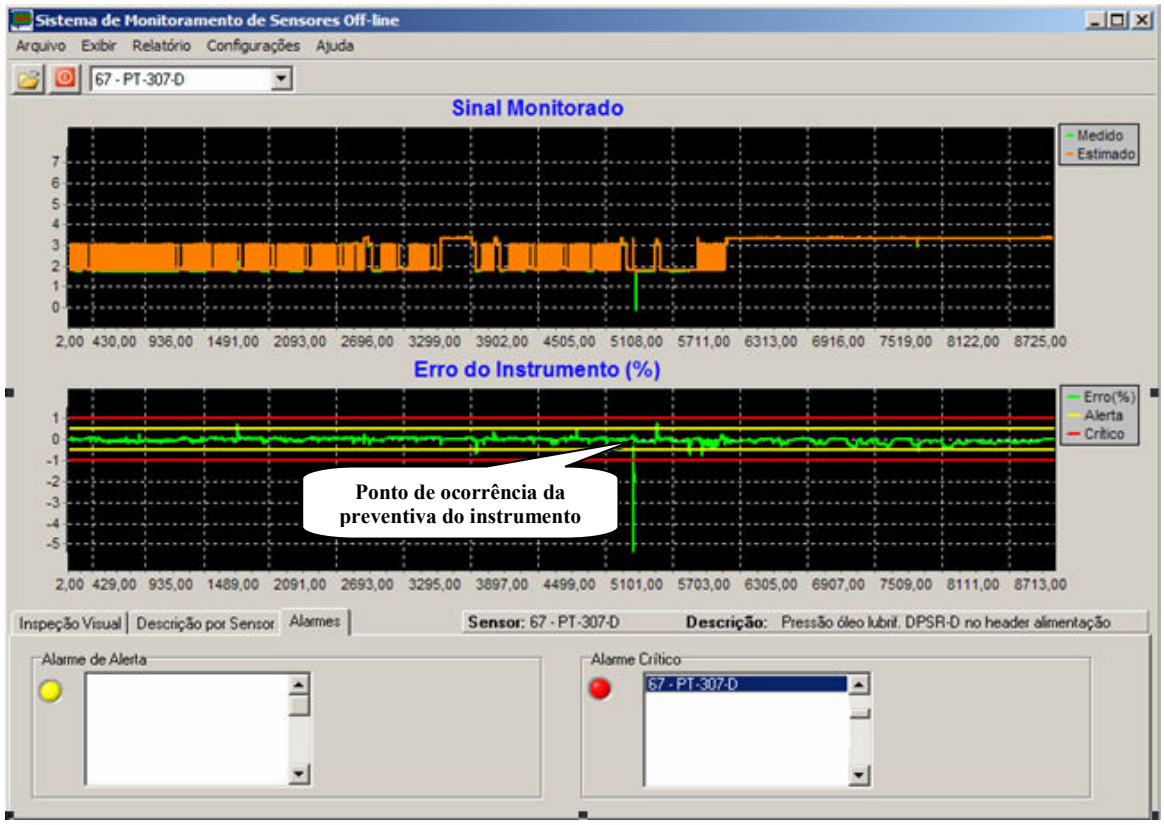

Figura 6.20 – Manutenção em instrumento operando normalmente sem incidência de problema.

Utilizando o sistema de monitoramento foi possível identificar que o instrumento não apresentava desvio e o momento exato em que foi executada a manutenção preventiva.

Logo após a manutenção o instrumento voltou a operar normalmente, consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.21, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição de temperatura na saída do sistema de compressão C.

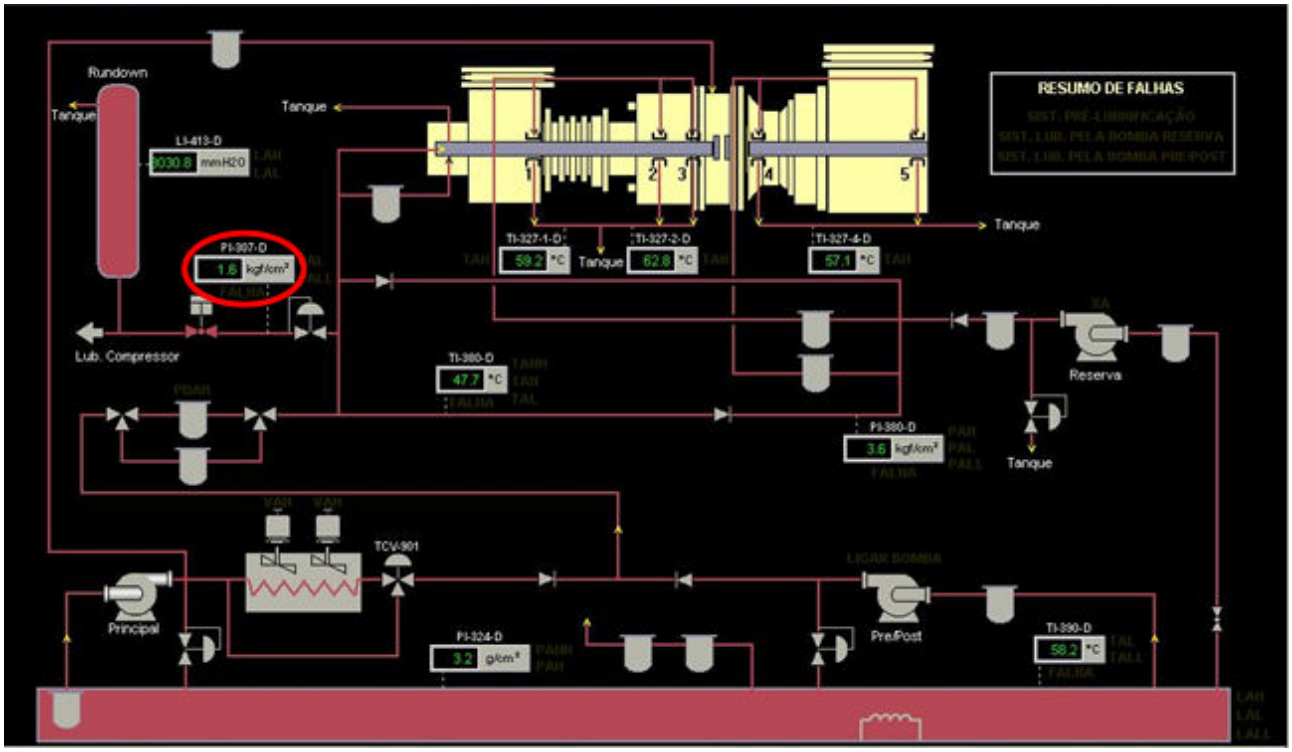

Figura 6.21 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural D.

Esta manutenção preventiva ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas, tempo informado para a identificação e manutenção do instrumento.

6.3.6 CASO 6 - Antes do Tempo com Manutenção Com Problemas

No caso apresentado pela Figura 6.22, o instrumento vinha em operação normal, houve a solicitação para que fosse realizada a manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento veio a apresentar problemas de operação.

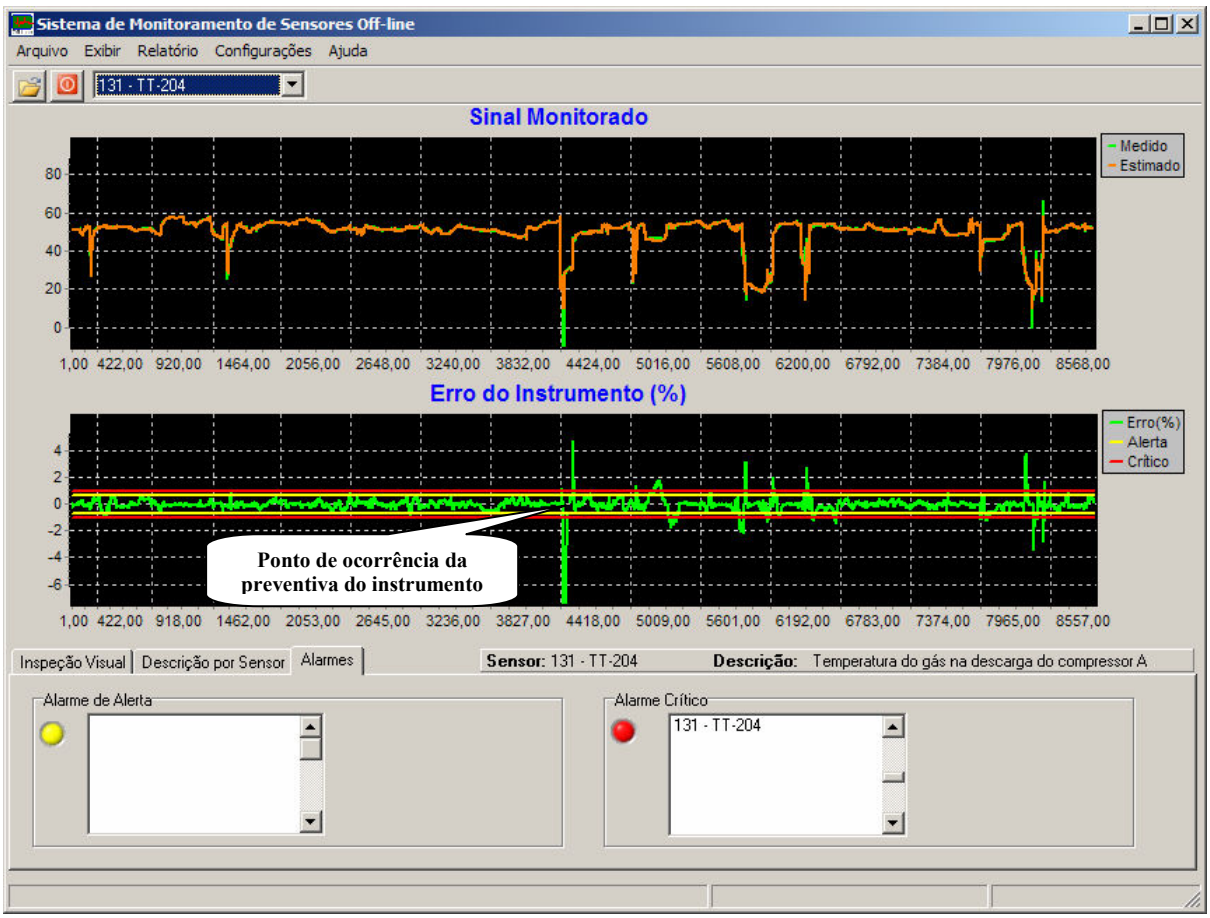

Figura 6.22 – Manutenção em instrumento operando normalmente com incidência de problema.

Utilizando o sistema de monitoramento foi possível identificar que o instrumento vinha em operação normal, o momento exato em que foi executada a manutenção e que logo após a manutenção preventiva o instrumento começou a apresentar problemas.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção executada.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> “Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção”

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.23, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição de temperatura na saída do sistema de compressão A.

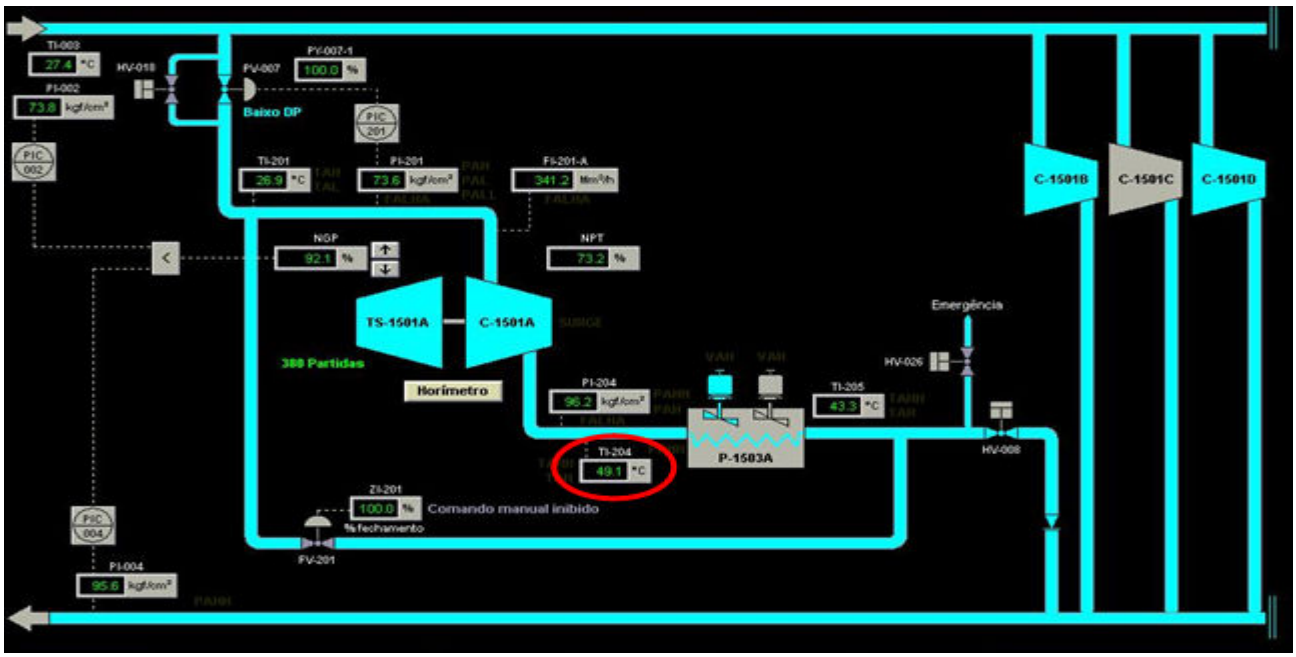

Figura 6.23 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural A.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

Em uma nova análise apresentada na Figura 6.24, o instrumento vinha em operação normal, houve a solicitação para realização da manutenção preventiva no instrumento e depois de feita a manutenção o instrumento veio a apresentar problemas.

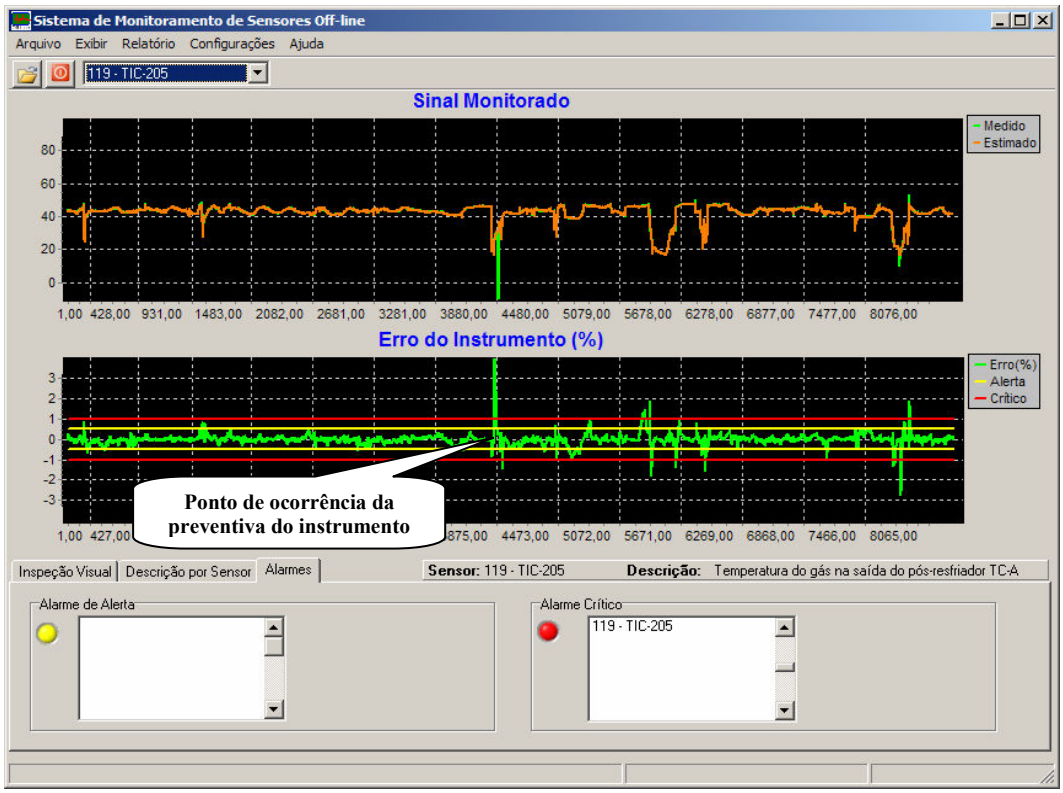

Figura 6.24 – Manutenção em instrumento operando normalmente com incidência de problema.

Utilizando o sistema de monitoramento foi possível identificar que o instrumento vinha em operação normal, o momento exato em que foi executada a manutenção e que logo após a manutenção o instrumento começou a apresentar problemas.

Consultando o programa de gestão da manutenção da estação de compressão de gás natural, foi encontrado o relato feito pelos operadores sobre a manutenção executada.

Segue abaixo a descrição da manutenção executada:

> "Executada a manutenção conforme procedimento de manutenção"

Observando a posição do sensor na planta através da Figura 6.25, foi possível verificar que o instrumento é o responsável pela medição da temperatura na saída do resfriador do sistema de compressão A.

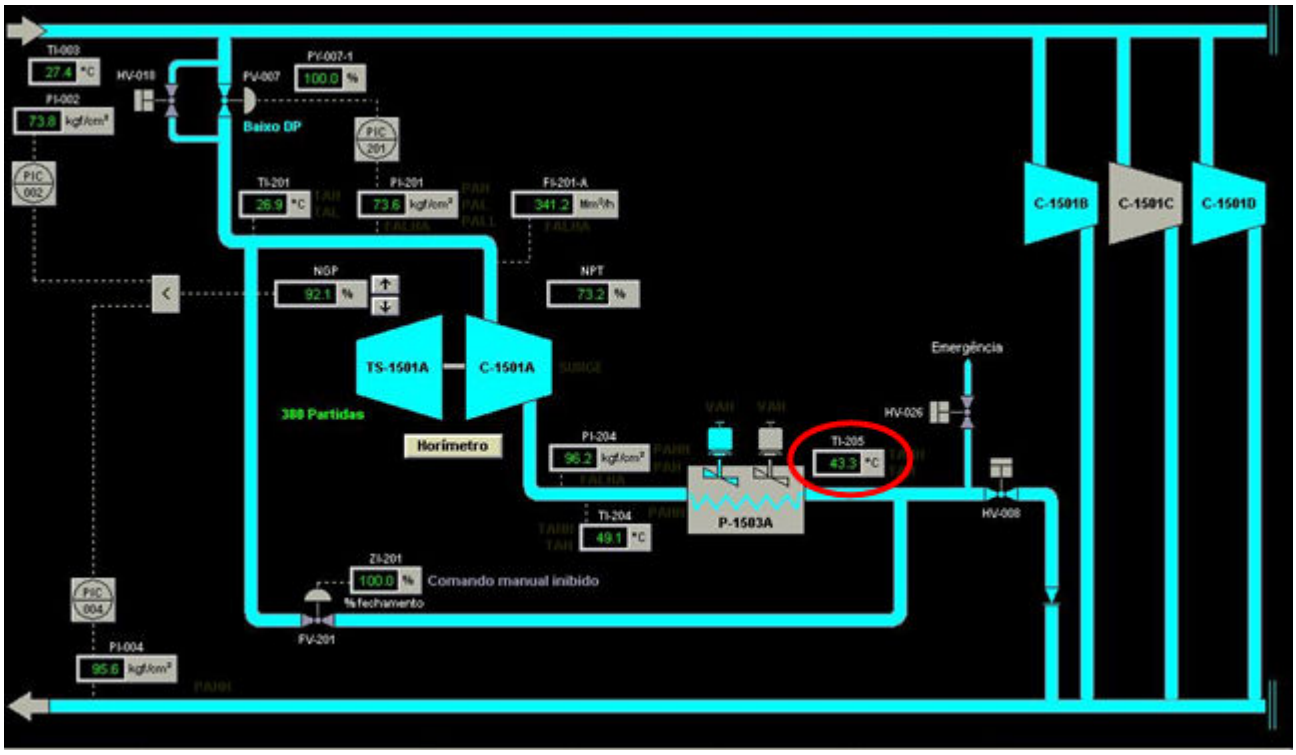

Figura 6.25 – Tela de visualização do sistema de compressão de gás natural A.

Esta manutenção ocasionou a parada do turbo compressor durante aproximadamente 2 horas.

6.4 IMPACTO TÉCNICO

Levando em consideração os problemas identificados, houve uma redução da capacidade de compressão de gás natural devido às paradas ocorridas de turbo-

compressores e até mesmo da planta, isso poderia ter sido minimizado se os operadores tivessem uma ferramenta e monitoramento de condição dos sensores, pois conseguiriam identificar desvios em sensores antes mesmo da interrupção da operação por sua falha.

Ao identificar desvios antes do acontecimento da falha, o operador teria tempo e condições de realizar as manutenções preventivas sob condição ou trocar os instrumentos com planejamento, sem comprometer ou minimizando a parada de operação do sistema de compressão de gás natural.

A Figura 6.26 indica o quantitativo de ordens de manutenção distribuídas por tipo de ocorrências identificadas durante o período de coleta dos dados.

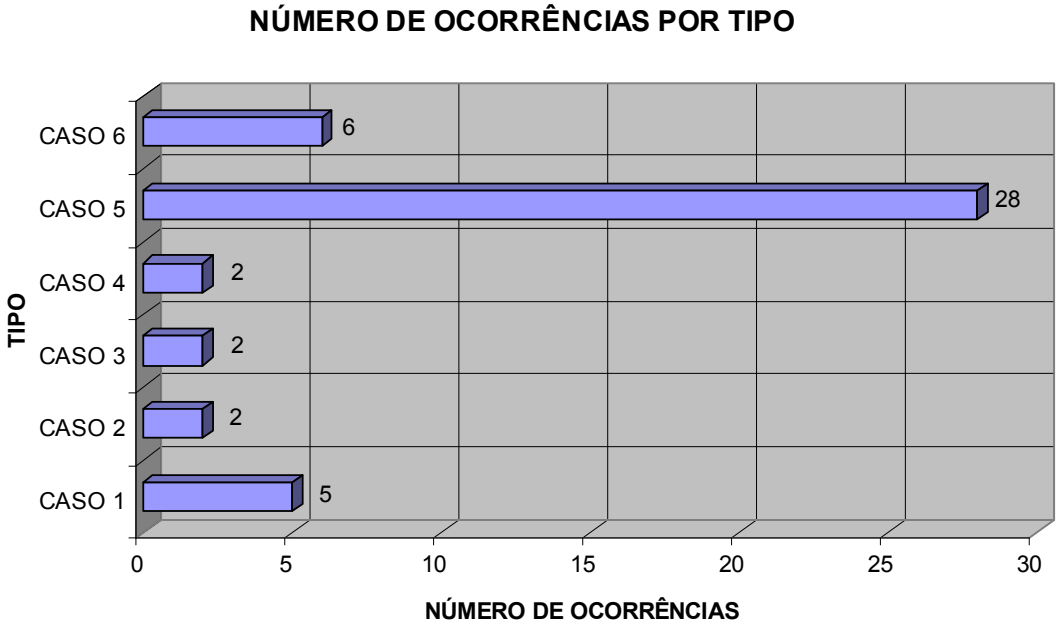

Figura 6.26 – Número de ordens de manutenção por tipo de caso.

Ainda na Figura 6.26 observa-se que a maioria das ocorrências é do tipo preventiva sem necessidade de manutenção (caso 5), essas ocorrências poderiam ser minimizadas com o auxílio do sistema de monitoramento, pois as intervenções de manutenção neste caso são consideradas desnecessárias, uma vez que o instrumento vem operando normalmente e dentro os níveis de erro definidos em projeto.

Na Figura 6.27 seguem as proporções de homem-hora apropriados para execução das manutenções das ocorrências analisadas.

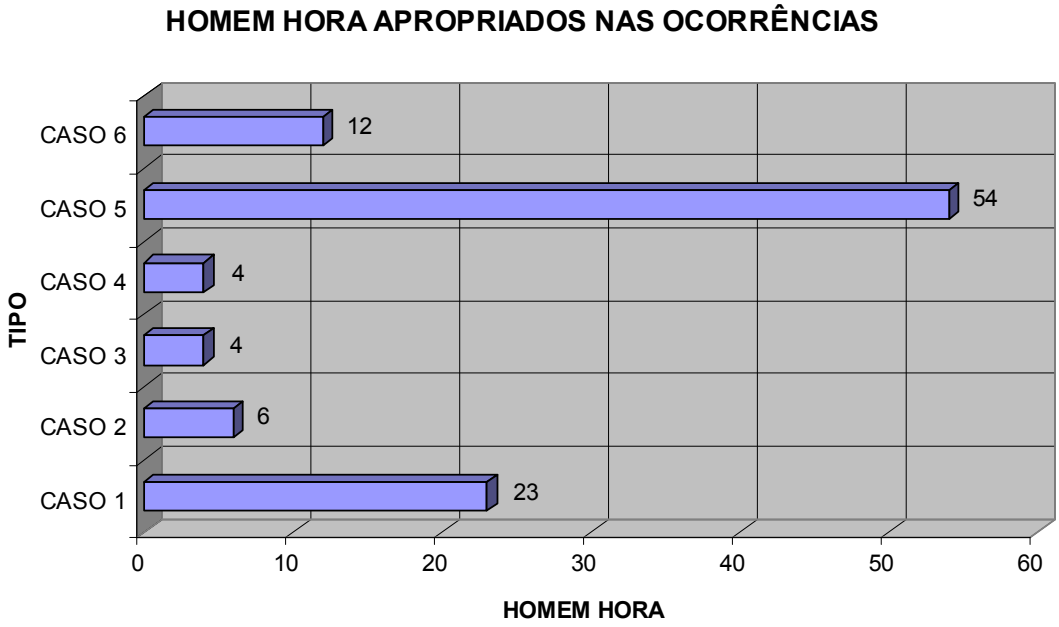

Figura 6.27 - Número de homem hora apropriado para execução das manutenções analisadas.

Observa-se novamente que o homem-hora apropriado em manutenções é maior nas ocorrências de manutenções preventivas em instrumentos que vinham apresentando operação normal, esse homem-hora poderia ser reduzido no caso da utilização do sistema de monitoramento, uma vez que para esses sensores o sistema de monitoramento não indicou a necessidade da manutenção.

As horas acumuladas de parada de turbo-compressor ou planta informadas nas ocorrências analisadas podem ser visualizadas na Figura 6.28 a seguir.

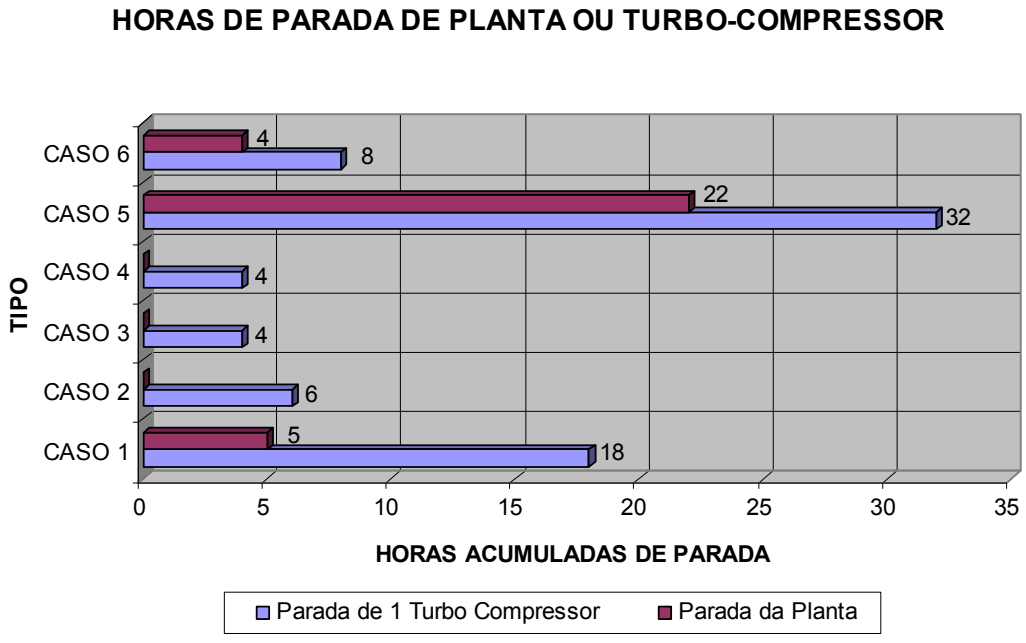

Figura 6.28 - Número de horas de turbo-compressor ou planta parada.

Observe que as horas acumuladas de parada de turbo compressor ou da planta são maiores nos casos em que as manutenções são preventivas e com os instrumentos operando normalmente.

Além disso, há um número considerável de horas acumuladas relativo ao caso 1 que representa falha inesperada na operação de alguns instrumentos do processo, isso ocorre devido ao tempo gasto entre a identificação do problema e sua solução. Com o auxílio do sistema de monitoramento os operadores poderiam, na maioria dos casos, identificar com antecedência os desvios apresentados antes da ocorrência da falha do instrumento.

6.5 IMPACTO ECONÔMICO

Em uma condição onde, uma vez que todos os turbo-compressores são necessários para a compressão do gás natural, o custo relativo a uma hora de parada pode ser descrito nos itens abaixo e depende da configuração de parada do sistema.

Os valores são estimados por hora inoperante e devem ser levadas em consideração as configurações e cálculos descritos nos itens a seguir.

6.5.1 Para 1 (um) Turbo - Compressor fora de operação por 01 hora.

Redução de 300 Mm³/dia na vazão total do Gasoduto, com um custo estimado de R$ 1.260,00 por hora de parada, calculado conforme fórmula descrita abaixo.

(300/24 Mm³) * (36905 Btu/m³) * (2,7334 R$/MMbtu) = 461,31 MMBu * 2,7334 R$/MMBtu = R$ 1.260,00

6.5.2 Para 2 (dois) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora.

Redução de 3000 Mm³/dia na vazão total do Gasoduto, com um custo estimado de R$ 12.600,00 por hora de parada, calculado conforme fórmula descrita abaixo.

(3000/24 Mm³) * (36905 Btu/m³) * (2,7334 R$/MMbtu) = 4610,31 MMBu * 2,7334 R$/MMBtu = R$ 12.600,00

6.5.3 Para 3 (três) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora.

Redução de 4500 Mm³/dia na vazão total do Gasoduto, com um custo estimado de R$ 18.914,00 por hora de parada, calculado conforme fórmula descrita abaixo.

(4500/24 Mm³) * (36905 Btu/m³) * (2,7334 R$/MMbtu) = 6919,7 MMBu * 2,7334 R$/MMBtu = R$ 18.914,00

6.5.4 Para 4 (quatro) Turbo - Compressores fora de operação por 01 hora

Redução de 4500 Mm³/dia na vazão total do Gasoduto, com um custo estimado de R$ 18.914,00 por hora de parada, calculado conforme fórmula descrita abaixo.

(4500/24 Mm³) * (36905 Btu/m³) * (2,7334 R$/MMbtu) = 6919,7 MMBu * 2,7334 R$/MMBtu = R$ 18.914,00

Quando se tem 3 ou mais turbo compressores inoperantes, os custos relativos a parada destes sistemas de compressão não alteram, isso acontece devido a condição operacional do gasoduto que em se tendo apenas 1 turbo compressor operando a planta não atinge condições mínimas para a compressão do gás natural.

Levando em consideração as horas de parada identificadas na Figura 6.28 o custo acumulado relativo às paradas ocorridas é o apresentado na Figura 6.29.

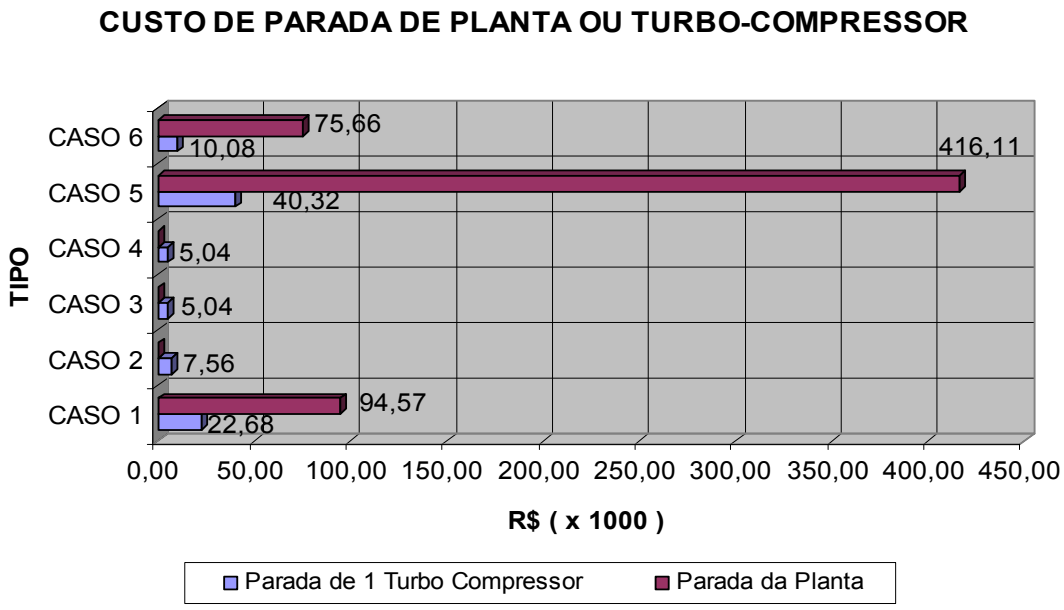

Figura 6.29 - Custo de paralisação de turbo-compressor ou planta.

Com a utilização do software de monitoramento este custo poderia ser substancialmente reduzido, pois as manutenções ocorridas nos Casos 5 e 6 podem ser suprimidas e o tempo gasto para a execução das manutenções nos Caso 1 e 2 podem ser reduzidos com um planejamento prévio da corretiva.

Levando em consideração essa proposição o custo relativo, somente suprimindo as manutenções realizadas nos Casos 5 e 6, seria o apresentado na Figura 6.30 a seguir.

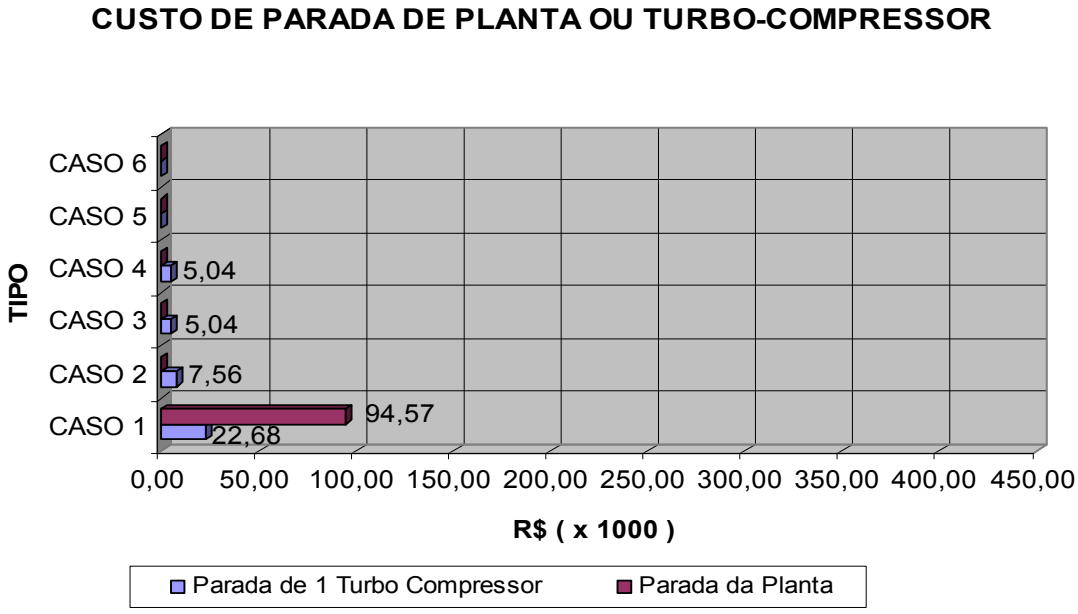

Figura 6.30 – Novo custo devido a paralisação de turbo-compressor e planta.

Observe que os custos relativos a parada de turbo compressores cai significativamente quando se realiza apenas as manutenções corretivas identificadas, deixando assim de executar manutenções em instrumentos que estão operando normalmente.

Além do custo, ocorre uma diminuição do homem hora apropriado na manutenção destes instrumentos, um melhor planejamento para execução das manutenções em sensores que estejam apresentando desvios que possam vir a gerarem falhas futuras e também se pode apropriar o homem hora em outras tarefas ou até mesmo aplicá-lo na análise de condição dos instrumentos através do sistema de monitoramento proposto.

6.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Levando em consideração as falhas analisadas com o auxílio do sistema de monitoramento de sensores proposto, a possibilidade de melhoria da manutenção da planta de compressão de gás natural é visível e possibilita que os operadores da planta trabalham na execução de manutenções baseadas em condição, otimizando o tempo aplicado na execução da manutenção e diminuindo sua exposição a riscos.

Com o auxílio do sistema de monitoramento de sensores foi possível identificar com sobra de tempo os desvios iniciais dos sensores que apresentaram problemas de parada dos grupos compressores e também a identificação das manutenções preventivas executadas desnecessariamente.

CAPÍTULO 07: CONCLUSÃO

O objetivo principal deste capítulo é descrever os pontos fortes e fracos da utilização do sistema de monitoramento de condição de sensores como ferramenta de apoio à manutenção. Neste capítulo também será exposto opções de melhorias no sistema desenvolvido e trabalhos futuros possíveis.

7.1 AVALIAÇÕES E RESULTADOS

Este estudo de caso teve seu objetivo alcançado na aplicação de um sistema de monitoramento de sensores utilizando uma das técnicas de inteligência artificial, gerando informações que subsidiaram a tomada de decisão, auxiliando na identificação de desvios e falhas de instrumentos, e evidenciando a possibilidade de uma diminuição substancial nas manutenções executadas na planta, otimizando o desempenho do processo de compressão de gás natural, sua confiabilidade e disponibilidade para operação e reduzindo a exposição dos profissionais de manutenção a áreas perigosas.

O desenvolvimento desta metodologia culminou também com a obtenção de importantes resultados, tais como:

I. Expôs-se que os critérios de segurança estão se tornando uma questão dominante no mundo da manutenção. Falhas de equipamentos representam uma parte substancial dos piores acidentes da história da indústria.

II. Evidenciou-se a relevância da gestão do conhecimento e da utilização de ferramentas computacionais baseadas em técnicas de inteligência artificial, sua precisão e robustez para análise de condição de sensores instalados em uma planta de compressão de gás natural.

III. Revelou que uma análise de processo, aliado á novas técnicas de engenharia do conhecimento permitem a identificação e captura de qualquer conhecimento desejável da organização, representando um novo modo de praticar manutenção, mais racional e mais científico.

7.2 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Dentro do escopo desta dissertação e dos resultados descritos anteriormente, podem-se identificar contribuições das seguintes naturezas:

1. primeira: de caráter exclusivamente informativo, envolvendo pesquisa bibliográfica, aprofundamento de conhecimento e elaboração de textos explicativos sobre a temática da operação e manutenção de uma planta de compressão de gás natural.

   Em relação à contribuição de caráter informativo, a fundamentação do conceito de manutenção centrada em confiabilidade (RCM) e a introdução de técnicas de inteligência artificial como manutenção baseada em condição.

2. segunda: de caráter inovador, englobando o desenvolvimento da metodologia proposta e da sua aplicação neste estudo de caso.

   No aspecto de natureza inovadora, a dissertação contribuiu incorporando conhecimento intensivo com a utilização de uma ferramenta de monitoramento de condição de sensores para manutenção dos instrumentos de uma planta de compressão de gás natural.

3. terceira: de caráter de pesquisa cientifica, desenvolvendo a pesquisa da aquisição do conhecimento de estruturas ontológicas e captura de conhecimento não documentado.

   Com relação ao caráter da pesquisa científica, tem-se a destacar a elicitação do conhecimento estruturado na criação dos grupos de sensores, modelos de predição e de estruturação e aplicação do sistema de monitoramento de condição de sensores ora proposto em uma planta de compressão de gás natural.

7.3 SUGESTÕES E TRABALHOS FUTUROS

7.3.1 Sugestões:

O trabalho desenvolvido no ambiente da metodologia proposta, oferece subsídios ao desenvolvimento de novas ferramentas de monitoramento de condições de sensores em situações reais de operação de planta industriais e de outros projetos de pesquisa nesta universidade ou em outras instituições com interesse na área.

O estudo de caso mostrou que para aplicar com sucesso a metodologia proposta, torna-se imprescindível a engenharia do conhecimento, o estudo do processo, uma

coleta de dados consistente para elaboração dos grupos de sensores e análise de desempenho dos modelos de predição baseados em técnicas de inteligência artificial adotados.

Com a evolução dos sistemas de conhecimento e dos softwares de auxílio a manutenção, pode-se desenvolver programas que atenuem a dependência humana no processo de manutenção, integrando melhor o homem aos sistemas computacionais.

Os pontos mais adequados para isso, seriam sistemas para diagnóstico de falha e envelhecimento, análise parcial de decisão de tarefa, bem como análise do estado dos instrumentos adequando sua manutenção sob base condição.

Poderia ser um processo integrado homem/máquina onde a decisão humana continuaria sendo a preponderante. Os programas podem ser tanto utilizadas tecnologias de inteligência artificial (sistemas especialistas, sistemas de agentes, por exemplo) quanto tecnologias tradicionais de software, com a preocupação de integrá-los com a estrutura de conhecimento e necessidade da aplicação da manutenção.

7.3.2 Trabalhos Futuros:

De imediato identificam-se dois trabalhos:

1. Implementação de um sistema de monitoramento on-line da estação de compressão de gás natural, monitorando a condição dos sensores instalados no processo em tempo real e municiando os operadores da planta de possíveis instrumentos com desvios ou indícios de falha.
2. Estruturação de uma ferramenta computacional de monitoramento de condição de sensores com modelos adaptativos que se adequem de forma automática as diversas plantas industriais sem que se tenha que realizar modificações estruturais ou estudos detalhados de seus processos.

7.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diversas aplicações críticas na indústria têm o custo como seu objetivo secundário. O aumento da confiabilidade e disponibilidade dos processos é extremamente importante para a operação e segurança das plantas industriais, desta forma, evitar situações caóticas tornam-se necessárias para o cumprimento das demandas, segurança e diminuição do custo de manutenção de seus ativos, uma vez que as falhas são inevitáveis, então é importante segurar que elas sejam monitoradas e controladas.

A redundância de sensores é muito utilizada para elevar a confiabilidade, a disponibilidade e a segurança no processo industrial, mas a redundância analítica pode ser explorada para alcançar o mesmo desempenho com a utilização de um número menor de sensores. Os modelos auto-associativos usados podem fazer predições dos sinais com redução de ruído, precisão, robustez às falhas e melhoria na exatidão dos sinais.

Para elaboração de um sistema de monitoramento confiável, todo o trabalho depende da qualidade os sinais coletados, da análise do processo para formação dos grupos de sensores e dos níveis de precisão e robustez do modelo escolhido.

Se os sinais preditos forem mais confiáveis que os sinais medidos, então podem ser realimentados em sistemas de controle mantendo a planta em operação durante a manutenção do sensor, sem que os operadores sejam obrigados a utilizar valores congelados de sinais para se evitar a paralisação do processo enquanto o instrumento em falha é reparado ou substituído.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRAMAN. Documento Nacional – Situação da Manutenção no Brasil, 2007.

BRITO, A. S. Gás liquefeito: Produção e aplicações, seminário de gás natural, PETROBRAS, 1986.

HINES, J.W., GRIBOK, A.V., ATTIEH, I., UHRIG, R.E., 2000. Improved methods for on-line sensor calibration verification. Proceedings of the 8th International Conference on Nuclear Engineering, Baltimore, MD.Sci. Eng., v. 14, n. 2, p. 137-158, 1996.

HINES, J.W. and A. USYNIN, "MSET Performance Optimization Through Regularization", Nuclear Engineering and Technology, Vol. 37, No. 2, April 2005, pp 177-184.

MANUAL TÉCNICO DE OPERAÇÃO DE ESTAÇÃO DE COMPRESSÃO DE GÁS NATURAL, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia Brasil S.A., 2007;

MOUBRAY, John. RCM II – Reliability – Centered Maintenance. second edition, New York: Industrial Press Inc, 1997, p.2-6.

MOUBRAY, John. Novos Desenvolvimentos em Manutenção Centrada em Confiabilidade. Workshop – 11° Congresso Ibero Americano de Manutenção. Florianópolis, 2001, p.1-2.

M. A. KRAMER, Autoassociative Neural Networks, Computers in Chemical Engineering, 1992.

M. A. KRAMER, Nonlinear principles component analysis using autoassociative neural network, AIChE Journal, 1991.

M. SHAJITH IKBAL, H. MISRA, B. YEGNANARAYANA, Analysis of autoassociative mapping neural networks, in International Joint Conference on Neural Network, 1999.

MOUBRAY, JOHN. Reliability-Centred Maintenance (RCM), edição brasileira, aladon, 2000.

MAINTENANCE STEERING GROUP – 3 Task Force. Maintenance Program Development Document (MSG-3), Washington DC, Air Transport Association of America (ATA), 1993.

NORMA SAE JA 1011, 1999.

PETROBRAS. N2264, pré-operação, Operação de gasodutos terrestres.

RELATÓRIO OPERACIONAL DE TRANSPORTE, Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia-Brasil S.A., 2008.

SMITH A. M. Reliability-Centred Maintenance, New York, MacGraw-Hill, 1993.

SCADA, Software de monitoramento do Gasoduto Bolívia-Brasil, 2008.

TIKHONOV, A.N., 1963, Solutions of Ill-Posed Problems, Doklady Akad, Nauk, SSSR, 153: 49-52.

GALOTTO JUNIOR, L. ; PINTO, João O P ; HINES, J. W. ; SANCHES, R. O. ; CARRASCO, B. N. ; TATIBANA, Gilberto Shimada . Signal Processing - Genetic Algorithm Based Threshold Selection for Fault Detectors. In: Uday Kumar. (Org.). Condition Monitoring and Diagnostic Engineering Management. Lulea: Lulea University of Technology, 2006, 2006, v. , p. 767-776.