

INSTITUTO DE ENGENHARIA NUCLEAR

SÉRGIO DIAS COSTA

PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DE UM PROGRAMA DE
MONITORAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELETRÔNICOS
DE SEGURANÇA EM USINA NUCLEAR

Rio de Janeiro
2016

INSTITUTO DE ENGENHARIA NUCLEAR

SÉRGIO DIAS COSTA

PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DE UM PROGRAMA DE
MONITORAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELETRÔNICOS
DE SEGURANÇA EM USINA NUCLEAR

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciência e Tecnologia Nucleares do Instituto de Engenharia Nuclear da Comissão Nacional de Energia Nuclear como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia Nuclear – Acadêmico em Engenharia de Reatores.

Orientadores: Celso Marcelo Franklin Lapa
Jefferson Borges Araújo

Rio de Janeiro
2016

COST Costa, Sérgio Dias

Proposta de Implantação de um Programa de Monitoração de Confiabilidade de Sistemas Eletrônicos de Segurança em Usina Nuclear/Sérgio Dias Costa. - Rio de Janeiro: CNEN/IEN, 2016

128f.

Orientadores: Celso Marcelo Franklin Lapa

Jefferson Borges Araújo

Dissertação (mestrado) – Instituto de Engenharia Nuclear, PPGIEN, 2016

PROPOSTA DE IMPLANTAÇÃO DE UM PROGRAMA DE
MONITORAÇÃO DE CONFIABILIDADE DE SISTEMAS ELETRÔNICOS
DE SEGURANÇA EM USINA NUCLEAR

Sérgio Dias Costa

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIA
E TECNOLOGIA NUCLEARES DO INSTITUTO DE ENGENHARIA NUCLEAR DA
COMISSÃO NACIONAL DE ENERGIA NUCLEAR COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS E
TECNOLOGIA NUCLEAR.

Aprovada por:

Prof. Celso Marcelo Franklin Lapa – PPGIEN - Orientador

Dr. Jefferson Borges Araújo (DRS/CNEN)- Orientador

Prof. Francisco Fernando Lamego Simões Filho (PPGIEN)
Examinador Interno

Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha (DRS/CNEN)
Examinador Externo

AGRADECIMENTOS

Todo trabalho, e por extensão este também, para que consiga atingir seus objetivos tem que, necessariamente, contar com a mobilização da equipe que a ele se dedica. Esta equipe, às vezes sem estar no palco, atua em conjunto com suas histórias de vida e suas competências para transformar em realidade a missão assumida. E é a esta equipe que contribue de forma significativa que endereço meus agradecimentos por sua participação nem sempre explícita, mas sempre valiosa.

Agradeço àqueles que mesmo ausentes estiveram sempre presentes nesta caminhada, meus pais, meus irmãos, pelo amor registrado e exercido. Amo vocês!

Agradeço à minha família, minha esposa Cida, filhos Tiago e Ricardo, aos quais amo de paixão, pela acolhida neste caminho e paciência neste período. Vocês são a melhor companhia possível neste caminho.

Agradeço aos professores do Instituto de Engenharia Nuclear, especialmente aos orientadores Prof. Celso Marcelo e Dr. Jefferson Borges, pela possibilidade obtida de transformar em realidade o tema proposto e ter sua contribuição como orientadores neste projeto. Sem os conhecimentos adquiridos nas suas aulas e principalmente nas suas orientações não teria sido possível transformar observações de campo em um trabalho coerente.

Agradeço aos meus colegas da turma do IEN, parceiros nesta trilha com suas dificuldades, histórias e soluções. Obrigado a todos.

Agradeço a meus amigos de trabalho de manutenção na Eletronuclear, especialmente ao eng. Leonardo Teixeira, pela contribuição na coleta dos dados necessários ao trabalho realizado.

Agradeço a todos aqueles que, direta ou indiretamente, contribuíram para que houvesse coerência neste trabalho.

Por fim agradeço a Deus, seja qual o nome que LHE dêem, por tudo !

RESUMO

Quando se iniciaram as construções de usinas nucleares com propósitos voltados à produção de energia elétrica, na década de 1950, não existia, na fase de projeto, uma preocupação muito acentuada quanto ao tempo de vida útil que se esperaria de tal empreendimento. Ao mesmo tempo, tanto a experiência de projeto quanto de operação e manutenção de tais complexos industriais, não tinham proporcionado uma quantidade de dados suficientemente robusta para que fosse levantada a questão de impactos das interações advindas do meio ambiente e das condições de operação das usinas com seus reflexos no tempo de vida útil das mesmas.

No caso mais emblemático desta filosofia, que seria o das usinas americanas, as premissas para o tempo de vida útil esperada eram simplesmente baseadas num cálculo de mercado que levava em conta a expectativa de retorno do capital investido e assim as análises de segurança e todas as outras necessárias foram feitas com base neste tempo previsto. Estes cálculos foram determinantes para que a Comissão Reguladora Nuclear americana aprovasse a operação das plantas nucleares por um tempo de 40 anos e incluísse este limite em suas licenças de operação. Como reflexo desta postura as usinas nucleares construídas ao longo do tempo em vários países, incluindo o Brasil, com tecnologia americana e seguindo os seus padrões, adotaram este tempo de licença de operação.

Com o tempo de operação e as projeções de retorno de capital e a constatação de que os projetos eram capazes de suportar mais alguns anos em operação segura, as empresas solicitaram e obtiveram a aprovação para uma extensão de tempo de vida, desde que pudessem comprovar algumas premissas definidas pela Comissão Reguladora Americana (NRC) através de um capítulo específico no código federal de normas identificado como 10CFR. Este capítulo especifica as condições necessárias para se comprove que as usinas nucleares seriam capazes de operar com segurança pelo tempo a que se propunham.

O propósito deste trabalho é, utilizando referências e literatura disponíveis na indústria mundial relacionadas com técnicas e tecnologias de manutenção e outros focados na área nuclear, propor uma metodologia de modo a se obter um processo de

monitoração de confiabilidade de sistemas eletrônicos que, levando em conta aspectos relacionados ao envelhecimento de seus componentes e sem interferir demasiadamente nos modos de operação das usinas nucleares, forneça suporte às mesmas para propor a extensão de vida útil de operação, em conjunto com as outras avaliações previstas nas normas.

Com a utilização dos resultados de testes executados em partes de sistemas de controle de barras (SCB) e de proteção do reator (JR), foi possível comprovar a eficiência dos processos propostos e sua comprovada possibilidade de monitorar a confiabilidades dos sistemas, a partir de uma modernização nas formas de análise e de modos de execução dos testes. A partir do acompanhamento frequente dos resultados dos testes e verificação de tendências de variáveis é possível a prevenção de falhas dos sistemas eletrônicos de controle e proteção com uma boa margem de confiança.

Constatou-se, no caso do sistema de controle de barras avaliado, que a técnica de busca de falhas no modelo atual, não proporciona condições de prevenção de falha inadvertida, mas que é possível, com pequenas alterações, adequá-la à monitoração da condição. Em relação ao sistema de proteção do reator (JR) alvo do estudo, foi possível verificar que apenas com a implantação de um modelo de acompanhamento de condição operacional a partir dos dados de teste, se compilados e analisados por metodologia e pessoal capacitados, proporcionará condições de predição a partir da avaliação destes resultados, permitindo a manutenção a partir da monitoração da condição.

PALAVRAS-CHAVE

Confiabilidade, Degradação por Envelhecimento, Extensão de Vida, Segurança, Módulo, Cartão, Usinas Nucleares.

ABSTRACT

As nuclear power plants construction, focusing on electric power generation initiated in the 1950s, there was no strong concern about the lifetime expected from such a plant in the design phase. At the same time, both the design as well as the operation and maintenance experience of such industrial complexes had obviously not provided an sufficiently robust data amount to evaluate the impacts from the interactions with the environment and the operating conditions of plants reflecting in their life time. In most emblematic case of this philosophy, which would be of American plants, the assumptions for the expected lifetime were simply based on a calculation that took into account the expected return on invested capital. These calculations were decisive for the US Nuclear Regulatory Commission approval of nuclear plants operation for a period of 40 years and its inclusion as a limit in their operating licenses. Reflecting this attitude, nuclear plants built over time in several countries, including Brazil, based on american technology and following their standards, adopted this operating time license. As the operating time and return projections of capital prove that the projects were able to afford a few more years of safe and profitable operation, the companies requested and obtained approval for a lifetime extension, provided they could prove some assumptions defined by the US Regulatory Commission through a specific chapter in the Code of Federal Rules. This chapter specifies the conditions necessary to prove that the plants would be able to operate safely for the time extension they proposed. The purpose of this paper is, by using available guides and literature in the global industry related to technical and maintenance technologies and others focused in the nuclear area, to propose a link between them in order to obtain an electronic system reliability monitoring process approach, taking into account and including aspects related to aging of components and without unduly interfering in plant operating modes. This will provide, for the electronic systems, the same lifetime extension analyses support related to operation, as the other evaluations of standard components. Using the results data from surveillance tests performed on parts of control and protection systems it was possible to prove the efficiency of the suggested processes and also to prove the ability to monitor the systems reliability, through a modernization

in the way execution and analysis modes are done. Using frequent monitoring of surveillance tests results and checking variables trends it is possible to prevent electronic control and protection systems failure with a good margin of confidence. It was found that in the case of the evaluated part of a control system, the fault search technique, in the current model, provides no inadvertent failure prevention conditions, but it is possible, with minor modifications, to adapt it to for a monitoring condition. Regarding the protection system part evaluated, we found out that, with just a simple implementation of an operating condition monitoring model using the test data compiled and analyzed by a current methodology by skilled personnel will provide a strong possibility of conditions prediction from the evaluation of results, allowing to migrate to a monitoring condition approach for maintenance of protection systems.

Keywords: Reliability, Ageing, Life Extension, Safety , Module, Electronic Card, Nuclear Power Plants

ÍNDICE

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO	17
1.1 Contextualização.....	17
1.2 Motivação	26
1.3 Objetivo	24
1.4 Organização do Trabalho	25
CAPÍTULO 2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS	25
2.1 Visão Geral de Operação de uma Usina Nuclear Tipo PWR	25
2.1.1 Sistemas de instrumentação e Controle.....	29
2.2 Evolução da Manutenção – Terminologia e História	33
2.2.1 Metodologia Tradicional de Manutenção.....	40
2.2.1.1 Classificação	40
2.2.2 O Processo de Manutenção Centrada em Confiabilidade.....	44
2.2.2.1 Definições na Manutenção Centrada em Confiabilidade.....	46
2.2.2.2 Técnicas de Gerenciamento de Falhas	52
2.3 Evolução da indústria Nuclear e Marcos Regulatórios de Manutenção	53
2.3.1 Normas da CNEN que regem a Manutenção - NE 1.21 e NE 1.26	60
2.3.2 A Monitoração de Eficácia em Usinas Nucleares (10CF50.65).....	62
2.3.3 Os Guias 93-01 do NUMARC e 1.160 da NRC	64
2.3.4 Renovação de Licença de Operação de Reatores Nucleares.....	71
2.3.4.1 Programa de Gerenciamento de Envelhecimento de Usina Nuclear	74

2.3.4.1.1 Fatores Contribuintes para os Processos de Envelhecimento	76
CAPÍTULO 3 METODOLOGIA.....	80
3.1 Programas de Gerenciamento de Envelhecimento e de Monitoração de Eficácia de Manutenção	79
3.1.1 Bases para Abordar o Envelhecimento de Sistemas Eletrônicos	84
3.1.1.1 Princípios Proativos de Proteção	85
3.1.1.1.1 Aplicação de um Intervalo de Teste Periódico	86
3.1.1.1.2 Modelagem de Confiabilidade	86
3.1.1.1.3 Avaliação Operacional e Monitoramento de Condição.....	87
3.1.1.1.4 Monitoração Contínua	87
3.1.2 Integração dos Métodos	88
3.1.3 Modos de Falhas por Envelhecimento de Cartões Eletrônicos	88
3.1.3.1 Dados de Falha Específicos de Componentes.....	89
3.1.4 Seleção de Métodos para Detecção de Falhas em Cartões	90
3.1.4.1 Método 1 - Inspeções Periódicas	91
3.1.4.2 Método 2 - Modelos de Confiabilidade	93
3.1.4.3 Método 3 - Medição de Resistência	95
3.1.4.4 Método 4 - Medidas de Comparação de Sinais.....	96
3.1.4.5 Método 5 - Sistemas de Medição Passivos.....	98
3.1.4.6 Método 6 - Sistemas de Medição Ativos	99
3.1.5 Revisão de Métodos e Técnicas	103

3.1.6 Processo de Seleção de Metodologia de Monitoração de Envelhecimento em Cartões Eletrônicos	108
3.1.7 Envelhecimento de Componente Eletrônico.....	110
3.1.8 Elementos do Processo de Decisão.....	111
3.1.8.1 Elemento de Decisão 1 – Importância.....	112
3.1.8.2 Elemento de Decisão 2 – Observação	116
3.1.8.3 Elemento de Decisão 3 – Detecção	117
3.1.8.4 Elemento de Decisão 4 – Previsibilidade	119
3.1.8.5 Elemento de Decisão 5 –Reparabilidade	121
3.1.9 Mapas de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos Eletrônicos.....	122
CAPÍTULO 4 APLICAÇÃO DO MÉTODO E ESTUDO DE CASOS	125
4.1 Sistema de Controle de Barras modelo Westinghouse	125
4.2 Sistema de Proteção do Reator modelo KWU	134
4.2.1 Descrição do Sistema.....	135
4.2.2 Funções do Sistema de Proteção do Reator	137
4.2.3 Critérios de Projeto.....	137
4.2.4 Detecção de Falhas.....	138
4.2.5 Arranjo Espacial	140
4.2.6 Monitoração de Operabilidade e dos Testes	143
4.2.7 Montagem do Sistema.....	144
4.2.7.1 Aquisição de Valores de Medição Analógica.....	145
4.2.7.3 Sistema de 6 Contatos de Início de Desarme do Reator.....	146

4.3 Avaliação do Processo Atual.....	147
CAPÍTULO 5 RESULTADOS E CONCLUSÕES	163
CAPÍTULO 6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	166

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 01 – Diagrama Genérico de uma Usina Nuclear PWR (ELETRONUCLEAR 1996)

Figura 02 – Barreiras de Segurança (ELETRONUCLEAR 1996)

Figura 03 – Gerações de Filosofias de Manutenção (Moubray 1997)

Figura 04 - Curva da Banheira (Moubray 1997)

Figura 05 – Curvas Típicas de Padrões de Falhas adaptação de Smith 1993

Figura 06 – Curvas Típicas de Padrões de Falhas adaptação de Moubray 1997

Figura 07 – Intervalo Falha Potencial x Falha Funcional

Figura 08 – Atividade Proativa de Busca de Falha

Figura 09 - Organograma da Comissão Nacional de Energia Nuclear

Figura 10 – Fluxo do processo do NRC 10CFR50.65, 2015

Figura 11 – Fluxo do Processo do INPO - AP 913

Figura 12 - Potencial de técnicas para identificar precursores de falha por envelhecimento em componentes eletrônicos (EPRI 2004)

Figura 13 – Potencial de técnicas para identificar precursores de falha por envelhecimento em circuitos integrados e chips(EPRI 2004)

Figura 14 – Potencial de técnicas para identificar precursores de falha por envelhecimento em placas eletrônicas(EPRI 2004)

Figura 15 – Relação entre o método de detecção, técnica e categoria de monitoração (EPRI 2004)

Figura 16 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Controle (EPRI 2004)

Figura 17 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção (EPRI2004)

Figura 18 - Diagrama de causa e efeito apontando envelhecimento de componente

Figura 19 - Diagrama de causa e efeito evento seguinte

Figura 20 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Controle – Sistema de Controle de Barras A1 -Atual

Figura 21 - Diagrama do Sistema de Proteção do Reator – Seções Analógica, Lógica e Controle (PWR-KWU)

Figura 22 - Procedimento de Teste do Sistema de Proteção do Reator(PWR-KWU)

Figura 23 - Distribuição de Testes de “Busca de Falhas” (Surveillance) (PWR-KWU)

Figura 24 - Primeiro Elemento Analógico Monitorado (PWR-KWU)

Figura 25 - Segundo Elemento Analógico Monitorado – Conversor Corrente Tensão I/U (PWR-KWU)

Figura 26 - Terceiro Elemento Analógico Monitorado – Monitor de Valor Limite(PWR-KWU)

Figura 27 - Tabela de Valores Encontrados em Teste do Sistema de Proteção do Reator (PWR-KWU)

Figura 28 - Folha de teste da seção lógica do sistema de proteção do reator (PWR-KWU)

Figura 29 - Gráficos de Tendências para Circuito – Monitor de Valor Limite(PWR-KWU)

Figura 30 - Gráficos de Tendências para Circuito – Transdutor – Conversor

Figura 31 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção – Sistema de Proteção do Reator A2 - Atual

Figura 32 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção – Sistema de Proteção do Reator A2 - Melhoria

LISTA DE ABREVIATURAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AIEA	Agencia Internacional de Energia Atômica (IAEA)
ASTM	American Society for Testing and Materials
BC	Barra de Controle
CBM	Manutenção Baseada na Condição
CFR	Code of Federal Rules
CNEN	Comissão Nacional de Engenharia Nuclear
EPRI	Electric Power Research Institute
ESC	Estrutura, Sistema e Componentes
IAEA	International Atomic Energy Agency
I/O	Entrada /Saída
IEN	Instituto de Engenharia Nuclear
MCC	Manutenção Centrada em Confiabilidade
NEI	Nuclear Energy Institute
MTBF	Tempo Médio Entre Falhas
NUMARC	Nuclear Utility Maintenance Resources Council
NRC	Nuclear Regulatory Commission
PWR	Pressurized Water Reactor

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Ao longo dos anos tem sido constatado que as grandes indústrias complexas, entre elas as geradoras de energia elétrica com base em combustíveis fósseis, apresentam problemas relacionados a degradação por envelhecimento após aproximadamente 10 anos de operação.

As usinas nucleares também sofrem com a degradação por envelhecimento de seus componentes que podem vir a afetar sua disponibilidade bem como sua confiabilidade se não forem tomadas medidas adequadas mesmo considerando que as licenças de operação foram concedidas para um período de 30 a 40 anos, de acordo com os resultados de seus relatórios finais de análise de segurança, e que os projetos são, em sua maioria, conservadores.

Ao longo dos anos a construção de novas usinas nucleares tem oscilado bastante, com picos entre os anos 1960-1980, apontando para um tempo médio de operação de 28,8 anos. Estariam, portanto completando seu tempo de vida útil previsto e deveriam ser comissionadas, tendo sua geração substituída por novos projetos, ou estenderem sua vida operacional.

No mercado nuclear americano, de 99 usinas nucleares em operação em 2015, 75 delas já obtiveram a aprovação para a extensão de vida e 45% das unidades que receberam esta aprovação já operam no período estendido (Schneider M. e Froggatt, A. 2015).

O envelhecimento, definido como uma degradação contínua de material, dependente de tempo, devido às condições de serviço, incluindo a operação normal e condições de transientes pode afetar a capacidade de componentes, sistemas, ou estruturas de executar a sua função pretendida. Ele representa, assim, as alterações cumulativas ao longo do tempo ocorrendo dentro de um componente ou estrutura devido a um ou mais fatores

O envelhecimento afeta todos os componentes de uma usina, de formas diversas, mas nem sempre causando prejuízos significativos apesar de normalmente envolverem uma redução gradual da capacidade de desempenho. Ele afeta tanto os componentes ativos, isto é, aqueles que possuem partes móveis e que mudam sua configuração ou propriedades para desempenhar suas funções (exemplo bombas, motores, etc.), quanto os passivos, os quais não possuem partes móveis nem alteram sua configuração para cumprir sua função (por exemplo, vasos de pressão, tubulações, válvulas, etc.) para os quais a detecção do problema é mais complexa e se torna realmente um fator significativo na determinação dos limites de vida ou da extensão vida de centrais nucleares.

A taxa de envelhecimento depende fortemente das condições de serviço e da sensibilidade do material para aquelas condições fazendo com que se deva manter um processo de acompanhamento bem estruturado durante todo o período de operação para detectar quaisquer alterações que venham a ocorrer. O envelhecimento de uma usina nuclear com certeza afeta a eficiência da geração de energia elétrica, mas pode vir a comprometer a confiabilidade e segurança da usina caso a degradação de estruturas, sistemas e componentes não seja detectada antes da perda da capacidade funcional, e se não forem tomadas medidas corretivas a tempo, pois o processo de degradação por envelhecimento altera a probabilidade de falhas em componentes e, pode portanto, levar à ocorrência de eventos significantes.

No caso de falhas por envelhecimento de sistemas e componentes elas poderiam convergir para falhas simultâneas já que as redundâncias seriam da mesma idade apesar de estarem em condições de operação um pouco diversas devido ao layout e performances individuais dos equipamentos. A necessidade de se obter dados

e conclusões a partir destes para a avaliação dos problemas causados por envelhecimento, em uma visão proativa, resulta do fato de que o projeto com redundâncias e diversidades, seria um meio altamente eficiente de proteção contra as consequências de falhas aleatórias de equipamentos e garantia de que pelo menos uma cadeia completa de sistemas de segurança funcional em todos os momentos da operação da planta como preconizado por Moubray (MOUBRAY, J., 1997). A falha por envelhecimento não identificada a tempo pode causar perda da capacidade de operação de um equipamento ou sistema e ser replicada nas redundâncias.

Nos Estados Unidos, as empresas proprietárias de usinas nucleares formaram, ao final de 1985, um comitê gestor do processo de extensão de vida (NUPEX) para fornecer uma visão geral e coordenar as atividades de renovação e extensão da vida na indústria nuclear americana e suas relações com os requisitos da Comissão Reguladora Nuclear dos EUA (NRC). O Instituto de Pesquisas de Energia Elétrica (EPRI), o Departamento de Energia (DOE), e as empresas proprietárias financiaram as atividades do programa NUPLEX que desenvolveu as bases técnicas para decisões sobre a extensão da vida e os requisitos regulatórios da NRC sobre a renovação da licença.

Com isso as empresas demonstraram seu propósito de estender a vida de suas unidades tendo como premissas o desenvolvimento das bases técnicas de suporte à extensão da vida e trabalhando em conjunto com a NRC no estabelecimento de um processo de renovação da licença que pudesse ser claro, estável e previsível.

Por seu lado a Comissão Reguladora Nuclear dos EUA (NRC) instituiu seu programa de pesquisas relacionado com envelhecimento chamado Nuclear Power Plant Ageing Research (NPAR) envolvendo:

- identificação e seleção de componentes cujo envelhecimento tenham um grande impacto na segurança;
- avaliação das margens de segurança de base de projeto, testes de qualificação, experiência operacional, opiniões de especialistas, desenvolvimento de métodos de testes repetitivos, inspeção, monitoramento e manutenção;

- estudos de engenharia e verificação de métodos de inspeção, monitoramento e manutenção, exames in situ, coleta de dados de equipamentos em serviço etc...

Assim, a extensão da vida usina nuclear (NUPLEX) foi discutida em várias perspectivas resultando a constatação de que o envelhecimento é um problema atual para as usinas em operação e que os métodos atuais de testes, monitoramento e manutenção não são adequados para lidar com a questão do envelhecimento. Faz-se necessária a criação de bancos de dados de resultados de testes operacionais, testes em serviço e testes de busca de falhas para possibilitar a monitoração e análise das tendências dos equipamentos e sua confiabilidade.

O perfeito entendimento dos mecanismos de envelhecimento que ocorrem em uma usina nuclear possibilita que os operadores possam fazer a identificação sistemática da degradação por envelhecimento de equipamentos e componentes importantes para a segurança e confiabilidade. Este entendimento permitirá o acompanhamento da tendência da degradação por envelhecimento e sua mensuração como forma de possibilitar ações de prevenção de falhas. O programa NUPLEX desenvolveu as bases técnicas para decisões sobre a extensão da vida a serem submetidas à NRC sobre a renovação da licença.

As usinas nucleares brasileiras obtiveram licença de operação para 40 anos e para que seja possível a proposição de uma extensão de vida é necessário que se comprove a confiabilidade de seus sistemas, equipamentos e estruturas entre outros requisitos tais como análises de segurança de todos os equipamentos com qualificação ambiental, ou que desempenhem funções relacionadas com choque térmico pressurizado, proteção contra incêndio etc. previstos no processo de renovação de licença de operação aplicado pela NRC e que, provavelmente, servirá de modelo para o Brasil.

Para cumprir este requisito são feitos acompanhamentos de degradação por envelhecimento, desgaste e da obsolescência progressiva de outros componentes, bem como da eficácia dos programas de manutenção das usinas.

A implantação do Programa de Monitoração da Confiabilidade da Planta que se divide em três pilares:

1. Programa de Monitoração de Confiabilidade de Equipamentos e Sistemas de Segurança

2. Programa de Monitoração de Confiabilidade de Prédios e Estruturas de Segurança (em implantação)

3. Programa de Monitoração de Confiabilidade de Sistemas Eletrônicos de Segurança (em implantação)

Devemos lembrar sempre que, apesar de terem uma vida útil extensa sem problemas relevantes de desgaste, sistemas eletrônicos dependem de vários fatores para sua operação correta e segura. Os sistemas eletrônicos de usinas nucleares são projetados com elevado nível de exigências técnicas as quais devem ser garantidas ao longo de todo o seu tempo de vida. Apesar disto, sabe-se que os sistemas eletrônicos sofrem processos físico químicos de envelhecimento que podem conduzir a falhas, sejam elas aparentes ou ocultas.

O Programa de Monitoração de Confiabilidade de Sistemas Eletrônicos de Segurança visa monitorar o desempenho dos sistemas eletrônicos no decorrer da sua utilização pela usina através da utilização dos resultados das atividades de busca de falhas (surveillance) para a geração de gráficos de tendência, de forma a subsidiar a política de investimentos da empresa na troca ou modernização destes sistemas, em adição às práticas de monitoração dos programas de surveillance (atividades de busca de falhas).

A escolha de um modelo de monitoração pode ser feita a partir da avaliação das técnicas propostas pelo EPRI 1011709 2005 como alternativas para a melhoria do processo atualmente em uso para manutenção dos sistemas eletrônicos de usinas nucleares. Neste seu estudo, o EPRI apresenta vários modelos e neles várias técnicas para monitorar a confiabilidade dos circuitos e seus componentes. Entretanto, de acordo com a configuração dos sistemas eletrônicos em operação nas usinas tipo PWR, modelos Westinghouse e KWU, algumas destas opções são de difícil aplicação

pois demandariam modificações de projeto, instalação de equipamentos mais modernos no lugar dos existentes e ainda a criação de metodologia de pesquisa e coleta de dados dedicada ao processo de monitoração de confiabilidade.

As técnicas potencialmente úteis para o monitoramento do envelhecimento dos sistemas eletrônicos podem ser agrupadas em seis métodos: testes periódicos, modelagem de confiabilidade, medidas de resistência, comparação de sinais, medições externas (passivas) e internas (ativas), cada uma representando diferentes abordagens teóricas para detecção e avaliação, com suas vantagens e desvantagens significativas.

1.2 Motivação

Ao longo dos anos de operação de usinas nucleares em todo o mundo o potencial das atividades de manutenção na garantia dos requisitos de segurança previstos no projeto original sempre esteve em foco. Com uma ênfase crescente na utilização de técnicas e métodos cada vez mais apurados e modernos para a manutenção dos sistemas, estruturas e equipamentos as operadoras têm se ocupado também em ter uma visão econômica.

Com a constatação de que a viabilidade econômica das usinas nucleares passa pela preservação da sua capacidade de geração de energia, obtida com a operação e manutenção corretas de seus ativos e garantindo a preservação das suas funções de segurança, as empresas proprietárias têm buscado aplicar lições aprendidas de outras usinas ou mesmo de outras indústrias complexas.

As várias entidades intervenientes no campo da geração de energia nucleoeleétrica contribuem significativamente nas pesquisas de novos métodos que poderiam, desde que comprovadamente eficientes, proporcionar maior segurança na operação das usinas. Ao se pesquisar estas fontes (EPRI Electric Power Research Institute; AIEA Agencia Internacional de Energia Atômica; NUMARC – Nuclear Management and Resource Council, etc.) podemos constatar um grau de sofisticação crescente nas abordagens adotadas e a obtenção de resultados significativos na preservação da segurança e da capacidade produtiva das usinas nucleares

demonstrados na redução do número de desligamentos não programados e no aumento das suas confiabilidade e disponibilidade.

A maior contribuição neste campo se relaciona aos resultados obtidos com sistemas e equipamentos ativos que representam a maioria das causas de eventos ocorridas nas unidades de produção de energia nucleoeleétrica. Com os problemas sendo resolvidos ou antecipados por estas técnicas foi se tornando evidente a necessidade de se atentar para os sistemas passivos durante a operação das plantas. Esta atenção já fazia parte das preocupações com as atividades de manutenção e foi reforçada com o advento das aplicações dos pedidos de extensão de tempo devida das usinas feitas pelas empresas proprietárias. O mercado americano, detentor de um parque gerador nucleoeletrico significativo, proporcionou um grande desenvolvimento nesta área, a partir das definições dos códigos federais e sua aplicação pela comissão americana de regulação nuclear na aprovação destes pedidos.

Uma das constatações relacionadas aos equipamentos, sistemas e componentes foi que, devido ao rigor sempre adotado nas normas e requisitos nucleares, muitos das suas exigências se revelaram importantes para a garantia de que a extensão de vida já estava sendo coberta, em alguns aspectos, pelas atividades de manutenção das unidades.

A manutenção correta e a execução adequada dos testes dos sistemas de instrumentação se mostram como atividades das mais significativas na meta de redução dos desligamentos não programados das usinas nucleares, que são fatores relevantes na degradação dos equipamentos e sistemas passivos.

A partir da possibilidade de se aliar técnicas modernas de manutenção com métodos já consagrados de formulação de programas de manutenção surgiu a motivação para este trabalho visando determinar a possibilidade do desenvolvimento de novas formas de execução de atividades de manutenção e obtenção de dados suficientes para suportar uma solicitação de extensão de vida útil das usinas.

1.3 Objetivo

Nosso objetivo com este trabalho é, a partir do estudo e da adaptação das técnicas sugeridas pelo Electric Power Research Institute (EPRI 1011709 2005) e sua aplicação em exemplos reais de medição, apresentar uma metodologia de análise das tendências de parâmetros mensuráveis em sistemas de controle e proteção, e a partir destes dados, criar gráficos de tendências para monitoração da confiabilidade dos cartões eletrônicos destes sistemas. O resultado final será a garantia de que esta comprovação de confiabilidade, relacionada aos sistemas eletrônicos, seja consistente e proporcione a visão da confiabilidade aos sistemas, conduzindo a uma vida útil de extensão máxima e uma redução nas necessidades de trocas e modernizações. Esta metodologia está alicerçada nos conceitos de Manutenção Baseada em Confiabilidade de Moubray 1997 ao mesmo tempo em que atende às exigências contidas nos códigos americanos para monitoração da eficácia de manutenção 10CFR50.65, 2015 e para os requisitos de renovação de licença de operação de usinas nucleares 10CFR54 2016. Através da constatação de que os resultados obtidos formam uma base sólida para a monitoração de confiabilidade dos cartões eletrônicos, poderá ser feita a ampliação do universo de sistemas monitorados e assim a extensão da coleta de dados e a monitoração contínua da confiabilidade dos mesmos.

Assim, a partir da comprovação da validade das premissas das fontes utilizadas (EPRI 1003568/1007079/1008166/1011709) pelo autor nos estudos de casos feitos, busca-se determinar a validade de uma abordagem modernizada para a obtenção de resultados mais confiáveis na monitoração da condição dos sistemas eletrônicos de controle e proteção em usinas nucleares.

Ao longo do texto e, principalmente, nos estudos de casos, demonstra-se que existe um campo vasto para a montagem de indicadores de confiabilidade dos sistemas eletrônicos com base nos procedimentos atuais, tais como curvas de tendência e estatísticas de falhas, bem como oportunidades de melhoria na metodologia de aplicação dos métodos atuais.

Os resultados obtidos preservam as funções de segurança destes sistemas eletrônicos e a antecipação de seus defeitos, através da monitoração de sua

confiabilidade, proporcionando uma manutenção planejada a partir de atividades não intrusivas.

Além destas vantagens, as usinas passam a contar com uma ferramenta poderosa na priorização de aplicação de investimentos de modernização dos sistemas eletrônicos de controle e proteção a partir da projeção dos seus dados de degradação no tempo, obtidos pela monitoração de confiabilidade.

1.4 Organização do Trabalho

O presente trabalho está distribuído em seis capítulos, sendo o primeiro de introdução, seguido pelo capítulo 2, destinado à apresentação dos fundamentos teóricos que sustentam o trabalho. No capítulo 3 é apresentada a metodologia a ser utilizada no trabalho. O capítulo 4 mostra a aplicação do método e como se obtém os resultados nos estudos de casos. No capítulo 5 será feita a avaliação dos resultados obtidos e finalmente no capítulo 6 está exibida a bibliografia de suporte ao trabalho realizado.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2 Visão Geral de Operação de uma Usina Nuclear Tipo PWR

A função de uma usina nuclear é transformar a energia contida nos elementos combustíveis colocados no núcleo de um reator em uma forma segura e economicamente viável de energia elétrica (figura 01).

Usinas nucleares funcionam dentro dos mesmos princípios das usinas térmicas convencionais com a diferença que não usa combustão de carvão, óleo ou gás, mas sim o urânio, seja enriquecido ou não, de acordo com o tipo de reator a ser utilizado. Descreveremos, muito simplificada, o ciclo em uma usina com reator abastecido com urânio enriquecido e circuito de refrigeração pressurizado, conhecida

com PWR (Pressurized Water Reator). Isto significa que a maioria do urânio presente nos elementos combustíveis é formado por urânio 238, que não é físsil, e apenas uma pequena porcentagem, em torno de 2,5 % é de urânio 235, apropriado para a geração de energia. Os elementos combustíveis das usinas são compostos por varetas cheias de pequenas pastilhas cerâmicas de urânio (UO₂).

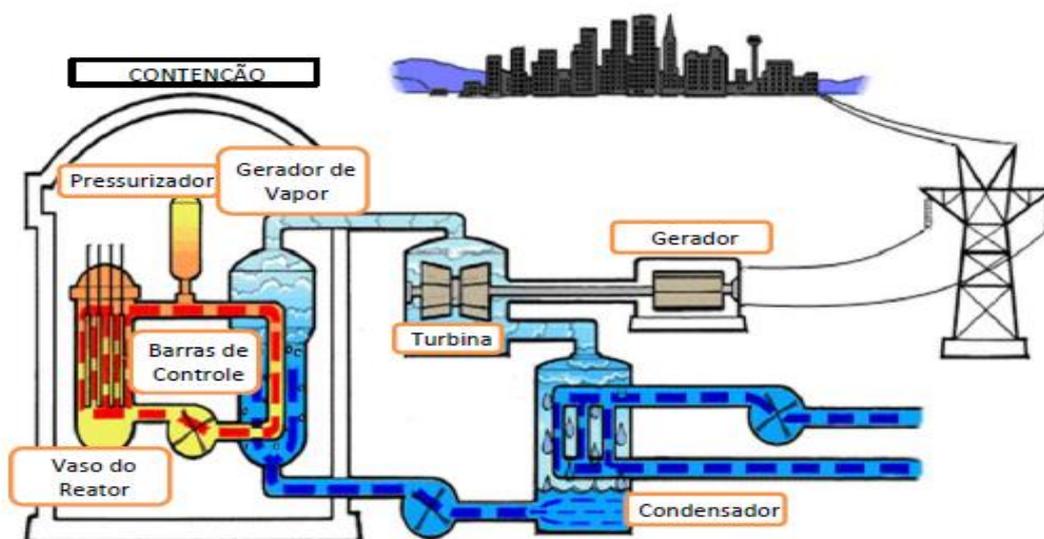


Figura 01 – Diagrama Genérico de uma Usina Nuclear PWR (ELETRONUCLEAR 1996)

A energia liberada pela fissão, no núcleo do reator, transforma-se rapidamente em calor que aquece a água do Sistema de Refrigeração do Reator. O calor, assim produzido, é transportado pela água do sistema primário aos geradores de vapor, por meio de bombas de refrigeração, em circuitos paralelos. Nos geradores de vapor, a água do sistema primário transfere seu calor, através dos tubos destes geradores, para a água do sistema secundário que se transforma em vapor saturado. O vapor produzido é expandido nas turbinas acionando o gerador elétrico. Os tubos dos geradores de vapor promovem uma separação entre a água do sistema primário e a do sistema secundário evitando, assim, que substâncias radioativas, eventualmente presentes no sistema de refrigeração do reator, contaminem o circuito água-vapor.

No circuito água-vapor, a água de alimentação dos geradores de vapor é retirada do tanque de água de alimentação por meio das bombas de água de

alimentação e preaquecida em trocadores de calor por extrações das turbinas. O vapor, após sua expansão nas turbinas, é condensado nos condensadores e o condensado resultante é conduzido, pelas bombas de condensado principal, ao tanque de água de alimentação onde é promovida uma desgaseificação do mesmo.

As bombas de água de circulação captam a água do mar, ou outra fonte de água de resfriamento, forçam sua passagem pelos condensadores onde ela absorve o calor resultante da condensação do vapor e a descarrega, onde o calor residual é finalmente rejeitado.

A utilização do calor obtido das extrações das turbinas para preaquecer o condensado e a água de alimentação promove uma menor rejeição de calor para o meio ambiente, o que implica num aproveitamento mais eficiente da energia gerada pelo reator.

O gerador elétrico acoplado ao eixo da turbina produz a eletricidade que abastece a rede de energia elétrica. É importante salientar que todos os sistemas de circulação de água são independentes, não havendo contato direto entre eles.

As usinas nucleares possuem sistemas de segurança redundantes, independentes e fisicamente separados, em condições de resfriar o núcleo do reator e os geradores de vapor em situações normais ou de emergência, prevenindo também a ocorrência de acidentes.

Na situação improvável de perda de controle do reator em operação normal, esses sistemas independentes de segurança entram automaticamente em ação para impedir condições operacionais inadmissíveis.

Além de todos esses sistemas, as usinas nucleares têm sistemas de segurança passivos, que funcionam sem que precisem ser acionados por dispositivos elétricos incluindo as numerosas barreiras protetoras de concreto e aço, que protegem as usinas contra impactos externos (terremotos, maremotos, inundações e explosões) ou aumento da pressão no interior da Usina (figura 02).

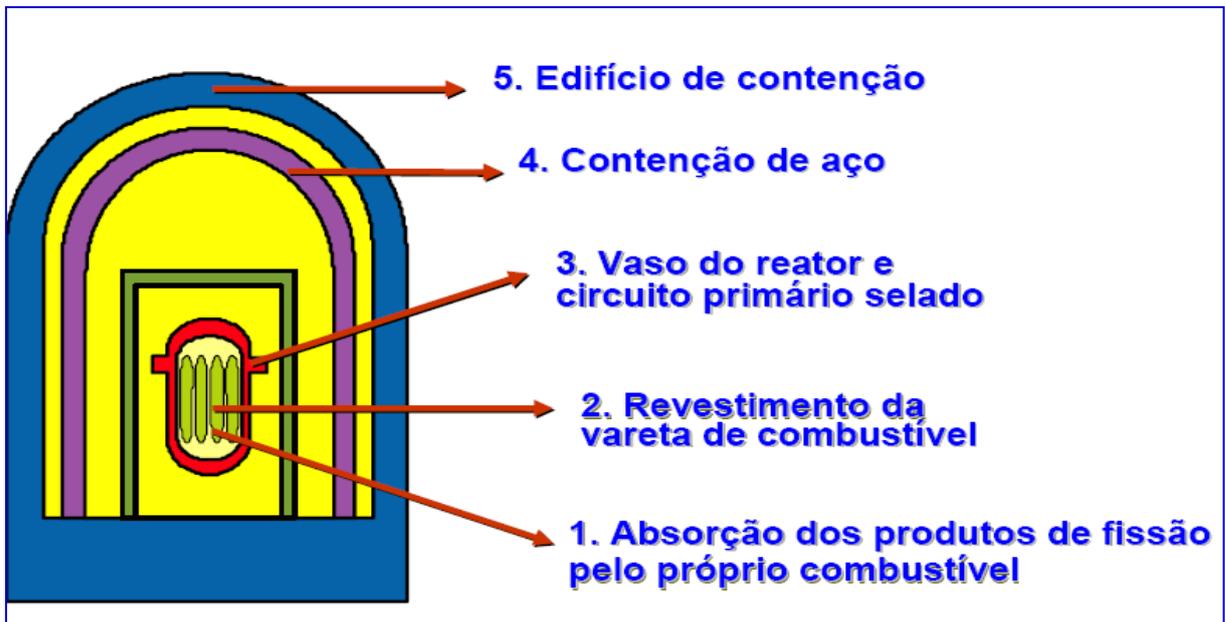


Figura 02 – Barreiras de Segurança (ELETRONUCLEAR 1996)

Cerca de 95% das substâncias radioativas de uma usina nuclear são geradas no núcleo do reator durante o funcionamento deste, quando da fissão nuclear do combustível. O próprio combustível nuclear funciona como barreira interna, pois a maior parte dos produtos que se originam no processo de fissão nuclear fica retida no interior da estrutura cristalina dessas pastilhas. Apenas uma pequena fração dos produtos de fissão voláteis e gasosos consegue escapar ficando, entretanto, retida no interior das varetas, feitas de uma liga especial de zircônio e hermeticamente seladas, que contêm as pastilhas de urânio. Na eventualidade de microfissura em alguma vareta do elemento combustível, sistemas de monitoramento, purificação e desgaseificação atuam para garantir a segurança da operação do reator.

O sistema de refrigeração do reator funciona como uma barreira estanque, evitando a liberação de substâncias radioativas. O reator tipo água pressurizada, que é o mais utilizado no mundo – cerca de 60% dos reatores em operação no mundo, segundo dados do relatório anual da Agência Internacional de Energia Atômica, de 2015 (IAEA 2105) , é projetado para ter características de autorregulação, isto é, com o aumento de temperatura há uma diminuição de potência, exatamente para funcionar como freio automático contra aumentos repentinos de potência.

Ainda assim, para a remota possibilidade de o sistema de refrigeração permitir a liberação não controlada de substâncias radioativas, o reator está contido por um edifício de aço estanque, denominado Prédio de Contenção. Tal barreira é projetada para evitar qualquer liberação de radioatividade no caso do mais sério acidente de falha da refrigeração do núcleo do reator. Essa contenção de aço está protegida de impactos externos por um edifício de paredes de concreto armado. Durante a operação normal da Usina, a pressão no lado de dentro do edifício do reator é mantida abaixo da pressão atmosférica externa, exatamente para impedir que produtos radioativos possam escapar do interior da Usina para o meio ambiente. Todas essas barreiras são devidamente testadas durante a construção e montagem da Usina, e suas integridades verificadas no decorrer da operação da mesma. Grande parte das ações que visam neutralizar ocorrências anormais na usina é automática (ELETRONUCLEAR 1996)

2.2.1 Sistemas de Instrumentação e Controle

A tarefa da Instrumentação e Controle é tornar possível a operação da usina pelo homem ou por meio de dispositivos automáticos.

Os dispositivos de instrumentação e controle abrangem os sistemas de medição, proteção, controle, acionamento e monitoração, bem como a sala de controle. A condução da operação e da monitoração de todos os sistemas, necessários ao processo de transformação de energia, é efetuada a partir da sala de controle principal. Alguns sistemas auxiliares são operados a partir painéis locais de controle. A sala de controle e os painéis locais de controle estão ligados aos sistemas da usina através de sensores, de mecanismos automáticos e do controle de acionamentos. O estado e a mudança de estado de um sistema são informados, através de sensores analógicos e binários, aos mecanismos automáticos de atuação, controle, proteção e monitoração bem como ao pessoal da sala de controle. Os comandos, necessários para a manutenção da operação requerida de um sistema, chegam aos atuadores através dos controles de acionamento.

2.2 Evolução da Manutenção – Terminologia e História

Para contextualizarmos a atividade de manutenção enquanto relacionada com a confiabilidade dos sistemas eletrônicos faz-se necessário acompanharmos a evolução deste campo da engenharia. A primeira etapa é darmos uma clareza maior a ela, a partir de pontos de referência como a seguir.

O termo “Manutenção”, é definido pela norma NBR 5462 - Confiabilidade e Manutenibilidade da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, como a seguir:

“a combinação de todas ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida.”

e complementa com a definição de Item:

“qualquer parte, componente, dispositivo, subsistema, unidade funcional, equipamento ou sistema que possa ser considerado individualmente”.

Em seu livro *Reliability-Centered Maintenance*, JOHN MOUBRAY (1997) apresenta sua definição de manutenção como sendo simplesmente:

“Manutenção: É garantir que os ativos físicos continuem a fazer o que seus usuários querem que eles façam “

Ele também alinha a história da manutenção colocando-a sob a perspectiva de três gerações evolutivas distintas e apresenta as expectativas crescentes que se apresentam junto com estas etapas (Figura 03).

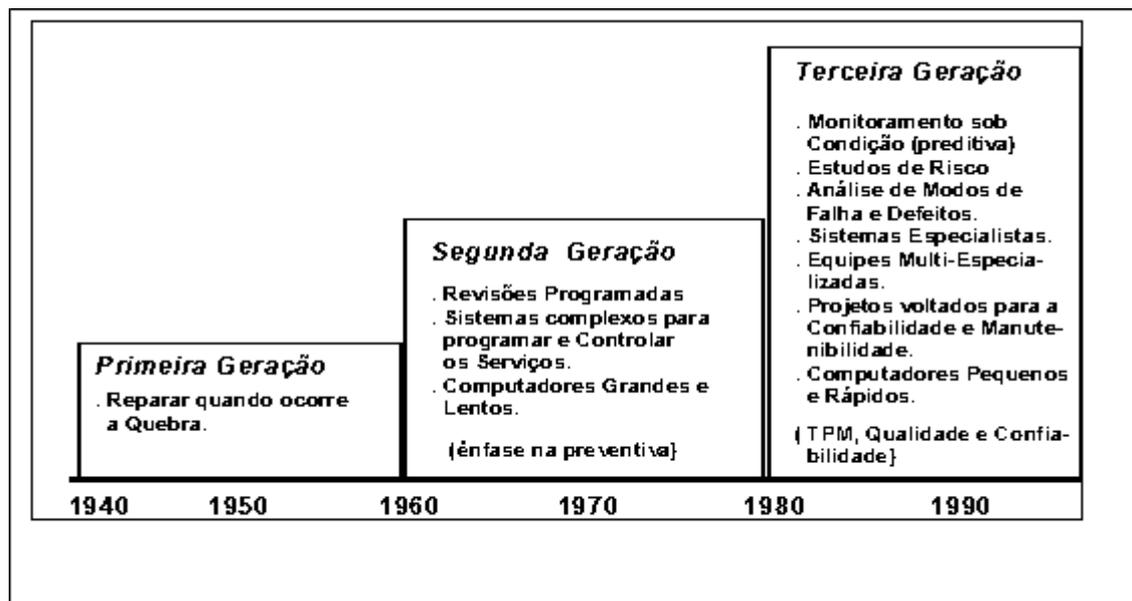


Figura 03 – Gerações de Filosofias de Manutenção (Moubray 1997)

A primeira geração segue até a Segunda Guerra Mundial e tinha como principais características a baixa mecanização da indústria e a pouca importância dada aos tempos em que os equipamentos ficavam indisponíveis para a produção. Estes mesmos equipamentos eram, na sua maioria, simples e superdimensionados. O resultado era uma confiabilidade elevada devido ao superdimensionamento e facilidade de reparo devido à simplicidade. Derivando destas características a gestão da manutenção tinha como base somente o reparo após a falha, existindo apenas tarefas de limpeza e lubrificação sem sistematização de atividades de prevenção de falhas ou defeitos.

A segunda geração veio a bordo da Segunda Guerra Mundial quando ocorreu a necessidade de suprir o mercado com produtos ao mesmo tempo em que a disponibilidade de mão de obra industrial caiu consideravelmente. A saída para esta situação foi o aumento da mecanização e da complexidade das máquinas. As fábricas se tornaram dependentes da produtividade e os tempos de indisponibilidade entraram na linha de atuação dos gestores.

Tendo em mente a necessidade de se manter a operação das máquinas por mais tempo e com mais confiabilidade os engenheiros se fixaram na ideia de que se poderia prevenir a ocorrência de falhas a partir da revisão periódica dos equipamentos já que todos eles tinham elementos com um tempo de vida esperado. Com isto foram criados os primeiros conceitos de manutenção preventiva periódica consistindo, na maioria dos casos em se executar uma revisão geral do equipamento em intervalos fixos de tempo.

Assim, as expectativas na segunda geração de manutenção seriam uma disponibilidade maior da fábrica, um tempo de vida mais longo para os equipamentos e, por associação, custos menores de produção.

A terceira geração, iniciada a partir dos anos 1970, se apoiava em três pilares: novas expectativas, novas pesquisas e novas técnicas.

Com os novos métodos de gestão de suprimentos a cada dia a disponibilidade e confiabilidade das fábricas se torna mais importante no que se refere aos tempos improdutivos da indústria. Em sua nova complexidade qualquer falha, mesmo em equipamentos pequenos, poderia causar a interrupção da produção.

Na mesma medida em que a automação crescia as consequências das falhas dos equipamentos ou sistemas afetava mais seriamente a produção, o ambiente e a segurança fazendo com que a manutenção da integridade dos ativos fosse além dos custos ou da sobrevivência organizacional.

A necessidade de modernização na automação trouxe consigo o aumento dos custos de manutenção e de aquisição dos ativos. Para se tornarem custo-efetivos os ativos devem ser mantidos operando efetivamente durante a maior parte do tempo. Assim as expectativas são uma maior disponibilidade e confiabilidade da indústria, maior segurança, melhores produtos, sem danos ao meio ambiente, maior vida útil e efetividade na relação custo x benefício.

As pesquisas que foram sendo feitas ao longo dos anos demonstraram que várias crenças arraigadas no senso comum não são realidade. Principalmente quando se associava a probabilidade de um ativo falhar ao seu tempo de vida. Seria como se

à medida em que acumulam tempo de operação, inevitavelmente, os ativos falhariam. Esta crença levou à curva da banheira típica na segunda geração de manutenção (figura 04).

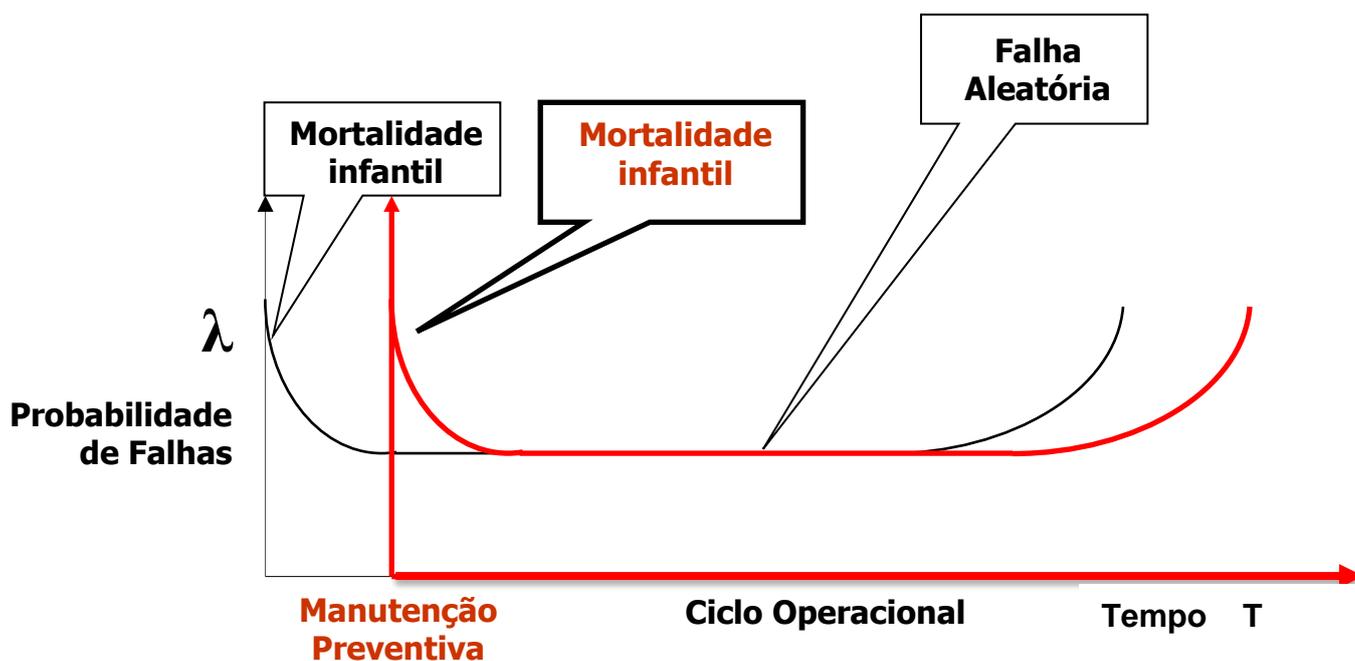


Figura 04 - Curva da Banheira (Moubray 1997)

Esta curva típica mostraria que, ao se iniciar o ciclo operacional dos ativos, aconteceria uma ocorrência de falhas maior e declinante seguida de um período em que estas falhas ocorreriam de forma aleatória. A última etapa seria composta pelos efeitos dos desgastes que iriam provocar uma subida na ocorrência de falhas nos ativos.

Ao progredir para os critérios da terceira geração ficou claro que os padrões de falhas nos equipamentos não seguem a curva da banheira típica, mas se

distribuíam ao longo de outras 5 curvas com variações em todos os períodos (figura 05).



Figura 05 – Curvas Típicas de Padrões de Falhas adaptação de Smith 1993

De posse destes novos dados pode ser demonstrado que os programas de manutenção típicos, baseados na curva da banheira, são francamente improdutivos no que se relaciona à disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos.

De acordo com Moubray, 1997, "Limites de idade influenciam pouco ou nada para aumentar a confiabilidade de itens complexos. De fato, revisões periódicas podem realmente aumentar a taxa de falha total, introduzindo mortalidade infantil em sistemas até então estáveis". Smith (1993, p.46) demonstra em seus levantamentos, somente 11% (padrões A B e C) dos componentes experimentaram uma característica com

alguma influência da idade e os outros 89% (padrões D, E e F) dos componentes não desenvolveram nenhum mecanismo de envelhecimento ou aumento da taxa de falha durante sua vida útil (figura 06). Cada curva representa um conjunto típico de equipamentos tais como:

Curva A - motores elétricos, engrenagens e controles;

Curva B – máquinas a pistão, diesel e aerofólios;

Curva C – turbinas, compressores, selo de ar, engrenagens, rolamentos;

Curva D – flaps de turbinas, itens pré-testados;

Curva E – lâmpadas;

Curva F – eletrônicos, software.

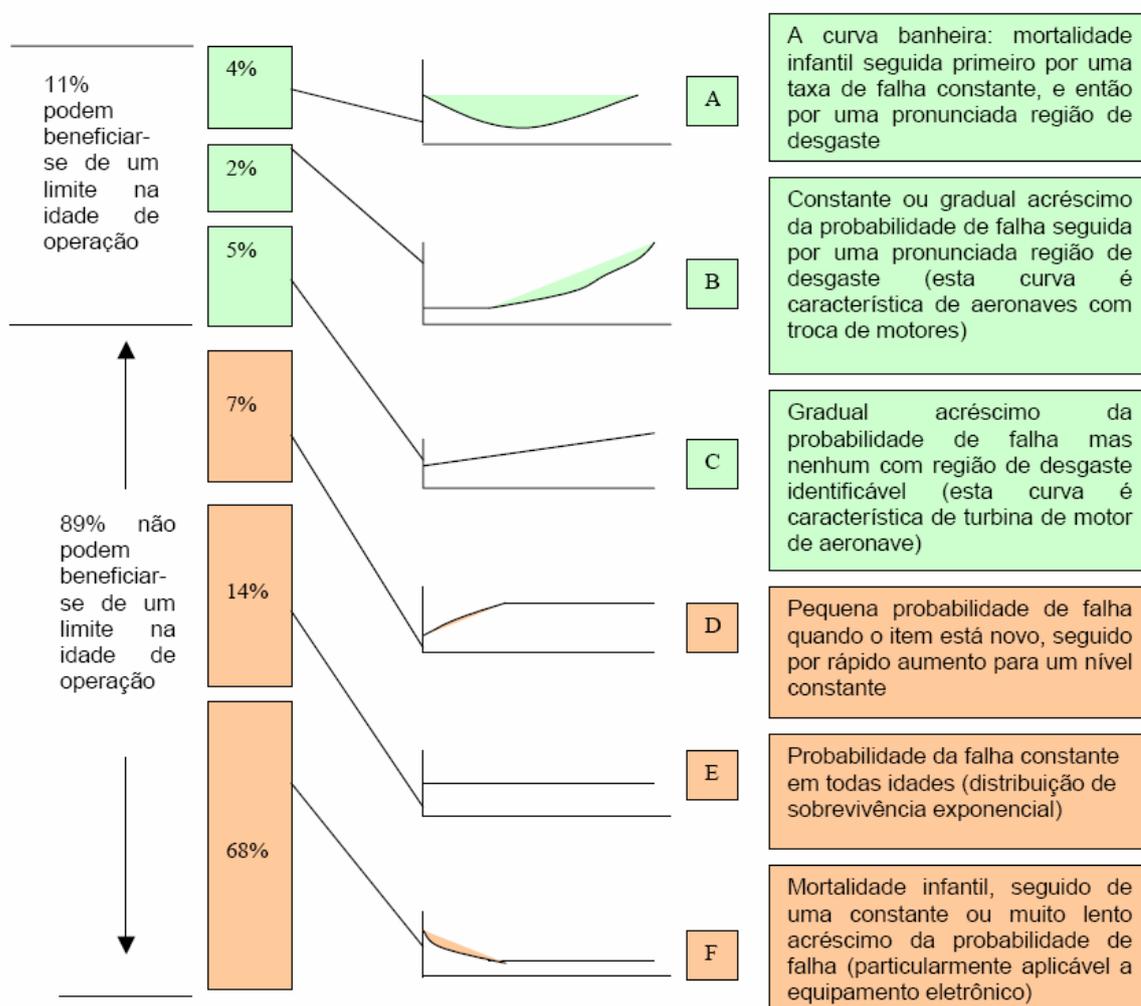


Figura 06 – Curvas Típicas de Padrões de Falhas adaptação de Moubray 1997

Some-se a estes dois, o pilar dos novos desenvolvimentos relacionados com ferramentas de suporte à tomada de decisão, novas tecnologias de monitoração, novos projetos que privilegiam a confiabilidade e manutenibilidade e a melhoria dos processos de gestão para fazer com que a terceira geração de manutenção atinja suas expectativas.

2.2.1 Metodologia Tradicional de Manutenção

2.2.1.1 Classificação

As ações que são planejadas para lidar com os defeitos ou falhas de equipamentos e sistemas são classificadas rotineiramente em Manutenção Corretiva e Manutenção Preventiva.

No cenário normativo brasileiro podemos citar a norma NBR 5462 Confiabilidade e Mantenabilidade, da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), que busca uniformizar a linguagem de manutenção e que trata os tipos de Manutenção como:

Manutenção Corretiva:

“é aquela manutenção efetuada após a ocorrência de uma pane, destinada a recolocar um item em condições de executar esta função”.

Sendo pane tratada como “estado de um item caracterizado pela incapacidade de desempenhar uma função requerida, excluindo a incapacidade durante a manutenção preventiva ou outras ações planejadas, ou pela falta de recursos externos”.

Assim sendo este tipo de manutenção corretiva é uma reação à indisponibilidade já ocorrida não sendo, portanto, relacionado com melhoria da disponibilidade ou confiabilidade.

Manutenção Preventiva

“é aquela manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item”.

A manutenção preventiva corresponde à ação tomada para manter um item físico em condições operantes por meio de inspeções, detecção e prevenção de falhas, reformas e troca de peças e está em um nível superior se comparada à manutenção corretiva, pois a máquina (ou equipamento ou o sistema) encontra-se em estado

operacional, mas seu desempenho está reduzido, a ponto de entrar em estado de falha.

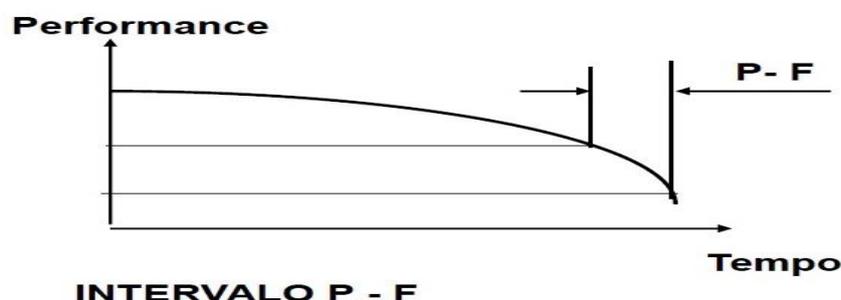
A Manutenção Preventiva, segundo a NBR 5462 (ABNT, 1994), pode ser subdividida em: Manutenção de Rotina, Periódica, Preditiva e Detectiva:

Manutenção de Rotina

Os serviços de inspeções e verificações das condições técnicas dos itens físicos fazem parte da manutenção de rotina. São conhecidos também como atividades de ronda diária de operadores e mantenedores, a manutenção de rotina visa, através da utilização de técnicas simples, acompanhar o desempenho dos equipamentos e acompanhar e evitar a degradação dos equipamentos e/ou acompanhar a evolução de defeitos.

Manutenção Periódica

Manutenção periódica é aquela efetuada em intervalos pré-determinados de tempo. A definição do intervalo entre intervenções é feita através de estudos relacionados ao tempo médio entre falhas do item e suas condições operacionais com a verificação da relação entre a falha potencial e a falha funcional que podem ser plotados como na figura 07. Os resultados das manutenções periódicas devem ser acompanhados para que seus resultados sejam coerentes com a curva estatísticas das falhas que podem ocorrer naquele ativo.



P – Falha Potencial
F – Falha Funcional

Figura 07 – Intervalo Falha Potencial x Falha Funcional

Manutenção Preditiva

Segundo a norma NBR 5462 (ABNT, 1994), manutenção preditiva é “o tipo de manutenção que garante uma qualidade de serviço desejada, com base na aplicação sistemática de técnicas de medições e análise, utilizando-se de meios de supervisão ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva”.

Manutenção Preditiva é não invasiva e se busca acompanhar o desempenho dos ativos com base nos resultados obtidos. Normalmente são utilizados parâmetros físicos para acompanhamento preditivos. Os mais utilizados são: as vibrações, a temperatura, a análise físico-química de óleos lubrificantes, os ruídos, a pressão e os ensaios não destrutivos. A qualidade do método utilizado para detectar anomalias é a chave para o bom desempenho de um programa de manutenção preditiva.

A Manutenção Preditiva proporciona a melhoria no processo de otimizar toda a cadeia logística da empresa através da previsão, com antecipação, da necessidade de troca de peças ou reforma dos componentes e melhorar a utilização da mão de obra com a inexistência de um intervalo fixo de execução de manutenção. Se fazem necessárias as informações atualizadas relacionadas com o modo de operação do ativo sendo monitorado e de suas condições de criticidade em termos de meio ambiente e demanda operacional, além do conhecimento dos processos de envelhecimento de seus componentes.

Manutenção Detectiva

É uma variante da Manutenção Preventiva, aplicada sobre os ativos de proteção. Os ativos de proteção são dispositivos que protegem outros equipamentos e que, em condições normais, ficam parados. Só são acionados no caso de uma emergência. Assim, necessitam de testes periódicos para verificar se em caso de emergência funcionarão adequadamente.

A determinação do ponto ótimo para executar a manutenção preventiva em um equipamento, ou seja, o ponto a partir do qual a probabilidade de o equipamento falhar assume valores indesejáveis é o que entendemos por controle preditivo da

manutenção, onde as ações da manutenção preditiva controlam indiretamente a consequência de acidentes, quebras e mau funcionamento.

Manutenção Por Melhoria

A Manutenção por Melhoria consiste em ações para reduzir ou eliminar totalmente a necessidade de manutenção buscando uma melhoria contínua do ativo, além das suas especificações originais. Somente faz sentido se aplicar este tipo de manutenção quando o tempo de vida do ativo é curta, correspondendo a muitas falhas e alto custo. Além disto quando o tempo para reparo for elevado e existir uma dispersão alta na distribuição das falhas com probabilidade de propagação das falhas, se justifica a aplicação de melhorias. Isto deve resultar em aumento da confiabilidade e disponibilidade do ativo ao mesmo tempo em que se melhora a operação do mesmo.

Novas metodologias surgiram para otimizar os processos de execução da manutenção e melhoria do desempenho operacional dos equipamentos. A mais difundida é a Manutenção Centrada na Confiabilidade– MCC (Reliability Centered Maintenance- RCM).

No período que vai desde 1960 a 1980 o enfoque principal da manutenção foram as revisões programadas, e na informatização das atividades de manutenção.

Nos anos 60 a autoridade federal de aviação dos Estados Unidos (FAA Federal Aviation Authority), junto com companhias aéreas americanas conduziu um estudo para avaliar a eficácia da manutenção preventiva convencional.

Foi assim constatado que (Moubray 1997):

- Revisões programadas têm pouco efeito na confiabilidade total de um equipamento complexo, a menos que exista um modo de falha dominante.
- Existem muitos equipamentos para os quais não há forma efetiva de manutenção programada. A tradicional curva da banheira no comportamento de falha só é verdadeira para um pequeno conjunto de equipamentos. A maior parte dos equipamentos, com o advento dos eletrônicos, tem uma taxa de falha alta no

início, e depois praticamente invariável ao longo do tempo como pode ser visto na figura 06.

O objetivo da Manutenção Centrada na Confiabilidade seria preservar as funções para as quais o ativo foi planejado. Adicionalmente, a atividade de manutenção, para ser efetiva, deve não evitar a falha, mas sim, evitar as consequências da falha. Evitar (ou minimizar) as consequências da falha significa analisar os equipamentos no seu contexto operacional, e não simplesmente como equipamentos (Moubray 1997).

Sistemas adequadamente protegidos poderão ter muitos equipamentos que só justificam manutenção quando falham (não requerendo preventiva), mas que os sistemas de proteção requereriam Manutenção Detectiva. A Manutenção Detectiva se constituiria em um teste periódico nos sistemas de proteção, para verificar se estão funcionando como previsto.

2.2.2 O Processo de Manutenção Centrada em Confiabilidade - MCC

MOUBRAY(1997) afirma que a metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade implica em um trabalho conjunto entre a manutenção, a operação, e o apoio de especialistas, no sentido de atuar nos equipamentos com o objetivo de anular (ou minimizar) as consequências das falhas.

O processo da Manutenção Centrada em Confiabilidade consiste, basicamente, em responder a 7 perguntas:

- Quais são as funções e padrões de desempenho do item em seu contexto operacional atual?
 - De que formas o item pode falhar em cumprir suas funções?
 - Que pode causar cada falha funcional?
 - Que acontece quando ocorre cada falha (consequências)?
 - Qual a importância e risco de cada falha (para o item, para o processo e para o homem)?

- Que pode ser feito para prevenir cada falha?
- Que deve ser feito se não for encontrada uma tarefa proativa mais adequada?

Uma falha é definida como a incapacidade de um item para satisfazer um padrão de desempenho desejado. Outro aspecto importante do estudo de manutenção centrada em confiabilidade é a parte que trata da consequência das falhas (importância e risco).

Toda a metodologia preconizada por Moubray (1997) pode ser vista aplicada por ARAUJO, J.B. “Um Modelo de Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada ao Sistema de Água de Alimentação Auxiliar de uma Usina Nuclear”, em 1998.

2.2.2.1 Definições na Manutenção Centrada em Confiabilidade

Na Manutenção Centrada em Confiabilidade são utilizadas várias definições que permitem uma forma padronizada de acompanhamento. Assim são utilizados os termos a seguir:

Funções

Qualquer propósito pretendido para um processo ou produto. Para MOUBRAY (1997), a definição de uma função deve consistir de um verbo, um objeto e o padrão de desempenho desejado. As funções podem ser divididas em funções principais e funções secundárias, iniciando sempre o processo de manutenção centrada em confiabilidade pelas funções principais. A função principal de um item físico está associada, principalmente, à razão pela qual o ativo foi adquirido. Conforme MOUBRAY (1997) os itens físicos são geralmente adquiridos para uma, possivelmente, duas e não mais do que três funções principais.

O principal objetivo da manutenção é assegurar o desempenho mínimo das funções principais e considerando também que os ativos realizam também outras funções consideradas secundárias essas foram divididas em:

- integridade ambiental;
- segurança/integridade estrutural;
- controle,
- contenção e conforto;
- aparência;
- economia e eficácia;
- supérfluas.

Todas as funções, mesmo as secundárias, são avaliadas para se ter certeza de que as consequências possíveis das suas falhas não tragam consequências para a função principal.

Padrões de Desempenho

Os equipamentos são projetados e desenvolvidos para assegurar um padrão mínimo de desempenho. Dessa forma, qualquer máquina ou componente que for colocado em operação deverá ser capaz de produzir mais do que o padrão mínimo de desempenho desejado pelo usuário. Esse limite de produção do equipamento é conhecido como capacidade inicial ou confiabilidade inerente do equipamento.

Para um item físico passível de manutenção, o desempenho desejado deve situar-se na zona compreendida entre o padrão mínimo de desempenho e a capacidade inicial. A manutenção deve manter o desempenho sempre acima do padrão de desempenho mínimo desejado pelo usuário. A determinação da capacidade inicial, bem como do desempenho mínimo são extremamente importantes no desenvolvimento de um programa de Manutenção Centrada em Confiabilidade (ARAUJO 1998).

Contexto Operacional

O contexto operacional está associado às condições nas quais o ativo físico irá operar. O contexto operacional se insere inteiramente no processo de formulação

estratégica da manutenção. As funções primárias e secundárias, além da natureza dos modos de falha, de seus efeitos e consequências são afetadas pelo contexto operacional. A compreensão do contexto operacional requer que os seguintes fatores sejam considerados:

Redundância; padrões de qualidade; padrões ambientais; padrões de segurança; turnos de trabalho; trabalho em processo; tempo de reparo; peças de reposição; demanda de mercado; e suprimento de matéria-prima.

Falhas Funcionais

Para MOUBRAY (1997), é preferível definir falhas em termos de perda da função específica, ao invés do item como um todo. Para descrever estados de falha ao invés de falha, é necessário um melhor entendimento dos padrões de desempenho. Aplicando os padrões de desempenho às funções individuais, a falha funcional seria definida como a incapacidade de qualquer item físico cumprir uma função para um padrão de desempenho aceitável pelo usuário.

Falhas Potenciais

Falha Potencial é uma condição identificável que indica se a falha funcional está para ocorrer ou em processo de ocorrência (MOUBRAY, 1997). O conceito de falha potencial leva em consideração o fato de que muitas falhas não acontecem repentinamente, mas se desenvolvem ao longo do tempo. A falha potencial representa o ponto onde o item físico começa a apresentar perda do desempenho da função. Para alguns autores, a falha potencial pode ser definida como a perda parcial da função, estipulada com base em um padrão de desempenho estabelecido.

Na figura 07, podem ser identificados três períodos de tempo distintos na ocorrência de uma falha: um período de tempo entre uma condição normal de operação até o início da falha; um segundo período de tempo entre o início da falha até o aparecimento de um sinal da falha; um terceiro período de tempo que se estende desde o aparecimento do sinal da falha até a sua ocorrência. MOUBRAY (1997) define que o ponto P no processo de falha, onde é possível detectar se a falha está ocorrendo ou está para ocorrer, é chamado de falha potencial. O ponto F representa o ponto de

falha funcional. Assim, o intervalo P-F corresponde ao intervalo entre o ponto onde a falha torna-se detectável até a sua ocorrência.

Modo de Falha

Modos de falha são eventos que levam, associados a eles, a uma diminuição parcial ou total da função do produto e de suas metas de desempenho e sua descrição de um modo de falha deve consistir de um substantivo e de um verbo. A identificação dos modos de falha de um item físico é um dos passos mais importantes no desenvolvimento de qualquer programa que pretenda assegurar que o ativo continue a executar suas funções previstas tornando possível verificar as consequências da falha e planejar ações para corrigir ou prevenir a falha.

Causa da Falha

A causa da falha representa os eventos que geram o aparecimento do modo de falha, e pode ser detalhada em diferentes níveis para diferentes situações. A causa da falha pode ser associada a: falha de projeto; defeitos do material; deficiências durante o processamento ou fabricação dos componentes; defeitos de instalação e montagem; condições de serviço não previstas ou fora de projeto; erro de montagem ou operação indevida.

Efeitos da Falha

Conforme MOUBRAY (1997), os efeitos de falhas descrevem o que acontece quando um modo de falha ocorre. Os “efeitos das falhas” são entendidos como as formas, como os modos de falha afetam o desempenho do sistema do ponto de vista do cliente.

Deve-se ter o cuidado de não confundir efeito da falha com consequência da falha. O efeito da falha responde a questão “O que acontece quando o modo de falha ocorre?” enquanto a consequência da falha responde à questão “Quais são as consequências quando o modo de falha ocorre? ”.

Consequências da Falha

Cada vez que ocorrer alguma falha, a empresa que usa o item é afetada de alguma maneira. As falhas podem afetar a produção, a qualidade do serviço ou do produto, a segurança e o meio ambiente, podendo incorrer em aumento do custo operacional e do consumo de energia. A natureza e a severidade dessas consequências orientam a maneira como será vista a falha pela empresa.

A combinação do contexto operacional, dos padrões de desempenho e dos efeitos, indica que cada falha tem um conjunto específico de consequências a ela associadas. Se tais consequências forem muito severas para a empresa, grandes esforços deverão ser realizados para evitar ou reduzir a falha. Porém, falhas que provocam pequenas consequências não requerem que medidas pró-ativas sejam tomadas.

A análise da manutenção por essa ótica sugere que as consequências da falha são muito mais importantes do que suas características técnicas. Dessa forma, qualquer tarefa só deve ser aplicada se tratar com sucesso as consequências da falha e os meios de evitá-las. A análise das consequências da falha requer que essas sejam divididas em falhas evidentes e ocultas.

Uma falha funcional evidente é aquela que, quando ocorrer, torna-se aparente para o grupo de operação ou manutenção sob condições normais. Essas falhas podem provocar a parada da máquina, a perda da qualidade do produto ou ainda podem estar acompanhadas de efeitos físicos como odor incomum, ruído elevado, escape de vapor, gotejamento de água ou óleo, dentre muitos outros.

Após a avaliação das consequências das falhas é necessário estabelecer quais as ações serão tomadas a fim de eliminá-las ou reduzir suas consequências. É o que se denomina de gerenciamento das falhas e não apenas a prevenção indiscriminada de todas elas (Moubray 1997).

Falhas Ocultas

Não tem um impacto direto, mas expõem a empresa a outras falhas com consequências sérias, muitas vezes catastróficas. A maioria destas falhas ocorre

com dispositivos de proteção, que, como normalmente não estão operando, não se sabe se estão funcionando ou não. Assim a recomendação para os dispositivos de proteção é sejam testados periodicamente. É a manutenção detectiva, mencionada anteriormente (Moubray 1997).

Segurança e meio ambiente

Uma falha tem consequência sobre a segurança, se, potencialmente, pode ferir ou matar alguém, e sobre o meio-ambiente se violar qualquer padrão ambiental, seja ele da empresa, regional ou federal. A Manutenção Centrada em Confiabilidade pressupõe que o risco destas consequências deve ser trazido o mais perto possível de ZERO (Moubray 1997).

Consequências Operacionais

Este tipo de consequência ocorre quando a falha afeta a produção. Devem ser calculados os custos potenciais destas perdas para tomar decisões econômicas quanto aos dispositivos de proteção adequados (Moubray 1997).

Consequências não Operacionais

São falhas que por si só não trazem nenhum outro prejuízo que não seja o custo do reparo. Equipamentos que suas falhas estejam nesta categoria podem operar até quebrar, desde que os equipamentos de proteção respectivos sejam adequadamente testados.

A classificação dos Equipamentos quanto a consequência de suas falhas segundo estas categorias permitirá que a manutenção se torne mais efetiva, concentrando seus esforços onde é realmente necessário (Moubray 1997).

2.2.2.2 Técnicas de Gerenciamento de Falhas

A Manutenção Centrada em Confiabilidade divide as técnicas de gerenciamento de falhas em:

- Tarefas pró-ativas e
- Ações ou tarefas default.

As tarefas pró-ativas são divididas em três categorias:

- tarefas programadas sob condição,
- tarefas de restauração programada e
- tarefas de substituição programada.

As tarefas de restauração ou substituição programada estão relacionadas com uma idade limite ou com base no tempo. Embora de pouca influencia na confiabilidade de equipamentos complexos, pode ser válida para itens mais simples. São tarefas daquilo que tradicionalmente é conhecido como manutenção preventiva baseada no tempo.

As tarefas sob condição baseiam-se no fato que a maioria dos tipos de falhas apresentam alguma indicação que ela está para ocorrer, ou seja apresentam algumas condições físicas que indicam que a falha funcional está na eminência de ocorrer ou um processo de falha potencial. O objetivo deste tipo de tarefa é evitar que a falha potencial possa se transformar em uma falha funcional.

Tarefas Proativas

Quanto ao que pode ser feito para prevenir cada falha, a manutenção centrada em confiabilidade propõe a criação de três categorias de tarefas proativas, a saber:

Tarefas programadas sob condição

São as tarefas de preditiva. Abrangem a verificação periódica dos dispositivos de monitoração (onde a monitoração não é on-line), e o conjunto de tarefas de retorno

do item à sua condição operacional normal quando se detecta iminência potencial de falha (Moubray 1997).

Tarefas programadas de Restauração

É a atual manutenção corretiva. Engloba os equipamentos cujas falhas sejam de “Consequência não Operacional”. São também as tarefas de manutenção corretiva de equipamentos que se pretendia fazer preditiva e falharam antes.

Tarefas de Descarte

Englobam os equipamentos ou itens que se pretende substituir quando falharem.

Tarefas Default

Moubray (2000, p.170) define ações ou tarefas default como aquelas que podem ser tomadas caso nenhuma tarefa pró-ativa seja considerada tecnicamente viável e que devem ser feitas para qualquer modo de falha. Isto significa que ao final do processo da MCC, um determinado modo de falha será objeto de pelo menos uma ação default. Uma ação default pode ser entendida como uma ação padrão que é desempenhada sob estado de falha.

As tarefas default são divididas em outras três categorias:

- tarefas de busca de falhas,
- reprojeto (redesign) do item ou sistema e
- manutenção não programada (run-to-failure), correspondente à atividade de somente se fazer o reparo após a falha.

A busca de falhas consiste em verificar periodicamente a existência de falhas ocultas nos sistemas de intertravamento, proteção ou emergência. Devem ser realizados testes para detectar falhas não evidentes ao pessoal de operação e manutenção. Existem alguns sistemas de teste que podem ser realizados sem a

parada do equipamento, mas a maioria dos testes são realizados com a parada programada do equipamento.

As manutenções não programadas significam a ausência de qualquer forma de manutenção preventiva ou preditiva. Não há ação em prevenir ou antecipar aos modos de falha. Após a ocorrência da falha, são realizados os reparos necessários. Este tipo de ação é adequada para as falhas que não representem consequências significativas para o sistema.

O reprojeto de um item ou sistema é o conjunto de modificações que podem ser efetuadas para restabelecer ou melhorar a confiabilidade e reduzir riscos em um sistema. Incluem modificações de ordem física ou relativas a procedimentos.

Um sistema projetado para falha segura seria aquele que protege a função reduzindo ou eliminando as consequências desta falha e que fica evidente à equipe de operação sob circunstâncias normais (Lafraia, 2001).

Sob a égide da Manutenção Centrada na Confiabilidade existem três possibilidades de falhas nos equipamentos de falha segura:

- Não ocorre a falha. Assim a operação ocorre normalmente.
- A função protegida falha antes do sistema de proteção. Neste caso o sistema de proteção opera e elimina ou reduz as consequências da falha da função protegida.
- O sistema de proteção falha antes da função protegida. Esta falha seria evidente por causa da sua própria definição de falha segura.

Tarefa de “Busca de Falha”

Tarefas de “Busca de falha” ou “Verificações funcionais” ou, em nosso caso, Surveillance são tarefas que são executadas para se verificar se alguma coisa ainda funciona como previsto. São também conhecidas como tarefas Detectivas ou seja, tarefas destinadas a detectar se alguma coisa falhou. Este tipo de tarefa somente se

aplica a falhas ocultas ou não reveladas e, normalmente só afetam a sistemas de proteção.

Ainda de acordo com Moubray (1997), sistemas industriais complexos podem apresentar até 40% de seus modos de falha na categoria de falhas ocultas e que a aplicação de tarefas detectivas em até 80% destes modos de falha seria a melhor opção, o que resultaria em que até um terço das atividades de manutenção de uma instalação a industrial complexa requerem tarefas detectivas como estratégia de manutenção.

Uma falha múltipla ocorre se uma função protegida falha ao mesmo tempo em que o sistema de proteção está em um estado de falha. Neste caso a probabilidade deste acontecimento seria reduzida ao se reduzir a indisponibilidade do sistema de proteção. Isto pode ser obtido através da execução periódica de tarefas que verifique a o funcionamento destas funções não aparentes.

Alguns aspectos importantes destas verificações seriam:

Uma atividade detectiva deve ser capaz de detectar todos os modos de falha com razoável possibilidade de causar a falha da proteção. Isto dever ser obtido através da verificação de todo o circuito, do sensor ao atuador.

A prioridade deverá ser sempre a verificação das funções de proteção sem a desmontagem ou desconexão dos equipamentos.

O risco associado com a execução da tarefa detectiva deve ser minimizado ao máximo. Poderá ser feito através de medidas adicionais ou pelo projeto do sistema. A frequência de execução tem que ser prática. Não se deve executar testes em demasia, evitando a degradação do sistema, e nem tão poucos que não tenham a possibilidade de detectar a ocorrência da perda da função.

A verificação da possibilidade de ser executada uma tarefa detectiva é tecnicamente viável se atender a três quesitos básicos: ser possível de ser executada, não aumentar o risco de falha múltipla e poder ser executada dentro do intervalo especificado.

Deste modo, as atividades proativas são mais conservativas que as atividades detectivas, em assim sendo as atividades detectivas devem ser utilizadas quando não se consegue uma atividade proativa mais efetiva como estratégia de manutenção.

Se não se encontra uma tarefa proativa que seja ao mesmo tempo factível tecnicamente e com valor agregado para um modo de falha qualquer então, de acordo com Moubray (1997), página 170, a ação padrão que deve ser feita é regida pela consequência da falha. Assim, se uma tarefa proativa não pôde ser determinada para reduzir o risco de falha múltipla associada a uma função oculta em um nível toleravelmente baixo então deve ser feita uma tarefa periódica de busca de falha. No caso de não se obter sucesso na determinação de uma tarefa de busca de falha, a consequência será que o item deverá ser reprojetoado.

Este é o caso dos sistemas de instrumentação de segurança em usinas nucleares.

A Manutenção Centrada em Confiabilidade se articula com os testes de surveillance de instrumentação exatamente neste ponto. Vejamos a sequência definida por Moubray (1997) para responder à sétima questão do processo de decisão da Manutenção Centrada na Confiabilidade “ O que poderia ser feito se uma tarefa proativa adequada não puder ser encontrada?”, na figura 08.

Deste modo, as atividades proativas são mais conservativas que as atividades detectivas, em assim sendo as atividades detectivas devem ser utilizadas quando não se consegue uma atividade proativa mais efetiva como estratégia de manutenção.

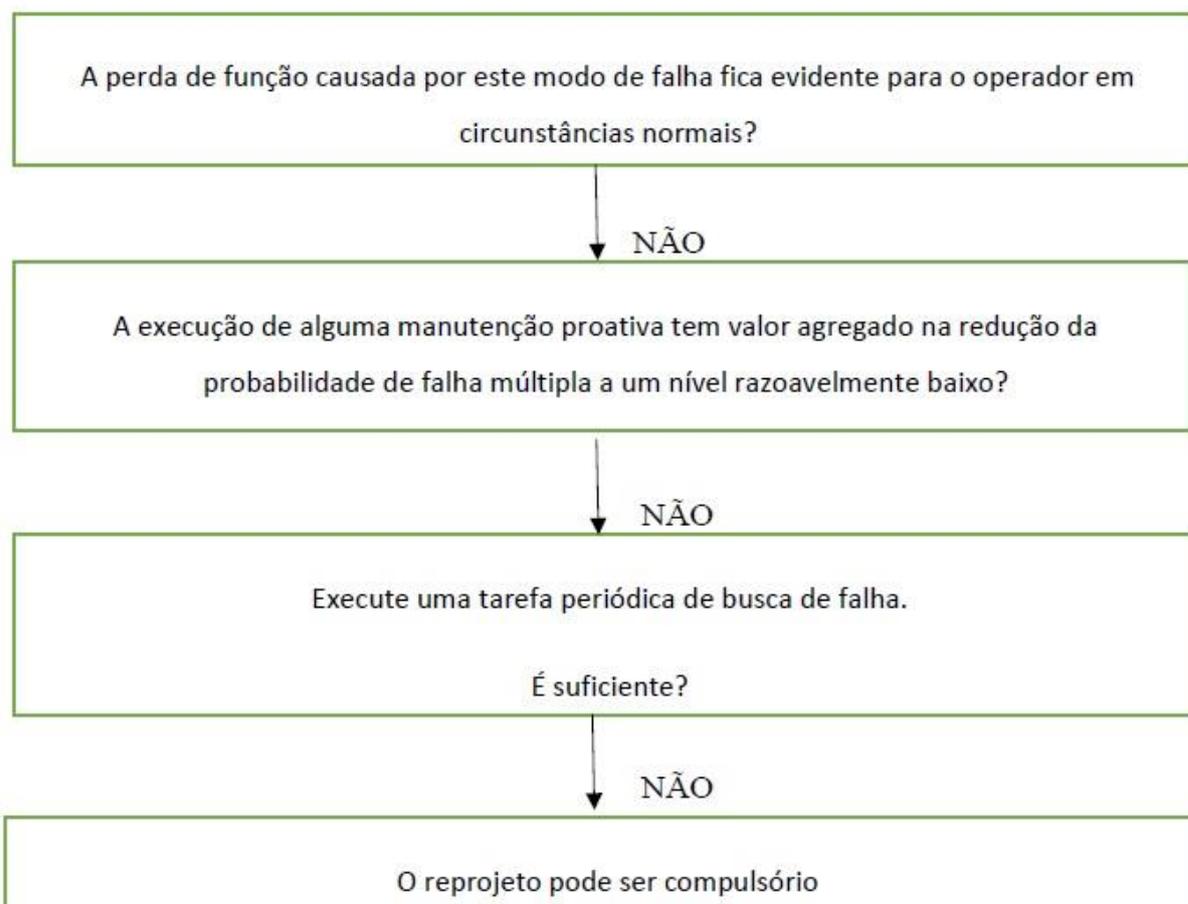


Figura 08 – Atividade Proativa de Busca de Falha

2.3 Evolução da Indústria Nuclear e Marcos Regulatórios de Manutenção

A indústria nuclear não se comportou diferentemente da aviação no que tange aos padrões de manutenção. Nos primórdios foi preponderantemente intrusiva, com programas extensos de manutenção preventiva, mas com o tempo foi obrigada a se tornar mais voltada para a confiabilidade. Esta evolução e seus marcos são mostrados a seguir.

Há sessenta e dois anos a Central Nuclear de Obninsk, a 40 km ao sudoeste de Moscou, foi colocada em serviço, constituindo-se na primeira usina nuclear de produção de eletricidade no mundo. Sua vida útil prevista era de 30 anos mas operou durante 48 anos, até 2002, quando foi desativada. Iniciada em janeiro de 1951 e concluída em junho de 1954 a usina de Obninsk foi, durante um período de 10 anos o

único reator civil em operação na antiga União Soviética. A sobrevivência da usina foi devida principalmente às circunstâncias econômico-financeiras precárias no período. Os reatores construídos após o lançamento da usina de Obninsk foram parecidos com seu reator sendo modernizados ao longo do tempo e possibilitaram o acúmulo de experiência no setor. Mais tarde, foram projetados reatores mais modernos, mas a ideia da primeira usina nuclear de energia estendeu-se, proporcionando o desenvolvimento de diferentes setores da geração de energia nuclear (IAEA, 1983).

No Brasil, a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) é uma autarquia federal vinculada ao Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI), criada em 1956 e estruturada pela Lei 4.118, de 27 de agosto de 1962, para desenvolver a política nacional de energia nuclear. Órgão superior de planejamento, orientação, supervisão e fiscalização, a CNEN estabelece normas e regulamentos em radioproteção e é responsável por regular, licenciar e fiscalizar a produção e o uso da energia nuclear no Brasil (figura 09).

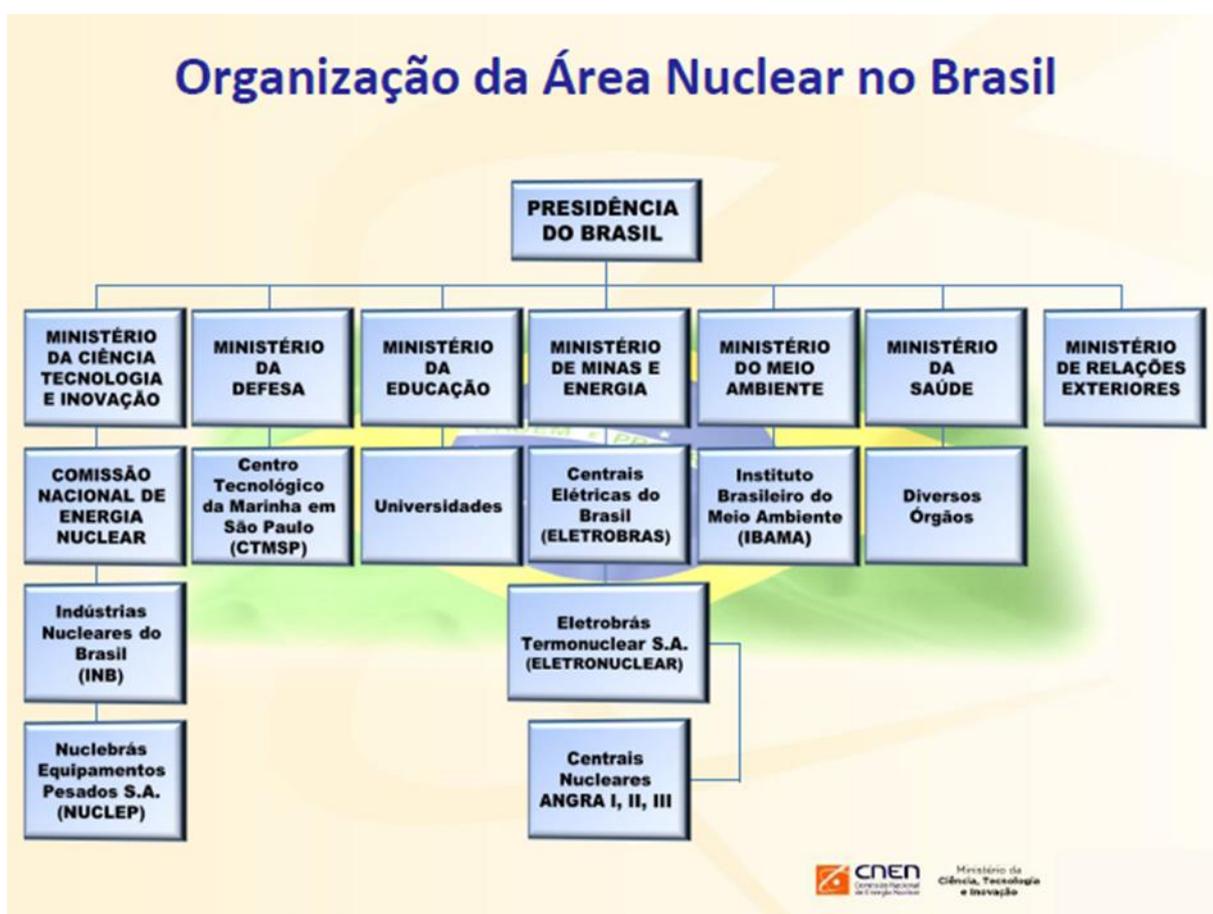


Figura 09 - Organograma da Comissão Nacional de Energia Nuclear

Em 1967, em decorrência da legislação vigente, era monopólio da CNEN a construção e a operação de usinas nucleares. Para conciliar as atribuições legais da Eletrobrás e da CNEN foi feito um acordo entre as duas entidades em maio de 1968 em que a CNEN passava à Eletrobrás a atribuição da construção da primeira usina nuclear brasileira. A Eletrobrás por sua vez escolheu Furnas Centrais Elétricas para esta tarefa (Carvalho, 1991).

Com o respaldo do conhecimento da construção de grandes usinas hidráulicas e termoelétricas Furnas iniciou a preparação das especificações técnicas para a construção de uma usina nuclear com o apoio de empresas diversas e de outros órgãos tais como a Nuclear Utility Services Corporation nas áreas de licenciamento, treinamento de pessoal, programas de meteorologia e radioecologia, revisão do projeto nuclear e de combustível; a Ebasco Services Inc. nas áreas de revisão de projetos, acompanhamento de fabricação, garantia de qualidade e consultoria na construção, montagens, ensaios e inspeção das partes civis, mecânica, elétrica, térmica e nucleares; a Fundação dos Estudos do mar em oceanografia, a Tecnosolo em geologia e geotécnica; a E. D'Áppolonia Consulting Engineers Inc em geologia, a Weton Geophysical Research Inc. e outros. Para esta concorrência foram convidados fornecedores canadenses, britânicos, americanos e alemães abrangendo todo o leque de modelos de reatores disponíveis (Carvalho, 1991).

O resultado da concorrência apontou para o modelo de água pressurizada (PWR) americano fornecido pela Westinghouse. Posteriormente o país adquiriu outras duas usinas da Alemanha do mesmo modelo de reator, mas com diferenças nos sistemas de proteção devido à mudança nos critérios de redundâncias.

Em cumprimento às suas atribuições a CNEN tem, ao longo do tempo, aprovado resoluções e/ou endossado guias e normas internacionais relacionadas com a manutenção das usinas nucleares brasileiras. As melhorias e os novos processos são acompanhados e validados por ela notadamente no que se relaciona com a confiabilidade, disponibilidade e gestão do tempo de vida dos componentes das usinas.

2.3.1 Normas da CNEN que regem a Manutenção – NE 1.21 e NE 1.26

A norma NE 1.21 – Manutenção de Usinas Nucleoelétricas foi aprovada pela CNEN através da resolução CNEN 03/91 publicada no DOU de 28/08/1991. Esta norma estabelece requisitos para desenvolvimento e implementação de Programas de Manutenção Preventiva com o objetivo de determinar os requisitos necessários para o estabelecimento e implementação de um programa de manutenção, tratando das medidas necessárias e do programa de manutenção. Este deve abranger todas as medidas administrativas e técnicas necessárias à realização de atividades de manutenção, incluindo vistoria, reparo e substituição de peças e, quando apropriado, testes, ensaios não-destrutivos, calibração e inspeção, além de modificações em estruturas, sistemas e componentes.

A norma estabelece que devem ser desenvolvidos indicadores de desempenho de modo que seja possível monitorar e avaliar a eficiência do programa de manutenção e ele deve ser:

- o programa de manutenção preventiva deve ser adequado e estar implementado;
- o programa deve atender aos requisitos de manutenção corretiva;
- tem que fazer um controle satisfatório de doses de radiação;
- deve fazer uso efetivo dos recursos;
- deve definir um nível de treinamento e experiência;
- tem que cumprir os requisitos de garantia da qualidade
- tem que ter procedimentos e instruções adequados.

Por outro lado, a norma CNEN NE-1.26 – “Segurança na Operação de Usinas Nucleoelétricas”, publicada pela CNEN através da Resolução CNEN 04/97, em 16.10.1997 tem por objetivo estabelecer os requisitos mínimos necessários para garantir que a condução da operação de usinas nucleoelétricas seja sem riscos indevidos à saúde e à segurança da população como um todo e ao meio ambiente e estabelece definições para alguns termos a serem utilizados pela operadora.

Item - termo geral que abrange qualquer estrutura, sistema, componente, equipamento, peça ou material da usina.

Item Importante à Segurança-Item que inclui ou está incluído em:

a) estruturas, sistemas e componentes cuja falha ou mau funcionamento pode resultar em exposições indevidas à radiação para o pessoal da usina ou membros do público em geral;

b) estrutura, sistemas e componentes que evitam que ocorrências operacionais previstas resultem em condições de acidente; dispositivos ou características necessárias para atenuar as consequências de falha ou mau funcionamento de estruturas, sistemas e componentes.

Para a Manutenção são também definidos os requisitos a seguir:

- Antes da operação inicial, a organização operadora deve preparar um programa de manutenção, inspeções, testes, exames e ensaios, levando em conta as especificações técnicas e em conformidade com as Normas CNEN -NE-1.21 “Manutenção em Usinas Nucleoelétricas” e CNEN-NE - 1.25 “Inspeção em Serviço em Usinas Nucleoelétricas”.

- A organização operadora deve assegurar que instruções e procedimentos sejam estabelecidos, por escrito, antes da realização da manutenção, dos testes, dos exames, dos ensaios, e das inspeções em itens. Essas instruções e esses procedimentos devem ser preparados em conformidade com os requisitos dos projetistas e dos fabricantes de itens da usina, levando-se em consideração os aspectos de garantia da qualidade e os princípios de radioproteção

- A manutenção, os testes, os exames, os ensaios e as inspeções de todos os itens importantes à segurança devem ser de padrão e frequência tais que assegurem que seus níveis de confiabilidade e eficácia permaneçam em conformidade com os requisitos de projeto e fabricação, de forma que a segurança da usina não seja reduzida.

- Na determinação da frequência devem ser considerados fatores como:

- a) importância relativa do item;
- b) probabilidade de falha em funcionamento;
- c) desgaste induzido por intervenções excessivas;
- d) aumento na probabilidade de falha induzido por intervenções excessivas;
- e) efeito na segurança associado à indisponibilidade durante a intervenção;
- f) necessidade de se manter a exposição à radiação tão baixa quanto razoavelmente exequível (princípio ALARA).

2.3.2 A Monitoração de Eficácia em Usinas Nucleares (10CFR50.65, 2015)

Os itens importantes à segurança, cujo histórico apresentem histórico de falha, degradação ou indisponibilidade, devem ter um tratamento diferenciado, tendo monitorada a eficiência de sua manutenção, até que as ações corretivas tenham se mostrado eficazes. É neste contexto que se aplica a Monitoração da Eficácia da Manutenção em Usinas Nucleares, correspondente ao 10CFR50.65, 2015 (Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants) oriundo do Code of Federal Rules adotado pela Nuclear Regulatory Commission nos Estados Unidos e pela CNEN.

O objetivo do 10CFR 50.65, 2015 é garantir a existência de uma monitoração da efetividade geral do Programa de Manutenção do licenciado, para garantir que Estruturas, Sistemas e Componentes (ESC's) relacionados com a segurança e outros não relacionados com a segurança sejam capazes de executar suas funções projetadas e que falhas de equipamentos não relacionados com a segurança não causarão falhas em funções de segurança, desligamento do reator ou atuações desnecessárias de sistemas de segurança.

Este item do código se apresenta em duas abordagens relacionadas com a monitoração, parte (a) e o escopo, parte (b) (figuras 10 e 11):

Parte a:

(a)(1)

O desempenho ou condição de ESC's deve ser monitorado de acordo com metas de modo a se obter uma garantia de que, como definido no item (b), serão capazes de executar suas funções de projeto. Estas metas devem ser estabelecidas de acordo com a segurança e, onde for prático, levar em consideração a experiência existente. Caso as metas não sejam atingidas por um ESC específico, devem ser tomadas ações corretivas apropriadas.

(a)(2)

A monitoração especificada no item (a)(1) não será requerida se for demonstrado que o desempenho ou a condição do ESC's estão sendo eficientemente controlados através da manutenção preventiva tradicional, de tal forma que estes ESC's continuam a desempenhar suas funções de projeto.

(a)(3)

As atividades de monitoração das condições e de desempenho, as metas associadas a atividades de manutenção preventiva devem ser avaliadas, no mínimo, a cada ciclo, desde que este ciclo não exceda a 24 meses. O balanço entre a disponibilidade dos ESC's e a execução de manutenções para prevenir a ocorrência de falhas nestes ESC's deve ser ajustada de modo a se minimizar o seu tempo de indisponibilidade.

(a)(4)

Antes de executar as atividades de manutenção (incluindo mas não limitadas aos testes periódicos, testes pós-manutenção, manutenção preventiva e corretiva), o aumento no risco resultante das atividades de manutenção propostas deve ser avaliado e gerenciado. Esta avaliação pode ser limitada aos ESC's, que em um processo de avaliação baseado em risco, tenham mostrado ser significativos para a segurança e saúde do público.

Parte b:

O escopo do programa de monitoração especificado em (a)(1) deve incluir os seguintes ESC's relacionados e não relacionados com a segurança:

(b)(1)

- ESC's relacionados com a segurança e que devem permanecer operáveis durante e depois os eventos básicos de projeto, para garantir a integridade dos limites de pressão do sistema primário.

- ESC's relacionados com a segurança que devem garantir a capacidade de desligamento do reator e de mantê-lo desligado com segurança.

- ESC's relacionados com a segurança que tenham capacidade de prevenir ou mitigar as conseqüências de acidentes que possam resultar em exposição externa acima dos limites estabelecidos em normas.

(b)(2)

- ESC's não relacionados com a segurança:

- Aqueles que são utilizados para mitigar condições de acidentes ou transientes, ou são utilizados em procedimentos operacionais de emergência.
- Aqueles cuja falha pode impedir o ESC's de executar suas funções de segurança.
- Aqueles cuja falha possa causar um desligamento do reator ou a atuação de sistema de segurança.

2.3.3 Os Guias 93-01 do NUMARC e 1.160 da NRC

Para dar suporte às usinas americanas na implementação do 10 CFR 50.65 , o NUMARC - Nuclear Management and Resources Council emitiu, em 1993, o guia

93-01, abordando aspectos didáticos e práticos para a implementação da Regra de Manutenção americana.

A NRC, no seu guia regulatório Reg Guide 1.160 endossou o NUMARC 93-01 para atendimento aos requisitos do 10 CFR 50.65. Ele descreve a metodologia de decisão do escopo de ESC's a serem monitorados, descrevendo o processo de estabelecimento da significância para o risco específico e os critérios de desempenho a serem utilizados a decisão da necessidade de estabelecimento de metas para ESC's específicos.

Com a revisão feita no NUMARC 93-01 pelo NEI – Nuclear Energy Institute, a NRC emitiu o Regulatory Guide 1.160 - rev.2 (March 1997) - “Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants” e uma revisão 3 em 2012. A intenção deste guia regulatório era dar flexibilidade ao licenciado para estruturar o seu programa de manutenção de acordo com o significado da segurança daqueles ESC's que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção.

Este guia enfatiza os métodos e a qualificação do pessoal de manutenção na garantia do desempenho das funções de segurança, objetivando a obtenção de eficiência e qualidade nas suas atividades e buscando a melhoria do desempenho dos ESC's quando da ocorrência de não atendimento às metas estabelecidas.

A NRC endossou o estabelecido, mas com um detalhamento adicional que estabelecia que deveriam fazer parte do escopo do 10CFR 50.65:

- Os ESC's cujas falhas possam causar o desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança da usina.
- Os ESC's cujas falhas possam causar o desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança em usinas similares.
- Os ESC's identificados nas análises de segurança como possíveis causadores de desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança.

Assim aqueles ESC's diretamente envolvidos para mitigar acidentes ou transientes ou explicitamente usados nos procedimentos de emergência já seriam

parte do escopo do código e seriam acrescidos dos utilizados ou que exerçam função na mitigação de acidentes ou incidentes. Os Para ESC's fora do escopo da regra de manutenção têm seu programa de manutenção normal aplicado sem a interferência do código.

Para ser classificado como (a)(2), um ESC tem que ter um desempenho aceitável. Os ESC's que tiverem um desempenho inaceitável serão colocados em (a)(1) com metas que levem em conta o significado para o risco e seu desempenho em relação aos critérios de desempenho específicos da usina. Os ESC's que têm significado para o risco ou estão em prontidão têm critérios de desempenho específicos para aqueles. O gerenciamento do risco é acompanhado por meio da definição dos níveis de ação e usando ações de gerenciamento do risco. Estas ações são específicas de uma dada atividade de manutenção e podem variar dependendo da grandeza e da duração do impacto no risco, da natureza da atividade e de outros fatores. Para a identificação da significação para o risco utiliza-se a Análise Probabilística de Segurança (APS).

Os desempenhos de ESC's que não atendem aos critérios estabelecidos serão submetidos a atividades e monitoração que façam com que retornem a um desempenho aceitável. A monitoração do seu desempenho será feita até que estas metas sejam alcançadas e seu desempenho possa ser reclassificado como (a)(2).

Aqueles ESC's que apresentem desempenho de acordo com as metas estabelecidas também devem ser monitorados de forma a garantir que este desempenho se mantenha ao longo do tempo. A verificação e monitoração periódica do desempenho devem ser implementadas por meio de programas específicos que incluirão, se apropriados, a determinação da causa do evento, ação corretiva, considerações da experiência operacional interna e externa e tendências.

Assim sendo se estabelece uma sequência simples (figura 10):

- Selecionar ESC's dentro do escopo do código.
- Estabelecer e aplicar o critério de significado para o risco.
- Estabelecer e aplicar o critério de desempenho.

- Estabelecer metas e processo de monitoração dos ESC's, para garantir que as funções são mantidas confiáveis e demonstrar a eficácia das atividades de manutenção.

- Verificar e gerenciar o risco resultante da execução das atividades de manutenção.

- Executar a verificação periódica do desempenho.

- Estabelecer sistema documental de forma a manter a experiência operacional adquirida no contexto da aplicação do código.

Apesar de já estarem definidos no código quais os ESC's serão parte do escopo do programa de monitoração de efetividade da manutenção a NRC e a CNEN concordam em que as usinas podem determinar as funções dos ESC's e incluir apenas aquelas que se encaixem nos critérios do código pois existem funções que mesmo sendo de ESC's que estariam no escopo, a função não seria passível de monitoração de eficácia.

Estabelece-se também que deve existir uma monitoração em um tempo apropriado ao significado do ESC para a segurança bem como a complexidade da mudança de categoria de (a) (2) para (a) (1).

Caso a empresa proprietária da usina nuclear deseje estabelecer um critério de desempenho para a confiabilidade que não seja consistente com as suposições usadas na análise de riscos, ela deve providenciar justificativas técnicas adequadas para este critério de desempenho.

A NRC considera ainda que os desligamentos não previstos, mesmo os iniciados pelos operadores em antecipação ao desarme automático, sejam considerados de forma a se evitar sua não inclusão nas análises de desempenho de manutenção.

Para Falhas Funcionais Evitáveis por Manutenção que possam ser imputadas a deficiências de projeto é necessário que se proceda a uma modificação do projeto de forma a se eliminar o problema. Às vezes os custos envolvidos são muito altos e

então se pode substituir ou reparar o equipamento que falhou e fazer os ajustes no programa de manutenção preventiva para prevenir a recorrência da falha ou se proceder a uma avaliação de forma a determinar que o equipamento pode ser considerado com “operar até falhar” (run to failure).

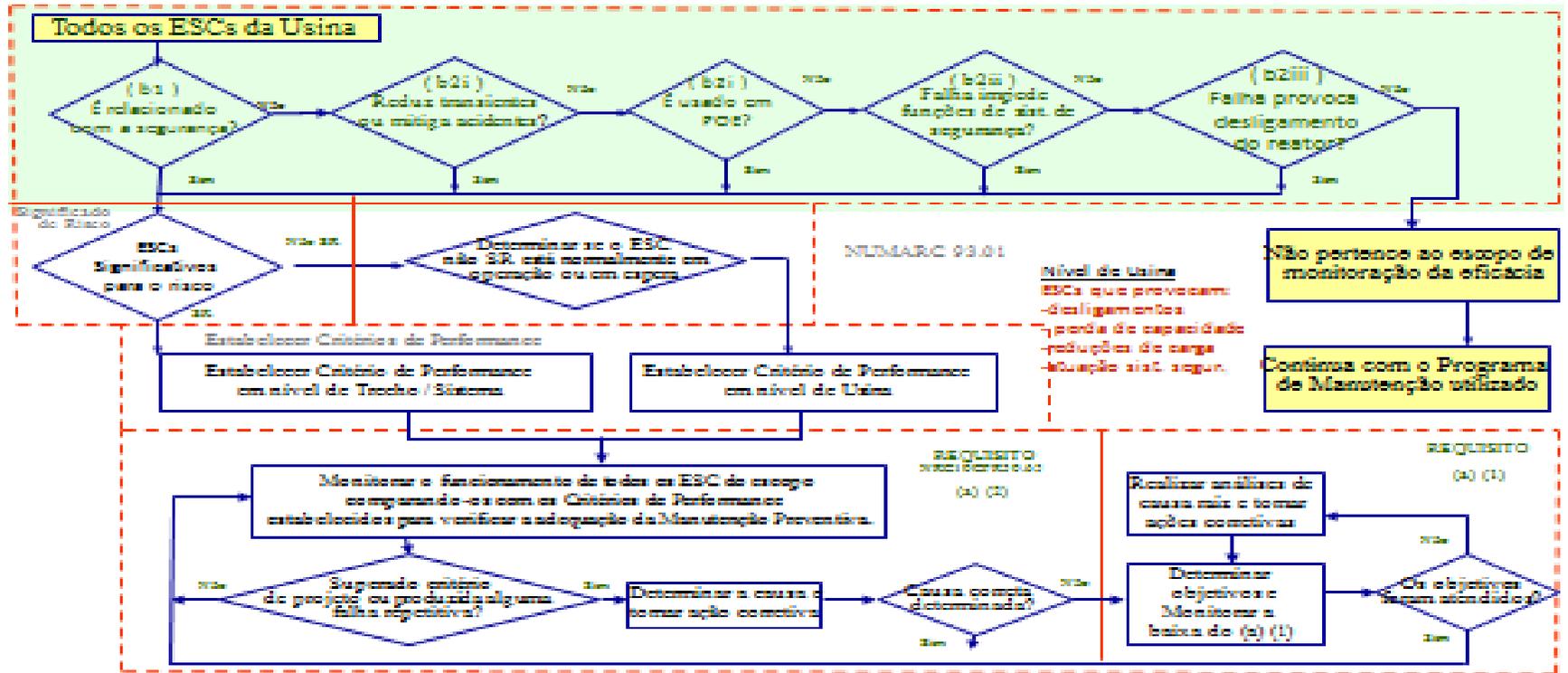


Figura 10 – Fluxo do processo do NRC 10CFR50.65, 2015

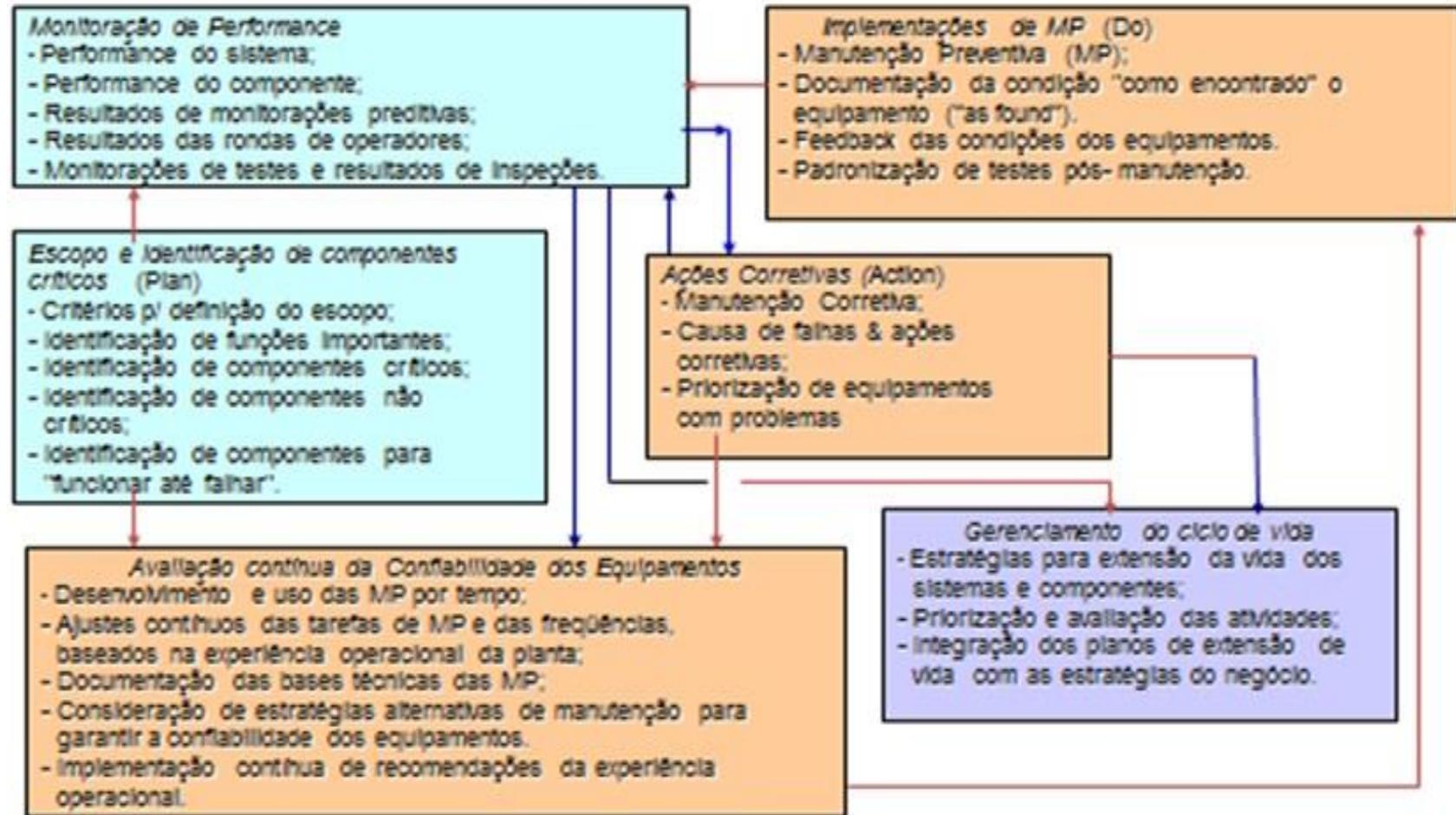


Figura 11 – Fluxo do Processo do INPO – AP 913

2.3.4 Renovação de Licença de Operação de Reatores Nucleares

Nos Estados Unidos, com base na Lei de Energia Atômica, a Comissão Reguladora Nuclear (NRC) emite licenças para os reatores nucleares comerciais para operar por até 40 anos permitindo também que estas licenças pudessem ser renovadas por até mais 20 anos.

Com o passar do tempo as empresas operadoras de usinas nucleares decidiram procurar a renovação da licença baseados em estudos econômicos e naqueles que visavam atender às exigências do NRC. Cada usina de potência tem sua base de licenciamento definida num conjunto de condições iniciais, diretamente relacionados com cada planta individualmente. As bases de licenciamento de uma usina é um conjunto de requisitos e compromissos em constante desenvolvimento incluindo os avanços tecnológicos e experiência operacional que fornecem novas informações, alterando estas bases, seja por meio de novas exigências ou implantação de modificações necessárias.

Esta mesma documentação e a sistemática adotada pela NRC nos Estados Unidos têm possibilidade de serem adotadas para os processos similares no Brasil. O processo de revisão de renovação da licença estabelecido seria uma garantia contínua de que a base de licenciamento atual manteria um nível aceitável de segurança para o período de funcionamento prolongado.

Em 1982, com base em ampla participação em workshop sobre o envelhecimento de usinas nucleares, a NRC estabeleceu um programa abrangente para Pesquisa sobre Envelhecimento de Usinas Nucleares. Com base nos resultados dessa pesquisa, um grupo de revisão técnica concluiu que muitos fenômenos de envelhecimento são facilmente gerenciáveis e não se constituiriam em problemas técnicos impeditivos à extensão da vida de usinas nucleares.

Os requisitos de segurança preconizados pela NRC para a renovação de licença previstos no 10CFR54 2016 foram aplicados a algumas usinas para demonstração e desenvolvimento do processo como forma de se obter dados para orientar os solicitantes. Os requisitos estabelecidos se relacionam diretamente com o

envelhecimento e se direcionavam exclusivamente para a renovação da licença. Nestas aplicações demonstrativas foi verificado que muitos efeitos do envelhecimento já eram tratados de forma adequada durante o período de licença inicial e que alguns programas já implantados na indústria tratavam de alguns dos efeitos relacionados aos fenômenos de envelhecimento das usinas.

Assim, com estas constatações, a Comissão Reguladora Nuclear alterou a regra para renovação da licença em 1995, estabelecendo um processo de regulação mais eficiente, estável e previsível do o anterior e se concentrou em gerir os efeitos adversos do envelhecimento. As mudanças nas regras foram destinadas a garantir que os sistemas, estruturas e componentes importantes irão continuar a desempenhar suas funções previstas durante um período de funcionamento prolongado de mais 20 anos.

A mesma NRC estabelece os requisitos para a Operação de Longo Prazo (Long Term Operation) bem como para Programas de Gestão de Degradação por Envelhecimento (Ageing Management Program através de farta documentação tais como:

- “Regulatory Guide 1800 rev 1 – Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants” , setembro 2005
- “Regulatory Guide 1801 rev 1 – Generic Ageing Lessons Learned (GALL) Report” , setembro 2005
- “Regulatory Guide 1.160 rev 3” , maio 2012
- 10 CFR 50.65 “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at nuclear Power Plants”, dezembro 2015
- 10 CFR54 “Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants”, junho 2016

Este processo de renovação da licença é dividido em duas partes:

- uma para avaliação das questões de segurança (Parte 54)
- e outra para as questões ambientais (Parte 51).

A operadora deve apresentar uma avaliação que aborde os aspectos técnicos do envelhecimento da usina e o modo de gerir esses efeitos serão gerenciados bem como definir o renovar sua licença de operação deve apresentar ao órgão regulador juntamente com uma avaliação do impacto ambiental potencial para uma operação prolongada em mais 20 anos. O regulador analisaria o pedido e verificaria através de análises e inspeções para determinar que nível de segurança exigido seria mantido nas novas circunstâncias. Ao longo do período de operação da usina esse nível de segurança é reforçado através da manutenção da planta e de sua base de licenciamento.

No que concerne às avaliações de segurança são dois os princípios fundamentais:

- O processo regulatório atual é suficiente para garantir que a base de licenciamento de todas as usinas em operação garante e mantém um nível de segurança aceitável;
- É necessário que as análises definidas no relatório final de análise de segurança, onde são definidas e compiladas as bases de licenciamento de cada usina, sejam mantidas durante o período renovado da mesma forma e na mesma extensão que durante o prazo de licenciamento inicial.

Assim sendo a empresa proprietária da usina requerente deve identificar todos os sistemas, estruturas e componentes que estão relacionados com a segurança, ou cuja falha poderia afetar as funções relacionadas com a segurança, e que são necessárias para demonstrar a conformidade com os regulamentos do órgão regulador para proteção contra incêndios, qualificação ambiental, choque térmico pressurizado, transientes antecipados sem desarme e perda de energia externa.

Caso o requerente demonstre que os programas existentes proporcionam uma gestão adequada do envelhecimento durante o período de funcionamento estendido, principalmente no caso de algumas estruturas passivas e componentes dentro do âmbito da avaliação da renovação, pode não ser necessária nenhuma ação adicional. Entretanto se forem necessárias ações adicionais para lidar com o envelhecimento os operadores de usinas poderão determinar ações que poderão incluir, por exemplo, a

adição de novos programas de monitoramento ou aumentando de frequência de inspeções.

O órgão regulador americano desenvolveu orientações para a aplicação da regra de renovação da licença com a participação das partes interessadas através das lições aprendidas compiladas no relatório “Generic Aging Lessons Learned (GALL-NUREG-1801, 2015)”. O relatório documenta as bases para determinar se os programas existentes são adequados ou precisam melhorias para a renovação da licença. Este relatório (NUREG-1801) é referenciado no plano de avaliação padrão para a renovação da licença (NUREG-1800, 2015) como base para identificar aqueles programas que merecem uma atenção especial durante a avaliação de um pedido de renovação da licença.

2.3.4.1 Programa de Gerenciamento de Envelhecimento de Usina Nuclear

O objetivo da implementação de um Programa de Gerenciamento do Envelhecimento (PGE) numa usina nuclear é coordenar, ao longo do tempo, as ações de operação, manutenção e engenharia que garantam o acompanhamento e o controle dos efeitos da degradação por envelhecimento, a integridade e capacidade funcional de Estruturas, Sistemas e Componentes (ESC's) importantes para segurança e confiabilidade. O intuito dessa coordenação é preservar os padrões de segurança e confiabilidade operacionais ao longo da vida útil prevista, estendendo-se àquele período para o qual se deseja obter uma extensão de vida (IAEA 2009).

De forma a se ter uma linguagem única quando tratamos de gestão de envelhecimento faz-se necessária a definição de alguns termos mais comuns. Assim:

Avaliação do Envelhecimento: análise das informações relevantes para estudo dos efeitos do envelhecimento na capacidade funcional de ESC's segundo critérios de aceitação.

Crítérios de Aceitação: limites especificados de indicadores funcionais ou de condição empregados para avaliar a capacidade de ESC's em cumprir suas funções de projeto.

Degradação por Envelhecimento: efeitos do envelhecimento que afetem a capacidade de ESC's em cumprir suas funções de projeto.

Estruturas e Componentes Ativos: Estruturas e Componentes que não estejam de acordo com a definição de Estruturas e Componentes Passivos.

Estruturas e Componentes Passivos: Estruturas e Componentes que não possuam partes móveis e que desempenham suas funções de projeto sem mudança de configuração ou propriedades (por exemplo, vasos de pressão, tubulações, carcaças de bombas, corpos de válvulas, etc.).

Envelhecimento: processo pelo qual as características de ESC's se modificam gradualmente pela ação do tempo ou do uso.

Falha Funcional: perda temporária ou definitiva da capacidade de ESC's em desempenhar uma função de projeto segundo seus critérios de aceitação.

Funções de Segurança: funções de projeto importantes para a segurança.

Gerenciamento do Ciclo de Vida: integração do gerenciamento do envelhecimento e do planejamento econômico.

Gerenciamento do Envelhecimento: ações de operação, manutenção e engenharia para controlar, dentro de limites aceitáveis, o envelhecimento de ESC's.

Obsolescência Tecnológica: processo através do qual um sistema ou item tem sua manutenção ou reposição comprometidas em função da descontinuidade do fornecimento ou fabricação decorrentes do desenvolvimento ou substituição de tecnologia.

Programa de Gerenciamento do Envelhecimento: programa de ações de operação, manutenção, e engenharia que assegure o acompanhamento e controle dos efeitos do envelhecimento, a integridade e capacidade funcional de sistemas, estruturas e componentes, visando preservar os padrões de segurança e confiabilidade da planta ao longo de sua vida útil.

Vida de Projeto: período de vida para o qual ESC's são projetados e ao longo do qual devam demonstrar a capacidade funcional requerida segundo seus critérios de aceitação (IAEA, 2015)

2.3.4.1.1 Fatores Contribuintes para os Processos de Envelhecimento

No processo de envelhecimento de estruturas, sistemas e componentes existem vários contribuintes que o agravam e que devem ser vistos e, dentro do possível, terem seus efeitos mitigados.

Agravantes Químicos

O contato inadvertido ou impróprio com substâncias químicas agressivas pode causar degradação

- Substâncias típicas que podem ser agressivas aos materiais:
 - ✓ Aminas
 - ✓ Biocidas
 - ✓ Ácido bórico
 - ✓ Cáusticos/ácidos
 - ✓ Lubrificantes
 - ✓ Tintas e outros revestimentos
 - ✓ Derivados de petróleo
 - ✓ Atividade microbiológica
 - ✓ Compostos para limpeza química
 - ✓ Água
 - ✓ Solventes
- Exposição de longa duração a ambientes quimicamente menos agressivos
- Aplicação não apropriada de materiais

Mitigação de Agravantes Químicos

- Boa manutenção nas áreas em que se manipulem produtos químicos.
- Pronto reparo de vazamentos.
- Efetivo “housekeeping”.
- Imediata limpeza de derramamentos.
- Seleção cuidadosa de produtos químicos para controle biológico ou de corrosão.
- Revisão cuidadosa de produtos de limpeza.
- Compreensão da compatibilidade material/produto químico.

Agravantes Eletroquímicos

Agravantes eletroquímicos que influenciam na corrosão nos metais

- Várias condições no interior de tanques e tubulações
- Áreas alternadamente secas e molhadas
- Corrosão em linha d’água nos tanques
- Água do solo em metais enterrados ou fundo de tanques
- Condensação externa nas tubulações de água fria
- Áreas biologicamente ativas - comuns nos sistemas de água bruta ou em sistemas de óleo Diesel
- Tubulações não completamente drenadas durante paradas
- Vazamento de água através de paredes de concreto
- Vazamento de fluidos sobre componentes próximos
- Áreas de alta umidade ambiental
- Sistemas enterrados diretamente
- Correntes altas provenientes de terras inadequadas
- Correntes elétricas de sistemas de proteção catódica
- Materiais diferentes em contato em ambiente corrosivo
- Locais de estagnação tais como em tubulações do sistema de proteção contra incêndio

Mitigação de Agravantes Eletroquímicos

- Seleção apropriada de materiais.
- Uso de proteção superficial e barreiras contra umidade.
- Projeto orientado para:
 - ✓ Evitar fendas.
 - ✓ Usar juntas isolantes elétricas entre materiais dissimilares.
 - ✓ Considerar cuidadosamente o contato entre metais dissimilares, particularmente dispositivos de fixação.
 - ✓ Produzir tanques drenáveis completamente e de limpeza fácil.
 - ✓ Usar e manter isolamento para evitar condensação na superfície externa de tubulações de água fria.
 - ✓ Uso de proteção catódica
 - ✓ Anodos de sacrifício em trocadores de calor e sistemas enterrados.
 - ✓ Sistemas de correntes impressas.
 - ✓ Controle ambiental
 - ✓ Evitar intrusão de ar desnecessária
 - ✓ Drenar e limpar apropriadamente sistemas que não estejam em uso
 - ✓ Atacar prontamente reparos de vazamento
 - ✓ Ventilar áreas úmidas

Agravantes Térmicos

- Alta temperatura ambiental;
- Cubículos mal ventilados;
- Exaustão de motor Diesel ou de trocador de calor refrigerado a ar;
- Equipamentos rotativos quentes;

Mitigação de Agravantes Térmicos

- Manutenção de sistemas de ventilação
- Revisão cuidadosa da aplicação de materiais
- Uso de isolamento térmico e barreiras

- Seleção cuidadosa de lubrificantes

Agravantes da Radiação Nuclear

- Vários materiais podem degradar-se quando expostos à radiação.
 - ✓ Proximidade ao combustível ativo;
 - ✓ Áreas de depósito de rejeito radioativo;
 - ✓ Dentro, ou nas proximidades do circuito primário;

Mitigação de Agravantes da Radiação Nuclear

- ✓ Limpeza frequente;
- ✓ Uso de blindagem;
- ✓ Uso de materiais mais resistentes à ação da radiação

Agravantes da Radiação Ultravioleta

- A Radiação Ultravioleta (UV) Pode Causar Danos
 - ✓ Revestimentos protetores expostos diretamente à luz solar
 - ✓ Certos polímeros expostos diretamente à luz solar
 - ✓ Certos polímeros expostos a lâmpadas de mercúrio
- Fontes de Radiação UV
 - ✓ Exposição direta ao Sol
 - ✓ Exposição a lâmpadas de Mercúrio
 - ✓ Exposição ao efeito Corona

Mitigação de Agravantes da Radiação UV

- ✓ Evitar longas exposições
- ✓ Selecionar materiais resistentes à radiação ultravioleta

3. METODOLOGIA

3.1 Programas de Gerenciamento de Envelhecimento e de Monitoração de Eficácia de Manutenção

O escopo de um Programa de Gerenciamento do Envelhecimento é composto pelo conjunto de Sistemas, Estruturas e Componentes duráveis, que desempenham funções passivas, (não requerem movimento ou mudança de configuração) e que atendam aos critérios de seleção baseados em segurança e confiabilidade e com abrangência suficiente para atender aos requisitos das Reavaliações Periódicas de Segurança, conforme a norma CNEN-NE-1.26 “Segurança na Operação de Usinas Nucleoelétricas” e para, futuramente, atender aos requisitos de um processo de Renovação de Licença de Operação segundo modelo a ser estabelecido mas que possivelmente irá espelhar as práticas na NRC. Utilizando os documentos a seguir:

- Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants, Code of Federal Regulations, 10 CFR Part 54, 2016;
- Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants, Code of Federal Regulations, 10 CFR Part 50.65, 2015;
- Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants, NUREG-1800 rev 2, 2010. , Nuclear Regulatory Commission e
- Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 – The License Renewal Rule”, Nuclear Energy Institute, NEI 95-10, rev. 6, 2005 .

A semelhança existente entre os critérios utilizados para a seleção de Sistemas, Estruturas e Componentes estabelecidos pelas normas de Renovação de Licença Operacional e de Monitoração de Eficácia de Manutenção (10CFR50.54, 2016 e 10CFR50.65, 2015), permite a definição dos critérios de escopo para um Programa de Gerenciamento de Envelhecimento de uma usina nuclear com a utilização dos resultados da seleção realizada do processo de implementação do Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção (PMEM). Os critérios para a seleção de Sistemas, Estruturas e Componentes do escopo do PGE de usinas

nucleares são estabelecidos como se segue:

- Para os ESC's classificados como "relacionados à segurança", as normas apresentam critérios comuns, adotados na íntegra.

- Para os ESC's classificados como "não relacionados à segurança", a norma 10CFR50.65, 2015 é mais abrangente que 10CFR54, 2016 e por isso normalmente são adotados os critérios do Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção.

Os requisitos do 10 CFR Part 54, 2016 a seguir, são adotados adicionalmente, segundo os quais são incluídos os ESC's considerados em análises de segurança ou demais avaliações e que desempenhem funções relacionadas com:

- Proteção contra Incêndio,
- Qualificação Ambiental,
- Choque térmico pressurizado,
- Transientes antecipados sem desligamento e
- Perda total de suprimento elétrico

A comparação entre os requisitos de escopo segundo o 10CFR54 e o 10CFR50.65 pode ser vista na tabela 3.1 a seguir (CFR 1999 e CFR 1995):

Requisitos de escopo segundo 10 CFR Part 54,2016 (RL) e 10 CFR Part 50.65, 2015 (PMEM)	
Renovação de Licença de Operação (RL)	Monitoração de Eficácia de Manutenção
ESC's "relacionados à segurança"	ESC's "relacionados à segurança"
1- Todos os ESC's "relacionados à segurança" que devam permanecer operando durante e após um evento base de projeto para garantir:	1- O mesmo que para RL
a) a integridade da barreira de pressão do sistema de refrigeração do reator,	a) o mesmo que para RL
b) a capacidade de desligamento do reator e sua manutenção na condição de desligamento seguro ou	b) o mesmo que para RL
c) a capacidade de prevenir ou mitigar as conseqüências de acidentes que possam	c) o mesmo que para RL

Requisitos de escopo segundo 10 CFR Part 54,2016 (RL) e 10 CFR Part 50.65, 2015 (PMEM)	
Renovação de Licença de Operação (RL)	Monitoração de Eficácia de Manutenção
ESC's "relacionados à segurança"	ESC's "relacionados à segurança"
resultar em potencial exposição do ambiente externo à radiação.	
ESC's "não relacionados à segurança"	ESC's "não relacionados à segurança"
2- Todos os ESC's "não relacionados à segurança" cuja falha possa impedir o desempenho satisfatório de alguma função de segurança citada acima	2- Todos os ESC's "não relacionados à segurança"
	a) cuja falha possa impedir que ESC's "não relacionados à segurança" desempenhem suas funções de segurança
	b) que sejam requeridos para mitigar acidentes ou transientes ou sejam utilizados em procedimentos de operação de emergência
	c) cuja falha possa causar o desligamento do reator ou a atuação de um Sistema "relacionado à segurança"
Requisitos Regulatórios	
3- Todos os ESC's considerados em análises de segurança ou demais avaliações e que desempenhem funções requeridas pelo Órgão Regulador relacionadas com:	
a) Proteção Contra Incêndio	
b) Qualificação Ambiental	
c) "Choque Térmico Pressurizado"	
d) "Transiente Antecipado sem Desligamento"	
e) "Perda de Energia"	
Requisitos de 10 CFR Part 54.21(a)(1)(i)e(ii)	
Dentre Estruturas e Componentes selecionados pelos requisitos acima, apenas aqueles que desempenhem suas funções de projeto sem partes móveis ou sem mudança na sua configuração ou propriedades e que não sejam sujeitos a substituição com base em período especificado ou em vida útil qualificada	

Tabela 3.1 – Comparação entre os requisitos relativos ao escopo segundo as normas de Renovação de Licença de Operação e Manutenção (10CFR50.65, 2015, e 10CFR54, 2016)

Os Componentes e Estruturas selecionados pelos requisitos acima devem ser

submetidos aos critérios estabelecidos em 10 CFR Part 54.21, 2016, que limita a aplicação da revisão do gerenciamento do envelhecimento aos Componentes e Estruturas que desempenhem suas funções de projeto sem partes móveis ou sem mudança na sua configuração ou propriedades, e que não sejam sujeitos a substituição com base em período especificado ou em vida útil qualificada. Os requisitos para a seleção de ESC's no escopo do PGE de uma usina nuclear são apresentados a seguir na Tabela 3.2 (10CFR50, 2016)

Requisitos de escopo do Programa de Gerenciamento do Envelhecimento
ESC's "relacionados à segurança"
<p>1- Todos os ESC's "relacionados à segurança" que devam permanecer operando durante e após um evento base de projeto para garantir:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) a integridade da barreira de pressão do sistema de refrigeração do reator ou b) a capacidade de desligamento do reator e sua manutenção na condição de desligamento seguro ou c) a capacidade de prevenir ou mitigar as conseqüências de acidentes que possam resultar em potencial exposição do ambiente externo à radiação.
ESC's "não relacionados à segurança"
<p>2- Todos os ESC's "não relacionados à segurança"</p> <ul style="list-style-type: none"> a) cuja falha possa impedir que ESC's "não relacionados à segurança" desempenhem suas funções de segurança ou b) que sejam requeridos para mitigar acidentes ou transientes ou sejam utilizados em procedimentos de operação de emergência (POE) ou c) cuja falha possa causar o desligamento do reator ou a atuação de um Sistema relacionado à segurança"
Requisitos Regulatórios
<p>3- Todos os ESC's considerados em análises de segurança ou demais avaliações e que desempenhem funções requeridas pelo Órgão Regulador relacionadas com:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Proteção Contra Incêndio b) Qualificação Ambiental c) "Choque Térmico Pressurizado" d) "Transiente Antecipado sem Desligamento" e) "Perda de Energia"
Seleção de EC passivos duráveis
<p>4- Dentre Estruturas e Componentes selecionados pelos requisitos acima, apenas aqueles que:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) desempenhem suas funções de projeto sem partes móveis ou sem mudança na sua configuração ou propriedades e b) não sejam sujeitos a substituição com base em período especificado ou em vida útil qualificada

Tabela 3.2 – Requisitos de escopo do PGE (10CFR54, 2016)

A partir da constatação de que a monitoração do envelhecimento deve ser feita pelos processos da Monitoração da Eficácia da Manutenção, como constatado pela tabela 3.3 a seguir, foi verificada a viabilidade de aplicação do guia EPRI 2004, acompanhando os Critérios de Performance dos ESC's em diferentes níveis, em função de seu Significado para o Risco conforme os critérios e as abordagens detalhadas pelo guia e descritas a seguir.

Classificação do	Nível de Monitoração	Critério de
Sistemas e Componentes Ativos Significativos para o Risco	Trecho Funcional / Grupo de Confiabilidade	Indisponibilidade e Falha Funcional
Sistemas e Componentes Ativos Não Significativos para o Risco	Trecho Funcional / Grupo de Confiabilidade	Falha Funcional
	ESC em Nível de Usina	Falhas de ESC's que provocam: desligamento, perda de capacidade, reduções de carga não programadas superiores a
Componentes Passivos	Avaliação dos resultados dos testes periódicos “sem sucesso” que poderiam ter causado falhas funcionais ou indisponibilidades nos Trechos Funcionais, devido deficiências nas condições dos componentes passivos.	Indisponibilidade e Falha Funcional
Sistemas com função de preservação das estruturas	Avaliação dos resultados dos testes periódicos, referentes aos Sistemas de Proteção Catódica e Sistemas de Aterramento	
Estruturas metálicas ou de concreto classe sísmica 1	Avaliação da condição	

Tabela 3.3 – Níveis de Monitoração e tipos de Critérios de Performance com os quais serão acompanhados os ESC's (NEI 2001)

Como pode ser visto, na monitoração dos componentes passivos deverão ser analisadas as causas raízes dos resultados “sem sucesso” das inspeções e testes periódicos executados (Surveillance Tests), para estabelecer ações corretivas

adequadas e para monitorar a efetividade destas ações em mitigar os modos de falhas.

3.1.1 Bases Para Abordar o Envelhecimento de Sistemas Eletrônicos

Na primeira fase da vida componente (mortalidade infantil) é mais provável a ocorrência de uma falha devido a defeitos de fabricação ou pela introdução de falhas durante as fases de montagem e testes.

Assim que esta fase de mortalidade infantil acaba a taxa de falha global do dispositivo normalmente permanece bastante baixa por vários anos. Este tempo médio entre falhas (MTBF) ou vida útil é esperado durar mais de dez anos para dispositivos eletrônicos, construídos na década de 1980 e operados, neste período, dentro dos seus limites especificados.

A vida útil termina quando a taxa de falhas apresenta um aumento significativo devido a falhas relacionadas à degradação por envelhecimento. Como exemplos deste tipo de falhas podem ser citados a ruptura da isolação, aumentos de fugas de correntes, perda de resistência e perda de capacitância, pois o envelhecimento é impactado pela degradação de longo termo, ocasionada por diferencial de tensão, ciclos de tensão em componentes e outros fatores .

3.1.1.1 Princípios Proativos de Proteção

Em geral as atividades de manutenção, que obedecem aos princípios proativos para se evitar a ocorrência de falhas inesperadas nos circuitos, podem ser caracterizadas em quatro grupos.

- Aplicação de especificações técnicas para realizar testes periódicos,
- Substituição de um cartão do circuito com base em um Tempo Médio Entre Falhas (MTBF) estimado a partir de Métodos Estatísticos de Confiabilidade de Componentes,
- Uso de modelos de avaliação de monitoração de condição e avaliação operacional para prever a necessidade de substituição e
- Monitoramento contínuo para detectar os precursores de falha.

3.1.1.1.1 Aplicação de um intervalo de teste periódico

Os Sistemas de Proteção da usina são objeto de testes de verificação periódica (Surveillance) que detectam a falha de módulos. Isto envolve testar periodicamente os circuitos de proteção durante as paradas ou testar circuitos redundantes durante a operação. Em alguns casos, uma falha por envelhecimento pode progredir para uma falha completa entre os intervalos de teste que foram previamente definidos o que proporcionaria a possibilidade de que componentes de um circuito com degradação significativa por envelhecimento sejam colocados em serviço sem qualquer compreensão do seu grau de degradação.

3.1.1.1.2 Modelagem de confiabilidade

Um segundo modelo utilizado no gerenciamento da degradação por envelhecimento de cartões e componentes de circuitos eletrônicos seria utilizar o cronograma de substituição recomendado pelo fabricante ou calcular os Tempos Médios Entre Falhas específicos estabelecendo-se um programa genérico de substituição dos mesmos.

O uso de um programa de substituição definido pelo Tempo Médio Entre Falhas do cartão ou componente teria que ser baseado em dados de taxa de falha de uma população de cartões ou componentes similares, gerando informações genéricas, que podem não ser adequadas às condições operacionais reais dos componentes dos circuitos da usina. Este modelo também não proporciona a oportunidade de se prever a ocorrência de falha de um componente específico em uma placa específica, e falhas que ocorram durante o próximo intervalo de teste podem desencadear desligamentos não planejados (EPRI 1011709, 2005).

3.1.1.1.3 Avaliação operacional e monitoramento de condição

Um terceiro modelo para substituição de cartões é baseado na recomendação inicial para substituição e a partir de uma avaliação das medições das condições de um circuito específico e no uso das informações presentes em modelos que predizem a probabilidade de falha do cartão, faz-se o ajuste do intervalo de troca.

Esta monitoração de condição depende de informações de teste mensuráveis

obtidas de um circuito para desenvolver dados de entrada em um modelo para calcular a probabilidade de falha de circuito. No caso de monitoração de condição a avaliação da probabilidade de que a falha do circuito tenha ocorrido durante o último ciclo poderia ser calculada ou estimada. No caso de avaliação operacional a probabilidade de falha durante o próximo ciclo pode ser estimada e com esta informação, o cartão poderia ser deixado em operação ou substituído de forma proativa.

Para que este modelo seja aplicado é necessária que se faça medições no circuito, a partir das quais se possa obter a probabilidade de falha no próximo ciclo de funcionamento. A melhoria da disponibilidade do circuito é possível, se o aviso de tempo para substituição for curto em relação ao intervalo de teste baseado em paradas de reabastecimento. O refinamento na determinação deste tempo de alarme torna-se em uma base para substituição antes da falha (EPRI 1011709, 2005).

3.1.1.1.4 Monitoração Contínua

Outro modo para determinação do intervalo para troca de um módulo seria a utilização de monitoração contínua dos sistemas eletrônicos fazendo com que os cálculos desta monitoração contínua e as avaliações operacionais tenham o mesmo resultado. Se ocorrerem mudanças rápidas nos valores de medição e estas mudanças puderem ser interpretadas como indicações precursoras de falha através de acompanhamento de tendência, então isto indicaria que o tempo máximo de vida de um componente ou do cartão foi atingido ou está perto de o ser. Assim se obteria um aviso relacionado à degradação do componente ou sistema eletrônico muito antes da falha ocorrer. Isto permitiria uma reposição “Just in time” e proporcionaria uma utilização ótima da sua vida útil. Para que a monitoração contínua possa ser estabelecida são necessários equipamentos específicos destinados e pode vir a ser viável, em termos de uma relação custo x benefício favorável apenas se aplicada a sistemas e circuitos específicos e de alta importância (EPRI 1011709, 2005).

3.1.2 Integração dos Métodos

Torna-se necessária a avaliação integrada destes modelos de monitoração citados nos subitens anteriores, que compõem o princípio proativo de proteção, para se obter uma melhoria no modelo atual de aplicação de testes funcionais de forma a

se incluir os aspectos relacionados à monitoração do envelhecimento dos cartões e seus componentes.

Importância do Circuito		Método de Detecção de Envelhecimento		Método de Monitoração de Envelhecimento
Crítico	→	Métodos pra circuitos de controle 1,2,3,4,5,e 6	→	Tendência das medições existentes
	→	Métodos pra circuitos de controle 1,2,3,4,5,e 6	→	Tendência com medições novas
Não Crítico				Predição a partir de sinais diretos
				Comparação de Sinais
Não Crítico	→	Métodos 1 e 2 com relação custo x benefício efetivos	→	Detecção de estado de falha ou ação de troca de cartão com base no MTBF
Sem Monitoração	→	Run to Failure	→	Detecção de falha

Tabela 3.4 – Integração de Métodos (EPRI 1011709, 2005)

A tabela 3.4 anterior mostra um modelo de integração considerando os novos modelos e técnicas e como elas são associadas entre si. Também dá uma prévia da necessidade ou não de se incluir ou aumentar o processo de monitoração de

envelhecimento.

3.1.3 Modos de Falhas por envelhecimento de cartões eletrônicos

Um modo de falha é o efeito produzido e observável devido à falha enquanto que o mecanismo de falha é o processo químico, físico, de material que leva a ocorrência da falha do componente (Moubray 1997). Para componentes eletrônicos, existem basicamente dois modos gerais de falha por envelhecimento progressivo (performance degradada e falhas funcionais) e dois estados finais dos modos de falha por envelhecimento (circuito aberto e curto circuito). A maioria dos mecanismos de degradação por envelhecimento para componentes eletrônicos podem ser observados externa e internamente a partir de mudanças nas suas características, progridem vagarosamente e seus efeitos podem fornecer uma base para quantificar a probabilidade de falha num intervalo de tempo.

3.1.3.1 Dados de falha específicos de componentes

Existem fontes de dados de componentes eletrônicos de usinas nucleares listados nas referências do EPRI 1003568, 2002; EPRI 1008166, 2004 e MIL-HDBK-217F, descrevendo os modos de falha e causas que foram observados em cartões e componentes eletrônicos. As estimativas das taxas de falha de equipamentos eletrônicos podem ser obtidas a partir de dados de confiabilidade que representam os resultados de testes de envelhecimento acelerados com uso de altas temperaturas, stress por sobretensão e vários ciclos de tensão, vibração e impactos para representar o envelhecimento a longo prazo.

As características ambientais recomendadas para instalações e especificações para componentes eletrônicos em usinas nucleares são (EPRI 1007079, 2004):

- A qualidade dos componentes é a melhor qualidade comercial;
- A operação é em um ambiente com ar filtrado e os equipamentos fixados com baixa vibração mecânica;
- Os componentes foram testados em uso por no mínimo dois anos em outras aplicações antes da instalação;

- A tensão não excede nunca mais que 70% no valor estabelecido, por exemplo para uma tensão de 50 volts a tensão de operação nunca deverá exceder 35 volts.
- A temperatura de operação é menor ou igual a 40°C.

As taxas de falhas se aplicam a falhas completas e não são efetivas para identificar modos de falha por envelhecimento assim, os dados de falha só podem ser utilizados para estimar o tempo médio entre falhas e precisam ser ajustados para levar em consideração a influência das condições ambientais na degradação por envelhecimento em função das condições ambientais.

3.1.4 Seleção de Métodos para Detecção de Falhas em Cartões Eletrônicos

A primeira etapa para se selecionar métodos para monitoração do envelhecimento em cartões eletrônicos é a definição de métodos que permitam a sua detecção, utilizando-se as quatro técnicas abordadas.

Como visto na tabela 3.4 existem 6 categorias definidas e abrangentes.

Nº	Método	Aplicabilidade	Período	Confiabilidade	Monitoração de Condição e Avaliação Operacional	Monitoração Contínua
01	Inspeções Periódica	Aplicado no local mas pode incluir a remoção dos cartões	X			
02	Modelagem de Confiabilidade	Uso de dados de falhas para estimar o MTBF	X	X		
03	Medidas de Resistência	Usa resistência ou fuga de corrente como medida de saúde	X		X	
04	Comparação de Sinais entre Redundantes	Mede características de circuitos redundantes e tendências. Válido para circuitos de proteção	X		X	X
05	Sistemas passivos	Medição periódica de parâmetros passivos			X	X
06	Sistemas ativos	Medição periódica de parâmetros ativos			X	X

Tabela 3.5 Métodos de dedução e predição de falhas em cartões (EPRI 2004)

3.1.4.1 Método 1 – Inspeções periódicas

As duas técnicas de inspeção periódica que estão sob este método teórico são as inspeções visuais e testes funcionais. O envelhecimento produz medidas observáveis durante os testes tais como aumento no tempo para atuação do circuito, ou no caso de inspeção visual, uma mudança de cor num circuito impresso, deformação de componente etc. Assim sendo os cartões eletrônicos podem ser monitorados para terem operação apropriada, mas se obteria uma melhora em sua expectativa de vida útil até sua falha funcional.

Testes funcionais

Os testes funcionais de “busca de falha” (surveillance) por sua vez, são normalmente determinados nas especificações técnicas das usinas, sendo compostos por calibrações e verificações de operabilidade. Estes testes são considerados pela Agencia Internacional de Energia Atômica (IAEA NS-G-2.6; 2002) como uma técnica de gestão de envelhecimento pois incluem a verificação dos circuitos e a avaliação dos resultados sendo utilizados ambos para verificar que o circuito, como um todo, é capaz de operar como é suposto. Se o teste funcional for executado com sucesso se assume que o circuito pode voltar a operar mesmo que possa existir uma degradação potencial. Este é o método mais comum existente em usinas nucleares.

Inspeções Visuais

Os intervalos de inspeções visuais são tipicamente incluídos como parte das especificações técnicas em ciclos coincidentes com as paradas para o reabastecimento podendo envolver o uso de equipamentos ou instrumentos adicionais tais como, lupas, microscópios de equipamentos, raio x, luz ultravioleta, etc. (IAEA NS-G-2.6; 2002).

Os tipos de anomalias de envelhecimento que podem ser detectados com inspeção visual incluem:

- Anomalias relativas a envelhecimento de conexões soldadas em

cartões impressos que incluem:

- ✓ Resíduos de soldagem,
 - ✓ solda descolada da placa,
 - ✓ solda insuficiente em junções,
 - ✓ trincas ou separações nas soldas,
 - ✓ pontos marrons em volta de juntas soldadas, furos,
 - ✓ fios quebrados ou soltos e soldas fazendo ponte entre pontos;
- Invólucros ou revestimentos de componentes tais como:
 - ✓ capacitores,
 - ✓ transformadores,
 - ✓ resistores,
 - ✓ chips de memória e
 - ✓ processadores; (EPRI 1008166, 2004)
 - Poeira excessiva ou poluição na placa e/ou nos componentes;
 - Sinais de aquecimento localizado vistos através da existência de mudanças de cor;
 - Sinais de corrosão causada por umidade, produtos químicos, fumaça ou exposição às condições atmosféricas;
 - Separação laminar ou curvatura nos cartões;
 - Pontos mecânicos danificados;
 - Conectores danificados ou faltantes;

Vantagens

Não se necessitam ferramentas especiais ou equipamentos sofisticados para se observar as anomalias relacionadas a envelhecimento nos cartões eletrônicos. Existe, e deve ser consultada, a experiência de inspeções executadas durante a fabricação, registrada nos protocolos de inspeção e qualificação dos cartões eletrônicos antes dos impactos de envelhecimento e também as listagens de anomalias existentes fornecidas pelos fabricantes.

Desvantagens

Uma grande desvantagem é que a frequência de inspeção é normalmente uma vez por ciclo, o que pode resultar em inspeções muito espaçadas (entre 12 a 18 anos). Além disto, os cartões precisam ser removidos para inspeção, possibilitando a introdução de falhas por erros no manuseio.

As detecções feitas por inspeção visual são limitadas a características visíveis, isto é, assume-se que as condições de envelhecimento deixariam um sinal externo de dano, mas muitos precursores de modos de falha por envelhecimento de cartões não são observáveis (exemplo um circuito aberto num ponto do cartão pode não ser detectável apenas por inspeção visual).

Além de tudo a avaliação do grau de degradação e da necessidade de se tomar uma ação corretiva é dependente da experiência do inspetor e de sua capacidade de comparar o estado atual com o estado anterior e definir a progressão ocorrida. Com isso seria possível tomar a decisão de troca ou permanência do cartão em serviço (EPRI 1011709, 2005).

3.1.4.2 Método 2 – Modelo de Confiabilidade

A teoria que sustenta o modelo de confiabilidade é que a avaliação estatística das falhas de componentes em uma grande população, sob condições de envelhecimento acelerado, pode ser utilizada para gerar taxas de falhas a serem aplicadas em componentes similares em outras aplicações.

Os modelos de confiabilidade para cartões eletrônicos utilizam a análise estatística de testes acelerados de falhas como ponto de partida. Estes testes assumem que é possível retroagir as medições das condições aceleradas de volta às condições de operação real dos componentes e assim o modelo de confiabilidade para os cartões seria baseado na soma dos seus componentes. Os métodos para análise de confiabilidade de circuitos são bem estabelecidos na coleta de dados genéricos, utilizando dados acelerados de falha, e na quantificação da confiabilidade dos múltiplos componentes de um cartão eletrônico.

Vantagens

Este método produz a probabilidade de falha, o que poderia ser utilizado para análise operacional ou monitoração de condição, além disto a avaliação da confiabilidade de um cartão eletrônico específico pode ser feita com as informações existentes sobre os seus componentes e um modelo de cálculo que utilizando os dados existentes pode prever o seu Tempo Médio Entre Falhas (MTBF).

A avaliação pode ser feita a qualquer momento e não se necessita o desligamento da usina e processo de avaliação não interfere com a operação dos cartões, com isso se preserva a geração de energia.

Com o passar do tempo e a experiência acumulada, os resultados podem ser ajustados ou afinados aos dados reais de campo além de proporcionarem um ponto de partida para a definição de intervalos de inspeção, testes, manutenção ou calibração para cartões eletrônicos.

Desvantagens

Sabe-se que os resultados obtidos assumem que o cartão eletrônico específico é idêntico aos instalados não se considerando as condições operacionais de cada circuito. Sendo assim os resultados não tratam cada cartão como um cartão único com medições reais para verificar sua condição operacional. Com isso o nível de confiança associado ao MTBF estimado contém uma grande incerteza e pode não endereçar todos os problemas sendo necessária uma avaliação adicional para estabelecer a melhor programação dos intervalos para inspeção ou troca.

Este método não permite a avaliação de tendência dos cartões em operação pois a probabilidade de falha que foi levantada se aplica a um agrupamento médio de cartões com características similares aquele considerando para avaliação (EPRI 1011709, 2005).

3.1.4.3 Método 3 – Medição de resistência

A teoria relacionada com a medição de resistência estabelece que, com o

tempo, as reações químicas lentas no material de isolamento conduzem a caminhos de menor resistência entre o condutor e o aterramento. Esta mudança é mensurável por medidas simples de resistência ou por acompanhamento do aumento na corrente de fuga.

Teste de resistência para terra

A monitoração de modificações no tempo da resistência para terra pode identificar as primeiras variações na condução de aterramento de um circuito na medida em que as condições de isolamento apresentem deterioração.

O processo de medição das alterações na resistência para terra incluem a medição da perda de corrente de um circuito quando o mesmo está isolado aplicando-se uma tensão acima daquela normal da fonte ou medindo a corrente para o cartão durante a operação normal. Isto não é um teste para comprovar que o componente está em condições de operação, mas sim para detecção de defeitos de material e de fabricação do isolamento do dielétrico. Então, quando um valor crítico de resistência fosse observado deveriam ser tomadas ações corretivas pertinentes (tais como a limpeza e re-selagem da placa, etc.) (EPRI 1008166, 2004)

Teste de corrente de fuga

O aumento da corrente de fuga devido ao envelhecimento de componentes ou deterioração do isolamento para terra causa uma alteração nos valores de tensão de saída e com isto levar ao sobreaquecimento que poderia causar uma operação intermitente. A medição periódica das correntes de fuga e o uso destes dados para a confecção de um gráfico de tendências levariam a uma indicação da necessidade de se tomar alguma ação em relação ao cartão que poderia ser até mesmo a troca.

Vantagens

As tendências da corrente de fuga são um bom indicador da qualidade do isolamento. A ocorrência de mudanças rápidas na corrente de fuga pode indicar que os efeitos de corrosão estão ocorrendo da mesma forma que o aumento na temperatura tendendo a aumentar a corrente. Ao se aplicar uma corrente contínua periódica em um segmento do circuito pode propiciar a localização de um problema de

perda de isolamento nesta parte específica.

Desvantagens:

O teste do isolamento do circuito necessita que o circuito esteja fora de operação de modo a permitir a medição das correntes de fuga para terra para uma determinada tensão, o que resulta em tempo de indisponibilidade do circuito. Outro ponto desvantajoso seria o fato de que se necessitariam circuitos de medição muito sensíveis para determinar a diferença entre a corrente usada no circuito normal e a corrente de fuga em medidas operacionais contínuas.

Além do mais ainda não foi desenvolvida nenhuma correlação direta entre redução da resistência de isolamento ou aumento da fuga de corrente e falha do circuito sendo apenas observadas falhas ocorridas e não tendências (EPRI 1011709, 2005).

3.1.4.4 Método 4 – Medidas de Comparação de Sinais

A teoria para comparação de sinais é simplesmente que, se duas medidas deveriam ser as mesmas e não são, alguma coisa mudou tal como o envelhecimento de um componente do cartão tendo sido aplicadas em muitas usinas de geração nuclear (AIEA 2000), utilizando-se configurações de medição temporárias e fixas. Para cartões que fazem a seleção lógica baseada na entrada de três ou mais circuitos de sensoriamento há a possibilidade de utilização de um processo de comparação para identificar desvios em relação ao processamento normal do sinal no cartão. Tais sistemas normalmente protegem contra atuações errôneas a partir da falha em um único sensor, direcionada para o sistema de seleção de valores. Uma falha no cartão poderia levar a um sinal falso para acionamento do desarme do reator. A outra falha que preocupa é a incapacidade de passar um sinal de desligamento válido devido a uma falha de um componente do cartão. Comparando-se os sinais de um canal com os de outros, desvios significativos podem identificar problemas com componentes no fluxo do sinal no cartão, do sensor até o circuito de seleção.

Vantagens:

O processo de comparação fornece um bom indicador de mudança em um dos circuitos paralelos do sistema e, no caso de envelhecimento, as tendências das medidas do circuito podem ser usadas para identificar o circuito degradado.

O monitoramento e a comparação de sistemas redundantes também podem identificar circuitos descalibrados e as medições podem ser feitas nos sinais de entrada e saídas intermediárias para avaliação passiva da condição do cartão, mesmo com o circuito em operação normal e serem executadas no sistema de proteção do reator e circuitos de desarme.

Desvantagens:

A diferença entre os sinais pode ser causada por outra fonte diversa do envelhecimento dos componentes do circuito medido como alterações das características de circuito de aterramento, correntes induzidas da radiação eletromagnética de circuitos adjacentes, telefones celulares, redes sem fio, ondas de rádio, etc.

A identificação de problemas de envelhecimento com base em diferenças de sinal conforme determinado por uma avaliação da engenharia exige sinais redundantes, que não estão disponíveis para circuitos não-redundantes e onde não exista o mesmo estressor ou causa comum.

A comparação de sinais requer avaliação de engenharia e programas de software para identificar um circuito degradado e só é boa até o circuito de seleção; outros meios são necessários para avaliar os componentes de lógica de seleção e de saída. Além disto, as comparações são relativas e não dependem de normas não sendo possível obter nenhuma correlação entre a comparação de variação do sinal e a probabilidade de falha (EPRI 1011709, 2005).

3.1.4.5 Método 5 - Sistemas de Medição Passiva

A teoria para este método é que a degradação por envelhecimento causará

"vibrações" elétricas dentro do sistema como um sistema mecânico que está fora de equilíbrio. O processo pode incluir medições periódicas e contínuas. Existem dois tipos principais de técnicas neste método que são:

Medidas de parâmetros do circuito

Neste caso a corrente normal para o circuito pode ser medida continuamente e quando forem detectadas variações no fluxo de corrente em um determinado estado operacional (por exemplo, aumento de corrente indica uma fuga para a terra ou curto-circuito e diminuição da corrente indica degradação, levando a um circuito aberto) pode acontecer a identificação dos precursores da falha do circuito.

Além disso, se um sinal de ruído interno é gerado pela operação do circuito, e se puder ser isolado do ruído do processo, o seu aumento de intensidade em diferentes frequências pode, similarmente às vibrações mecânicas, ser um indicador passivo de tendências de envelhecimento do componente.

Medições de Parâmetros Ambientais

A segunda técnica é o uso de medidas ambientais, como temperatura, vibração, e qualidade do ar (por exemplo, o cheiro de isolação queimando) perto do cartão como uma medida dos fatores de envelhecimento. O impacto da medida é tratado como o caso de modelagem de confiabilidade discutido no método 2. Se uma condição prejudicial é identificada é necessária uma inspeção adicional para se avaliar a necessidade de reparo ou substituição do cartão. No caso de cartões esta técnica requer a adição de um sensor para detectar a condição ambiental (por exemplo, umidade, temperatura, fumaça, etc.) e avisar em caso de dano potencial ou real.

Vantagens:

Não há nenhuma interação entre o processo de medição e os circuitos no cartão assim não se introduz nenhum modo de falha por manipulação dos componentes e os sensores independentes podem medir calor, vibrações, etc., para detectar mudanças na operação normal.

Qualquer destas técnicas pode ser, em certo grau, potencialmente

automatizada sem nenhuma interferência com a operação do circuito e permitem a automatização da análise de sinal, usando um sistema e processo para converter de dados medidos de envelhecimento e as tendências em uma monitoração de condição ou análise de avaliação operacional.

Desvantagens:

Existe a necessidade de uma correlação entre um parâmetro mensurável e a probabilidade de falha (por exemplo, temperatura de exaustão do ar de resfriamento e o grau de degradação ou de envelhecimento que é esperado). Podem ser estabelecidas correlações ou modelos para estimar a probabilidade de falha do circuito devido a um modo de falha de envelhecimento antes do próximo intervalo de teste mas há uma perda no correlacionamento entre dados ambientais medidos que estimam degradação por envelhecimento. Isto introduz duas incertezas – uma na medida ambiental (por exemplo, temperatura) e outra no grau de degradação (por exemplo, tempo de vida reduzida a temperaturas elevadas), causando uma dependência significativa de julgamento humano para substituir um cartão só por esta medida (EPRI 1011709, 2005).

3.1.4.6 Método 6 - Sistema de Medição Ativa

Na teoria de perturbação se estabelece que uma mudança conhecida na entrada de um sistema pode ser usada para medir as suas características de resposta. Pela aplicação desta teoria, os efeitos do envelhecimento no circuito podem ser detectados como alterações nas medidas de resposta aos sinais de perturbações ao longo do tempo.

Uma aplicação de um sinal de entrada pode ser usada para medir as mudanças na resposta de sistema, desde que o sinal de entrada não interfira com a função normal do circuito. Assim a capacidade de medir parâmetros e receber sinais a partir de um sinal de entrada definido, pode ser usada para interpretar sua condição, podendo incluir alterações na corrente ou tensão normais de um sinal de entrada específico.

Uma vez que os parâmetros de resposta e sinais de entrada são selecionados

para medir as características do cartão, é necessário um método para coletar e armazenar os dados para análise de tendências e previsão de falha que poderia indicar que os circuitos no cartão estão envelhecendo (degradando) a um ponto onde a ação corretiva é necessária (EPRI 1008166, 2004).

Mudança de Corrente ou Tensão

Um sinal de teste pode ser enviado para um cartão específico para medir a sua função de transferência, podendo ser tão simples quanto um pulso gerado externamente para verificar a continuidade e tempo, ou um sinal gerado internamente ao do cartão. O uso de sinais de teste conduzidos por comando de software é uma técnica diagnóstica comum aplicada em toda a indústria de computadores (por exemplo, computadores pessoais, servidores, web sites, e programas de software) para testar falhas em hardware, tais como memória, discos rígidos e drives de disco e software de um sistema operacional buscando alterações indesejadas para um código ou informação em um banco de dados.

A indicação importante em um dispositivo de medição de corrente para um cartão seria um ligeiro aumento ou diminuição do fluxo de corrente em um circuito podendo acionar um sinal de alerta. As indicações e os pontos de ativação de uma ação podem ser baseados em um desvio significativo da corrente do valor de uma análise inicial.

Análise de assinatura

O alerta de um pulso de teste poderia ser tão simples como uma comparação do nível de tensão do pulso de retorno com um pulso de retorno padrão. Um sinal de alerta pode ser acionado se o pulso de retorno cai fora das especificações de tempo, amplitude, duração ou a resposta de pulso quando o cartão é novo, ou quando uma tendência mostra que; por exemplo, a amplitude do pulso está tendendo para baixo e a duração do pulso está aumentando. Este tipo de avaliação é conhecida como análise de assinatura. Uma vez que a condição precursora de falha do circuito é identificada, devem ser feitas mais investigações dos cartões do circuito.

Reconhecimento de padrões

Para sinais de integração mais complexos, tais como a existência de ruído produzido pela combinação simultânea de várias frequências ou um sinal de entrada aleatório, o resultado pode ser exibido no domínio da frequência, usando um analisador de espectro para visualizar ângulo de fase e amplitude versus frequência. A análise do espectro de resposta de frequência pode decompor o sinal de resposta em seus componentes de frequência para que seja possível avaliar o impacto do envelhecimento sobre componentes específicos dentro do circuito ou cartão que impactem essa faixa de frequência. O envelhecimento induzido por alterações em capacitores e transformadores nos cartões irá mudar os picos e vales do espectro de frequência quando filtrados através do sistema de respostas características para circuitos capacitores típicos (EPRI 1011709, 2005).

Podem ser dados alertas de degradação quando o padrão de exibição de frequência difere de um padrão para o cartão ou a amplitude em uma frequência torna-se demasiado baixa ou alta. Esta abordagem é conhecida como reconhecimento de padrões.

Análise de frequência

A análise de frequência ativa usa o ângulo de fase e amplitude versus resposta de frequência de um sinal de entrada que podem ser ruído combinado de várias frequências, ruído aleatório ou pulsos. O ruído combinado ideal inclui amplitudes iguais de entrada para todas as frequências e os ruídos aleatórios podem ser gerados utilizando-se uma série de pulsos com durações diferentes para representar um sinal de ruído branco. Neste método os modelos dos parâmetros físicos do dispositivo a ser testado são comparados com os picos no perfil de frequência para identificar as causas dos picos, causas de alterações nos picos, mudanças na distribuição dos picos de frequência ou vales. Deste modo componentes muito específicos no circuito do cartão que necessitem de substituição podem, possivelmente, ser identificados antes da remoção do mesmo.

Vantagens

Nesta técnica os dados podem ser obtidos ativamente de cada cartão específico e a tendência na degradação do circuito pode ser monitorada em uma base

contínua ou consultada manualmente por um analista.

A interrupção do circuito não é necessária para monitorá-lo e testá-lo e o processo de monitoramento pode ser configurado para alertas automáticos usando software e pontos de alarme predefinidos.

A incerteza no correlacionamento das alterações nas amplitudes dos perfis dos harmônicos de frequência com mudanças na condição dos componentes dos cartões pode ser usada para definir limites estatisticamente baseados para a ação.

Com o acúmulo de experiência podem ser criados catálogos com os padrões para uso futuro aumentando a capacidade de diagnosticar modos de falha de componentes específicos, mas as correlações ou modelos precisam ser estabelecidos para estimar a probabilidade de falha do circuito devido a um modo de falha de envelhecimento antes do próximo intervalo de teste para apoiar as estimativas de probabilidade.

Desvantagens

Este método requer uma interação de sinal externo de diagnóstico com um circuito em funcionamento quando se usar sinais de teste de pulso ou aleatórios para medir a função de transferência do circuito. Deve-se ter cuidado para garantir que o sinal de teste não interfira com a função normal do cartão, além disso, estes sistemas tendem a ser mais complexos do que outros.

Não é permitido o uso desta técnica para o monitoramento de circuitos ativos de sistemas de segurança e a grande incerteza na correlação de mudanças em amplitudes nos perfis de frequência dos harmônicos nas mudanças de condição dos cartões não permite uma utilização mais abrangente (EPRI 1011709, 2005).

3.1.5 Revisão de métodos e técnicas

Uma visão dos métodos e técnicas já citados está apresentada nas figuras

12,13 e 14 para componentes, circuitos integrados e cartões respectivamente onde os modos de falha foram identificados a partir de EPRI 1003568, 2002 e EPRI 1008166, 2004 para componentes específicos como listado nas tabelas.

Cada técnica listada é analisada em seu potencial para detectar indicadores de precursores de modos de falha iminentes relacionados com envelhecimento do circuito. Em alguns casos a técnica demonstrou uma capacidade para a detecção de modos de falha do precursor e em outros casos, a teoria da sua aplicação é esperada ser capaz de detectar mudanças no circuito, mas ainda tem comprovação.

Assim, o julgamento sobre a aplicabilidade utiliza as seguintes regras de classificação.

- n = improvável detectar o precursor modo de falha
- u = potencial desconhecido para detectar o precursor do modo de falha
- y1 = provável detectar o precursor do modo de falha, mas sem exemplos, precisa de demonstração.
- y2 = provável detectar o precursor do modo de falha, conforme demonstrado na literatura ou experiência de usina.

Esta revisão técnica pressupõe o processo a seguir, para abordar um precursor de falha de circuito de I&C:

- Os meios adequados são aplicados para tornar o sistema de detecção viável para a detecção de anomalias e identificar tendências de falha em um nível de circuito.
- Após a detecção de uma anomalia de circuito por medidas em nível de circuito, investigação adicional seria aplicada para determinar o cartão com um componente falhando.
- Assume-se que o reparo bem-sucedido de um circuito pode ser executado enquanto a usina está operando (por exemplo, em circuitos de controle, o loop de realimentação pode ser substituído por um ajuste manual enquanto o circuito está em reparo, em circuitos de proteção,

um arranjo redundante 2 de 3 de sinal pode ser temporariamente substituído por um 2 de 2 ou 1 de 2).

- A falha de componentes individuais em um cartão pode ser apontada através de testes de bancada, e uma decisão sobre o reparo do componente no cartão ou sua substituição.
- A restauração do circuito pode ser realizada on-line, substituindo o cartão por um novo ou por um original reparado.

	Método	1	1	2	3	3	4	5	5	6	6	6	6
	Descrição	Inspeções Periódicas	Inspeções Periódicas	Modelo de Confiabilidade	Medidas de Resistencia	Medidas de Resistencia	Medidas de Comparação De Sinais	Sistemas Passivos De Medição	Sistemas Passivos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição
	Técnica de Detecção	Teste Funcinal	Inspeção Visual	Calculo de MTBF	Teste de Resistencia	Teste de Fuga de Corrente	Auto amostragem	Medição dos Parametros do Circuito	Teste dos paramentos de meio ambiente	Teste de Mudança de Sinal	Teste de análise de Assinatura	Teste de REconhecimento de Padrão	Teste de Análise de Frequencia
Condição Precursora		Detecta um mal funcionamento do circuito	Observe um dano no cartão	Dados estatísticos de componentes imilares	Mudanças na resistencia de aterramento para o circuito como um todo	Aumento na fuga de corrente para o circuito como um todo	Diferença de respostas em Circuitos redundantes	Mudanças nas medidas passivas de saídas	Mudanças nas condições do meio ambiente dos circuitos	Medições de modificações em pulsos de corrente ou tensão	Avaliação de sinais de entrada de teste em relação a mudanças na saída	Comparação com um espectro padrão	Análise de tendencia da resposta em relação a um sinal complexo
Parametros Elétricos fora de especificação (R, L,C, impedancia, tensão ou corrente)	Curto Circuito ou Circuito aberto Intermitente	n	n	n	u	u	Y1	Y2	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Varição nos parametros do circuito (R,L e C)	A variação causa erro na conversão de dados	Y2	n	n	u	u	u	u	u	u	Y1	Y1	Y1
Alta Corrente de aterramento (Falha de Isolamento)	Corrente de fuga causa aumento de temperatura	n	n	n	u	Y1	Y1	u	u	u	u	Y1	Y1
Tensão de entrada fora de especificação (Falhas de R, L e C)	Tensão de entrada resulta em tensão de saída fora de especificação	n	n	n	n	n	Y1	u	n	n	Y1	Y1	Y1
Aumento de Resistencia Térmica (Também variação de L e C)	Perda de resfriamento- A confiabilidade de longo prazo é pafetada	u	n	n	u	n	u	u	Y2	u	u	Y1	Y1
Curto Circuito entre condutores	Catodo pode mudar	n	n	n	n	u	u	u	n	u	u	Y1	Y1
Alta Resistencia de Contatos	A temperatura aumenta falha do contator	n	u	n	Y2	u	u	u	u	u	u	u	u

Figura 12 - Potencial de técnicas para identificar precusores de falha por envelhecimento em componentes eletrônicos (EPRI 2004)

	Método	1	1	2	3	3	4	5	5	6	6	6	6
	Descrição	Inspeções Periódicas	Inspeções Periódicas	Modelo de Confiabilidade	Medidas de Resistencia	Medidas de Resistencia	Medidas de Comparação De Sinais	Sistemas Passivos De Medição	Sistemas Passivos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição	Sistemas Ativos De Medição
	Técnica de Detecção	Teste Funcinal	Inspeção Visual	Calculo de MTBF	Teste de Resistencia	Teste de Fuga de Corrente	Auto amostragem	Medição dos Parametros do Circuito	Teste dos paramentos de meio ambiente	Teste de Mudança de Sinal	Teste de análise de Assinatura	Teste de REconhecimento de Padrão	Teste de Análise de Freqüencia
	Condição Precursora	Detecta um mal funcionamento do circuito	Observe um dano no cartão	Dados estatísticos de componentes imilares	Mudanças na resistencia de aterramento para o circuito como um todo	Aumento na fuga de corrente para o circuito como um todo	Diferença de respostas em Circuitos redundantes	Mudanças nas medidas passivas de saídas	Mudanças nas condições do meio ambiente dos circuitos	Medições de modificações em pulsos de corrente ou tensão	Avaliação de sinais de entrada de teste em relação a mudanças na saída	Comparação com um espectro padrão	Análise de tendencia da resposta em relação a um sinal complexo
Suprimento de Corrente Baixo (perda de R, L, ou C)	Curto Circuito ou Circuito aberto Intermitente	u	n	n	u	u	u	n	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Suprimento de Corrente Muito Alto, falha de junção	A memória não pode ser queimada de novo	u	n	n	u	u	u	n	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Fuga de corrente de um transistor de saída está fora de especificação	Corrente não está de acordo com padrão	u	n	n	u	u	u	n	n	Y1	Y1	Y1	Y1
TOperação com alta temperatura	Saídas com valores instáveis	u	n	n	u	u	Y1	n	n	u	Y1	Y1	Y1
Crescimento de corrosão induzida nas interfaces entre camadas metálicas	Perda de resfriamento- A confiabilidade de longo prazo é pafetada	u	n	n	u	u	Y1	n	n	u	Y1	Y1	Y1

Figura 13 - Potencial de técnicas para identificar precusores de falha por envelhecimento em circuitos integrados e chips (EPRI 2004)

	Método	1	1	2	3	3	4	5	5	6	6	6	6
	Descrição	Inspecões Periódicas	Inspecões Periódicas	Modelo de Confiabilidade	Medidas de Resistencia	Medidas de Resistencia	Medidas de Comparação de Sinais	Sistemas Passivos de Medição	Sistemas Passivos de Medição	Sistemas Ativos de Medição	Sistemas Ativos de Medição	Sistemas Ativos de Medição	Sistemas Ativos de Medição
	Técnica de Detecção	Teste Funcinal	Inspecão Visual	Calculo de MTBF	Teste de Resistencia	Teste de Fuga de Corrente	Auto amostragem	Medição dos Parametros do Circuito	Teste dos paramentros de meio ambiente	Teste de Mudança de Sinal	Teste de análise de Assinatura	Teste de Reconhecimento de Padrão	Teste de Análise de Frequencia
Condição Precursora		Detecta um mal funcionamento do circuito	Observe um dano no cartão	Dados estatísticos de componentes imilares	Mudanças na resistencia de aterramento para o circuito como um todo	Aumento na fuga de corrente para o circuito como um todo	Diferença de respostas em Circuitos redundantes	Mudanças nas medidas passivas de saídas	Mudanças nas condições do meio ambiente dos circuitos	Medições de modificações em pulsos de corrente ou tensão	Avaliação de sinais de entrada de teste em relação a mudanças na saída	Comparação com um espectro padrão	Análise de tendencia da resposta em relação a um sinal complexo
Revestimento com trincas	Aumento ou decréscimo da resistencia	n	n	n	u	u	Y1	u	n	u	u	u	Y1
Placas separadas ou abauladas, falhas no processo de limpeza	Mudança na resistencia	n	n	n	u	u	Y1	u	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Muito pó ou poluentes na placa ou componentes	Flutuação na resistencia	n	n	n	u	u	Y1	u	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Aquecimento localizado com mudança de cores	A corrente muda entre base e coletor	u	n	n	n	n	u	u	n	u	Y1	Y1	Y1
Vibração:Falha de diodos	Aumento da corrente de fuga inversa > 10 µA	u	n	n	Y1	Y1	u	u	n	u	u	Y1	Y1
Corrosão por umidade, produtos quimicos, fumaça ou pela atmosfera	Aumento na resistencia.(precisa de nova partida)	n	n	n	Y1	Y1	Y1	Y1	u	Y1	Y1	Y1	Y1
Danos mecnicos (condutores ou corpo)	Operação limitada a uma posição	Y2	n	n	n	n	u	n	n	n	u	u	u
Conectores faltando ou danificados	A saída não é regulada por mudança na entrada	Y2	n	n	n	n	n	Y1	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Envelhecimento de isolamento de resistores	Variação de tensão com alta fuga de corrente	u	n	n	u	Y1	Y1	Y1	n	Y1	Y1	Y1	Y1
Envelhecimento de isolamento de capacitores e transformadores	Frequencia varia progressivamente	n	n	n	n	n	u	u	n	u	u	Y1	Y1
Anomalias de soldagem	Aumento de resistencia	n	n	n	u	u	Y1	u	n	Y1	Y1	Y1	Y1

Figura 14 - Potencial de técnicas para identificar precusores de falha por envelhecimento em placas eletrônicas (EPRI 2004)

3.1.6 Processo de Seleção de Metodologia de Monitoração de Envelhecimento em Cartões Eletrônicos

As doze técnicas de detecção discutidas estão listadas na tabela 3.5

Método	Técnica de Detecção e Predição de Falha no Cartão
1	Inspeções periódicas - teste funcional
1	Inspeções periódicas - inspeções visuais
2	Modelagem de confiabilidade
3	Medidas de resistência ao teste de resistência à terra
3	Medidas de resistência de terra - medidas de corrente de fuga
4	Comparação do sinal com medidas redundantes
5	Medidas de parâmetro passivo interno
5	Medidas de parâmetro passivo externo
6	Medidas ativas - corrente ou tensão de mudança
6	Medidas ativas - análise de assinatura
6	Medidas ativas - reconhecimento de padrões
6	Medidas ativas - análise de frequência

Tabela 3.5 – Técnicas de Detecção e Predição de Falhas em Cartões (EPRI 2004)

Cada método fornece uma base única para modernizar a detecção de condições de envelhecimento dos circuitos eletrônicos, pois com melhores técnicas de detecção as previsões podem ser mais precisas (figura 15). É necessário o desenvolvimento de uma relação entre os parâmetros mensuráveis e a probabilidade de falha de forma a dar mais sustentação aos processos de monitoramento quantitativo de condição e de avaliação operacional e também quanto ao potencial para o monitoramento automatizado do envelhecimento.

Método	#	Técnica de Detecção	Abordagem para Detecção e Monitoração
1		Inspeções Periódicas	O teste periódico verifica a operabilidade do circuito ou detecta falhas (normalmente executado em paradas para recarregamento)
1	1	Inspeções Periódicas	Teste Funcional
1	2		Inspeções Visuais
2	3	Modelos de Confiabilidade	Prevê as falhas com base nas estatísticas de componentes similares
3		Medidas de Resistencia	Acompanhamento simples de tendencia de degradação do cartão ou circuito
3	4	Medidas de Resistencia	Teste de Resistencia
3	5		Teste de Corrente de Fuga
4	6	Medidas de Comparação de Sinais	Prevê falhas com base nas diferenças de sinal em partes de circuitos redundantes
5		Sistemas Passivos de Medição	Monitoração de mudanças nas características de sistemas para prever envelhecimento
5	7	Sistemas Passivos de Medição	Monitoração de Parametros Passivos
5	8		Teste de Parametros Ambientais
6		Sistemas Ativos de Medição	Monitoração para deteção de envelhecimento no nível dos circuitos (mudança nos valores de saída indicam falhas em capacitores e transformadores)
6	9	Sistemas Ativos de Medição	Teste de Troca de Sinais
6	10		Teste de Análise de Assinatura
6	11		Teste de Reconhecimento de Padrão
6	12		Teste de Análise de Frequencia

Figura 15 - Relação entre o método de detecção, técnica e categoria de monitoração (EPRI 2004)

3.1.7 Envelhecimento de Componentes Eletrônicos

A tomada de decisão relativa à escolha da técnica mais adequada para a monitoração das condições dos cartões eletrônicos, quanto aos processos de degradação por envelhecimento, deve seguir um conjunto de considerações para que seja estabelecida de forma correta. A questão principal a ser vista é se seria viável a utilização de um processo mais refinado para prever a falha do cartão devido ao envelhecimento. Para isto precisamos considerar:

- Qual é a importância do circuito considerado para a operação da usina?
- Os precursores de falha no circuito, devido ao envelhecimento do componente, são facilmente observáveis sob as condições operacionais existentes?
- O uso de um novo método de detecção melhora tecnicamente as abordagens existentes para monitoramento de tendências de envelhecimento?
- O método existente de avaliação oferece suporte para utilizar a probabilidade de detecção da falha na definição do próximo intervalo de inspeção ou reparo?
- O método existente dá condições para que se tenha uma metodologia correta para reparar ou substituir os cartões?

Os métodos atualmente existentes usam inspeções e testes periódicos para identificar falhas de envelhecimento e se baseiam nos intervalos de parada para reabastecimento, quando as usinas fazem a troca de elementos combustíveis exauridos por novos e executam as manutenções que precisam das condições de reator desligado para serem liberadas. O intervalo entre testes pode ser alterado com base em avaliações do MTBF usando modelos de confiabilidade. Esta é uma combinação dos métodos 1 e 2, listados na tabela 3.5. Esta combinação está de acordo com os requisitos do IAEA NS-G-2.6 para a maioria dos circuitos durante o período de funcionamento e o uso de modelagem de confiabilidade para estabelecer um melhor intervalo de teste é um primeiro passo no desenvolvimento de um método

modernizado para monitoramento e previsão de falhas por envelhecimento.

Para melhorar a previsão de falhas induzidas por envelhecimento em cartões eletrônicos, é necessário usar modelos de envelhecimento e a medição dos precursores de modo de falha para caracterizar a condição do cartão eletrônico. A avaliação das medidas feitas para prever falhas requer algum tipo de modelo ou uma correlação. Os modelos de probabilidade de falha a partir de dados medidos podem incluir avaliações de engenharia, avaliações estatísticas, acompanhamento de tendências de medidas, modelos de confiabilidade suportados pelas variáveis medidas, combinações de tendências e correlações de medidas, etc. Um objetivo desta modelagem é produzir uma estimativa da probabilidade da falha para o intervalo passado entre os testes e estabelecer uma projeção para o próximo intervalo de teste. Estes processos são chamados de avaliações operacionais e monitoramento de condição. Eles permitem uma avaliação quantitativa da probabilidade de falha do cartão com base em medidas de desempenho específicas da placa de circuitos e seus componentes (EPRI 1011709, 2005).

3.1.8 Elementos do processo de decisão

A seleção de um processo de melhoria para identificar e reparar os cartões que sofrem falhas por envelhecimento requer um processo de tomada de decisão, considerando que as seguintes considerações devem ser parte desta estratégia:

- uma avaliação da importância do cartão para a operação da usina,
- uma avaliação da capacidade de se observar o impacto dos modos de falha por envelhecimento dos componentes do cartão,
- uma avaliação da viabilidade técnica do método para melhorar as abordagens atuais,
- sua capacidade de avaliar a condição existente, baseada em medidas objetivas e
- que ao final se tenha suporte para a substituição dos cartões em uma base técnica, que use um banco de dados correlacionais.

Estes elementos do processo de decisão são discutidos a seguir:

41.1.1. Elemento de Decisão 1: Importância

Determinar a importância de um circuito é o primeiro passo para a estrutura de árvore de decisão. Várias abordagens têm sido desenvolvidas para avaliar a importância dos Sistemas, Estruturas ou Componentes (ESC's). Duas abordagens, já referidas anteriormente são:

- Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção” (10CFR50.65, 2015) e
- Abordagem de Confiabilidade da AP-913 (INPO 2003).

A classificação de acordo com o Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção” (10CFR50.65, 2015) inclui 5 classes de fronteiras que podem ter suas condições definidas através de uma resposta sim ou não para cada sistema, sendo que os circuitos eletrônicos de suporte teriam a mesma classificação. Com base nesta classificação podem ser definidas as técnicas para medição e avaliação das falhas por envelhecimento. As questões para identificação da importância dos circuitos para a operação da usina seriam:

Classe	ESC's	Modelo Típico de Falha conforme Análise Probabilística de Segurança
Q1	O circuito é um ESC's relacionado à segurança ?	Funções modeladas em APS
Q2	O circuito é um ESC's não relacionado à segurança utilizado para mitigar acidentes ou transientes?	Falhas do circuito modelados como parte da taxa de falha do ESC
Q3	O circuito é um ESC's não relacionado à segurança utilizado em procedimentos de operação de emergência ?	Impacto das falhas do circuito modelados como parte da probabilidade de falha humana
Q4	O circuito é um ESC's não relacionado à segurança cuja falha pode evitar que um ESC's relacionado à segurança cumpra sua função de segurança?	Impactos de falhas do circuito modelados como parte da taxa de falhas do ESC
Q5	O circuito é um ESC's não relacionado à segurança cuja falha pode causar um desarme do reator ou a atuação de um sistema de segurança?	Impactos de falhas do circuito modelados por agrupamento em estatística de desarme sem detalhes relacionados com impacto de envelhecimento

Tabela 3.6 – Definição de Importância dos Circuitos

A classificação segundo o método do AP-913 (INPO 2003) usa elementos de classificação para definir Estruturas, Sistemas e Componentes como críticos, não-críticos e “funcionar até falhar”. Para circuitos cuja falha não tem impacto sobre a usina nenhum monitoramento especial é necessário (ou seja, funcionar até falhar). Para os circuitos considerados não-críticos os métodos 1 e 2 de monitoramento podem ser utilizados como atualmente o são em muitas usinas e para os circuitos críticos deve ser considerada a possibilidade de uma melhor monitoração.

Tendo o Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção como uma base, um método mais refinado para classificação de ESC's críticos foi gerado pelo INPO 2003. O processo de classificação identifica e avalia aqueles que são associados com o desempenho de uma função específica, considerando os elementos ativos e passivos de cada um.

Se uma falha de um Sistema, Estrutura ou Componente impede ou degrada uma função importante ou uma função que é redundante para uma função importante, então é um componente crítico, e a análise deve continuar. Em geral, se a falha de um componente em um circuito impede a execução de um procedimento de operação de emergência, ou impede a mitigação das consequências de acidentes que podem resultar na exposição potencial do indivíduo do público, excedendo os limites previstos ou requer que o operador tenha que executar uma atividade adicional para permitir que qualquer um dos elementos classificados na tabela 3.7 execute qualquer uma das funções ou procedimentos acima então o circuito é considerado um circuito crítico.

Elemento de Classificação	Tipo de Circuito	Tipo de Falha Esperada
Transiente significativo de potência	Circuitos de controle	Falha de componente
Perda de uma função de segurança redundante	Circuitos de proteção	Falha individual ou de causa comum de um componente
Entrada não planejada em uma Condição Limite de Operação (por especificação técnica)	Circuitos de proteção	Falha não aparente de componente descoberta durante o teste
Desarme parcial	Circuitos de proteção ou controle	Falha de componente individual aparente
Desligamento do reator	Circuitos de proteção ou controle	Falhas aparentes de componentes
Atuação de sistemas de emergência ou salvaguardas de emergência	Atuação espúria de circuito	Falha aparente de componente
Incapacidade de controlar uma função crítica de segurança (por exemplo: nível e pressão de refrigerante do reator)	Circuitos de proteção ou controle	Falha aparente de componente
Capacidade degradada para desligar o reator e mantê-lo desligado	Circuitos de proteção ou controle	Falha não aparente de componente descoberta durante o teste

Tabela 3.7 Tipos de classificação do circuito de acordo com AP 913 (INPO 2003)

Um circuito classificado como “Funcionar até Falhar” é aquele para o qual os riscos e consequências da falha são aceitáveis sem que qualquer manutenção preditiva ou preventiva seja executada e não há um método simples, de baixo custo para prolongar a vida útil do componente devendo operar até que seja necessária a execução de uma manutenção corretiva.

Entre as categorias de “Crítico e Funcionar até Falhar”, há um número de ESC’s para os quais o baixo custo de manutenção preventiva faz sentido. Se a falha do ESC resultar em qualquer uma das condições listadas abaixo sua análise deve ser considerada como “Não-crítica”, caso contrário, o circuito pode ser classificado como “Funcionar até Falhar”.

- A falha do circuito cria um aumento inaceitável de risco pessoal, industrial, ambiental ou radiológico (por exemplo, perda de calibração de monitores de radiação).
- O circuito tem um histórico elevado de reparos, substituição ou alto custo operacional.
- A falha do circuito representa uma sobrecarga ao operador ou à manutenção (por exemplo, o operador opera manualmente o controle de feedback).
- O circuito é obsoleto, sem sobressalentes, ou muito caro para se reparar ou substituir.
- Existe um prazo de entrega longo para peças de reposição que impede que um circuito importante seja reparado em tempo hábil.
- A operação do circuito é necessária para o trabalho em equipamento crítico (por exemplo, controle de isolamento da contenção).
- A falha do circuito causa a falha de outros componentes (por exemplo, falha em circuitos de controle que causam sobretorque na haste da válvula).
- Existe um potencial para novos riscos oriundos de produtos químicos perigosos ou preocupações ambientais (por exemplo, operação espúria da válvula de drenagem de um tanque de armazenamento contendo material radioativo).

- A falha resulta em um transiente de potência, perda de geração contínua ou redução da disponibilidade das redundâncias necessárias ou da defesa em profundidade (por exemplo, sistemas de controle de potência do reator).
- A falha pode ocasionar consequências regulatórias.
- A falha do circuito irá dificultar ou impedir o reparo, em tempo adequado, de um componente crítico.
- É mais rentável se manter o circuito ao invés de se fazer reparo reparação ou substituição (EPRI 1011709, 2005).

3.1.8.2 Elemento de Decisão 2: observação

As diferenças existentes entre circuitos de controle e circuitos de proteção têm um impacto sobre qual método pode fornecer as informações mais precisas para se monitorar os processos de envelhecimento. Alguns tipos específicos de circuitos podem ser mais adequados para um processo de diagnóstico que outros. Em alguns circuitos de controle as mudanças no modo como a usina opera podem ser detectadas pela observação do operador e neste caso, a observação do operador pode iniciar uma inspeção do circuito para corrigir o comportamento não usual das respostas da usina. Para circuitos de proteção e controle importantes para a usina, alguns métodos avançados podem ser úteis no desenvolvimento de um programa específico mais abrangente, que ajudaria a evitar o aumento potencial de desarmes ou reduções de potência.

Os circuitos de controle para sistemas de feedback contínuo podem ser analógicos ou digitais. Os elementos eletrônicos podem estar localizados em um painel único ou serem distribuídos em vários pontos. Em muitas usinas os circuitos de controle são isolados por conversores analógico x digitais e as saídas digitais são geralmente adequadas para comunicação em redes de computadores.

Os circuitos de proteção são caracterizados pela execução de medições de forma redundante e pela seleção lógica para impedir que um sinal falso desencadeie uma ação de segurança. Eles podem ser projetados como circuitos de interrupção de sinal ou envio de sinal. Uma característica única de circuitos de proteção é que para

uma parte do circuito há caminhos redundantes para circuitos redundantes permitindo a possibilidade de comparar sinais nas vias redundantes como uma maneira de se detectar tanto envelhecimento de circuito interno e mudanças na planta quanto problemas nos sensores que são refletidos como diferenças em valores de sinais em trens redundantes. Do ponto de vista de monitoramento, cartões de circuitos redundantes podem ser comparados para identificar diferenças em valores de tensão e corrente, como uma medida de envelhecimento do cartão associado (EPRI 1011709, 2005).

3.1.8.3 Elemento de Decisão 3: Detecção

Devemos verificar se os modos de falha por envelhecimento de componentes são detectáveis pelos métodos de teste existentes (i.e., 1 & 2). Se a resposta for não, então a tabela 3.8 pode ser utilizada para fornecer uma ligação entre os métodos de detecção existentes e avançados e a abordagem para o monitoramento dos impactos do envelhecimento. Em geral, à medida que o processo de medição se torna mais sofisticado, os resultados da monitoração podem tornar-se mais precisos na previsão do tempo e na precisão de resultados tais como o tempo médio entre falhas.

Método	#	Técnica de Detecção	Abordagem para Detecção e Monitoração
1		Inspeções Periódicas	O teste periódico verifica a operabilidade do circuito ou detecta falhas (normalmente executado em paradas para recarregamento)
1	1	Inspeções Periódicas	Teste Funcional Detecta a falha de um circuito ou cartão
1	2		Inspeções Visuais Observa danos no cartão ou seus elementos
2	3	Modelos de Confiabilidade	Prevê as falhas com base nas estatísticas de componentes similares
3	3	Medidas de Resistencia	Acompanhamento simples de tendencia de degradação do cartão ou circuito
3	4	Teste de Resistencia	Prevê falhas com base na redução da resistencia para terra no circuito como um todo (falha para terra)
3	5	Teste de Corrente de Fuga	Prevê falhas com base no aumento da fuga de corrente no circuito como um todo (curto circuito)
4	6	Medidas de Comparação de Sinais	Prevê falhas com base nas diferenças de sinal em partes de circuitos redundantes
5	6	Sistemas Passivos de Medição	Monitoração de mudanças nas características de sistemas para prever envelhecimento
5	7	Sistemas Passivos de Medição	Monitoração de Parametros Passivos Prevê falhas com base nas medidas passivas de saídas de circuitos tais como tensão e corrente
5	8		Teste de Parametros Ambientais Prevê falhas com base nas condições ambientais onde se localizam os cartões
6	6	Sistemas Ativos de Medição	Monitoração para detecção de envelhecimento no nível dos circuitos (mudança nos valores de saída indicam falhas em capacitores e transformadores)
6	9	Teste de Troca de Sinais	Prevê falhas com base em mudanças nas medidas de alterações em um pulso simples de corrente ou tensão
6	10	Teste de Análise de Assinatura	Prevê falhas com base na avaliação das características de entrada e saída de um sinal de teste
6	11	Teste de Reconhecimento de Padrão	Prevê falhas com base na comparação com um espectro padrão para um circuito ou cartão específico
6	12	Teste de Análise de Frequencia	Prevê falhas com base na análise do espectro de resposta a um sinal ativo

Tabela 3.8 – Técnicas de Detecção (EPRI 1011709, 2005)

O primeiro ponto a ser abordado com este elemento de decisão é se um método pode detectar os modos de falha por envelhecimento associados com os componentes (por exemplo, resistências, transformadores e condensadores) do cartão. Para a categoria de resistores, os métodos de 3 a 6 podem detectar alterações que irão identificar diretamente os modos de falha por envelhecimento. No caso de transformadores os métodos 3 a 6 também podem ser usados. O componente mais difícil é o capacitor, com o uso dos métodos de 3 a 5 se exigiria muita competência técnica do profissional ao passo que o método 6 deve ser capaz de detectar problemas de capacitor pelo rastreamento de mudanças na resposta de frequência do circuito como um todo.

A monitoração do circuito como um todo é necessária para qualquer sistema de detecção razoável. No caso de circuitos de controle, uma resposta de saída a um

sinal de teste de entrada que seja reproduzível pode ser comparada com os resultados de testes anteriores armazenados em um banco de dados. A princípio, na medida em que os circuitos envelhecem, as tendências de falha podem ser detectadas antes da ocorrência de uma falha completa através da comparação entre os valores atuais das medições com os valores obtidos anteriormente. Ao se usar sinais eletrônicos como mostrado nos métodos 3 a 6, a frequência de amostragem pode ser aumentada de tal forma que a monitoração de envelhecimento pode ser considerada quase contínua, desde que o sinal de teste não interferira com o funcionamento normal do circuito (EPRI 1011709, 2005).

Mesmo se o monitoramento do circuito for contínuo, ele pode não detectar uma falha induzida por um estressor rápido como aquelas induzidas por picos de tensão ou corrente altos. Se, no entanto, mesmo com o impacto do stress o sistema permanecer operacional, com alguma degradação, o sistema de detecção deve identificar alterações na resposta de circuito por alterações nos fatores mensuráveis.

A capacidade de detectar, monitorar e interpretar as alterações pode ser tratada formalmente usando uma abordagem de monitoração de condição utilizando os resultados de testes e inspeções para determinar se o circuito está sofrendo os efeitos do envelhecimento. A abordagem de monitoração de condição pode ser suportada com modelos de correlação estatística, modelos de confiabilidade ou mesmo pelo julgamento do pessoal da usina para relacionar as alterações na resposta de saída ao modo de falha de envelhecimento e ao cartão e seus componentes associados (EPRI 1008166, 2004).

3.1.8.4 Elemento de Decisão 4: Previsibilidade

As avaliações modernas do envelhecimento de cartões exigem clareza de conceitos para se tornarem mais precisas na previsão de falha com base na medição das condições progressivas e seus precursores. As definições a seguir, devem poder suportar formulações probabilísticas que permitirão a avaliação de uma probabilidade de falha e seus limites de incerteza.

- **Monitoração de condição** – Um processo para avaliar a condição existente de componentes ou sistemas com base em medidas de desempenho operacional. (Por exemplo, probabilidade de falha)
- **Avaliação operacional** – Um processo para prever a probabilidade de falha num período de tempo futuro com base em medidas de desempenho operacional.

A questão importante aqui é entender como as medidas que são feitas e colocadas em um banco de dados podem ser convertidas em uma probabilidade de falha que pode ser usada para decidir o que fazer com o cartão e os componentes que estão mostrando sinais de envelhecimento relacionando os parâmetros medidos com uma a função probabilidade de falha. Isto é onde os modelos existentes de POF e confiabilidade podem fornecer um bom ponto de partida. Caso as medições utilizadas para detecção puderem ser relacionadas a uma taxa de falhas então estes modelos de confiabilidade e função probabilidade de falha fornecem diretamente uma conversão simples para a probabilidade. Os modelos podem ser configurados para simulações de Monte Carlo que podem estender as tendências das medições para fornecer a probabilidade de falha e a justificativa para a substituição programada tendo como base uma ou ambas a avaliação operacional e/ou a monitoração de condição.

Podemos utilizar uma abordagem estatística quando as medidas e os modelos não são compatíveis com o nível de medida previsto em um método, neste caso testes de falhas de circuitos versus um parâmetro medido, ou combinações de parâmetros podem ser usados para construir uma correlação com limites de incerteza estatística. As tendências nos parâmetros medidos podem ser comparadas com a correlação para se estimar o potencial de falha induzida por envelhecimento. A comparação pode ser realizada graficamente para encontrar os melhores valores estimados, ou podem ser usadas simulações para estabelecer os limites de confiança estatística (EPRI 1011709, 2005).

3.1.8.5 Elemento de decisão 5: Reparabilidade

Neste elemento de decisão a identificação do envelhecimento é feita de forma

global. Assim que se detecta a degradação ou falha no circuito se procede à busca pelo ponto específico (cartão) onde se localiza ou se incide a falha. O caso limite é aquele em que a usina tem que ser desligada para reparo e o menos crítico é quando o circuito de realimentação é substituído por um valor de entrada provisório até o reparo. Neste caso não existe a necessidade de desligamento da usina, mas os operadores são submetidos a um trabalho extra ou atuam como circuito de realimentação.

Tendo em vista que a identificação do componente falhado com a utilização de ferramentas e equipamentos existentes ainda é imprecisa e demorada o processo utilizado atualmente é a troca dos cartões de forma sequencial, um após o outro, até que o circuito seja reparado. Após a identificação do cartão com falha ele é encaminhado para um teste de bancada, quando a identificação do elemento falhado não é evidente, onde se determina o componente falhado ou degradado. Em resumo o processo existente seria então que uma vez que um problema seja identificado no circuito como um todo se faz uma pesquisa para identificar especificamente o cartão falhado, ele é trocado e enviado a um laboratório onde o componente pode ser identificado e, se possível, reparado se for considerado como uma ação que tenha uma relação custo x benefício benéfica.

Em alguns casos uma série de cartões por ser trocada até que o circuito seja retornado à operação normal ocorrendo frequentemente que componentes em bom estado sejam trocados no processo de diagnóstico da falha, quando a identificação do problema do circuito é imprecisa, e todos os cartões do sistema são trocados. Se o cartão falhado pode ser identificado dentre todos os cartões removidos, por teste ou com a determinação do componente falhado através de inspeção simples, os componentes podem ser reparados, testados e retornados para estoque para uso posterior.

Muitas usinas fazem apenas a troca dos cartões defeituosos porque as ferramentas de diagnóstico não têm precisão na identificação dos circuitos degradados e demandam muita mão de obra.

Os sistemas mais avançados de medição podem identificar, com mais

precisão, o cartão ou componente que está sofrendo degradação por envelhecimento e pode ser possível se isolar a parte do circuito degradada sem necessidade de desligamento da usina ou redução de potência durante o processo de reparo.

A identificação da degradação por envelhecimento de um cartão ou componentes específicos sendo feita através de métodos de diagnóstico mais precisos reduz enormemente a dependência da expertise na determinação da falha de modo a ser possível corrigir a operação do circuito degradado (EPRI 1011709, 2005).

3.1.9 Mapas de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos Eletrônicos

Os elementos do processo de decisão apresentados podem ser convertidos em mapas de decisão lógica progressiva (figuras 15 e 16, adaptados de EPRI 1011709, 2005) para suportar a seleção do método de monitoração dos cartões dos sistemas de instrumentação e controle. Como existe uma diferença, mesmo que pequena, entre circuitos de controle e de proteção foram preparados dois diagramas de decisão lógica progressiva. A diferença encontra-se na aplicação de métodos em potencial para os caminhos lógicos F, G e H. Além disso, os detalhes da aplicação de um método variam na dependência do tipo de circuito seja analógico ou digital, de segurança ou controle e controlado por software ou sinal de controle. Os mapas de decisão foram construídos com base em eventos, de modo a que um conjunto de respostas a estes eventos seja um simples sim ou não, dependendo da situação de cada circuito que está sendo avaliado, para uma perspectiva de monitoração mais moderna.

Uma sofisticação maior na predição de falhas por envelhecimento pode ser determinada pelas perguntas sobre cada circuito, identificando assim o caminho lógico associado e determinando o método mais recomendado.

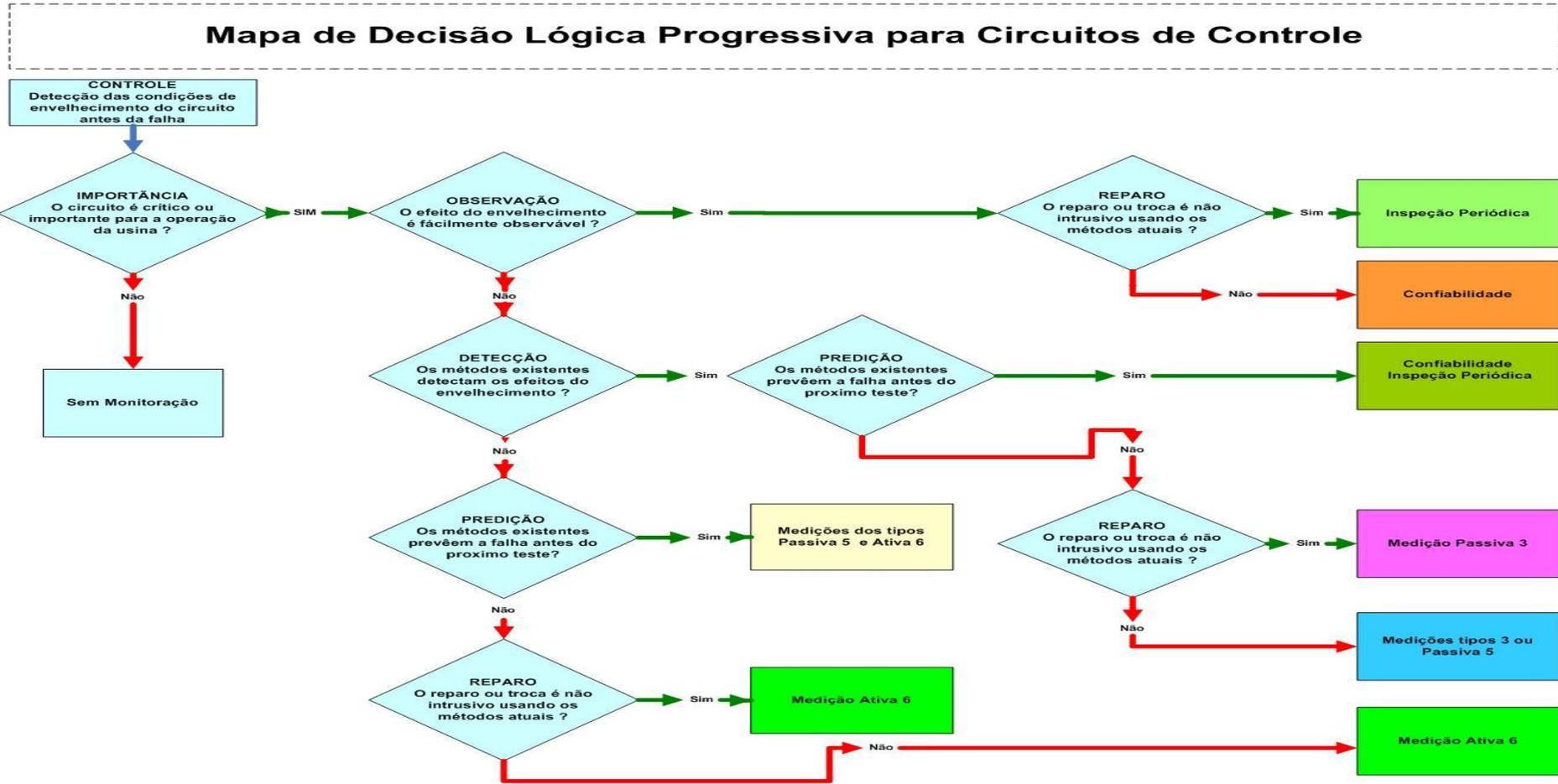


Figura 16 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Controle (Adaptação de EPRI 1011709, 2005)

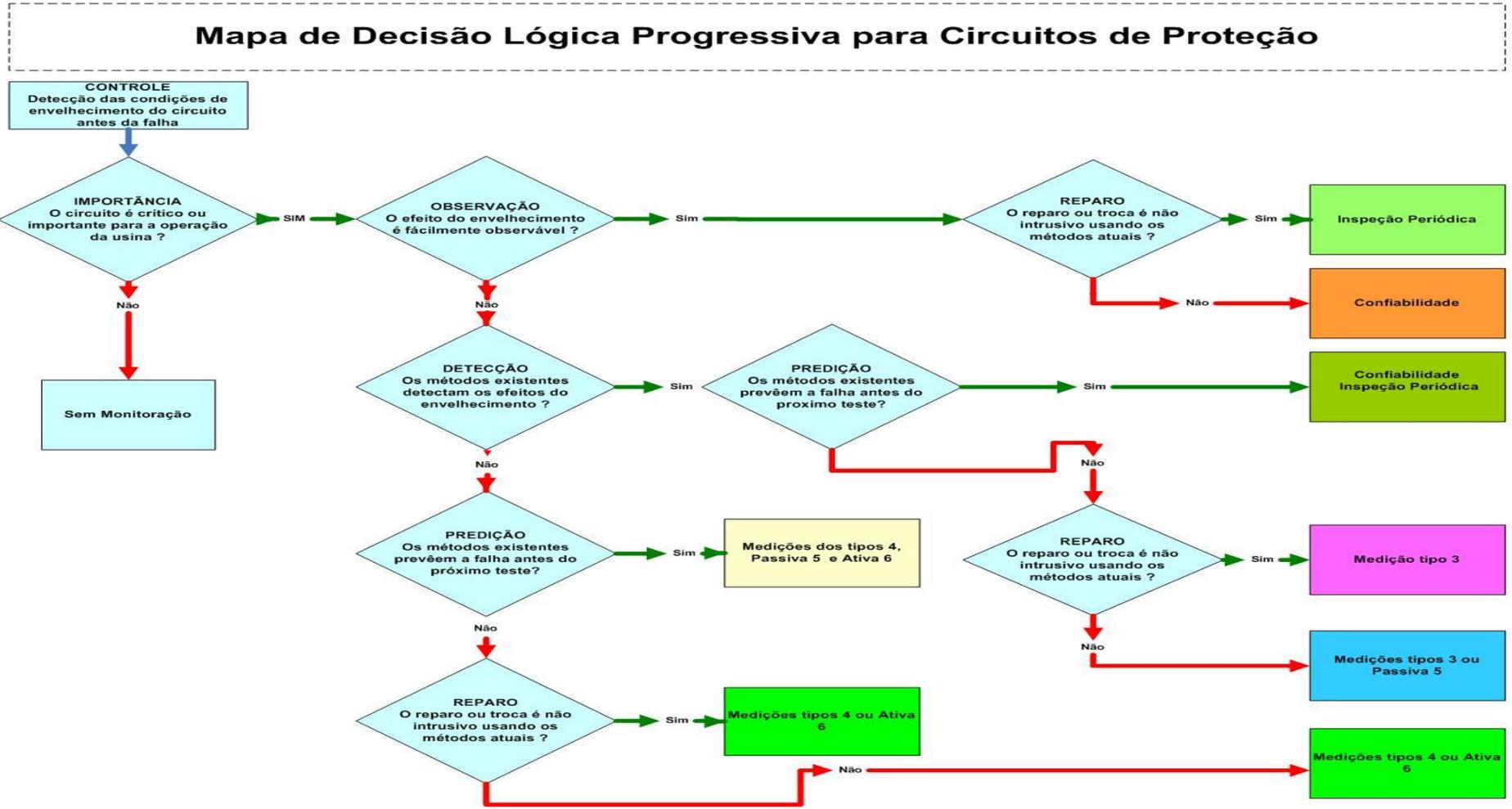


Figura 17 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção (Adaptação de EPRI 1011709, 2005)

3. APLICAÇÃO DO MÉTODO E ESTUDO DE CASOS

Foram utilizados, para análise de caso, sistemas selecionados em uma usina modelo Westinghouse de 2 loops e uma modelo KWU de 4 loops. Foram escolhidos o Sistema de Controle de Barras (SCB) de modelo Westinghouse e o Sistema de Proteção do Reator (JR) de modelo KWU. Nestas avaliações foram verificados os processos atuais e a possibilidade de melhoria dos mesmos na determinação de precursores de envelhecimento ou de melhores alternativas de processos de manutenção para os cartões.

4.1 Sistema de Controle de Barras – Usina modelo Westinghouse)

O sistema de controle de barras foi escolhido para estudo de caso devido à ocorrência de desarme do reator contido em relatório de evento onde foi determinada a troca dos cartões do sistema de controle de barras por novos fornecidos pela projetista devido à ocorrência de falha elétrica por defeito ou mau contato no cartão de regulação na bobina estacionária de um grupo de barras do gabinete de potência, devido ao **envelhecimento do componente** (figura 18). Ou falha mecânica no engate da garra da bobina estacionária devido a possíveis partículas ou corrosão que impediram a garra do mecanismo de acionamento de barras de controle (que foram trocadas durante parada para reabastecimento anterior) de atracar completamente.

Para a causa raiz relacionada ao envelhecimento do componente foi determinada a ação corretiva de troca dos cartões dos gabinetes de potência do sistema por novos e o envio do cartão suspeito de causar o desarme para avaliação no fornecedor além de se fazer a contratação do fornecedor para testes nos painéis do sistema para a próxima parada.

Os testes existentes hoje para o Sistema de Controle de Barras podem ser classificados como “busca de falhas”. De acordo com Moubray, 1997 seriam atividades “default” para a determinação de falhas ocultas sem que se possa precisar o mecanismo de falha.

O Sistema de Controle de Barras tem a função de controlar os movimentos de inserção e retirada das barras de controle e das de desligamento do reator de modo a promover as variações de reatividade de curto prazo necessárias para ajustar a potência gerada no reator com a potência térmica consumida pela turbina.

O Sistema de Controle de Barras é um sistema de controle eletrônico de estado sólido que mantém ou movimenta as barras de controle de acordo com os sinais de atuação através de três bobinas, móvel, estacionária e de içamento. O sistema pode realizar um passo de retirada ou inserção de barras alimentando sequencialmente as três bobinas.

Os sinais de entrada do sistema de controle de barras são gerados de dois modos, ou através de uma alavanca de movimentação manual no painel do reator ou através do sistema de controle automático do reator. O sistema de controle automático do reator tem a função de manter a temperatura média dentro de um programa que tem correspondência com a potência do gerador. Isto é feito gerando-se um sinal de temperatura de referência, em função da pressão na câmara de impulso da turbina que comparada com a temperatura média real produz um erro que é tomado como sinal de entrada par o sistema de movimentação das barras.

Um outro sinal que entra no sistema de controle para movimentação das barras é a discrepância entre as taxas de variação de carga do reator e da turbina. O erro entre a temperatura média e a temperatura de referência e a discrepância entre as taxas de variação de potência do reator e da turbina se combinam para determinar a velocidade e o sentido de movimentação das barras de controle.

Os sinais de movimentação automática ou manual são introduzidos no gabinete lógico cuja função é determinar, através de um sinal de controle para os gabinetes de potência, quais as barras deverão se movimentar e em que direção.

O sistema é dividido em dois subsistemas: Sistema de Controle do Reator que compreende desde os sinais de entrada até a unidade de controle do reator e o Sistema de Controle de Movimentação das Barras que compreende o gabinete lógico, os gabinetes de potência, as chaves de controle e os relés de parada.

O objeto do estudo é o Sistema de Controle de Movimentação das Barras. Sua função é converter o sinal analógico de saída da unidade de controle do reator em um sinal digital para executar o movimento das barras. Isto é necessário porque para se mover um passo em uma barra é preciso energizar alternadamente cada uma das bobinas do mecanismo de acionamento do eixo da barra em questão.

O sistema é projetado para produzir uma velocidade de movimentação variável de acordo com os sinais recebidos do sistema de controle. O sistema de controle de movimentação das barras é dividido em gabinete lógico e gabinete de potência.

O gabinete lógico tem a função de receber o sinal do sistema de controle do reator e transmiti-lo aos gabinetes de potência como ordens digitais na sequência adequada.

O procedimento utilizado abrange testes e ajustes na lógica de controle de barras, nos gabinetes de potência e corrente contínua e nos conversores de pulso para analógico e indicadores e controles na sala de controle.

4.1.1. Sumário de Eventos Significativos no Sistema de Controle de Barras

Em abril de 2013 ocorreram dois desarmes da usina de Angra 1 causados pela atuação do sinal de desarme de “Taxa de Partida Alta na Faixa de Potência” num espaço de tempo de 3 dias. No primeiro destes desarmes, a unidade estava a 100% de potência enquanto que no segundo a potência do reator estava em 49 %.

No primeiro desarme não estava em andamento qualquer manobra operacional e o controle do reator encontrava-se em manual. No segundo caso apenas havia ocorrido a execução de um teste de continuidade dos circuitos de segurança e no momento do desarme, do mesmo modo, nenhuma manobra operacional estava em curso e os controles estavam em manual.

Análise do Evento 01

Em todo desarme do reator em Angra 1 o sinal de desarme por “Taxa de Partida Alta na Faixa de Potência “ ocorre devido ao fato de o mesmo ser provocado pela queda

de todas as barras de controle do reator. Para analisar o ocorrido fez-se uma inspeção no gabinete de controle de barras e testados os canais do sistema de proteção do reator, sem que fossem encontradas anormalidades.

Ao examinar os dados de física do reator concluiu-se pela possível ocorrência de queda de barras ou grupo de barras de controle. Sabendo-se da intermitência do evento, já que ocorreu por duas vezes sem ser detectado, foram tomadas várias ações de busca de falhas:

- Inspeção completa de todos os fusíveis das barras de controle – sem anormalidades
- Nenhum alarme encontrado nos gabinetes lógicos e de potência
- Feita movimentação de cada banco de barras de controle – sem anormalidade
- Feitos testes elétricos das bobinas das barras de controle – sem anormalidade
- Trocado o cartão de regulação da bobina estacionária que apresentou variação de corrente
- Várias outras observações e testes foram feitos sem que anormalidades fossem encontradas

Após vários dias de testes e sem que fossem encontradas anormalidades fez-se um exercício completo de movimentação das barras de controle, com monitoração completa, para garantir que nenhum sinal ou condição anormal ficasse sem ser notada.

Com base nos resultados dos testes conclui-se que a causa raiz dos eventos seria uma falha elétrica por defeito ou mau contato no cartão de regulação da bobina estacionária de um grupo de barras de controle do gabinete de potência, por envelhecimento de componente.

Outra hipótese seria a falha mecânica do engate da bobina estacionária causada possivelmente por corrosão ou partículas, que poderiam ter impedido o seu funcionamento correto, deixadas durante a troca dos mecanismos de acionamento na troca da cabeça do vaso do reator.

Ações Corretivas

Assim foi determinado que, para corrigir as causas detectadas, se tomariam as seguintes providências:

Falha Elétrica

- Substituir todos os cartões eletrônicos dos gabinetes de potência do sistema de controle de barras SCB;
- Testar o cartão de regulação no fabricante
- Testar, na próxima parada para reabastecimento, os cartões do sistema de controle de barras

Falha Mecânica

- Exercitar as barras de controle antes de movimentação, após longo tempo de inatividade.

Análise do Evento 02

Em julho de 2013 ocorreu o desarme do reator de Angra 1, quando em 75% de potência, por queda de barras de controle com a atuação do sinal de desarme por “Taxa de Partida Alta na Faixa de Potência” quando se executava o teste de Operabilidade das Barras de Controle. Não estava em andamento qualquer outra manobra operacional.

Foram tomadas as seguintes providências para determinação da causa do evento:

- Foram inspecionados todos os gabinetes, sendo encontrado derretimento do verniz de revestimento em transformadores de desconexão das bobinas de içamento das barras de controle. Entretanto, esta anormalidade não causaria a queda das barras.
- As barras de controle foram movimentadas – sem anormalidades
- Foram feitos testes elétricos nas bobinas de todas as barras de controle – sem anormalidades
- Foi verificada uma falha intermitente em um cartão de detecção de erro de multiplexação

- Testes feitos em cartões do sistema de controle de barras determinaram que alguns não alcançaram a corrente prevista e foram todos trocados
- Foi feita uma pesquisa, por inspeção visual, de todos os componentes dos gabinetes em busca de problemas em conexões, terminais, contatos, degradação etc. Foram encontrados problemas em diversos cartões, tais como:
 - Pinos abertos em um cartão que poderia ter provocado a queda das barras
 - Cartão com defeito no diodo zener que não causaria a queda das barras
 - Outros cartões com deficiência em trilhas ou componentes, mas que não levariam a queda das barras de controle.

Ações Corretivas

De posse destes resultados foi decidido trocar os cartões com problemas, movimentar as barras de controle com monitoração e liberar a partida da usina solicitando-se uma agilização na troca do sistema de controle de barras por uma versão mais moderna.

Assim concluiu-se que a causa raiz do evento foi falha elétrica intermitente por mau contato em um cartão da bobina estacionária causado, provavelmente, por manipulações de manutenções anteriores.

Outra falha elétrica potencial estaria no cartão de detecção de erro de multiplexação, causada por envelhecimento e nos outros cartões que foram trocados por degradação de seus componentes.

Devido à ocorrência de desarme do reator descrito no evento 01, com diagrama na figura 18, foi determinada a troca dos cartões do sistema de controle de barras por novos fornecidos pela projetista devido à ocorrência de falha elétrica por defeito ou mau contato no cartão de regulação na bobina estacionária de um grupo de barras do gabinete de potência, devido ao envelhecimento do componente (figura 18). Ou falha mecânica no engate da garra da bobina estacionária devido a possíveis partículas ou corrosão que impediram a garra do mecanismo de acionamento de barras de controle (que foram trocadas durante a parada) de atracar completamente.

Esta alternativa não foi considerada relevante devido à descrição no evento 02 ocorrido logo a seguir (figura 19).

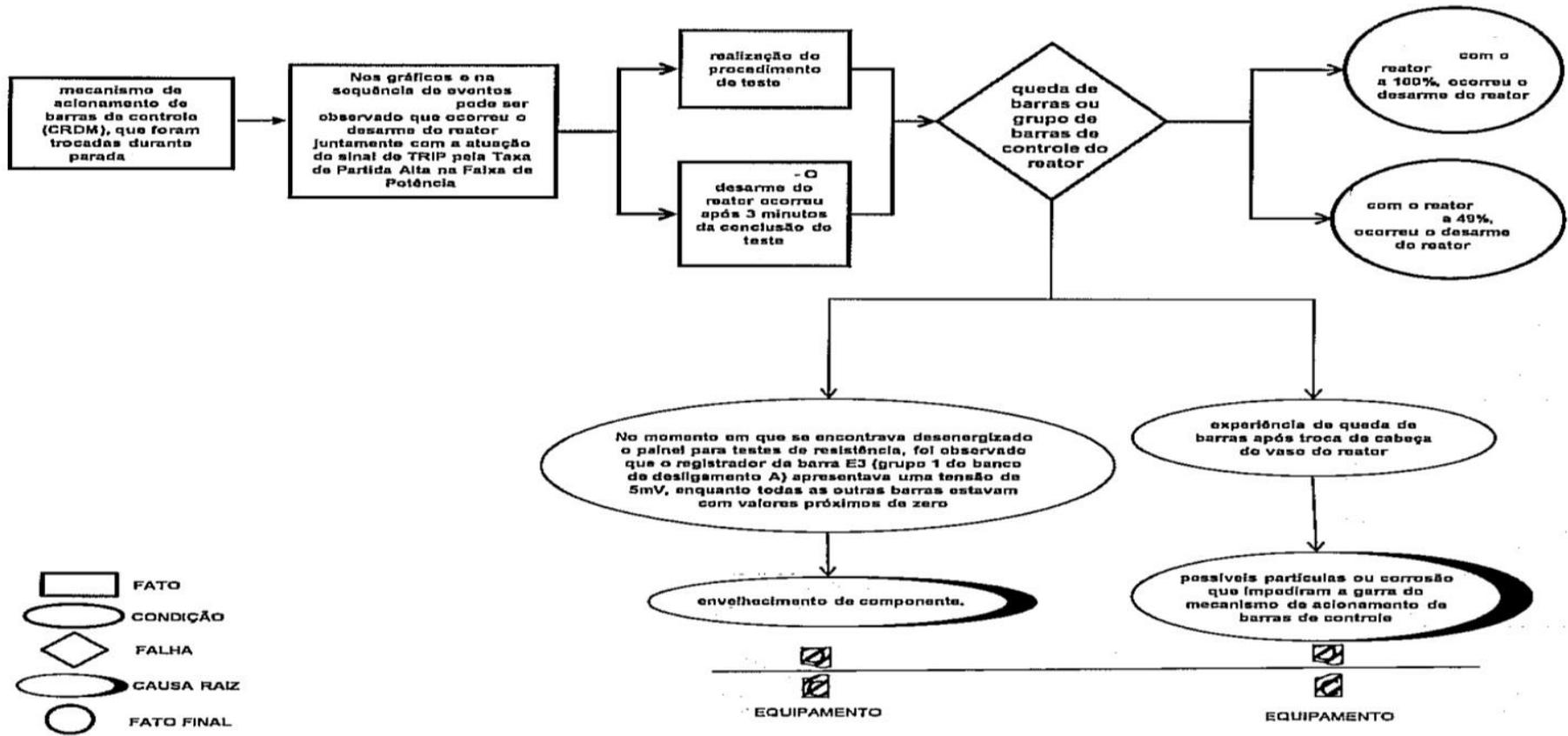


Figura 18 - Diagrama de causa e efeito apontando envelhecimento de componente – Evento 01

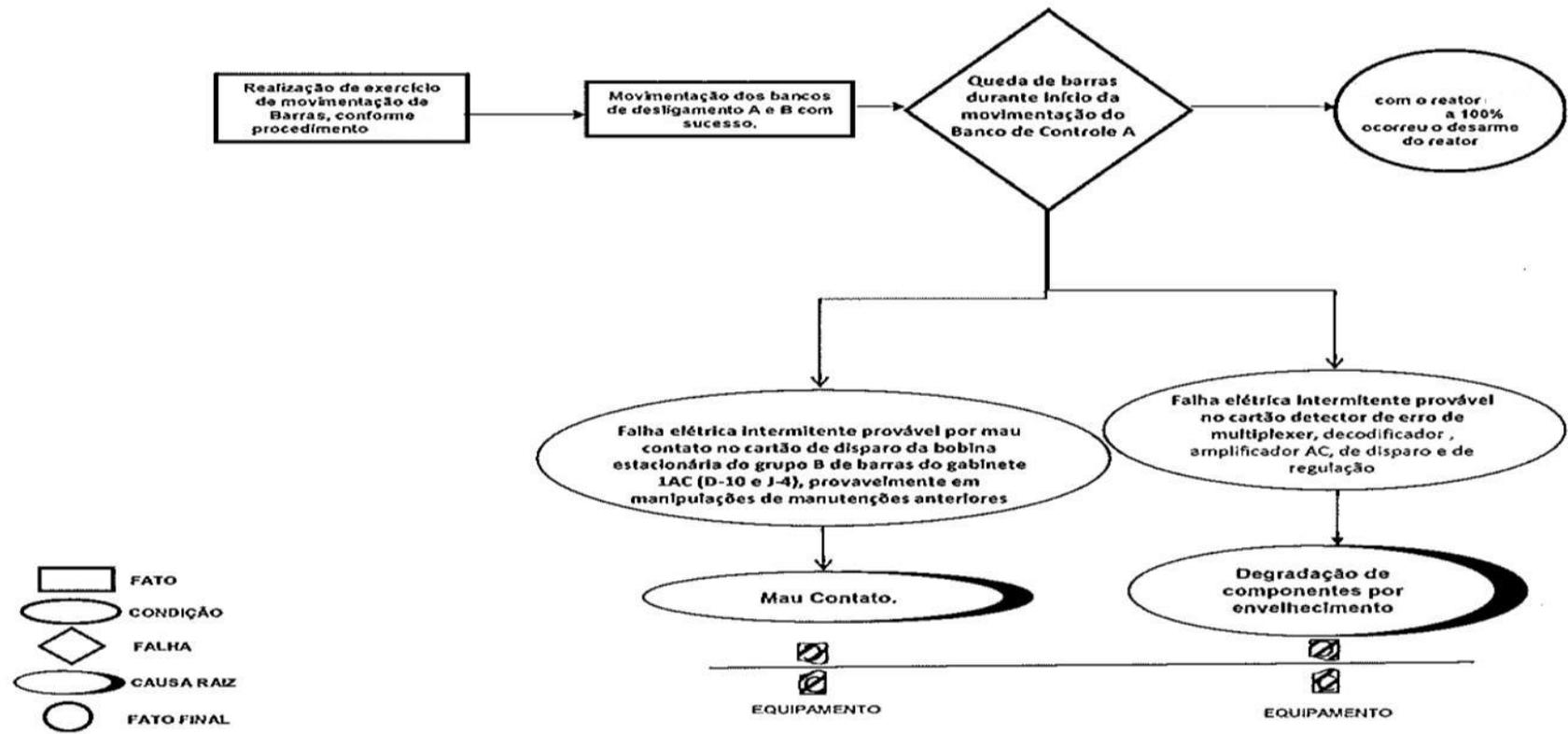


Figura 19 - Diagrama de causa e efeito evento 02

Devido à ocorrência de desarme do reator relatado no evento 02 foi reiterada a necessidade da troca dos cartões do sistema de controle de barras por novos, a serem fornecidos pela projetista, devido à verificação de que como causa raiz foi determinada a “falha elétrica intermitente por mau contato no cartão de disparo da bobina estacionária de um grupo de barras, provavelmente devido a manipulações de manutenções anteriores, sendo este mau contato identificado visualmente.

Outra falha elétrica potencial intermitente está no cartão detector de erro do multiplexador que selecionou os três grupos de barras para movimentação ao mesmo tempo, devido provavelmente à degradação de componentes por tempo de vida (envelhecimento). Em mais detalhes deste evento 02, também foram substituídos os cartões decodificador, amplificador AC, de disparo, regulação, por causa de valores reduzidos de corrente total da bobina estacionaria em algumas barras de controle não ter sido atingida, provavelmente também por degradação de componentes por tempo de vida. Esta avaliação foi feita a partir dos registradores que foram instalados para monitoração do sistema

De acordo com o mapa de decisão, mostrado na figura 16, foi feita a avaliação do Sistema de Controle de Barras e determinado que os testes necessários para a monitoração das condições dos cartões e seus estressores pode ser feita através de inspeção visual e testes de bancada determinados para acontecerem a cada duas paradas para reabastecimento.

No teste de bancada os cartões são removidos do sistema e executados testes funcionais pelo fornecedor. Ao mesmo tempo em que se removem os cartões para executarem os testes, são feitas inspeções visuais preconizadas no mapa lógico de decisão. Os registros obtidos poderão ser utilizados como assinatura para comparação com os próximos testes a serem executados, no caso de cartões novos instalados.

Os testes de bancada podem determinar a existência de componentes degradados ou erros de ajuste e permitem assim o reparo ou reajuste do cartão. A degradação em cartões novos normalmente demora anos para se manifestar e, portanto, o intervalo a ser adotado poderia ser mais espaçado.

A experiência de empresas nos Estados Unidos e particularmente a Korea Hydro & Nuclear Power Company (KHNP), em cartões e componentes é de que existe um histórico substancial de desarmes de usinas causados por atuação espúria ou falha de cartões corroborando o resultado das avaliações feitas em relação ao sistema de controle de barras.

No caso da KHNP foram 12% dos desarmes de usinas de 1987 até 2010 oriundos de falhas de cartões.

A execução a cada parada para reabastecimento leva em conta que os cartões instalados são novos e tem pouco tempo de operação.

Foram feitos testes “in situ” e os resultados dos testes executados demonstram que a metodologia adotada está conseguindo determinar falhas incipientes ou tendências nos cartões como a seguir:

Testes de bancada (PC Board Test) divididos em:

- Gabinete de potência – 60 cartões
 - ✓ reparos de solda determinados através de inspeção visual
 - ✓ 1 correção de pino
 - ✓ 3 trocas de componentes
 - ✓ cartões falharam no teste automático e tiveram componentes substituídos

- Gabinete Lógico (System Logic Cabinet) 54 cartões
 - ✓ reparos de solda determinados através de inspeção visual
 - ✓ 10 falharam no teste automático e tiveram componentes substituídos

- Gabinete Conversor Pulso Analógico – 12 cartões
 - ✓ Não ocorreram falhas na inspeção visual
 - ✓ 3 cartões falharam no teste automático e tiveram componentes substituídos

Também foram executadas inspeções visuais nos gabinetes sem a ocorrência de fatos relevantes a não ser a presença de poeira fina nos gabinetes.

Foram testados 126 cartões de sistema e 45 sobressalentes

- ✓ Foram reajustados os tempos em 8 cartões
- ✓ Alguns cartões falharam no teste de bancada e foram substituídos

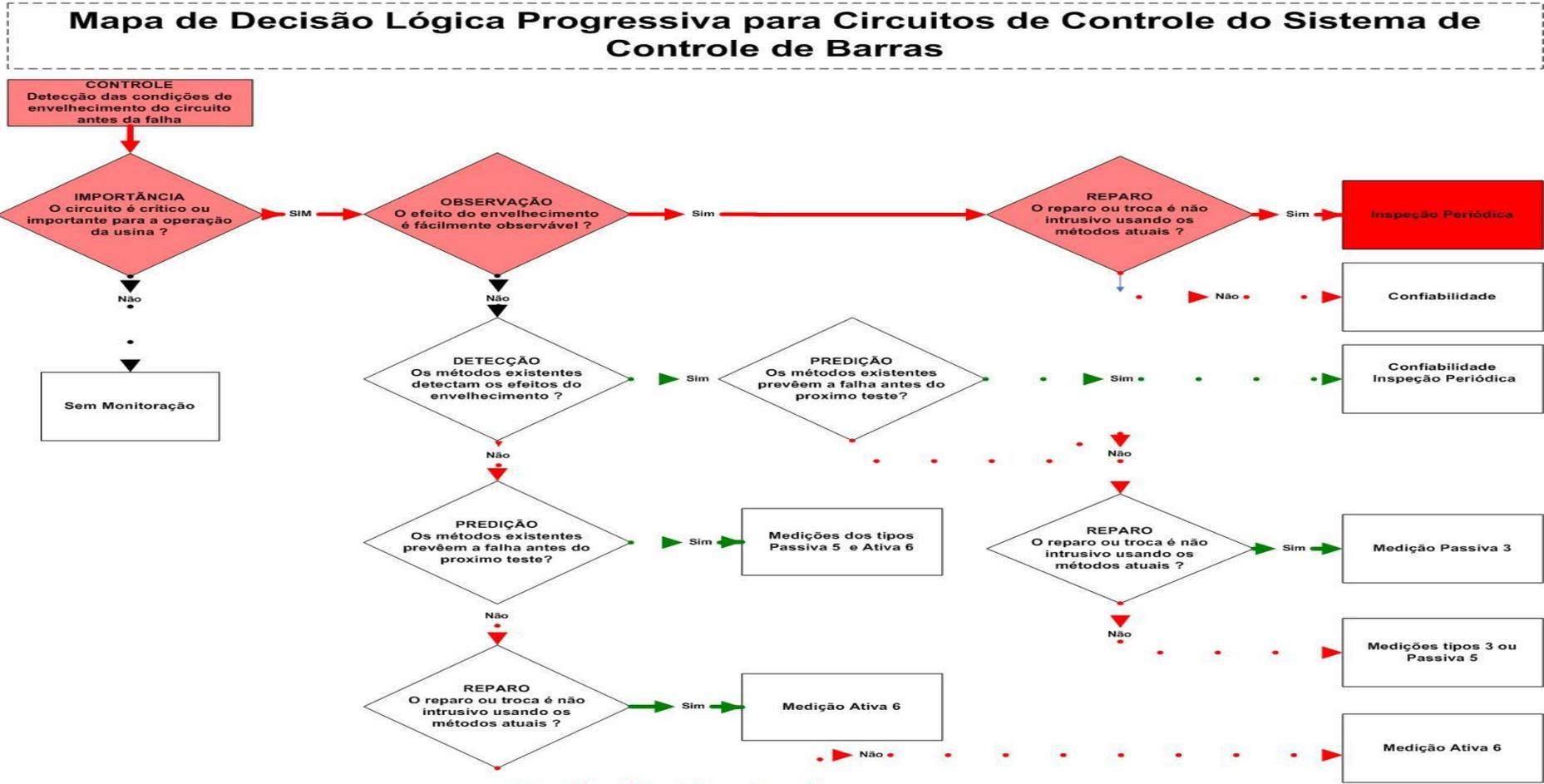


Figura 20 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Controle – Sistema de Controle de Barras A1 -Atual

4.2 Sistema de Proteção do Reator – Modelo KWU

O Sistema de Segurança de uma usina nuclear, tem como objetivo principal proteger a usina e limitar as consequências para o pessoal e para o ambiente, no caso da ocorrência de mau funcionamentos e acidentes.

Ele é composto pelos seguintes elementos principais:

- Sistemas de segurança passivos;
- Sistemas de segurança ativos;
- Sistema de Proteção do Reator (JR).

Uma de suas funções visando atingir o objetivo principal, acima definido, é detectar as possíveis falhas e tomar as medidas necessárias para controlá-las. Essa função pertence ao Sistema de Proteção do Reator (JR) que faz parte do Sistema de Segurança da usina.

O Sistema de Proteção do Reator (JR) recebe sinais de várias variáveis físicas, e se valores limites dessas variáveis são atingidos, os sinais de saída do sistema de aquisição e tratamento de dados de JR iniciam o desarme do reator e/ou a atuação dos vários sistemas de segurança ativos que fazem parte do Sistema de Segurança da usina, a fim de controlar uma falha de um equipamento ou um acidente.

As funções de segurança do Sistema de Proteção do Reator (JR) e das salvaguardas ativas, demandam, também, outros sistemas e/ou equipamentos auxiliares (por exemplo, suprimento de potência de emergência, refrigeração de componentes e ventilação os quais são projetados como Sistemas de Segurança Ativos.

O Sistema de Proteção do Reator (JR) e os Sistemas de Segurança Ativos são projetados cada um com seus arranjos e funções, de tal modo que mesmo havendo falhas ou defeitos eles desempenham suas funções, no caso de acidentes, sem reduzir a disponibilidade de operação da usina. Para atender à esses princípios, esses sistemas são redundantes e separados fisicamente entre eles e entre seus subsistemas.

O Sistema de Proteção do Reator (JR) tem a função, uma vez recebido os sinais da Usina, de analisá-los na seção lógica e reconhecer as condições limites dos diversos parâmetros como condições acidentais e iniciar as ações necessárias para controlá-los, por meio de atuação de relés, acionando os respectivos Sistemas de Segurança Ativos.

Para atender a estes requisitos o sistema JR avalia permanentemente os parâmetros de desligamento do reator, realiza as operações de lógica necessária dos valores limites e realiza seu processamento posterior incluindo a ativação dos equipamentos solicitados (bombas, válvulas, etc.).

O Sistema de Proteção do Reator (JR) deve garantir o início correto de ações de proteção com prioridade e confiabilidade. Por outro lado, a disponibilidade da Usina não deve ser reduzida em função de falhas simples.

4.2.1 Descrição do Sistema

Os sistemas de segurança ativos da usina, são compostos de quatro trens independentes, separados física e eletricamente, cada um com 50 % de capacidade. Desta forma, na ocorrência de uma falha, mesmo que um circuito esteja em manutenção e outro falhe, ainda sobram dois (100 % de capacidade) para controlar a falha ou o acidente.

A separação física e elétrica, garante que a falha de um trem não seja propagada para outro trem.

Esse arranjo, não faz distinção se o acidente é de origem interna (dentro da usina) ou externa (terremotos, choque de avião, explosões).

Acidentes de origem interna são limitados a um setor da usina. Para acidentes devido a impactos externos leva-se normalmente em consideração que várias partes da usina sejam danificadas por ondas de choque, choque de avião ou terremoto. Isto mostra que a separação física dos subsistemas não é suficiente para proteger a usina contra impactos externos, pois todos eles podem ser afetados pelo impacto. Por isso, os sistemas que tem a ver com acidentes externos são arranjados em prédios resistentes a esses acidentes (área protegida).

Um sistema de alarmes sinaliza uma aproximação a um valor limite ou a uma condição de perigo, permitindo assim uma intervenção corretiva. O computador de processo é utilizado para melhorar o desempenho da usina. Ele processa uma grande quantidade de informações e as apresenta de uma forma adequada a uma boa condução da operação. Ele assume a monitoração em andamento na usina inteira e fornece os dados necessários ao acompanhamento dos valores medidos ou ao esclarecimento de perturbações surgidas informando ao pessoal de operação através de monitores de vídeo ou impressoras.

Ao contrário dos medidores, dos sensores e dos controladores, que são partes integrantes dos sistemas, a menos de poucas exceções, os equipamentos de instrumentação e controle estão localizados em um prédio construído com características apropriadas sendo a prova de terremotos e com ambiente controlado. Somente no caso de alguns sistemas, não diretamente envolvidos com a operação da usina, ou que não exigem a presença constante de um operador, a sua instrumentação e controle está localizada em armários locais.

O Sistema de Proteção do Reator tem como tarefa, supervisionar e processar as variáveis de processos importantes para a segurança da usina e do meio ambiente e de iniciar ações automáticas de proteção para manter a usina dentro dos limites de segurança limitando as consequências para o pessoal e para o ambiente, no caso de mal funcionamentos e acidentes. A escolha das variáveis de processo a serem supervisionadas, a seleção de critérios adequados de atuação e sua conexão com os sinais que dão início a ações de proteção decorrem fundamentalmente da análise de acidentes.

O Sistema de Proteção do Reator recebe sinais de várias variáveis físicas, e se valores limites dessas variáveis são atingidos, os sinais de saída do sistema de aquisição e tratamento de dados iniciam o desarme do reator e/ou a atuação dos vários sistemas de segurança ativos que fazem parte do Sistema de Segurança da usina, a fim de controlar uma falha de um equipamento ou um acidente.

As funções de segurança do Sistema de Proteção do Reator e das salvaguardas ativas demandam, também, outros sistemas e/ou equipamentos auxiliares (por exemplo, suprimento de potência de emergência, refrigeração de

componentes e ventilação os quais são projetados como Sistemas de Segurança Ativos).

4.2.2 Funções do Sistema de Proteção do Reator

O Sistema de Proteção do Reator tem a função, uma vez recebido os sinais da Usina, de analisá-los na seção lógica e reconhecer as condições limites dos diversos parâmetros como condições acidentais e iniciar as ações necessárias para controlá-los, por meio de atuação de relés, acionando os respectivos Sistemas de Segurança Ativos.

Para atender a estes requisitos o sistema avalia permanentemente os parâmetros de desligamento do reator, realiza as operações de lógica necessária dos valores limites e realiza seu processamento posterior incluindo a ativação dos equipamentos solicitados (bombas, válvulas, etc.).

O Sistema de Proteção do Reator deve garantir um correto início de ações de proteção com prioridade e confiabilidade. Por outro lado, a disponibilidade da Usina não deve ser reduzida em função de falhas simples.

4.2.3 Critérios de Projeto

O Sistema de Proteção do Reator bem como os demais sistemas integrantes do Sistema de Segurança da Usina, são projetados para atingir requisitos unificados com relação a construção mecânica e processamento de sinais.

Esses requisitos estão de acordo com os padrões de proteção mais modernos em nível nacional e internacional, e são os seguintes:

- Falha Consequente

É a falha decorrente de falha anterior. O arranjo do sistema de proteção do reator é feito de forma tal, que a falha de um sistema não é propagada para outros.

- Falha Sistemática

É a falha de componentes devido a origem comum. Ex.: fabricação em série, erro de projeto.

Sempre que possível, falhas comuns tais como erros de projeto ou de fabricação são evitadas em áreas do sistema de proteção do reator através da diversificação física dos critérios de iniciação dos sinais. Quando isto é possível, são usados equipamentos diferentes para aquisição dos sinais.

- Falha Randômica ou Aleatória

É a falha imprevista. Pode ser a falha simples de um componente ou trem. A falha de um único componente no sistema não deve reduzir a disponibilidade da usina.

- Manutenção

Implica na indisponibilidade do equipamento ou até mesmo de todo um trem submetido a trabalhos de manutenção preventiva ou corretiva, em andamento.

4.2.4 Detecção de Falhas

Além dos requisitos discutidos anteriormente, as falhas também devem ser consideradas, pois influenciam a confiabilidade do sistema. Os seguintes requisitos devem ser preenchidos:

- as falhas têm que ser auto anunciadas ou detectadas por testes funcionais;
- somente entradas analógicas são processadas no sistema de proteção do reator. Falhas de quaisquer módulos da seção lógica são detectadas por comparadores que anunciam quando ocorre um desvio maior do que o permitido;
- falhas na seção de relés são detectadas quando são realizados testes manuais dos sinais de atuação.

Falhas passivas não são auto anunciadas normalmente e podem causar os seguintes efeitos nas ações de proteção:

- Os sinais de atuação do sistema de proteção do reator são bloqueados em operação normal. As falhas não prejudicam a operação normal.
- Os sinais de atuação do sistema de proteção do reator são bloqueados em caso de acidente. A perda de dois trens de um sistema mecânico em consequência de falhas passivas no sistema não prejudica a segurança.

As falhas ativas são anunciadas imediatamente. Para as ações de proteção claramente orientadas para a segurança, a disponibilidade da usina poderá ser afetada mas para a segurança não são exigidas medidas adicionais. Em ações protetivas que podem impedir a atuação de outras ações protetivas, as falhas ativas podem causar os seguintes efeitos:

- Sinais de atuação do sistema de proteção do reator são ativados erroneamente durante operação normal e ativam ações protetivas simultaneamente ao alarme de falha que podem impedir outras ações protetivas. Esta falha só conduziria a usina para uma situação crítica se a remoção de calor não puder ser mantida com pelo menos um sistema parcial. Como sistema parcial se entende um dos sistemas redundantes entre si.
- Sinais de atuação do sistema de proteção do reator são bloqueados em caso de acidente ou ativados erroneamente simultaneamente ao alarme de falha. A ocorrência desses dois eventos independentes (acidente e falha) é improvável e no caso de ações protetivas não claramente orientadas para a segurança é admissível apenas a ocorrência simultânea de no máximo dois trens de um sistema mecânico.
- Eventos de Falha na Atuação no interior do sistema de proteção do reator não impedem as ações protetivas em caso de necessidade de acordo com a norma KTA 3501.

Os seguintes eventos são considerados nesta classe:

- Falhas aleatórias de componentes do sistema de proteção do reator tais como curtos, desligamentos, falhas para terra, variações de tensão ou frequência, falhas de atuação mecânica.
- Falhas sistemáticas, simultaneamente ou sucessivamente em intervalos curtos nos subsistemas do Sistema de Proteção do Reator, que tenham a mesma causa no próprio sistema. A probabilidade de ocorrência de falhas sistemáticas é bastante reduzida através da escolha do equipamento apropriado para o sistema, da periodicidade dos testes e de testes nas piores condições de modo que as falhas sistemáticas não precisam ser consideradas na combinação de falhas de acordo com a norma KTA 3501 (Reactor Protection System and Monitoring Equipment of the Safety System).

O Sistema de Proteção do Reator é projetado e operado de maneira que o Evento de Falha na Atuação no interior da usina não impeça as ações protetivas em caso de necessidade. São considerados neste conjunto:

- Incêndios, inundação, impactos em equipamentos, efeitos mecânicos de vazamentos de vapor, água, gases, etc.
- Falha humana no manuseio e manutenção do Sistema de Proteção do Reator.

4.2.5 Arranjo Espacial (figura 21)

A parte analógica (PA) e lógica (PL) do Sistema de Proteção do Reator está organizada em cubículos eletrônicos no Edifício de Controle e no Edifício de Alimentação de Emergência. Ao contrário das medições analógicas, as falhas sistemáticas são excluídas para os cubículos eletrônicos que podem ocorrer em consequência de um acidente. As condições dos ambientes onde se encontram os módulos eletrônicos não podem ser afetados pelos efeitos do acidente. Além disto se consegue um alto índice de segurança contra falhas sistemáticas, especialmente durante acidente, através da construção de suprimentos redundantes de energia e ventilação, bem como da execução de testes de desempenho e de fabricação nas devidas condições ambientais.

As funções básicas nas partes analógica (PA) e lógica (PL) são amplamente padronizadas, os princípios dos circuitos já foram testados por muitos anos em usinas nucleares, de modo que as falhas por construção podem ser desconsideradas, também em função dos testes funcionais e periódicos.

Para poder controlar um acidente provocado por evento externo, uma parte do Sistema de Proteção do Reator é acomodada na área de segurança (Edifício de Alimentação de Emergência). No edifício de controle estão localizados os circuitos para detecção dos distúrbios de reatividade, perda das bombas de refrigeração do reator etc. que são critérios para a iniciação do desarme do reator que, por ser uma ação claramente orientada para a segurança, pode ser acionado erroneamente sem comprometer a segurança.

A montagem das duas partes do Sistema de Proteção do Reator nos edifícios convencional e de segurança é basicamente idêntica. Ambos consistem de:

- Aquisição de medições analógicas (MA)
- Parte analógica (PA)
- Parte lógica (PL)

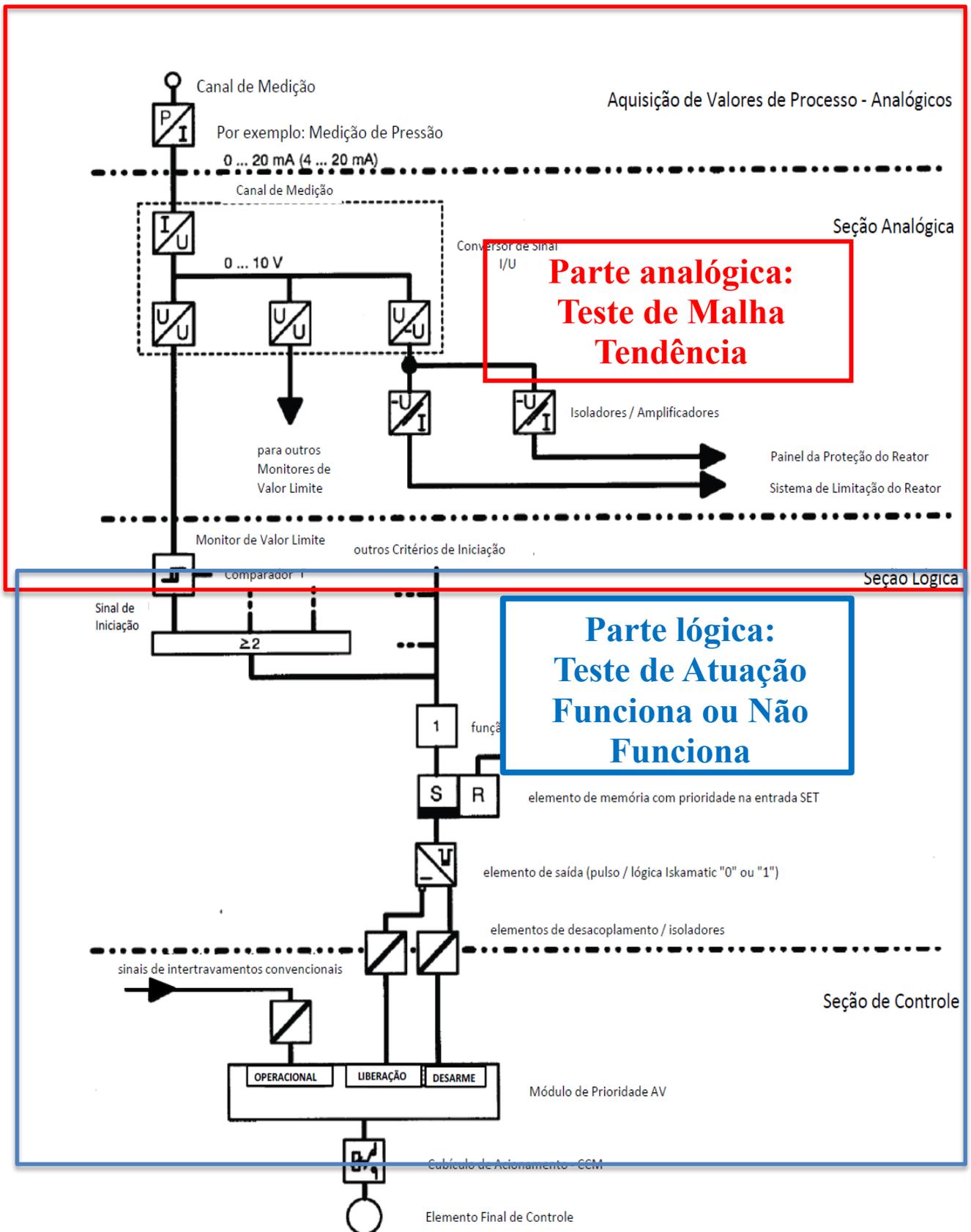


Figura 21 – Diagrama do Sistema de Proteção do Reator – Seções Analógica, Lógica e Controle (PWR- KWU)

Para efeito de diferenciação, são utilizados para identificação das redundâncias da área convencional os números de 1 a 4 e as letras E, F.G e H e para a área de segurança, os números 5 a 8 e as letras V, W, X e Y.

Os transdutores das medições estão localizados em ambientes separados na usina e enviam os sinais para a parte analógica do Sistema de Proteção do Reator, que é montada em quatro ambientes separados nos edifícios UBA e ULB;

4.2.6 Monitoração de Operabilidade e dos Testes

Além das exigências mencionadas para o controle de falhas em equipamentos e em trens é feita ainda a identificação das falhas já que elas influenciam sensivelmente a confiabilidade do sistema. As exigências requeridas por norma (KTA 3501) são:

As falhas têm que ser auto anunciadas ou identificadas através de testes funcionais. Para isto:

- Somente sinais de entrada analógicos no Sistema de Proteção do Reator e as falhas desses sinais analógicos redundantes processados nos módulos eletrônicos, são anunciadas por meio de comparadores (cada sinal analógico é comparado com outros dois sinais redundantes).
- As falhas nos módulos eletrônicos do sistema lógico agem como falhas de impulso (sistema dinâmico) e são anunciadas como alarme de falha ou de atuação.

Através da ativação manual no painel do Sistema de Controle do Reator na sala de controle, a maior parte dos sinais podem ser simulados para a execução dos testes durante a operação em potência. Com isto é testado o percurso total do sinal desde o sistema até os atuadores, sendo estes movimentados. Como estes testes só podem ser efetuados parcialmente, sob determinadas condições de operação, é necessário que haja um dispositivo de liberação/travamento para o teste. Neste intertravamento é indagado se não há dispositivo de proteção ativado no componente a ser testado. Para os testes apenas uma redundância pode ser selecionada de cada

vez e no intertravamento é indagado se a redundância correspondente foi selecionada para testes.

4.2.7 Montagem do sistema

O sistema de proteção do Reator – JR contém uma parte da instrumentação e controle da usina e que em caso de necessidade atua com prioridade para o controle de acidentes, bloqueando se necessário as ações do sistema de Limitação do Reator – JT, as ações dos sistemas de controle e as ações manuais efetuadas da Sala de Controle e da Sala de controle de Emergência.

Para a detecção do acidente o Sistema tem sensores e transdutores próprios.

4.2.7.1 Aquisição de valores de medição analógicos

A aquisição dos critérios de ativação para a formação dos sinais de atuação do Sistema de Proteção do Reator é feita por medidores analógicos, pois somente através de comparadores se torna possível efetuar uma verificação continua dos canais de ativação analógicos. O sistema de Proteção do Reator não utiliza sensores binários porque não é possível uma comparação continua para a indicação de falhas. A comparação dos sinais de sensores binários só indica falha quando um sensor é atuado e outro sensor redundante não atua.

A aquisição da variável de processo é feita de maneira três vezes redundante, com formação de sinal limite, através de lógica “2 de 3” (existem três canais de ativação idênticos, por critério de ativação).

Os sensores e transdutores estão dispostos nos edifícios de modo que suas funções não possam ser afetadas por influencias de acidentes. Os cabos que conduzem os sinais dos transdutores para os cubículos estão em bandejas redundantes, em ambientes separados, de modo a garantir a independência de cada canal de medição. As variáveis analógicas utilizadas no Sistema de Proteção do Reator e que são necessários em outros sistemas são desacopladas e enviadas para

os outros sistemas de maneira que falhas nestes sistemas não influenciam o Sistema de Proteção do Reator.

4.2.7.2 Processamento de Medição Analógica

Nos cubículos analógicos de sistema de Proteção do Reator, os sinais de corrente vindos dos transdutores são isolados e convertidos em sinais de tensão de 0 a 10 V. Esses sinais são em parte processados nos circuitos de cálculos analógicos ou conectados aos monitores de valor limite. Na parte analógica há uma multiplicação do sinal para distribuição para os outros sistemas se I& C. com o uso do desacoplamento.

O Sistema de Proteção do Reator distribui o sinal analógico para:

- Sistema de imitação do Reator
- Sistema de controle relacionado com a variável analógica
- Outras utilizações fora do Sistema de Proteção do Reator.

Testes funcionais têm que ser realizados com o sistema em operação. Cada sinal de atuação pode ser simulado manualmente no painel do sistema de proteção do reator na sala de controle.

Assim todo o percurso do sinal é testado, desde o sistema de proteção do reator até os elementos de controle, sendo estes realmente atuados. Como estes testes somente podem ser realizados em certas condições de operação, existem intertravamento para o teste que verificam também se não há sinal real entrando na parte que vai ser testada e se a parte selecionada é a que está sendo testada.

Transmissores analógicos e transdutores são fisicamente separados em quatro quadrantes e fornecem o sinal para a seção analógica dos gabinetes do sistema JR.

A cada quadrante está associada uma redundância. Redundâncias das áreas não protegidas contra acidentes de origem externa são numeradas de 1 a 4, gerados nos gabinetes do Edifício de Controle. Redundâncias das áreas protegidas são

numeradas de 5 a 8, gerados nos gabinetes do Edifício de Alimentação de Emergência.

Da seção analógica os sinais são enviados para a seção lógica onde são gerados os valores limites e são enviados para a seção de relés onde são processados novamente em quatro trens independentes. Finalmente os sinais são enviados para os atuadores

A função do sinal de desarme do reator é levar o reator à condição de subcriticalidade em qualquer situação da Usina que possa comprometer a sua segurança. A maneira pela qual se produz o desligamento do reator é através do corte de energia elétrica às bobinas de acionamento das barras de controle através do sistema de 6 contatos. O sinal de desarme do reator pode ser rearmado manualmente da Sala de Controle através de uma botoeira, uma vez eliminada a causa que o provocou.

As causas do desarme do reator serão resumidas em dois grupos descritos sendo um processado no Edifício de Controle e os desarmes gerados por sinais processados nos gabinetes da área não assegurada, instalados no Edifício do Controle

Esses desarmes protegem a usina de possíveis maus funcionamentos e incidentes durante a fase de partida, criticalidade e operação a baixa potência. Outros desarmes tratam de evitar sobre potência, más condições de refrigeração do núcleo, temperatura e pressão altas no circuito primário.

4.2.7.3 Sistema de 6 Contatos de Início de Desarme do Reator

Os elementos finais atuados pelo sinal de proteção do reator são as barras de controle que caem por gravidade dentro do núcleo. Portanto, o fornecimento de potência para as bobinas dos acionadores das barras de controle tem que ser interrompido para se desenergizá-las. Como os testes funcionais têm que ser realizados com o sistema em operação cada sinal de atuação pode ser simulado manualmente no painel do sistema de proteção na sala de controle. Assim todo o percurso do sinal é testado, desde o sistema de proteção do reator até

os elementos de controle, sendo estes realmente atuados. Como estes testes somente podem ser realizados em certas condições de operação, existem intertravamentos para o teste que verificam também se não há sinal real entrando na parte que vai ser testada e se a parte selecionada é a que está sendo testada.

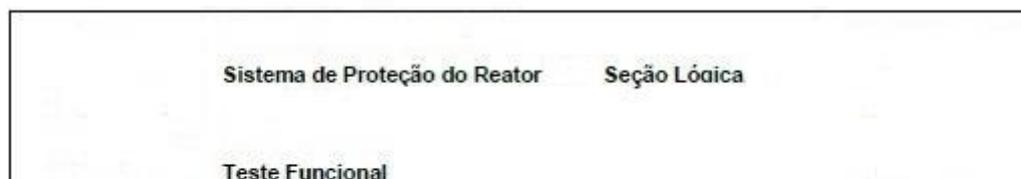
4.3 Avaliação do processo atual

De acordo com o processo definido no guia do EPRI 2004, foi feita a classificação do sistema de proteção do reator seguindo os critérios do Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção. Este sistema teve sua função de segurança avaliada e faz parte do escopo do programa tendo valores de meta estabelecidos.

Atualmente a usina utiliza vários procedimentos de testes para acompanhamento dos circuitos do Sistema de Proteção do Reator (Figura 22 a 26), divididos em testes nas seções analógica, lógica e de controle como a seguir:

- Seção Analógica – 1-JRx 70.1
- Seção Lógica – 1-JRx71; 1-JRx72; 1-JRx73; 1-JR74; 1-JR77; 1-JR83e
1-JR90
- Seção de Controle – Testes Operacionais

Para efeito de verificação das técnicas atuais e possibilidade de melhoria nos processos de monitoração da confiabilidade do Sistema de Proteção do Reator com base no acompanhamento de características de envelhecimento de componentes de cartões eletrônicos foi feito o estudo de um circuito pertencente ao Sistema de Proteção do Reator.



1. **Objetivo**

Verificação da operabilidade dos circuitos de medição, transdutores e sensores utilizados, do Sistema de Proteção do Reator

1.1. *Periodicidade*

Esta instrução de teste deverá ser executada a cada parada para recarregamento.

1.2. *Condição da Usina*

Modo de operação requerido para execução do teste:
Despressurizado a frio, recarregamento

2. **Escopo e Procedimento do Teste**

Devem ser testados os circuitos de medição e os transdutores,

A faixa de teste de cada circuito de medição é listada na Folha de Dados do Teste correspondente.

9. **Critério de Aceitação**

9.1. Os status e/ou valores de parâmetros do item 6 "Execução do Teste" estão completos e com valores finais dentro das tolerâncias especificadas.

Figura 22 - Procedimento de Teste do Sistema de Proteção do Reator (PWR –KWU)

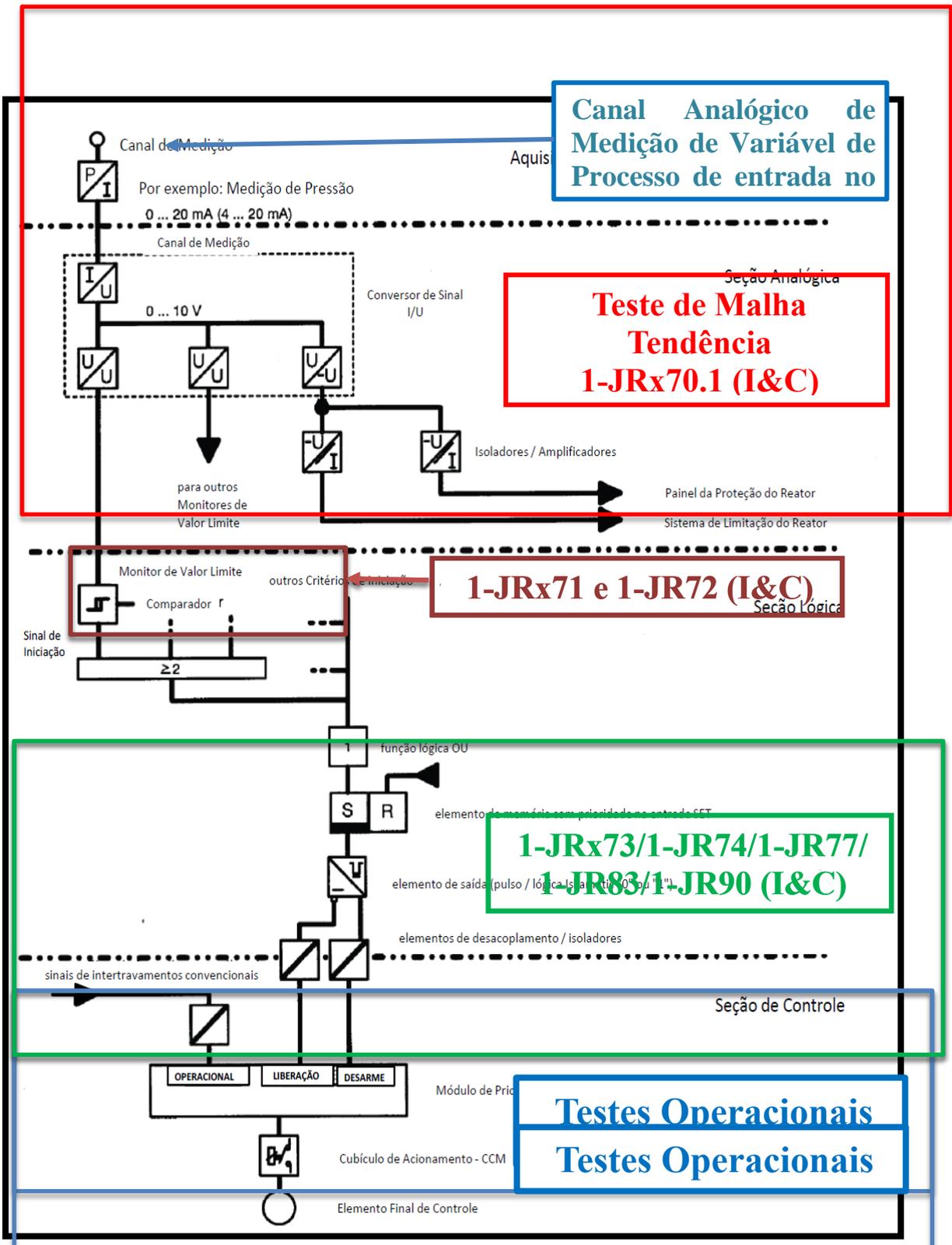


Figura 23 - Distribuição de Testes de “Busca de Falhas” (Surveillance)(PWR-KWU)

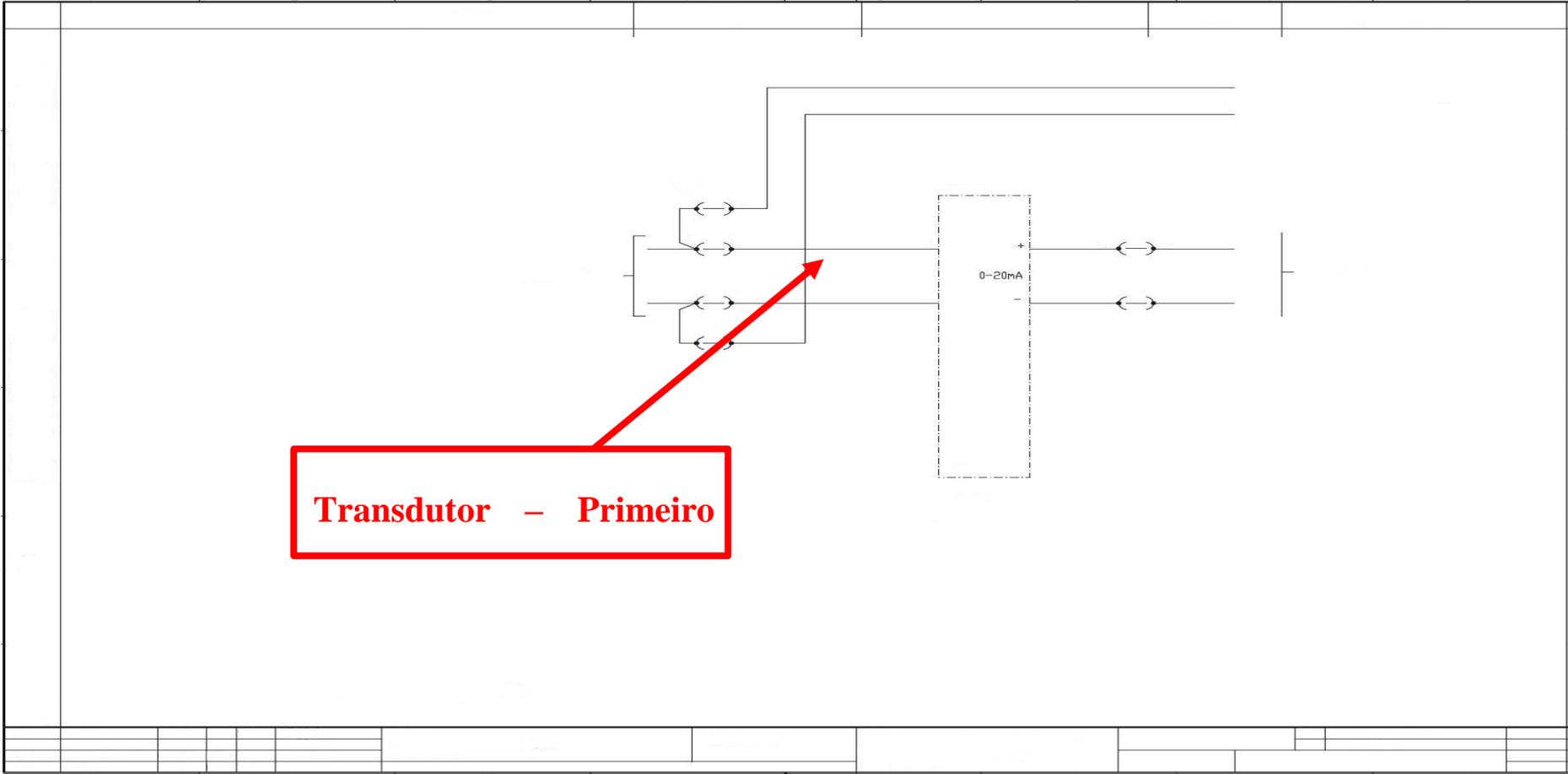
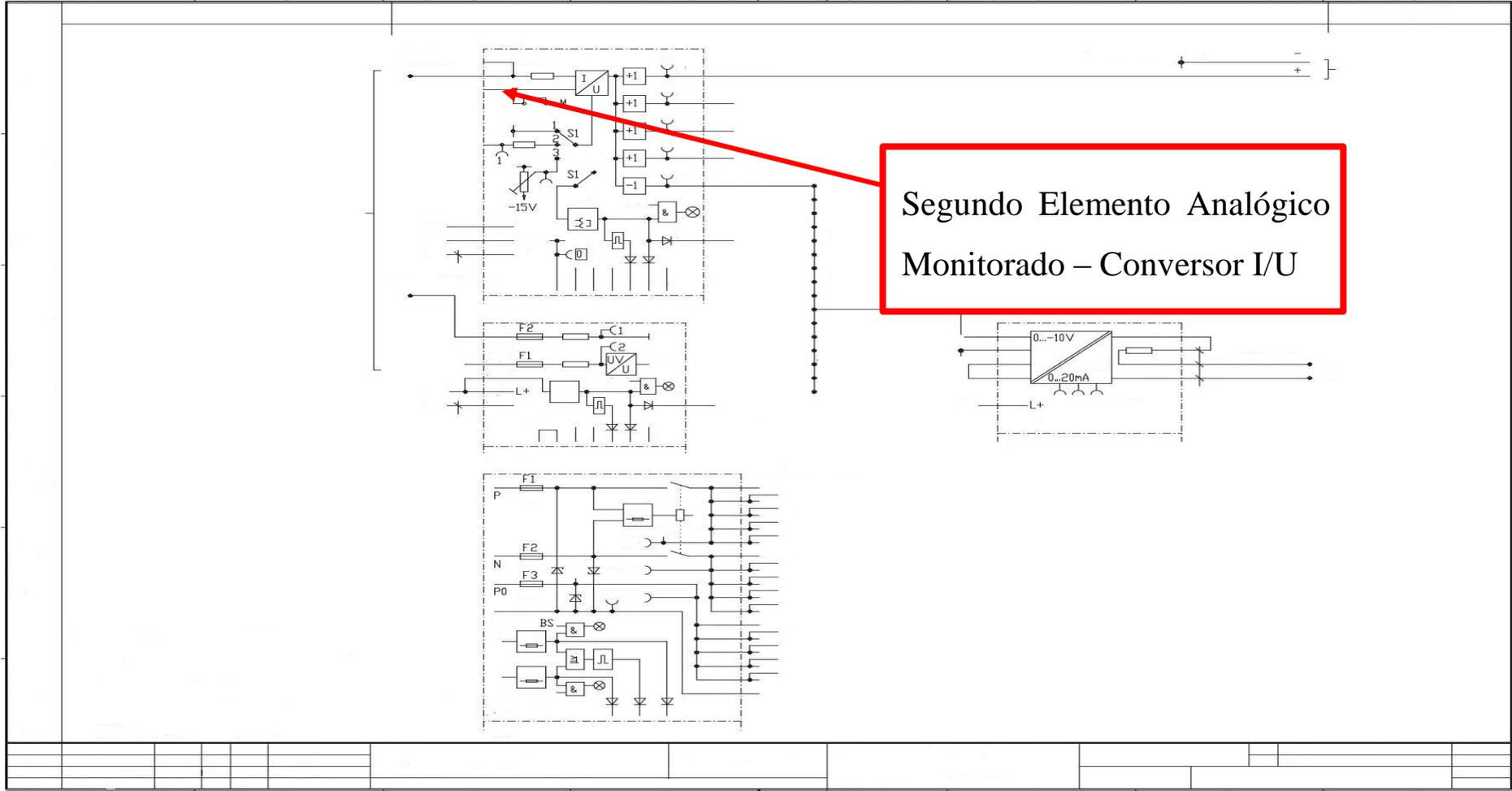


Figura 24 - Primeiro Elemento Analógico Monitorado (PWR- KWU)



Segundo Elemento Analógico Monitorado – Conversor I/U

Figura 25 - Segundo Elemento Analógico Monitorado – Conversor Corrente Tensão I/U

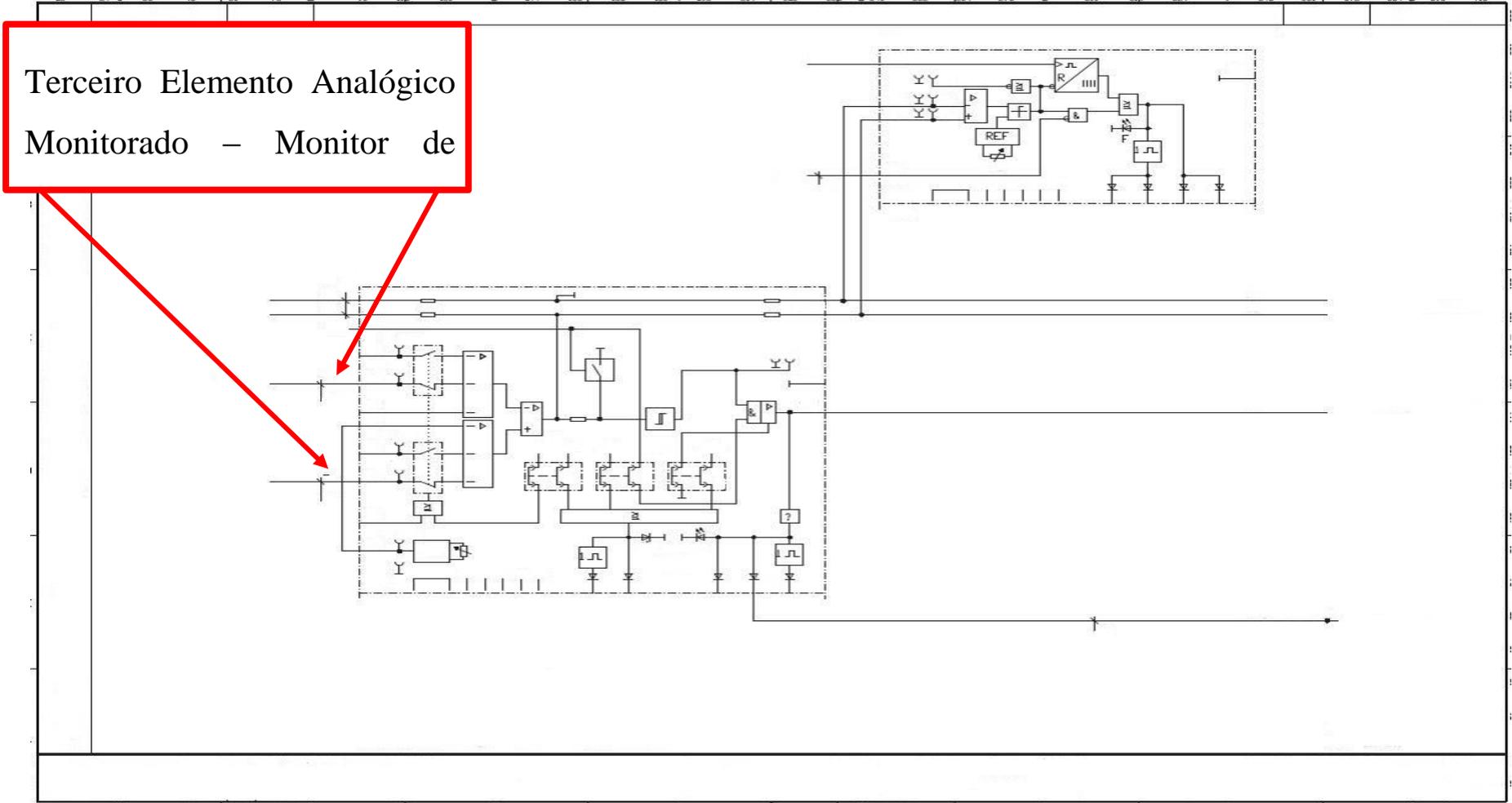


Figura 26 - Terceiro Elemento Analógico Monitorado – Monitor de Valor Limite (PWR-KWU)

O circuito escolhido é verificado através do procedimento de surveillance 1-JRx 70.1, Sistema de Proteção do Reator – JR, Seção Lógica: Transmissores Analógicos até a Entrada da Seção Lógica, Trem 1/5 e os dados retirados das tabelas foram plotados nas figuras 26 a 29.

Utilizando-se o mapa lógico no modelo atual de execução dos testes de surveillance responde-se às seguintes questões:

- O circuito a ser testado é crítico ou importante para a operação da usina?

Pelos critérios já estabelecidos de acordo com o 10CFR50.65 e adotados pela usina para o Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção os circuitos pertencentes ao Sistema de Proteção do Reator são críticos para operação da usina. A resposta conduz ao segundo quesito a seguir.

- O efeito do envelhecimento é facilmente observável?

O efeito do envelhecimento, apesar de poder ser verificado, não é observável facilmente no sistema. Entretanto, como não são utilizados os critérios do guia do EPRI, a opção de manutenção para este circuito é o mesmo preconizado por Moubray para falhas ocultas para as quais não se tenha ações proativas determinadas e se utiliza a tarefa de “busca de falha” consubstanciada na execução de testes periódicos de surveillance. Esta definição advém também do fato de que o reparo ou troca de componentes falhados é intrusiva no sistema, sendo necessária a retirada de serviço da redundância, o que constitui uma condição limite de operação a qual traz a possibilidade de uma penalidade no tempo para reparo.

A proposta do procedimento é a verificação da calibração dos componentes do circuito, através da verificação de desvios (positivos ou negativos) nos pontos de calibração em etapas de 0%, 25%,50%,75% e 100%.

A ocorrência de variações acima de 1% indica a necessidade de ajuste, que é feito junto com a execução do procedimento e de acordo com as instruções padrão para cada tipo de medidor. Estas instruções são:

- Instrução de Teste Padrão – Medição de Tensão – Teste Funcional
- Instrução de Teste Padrão – Medição de Posição
- Instrução de Teste Padrão – Medição de Pressão – Teste Funcional
- Instrução de Teste Padrão – Medição de Pressão Diferencial – Teste Funcional
- Instrução de Teste Padrão – Medição de Velocidade – Teste Funcional
- Instrução de Teste Padrão – Medição de Frequência – Teste Funcional

Deste modo é feita apenas a verificação do estado atual do circuito, sem acompanhamento de tendências, sem a comparação de assinaturas do cartão e assim trabalha-se mais voltado para a troca do cartão em bases reativas.

No processo modernizado, utilizando o EPRI 2004, a atitude em relação ao circuito em tela muda para atender às seguintes questões, consolidadas na figura 31.

- O circuito a ser testado é crítico ou importante para a operação da usina?

Pelos critérios já estabelecidos de acordo com o 10CFR50.65 e adotados pela usina para o Programa de Monitoração de Eficácia de Manutenção os circuitos pertencentes ao Sistema de Proteção do Reator são críticos para operação da usina. A resposta conduz ao segundo quesito a seguir.

- O efeito do envelhecimento é facilmente observável?

O efeito do envelhecimento, apesar de poder ser verificado, não é observável facilmente no sistema.

- Os métodos existentes detectam os efeitos do envelhecimento?

A partir da utilização dos critérios do guia do EPRI, a opção de manutenção passa a ser a de utilizar os dados coletados no procedimento de teste para determinar a tendência de cada um dos módulos. Com os gráficos obtidos a partir destes valores pode ser verificada a existência de tendências de perda de performance do módulo. Esta perda de performance pode se revelar por uma variação brusca entre os valores deixado e encontrado ou uma tendência errática nas variações da calibração.

- Os métodos existentes preveem a falha antes do próximo teste?

A partir do estudo da tendência das medições neste circuito poderá ser prevista a retirada de serviço do módulo, antes de sua falha, levando-se em consideração as variações de valores ocorridas e sua velocidade.

Como a proposta do procedimento é a verificação da calibração dos componentes do circuito, através da verificação de desvios (positivos ou negativos) nos pontos de calibração em etapas de 0%, 25%, 50%, 75% e 100% se produzem gráficos de tendências para cada um dos módulos de forma a permitir o acompanhamento e tomada de decisão pela sua retirada ou permanência em operação com base na variação dos resultados dos valores de calibração por etapa.

Assim sendo, a atividade de manutenção prevista deixa de ser apenas uma “tarefa default” de Moubray de procura de falha e passa a ser uma atividade de verificação periódica de tendência de parâmetros preconizada pela manutenção centrada em condição.

KKS	TREM	MODULO	2014					2013					2012				
			0	25	50	75	100	0	25	50	75	100	0	25	50	75	100
JEA10CL051	05/CLV08.JC021	M74003-A9143-U11	0	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL051	05/CLZ05.AC003	RG-U21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL051	05/CLV03.AC003	RGS-U22	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL951	05/CLV08.JC033	M74003-R8181-U32	0	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL951	05/CLV11.NC121	M74002-R8700	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL054	05/CLV08.GC147	M74002-R8750-F11	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL054	05CLV03.AC027	RGS-U21	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL954	05/CLV08.GC159	M74003-R8181-U31	0.01	0.01	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CL954	01/DGA13.KB083		0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0.02
JEA10CP051	05/CLV09.CC021	M74003-A9143-U11	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CP051	05/CLV09.HC009	M74002-R8700 1-U01	0	0.01	0.02	0.02	0.02	0	0	0.01	0.01	0.02	0	0	0	0	0
JEA10CP051	05/CLV09.GC009	M74002-R8700 1-U01	0	0.01	0.01	0.01	0.02	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
JEA10CP051	05/CLV09.JC015	M74002-R8700 1-U02	0	0.01	0.02	0.02	0.02	0	0	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0
JEA10CP051	05/CLV09.JC57		0	0.01	0.02	0.02	0.02	0	0	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0.01	0.01
JEA10CP051	05/CLV09.JC093		0	0.01	0.01	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CP051	05/CLV09.JC135		0	0.01	0.02	0.02	0	0	0.02	0.03	0.04	0.04	0	0	0.01	0	0.01
JEA10CP951	05/CLV09.CC033	M74003-R8181-U31	0	0	0.01	0.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
JEA10CP951	05/CLV09.DC039	M74003-R8181-U32	0.01	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0

Figura 27 - Tabela de Valores Encontrados em Teste do Sistema de Proteção do Reator (PWR-KWU)

	Sistema de Proteção do Reator , Seção Lógica Teste Funcional	Instrução de Teste
--	---	---------------------------

Folha de Dados do Teste

Etapa do teste		Valor limite						0%		25%		50%		75%		100%		Unidade					
Símbol de entrada		Código do sinal		Ponto de ajuste		Desvio aceitável		Ponto de ajuste		Ponto de ajuste		Ponto de ajuste		Ponto de ajuste		Ponto de ajuste		Var					
Chave	Sinal do disp, Localização Terminal de teste			Valor: A: atual B: ajustado	Desvio	%	abs		Valor: A: atual B: ajustado	Desvio		Valor: A: atual B: ajustado	Desvio		Valor: A: atual B: ajustado	Desvio							
	CLA11.AB009			A: B:		±	+ 0,0	0	A: B:		5	A: B:		10	A: B:		10	A: B:		20	A: B:		mA
	CLV06.AC001 3 0-3			A: B:		±	+ 0,1	0	A: B:		-2,5	A: B:		-5	A: B:		-7,5	A: B:		-10	A: B:		V
	CLV06.BC003 1/2, 1/2			A: B:		±	+ 0,1	0	A: B:		2,5	A: B:		5	A: B:		7,5	A: B:		10	A: B:		V

Gabinete Multímetro:

ID: _____
 Val: _____
 ID: _____
 Val: _____
 ID: _____
 Val: _____
 ID: _____
 Val: _____

Campo Multímetro:

ID: _____
 Val: _____
 ID: _____
 Val: _____
 Gerador de Multímetro:
 ID: _____
 Val: _____

Figura 28 - Folha de teste da seção lógica do sistema de proteção do reator (PWR-KWU)

2011	Etapa do Teste Sinal de Entrada	0%				25%			50%			75%			100%						
		0Vac				30Vac			60Vac			90Vac			120Vac						
TRANSDUTOR	CLA11.AB009	esperado: 0mA	encontrado: final:	0,02	desvio: 0,10	esperado: 5mA	encontrado: final:	4,98	desvio: -0,10	esperado: 10mA	encontrado: final:	9,99	desvio: -0,05	esperado: 15mA	encontrado: final:	14,98	desvio: -0,10	esperado: 20mA	encontrado: final:	19,96	desvio: -0,20
CONVERSOR I/U	CLV06.AC021	esperado: 0V	encontrado: final:	0,01	desvio: 0,10	esperado: 2.5V	encontrado: final:	2,48	desvio: -0,20	esperado: 5V	encontrado: final:	4,96	desvio: -0,40	esperado: 7.5V	encontrado: final:	7,43	desvio: -0,70	esperado: 10V	encontrado: final:	9,92	desvio: -0,80
MONITOR VALOR LIMITE	CLV06.EC003	esperado: 0V	encontrado: final:	0,03	desvio: 0,03	esperado: 2.5V	encontrado: final:	2,47	desvio: -0,30	esperado: 5V	encontrado: final:	4,94	desvio: -0,60	esperado: 7.5V	encontrado: final:	7,42	desvio: -0,80	esperado: 10V	encontrado: final:	9,91	desvio: -0,90

2014	Etapa do Teste Sinal de Entrada	0%				25%			50%			75%			100%						
		0Vac				30Vac			60Vac			90Vac			120Vac						
TRANSDUTOR	CLA11.AB009	esperado: 0mA	encontrado: final:	0,03	desvio: 0,15	esperado: 5mA	encontrado: final:	4,96	desvio: -0,20	esperado: 10mA	encontrado: final:	9,96	desvio: -0,20	esperado: 15mA	encontrado: final:	14,95	desvio: -0,25	esperado: 20mA	encontrado: final:	19,94	desvio: -0,30
CONVERSOR I/U	CLV06.AC021	esperado: 0V	encontrado: final:	0,03	desvio: 0,30	esperado: 2.5V	encontrado: final:	2,46	desvio: -0,40	esperado: 5V	encontrado: final:	4,94	desvio: -0,60	esperado: 7.5V	encontrado: final:	7,42	desvio: -0,80	esperado: 10V	encontrado: final:	9,91	desvio: -0,90
MONITOR VALOR LIMITE	CLV06.EC003	esperado: 0V	encontrado: final:	0,04	desvio: 0,04	esperado: 2.5V	encontrado: final:	2,46	desvio: -0,40	esperado: 5V	encontrado: final:	4,93	desvio: -0,70	esperado: 7.5V	encontrado: final:	7,41	desvio: -0,90	esperado: 10V	encontrado: final:	9,90	desvio: -1,00

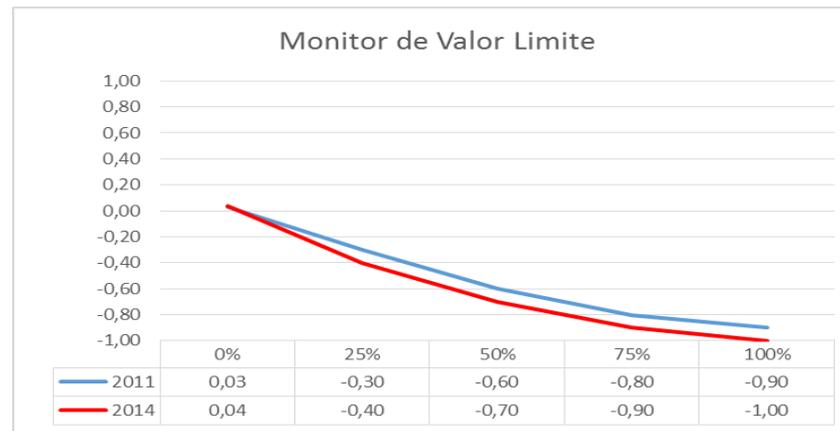


Figura 29 - Gráficos de Tendências para Circuito – Monitor de Valor Limite (PWR-KWU)

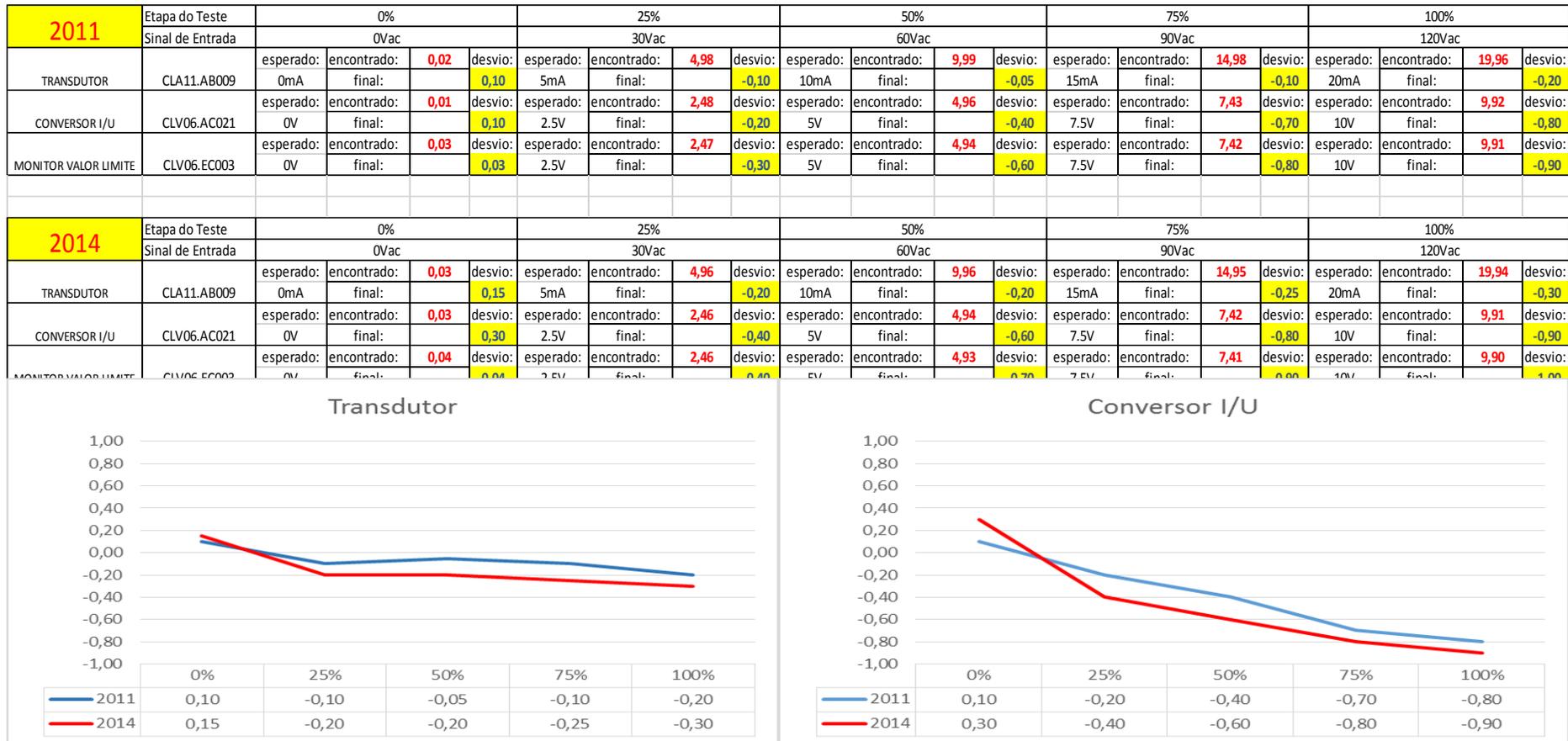


Figura 30 - Gráficos de Tendências para Circuito – Transdutor – Conversor (PWR-KWU)

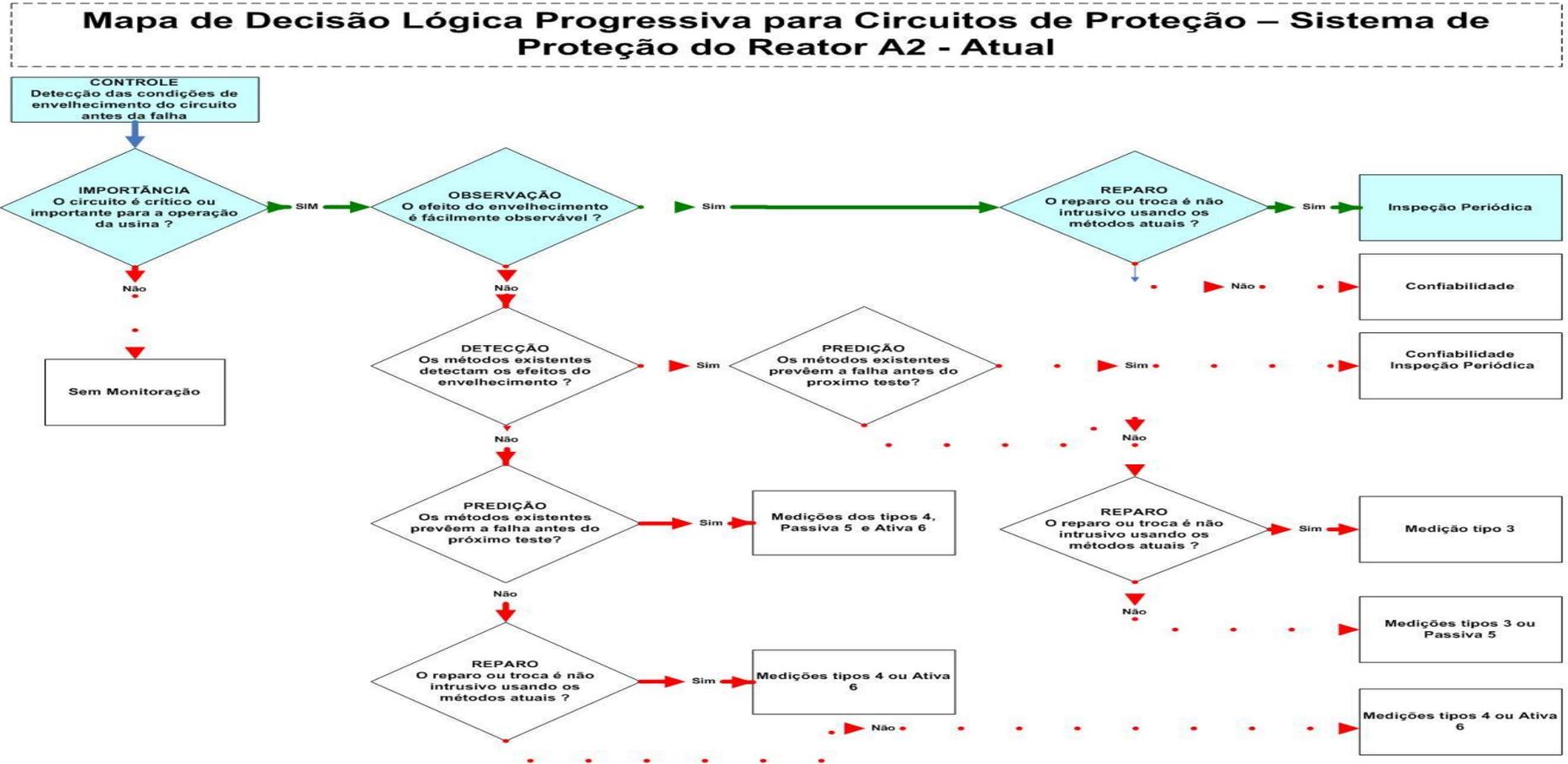


Figura 31 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção – Sistema de Proteção do Reator – Atual (PWR-KWU)

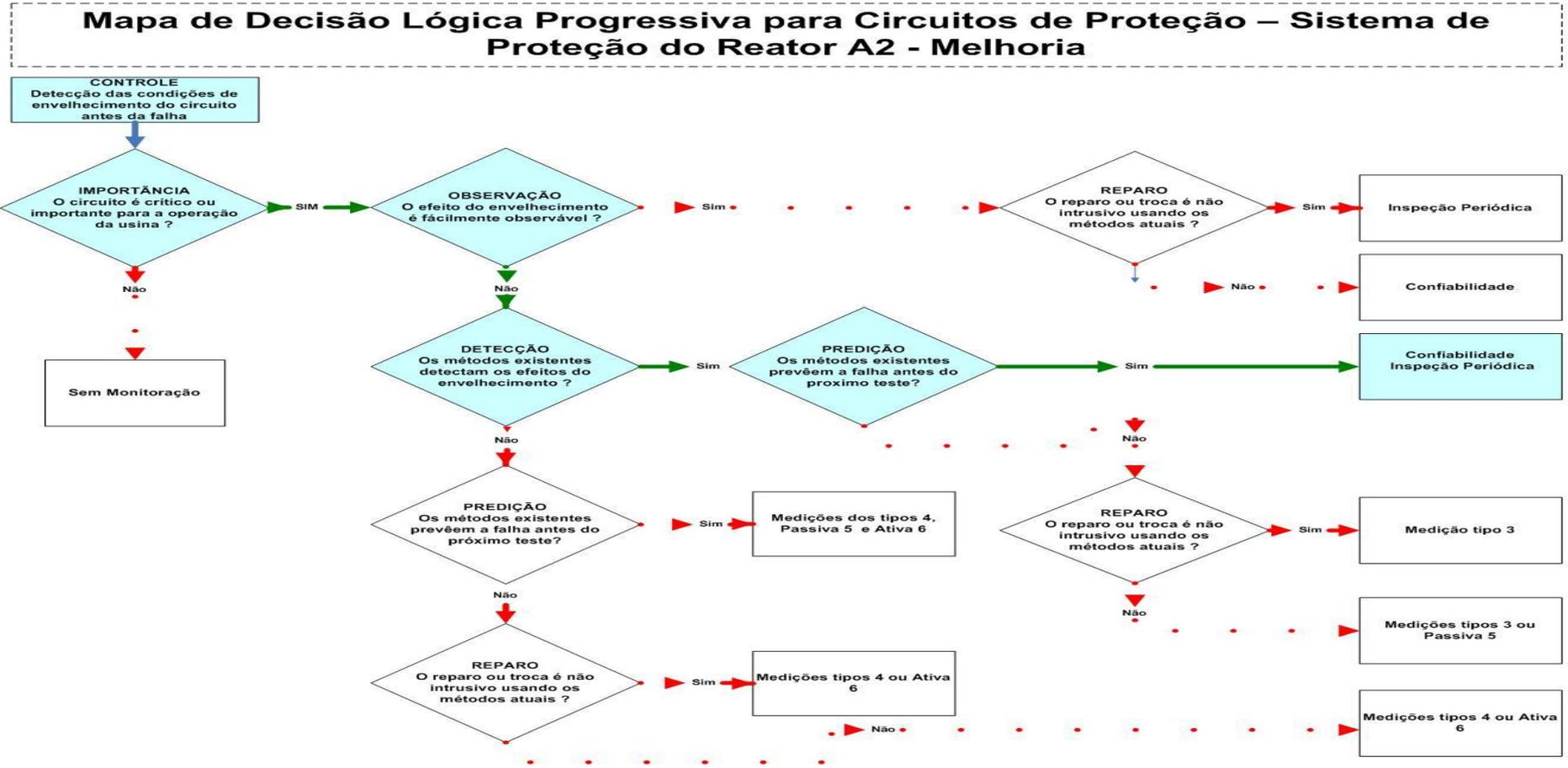


Figura 32 - Mapa de Decisão Lógica Progressiva para Circuitos de Proteção – Sistema de Proteção do Reator – Melhoria (PWR-KWU)

5 RESULTADOS E CONCLUSÕES

Avaliação do Estado Atual de Monitoração de Confiabilidade

Sistema de Controle de Barras modelo Westinghouse

Em relação aos circuitos eletrônicos do Sistema de Controle de Barras modelo Westinghouse foi constatado que, em relação aos seus cartões, utiliza-se atualmente, apenas os conceitos de buscas de falhas. Esta técnica não permite o aumento na confiabilidade do sistema por ser pós falha e nem a prevenção das falhas.

Este modelo de estratégia de manutenção repousa na confiabilidade de projeto do sistema, sem a monitoração de precursores de falhas o que permitiria antecipação de defeitos que pudessem levar a falhas.

Como pôde ser constatado nos relatórios de inspeção do sistema e de eventos existem falhas em componentes e ajustes que foram necessários que, além disto levaram à troca dos cartões que apresentaram defeitos. A não existência de monitoração de precursores determinou a impossibilidade de se executar uma análise de tendências.

Podemos considerar que este modelo se sustenta na filosofia de falha segura dos projetos de reatores nucleares, que proporciona a proteção necessária, mas que não possibilita a antecipação de falhas ou defeitos. A partir desta constatação, a melhoria dos métodos de manutenção com a introdução de técnicas de detecção de precursores faz-se necessária. Esta modernização fará com que sejam limitados os desarmes, reduzidas as doses absorvidas pelo pessoal de manutenção e aumentada a confiabilidade de todo o conjunto. Este incremento de confiabilidade poderá ser utilizado pela empresa para prepara com maior antecedência as estratégias de investimento na atualização dos sistemas, com novos instrumentos ou tecnologias de acompanhamento e monitoração mais desenvolvidas.

Sistema de Proteção do Reator modelo KWU

Em relação aos circuitos eletrônicos do Sistema de Proteção do Reator modelo KWU é possível afirmar, com razoável certeza, que no modelo atual, a correção dos desvios observados nos valores de corrente e tensão observados nos testes de surveillance, melhoram a confiabilidade do sistema para o próximo período de operação. Entretanto a não utilização dos dados dos testes existentes para a geração de gráficos de tendências, em busca de precursores, impede a predição de necessidade de troca de cartões antes da ocorrência de falhas.

Proposições de Melhorias

Como recomendação para o programa de Monitoração da Confiabilidade dos Sistemas Eletrônicos da usina deveriam ser tomadas as seguintes medidas:

Sistema de Controle de Barras modelo Westinghouse

Verificação da possibilidade de melhoria nos procedimentos de testes dos sistemas de instrumentação e controle (programa de surveillance) de forma a que possam ser verificados valores de tensão ou corrente nos circuitos. Estes valores seriam utilizados para a confecção de gráficos de tendências e chegar à predição de falhas através da monitoração de seus precursores.

Avaliação de causa raiz de falha de cada cartão eletrônico retirado do sistema seja através de teste de bancada “in situ” seja com o fabricante.

Melhoria no controle ambiental, com verificação e controle de temperatura e nível de filtragem do ar ambiente, no local de instalação dos cartões eletrônicos do Sistema de Controle de Barras e de qualquer outro sistema que venha a ser incluído no programa.

Verificar a experiência externa no tratamento das tendências de falhas de componentes eletrônicos de cartões para modernização das técnicas utilizadas hoje na unidade.

Sistema de Proteção do Reator modelo KWU

Melhoria no controle ambiental, com verificação e controle de temperatura e nível de filtragem do ar ambiente, no local de instalação dos cartões eletrônicos do Sistema de Proteção do Reator e de qualquer outro sistema que venha a ser incluído no programa.

Avaliação de causa raiz de falha de cada cartão eletrônico retirado do sistema seja através de teste de bancada com o equipamento específico MPA IV “in situ”, seja com o fabricante.

Compilar todos os dados de testes executados nas redundâncias do Sistema de Proteção do Reator ao longo dos anos de operação da usina, seu tratamento estatístico e a formulação das curvas de tendências por módulo para a confecção de gráficos de tendências, identificação de precursores e predição de falhas.

Para os cartões já falhados deve-se fazer um levantamento das causas de falhas para servir de subsídio para a determinação dos elementos mais frequentes na geração de mecanismos de falhas nos mesmos.

Conclusão

Com a aplicação das proposições elencadas anteriormente e do modelo de monitoração com melhorias apresentado, teremos um incremento na confiabilidade e segurança, ao mesmo tempo em que se espera um aumento na disponibilidade das usinas como pôde ser demonstrado na avaliação dos eventos e nos estudos de casos.

Assim será possibilitada a redução nos desligamentos não programados das usinas e com isso a redução dos eventos de estresses mecânicos causados aos sistemas, equipamentos e componentes.

Esta redução de estresses também subsidiará os estudos dos programas de monitoração de envelhecimento dos elementos passivos das usinas através da redução dos choques, mecânicos e térmicos, advindos das ações automáticas e manuais para mitigação de evento de desligamentos não programados.

Estas proposições não envolvem, em uma primeira etapa, investimentos em grande escala, a não ser para monitoração das condições ambientais e podem ser executadas em parte com as usinas em operação.

5 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ARAUJO, J.B. **“Um Modelo de Manutenção Centrada em Confiabilidade Aplicada ao Sistema de Água de Alimentação Auxiliar de uma Usina Nuclear”**, janeiro de 1998
2. CNEN-NN-1.16 **“Garantia da Qualidade para a Segurança de Usinas Nucleoelétricas e Outras Instalações”**, setembro de 1999
3. CNEN NE 1.21 **“Manutenção de Usinas Nucleoelétricas”**, agosto 1991
4. CNEN-NE-1.26 **“Segurança na Operação de Usinas Nucleoelétricas”**, novembro de 1997
5. ELETRONUCLEAR, **“Sistemas Básicos de Usinas Nucleares”**, 1996
6. EPRI 1002936 **“Reliability and Preventive Maintenance: Balancing Risk and Reliability”**, Palo Alto, CA dezembro 2002
7. EPRI 1003568 **“Collected Field Data on Electronic Part Failures and Aging in Nuclear Power Plant I&C Systems”**, Palo Alto, CA setembro 2002.
8. EPRI 1007079 **“Reliability and risk Significance: For Maintenance and Reliability Professionals at Nuclear Power Plants”**, Palo Alto, CA agosto 2002.
9. EPRI 1008166 **“Guideline for the Monitoring of Aging of I&C Electronic Components”**, Palo Alto, CA outubro 2004.
10. EPRI 1011709 **Evaluating the Effects of Aging on Electronic Instrument and Control Circuit Boards and Components in Nuclear Power Plants**, Palo Alto, CA, 2005
11. EPRI 1009615 **“Equipment Reliability Implementation Strategy”**, Palo Alto, CA abril 2004.
12. EPRI TR-106109 **“Nuclear Plant Life Cycle Management Implementation Guide”**, Palo Alto, CA, 1998.
13. EPRI 106857 **“Preventive Maintenance Basis End of Life Monitoring”**, Palo Alto, CA dezembro 2008
14. EPRI 1007933 **“Aging Assessment Field Guide”**, EPRI, Palo Alto, CA, 2003
15. EPRI 1020645 **“Guideline for System Monitoring by System Engineers”** Palo Alto, CA março 2010

16. Carvalho, G. **“Palestra sobre a Construção e Licenciamento de Angra 1”**, Rio de Janeiro, 1991
17. IAEA **“Annual Report 2014”**, Viena, 2015
18. IAEA Bulletin 04/1987 **“Nuclear power plant ageing and life extension: Safety aspects”** Novak S. e Podest M., Viena, 1987.
19. IAEA Bulletin 25/1987 **“Nuclear power in the Soviet Union”** Semenov B.A., Viena, 1983.
20. IAEA NS-G-2.6 **“Safety Standards Series - Maintenance, Surveillance and In Service Inspection in NPP”**, Viena, 2002
21. IAEA Safety Reports Series No. 82, SRS-82 **“Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL) 2015”**
22. IAEA TECDOC-1147 **“Management of Ageing of I&C Equipment in Nuclear Power Plants”** Viena, 2000
23. IAEA-TECDOC-1383 **“Guidance for optimizing NPP Maintenance Programmes”**, Viena, dezembro 2003
24. IAEA-TECDOC-1551 **“Implementation Strategies and Tools for Condition Based Maintenance at Nuclear Power Plants”** Viena, maio 2007
25. IAEA-TECDOC-1590 **“Application of Reliability Centered Maintenance to Optimize Operation and Maintenance in Nuclear Power Plants”**, Viena, maio 2007
26. IAEA, Safety Guide NS-G- 2.6 **“Maintenance, Surveillance and In-service Inspection in Nuclear Power Plants”** ,Vienna, 2002
27. IAEA, Safety Guide NS-G- 2.12 **“Ageing Management for Nuclear Power Plants”** ,Vienna, 2009
28. IAEA, Safety Report Series 82 **“Ageing Management for Nuclear Power Plants: International Generic Ageing Lessons Learned (IGALL)”** ,Vienna, 2015
29. IAEA Safety Report Series 15 **“Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme”**, Viena, 1999
30. INPO AP-913 Ver. 2 **“Equipment Reliability Process Description”**, INPO, 2011

31. KARDEC A., NASCIF J. **“Manutenção - Função Estratégica”**, Rio de Janeiro; QuallityMark Editora; 1998
32. LAFRAIA, J. R. B. **“Manual de Confiabilidade, Mantenabilidade e Disponibilidade”** Rio de Janeiro: Qualitymark, 2001
33. LAMARSH, J.R., **“Introduction to Nuclear Reactor Theory”**, 1996
34. MIL-HDBK-217F **“Reliability Prediction of Electronic Equipment”** – Departamento de Defesa dos Estados Unidos, DOD 1995
35. MOUBRAY, J. **“Reliability-Centered Maintenance”** New York, Industrial Press Inc., segunda edição 1997.
36. NEI 95-10 **“Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 – The License Renewal Rule”**, rev. 6, Nuclear Energy Institute, junho 2005
37. NUMARC 93-01 **Industry Guideline for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants”**, rev. 2, Nuclear Energy Institute, abril de 1996
38. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION **“Regulatory Guide 1800 rev 2 – Standard Review Plan for Review of License Renewal Applications for Nuclear Power Plants”** , dezembro 2010
39. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION **“Regulatory Guide 1801 rev 1 – Generic Ageing Lessons Learned (GALL) Report”** , dezembro 2010
40. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION **“Regulatory Guide 1.160 rev 3”** , maio 2012
41. SMITH, A. M. **“Reliability-centered Maintenance”**. New York: McGraw- Hill, 1993
42. PA-MG 16 **“Procedimento para o Desenvolvimento e Implementação do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção (PMEM)”**, rev. 01
43. NUCLEAR ENERGY INSTITUTE NEI 95-10 **“Industry Guideline for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 – The License Renewal Rule”**, rev. 3, , março de 2001
44. THE WORLD NUCLEAR INDUSTRY STATUS REPORT 2015 **Schneider M. Froggatt, A.** julho 2015

45. US CODE OF FEDERAL REGULATIONS TITLE 10 PART 50.65
“Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at nuclear Power Plants”, dezembro 2015
46. US CODE OF FEDERAL REGULATIONS TITLE 10 PART 54 **“Requirements for Renewal of Operating Licenses for Nuclear Power Plants”**, junho, 2016
47. VAJGEL, S **“Abordagem Regulatória do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção para Usinas Nucleoelétricas”**, março de 2009