

ABORDAGEM REGULATÓRIA DO PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA
EFICÁCIA DA MANUTENÇÃO PARA USINAS NUCLEOELÉTRICAS

Stefan Vajgel

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS 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 EM ENGENHARIA NUCLEAR – ÊNFASE PROFISSIONAL EM
ENGENHARIA DE REATORES.

Orientadores: - Professor Celso Marcelo Franklin Lapa
- Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2009

VAJGEL, Stefan

Abordagem regulatória do Programa de Monitoração da Eficácia da / Stefan Vajgel – Rio de Janeiro: CNEN/IEN, 2009.

99f.

Orientadores: Celso Marcelo Franklin Lapa e Pedro Luiz da Cruz Saldanha

Dissertação (Mestrado em Engenharia de Reatores) – Instituto de Engenharia Nuclear, PPGIEN, 2009.

1. Engenharia de Reatores. 2. Manutenção em Usinas Nucleares
3. Eficácia da Manutenção. 4. Abordagem Regulatória.

CDD
CDU

ABORDAGEM REGULATÓRIA DO PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA
EFICÁCIA DA MANUTENÇÃO PARA USINAS NUCLEOELÉTRICAS

Stefan Vajgel

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS 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 EM ENGENHARIA NUCLEAR – ÊNFASE PROFISSIONAL EM
ENGENHARIA DE REATORES.

Aprovada por:

Professor Celso Marcelo Franklin Lapa (PPGIEN/CNEN)

Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha (CNEN)

Professor Cláudio Márcio do Nascimento Abreu Pereira (PPGIEN/CNEN)

Dr. Jefferson Borges de Araújo (CNEN)

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2009

AGRADECIMENTOS

À minha mulher e meu filho que me apoiaram e compreenderam nas horas que eu precisei dedicar mais ao curso do que à família.

Aos meus pais, à Ó, que tanto me ajudaram a chegar aqui. In memoriam.

Ao meu irmão que muito me acolheu em todas as viagens para atender ao curso.

Ao IEN, seus professores e profissionais que me ajudaram e possibilitaram aprofundar os meus conhecimentos profissionais.

Ao meu orientador Professor Celso Marcelo que muito me ajudou e me apoiou para chegar até este trabalho final.

Ao meu amigo Dr. Pedro Saldanha que sempre esteve pacientemente disposto a me ajudar e esclarecer todas as dúvidas, compartilhando o seu conhecimento, caminhando junto e me animando nas horas de desânimo. Serei sempre grato.

Aos meus amigos Rafael, Altivo, Marco Aurélio, Douglas, Carlos e André pelos momentos inesquecíveis que passamos na sala de aula e fora dela. Sempre serão lembrados.

Aos meus amigos Jefferson e José Antônio pela ajuda e apoio que me deram nas horas deste trabalho.

À ELETRONUCLEAR, especialmente aos integrantes do PMEM, Sérgio Dias, Valéria, Sérgio, Carlos Henrique e Fábio, pela colaboração e pelas informações que tão gentilmente me cederam.

Resumo da dissertação apresentada ao PPGIEN/CNEN como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

ABORDAGEM REGULATÓRIA DO PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA EFICÁCIA DA MANUTENÇÃO PARA USINAS

Stefan Vajgel

Março/ 2009

Orientadores: Prof. Celso Marcelo Franklin Lapa e Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha

Programa: Programa de Pós-Graduação em Ciência e Tecnologia Nucleares do IEN

A geração de energia elétrica por meio de usinas nucleares requer que esta instalação seja segura, confiável e esteja disponível nos momentos de seu funcionamento. Para este objetivo, um programa de manutenção adequado, eficaz e bem elaborado torna-se uma ferramenta muito útil e essencial à proprietária da usina. Entretanto, é necessário atender aos requisitos regulatórios na implementação deste programa que monitora a eficácia desta manutenção. Existem normas brasileiras com requisitos gerais a serem obedecidos. Os guias regulatórios internacionais detalham bem estes requisitos mas é necessário verificar se a metodologia pode ser integralmente empregada aqui no Brasil ou precisa ser adaptada para nosso uso. Assim, o guia americano NUMARC 93-01, que detalha como poderia ser implementado um programa para esta monitoração, sugere algumas metodologias. Nesta tese, as metodologias Delphi e Análise Probabilística

de Segurança foram resumidamente incluídas porque foram elas escolhidas para implementar esta monitoração em uma usina brasileira. Os resultados que estão sendo obtidos mostram que, sob o aspecto regulatório, esta é uma metodologia que atende às nossas normas e fornece muitos resultados para um bom gerenciamento da usina.

Abstract of the thesis presented to PPGIEN/CNEN as a partial fulfillment of the requirements of the degree of Master of Science (M. Sc.)

REGULATORY APPROACH OF THE MONITORING THE EFFECTIVENESS OF MAINTENANCE AT NUCLEAR POWER PLANTS PROGRAM

Stefan Vajgel

March/2009

Advisor: Prof. Celso Marcelo Franklin Lapa e Dr. Pedro Luiz da Cruz Saldanha

School: Programa de Pós-Graduação em Ciências e Tecnologia Nucleares do IEN

The electrical power generation using nuclear power plants requires this installation being safety, reliable and available for the working periods. For this purpose, an adequate, effective and well conducted maintenance program makes an essential and useful tool to the owner of the plant. However, it is necessary to follow the regulatory requirements for this program implementation which monitors this maintenance effectiveness. There are brazilian norms requirements which must be followed. The international regulatory guides establish these requirements in good details but it is necessary to verify if this methodology for implementing can be totally applied here in Brazil. Then, the american guide NUMARC 93-01 which details how can be implemented a program for this monitoring, shows some methods for using.

In this thesis, the Delphi and Probabilistic Safety Analysis were briefly included because they were preferred for implementing this monitoring in a Brazilian plant. The results which are being obtained show that, looking the regulatory aspects, the NUMARC 93-01 follows our regulations and gives good results for the plant management.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	11
1 APRESENTAÇÃO DO TEMA	12
1.1 INTRODUÇÃO	12
1.2 HISTÓRICO	13
1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2 REQUISITOS REGULATÓRIOS	16
2.1 NORMA CNEN NE-1.21	16
2.1.1 Item 12 da NE - 1.21	16
2.2 NORMA CNEN NE 1.26	17
2.2.1 Item 9 da NE - 1.26	17
2.3 10CFR50.65 – REQUIREMENTS FOR MONITORING THE EFFECTIVENESS OF MAINTENANCE AT NUCLEAR POWER PLANTS	18
2.4 REGULATORY GUIDE 1.160 rev.2	22
2.5 REGULATORY GUIDE 1.182	25
3 ATENDIMENTO AOS REQUISITOS REGULATÓRIOS PELA INDÚSTRIA – NUMARC 93-01 rev. 2	26
3.1 SELEÇÃO DOS ESCs DA USINA	28
3.1.1 ESCs relacionados com a segurança	28

3.1.2 ESCs não relacionados com a segurança e que mitigam acidentes ou transientes	28
3.1.3 ESCs não relacionados com a segurança e que são usados nos procedimentos operacionais de emergência (poes)	29
3.1.4 ESCs não relacionados com a segurança mas cujas falhas impedem esc de segurança de executar suas funções	29
3.1.5 ESCs não relacionados com a segurança mas cujas falhas possam causar desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança	29
3.1.6 ESCs fora do escopo das regras de manutenção	29
3.2 ESTABELECIMENTO DE CRITÉRIOS E DESEMPENHO	29
3.2.1 Estabelecimento de critérios significativos para o risco	30
3.2.2 Critérios de desempenho para avaliar ESCs	30
3.2.3 Avaliação dos ESCs em relação ao significado para o risco e critério de desempenho	32
3.2.4 Condições de estabelecimento de metas para um ESC	33
3.2.5 Estabelecimento de metas e monitoração	33
3.3 ESCs SUJEITOS AO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA	35
3.4 VERIFICAÇÃO DO RISCO RESULTANTE DO DESEMPENHO DE ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO	36
3.4.1 Verificação do risco durante a operação	38
3.4.2 Verificação do risco durante o desligamento	39
3.5 GERENCIAMENTO DO RISCO	40
3.6 VERIFICAÇÕES DA EFETIVIDADE DA MANUTENÇÃO PERIÓDICA	42
3.7 DOCUMENTAÇÃO DO PROCESSO SELETIVO DOS ESCs	43
4 METODOLOGIAS UTILIZADAS PELO PMEM	44
4.1 RESUMO DA ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE SEGURANÇA - APS	44
4.1.1 Identificação e agrupamento dos eventos iniciadores	46
4.1.2 Definição dos critérios de sucesso	46
4.1.3 Análise por árvore de eventos	46

4.1.4	Análise por árvores de falhas	47
4.1.5	Análise de dados para a construção de banco de dados	48
4.1.6	Análise de confiabilidade humana	48
4.1.7	Análise de falhas de causa comum	50
4.1.8	Quantificação e análise dos resultados	50
4.2	RESUMO DO MÉTODO DELPHI	53
4.3	RESUMO DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE – MCC	56
4.3.1	Aplicação da MCC	57
4.3.2	Seleção de sistemas	58
4.3.3	Definição de limites e partição em subsistemas	59
4.3.4	Definição da função de sistemas	59
4.3.5	Avaliação da falha funcional (FMEA)	60
4.3.6	Identificação de componentes críticos	62
4.3.7	Seleção de atividades de manutenção preventiva	63
4.3.8	Comparação das recomendações da MCC com o programa corrente de manutenção preventiva	63
4.3.9	Programa dinâmico de MCC	64
5	ESTUDO DA IMPLEMENTAÇÃO DO PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA EFICÁCIA DA MANUTENÇÃO (PMEM) EM UMA USINA NUCLEAR	65
5.1	DESENVOLVIMENTO E IMPLEMENTAÇÃO	65
5.1.1	Determinação de todos os ESCs da usina	66
5.1.2	Seleção dos ESCs no escopo do PMEM	66
5.1.3	Determinação dos ESCs do PMEM em nível funcional	67
5.1.4	Seleção das funções do sistema no escopo do PMEM	67
5.1.5	Análise de dados dos ESCs no escopo do PMEM	67

5.1.6 Determinação dos ESCs significativos para o risco	68
5.1.7 Determinação dos trechos funcionais e grupos de confiabilidade	70
5.1.8 Determinação dos critérios de performance	70
5.1.9 Documentação relativa ao desenvolvimento do PMEM	71
5.2 MONITORAÇÃO	72
5.2.1 Obtenção de dados para análise	72
5.2.2 Avaliação de dados pelo grupo de análise	72
5.2.3 Avaliação de dados pelo grupo de controle	73
5.2.4 Avaliação pelo comitê de avaliação	73
5.2.5 Divulgação	73
5.3 AVALIAÇÃO	73
5.3.1 Análise de tendências	74
5.3.2 Transição de ESCs do requisito (a)(2) para o requisito (a)(1)	74
5.3.3 Avaliação dos resultados das análises e relatórios de eventos	74
5.3.4 Transição do ESC do requisito(a)(1) para o requisito (a)(2)	74
5.3.5 Código de cores para os sistemas	74
5.4 RELATÓRIOS DE AVALIAÇÃO	75
5.5 VERIFICAÇÃO DA IMPLANTAÇÃO	75
6 CONCLUSÕES DA ABORDAGEM REGULATÓRIA SOBRE O PMEM	84
REFERÊNCIAS	86
GLOSSÁRIO	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Regra de Manutenção	21
Figura 2	Sistemas selecionados para o PMEM	76
Figura 3	Trechos do sistema de água de alimentação principal LAB	77
Figura 4	ESCs com valor ponderado pelo corte	78
Figura 5	Avaliação de funções críticas	79
Figura 6	Quadro “Como encontrado”	80
Figura 7	ESCs e suas colocações na tabela “Como encontrado”	81
Figura 8	Quantidade de itens versus tipos de falhas	82

1 APRESENTAÇÃO DO TEMA

1.1 INTRODUÇÃO

A CNEN – Comissão Nacional de Energia Nuclear é uma autarquia federal, criada em 10 de Novembro de 1956, vinculada ao Ministério de Ciência e Tecnologia. Como órgão superior de planejamento, orientação, supervisão e fiscalização ela estabelece normas e regulamentos em segurança, licenciamento, radioproteção, fiscalização e controle de toda a atividade nuclear no Brasil. Assim, é missão da CNEN garantir o uso seguro e pacífico da energia nuclear, desenvolver e disponibilizar tecnologias nucleares e correlatas, visando o bem estar da população aliado à preocupação com a segurança e o desenvolvimento do setor, orientando sua atuação pelas expectativas da sociedade, beneficiária final dos seus serviços e produtos [1].

Entre suas atividades legais, a CNEN deve conduzir o licenciamento e fiscalização de reatores nucleares. Isto se constitui em um processo contínuo e permanente de tomada de decisões, abrangendo questões de segurança nuclear ou proteção radiológica, tanto do pessoal envolvido na operação quanto do público em geral e do meio ambiente.

Uma das áreas de grande importância no licenciamento de usinas nucleares é a Manutenção. O seu objetivo principal é garantir que Estruturas, Sistemas e/ou Componentes (ESCs) desempenharão suas funções de projeto com confiabilidade e disponibilidade, de modo a se obter geração de energia elétrica de forma segura e econômica.

Existe uma união clara entre a eficácia da manutenção e a segurança. Além disso, uma boa manutenção é importante para garantir a minimização de acidentes ou transientes iniciados por falhas em ESCs. A manutenção é importante para garantir que as falhas de ESCs relacionados com a segurança e que poderiam iniciar ou afetar de forma adversa um transitório ou acidente, sejam minimizados.

Os ESCs cobertos pela Regra de Manutenção [2] são divididos em dois grupos. O primeiro grupo é composto por aqueles que conseguem satisfazer critérios de desempenho previamente determinados. Estes ESCs seguem o Programa de Manutenção Preventiva – PMP, formalmente estabelecido pela usina.

O segundo grupo é composto por aqueles ESCs que não conseguiram satisfazer os critérios de desempenho previamente determinados. Para estes, além das atividades de manutenção estabelecidas no Programa de Manutenção Preventiva, são elaboradas, então, planos de ação e atividades de monitoração de modo a resgatar os seus desempenhos aos níveis desejados.

A Regra de Manutenção é uma ferramenta eficiente na condução das prioridades de manutenção, melhorando a conscientização das equipes quanto à importância dos equipamentos e assegurando que os ESCs mantêm-se capazes de realizar as funções para as quais foram projetados.

1.2 HISTÓRICO

Em Junho de 1991, foi aprovada pela CNEN a norma “Manutenção de Usinas Nucleoelétricas” – NE 1.21 [3]. Esta norma foi elaborada tendo como base a publicação da Agência Internacional de Energia Atômica – AIEA, “Maintenance of Nuclear Power Plants” (IAEA – 1982) e que estabelecia, basicamente, requisitos para desenvolvimento e implementação de Programas de Manutenção Preventiva. O item 12 desta norma, entretanto, estabelece de maneira genérica requisitos para implementação de um Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção (PMEM). Um mês depois, em Julho de 1991, a Nuclear Regulatory Commission – NRC, órgão regulatório americano, emitiu a “Regra de Manutenção” (RM) denominada “Requirements for Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants” [2], prevista para entrar em vigor em Julho de 1996. Esta Regra dá ênfase à seleção de componentes, controle da configuração da planta, balanço das disponibilidades de ESCs e monitoração da performance de componentes, através do estabelecimento de indicadores e de metas. Posteriormente, em 1993, o Nuclear Management and Resources Council emitiu o guia NUMARC 93-01 [4] abordando aspectos didáticos e práticos para a implementação da Regra de Manutenção americana. A NRC, através do seu guia regulatório RegGuide 1.160 [5] endossou o NUMARC 93-01 como satisfatório para o cumprimento dos requisitos da Regra de Manutenção.

No licenciamento da usina de Angra 2, a Portaria CNEN PR 049 de 28/07/2006 [6] estabelece no seu artigo 1º II item “c” a necessidade do

desenvolvimento e implementação de um Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção (PMEM) como uma das condições para a renovação da Autorização de Operação Inicial – AOI.

O tema escolhido para esta tese foi a verificação e análise do guia NUMARC 93-01 como ferramenta para auxiliar o atendimento aos requisitos das normas brasileiras e para implementação do PMEM.

Este trabalho tem como objetivos:

- Conceituar a aplicação da Regra de Manutenção americana.
- Verificar a aplicabilidade e benefícios do uso da Regra de Manutenção como modelo para melhoria e maior eficácia da manutenção.
- Avaliar a metodologia proposta pela indústria para atender à Regra de Manutenção e, em particular, ao NUMARC 93-01.
- Verificar as principais ferramentas utilizadas para avaliação de risco devido à indisponibilidade de equipamentos (APS, Método Delphi, MCC).
- Verificar a implementação dos requisitos da Regra de Manutenção em uma usina brasileira.
- Avaliar a compatibilidade da norma brasileira de manutenção CNEN NE-1.21 com o 10 CFR 50.65 e identificar possíveis pontos para melhorias.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi organizado de forma a mostrar, inicialmente, a origem da legislação que estabeleceu o PMEM para as usinas nucleares e o guia NUMARC 93-01 que a indústria americana optou por adotar, na prática, para atender aos requisitos da sua lei. Em seguida, é mostrado como foi utilizado aqui no Brasil este guia prático, em uma usina brasileira, de forma a atender aos requisitos da nossa legislação. Finalmente, são abordados os aspectos relevantes desta aplicação e as observações feitas sob a ótica de um órgão regulador.

No capítulo 1 é feita uma breve introdução e um histórico de como surgiram as Regras de Manutenção nos EUA.

No Capítulo 2 são mostradas as documentações regulatórias dos EUA bem como as do Brasil.

As usinas nucleares americanas precisavam, no passado, de um guia prático que mostrasse de que forma atender ao que exigia a sua lei. Isto está descrito no Capítulo 3.

A implantação do PMEM pode ser feita usando diversas metodologias. No Capítulo 4 estão descritas, resumidamente, três delas e que são a Análise Probabilística de Segurança – APS, o Método Delphi e a Manutenção Centrada em Confiabilidade.

No Capítulo 5 foi abordado o desenvolvimento e implementação do PMEM em uma usina nuclear brasileira.

Finalmente, no último capítulo, são apresentadas as conclusões e recomendações de todo este estudo, sob a ótica do órgão regulador.

As siglas e definições empregadas estão colocadas no Glossário.

Alguns documentos como o 10 CFR 50.65, Regulatory Guides 1.160 e 1.182, e NUMARC 93-01, foram traduzidos durante o desenvolvimento deste trabalho, para melhor entendimento. A estrutura destes documentos foi mantida.

2 REQUISITOS REGULATÓRIOS DA REGRA DE MANUTENÇÃO

As exigências regulatórias básicas para a implantação do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção – PMEM estão estabelecidas, de forma geral, nas normas da CNEN, na Regra de Manutenção, detalhadas nos guias regulatórios da NRC, e no NUMARC 93-01.

2.1 NORMA CNEN NE-1.21 – “MANUTENÇÃO DE USINAS NUCLEOELÉTRICAS”

Esta norma [3] tem por objetivo determinar os requisitos administrativos e organizacionais para estabelecimento e implementação de um programa de manutenção de usinas nucleoeletricas. Os requisitos desta norma tratam das medidas necessárias às atividades de manutenção e que devem constar do seu programa de manutenção.

2.1.1 Item 12 da NE - 1.21 [3]

- Devem ser estabelecidos índices de desempenho de modo que seja possível monitorar e avaliar a eficiência do programa de manutenção.

- O programa de análise deve examinar o programa de manutenção verificando:

- a) Adequação do programa de manutenção preventiva e sua implementação.
- b) Resposta aos requisitos de manutenção corretiva.
- c) Controle satisfatório de doses de radiação.
- d) Uso efetivo de recursos.
- e) Nível de treinamento e experiência.
- f) Cumprimento dos requisitos de garantia de qualidade.
- h) Adequação de procedimentos e instruções.

2.2 NORMA CNEN NE-1.26 – “SEGURANÇA NA OPERAÇÃO DE USINAS NUCLEOELÉTRICAS”

Esta norma [7] tem por objetivo estabelecer os requisitos mínimos necessários para garantir que a condução da operação de usinas nucleoeletricas seja mantida sem riscos indevidos à saúde e à segurança da população como um todo e ao meio ambiente.

2.2.1 Item 9 da NE - 1.26 [7]

- 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 citada acima, 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).

- A organização operadora deve estabelecer índices de desempenho a fim de monitorar e avaliar a eficiência do programa de manutenção.

- Os itens importantes para a segurança, cujos históricos apresentem precedentes significativos 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.

2.3 10 CFR 50.65 – “REQUIREMENTS FOR MONITORING THE EFFECTIVENESS OF MAINTENANCE AT NUCLEAR POWER PLANTS” (Regra de Manutenção)

O objetivo do 10 CFR 50.65 [2], cujo título traduzido como “ Requisitos para Monitoração da Eficácia da Manutenção em Usinas Nucleares”, e daqui em diante também chamado de “Regra de Manutenção”, é requerer uma monitoração da efetividade geral do Programa de Manutenção do licenciado, para garantir que ESCs relacionados com a segurança e determinados ESCs não relacionados com a segurança serão capazes de executar suas funções projetadas e, também, que falhas de equipamentos não relacionados com a segurança não ocorrerão de forma a causar falhas em funções de segurança, ou desligamento do reator ou atuações desnecessárias de sistemas de segurança. Ele está dividido em duas partes que são:

- Parte a:

(a)(1) - O desempenho ou condição de ESCs deve ser monitorado de acordo com metas de maneira que seja fornecido razoável garantia de que estes ESCs, como definido no item (b), são 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 industrial.

Quando o desempenho ou condição de um ESC não atinge estas metas, ações corretivas apropriadas devem ser tomadas.

(a)(2) - A monitoração especificada no item (a)(1) não será requerida se for demonstrado que o desempenho ou a condição do ESC estão sendo eficientemente controlados através da manutenção preventiva tradicional, de tal forma que estes ESCs 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.

Deverão ser feitos ajustes onde forem necessários para garantir que o objetivo de prevenir falhas nos ESCs por meio da manutenção está balanceado

adequadamente em relação ao objetivo de minimizar a indisponibilidade dos ESCs devido à estas atividades.

(a)(4) - Antes de executar as atividades de manutenção (incluindo mas não limitadas aos testes periódicos, testes pós-manutenção, manutenção preventiva e corretiva), o licenciado deve avaliar e gerenciar o aumento no risco que pode resultar das atividades de manutenção propostas. O escopo desta avaliação pode ser limitado aos ESCs, 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 ESCs relacionados com a segurança e não relacionados com segurança:

(b)(1):

- ESCs 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.

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

- ESCs 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):

- ESCs não relacionados com a segurança:

- Aqueles que são utilizados para mitigar condições de acidentes ou transientes, ou são utilizados em procedimentos operacionais de emergência (POEs).

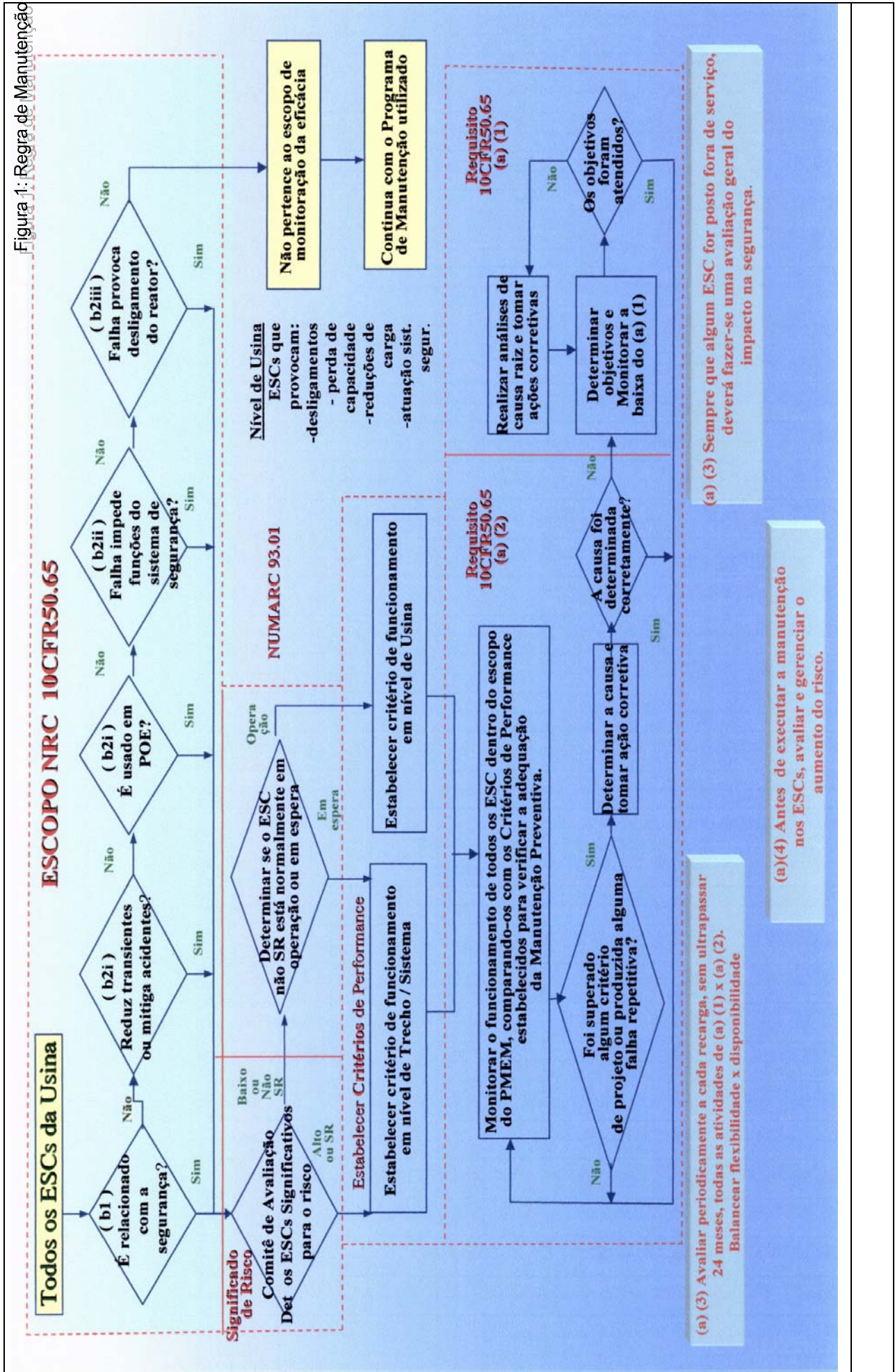
- Aqueles cuja falha pode impedir o ESCs de executar suas funções de segurança.

- Aqueles cuja falha possa causar um desligamento do reator ou a atuação de sistema de segurança.

Em Julho de 1999 esta Regra de Manutenção [2] foi revisada e modificada, estabelecendo requisitos sob o parágrafo (a)(4) para verificação e o gerenciamento do risco associado com as atividades de manutenção e esclarecendo a aplicação desta Regra aos modos de operação da usina.

A figura 1, na página seguinte, mostra a sequência de ações a serem tomadas para a aplicação da Regra de Manutenção.

Figura 1: Regra de Manutenção



2.4 – REGULATORY GUIDE 1.160 - rev.2 (March 1997) – “MONITORING THE EFFECTIVENESS OF MAINTENANCE AT NUCLEAR POWER PLANTS”

Este guia [5] foi revisado para endossar a revisão 2 do NUMARC 93-01 [4] que havia sido atualizado pelo NEI – Nuclear Energy Institute. 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 ESCs que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção.

Os principais pontos da posição regulatória da NRC nele estabelecidos foram os seguintes:

A NRC julgou que este documento continha métodos que ela aceitava para atender à Regra de Manutenção mas com os esclarecimentos a seguir.

A NRC estabeleceu que os ESCs que devem estar dentro deste escopo são:

- Aqueles ESCs cujas falhas causaram o desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança da sua usina.

- Aqueles ESCs cujas falhas causaram o desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança em usinas similares.

- ESCs identificados nas análises de segurança como RFAS cujas falhas podem causar desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança.

A NRC considera que os ESCs diretamente envolvidos para mitigar acidentes ou transientes ou explicitamente usados nos procedimentos de emergência estão dentro do escopo da Regra de Manutenção. Aqueles ESCs que são usados ou tem participação, na mitigação de acidentes ou incidentes também estão incluídos neste escopo.

A Regra de Manutenção provê critério para determinar quais ESCs devem ser incluídos no seu escopo. No entanto, o licenciado pode determinar todas as funções desempenhadas pelos ESCs e incluir no escopo da Regra de Manutenção somente aquelas funções e aqueles ESCs que ele acha que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção [2].

Existem funções de projeto que podem estar dentro do escopo da Regra de Manutenção enquanto outras poderão estar fora como aquelas que não pertencem ao escopo de monitoração da eficácia da manutenção. Falhas de componentes que afetam as funções de projeto e que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção requerem ações corretivas e monitoração conforme esta Regra.

A NRC não considerou apropriado definir um critério para o tempo adequado. O licenciado deve realizar e acompanhar as atividades associadas com a Regra de

Manutenção 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 o licenciado deseje estabelecer um critério de desempenho para a confiabilidade que não seja consistente com as suposições usadas na análise de riscos, ele deve providenciar justificativas técnicas adequadas para este critério de desempenho.

Para alguns ESCs, um critério de desempenho por falha funcional evitável por manutenção (FFEM) pode não ser significativo para poder efetivamente ser monitorado e verificadas as tendências como pede a Regra de Manutenção. Para estes casos, o licenciamento deve estabelecer critérios de desempenho e condições de monitoração que possam ser realizadas e verificadas as tendências, de modo que possa ser demonstrado que a manutenção é efetiva.

Um programa de monitoração aceitável para as estruturas deve ter os seguintes atributos:

- A maioria das estruturas pode ser monitorada de acordo com o parágrafo (a)(2) se não exista degradação significativa.

- As condições de todas as estruturas, dentro do escopo da Regra de Manutenção, seriam verificadas periodicamente.

- O licenciado deve avaliar os resultados da verificação para determinar a extensão e a taxa de qualquer degradação das estruturas. As deficiências deverão ser corrigidas a tempo adequado de acordo com a importância para a segurança.

- Uma estrutura será monitorada de acordo com (a)(1) se a degradação for de forma tal que ela não atenda suas bases de projeto, ou que a degradação seja tolerada até a próxima verificação, ou que a estrutura possa não atender às bases de projeto. Assim, ela continuará a ser monitorada segundo (a)(1) até que esta degradação seja corrigida.

- Para estruturas monitoradas segundo (a)(1), deve ser acrescentado a monitoração das condições específicas de degradação e aumentada a frequência das verificações até que as ações corretivas adotadas estejam completadas e o licenciado tenha a garantia de que a estrutura atende as suas funções e não vai degradar ao ponto de impedir as suas funções de projeto.

A NRC define o termo “prontidão” para aqueles equipamentos cuja falha não se torna aparente até que ocorra a próxima demanda, atuação ou teste periódico.

A NRC recomenda que todos os desligamentos não previstos sejam considerados, incluindo aqueles iniciados manualmente em antecipação de um desligamento automático. O objetivo desta inclusão não é para desencorajar os

desligamentos manuais mas garantir que o operador não encobrirá ou irá mascarar um desempenho relacionado à manutenção.

O licenciado deve garantir que o critério “em nível da usina” estabelecido faça efetivamente a monitoração do desempenho da manutenção dos ESCs de baixo significado para a segurança ou ele deve estabelecer critérios de desempenho específicos para estes ESCs ou metas para eles, ou então monitorar as condições de uso.

É recomendável que para estas FFEM relacionadas às deficiências de projeto o licenciado execute uma modificação do projeto para eliminar o problema.

Se o licenciado achar que a modificação do projeto é de alto custo, ele terá duas opções.

- Substituir ou reparar o equipamento que falhou e fazer os ajustes no programa de manutenção preventiva para prevenir a recorrência da falha. Falhas subseqüentes, do mesmo tipo e que são causadas por manutenção preventiva e corretiva inadequadas, serão tratadas como FFEM repetitivas.

- Executar uma avaliação para demonstrar que o equipamento poderá operar até falhar. Se puder acontecer isto, o licenciado pode repará-lo ou trocá-lo mas não precisará fazer correções no programa de manutenção preventiva e as falhas subseqüentes não serão FFEM.

A categoria (a)(1) poderia ser usada como ferramenta para focalizar a atenção naqueles ESCs que necessitam ser monitorados de forma mais de perto.

O número de ESCs monitorados sob o item (a)(1) pode variar bastante por causa de fatores que não tem nada a ver com a qualidade das atividades de manutenção do licenciado. Um deles pode ser a forma com que são definidas as fronteiras de um sistema ou então a maneira com que é definido um critério de desempenho para uma usina ou para outra.

Deve-se ter cautela pois, se um grande número de ESCs sob o item (a)(1) for visto como indicador de desempenho. Esta atitude pode inibir o licenciado na monitoração dos ESCs sob este item, quando o critério de desempenho foi excedido. Na dúvida entre enquadrar um ESC no item (a)(1) ou (a)(2), deve ser adotado o critério conservativo e classificá-lo como (a)(1).

A NRC não endossa os documentos referenciados no NUMARC 93-01 rev.2 [4]. O licenciado pode usar outros métodos além daqueles estabelecidos no NUMARC 93-01 rev. 2 para atender aos requisitos da Regra de Manutenção, porém será necessário fazer a aceitação deste outro método caso a caso.

2.5 REGULATORY GUIDE 1.182 (May 2000) – “ASSESSING AND MANAGING RISK BEFORE MAINTENANCE ACTIVITIES AT NUCLEAR POWER”

Este guia [8] fornece uma orientação na implementação do item (a)(4) do 10CFR50.65 – Regra de Manutenção [2] e endossa também a seção 11 do NUMARC 93-01 [4] que havia sido revisada. O RegGuide 1.182 [8] deve ser usado juntamente com o RegGuide 1.160 [5] como guias para os métodos aceitáveis pela NRC e para verificar e gerenciar o aumento no risco que pode resultar de atividades de manutenção.

A NRC estabeleceu neste guia a sua posição e estabeleceu que a sua Seção 11 – “Verificação do Risco Resultante da Execução de Atividades de Manutenção”, datada de Feb.2000, do NUMARC 93-01, fornece métodos que são aceitáveis para atender aos requisitos do item (a)(4) da Regra de Manutenção. Também, esta Seção 11 referencia outros documentos mas, como a NRC não os incluiu na sua análise, ela não endossou tais documentos.

3 ATENDIMENTO AOS REQUISITOS REGULATÓRIOS PELA INDÚSTRIA - NUMARC 93-01 – rev. 3 (Jul. 2000)

O NUMARC 93-01 [4] foi desenvolvido para auxiliar a indústria na implementação da Regra de Manutenção [2] e apoiar os programas que melhoram a manutenção nas instalações nucleares.

O NUMARC 93-01 fornece um método para decidir quais ESCs serão incluídos na Regra de Manutenção. Ele descreve o processo para estabelecer a significância para o risco específico para a usina e o critério de desempenho a ser usado para decidir se serão necessárias metas para ESCs específicos cobertos pela Regra de Manutenção. A palavra “meta” é usada no NUMARC 93-01 somente quando o critério de desempenho não é alcançado. Embora as metas sejam ajustadas e monitoradas como parte do (a)(1), as atividades de monitoração do desempenho e de manutenção preventiva fazem parte de (a)(2).

Este documento foca as atividades de manutenção e a mão de obra usada para garantir o desempenho das funções de segurança, maximizando uso de programas de manutenção industrial já existentes e os de manutenção próprios da usina, quando os critérios de desempenho estão sendo atingidos.

É requerido aos proprietários de usinas que identifiquem os ESCs relacionados e não relacionados com a segurança como descrito em (b)(1) e (b)(2) da regra de manutenção. Para ESCs fora do escopo da regra de manutenção, cada um deve continuar a usar o seu programa de manutenção.

Para ser classificado como (a)(2), um ESC tem que ter um desempenho aceitável. Os ESCs que tiverem um desempenho inaceitável serão colocados em (a)(1) com metas a serem atingidas. Isto é feito considerando o significado para o risco bem como o desempenho do ESC em relação aos critérios de desempenho específicos da usina. São estabelecidos critérios de desempenho específicos para aqueles ESCs que têm significado para o risco ou estão em prontidão.

ESCs significativos para o risco devem ser identificados usando ferramentas como exames individuais da usina (IPE), Análise Probabilística de Segurança (APS), funções críticas de segurança ou outro processo que seja sistemático e documentado.

Os desempenhos de ESCs que não atendem aos critérios de desempenho estabelecidos pelo proprietário estarão sujeitos às metas e monitoração que conduzam a um processo que retorne o ESC a um desempenho aceitável. A

monitoração do seu desempenho será feita até que estas metas sejam alcançadas e o seu desempenho possa ser classificada como (a)(2).

ESCs cujo desempenho é normalmente determinado como aceitável será verificado para assegurar que este desempenho é durável

Antes de executar as atividades de manutenção, uma verificação do risco associado a esta atividade deve ser executada, e os resultados desta verificação devem ser usados para gerenciar este impacto no risco. O escopo dos ESCs sujeitos a uma verificação do risco pode ser limitado por meio de um processo de avaliação baseado no risco. 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.

A verificação e monitoração periódica do desempenho devem ser implementadas por meio de programas específicos da organização operadora que incluirão, se apropriados, determinação da causa do evento, ação corretiva, considerações da experiência operacional da indústria e tendências.

Informações e dados suficientes devem ser coletados e guardados de forma que a eficácia da manutenção e os esforços de monitoração possam ficar determinados.

A sequência das atividades estabelecida no Guia são [8]:

- Selecionar ESCs dentro do escopo da Regra de Manutenção.
- Estabelecer e aplicar o critério de significado para o risco.
- Estabelecer e aplicar o critério de desempenho.
- Estabelecer metas e monitoração dos ESCs aplicáveis, para garantir que as funções dos sistemas e da usina são mantidos confiáveis e para 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 .
- Documentar tudo aquilo que for necessário para demonstrar a experiência adquirida na implementação da Regra de Manutenção.

3.1 SELEÇÃO DOS ESCs DA USINA

O NUMARC 93-01 [4] estabelece que o proprietário deverá primeiro determinar quais ESCs estão dentro do escopo da Regra de Manutenção aplicando os critérios da figura 1. Entende-se sistema como qualquer conjunto de equipamentos que é configurado e operado para executar uma função específica na usina.

O escopo da Regras de Manutenção está limitado aos ESCs que afetam diretamente a operação da usina, indiferente de quem executa a manutenção.

Sistemas de segurança podem também executar funções não selecionadas com a segurança.

É necessário identificar e documentar as funções que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção dos sistemas relacionados e não relacionados com a segurança.

3.1.1 ESCs relacionados com a segurança

São aqueles ESCs que têm que permanecer funcionais durante e após um acidente básico de projeto para assegurar :

- A integridade dos limites de pressão do sistema primário (RCPB); ou
- A capacidade desligamento de reator e de mantê-lo em condição segura de desligado, ou
- A capacidade de prevenir ou mitigar as conseqüências de acidentes que poderiam resultar em exposição externa.

3.1.2 ESCs não relacionados com a segurança e que mitigam acidentes ou transientes

São aqueles necessários para mitigar acidentes ou transientes descritos no Relatório Final de Análise de Segurança (RFAS), na lista Q ou na Lista Mestre de Equipamentos.

3.1.3 ESCs não relacionados com a segurança e que são usados nos Procedimentos Operacionais de Emergência (POEs)

- São aqueles que têm valor significativo na função de mitigar danos ao núcleo ou liberação de radiação, durante o uso de um procedimento operacional de emergência.

3.1.4 ESCs não relacionados com a segurança mas cuja falha impedem ESC de segurança de executar suas funções

- São aqueles ESCs ou interdependência destes que possam afetar diretamente as funções relacionadas com a segurança.

3.1.5 ESCs não relacionados com a segurança mas cujas falhas possam causar desligamento do reator ou a atuação de sistemas de segurança

- Nesta avaliação poderá ser levada em consideração a experiência da usina bem como a da indústria convencional. Outros estudos como Experiência Operacional, APS, IPE, Programa de Qualificação de Equipamentos podem ser usados.

3.1.6 ESCs fora do escopo das regras de manutenção

- Os ESCs que não se enquadram nos itens citados anteriormente, estão fora do escopo das Regras de Manutenção e receberão a sua manutenção apropriada.

3.2 ESTABELECIMENTO DE CRITÉRIOS DE RISCO E DESEMPENHO – METAS E MONITORAÇÃO

Uma vez feita a seleção dos ESCs, é necessário estabelecer critérios de significado para o risco e critérios de desempenho para se determinar quais ESCs

devem ter metas e monitoração de desempenho das atividades estabelecidas de acordo com o item (a)(1) de [2].

Para aqueles ESCs que não atenderem ao critério de desempenho, a causa deve ser determinada e metas estabelecidas para desempenho.

O NUMARC 93-01 requer o estabelecimento de critérios de importância para o risco e critérios de desempenho são necessários para se ter um padrão para medir o desempenho dos ESCs .

3.2.1 Estabelecimento de critérios significativos para o risco

Deve-se determinar um critério para classificar quais ESCs são significantes para o risco. Este critério deve ser desenvolvido usando qualquer dos seguintes métodos:

- Exame Individual da Usina (IPE)
- Análise Probabilística de Segurança (APS) específica da usina
- Revisão do Desempenho de Sistemas com funções críticas de segurança (ex. controle de inventário do vaso)
- Outros processos referenciados em documentos regulatórios.

Podem ser úteis os dados obtidos de outras fontes, para monitoração do desempenho de ESCs significativos para o risco, como:

- Resultados de Programas de Manutenção Preventiva (PMP)
- Avaliação da experiência operacional na indústria
- Dados de falha genéricos.

3.2.2 Critérios de desempenho para avaliar ESCs

Os critérios para avaliação do desempenho de ESCs são necessários para identificar os padrões com os quais o desempenho será medido. Eles são necessários para dar as bases para a determinação satisfatória do desempenho e da necessidade de estabelecer metas. Podem ser usados como critérios de desempenho de um ESC a disponibilidade, a confiabilidade ou as condições físicas do mesmo.

O critério de desempenho pode ser representado por um valor ou por uma faixa de valores. Se o licenciado quiser que um sistema de sua usina tenha uma disponibilidade de 95%, então, este valor será o seu critério de desempenho.

Caso o critério de desempenho não seja alcançado, as bases para este critério devem ser revistas para determinar uma nova meta e estabelecido um valor apropriado.

Para os ESCs significantes para o risco, serão estabelecidos critérios específicos para desempenho. Os sistemas em prontidão sejam eles significantes ou não para o risco, sejam relacionados ou não com a segurança, podem afetar o critério de nível da usina somente se eles falharem a um sinal de demanda. As falhas nos sistemas de prontidão ou em espera são verificadas durante testes. Por isso, um equipamento pode estar em condição de falha mas isso ainda não foi percebido porque ainda houve demanda em operar. Por esta razão, o critério ao nível da usina não é um bom indicador ou medidor de desempenho.

Todos os ESCs de alto significado para a segurança ou para o risco e que possuem desempenho aceitável serão classificados em (a)(2) de [2] e monitorados através de critérios de desempenho estabelecidos para eles, de acordo com o seguinte processo:

- O ESC é determinado ser do escopo da Regra de Manutenção.
- O ESC é determinado ser importante para a segurança.
- Os critérios de desempenho do ESC estão estabelecidos (podem ser o nível de aceitação da confiabilidade e disponibilidade/ indisponibilidade apropriada).
- O desempenho do ESC é determinado para atingir os critérios estabelecidos.
- O desempenho do ESC é monitorado sob o item (a)(2) de [2] através do critério de desempenho estabelecido para o seu significado para a segurança.

Aqueles ESCs significativos para a segurança, que estão em prontidão e têm desempenho aceitável, também estão colocados no item (a)(2) de [2] e podem ser monitorados por meio de seus testes operacionais.

Os ESCs significativos e não significativos para o risco, que estão em prontidão e que possuem um desempenho inaceitável, como definido em 2.6.1, são dirigidos para a classe (a)(1), vão ter metas estabelecidas e a monitoração de seus desempenhos realizados através destas metas.

Já que o desempenho de um equipamento é o maior contribuidor para atender ao critério de desempenho ao nível da usina, ele pode ser útil em determinar a eficácia do programa de manutenção.

Os critérios de desempenho ao nível da usina devem incluir pelo menos:

- Desligamentos automáticos não planejados do reator por 7.000 horas de criticalidade.
- Atuações não planejadas de sistemas de segurança.
- Fatores de perda de carga não planejados.

3.2.3 Avaliação dos ESCs em relação ao significado para o risco e critério de desempenho

Esta avaliação será feita em duas fases [8].

Na primeira fase, os ESCs serão avaliados em relação aos critérios de risco para determinar quais são aqueles que são significativos. Para aqueles que são significativos para o risco, os critérios associados a estes ESCs estão estabelecidos (3.2.5). Para os restantes, os critérios de desempenho da usina são aplicáveis.

Na segunda fase, os ESCs serão avaliados com relação aos critérios de desempenho usados do histórico da usina e experiência industrial, para determinar se eles atendem aos critérios de desempenho. Os dados históricos são aqueles obtidos de um período de no mínimo 2 ciclos do combustível ou 36 meses, o que for menor. Se o ESC não atende aos critérios de desempenho, a causa deve ser determinada (3.2.5) e se foi uma FFEM (3.2.3). Se não foi uma FFEM, então o ESC será classificado para a classe (a)(2) e será aplicado o programa de manutenção preventiva. Caso a ação corretiva tenha sido eficiente e corrigido a falha, este ESC será classificado para o item (a)(2) de [2]. Se, mesmo assim, não for conseguido demonstrar uma tendência aceitável para o desempenho ou a ação corretiva não corrigiu o problema, o ESC será colocado no item (a)(1) de [2] e a sua meta estabelecida (3.2.5). Se a tendência do desempenho indica que a determinação da causa e as ações corretivas foram efetivas, a monitoração deverá ser continuada até que as metas sejam alcançadas.

Caso o ESC seja determinado inerentemente confiável, não será necessário colocá-lo sob o item (a)(1) de [2] e estabelecer metas.

ESCs que tenham pouco ou não influenciam a segurança de sistemas podem ser deixados funcionar até falhar e são colocados sob o item (a)(2).

3.2.4 Condições de estabelecimento de metas para um ESC

Caso uma das condições uma das condições abaixo exista, deve ser estabelecida uma meta para a estrutura, sistema, trem ou componente:

- Uma falha funcional evitável para manutenção (FFEM) permitiu que um critério de desempenho geral fosse excedido.
- Uma FFEM permitiu que um critério de desempenho de um ESC significativo ou não para o risco fosse excedido.
- Uma segunda FFEM ocorreu com a mesma causa e logo em seguida à implementação das ações corretivas da primeira FFEM.

3.2.5 Estabelecimento de metas e monitoração [8]

Deverão ser estabelecidas metas para fazer as melhorias necessárias no desempenho. O licenciado deve considerar os vários critérios para as metas como os indicadores de indústria, códigos e normas, taxas de falhas, ciclos de trabalho e dados referentes ao desempenho.

Quando é estabelecida uma monitoração ao nível de sistema, a disponibilidade deste pode ser usada como parâmetro monitorado. O número de vezes de indisponibilidade para aquele sistema que apóia outros sistemas pode ser contado pelo número de vezes que ele falhou e não pelo número de sistemas que sofreram por esta falha.

Sistemas significantes para o risco e aqueles que estão de prontidão devem ter metas estabelecidas para cada trem individualmente. Esta meta deve estar baseada nas análises de APS e na disponibilidade desejada. Metas ao nível de trem fornecem informações que endereçam a degradação do desempenho de um único trem, mesmo que a função do sistema esteja ainda disponível.

Deve ser estabelecida uma meta ao nível de componente sobre a contribuição que este faz para que o sistema não atenda ao seu critério de

desempenho ou à meta ao nível de sistema. As metas para componentes devem ser estabelecidas para aqueles com desempenho inaceitável, componentes que causaram desligamentos do reator, aqueles que estão diretamente associados com as causas e desafios a sistemas de segurança, aqueles que falharam causando o não atingimento das metas ou desempenho de sistemas ou trens. Uma revisão e uma análise cuidadosas devem ser executadas antes de estabelecer metas para componentes de forma que o número de metas para componentes seja gerenciável e não muito complexo.

É esperado que a maioria das estruturas seja dirigida aos requisitos da classe (a)(2) da Regra de Manutenção [2]. Para aquelas estruturas onde for determinado que elas devam ter uma meta estabelecida, a meta pode ser baseada, por exemplo, em corrosão, erosão, posicionamento, deflexões ou outro critério de condições.

A monitoração será executada para determinar se os resultados da manutenção têm desempenho aceitável.

A monitoração dos ESCs deve ser conduzida com metas estabelecidas especificamente e de forma que se possa dar um meio de reconhecer as tendências do desempenho.

A frequência de monitoração é dependente da meta estabelecida e dos dados específicos da usina. Ela deve ser ajustada, se necessário, para permitir a detecção mais cedo e a correção a tempo das tendências negativas.

O objetivo é avaliar o desempenho de sistemas em relação às metas estabelecidas para sair do estado de “não atendimento ao critério de desempenho” e ir em direção ao estado de “desempenho aceitável”. Alguns parâmetros de desempenho podem ser disponibilidade, confiabilidade e taxa de falhas [8].

O desempenho individual de cada trem deve ser comparado com um outro ou com a medida de desempenho dos trens.

Se for determinado que um componente requeira estabelecimento de metas, a monitoração deste componente poderá incluir dados característicos de desempenho (ex. fluxo, pressão, temperatura, vibração, corrente, etc..) que poderão ser usados para determinar o desempenho do componente. Poderão também ser usados outros métodos não destrutivos como análise de óleo, vibração, ultrassom, infravermelho, termografia, continuidade elétrica, etc.. e testes em serviço.

Se for determinado que uma estrutura requeira o estabelecimento de metas, a monitoração desta meta deverá garantir que ela está sendo ou será alcançada.

Ao alcançar uma determinada meta, a monitoração de um ESC pode ser suspensa se um dos critérios abaixo for satisfeito:

- O desempenho tem sido aceitável por 3 períodos de testes em serviços, onde a periodicidade é igual ou menor que um intervalo de 6 meses.

- O desempenho tem sido aceitável por dois períodos sucessivos de testes em serviço onde a periodicidade destes foi maior que 6 meses mas foi menor que dois ciclos de combustível.

- Uma verificação documentada e aprovada garante que a causa é reconhecida e está corrigida, e a monitoração com relação às metas é desnecessária.

Se uma destas condições for satisfeita, o ESC poderá retornar para o item (a)(2) de [2].

Em casos onde uma meta ou um critério de desempenho não foi atingido, deverá ser feita uma determinação da causa da falha e uma reclassificação do item (a)(2) para (a)(1) de [2].

A determinação da causa deverá identificar a causa da falha ou do desempenho inaceitável, bem como se ela foi uma FFEM. Deve ser também identificada uma ação corretiva para evitar a recorrência e feita a determinação se o ESC requer ou não o estabelecimento de metas segundo a classe (a)(1) e monitoração.

Elas também podem determinar se o critério de desempenho ou as metas devem ser modificados. Uma vez a causa determinada e a ação corretiva executada, o desempenho continuará a ser monitorado e periodicamente avaliado até que o critério de desempenho ou metas sejam atingidos.

Uma FFEM é um evento ou uma condição não intencional que incapacite um ESC de executar sua função projetada e que poderia ser evitada pelo desempenho de atividades de manutenção apropriadas.

3.3 ESCs SUJEITOS AO PROGRAMA DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA EFETIVO

Embora metas sejam estabelecidas e monitoradas como parte do item (a)(1) de [2], a manutenção preventiva e as atividades de monitoração do desempenho fazem parte do item (a)(2) de [2] e se aplicam a todos os ESCs que estão dentro do escopo da Regra de Manutenção. ESCs que estão dentro do escopo do item (a)(2) de [2] podem ser incluídos no programa de manutenção preventiva formal, ser inerentemente confiável ou ter permissão de funcionar até falhar, desde que ele tenha pouca ou nenhuma contribuição para funções de segurança.

Se não puder ser demonstrado que o desempenho de um ESC está sendo efetivamente controlado por meio de um programa de manutenção preventiva, então será necessário estabelecer uma meta e monitorar o ESC em relação a esta meta.

Existem diversos métodos para garantir o desempenho satisfatório de um ESC. Atividades de manutenção devem incluir mas não se limitar ao seguintes elementos:

- Manutenção periódica, inspeção e testes.
- Manutenção preditiva, inspeção e testes.
- Análise adequada da tendência de falhas.

Estas atividades são realizadas regularmente (baseadas em horas de operação ou de calendário) e incluem atividades tais como inspeções externas, alinhamento, calibrações, inspeções internas ou reposição de equipamento, lubrificação, troca de filtro. Estes são exemplo de atividades de manutenção periódica.

Estas atividades que incluem a monitoração do desempenho são geralmente não invasivas e podem normalmente serem executadas com o equipamento em operação. Como exemplo, citamos a análise de vibração, monitoração de temperatura de um mancal, análise do óleo (ferrografia), termografia, medição de voltagem e corrente de um motor.

Os dados obtidos com a manutenção preditiva serão usados para verificar tendências, monitorar o desempenho do equipamento de forma que a manutenção planejada possa ser executada antes da falha do equipamento.

Deve ser verificada a tendência do desempenho aos critérios de desempenho estabelecidos de forma que tendências adversas possam ser identificadas. Quando isto ocorre, deve ser prontamente iniciada uma ação corretiva apropriada.

3.4 VERIFICAÇÃO DO RISCO RESULTANTE DO DESEMPENHO DE ATIVIDADES DE MANUTENÇÃO

O item (a)(4) de [2] estabelece que, antes de executar atividades de manutenção, inclusive mas não limitado somente a inspeções em operação, testes pós-manutenção, manutenção preventiva e corretiva, o licenciado deve verificar e gerenciar o aumento no risco que poderá resultar destas propostas atividades.

O escopo desta verificação pode ser limitado aqueles ESCs que estão incluídos no processo de avaliação do risco e que são significantes para a saúde do público e para a segurança.

Verificação do risco significa usar o processo de informação do risco para melhor avaliar a contribuição geral das atividades planejadas de manutenção. Gerenciar o risco significa dar ao pessoal da usina uma consciência adequada do risco e uma tomada de ações apropriadas para controlá-lo.

A verificação é requerida para as atividades de manutenção executadas durante a operação ou durante as paradas da usina. Executar manutenção durante a operação deve ser planejado e programado de forma a controlar adequadamente o tempo fora de serviço de sistemas ou equipamento.

O planejamento e a programação de atividades de manutenção durante as paradas deve levar em consideração seus impactos no desempenho das funções chaves de desligamento de segurança. Este processo para conduzir a verificação e utilização dos seus resultados nas tomadas de decisão da usina deve ser estabelecido em procedimentos.

As condições de Operação em Potência são definidas como modos da usina além daqueles como Desligado Quente, Desligado Frio, Recarregamento ou Descarregamento.

O método de verificação pode usar abordagens quantitativas, qualitativas ou ambos os métodos. Uma verificação deve considerar:

- Requisitos das especificações técnicas.
- O grau da redundância disponível para a execução da função de segurança atendido pelo ESC fora de serviço.
- A duração das condições fora de serviço ou teste.
- A probabilidade de um evento iniciador ou acidente requerer o desempenho de uma função afetada.
- A probabilidade de que uma atividade de manutenção aumente de forma considerável a freqüência de um evento iniciador significativo para o risco.

A verificação deve levar em conta se um ESC que esteja fora de serviço pode ser prontamente restituído ao serviço se ocorrer uma condição de emergência. Isto se aplica aos testes em serviço ou aquela situação onde a atividade de manutenção foi planejada de tal forma a permitir o imediato retorno à operação. Nestes casos, a verificação deverá prever o tempo necessário para o ESC retornar à operação, em relação ao tempo em que esta operação será solicitada.

3.4.1 Verificação do risco durante a Operação

A Análise Probabilística de Segurança (APS) provê um mecanismo apropriado para definir o escopo da verificação. Uma APS é desenvolvida levando em consideração as dependências e os sistemas suportados e, por meio da definição de eventos topo, cortes mínimos e ações recuperadoras, inclui aqueles ESCs que poderiam resultar em impactos significantes para o risco e em combinação com outros ESCs. Então, a verificação pode ficar limitada aos seguintes ESCs:

1- Aqueles ESCs incluídos no escopo da APS nível 1 da usina, para análise de eventos internos.

2- Além dos ESCs acima, também aqueles que têm sido determinados de alto significado para o risco por meio da APS.

A APS usada para definir o escopo da verificação, deve refletir adequadamente a situação como construída da usina, e as suas práticas operacionais.

A remoção de serviço simultaneamente de um ou mais ESCs requer a realização de uma APS que represente diretamente esta situação. A verificação pode ser executada endereçando o impacto da atividade de manutenção em funções chaves de segurança.

Funções de segurança da usina são aquelas que garantem a integridade da barreira de pressão do refrigerante primário, que garantem a capacidade de desligar e manter o reator numa condição de desligado seguro, e garantem a capacidade de evitar ou mitigar as conseqüências de acidentes que podem resultar em exposições externas significativas.

As funções de segurança são obtidas usando os sistemas ou combinações deles. A verificação da configuração deve considerar se as atividades de manutenção afetam estas funções e se os sistemas ou trens afetados sofrerão algum comprometimento.

3.4.2 Verificação do risco durante o desligamento

As funções de segurança para o desligamento devem ser suportadas pelos ESCs. Para o caso de uma das usinas brasileiras, são elas, :

- Capacidade de remoção do calor residual de decaimento.
- Controle do inventário.
- Disponibilidade de potência elétrica.
- Controle de reatividade.
- Contenção primária e secundária.

Devem ser feitas avaliações para as atividades de manutenção que afetem os sistemas de remoção de calor de decaimento de forma que outros sistemas ou componentes possam ser usados para remover este calor em situações de falha. Para isto, é necessário considerar a quantidade inicial do calor de decaimento, o tempo que a água levaria para entrar em ebulição, o tempo para descobrir o núcleo, o tempo para o isolamento da contenção em situações de acidente, as condições iniciais da água do primário, configurações do sistema de refrigeração do reator e a capacidade de circulação natural com remoção de calor pelos geradores de vapor.

As atividades de manutenção que afetam o controle do inventário precisam ser bem avaliadas para se evitar as perdas de fluxo ou alinhamentos de sistemas que favoreçam isto. Operações com inventário reduzido como, por exemplo, a $\frac{3}{4}$ de loop, associadas a uma perda de remoção do calor de decaimento, favorecem a ebulição do refrigerante e o descobrimento do núcleo. Isto pode ocorrer se não for restaurada rapidamente a remoção do calor de decaimento.

O impacto das atividades de manutenção na disponibilidade de potência elétrica, necessária para manter o resfriamento do núcleo e da piscina de combustível usado, para transferir o calor de decaimento para o poço quente ou para obter o isolamento da contenção, deve ser verificado. Os suprimentos externos de energia, caso sofram impacto na suas disponibilidades devido à manutenção, precisam ser avaliados.

Deve ser mantida uma margem adequada de subcriticalidade no sistema de refrigeração do reator e na piscina de combustível usado.

Atividades de manutenção que envolvam a abertura da contenção devem incluir a avaliação da capacidade de ser obtido o fechamento da mesma em um tempo suficiente para mitigar a liberação em potencial de produtos de fissão.

3.5 GERENCIAMENTO DO RISCO

O processo de gerenciamento do risco envolve o uso do resultado de uma verificação para tomada de decisão na usina para controlar todo o impacto do risco.

Isto é realizado por meio de um planejamento, programação, coordenação, monitoração e ajuste cuidadosos das atividades de manutenção.

Quando são feitas mudanças permanentes no planejamento da manutenção e no controle do processo, que resultarão no aumento da indisponibilidade do componente, o impacto destas mudanças na base média do risco deve ser avaliado com relação às mudanças permanentes.

A APS fornece dados valiosos para o gerenciamento do risco pois ela verifica realmente a relação de eventos e sistemas.

O gerenciamento do risco pode ser efetivamente acompanhado por fazer uso de dados qualitativos da APS, ao invés de confiar na informação quantitativa. A remoção de equipamentos de serviço pode alterar o significado de vários contribuintes de risco, em relação aqueles que são a base da APS. Configurações específicas podem resultar no aumento da importância de certos eventos iniciadores ou de sistemas ou equipamentos usados para mitigação de acidentes.

A ação mais importante de gerenciamento do risco é planejar e sequenciar as atividades de manutenção levando em consideração os dados fornecidos pela avaliação.

Podem ser estabelecidos limites qualitativos das ações de gerenciamento do risco considerando o desempenho das funções chaves de segurança ou pela capacidade de mitigação remanescente para os ESCs fora de serviço.

Métodos qualitativos são necessários para estabelecer ações de gerenciamento do risco, dirigidos aos ESCs não modelados na APS e nas verificações das condições de desligado. Contudo, o uso de métodos qualitativos não está limitado a estas aplicações e é um meio aceitável para estabelecer ações de gerenciamento do risco para verificações do item (a)(4) de [2] em geral.

Os limites para as ações de gerenciamento do risco podem ser estabelecidos quantitativamente considerando a magnitude do aumento da frequência de dano ao núcleo para uma configuração de manutenção.

A determinação de ações apropriadas para controlar o risco para uma atividade de manutenção deve ser específica a esta atividade, ao seu impacto no risco, e um meio prático de controlar o risco.

De acordo com a referência [5], ações como mostradas nos exemplos abaixo, podem ser usadas separadas ou em conjunto. Outras ações podem ser adotadas além destas que estão nos exemplos:

- Controles normais de trabalho devem ser empregados para configurações que tenham significado normal para o risco. Isto significa que o processo de controle

normal de trabalho da usina será seguido para a atividade de manutenção e que nenhuma ação adicional orientada para o gerenciamento do risco será necessária.

- Ações de gerenciamento do risco devem ser consideradas para configurações que resultam em um aumento mínimo das bases de risco da usina.

Os benefícios destas ações geralmente não são quantificáveis. Estas ações são dirigidas para dar um aviso do aumento do risco ao pessoal adequado da usina, provendo um planejamento mais rigoroso e um controle da atividade e tomando medidas para controlar a duração do aumento do risco e a sua magnitude. A seguir são listados exemplos de ações de gerenciamento de risco.

a) Ações para dar conhecimento do aumento do risco e controle:

- Discutir as atividades de manutenção planejadas com o turno de operação e obter a consciência do operador e aprovação da sua evolução.

- Conduzir uma explicação prévia com o pessoal da manutenção, enfatizando os aspectos do risco na evolução da manutenção planejada.

- Solicitar que o responsável pelo sistema esteja presente integralmente na atividade de manutenção ou em partes dela.

Obter aprovação do gerente da usina para atividade proposta.

b) Ações para reduzir a duração da atividade de manutenção:

- Predisponibilizar peças e materiais.

- Ir ao local e identificar a atividade de manutenção antes de executá-la.

- Conduzir o treinamento em maquetes ou modelos para familiarizar o pessoal de manutenção com a atividade.

- Executar a manutenção inteiramente.

- Estabelecer em plano de contingenciamento para que o equipamento fora de serviço retorne a ele, rapidamente se necessário.

c) Ações para minimizar o aumento do risco:

- Minimizar outros trabalhos em áreas que podem afetar os eventos iniciadores (ex. áreas do sistema de proteção do reator, subestações, salas dos grupos diesel) para diminuir a frequência dos eventos iniciadores que são mitigados pelas funções de segurança servida pelo ESC fora de serviço.

- Minimizar outros trabalhos em áreas que possam afetar outros sistemas redundantes (ex. sala de injeção de alta pressão, sala da bomba de alimentação

auxiliar), tais que aumentam a probabilidade da disponibilidade de funções de segurança que são servidos pelos ESCs nestas áreas.

- Estabelecer caminhos de sucesso alternativos para o desempenho das funções de segurança dos ESCs fora de serviço (nota: os equipamentos usados para este caminho alternativo não precisa estar dentro do escopo da regra de manutenção).

- Estabelecer outras medidas compensatórias.

d) Um limite de ação final deve ser estabelecido de tal forma que as configurações significativas para o risco não são normalmente introduzidos.

3.6 VERIFICAÇÕES DA EFETIVIDADE DA MANUTENÇÃO PERIÓDICA

Periodicamente as metas estabelecidas, conforme o item (a)(1) da Regra de Manutenção, devem ser revistas. A revisão deve incluir uma avaliação do desempenho dos ESCs aplicáveis, em relação às suas respectivas metas, e deve-se também avaliar cada meta para verificar a sua aplicabilidade.

O desempenho de um ESC relacionado com o critério de nível da usina deve ser verificado, para determinar a eficácia da manutenção, em bases periódicas. A verificação deve determinar se o desempenho é aceitável. Se ela não for aceitável, a causa deve ser determinada e a ação corretiva implementada. Para os ESCs que estão sendo monitorados sob o item (a)(2) de [2], a verificação periódica deve incluir uma revisão do desempenho em relação aos critérios estabelecidos.

Ações corretivas, tomadas como resultado de atividades de manutenção, em andamento ou de estabelecimento de metas, devem ser avaliadas para garantir que foram iniciadas ações quando apropriadas, e que estas ações resultam na melhoria do desempenho do ESC.

Devem ser feitos ajustes para os ESCs significantes para o risco, nas atividades de manutenção, para garantir que o objetivo de prevenir falhas está balanceado adequadamente em relação ao objetivo de garantir a disponibilidade aceitável de um ESC. Para os ESCs em operação e que não são significantes para o risco, é aceitável medir o desempenho do ESC em relação ao critério geral de desempenho da usina e, para sistemas em prontidão, medir o desempenho em relação a critérios específicos.

A intenção é otimizar a disponibilidade e a confiabilidade das funções de segurança por meio do gerenciamento adequado da ocorrência de ESCs que ficam fora de serviço para atividades de manutenção preventiva.

A verificação periódica tem a intenção de avaliar a eficácia das atividades dos itens (a)(1) e (a)(2) de [2], incluindo as metas que foram estabelecidas, a monitoração das metas estabelecidas, a determinação das causas e as ações corretivas e a eficácia da manutenção preventiva. A verificação periódica pode, se o proprietário assim o desejar, incluir o balanço da disponibilidade e da confiabilidade, a eficácia do processo de retirada de equipamento de serviço, e quaisquer outros elementos da regra de manutenção que possam demonstrar a eficácia da manutenção.

3.7 DOCUMENTAÇÃO DO PROCESSO SELETIVO DOS ESCs

As atividades relacionadas aos ESCs que estão identificados para serem considerados sob as cláusulas da Regra de Manutenção e sob os critérios de inclusão, devem ser documentadas. Diagramas funcionais, diagramas de instrumentos e tubulação, diagrama de fluxo e outros documentos apropriados devem ser usados para este objetivo.

Os seguintes itens do escopo inicial devem ser documentados:

- ESCs dentro do escopo e suas funções.
- Critério de desempenho.
- Os ESCs colocados no item (a)(1) de [2] e as bases para esta colocação, as metas estabelecidas e as bases para isto.
- Os ESCs colocados no item (a)(2) de [2] e as bases para esta colocação.

O desempenho dos ESCs classificados como (a)(1) de [2] em relação às metas estabelecidas e os resultados de determinação da causa devem ser documentados. Mudanças nas metas incluindo aquelas onde as metas foram efetivas e que causaram melhorias no desempenho do ESC ao ponto de mudá-lo para o item (a)(2) de [2] devem ser documentadas.

Atividades associadas ao programa de manutenção preventiva para os ESCs do item (a)(2) de [2] devem ser documentadas de acordo com os procedimentos administrativos do proprietário.

4 METODOLOGIAS UTILIZADAS PELO PMEM

O NUMARC 93-01 apresenta diversas metodologias para utilização no PMEM. Estas metodologias vêm da experiência operacional das usinas americanas. Este capítulo discute as metodologias do NUMARC 93-01 resultantes da experiência operacional no Brasil.

4.1 RESUMO DA ANÁLISE PROBABILÍSTICA DE SEGURANÇA – APS

APS é um método de avaliação e ordenação de riscos diversos visando contribuir para a tomada de decisões mais consistentes. Para usinas nucleares, ela é uma ferramenta analítica pela qual pode-se modelar a resposta da instalação a transientes e acidentes, obtendo-se como resultado as combinações de falhas possíveis, tornando possível [10] :

- Avaliar o grau de segurança das usinas, mediante a quantificação da frequência de danos ao núcleo e a identificação dos contribuintes mais significativos (APS Nível 1 – Avaliação de Danos ao Núcleo (CDF)).

- Determinar o comportamento da contenção e avaliar as magnitudes de liberação para o exterior (APS Nível 2 – Análise de Desempenho da Contenção (LERF)).

- Determinar as conseqüências associadas à liberação de radioatividade durante a evolução de acidentes (APS Nível 3 – Conseqüências)

Para a manutenção ela mostra-se uma ferramenta de muita utilidade para identificar vulnerabilidades específicas desta área bem como do projeto e da operação. Os componentes mais dominantes para o risco também podem ser apontados. Assim, é possível direcionar esforços para melhorar o desempenho de componentes que nesta análise apresentam índices de desempenho ou de falhas fora dos valores esperados ou mesmo que requerem uma ação da manutenção ou do projeto.

A APS, como ferramenta do PMEM, mostra-se muito necessária e útil ao definir os sistemas que precisam nele serem incluídos. Na determinação da significância para o risco, ela também é usada ao relacionar os componentes que têm contribuição em até 90% da freqüência de danos ao núcleo (FDN), ou o Valor de Redução de Risco (RRW) $> 1,005$ ou então no Valor de Aumento do Risco (RAW) > 2 .

Os níveis de uma APS são [11]:

- Nível 1 : - identifica as sequências de eventos que podem conduzir a danos ao núcleo, estima a freqüência de danos ao núcleo e fornece indicações dos pontos fortes e das limitações dos sistemas de segurança e dos procedimentos disponíveis para evitar danos ao núcleo.

- Nível 2 : - identifica as maneiras pelas quais as liberações radioativas da planta podem ocorrer e estima as suas magnitudes e freqüências, fornece indicações adicionais da importância relativa das medidas de prevenção e mitigação de acidentes, tais como a contenção do reator.

- Nível 3 : - quantifica as conseqüências externas de um acidente

A seguir são citadas algumas aplicações da APS [10]:

- Fornece um conhecimento preciso do comportamento da central em situações de acidente;

- Identifica e avalia os pontos mais fracos da central;

- Ferramenta para a avaliação de medidas corretivas;

- Proporciona uma base para a avaliação e comparação de riscos.

- Otimiza as especificações técnicas;

- Identifica as medidas de gestão de acidentes;

- Determina as variações no risco a partir dos efeitos de envelhecimento;

- Controla as paradas de equipamentos para manutenção;

- Fornece assistência às modificações da planta;

- Avalia os eventos operacionais da perspectiva de risco;

As principais etapas da elaboração de uma APS são [7]:

- Identificação e agrupamentos de eventos iniciadores.

- Definição dos critérios de sucesso.

- Elaboração das árvores de eventos e obtenção das sequências de acidentes.

- Elaboração das árvores de falhas.

- Análise de dados para construção do banco de dados.

- Análise de confiabilidade humana.
- Análise de falhas de causa comum.
- Quantificação e análise de resultados.

4.1.1 Identificação e agrupamento dos eventos iniciadores [10]

Os eventos precisam ser classificados e separados de forma genérica, baseados na experiência operacional interna e externa da usina. Análises específicas precisam ser feitas para definir a estrutura hierárquica das causas do desarme, bem como os modos e conseqüências das falhas.

Eventos iniciadores precisam ser agrupados por acidentes com perda de refrigerante (LOCA's), transientes, eventos iniciadores especiais como SRC, SAS, ARI, DC, e ATWS. Os LOCA's podem ser divididos em pequenos ($3/8'' < D_r < 2''$), médios ($2'' < D_r \leq 6''$) e grandes ($D_r > 6''$), onde D_r é o diâmetro de ruptura. Já os transientes, alguns mais severos que outros, pode-se citar os genéricos (desarme do reator, perda de água de alimentação, perda de refrigeração da turbina, etc.), os de ruptura da linha de vapor principal, as perdas de energia elétrica externa, as injeções de segurança inadvertidas e os eventos iniciadores especiais (perda de um barramento de corrente contínua, perda do sistema de água de serviço ou do sistema de refrigeração de componentes).

4.1.2 Definição dos critérios de sucesso

Precisam ser definidos aqueles sistemas e aquelas funções de segurança que garantam a subcriticalidade e o resfriamento do núcleo do reator, assim como as condições mínimas para estes sistemas cumprirem estas funções de segurança.

4.1.3 Análise por árvore de eventos [10]

É uma técnica analítica para identificar potenciais conseqüências de um evento iniciador conhecido. Ela permite identificar as seqüências de acidente para cada evento iniciador, quantificar o risco de cada seqüência de acidente, determinar os "conjuntos de cortes mínimos" das seqüências, definir os estados finais da usina em função dos critérios de sucesso e encontrar combinações de falhas de sistemas diversos com potencial para levar a um estado de dano ao núcleo do reator.

O desenvolvimento de árvores de eventos começa com a determinação das condicionantes da análise. Definição dos eventos iniciadores de uma sequência de acidente. Verificação das consequências (danos ao núcleo). Definição das funções de segurança que não podem falhar. Verificação dos eventos topo da árvore de eventos, sua ordem e como será a evolução dos processos de mitigação. Verificação das sequências de interesse para os contribuidores dominantes para os estados finais de interesse como danos ao núcleo.

A análise deve verificar que as seguintes funções de mitigação precisarão ser mantidas, tais como subcriticalidade (proteção do reator), controle do inventário e refrigeração do núcleo (injeção de segurança), controle de pressão do circuito primário (válvulas de alívio e de segurança do pressurizador), remoção de calor do sistema de refrigeração do reator (água de alimentação auxiliar, válvulas de alívio dos geradores de vapor e do pressurizador) e remoção de calor residual (extração de calor residual e injeção de alta e baixa pressão).

4.1.4 Análise por árvore de falhas [10]

É um método de análise de falhas que enfoca a identificação de todos os possíveis caminhos que possam causar a ocorrência de um efeito indesejado. Este evento é definido no topo da árvore de falhas e, através de portas lógicas, especificam-se as combinações de eventos básicos que conduzem ao evento topo desta árvore.

A técnica para elaboração da árvore de falhas consiste na identificação dos motivos pelos quais um sistema pode falhar. Cada um destes motivos será, por sua vez, outro evento cuja combinação lógica com outros também identificados se fará mediante operações lógicas “OU” ou “E”, representadas graficamente mediante portas lógicas. Os eventos intermediários vão sendo desenvolvidos através de portas lógicas sucessivas até chegar aos eventos básicos que não mais se decompõem.

Os eventos básicos determinam o nível de resolução das árvores de falhas. Eles são as falhas de componentes, erros humanos, indisponibilidades por teste ou manutenção, etc..

A análise por árvores de falhas pode ser usada para:

- Quantificar o desempenho do sistema através da sua não-confiabilidade.
- Determinar os conjuntos de cortes mínimos das falhas do sistema.

- Descobrir interrelações entre eventos de falhas.
- Determinar as probabilidades de falha do sistema.
- Identificar fragilidades do sistema.

4.1.5 Análise de dados para a construção de bancos de dados

Consiste na determinação da taxa de falha para os eventos básicos, a partir de fontes de informação e de conhecimento disponíveis. Os dados típicos utilizados são valores de probabilidades de ocorrência dos modos de falha dos componentes (falha em partir, falha em operar, falha em abrir ou fechar, etc.), valores de indisponibilidades de componentes por teste ou manutenção ou então frequências de eventos iniciadores.

A metodologia utilizada agrupa os componentes por tipo a fim de que sejam aumentadas as populações estatísticas. Para cada tipo e modo de falha realiza-se a estimativa pontual dos parâmetros de confiabilidade e suas dispersões estatísticas, obtendo-se assim as probabilidades dos eventos. Para se obter a estimativa dos parâmetros de confiabilidade, pode-se combinar os dados genéricos com os dados específicos da usina.

4.1.6 Análise de confiabilidade humana

O objetivo desta análise é estimar as probabilidades da não realização adequada de ações humanas associadas às atividades de operação ou manutenção antes da ocorrência de um evento iniciador, ou de ações que devam ser realizadas pelo grupo de operação em resposta à ocorrência de um evento iniciador.

As técnicas de análise de confiabilidade humana [10] são usadas para estimar a probabilidade de erros dos operadores associados aos modelos de APS. São analisados os seguintes tipos de ações:

- Ações para erros pré-iniciadores: são aqueles erros que ocorrem antes de um evento iniciador e que predispõem um sistema ou um trem à falha (ex. equipamento desalinhado, instrumentação descalibrada).
- Ações para erros pós-iniciadores: são aqueles erros que envolvem a resposta do operador em relação às condições anormais de trabalho como, por

exemplo, pouco tempo para sua realização, treinamento específico, condições inadequadas, etc..

- Ações de recuperação: são aquelas que o operador pode realizar para restaurar um equipamento falhado ou alterar o curso de uma sequência de acidente. Para que sejam dados créditos à elas é necessário que elas constem em procedimentos, sejam ações bem treinadas e que tenham chance de sucesso.

- Ações do operador dependentes das condições da usina: são análises usadas para estimar o impacto que ligações lógicas entre ações do operador e determinados fatores ambientais possam ter sobre as possibilidades de erro humano (ex. condições da usina).

Estas ações acima podem ser classificadas em cinco tipos:

- Tipo 1: são àquelas realizadas antes do evento iniciador e que comprometem a confiabilidade de sistemas.

- Tipo 2: são ações que podem provocar um evento iniciador.

- Tipo 3: são àquelas que ao serem realizadas no transcurso de um transiente, melhoram as condições do mesmo.

- Tipo 4: são ações realizadas no desenrolar de um transiente e que pioram as condições do mesmo.

- Tipo 5: são ações não previstas em procedimentos e que melhoram as condições de um transiente, no desenrolar do mesmo.

A análise de confiabilidade humana é feita em quatro etapas. Na primeira, a familiarização, são feitas reuniões de informações, visitas à usina e revisão de procedimentos. Na etapa seguinte, a avaliação quantitativa, são determinados os requisitos de desempenho do operador, são avaliadas as condições e os objetivos do desempenho e identificados os erros humanos potenciais. Na terceira etapa, a avaliação quantitativa, são determinadas as probabilidades de erros, identificados os fatores que afetam as ações, quantificados os efeitos de fatores e interações, e calculada a contribuição dos erros humanos para a probabilidade de falha dos sistemas. Na última etapa de incorporação, são feitas análises de sensibilidade e introduzidos os resultados nas análises de sistemas.

Os erros humanos são modelados em duas fases. A fase de Detecção, Diagnóstico e Decisão (DDD) trata da percepção do operador quanto à necessidade de uma ação, sua análise sobre que ação tomar e sua decisão sobre quando executá-la. A fase seguinte, de execução, modela os erros possíveis durante a realização da ação.

As técnicas de modelagem mais usadas são a “THERP (Technique for Human Error Rate Prediction)”, “ASEP (Accident Sequence Evaluation Program)”, “SHARP (Systematic Human Action Reliability Procedure)” e “RMIEP (Risk Methods Integration and Evaluation Program)”.

4.1.7 Análise de falhas de causa comum

São falhas múltiplas de componentes originadas de uma mesma causa raiz, de um mesmo sistema ou sub-sistema. Elas se caracterizam por afetar dois ou mais componentes, não necessariamente do mesmo sistema, terem o mesmo modo de falha, os componentes falham simultaneamente ou dentro de um período de tempo relativamente curto. Suas causas podem ser de projeto inadequado ou mal especificado, fabricação ou montagem defeituosa ou causas próprias da operação da usina como procedimentos inadequados, ações humanas indevidas ou condições ambientais impróprias.

Podemos citar três métodos de análise de falhas de causa comum:

- Método Paramétrico
- Método Fator Beta
- Método das Múltiplas Letras Gregas

4.1.8 Quantificação e análise dos resultados [13]

Para quantificação da frequência de dano ao núcleo referente a cada sequência de acidente é preciso realizar a integração dos modelos representados nas árvores de falhas com os seus respectivos eventos topo nas árvores de eventos. A soma das frequências de todas as sequências de dano ao núcleo resulta na estimativa para a frequência total de danos ao núcleo da usina.

As etapas para quantificação de sequências de acidentes são:

- Ligar as árvores de falhas às sequências das árvores de eventos.
- Avaliar cada sequência de acidente por conjuntos de cortes mínimos.
- Quantificar os conjuntos de cortes mínimos com os dados dos eventos básicos.
- Inserir as ações de recuperação dos operadores.
- Determinar as sequências de acidentes dominantes.

- Realizar análises de sensibilidades, importâncias e incertezas sobre as sequências de acidentes.

Os principais resultados de uma APS são [12] [13]:

- Quantificação dos conjuntos de cortes mínimos. Denomina-se corte de uma árvore de falhas a um conjunto de eventos básicos cuja ocorrência implica na ocorrência do evento topo. É chamado de corte mínimo quando ele não pode ser reduzido sem perder a condição de corte. Também, ele é a menor combinação de eventos básicos que, se todos os seus eventos ocorrerem, levará à ocorrência do evento topo.

O conhecimento dos cortes mínimos de uma árvore de falhas fornece uma poderosa informação com relação aos pontos fracos potenciais de um sistema complexo. A caracterização destes cortes é feita como primeira ordem, segunda ordem, etc. de acordo com o número de eventos que os compõem.

A partir da avaliação quantitativa da árvore de falhas podemos priorizar os cortes mínimos que mais contribuem para a falha do sistema, podemos também fazer o cálculo da indisponibilidade do sistema e indicar os seus pontos fracos (cortes mínimos de maior valor) que são candidatos a possíveis modificações para melhoria do sistema [8].

- Probabilidades de falhas para componentes, sistemas ou usina.
- Níveis de risco e suas conseqüências para componentes, sistemas e usina.
- Medidas de importâncias para componentes, sistemas e usina. Elas fornecem informações a respeito da confiabilidade dos equipamentos através dos eventos básicos que aparecem nos conjuntos de cortes mínimos. Componentes que apresentam alta importância relativa podem ser candidatos a um monitoramento mais criterioso para prevenir a sua degradação ou a mudanças de projeto para aumentar a confiabilidade do componente.

Existem tipos de medidas de importâncias como [12]:

1) Fussel – Vesely (FV): é a indicação da contribuição do evento básico para o valor do conjunto de corte mínimo (“minimal cut set upper bound”).

$$FV = [F(X) - F(0)] / F(X) \quad \text{onde}$$

- $F(X)$ é o valor do conjunto de corte mínimo original
- $F(0)$ é o valor do conjunto de corte mínimo com a probabilidade do evento “X” igual a zero.

2) Razão de Redução de Risco (RRR), “Risk Reduction Worth (RRW)” ou Intervalo de Redução de Risco (RRI): são indicadores de quanto o valor do conjunto de corte mínimo reduziria se a probabilidade do evento básico fosse reduzida a zero. Trata-se de medidas do incremento que sofre a frequência de dano ao núcleo se um determinado componente falhar com probabilidade igual a 1.

$$RRR = RRW = F(X) / F(0)$$

$$RRI = F(X) - F(0)$$

3) Razão de Aumento de Risco (RIR) ou “RAW (Risk Achievement Worth)” e Intervalo de Aumento de Risco (RII): são indicadores de quanto o valor do conjunto de corte mínimo aumentaria se a probabilidade do evento básico fosse aumentada para 1.

$$RIR = RAW = F(X) / F(0)$$

$$RII = F(1) - F(X) \quad \text{onde}$$

- $F(1)$ é o valor do conjunto de corte mínimo com a probabilidade do evento (X) igual a 1.

- Indicadores (“insights”) sobre o projeto apontando falhas pontuais, combinações de falhas prováveis e identificação dos componentes mais críticos.

- Análise de incertezas

Incerteza é uma medida matemática da falta de conhecimento sobre um evento. Em análises determinísticas, as incertezas são representadas por margens de segurança. Nas análises probabilísticas a incerteza é representada explicitamente como uma dispersão de uma distribuição de probabilidades a cerca de uma medida de tendência (média, mediana ou moda).

Existem muitas fontes de incertezas em APS. A incerteza de modelagem por usar critérios de sucesso conservadores ou incorretos, a incompreensão do

fenômeno físico ou a falta de conhecimentos sobre fenômenos de acidentes severos. A incerteza dos dados devida à variabilidade natural dos dados e à imprecisão de conhecimento sobre o desempenho humano também ocorre.

4.2 RESUMO DO MÉTODO DELPHI

O Método Delphi, conforme [15] [16] [17], pode ser caracterizado como um método para construir um processo de comunicação de grupo de modo que o processo se torna efetivo em permitir a um grupo de indivíduos, como um todo, possa tratar com um problema complexo [14].

O método consiste basicamente na organização de um grupo de pessoas consultadas sobre uma série de questões, que serão respondidas de modo intuitivo. Os resultados dessa primeira fase serão analisados, calculando-se a mediana e a amplitude inter-quartilica. Em muitos casos, as respostas serão ponderadas, conforme a auto-avaliação indicada. A síntese dos resultados será apresentada a cada um dos participantes que, após tomarem conhecimento, responderão novamente, caracterizando a ênfase interativa do método, também chamada de convergência de opiniões. Essas interações se sucederão até que um consenso ou quase consenso seja obtido.

De modo geral, o método Delphi se distingue pelo anonimato e pela interação controlada dos participantes, bem como pelo tratamento estatístico das respostas às consultas. O anonimato procura reduzir a influência de um participante sobre o outro, impedindo que se comuniquem durante a realização do painel.

A interação controlada, em diversas etapas, permite que o participante tome conhecimento geral das respostas do grupo e altere suas respostas, se assim o desejar, evitando que o painel se desvie dos pontos centrais da consulta.

O tratamento estatístico reduz a pressão sobre o grupo na busca do consenso e permite apresentar não só o ponto de vista da maioria, mas também o resultado minoritário, principalmente se a minoria tiver convicção acerca do assunto.

O número de consultas depende dos recursos, do tempo e da disponibilidade dos participantes. Não existe a exigência de um número mínimo ou máximo de componentes do painel, que pode ser um grupo pequeno ou numeroso, dependendo do tipo de problema a ser investigado e da população e/ou amostra utilizáveis. Os contatos poderão ser efetuados a distância, por intermédio dos correios ou por via

eletrônica (internet), que facilita a interatividade. O anonimato é conseguido através da técnica de estruturação e envio de questionários. Este "isolamento" é importante porque se consegue a opinião de cada perito e não uma opinião obtida por um processo de discussão em grupo. Além disso, este procedimento permite que cada especialista se expresse sem a interferência de possíveis "pressões sociais", como por exemplo, a influência de opinião de um grupo ou de um especialista renomado. As perguntas são feitas em várias rodadas, são ainda analisadas e refeitas para que os especialistas possam reavaliar suas primeiras posições e tentar chegar a um senso comum. O método busca convergir as opiniões dos peritos e levantar determinados pontos em comum sobre assuntos consistentes. O método Delphi é composto por dois grupos de trabalho.

O grupo de peritos, é composto por pessoas que são reconhecidas pelo seu intenso conhecimento em uma parte do sistema estudado, pelo seu conhecimento superficial das outras partes do sistema e pelo grande interesse em participar de tais estudos. O grupo de controle ou pesquisador tem como objetivo gerenciar o processo de julgamento de valores emitidos pelos especialistas, através do estudo analítico das opiniões coletadas, buscando não alterá-las ou descaracterizá-las e elaborando as sínteses das conclusões e o formato final do trabalho.

Para realizar este processo de comunicação é necessário prover algum retorno das contribuições individuais das informações e conhecimento, verificação do ponto de vista e opinião do grupo, oportunidade dos indivíduos revisarem suas opiniões e anonimato para as respostas individuais [14].

A característica mais comum do processo Delphi é aquela onde um pequeno grupo elabora os questionários que serão enviados e respondidos a um grande grupo de especialistas. Depois que estes questionários retornam ao grupo que faz a monitoração, será feita a sumarização dos resultados e, baseado nestas respostas, serão desenvolvidos novos questionários para novas respostas do grupo. Este grupo de especialistas terá normalmente uma nova oportunidade de reavaliar as respostas iniciais baseada nas respostas anteriores do grupo.

O método Delphi pode ser dividido em três fases. Na primeira fase tem-se a definição da área de estudo e a confecção do primeiro questionário, levando-se em conta que os estudos Delphi são conduzidos, normalmente, com pelo menos três rodadas. A elaboração do questionário deve considerar algumas características fundamentais: as questões devem ser precisas, passíveis de quantificação e independentes.

A segunda fase consiste na seleção dos peritos que irão participar de um estudo de prospecção. O perito deve ser escolhido pela sua capacidade de prever o futuro. Normalmente, a maioria dos estudos que utilizam tal técnica trabalha com uma faixa de 15 a 20 especialistas, sendo que um grande número de especialistas pode gerar uma grande quantidade de itens e idéias, dificultando o processo de contextualização

Na terceira fase, os questionários são enviados juntamente com uma carta de apresentação, mostrando os objetivos do estudo, dos passos e das regras para a execução do processo de coleta de informações.

A partir das questões abertas do primeiro questionário, o(s) pesquisador(es) estrutura(m) uma série de tópicos. O segundo questionário é desenvolvido pelo(s) pesquisador(es), através das informações coletadas durante a primeira rodada. Durante a segunda rodada, pede-se aos especialistas que revejam todos os itens identificados na primeira rodada. Para estabelecer, preliminarmente, uma prioridade entre os itens, os especialistas podem utilizar uma escala de valor ou criar um “rank” ordenado. Nesta etapa os especialistas são, então, convidados a comentar sobre as razões para os valores adicionados e adicionar outros tópicos. Durante a terceira rodada, e qualquer outra rodada necessária, os especialistas reavaliam cada item. Para auxiliar suas considerações, os participantes podem ser municiados com:

- Realimentação com informações estatísticas sobre os valores atribuídos pelo próprio para cada item;
- A média atribuída a cada item pelo grupo;
- Um sumário dos comentários feitos por cada especialista. Este processo de realimentação permite que os especialistas fiquem cientes dos valores atribuídos para cada opinião e as razões que levaram cada especialista a atribuir estes valores. Observa-se que, normalmente, as rodadas Delphi continuam até que um nível pré-determinado de consenso é alcançado ou nenhuma informação nova é adicionada e que, na maioria dos casos, três rodadas são suficientes.

Uma outra forma de questionário Delphi consiste em determinar questões fechadas e contextualizadas e perguntar aos especialistas a probabilidade de ocorrência, no horizonte temporal determinado, de uma determinada variável, que pode ser de ordem tecnológica, política, social, econômica, ambiental, etc.

Na segunda rodada de perguntas, os especialistas são confrontados com um quadro comparativo que contém os valores dados pelo próprio e a média do grupo. A partir deste ponto os especialistas são convidados a refletirem sobre os valores dados e caso queiram estes modificam os valores anteriormente atribuídos. Caso

haja necessidade, outras rodadas de perguntas serão feitas, quando cada especialista será convidado a comentar os argumentos divergentes até se atingir um consenso mediano de opiniões.

A obtenção dos dados pelos especialistas, a colocação destes como resposta aos questionários e sua posterior utilização no método, possui certas prioridades. As usinas nucleares são historicamente confiáveis mas é impossível estimar com segurança as taxas de falhas confiando exclusivamente nos dados de falhas obtidos de usinas nucleares em operação. Dados de operação que não estão disponíveis especificamente podem ser obtidos através da indústria ou de outras fontes externas a ela como em publicações destes dados, na indústria de instrumentos ou aeroespacial.

Como exemplo [18], podemos citar a obtenção dos dados de confiabilidade para a elaboração do guia da IEEE para usinas nucleares [4]. Os especialistas foram instruídos a incluir nos seus questionários os dados estimados somente quando fontes de dados estatísticos não estivessem disponíveis. Na média, 80% dos dados incluídos nas respostas foram obtidos das três primeiras fontes citadas abaixo:

- Dados estatísticos de operação de instalações nucleares.
- Dados estatísticos de operação de usinas térmicas convencionais ou da indústria química.
- Dados estatísticos de falha das redes elétricas de transmissão ou de instalações industriais que utilizam avaliações para estimar a taxa de falha de seus componentes.
- Dados de falhas estimados por pessoas que possuem experiência no histórico de falhas e de operação de dispositivos específicos.
- Dados obtidos de publicações de outras indústrias que possuíam alguma afinidade com componentes de usinas nucleares.

4.3 RESUMO DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE – MCC

A filosofia da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) [1] consiste basicamente, na análise da funcionalidade de sistemas, análise de causas e modos de falhas, identificação de componentes críticos para as funções dos sistemas, utilização preferencial de atividades de manutenção preditiva e definição de situações onde a operação de um componente, até que ocorra uma falha, pode ser aceitável. Utiliza também o conceito de redundância para a redução da necessidade

de extensivas atividades de manutenção preventiva. Deve ser enfatizado que a aplicação da MCC visa fundamentalmente a preservação das funções dos sistemas selecionados.

4.3.1 Aplicação da MCC

Para a aplicação da MCC, será necessária a disponibilidade de dados confiáveis dos seguintes itens:

- Histórico de manutenção - taxas de falha, descrição da falha e da sua causa
- Tempo de indisponibilidade total e duração da atividade de manutenção
- Tempo de missão (operação)
- Tipo de operação (contínuo ou em prontidão)
- Testes realizados
- Tipos e freqüências de atividades de manutenção preventiva corrente
- Descrição de sistemas
- Funções críticas da instalação (de segurança e para operação)
- Bases de projeto.

Essas informações, na aplicação da MCC para usinas nucleoeletricas, estão geralmente disponíveis nos seguintes documentos:

- Registros de manutenção (Tabela de válvulas, Solicitações de Ordem de Trabalho - SOT, Licença de Trabalho - LT, Cadastro de equipamentos, programa de Manutenção Preventiva - PMP)
- Registros de operação (Condições Limite de Operação - CLO, Listas de Verificação de alinhamento - LV, Relatórios de Eventos - RE, Relatórios de Eventos Significantes - RES)
- Documentos de Licenciamento (Relatório Final de Avaliação de Segurança - FSAR, Especificações Técnicas)
- Normas e códigos aplicáveis (Normas CNEN, Código ASME, Código ANSI, etc)
- Descrição de sistemas, desenhos e fluxogramas
- Lista de equipamentos de segurança da usina (Lista Q)

A execução de um projeto de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) envolve basicamente, as seguintes fases:

- Seleção e priorização de sistemas (Seção 4.3.2)
- Definição de limites de sistemas e partição em subsistemas (Seção 4.3.3)
- Definição de funções de sistemas, interfaces e falhas funcionais (Seção 4.3.4)
- Avaliação para cada falha funcional (Seção 4.3.5)
- Identificação de componentes críticos (Seção 4.3.6)
- Seleção de atividades de manutenção preventiva e testes periódicos (Seção 4.3.7)

4.3.2 Seleção de sistemas

Esta fase define quais sistemas são considerados candidatos para aplicação das atividades de MCC. Devem ser identificados todos os sistemas importantes para a segurança da instalação e aqueles relacionados diretamente com a capacidade de produção da planta, na aplicação corrente, energia elétrica.

Consideramos deste modo, os seguintes sistemas, como candidatos iniciais:

a) Sistemas Relacionados com a Segurança (RS)

São os que devem permanecer operáveis durante e após um evento de base de projeto, para garantir a:

- integridade dos limites de pressão do sistema primário (RCPB);
- capacidade de desligar o reator e mantê-lo nesta condição com segurança,

ou;

- capacidade de impedir ou mitigar as consequências de um acidente que poderia resultar em exposição externa acima dos limites estabelecidos pela CNEN em sua norma de radioproteção.

b) Sistemas Não Relacionados com a Segurança (NR) utilizados em Procedimentos de Emergência (POE).

Estes sistemas são considerados importantes pois adicionam um valor significativo a uma função de mitigação de um procedimento de emergência, considerando que atuam de forma integral ou parcial, relativa a sua capacidade requerida para mitigar um dano ao núcleo ou liberação de radioatividade.

c) Sistemas Não Relacionados com a Segurança (NR), cuja falha poderia impedir um sistema relacionado com a segurança (RS) de satisfazer sua função de segurança.

Uma análise de sistemas e as suas interdependências pode determinar os modos de falha dos sistemas NR que irão afetar diretamente as funções de segurança, como se segue:

- falhas que impedem a realização de uma função de segurança, ou:
- falhas associadas a suporte de um sistema RS, que impedem a realização de uma função de segurança.

d) Sistema NR cuja falha causa um desligamento do reator (scram) ou atuação de sistemas de segurança.

São os sistemas, considerando a usina específica e a experiência operacional, cujas falhas causam um desligamento do reator ou a atuação de um sistema de segurança.

e) Sistemas NR cuja falha possa afetar ou reduzir a capacidade de produção da usina.

4.3.3 Definição de limites de sistemas e partição em subsistemas

Uma vez selecionado um sistema, a fase seguinte consiste em identificar os seus limites físicos e particioná-lo.

A identificação dos limites de sistemas estabelece os seus limites físicos em relação à função e identifica sistemas e interfaces suporte que se supõe estarem plenamente operacionais na análise.

A divisão de sistemas em subsistemas facilita a análise das suas funções, modos e efeitos de falhas e auxilia a seleção do método de análise a ser utilizado (por exemplo FMEA, árvore de falhas, etc).

4.3.4 - Definição da função de sistemas

A análise funcional de sistemas é realizada para identificar as funções que são importantes para disponibilidade, segurança ou manutenção.

Nesta etapa, são identificadas as funções para cada sistema ou subsistema. Devem ser listadas as funções e interfaces externas importantes, como por exemplo, fornecer vazão adequada para outro subsistema, interno ou externo, integridade dos

limites de pressão, capacidade de desligamento, capacidade de isolamento, lubrificação, sinais de intertravamento, etc.

Não devem ser incluídas as funções que não são operacionalmente importantes, como capacidade de teste, capacidade de dreno e suspiro e controle manual.

Na análise devem ser considerados pelo menos os seguintes aspectos como falha funcional sob demanda, ausência de sinal de saída ou presença de sinal falso, separadamente. Cada função deve ter pelo menos uma falha funcional. Uma vez determinadas as funções do sistema que está sendo analisado, serão estudadas as circunstâncias em que estas funções são interrompidas e os componentes necessários e suficientes para as desempenharem.

4.3.5 Avaliação da falha funcional (FMEA - Análise dos modos e efeitos da falha)

Este processo fornece uma base bem documentada dos modos de falha e seus efeitos em nível local, de sistema e na usina. Identifica componentes que não são críticos para a função do sistema, especifica se atividades de manutenção preventiva são aplicáveis e relaciona a taxa de falha, utilizando dados genéricos ou específicos.

A análise de falha pode ser efetuada por vários processos. Os mais utilizados são a árvore de falhas, Análise de Modos e Efeitos de Falha (FMEA) e Análise de Modos, Causas, e Efeitos de Falha (FMECA).

Na planilha de Análise de Modos e Efeitos de Falha utilizada são relacionadas as seguintes informações:

- Identificação do sistema
- Identificação do subsistema
- Determinação da falha funcional
- Identificação do componente
- Modo de falha
- Efeito local
- Efeito no sistema
- Efeito na usina
- Taxa de falha

- Tempo de missão
- Falha revelada
- Existência de atividade de manutenção preventiva aplicável
- Comentários

A análise de falha funcional descreve como uma função pode ser perdida. A análise desta falha depende apenas do conhecimento das funções estabelecidas e de como o sistema opera. Os modos de falha são específicos para cada componente.

A análise das falhas e da seleção das atividades de manutenção preventiva especificadas, durante a execução do Programa de Manutenção Preventiva (PMP), requer um bom conhecimento de mecanismos de falha e degradação. Estes dados podem ser utilizados em estimativas de taxas de falha.

Existem bancos de dados sobre os modos de falha genéricos, com suas respectivas definições, aplicabilidade, características e consequências,

Podemos citar como exemplo, os seguintes modos de falha: falha em partir, falha em operar, falha em abrir, falha em fechar, falha em permanecer na posição e vazamento ou passagem interna.

Após a identificação dos modos de falha de um componente, cada uma destas falhas é analisada com relação aos efeitos que causam a níveis de usina, sistema e local. Os efeitos em nível de usina predominam sobre todos os outros fatores.

Os efeitos em nível de usina são efeitos no comportamento da usina como consequência de uma falha funcional. Pode-se citar como exemplo: redução de potência, entrada em ação de Especificações Técnicas, unidade fora da linha, desarme do reator, danos pessoais, atrasos na partida.

Os efeitos em nível de sistemas são basicamente os funcionais que a falha causaria no mesmo. Pode-se citar como exemplo perda de função, degradação da operação do sistema, perda de redundância de componentes, vazamento interno na contenção, perda de um trem ou canal.

Os efeitos locais são aqueles que ocorrem nas vizinhanças do componente no instante da ocorrência da falha. Pode-se citar como exemplos: perda de função, função degradada, perda de indicação de parâmetro, danos pessoais, grandes ou pequenos vazamentos, danos de radiação, falsa indicação, incêndio.

Para cada componente, deve ser identificada a taxa de falha apropriada para o respectivo modo de falha.

4.3.6 Identificação de componentes críticos

Componentes são considerados como críticos quando os efeitos de suas falhas na usina são significativos, têm altas probabilidades de ocorrência, ou não existem equipamentos de reserva ou redundância

A criticalidade ou severidade da falha será especificada na planilha de manutenção preventiva.

Em relação ao significado e severidade da falha, esta pode ser feita, prioritariamente, da seguinte maneira:

A classificação das falhas destes componentes é efetuada, utilizando-se uma árvore lógica de decisão de MCC para a identificação de componentes críticos. Esta lógica irá classificar os componentes como:

- a - críticos para a segurança
- b - com falha não revelada
- c - cujas falhas causam impacto na capacidade operacional
- d - cujas falhas são eventos iniciadores de desarme
- e - de significado econômico

São classificados como componentes críticos (tipo A) aqueles cuja falha podem causar impacto na segurança operacional da usina, componentes que estão relacionados em Especificações Técnicas e componentes cuja operação pode causar impacto ambiental associado à liberação de efluentes líquidos ou gasosos e componentes utilizados em procedimentos de emergência.

Componentes classificados com falha não revelada (tipo B) são aqueles não classificados no item anterior e cujas falhas são identificadas a partir de demandas reais ou testes periódicos, uma vez que operam em regime de prontidão.

Componentes classificados como tendo efeito adverso na operação da usina (Tipo C), são componentes cuja falha pode causar uma redução forçada de potência ou uma penalidade na potência do reator. Neste conjunto também estão incluídos os componentes cujas falhas possam causar uma atuação de sistemas de proteção do reator.

Componentes classificados como capazes de causar um desarme do reator em caso de sua falha (tipo D), são componentes não classificados nos itens anteriores e cuja falha causa um desarme automático do reator.

Componentes não classificados nos itens anteriores, são analisados com relação a um critério de significado econômico (tipo E). Os componentes classificados na categoria "sem significado econômico", são candidatos ao tipo de operação "até que ocorra falha".

4.3.7 Seleção de atividades de manutenção preventiva

Após a conclusão da identificação de componentes críticos, a próxima etapa é a seleção de atividades de manutenção preventiva, através de uma árvore lógica de decisão. Nesta seleção, uma primeira opção é dada para a realização de atividades de manutenção relacionadas com a condição do componente (manutenção preditiva).

Utiliza-se uma planilha de manutenção preventiva para se efetuar a análise de cada causa de falha possível, do respectivo modo de falha, de maneira a que seja identificada e especificada uma atividade de manutenção preventiva efetiva e aplicável. Somente componentes classificados como críticos ou como de significado econômico são analisados.

Posteriormente, elabora-se uma análise da árvore lógica para seleção de atividades de manutenção, objetivando a seleção de atividades de manutenção preventivas aplicáveis. Esta análise identifica atividades de detecção de falhas não reveladas, fornece uma base bem documentada para a atividade a ser realizada e documenta a decisão de aceitação de uma falha, se ela ocorrer.

4.3.8 Comparação das recomendações da MCC com o programa corrente de manutenção preventiva

Uma vez definidas as atividades de manutenção preventiva, estas são comparadas com as do Programa de Manutenção Preventiva atual. A versão final deste Programa mostrará que atividades de manutenção foram eliminadas, adicionadas ou modificadas.

Algumas atividades de manutenção preventiva são relacionadas com requisitos regulatórios e necessitam de um processo formal para alteração. Neste contexto, a análise de MCC pode fornecer um processo de justificativa aceitável para a aceitação destas alterações.

4.3.9 Programa Dinâmico de MCC

Uma vez implementada a aplicação da MCC, faz-se necessária a sua monitoração periódica, de modo que sejam identificados pontos de sinalização onde as atividades de manutenção preventiva, e conseqüentemente, a análise funcional, se tornem inadequadas. Através da indicação destes pontos, uma reavaliação para um determinado componente ou sistema pode-se fazer necessária para correção da análise.

O programa dinâmico consiste em um conjunto de requisitos e métodos estruturados para monitoração do PMP e para efetuar uma análise de MCC em tempo real, após a implementação das recomendações. Os objetivos deste programa são:

- Monitoração dos indicadores de eficácia de MCC;
- Monitoração das atividades de manutenção corretiva para confirmar se as bases das recomendações permanecem válidas
- Avaliação do impacto de novas tecnologias nas atividades de manutenção preventiva
- Manutenção de uma documentação de MCC atualizada
- Gerenciamento dos dados da análise de MCC, causas e modos de falha, efeitos e atividades de manutenção preventiva associadas
- Cálculo de atributos como confiabilidade (R), Tempo Médio entre Falhas (MTBF) e Tempo Médio para a Ocorrência de Falha (MTTF) para componentes críticos
- Sinalização de pontos de decisão de engenharia

A revisão da análise do programa de MCC deve ser efetuada periodicamente. É recomendável que seja efetuada uma vez a cada ciclo.

5 VERIFICAÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO DO PROGRAMA DE MONITORAÇÃO DA EFICÁCIA DA MANUTENÇÃO (PMEM) EM UMA USINA NUCLEAR

Esta verificação teve por objetivo os seguintes pontos:

- Verificar a adequação do uso do NUMARC 93-01 como uma das ferramentas para implantação do PMEM.
- Avaliar as principais ferramentas e metodologias disponíveis para aplicação do PMEM.
- Avaliar a implementação adequada do PMEM em uma usina nuclear brasileira.

A colocação neste trabalho de alguns pontos de vista restringe-se unicamente aos aspectos didáticos e acadêmicos e não se trata de uma exposição ou um posicionamento de uma avaliação regulatória.

5.1 DESENVOLVIMENTO E IMPLANTAÇÃO

Foi feita uma avaliação da implantação do PMEM pela ELETRONUCLEAR [19], operadora da usina de Angra 2, para que fosse possível verificar o grau de complexidade bem como os resultados obtidos. Assim, é apresentado este caso estudo para uma usina nuclear brasileira.

As seguintes etapas foram estabelecidas para sua implantação:

- Determinação de todos os ESCs da usina.
- Seleção dos ESCs incluídos no escopo do PMEM.
- Determinação dos ESCs do PMEM em nível funcional.
- Determinação das funções do sistema no escopo do PMEM.
- Análise de dados dos ESCs no escopo do PMEM.
- Determinação dos ESCs significativos para o risco.
- Determinação dos trechos funcionais e grupos de confiabilidade.
- Determinação dos critérios de performance.

5.1.1 Determinação de todos os ESCs da usina

A identificação dos ESCs para o escopo do PMEM deve ser realizada para todos os sistemas, independentemente da sua classe de segurança.

5.1.2 Seleção dos ESCs no escopo do PMEM

Foram identificados, utilizando o Método Delphi, os ESCs relacionados com a segurança necessários para assegurar a integridade da barreira de pressão, ou aqueles que tinham capacidade de dar suporte ao reator e mantê-lo em condição de parada segura, ou aqueles que tinham a capacidade de prevenir ou mitigar as conseqüências de acidentes que poderiam resultar na liberação indevida de produtos radioativos. Para isto, utilizaram o Relatório Final de Análise de Segurança – RFAS e fluxogramas dos respectivos sistemas.

Identificaram e incluíram os ESCs não relacionados com a segurança mas que eram citados nos procedimentos orientados para eventos operacionais, que mitigavam acidentes ou transientes, aqueles cuja falha poderiam impedir a realização de uma função de segurança, ou cuja falha poderiam causar um desligamento do reator ou uma atuação espúria de algum sistema relacionado com a segurança.

5.1.3 Determinação dos ESCs do PMEM em nível funcional

Foi necessário determinar para cada sistema as funções que eles executavam na usina, usando a documentação de projeto dos mesmos. Os critérios de desempenho foram medidos sobre falhas funcionais, tempos de indisponibilidade e a significação para o risco de componentes ou sobre grupos destes.

Para cada sistema incluído no escopo do PMEM, foram identificadas e documentadas num memorial descritivo todas as funções para as quais estes ESCs estavam designados, independentemente se eram ou não de segurança. Os ESCs relacionados com a segurança, da área elétrica, mecânica e instrumentação, foram ser identificados e determinadas as funções associadas à operação do sistema pela quais receberam esta classificação de segurança. Era suficiente que houvesse, pelo

menos, um componente relacionado com a segurança, para que o sistema fosse incluído no escopo do PMEM.

Foram selecionados os ESCs não relacionados com a segurança mas que em determinadas circunstâncias pudessem ser requeridos a realizar uma função de mitigação em condição de emergência. Deveriam incluídos também estes ESCs que mitigassem acidentes ou transientes.

Foram identificados os ESCs não relacionados com a segurança, a partir da Análise Probabilística de Segurança – APS e da experiência operacional, cuja falha impedisse que outros ESCs relacionados com a segurança cumprissem com as suas funções de projeto.

Com base na experiência específica e na experiência de outras usinas, foram determinados os ESCs não relacionados com a segurança que tinham produzido ou pudessem produzir desligamentos ou atuações espúrias de sistemas de segurança.

5.1.4 Seleção das funções do sistema no escopo do PMEM

Foi feita uma lista das funções de cada sistema pelas quais eles estavam incluídos no PMEM, usando os critérios estabelecidos no Manual de Operação da Usina. Um memorial descritivo foi documentado sobre os sistemas que foram incluídos e excluídos do PMEM.

5.1.5 Análise de dados dos ESCs no escopo do PMEM

Para que pudesse ser determinado o critério de desempenho para cada função dos ESCs, foi necessário fazer uma análise dos seus dados levantando os tipos de falha e os seus tempos fora de operação, com o objetivo de compilar os dados referentes às falhas funcionais e às indisponibilidades. O período definido para esta análise foi de, pelo menos, quatro ciclos.

A documentação utilizada nas análises de dados foi:

- Listas das atividades de manutenção e testes, programadas ou não, realizadas nos componentes durante o período de análise.

- Livro de controle das Condições Limites de Operação (CLO) onde é feito o controle da operabilidade e disponibilidade dos equipamentos submetidos às Especificações Técnicas.

- Livro de Registro Diário da Operação onde são registrados os desligamentos dos equipamentos para manutenção.
- Relatórios de Eventos Significantes com as ocorrências e eventos que precisam ser comunicados ao Órgão Regulador.
- Relatórios de Desvios Operacionais com as ocorrências e eventos relevantes.

5.1.6 Determinação dos ESCs significativos para o risco

A importância de cada ESC no escopo do PMEM foi avaliada em função da contribuição deste ESC na mitigação do risco de fusão do núcleo e da liberação de produtos radioativos para o exterior.

A metodologia utilizada para avaliar a significação para o risco dos ESCs no escopo do PMEM foi baseada no NUMARC 93-01 [4] e nos critérios probabilísticos e determinísticos. Ver figuras 3,4,5 e 6.

5.1.6.1 Determinação da significação para o risco com critérios da APS:

Foi determinada a partir das medidas de importância em relação à frequência de danos ao núcleo descrita abaixo, obtidas a partir da equação da frequência de danos ao núcleo e dos eventos básicos que fazem parte dos modelos estabelecidos para cada ESC.

- Contribuição em até 90% da frequência de danos ao núcleo (FDN): foram considerados como significativos aqueles eventos básicos, incluídos nos conjuntos de falhas que, ordenados decrescentemente, contribuíam em até 90% da FDN total, conforme NUREG/CR – 3385 [33].

- Medida de importância da Taxa de Redução de Risco (RRR): esta medida considerou significativos aqueles eventos cujo valor de sua Taxa de Redução de Risco era maior que 1,005, conforme NUREG/CR – 3385 [33].

5.1.6.2 Determinação da significação para o risco com critério determinístico:

Foi estabelecido este significado para cada uma das funções de um sistema, em razão da importância de cada uma das funções críticas de segurança (fator de peso) em mitigar o dano ao núcleo do reator e a liberação de radioatividade para o

exterior, e na contribuição de cada ESC para o desempenho das Funções Críticas de Segurança – FCS.

O Manual de Operação da Usina – MOU [31] definiu as seguintes Funções Críticas de Segurança para a operação:

- Subcriticalidade.
- Transporte de calor lado primário.
- Inventário do refrigerante do lado primário.
- Fonte fria no lado secundário.
- Alimentação do gerador de vapor.
- Integridade do circuito primário.
- Liberação de radioatividade.

Foi feita uma avaliação usando o Método Delphi [15] e [16] para determinar a significação para o risco de cada ESC adotando o seguinte processo para as avaliações:

a) Cálculo do Fator de Peso:

Para estabelecer os Fatores de Peso das Funções Críticas de Segurança (FCS) de cada ESC, foi atribuído um valor de “zero” a “dez” para quantificar a contribuição de cada uma das FCSs em evitar o dano ao núcleo do reator e a liberação de produtos radioativos ao exterior. Considerou-se “zero” quando não contribuía, valor “um” para uma contribuição mínima e valor “dez” para a máxima contribuição.

O Fator de Peso foi a média aritmética dos valores atribuídos a cada Função Crítica de Segurança. Ver figura 7.

b) Seleção qualitativa das Funções Críticas de Segurança (FCS):

Foram estabelecidos quais ESCs no escopo do PMEM contribuía para a realização das Funções Críticas de Segurança, adotando como critério que o ESC era contribuinte à realização de uma FCS se a falha de alguma das suas funções afetava a citada função de segurança.

c) Seleção quantitativa das Funções Críticas de Segurança:

Foi feita uma pontuação entre “zero” e “dez” para cada ESC na importância para o cumprimento de cada FCS. O valor “zero” foi atribuído se ele não contribuía à

FCS. O valor mínimo de “um” se ele era considerado de contribuição mínima à mesma.

5.1.6.3 Sistemas significativos para o risco:

Após o cálculo da importância dos ESCs em relação ao risco, foi definido um valor de referência para classificá-los em “Significativos” e “Não Significativos” para o risco. Os “Significativos para o Risco” foram aqueles avaliados acima do valor de referência. Aqueles que foram avaliados abaixo do valor de referência foram classificados ou como “Não Significativos para o Risco” ou “Em Nível de Usina”.

5.1.7 Determinação dos trechos funcionais e grupos de confiabilidade

O NUMARC 93-01 definiu que os ESCs deviam ser monitorados pelo seu aspecto funcional e pelo impacto da sua retirada de serviço. A monitoração da eficácia da manutenção devia ser efetuada por agrupamentos de componentes denominados “trechos funcionais” ou “grupos de confiabilidade”.

Um trecho funcional podia ser desde um trem completamente linear a um determinado segmento de tubulações. Ele foi determinado por meio da análise da descrição do seu sistema. As falhas dos componentes incluídos no trecho funcional deviam produzir as mesmas conseqüências.

5.1.8 Determinação dos critérios de performance

A monitoração da eficácia da manutenção foi ser feita através do acompanhamento da performance e do comportamento dos ESCs em diferentes níveis, em função do seu significado para o risco. Para cada um dos trechos funcionais ou grupos de confiabilidade definidos, foi determinado o valor para o critério de performance em função de sua significância para o risco.

Os critérios para monitoramento dos ESCs foram os seguintes:

CLASSIFICAÇÃO DOS ESCs	NÍVEL DE MONITORAÇÃO	CRITÉRIO DE PERFORMANCE
Sistema Significativo para o Risco	Trecho funcional ou Grupo de Confiabilidade	Indisponibilidade e Falha Funcional
Sistema Não Significativo para o Risco	Trecho Funcional ou Grupo de Confiabilidade	Falha Funcional
Sistema Não Significativo para o Risco	ESC em Nível de Usina	Desligamento, perda de Fator de Capacidade e/ou Redução de Carga Não Programada superior a 10%

Tabela 5.1 - Monitoração dos critérios de performance

Os critérios de performance foram determinados levando-se em consideração os seguintes pontos:

- A importância e o impacto de cada ESC na segurança da usina.
- Os níveis de vigilância e os parâmetros dos ESCs em relação ao seu significado para o risco.
- Os históricos operacionais, a experiência da manutenção e os parâmetros operacionais de perda de carga, perda de capacidade não programada, atuações de sistemas de segurança ou eventos significativos dos ESCs.
- Os trechos funcionais e os grupos de confiabilidade estabelecidos.

A atribuição de valores para os critérios de performance baseou-se na análise do comportamento dos históricos dos ESCs durante os ciclos de coleta de dados.

Para cada trecho funcional ou grupo de confiabilidade definidos, estabeleceu-se um critério de performance mediante a determinação dos tempos de indisponibilidades e o número de falhas admissíveis e a significação para o risco atribuída.

5.1.9 Documentação relativa ao desenvolvimento do PMEM

Todas as etapas como “Seleção dos ESCs”, “Determinação da significação para o risco”, “Determinação dos critérios de performance”, “Determinação dos

trechos funcionais e grupos de confiabilidade”, e “Análise de dados dos ESCs” do projeto de implantação do PMEM está sendo documentada em memoriais descritivos visando evidenciar as metodologias utilizadas e os resultados obtidos.

5.2 MONITORAÇÃO

A monitoração do Programa [17], partes ainda em implementação, não tem todas as suas atividades já finalizadas. Ela está sendo feita através das seguintes ações:

5.2.1 Obtenção de dados para análise

A captação dos dados é feita pelo Grupo de Controle nos dados da usina, tais como:

- Programa Gerenciador de Manutenção – MÁXIMO.
- Registros Diários de Operação do Supervisor de Turno.
- Resultados de Inspeção e Testes Periódicos (REITPs).
- Resultados de Desvios Operacionais (RDO).
- Relatórios de Eventos Significantes (RES).
- Relatórios Preliminares de Evento (RPE).
- Relatórios de Não Conformidades de Manutenção (RNCM).
- Relatórios de Controle de Qualidade de Manutenção (RCQM).

5.2.2 Avaliação de Dados pelo Grupo de Análise

Todos os históricos do mês anterior, referentes a equipamentos ou trechos monitorados pelo PMEM, serão analisados nas reuniões de consenso do Grupo de Análise de dados para avaliação de status dos Critérios de Performance.

Os resultados desta reunião conterão os dados relacionados com falhas funcionais, falhas funcionais evitáveis por manutenção (FFEM), falhas funcionais evitáveis por manutenção repetitiva (FFEMR), e indisponibilidades. Estes dados comporão um Banco de Dados do PMEM que será utilizado para registrar e contabilizar as falhas e indisponibilidades. Eles originarão os indicadores de

tendência com alerta ao alcançar 50%, 75% e 100% dos valores de Critérios de Performance para cada Trecho ou Grupo de Confiabilidade. Ver figuras 9 e 10.

5.2.3 Avaliação de Dados pelo Grupo de Controle

Este Grupo está compilando os resultados recebidos do Grupo de Análise, os avaliando e indicando as ações corretivas.

5.2.4 Avaliação pelo Comitê de Avaliação

Estão sendo analisados os resultados das avaliações e sugestões feitas pelos grupos anteriores. Após estes serem validados, as análises constarão dos Relatórios Trimestrais que serão encaminhados à chefia da usina para aprovação final.

5.2.5 Divulgação

O Grupo de Controle do PMEM informará à Operação, Planejamento, Manutenção e Engenharia de Sistemas as tendências de desvio dos Critérios de Performance dos trechos supervisionados. Este Grupo divulgará este trabalho através de relatórios trimestrais e de final de ciclo, após a sua validação e aprovação final.

5.3 AVALIAÇÃO

A avaliação do PMEM [20] e [23] ainda será implantada e será feita mensalmente, gerando um relatório. Os dados referentes às atividades de manutenção executadas no mês anterior serão obtidos do histórico e levados para processamento da avaliação da performance. O resultado desta performance deverá ter foco nos requisitos (a)(1) e (a)(2) da Regra de Manutenção como:

5.3.1 Análise de Tendências

Os casos em que as indisponibilidades dos Trechos ou do Grupo de Confiabilidade tenham atingido 50%, 75% ou 100% dos valores do Critério de Performance estabelecidos constarão do Relatório Mensal.

5.3.2 Transição de ESCs do requisito (a)(2) para o requisito (a)(1)

Os ESCs terão sua transição de (a)(2) para (a)(1) imediatamente quando alcançarem os Critérios de Performance para falhas funcionais e indisponibilidades de algum trecho ou grupo de confiabilidade ou quando alcançarem os Critérios de Performance devido à ocorrência de uma FFEM.

5.3.3 Avaliação dos resultados das análises e relatórios de eventos

O Grupo de Controle do PMEM deverá fazer esta avaliação quando algum ESC tiver sofrido transição de (a)(2) para (a)(1).

5.3.4 Transição do ESC do requisito (a)(1) para o requisito (a)(2)

O ESC será considerado apto pelo Comitê de Avaliação para transição ao requisito (a)(2) quando a sua performance retornar para um valor abaixo do Critério de Performance ou for comprovado que o seu desempenho está satisfatório e estável após um plano de ação eficaz.

5.3.5 Código de cores para os sistemas

Será usado um código de cores, no relatório trimestral, para indicar as condições em que se encontram os Trechos do PMEM como:

- Verde: desempenho desejável no requisito (a)(2).

- Amarelo: desempenho aceitável, ainda no requisito (a)(2), atingindo 50% do Critério de Performance e requer um alerta especial quanto à tendência.
- Laranja: desempenho aceitável, ainda no requisito (a)(2), atingindo 75% do Critério de Performance e requer uma atenção redobrada.
- Vermelho: desempenho inaceitável, requisito (a)(1), requer uma atenção redobrada, a implementação de ações corretivas e fixação de metas.

5.4 RELATÓRIOS DE AVALIAÇÃO

Serão elaborados relatórios trimestrais e de final de ciclo para apresentar os resultados da monitoração e as condições dos sistemas do PMEM.

O Relatório Trimestral apresentará a comparação dos dados obtidos com os Critérios de Performance, a tendência dos valores, a contribuição das diversas Falhas Funcionais e Indisponibilidades e a condição da usina neste período.

O Relatório de Final de Ciclo apresentará uma compilação dos relatórios trimestrais com a avaliação dos Critérios de Performance, inspeções em serviço, experiência operacional interna e a validação dos Critérios de Performance.

5.5 VERIFICAÇÃO DA IMPLEMENTAÇÃO

De acordo com a referência [19], a implantação efetiva do PMEM na usina nuclear deste caso estudo iniciou-se em Setembro de 2006 com a elaboração dos três procedimentos escritos [17], [19] e [20]. Logo em seguida foram estabelecidos os três grupos do Programa. As reuniões destes grupos começaram em Março de 2008 com a escolha da metodologia Delphi a ser utilizada, a elaboração dos questionários a serem respondidos pelos especialistas e a seleção dos sistemas escopo do Programa, entre outras atividades.

Optaram por empregar a metodologia Delphi, mais simples que a Análise Probabilística de Segurança – APS, porque assim seria mais rápido para dar os primeiros resultados. A APS iria requerer softwares e treinamento específicos além do auxílio de especialistas neste método, o que naquele momento não estava disponível.

Para implantar o Método Delphi as dificuldades não foram intransponíveis. Embora ele fosse aplicável às mais diversas áreas de atividades econômicas, ele

requereu que os seus conceitos fossem assimilados pelos grupos. Para elaborar os questionários e enviá-los posteriormente aos 12 especialistas, foi necessário estudar e analisar os procedimentos de operação dos sistemas. A definição dos sistemas da usina, daqueles ESCs que fariam parte do escopo do PMEM e seriam significativos para o risco, foi feita após várias reuniões de valoração norteados pelos 7 critérios estabelecidos no Manual de Operação da Usina – MOU (item 5.1.6.2). Na figura 2 podemos ver os sistemas que foram julgados ser escopo do PMEM e os que foram excluídos dele. Outros componentes de sistemas, que pela sua importância, foram também considerados separadamente como pertencentes ao escopo do PMEM.

Figura 2: Sistemas selecionados para o PMEM

Hoje, já estão relacionados aproximadamente 114 sistemas e subsistemas. Destes, 7 sistemas já estão analisados integralmente para monitorar a eficácia da manutenção.

Na figura 3, a subdivisão em subsistemas pode ser vista, por exemplo, para o sistema de água de alimentação principal da usina.- LAB

Figura 3: Trechos do sistema de água de água de alimentação principal LAB

A valoração feita pelos especialistas inicialmente foi dada para os sistemas mas, hoje, eles já estão subdivididos em subsistemas. As divergências dos valores dados foram trabalhadas compensando assim os desvios muito grandes.

Na figura 4 é mostrado, como exemplo, uma parte dos ESCs considerados significativos para o risco, juntamente com a avaliação pelo Método Delphi e a linha de corte feita segundo o item 5.1.6.

ANEXO 3				
ESC's no escopo do PMEM	Delphi	Máx. Delphi	Fator de Correção	Valor Ponderado
Linha de corte pelo valor ponderado (continuação da página anterior)				
ESC's Significativos para o Risco				
PE	1,25	6,235	0,2	0,25
LAA	1,28	6,235	0,21	0,26
LBA	1,29	6,235	0,21	0,27
SAL	1,35	6,235	0,22	0,29
MAN	1,40	6,235	0,22	0,31
BB	1,43	6,235	0,23	0,33
BRT	1,68	6,235	0,27	0,46
VIC-DIC	1,74	6,235	0,28	0,49
JDH	2,05	6,235	0,33	0,68
KAB	2,11	6,235	0,34	0,71
PAM	2,23	6,235	0,36	0,79
LAH-LAJ	2,27	6,235	0,36	0,83
SEEE1	2,44	6,235	0,39	0,95
LAR-LAS	2,45	6,235	0,39	0,97
I LAB	2,7	6,235	0,43	1,16
KBA	2,79	6,235	0,45	1,25
SEEE2	2,84	6,235	0,46	1,29
FAK	2,85	6,235	0,46	1,31
KAA	2,86	6,235	0,46	1,31
JN	3,6	6,235	0,58	2,08
JR	4,19	6,235	0,67	2,82
JT	4,36	6,235	0,7	3,04
JA-JE	4,75	6,235	0,76	3,62

Figura 4: ESCs com valor ponderado pelo corte

A figura 5 mostra, como exemplo, as notas dadas pelos especialistas para as funções críticas de segurança de um sistema tomando como base aquelas funções estabelecidas no item 5.1.6.2.

ANEXO 1									
CONSENSO DO COMITÊ DE AVALIAÇÃO PARA A DEFINIÇÃO DOS FATORES DE PESO									
FUNÇÕES CRÍTICAS DE SEGURANÇA	AVALIAÇÃO						TOTAL	MÉDIA	FATOR DE PESO
	GDD.O (T)	DISN.O (S)	GOD.O (S1)	GMD.O (T1)	GOD.O (S2)	GMD.O (T2)			
SUBCRITICALIDADE	10	10	10	10	10	10	60	10	10
TRANSPORTE DE CALOR LADO PRIMÁRIO	9,75	9,5	9,5	9,5	9,5	9,6	57,35	9,56	9,56
INVENTÁRIO DO REFRIGERANTE LADO PRIMÁRIO	9,5	9	9	9	9,5	9,2	55,2	9,20	9,20
FONTE FRIA DO LADO SECUNDÁRIO	9,25	9,25	8,5	8,5	9	8,8	53,3	8,88	8,88
ALIMENTAÇÃO DO GERADOR DE VAPOR	9	8,75	8,5	8	9	8,4	51,65	8,61	8,61
INTEGRIDADE DO CIRCUITO PRIMÁRIO	8,75	8,75	8	7,5	8,5	8	49,5	8,25	8,25
LIBERAÇÃO DE RADIOATIVIDADE	8,5	8	8	7	8	7,6	47,1	7,85	7,85

Figura 5: Avaliação de funções críticas

Durante a utilização do método, foi visto que para atender aos requisitos da Regra de Manutenção [2] seria necessário utilizar também a Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC [1] para obter mais dados sobre o estado dos ESCs e melhores informações sobre como neles intervir. Assim, começou-se a revisar as árvores de falhas à luz da MCC. Critérios de “Como encontrado”, entre outros, foram usados na avaliação dos ESCs.

A Superintendência da Usina decidiu que a implantação do PMEM precisaria mostrar resultados tão logo fosse possível. Assim, à medida que os sistemas, seus subsistemas ou seus trechos funcionais iam sendo definidos e satisfazendo a um

tópico de implantação, logo passava para o seguinte. Existem sistemas muito grandes, muitas vezes com quatro redundâncias e complexos. Seus subsistemas e trechos funcionais se multiplicaram e foram ficando para trás.

A análise de dados dos ESCs ainda não terminou. Com isso, a monitoração do desempenho está sendo feita mas não da forma sistemática requerida pelo PMEM. Os índices de desempenho são obtidos do tempo médio da falha e da indisponibilidade do equipamento. Também é executada uma monitoração deste equipamento quanto à posição em que ele se encontra no quadro “Como encontrado” da Manutenção, procurando adotar medidas para trazê-lo para a Condição 8 – Superior, conforme figura 6 abaixo.

Figura 6: Quadro de “Como encontrado”

O acompanhamento dos ESCs que são significativos para o risco é feito pelo critério de indisponibilidade e falha funcional. No quadro da figura 7 podemos ver como estão posicionados os ESCs monitorados pelo PMEM, segundo o quadro “Como encontrado”.

Figura 7: ESCs e suas colocações no quadro “Como encontrado”

Aquele que não é significativo para o risco é acompanhado pelo critério de falha funcional e aquele em nível de usina é acompanhado pelo critério de desligamento, perda de fator de capacidade ou redução de carga.

A avaliação das metas e do desempenho é feita na prática através do Histórico da Manutenção de Equipamento, resultado das atividades de manutenção preventiva, preditiva e corretiva. Os dados relativos a uma intervenção assim como todo o histórico de um equipamento são registrados em um software chamado “MÁXIMO”. Para cada trecho funcional estão sendo obtidos dados como falhas de componentes, falha funcional, indisponibilidade por quanto tempo, tipos de falha, tempo médio entre falha e reparo, e taxa de falha. Com isso, é possível analisar as causas para melhorar a taxa de falha.

Podemos ver, como exemplo, na figura 8 a quantidade de itens, agrupados por tipos de falhas, que apresentaram cada uma das falhas classificadas conforme a aplicação da MCC.

Figura 8: Quantidade de itens versus tipos de falhas

É possível exemplificar [21] como o emprego do PMEM com o objetivo de minimizar intervenções em equipamentos pode ser eficaz.

O PMEM, até o momento, mostrou-se consistente e em conformidade com os requisitos das Normas CNEN [3] [7] e com o NUMARC 93-01 [4]. É uma ferramenta importante para as decisões técnicas e gerenciais de Manutenção, em particular, e de gerenciamento da usina, de forma geral.

Como exemplo de um resultado obtido da implantação do PMEM na usina, é citada a proposta que o licenciado recebeu de de uma empresa estrangeira de manutenção para intervir em três bombas que, duas têm a função de suprir água ou óleo para bombas de segurança, e uma terceira que alimenta emergencialmente um gerador de vapor.

Estas bombas não tinham registros de falhas nos seus históricos de manutenção desde o início da operação da usina, há 9 anos atrás. As tarefas de

Manutenção Preditiva não haviam detetado até aquele dia indícios ou tendências de falha em potencial. Assim, uma intervenção agora seria desnecessária e com possibilidade de introduzir novas falhas.

Após uma análise da confiabilidade destes três equipamentos, o Comitê do PMEM, então, deliberou por não recomendar as revisões gerais, no momento atual, nestas bombas analisadas [21].

6 CONCLUSÕES DA ABORDAGEM REGULATÓRIA SOBRE O PMEM

6.1 - O NUMARC 93-01 pode ser considerado como uma referência aceitável na implementação do PMEM.

6.2 - O 10 CFR 50.65 - item (a)(4) apesar de estar relacionado à Manutenção, causa impacto no gerenciamento do risco da usina, conforme descrito no item 3.5 deste trabalho. O PMEM torna-se assim uma ferramenta para controle da configuração da usina, demonstrando que os seus dados podem também ser usados, de forma confiável, em outras atividades da usina, como no exemplo 6.1.5.

6.3 – Observando os requisitos das normas brasileiras, verifica-se que o NUMARC 93-01 pode ser referência para a implementação do PMEM nas usinas brasileiras pois seus métodos não causam impacto com as nossas normas, deixando à operadora a decisão da metodologia a ser usada.

6.4 – A opção da operadora brasileira pela utilização da MCC, juntamente com o método Delphi, mostrou-se adequada e forneceu um instrumento poderoso de diagnóstico e avaliação para a manutenção preventiva. O detalhamento da árvore de falhas com a necessária explicação do tipo, da causa, da função, etc. requeridos facilitou muito o diagnóstico e, conseqüentemente, a tomada de ações. A figura 11 de “Como encontrado” mostrou-se muito útil e importante para a implementação do PMEM.

6.5 – Foi observado que a metodologia Delphi, após a sua aplicação, surpreendeu mostrando ser um processo científico e pouco empírico como parecia no início da sua utilização. Posteriormente, foi feita uma verificação comparando a quantidade de sistemas selecionados para escopo do PMEM usando a metodologia da APS e a metodologia Delphi. A APS encontrou 24 sistemas contribuidores de dano ao núcleo, usando o corte de 90% da Freqüência de Danos ao Núcleo - FDN, e o método Delphi encontrou 22 sistemas contribuidores, usando o mesmo corte. Este resultado mostrou a compatibilidade entre os dois métodos.

6.6 – Devido a quantidade muito grande de sistemas, subsistemas e trechos funcionais, com todos os quesitos a serem preenchidos, analisados e monitorados

rotineiramente, é requerido uma equipe adequada à quantidade de serviço que vai se multiplicando. Caso isto não seja feito, ou os resultados do PMEM demorarão muito a aparecer ou os resultados aparecerão mais cedo mas vários sistemas, subsistemas ou funções ficarão por fazer lá atrás.

6.7 – A comunicação dos resultados do PMEM, seu produto final, é um relatório trimestral e depois anual com a avaliação dos ESCs que extrapolaram ou atingiram índices próximos aos Critérios de Risco. Esta periodicidade, em princípio, parece ser suficiente. Os relatórios são ferramentas poderosas não só para reportar a eficácia da Manutenção como para reduzir custos, otimizar freqüências de intervenções ou evitar manutenções desnecessárias.

6.8 – A otimização do tempo em que um equipamento fica fora de serviço para manutenção está sendo trabalhada pela equipe do PMEM juntamente com a Operação da usina, ao analisar os tempos gastos nas tarefas . Esta é mais uma maneira de reduzir o tempo de isolamento de um equipamento para manutenção fazendo com que ele fique fora somente pelo tempo real necessário e não o tempo estimado, que geralmente é maior. Diminui-se, assim, a indisponibilidade dele retornando-o ao serviço no momento adequado. Isto ainda está em desenvolvimento.

6.9 – As avaliações executadas pelo PMEM, como no exemplo em 5.5 [21], mostram-se bastante eficazes para gerenciar e decidir sobre as intervenções em ESCs que têm demonstrado uma vida sem falhas e com poucas possibilidades disto vir a ocorrer. Evita-se a inserção de falhas prematuras, economiza-se recursos e mantém-se a disponibilidade destes.

REFERÊNCIAS

- 1 - ARAÚJO, J. B. - Tese de mestrado em Manutenção Centrada em Confiabilidade, PEN-COPPE-UFRJ, Jan. 1998.
- 2 - NRC, Nuclear Regulatory Commission, 10 CFR 50.65 - "Maintenance Rule", July 10, 1991.
- 3 - CNEN, Comissão Nacional de Energia Nuclear, Norma CNEN - NE - 1.21, "Manutenção de Usinas Nucleoelétricas", Julho 1991.
- 4 - NEI - Nuclear Energy Institute, NUMARC 93-01, 1993.
- 5 - NRC - Nuclear Regulatory Commission, Regulatory Guide 1.160 - rev 2, "Monitoring the Effectiveness of Maintenance at Nuclear Power Plants", March 97.
- 6 - CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear, Portaria CNEN/PR N° 049 de 28/07/2006.
- 7 - CNEN - Comissão Nacional de Energia Nuclear, Norma CNEN - NE - 1.26, "Segurança na Operação de Usinas Nucleoelétricas", Set. 1996.
- 8 - NRC - Nuclear Regulatory Commission, Regulatory Guide 1.182 - "Assessing and Managing Risk before Maintenance Activities at Nuclear Power Plants", May 2000.
- 9 - Saldanha, P. L. e FRUTUOSO E MELO, P. F. - "Seminário sobre Requisitos Regulatórios - PMEM", CODRE/CNEN e COPPE/UFRJ, Julho 2005.
- 10 - ELETRONUCLEAR - "Introdução à Análise Probabilística de Segurança", DISN.O, Fev. 2004.
- 11 - FRUTUOSO E MELO, P. F.- "Notas de Aula da disciplina Análise de Riscos de Instalações Industriais", CON-748, PEN/COPPE/UFRJ, Set. 2005.
- 12 - ELETRONUCLEAR - "Análise Probabilística de Segurança", DISN.O, Set. 2004.

13 - FRUTUOSO E MELO, P. F. - “Notas de Aula da disciplina Análise de Riscos de Instalações Industriais”, COM-748, PEN/COPPE/UFRJ, Nov. 2005.

14 - LINSTONE, H. A. and TUROFF, M. - “The Delphi Method: Techniques and Applications, Addison-Wesley Inc., MA, 1975.

15 - STURARI, R. - “A consulta Delphi”, Cenários Ambientais 2020.

16 - JUNIOR, E. B.; ANTUNES, A. M.; PIO, M. - “Os estudos prospectivos como ferramenta de apoio às mudanças organizacionais”, Vol. 28 (2), Espacios, 2007.

17 - ELETRONUCLEAR - “Acompanhamento do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção - 2PA-MG23”, rev. 0, 19 Dez. 2006.

18 - IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers, “IEEE Guide to the collection and presentation of electrical, electronic, sensing component, and mechanical equipment reliability data for nuclear power generation stations”, New York, 1983.

19 - ELETRONUCLEAR - “Desenvolvimento e Implementação do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção - 2PA-MG 22, rev. 1, Dez. 2001.

20 - ELETRONUCLEAR - “Análise de Dados para o Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção - 2PA-MG 17, rev. 0, Dez. 2006.

21 - ELETRONUCLEAR - “Relatório Técnico GMD.O-001/09 - Avaliação da Confiabilidade dos Equipamentos Rotativos: JNA10AP002 / JND10AP002 / LAS11AP001, 16 Dez. 2009.

22 - ELETRONUCLEAR - “Memorial Descritivo - Resultado da seleção de ESCs no escopo do PMEM”, GMD.O/PMEM/MD001/2007, 19 Dez. 2007.

23 - ELETRONUCLEAR - “Memorial Descritivo - Resultado da Determinação da Significação para o Risco”, GMD.O/PMEM/MD002/2007, 18 Dez. 2008.

24 - ENRICO, Z. - "An introduction to the basics of reliability and risk analysis", Vol. 13, World Scientific Publishing Co., 2007.

25 - LEWIS, E. E. - "Introduction to Reliability Engineering", Second Edition, John Wiley & Sons, Inc., July 1994.

26 - MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. - "Estatística Aplicada e Probabilidade para Engenheiros", Livros Técnicos e Científicos Editora, Segunda edição, 2003.

27 - NRC - Nuclear Regulatory Commission, Regulatory Guide 1526 - "Lessons learned from early implementation of the Maintenance Rule at nine nuclear power plants", June 1995.

28 - KUMAMOTO, H.; HENLEY, E. J. - "Probabilistic Risk Assessment and Management for Engineers and Scientists", Second edition, IEEE Press, 1995.

29 - NRC - Nuclear Regulatory Commission - "Inspection Procedure 62706 - Maintenance Rule", Dec. 2000.

30 - LAFRAIA, J. R. B. - "Manual de Confiabilidade, Manutenibilidade e Disponibilidade", 1ª edição, Qualitymark Editora, 2001.

31 - ELETRONUCLEAR, Manual de Operação da Usina, Volume 2, Procedimento 3-12 "Monitoração das Funções de Segurança", 7/10/2008.

32 - ELETRONUCLEAR, Relatório Final de Análise de Segurança - RPAS, rev. 10, Maio/2007.

33 - NRC - Nuclear Regulatory Commission, NUREG/CR - 3385, "Measures of Risk Importance and their Applications", 1998

GLOSSÁRIO

- ¾ de loop

Operação do sistema primário com ¾ do nível do refrigerante no bocal da tubulação do vaso do reator, para permitir a execução de serviços de manutenção.

- Acompanhamento em outro sistema

Realizado quando a falha da função de uma estrutura, sistema ou componente no escopo do PMEM pode ser controlada pelo sistema principal, sem comprometer sua performance.

- APS – Análise Probabilística de Segurança

É um modelo de análise integrada específica da Planta, que estima a frequência de danos ao Núcleo do Reator – FDN e ou a frequência de grande liberação de radiação imediata – LERF (Large early release frequency) que podem ocorrer, como resultado de vários eventos iniciadores conjugados com falhas humanas e falhas sucessivas de atuação de sistemas mitigadores desses eventos.

- Atuações não planejadas de sistemas de segurança

Atuações não planejadas de sistemas de resfriamento de emergência do núcleo (ECCS) ou sistemas de energização de emergência devido a perda de energia externa para as barras de segurança.

- ATWS (Anticipated Transient Without Scram)

Sinal de demanda de desarme automático do reator sem que este desarme realmente ocorra.

- Ciclo do PMEM

Período compreendido entre o sincronismo após um recarregamento e o religamento da unidade após a próxima recarga.

- Comitê de Avaliação

Grupo multidisciplinar com conhecimento da metodologia do Programa de Monitoração da Eficácia de Manutenção, cujos membros apresentam experiência nas áreas de sua especialidade.

Este Comitê é nomeado pela Superintendência da Usina.

- Condição

Estado de conservação ou integridade de um ESC.

- Confiabilidade

É uma medida de expectativa, baseada nos resultados dos testes dos equipamentos, assumindo que um ESC está disponível para realizar sua função de projeto quando solicitado, descontando-se os tempos de indisponibilidade por motivo de testes ou reparos programados. É mensurada pela relação entre o número de testes periódicos falhos e o número de testes previstos no ciclo.

- Ciclo do PMEM

Período compreendido entre o sincronismo após um recarregamento e o religamento da unidade após a próxima recarga.

- Circulação natural

Modo de resfriamento do núcleo do reator, na ausência de energia elétrica, com a diferença de cotas e a existência de fontes frias e quentes, onde ocorre a transferência de calor por convecção.

- CLO (Condições Limites de Operação)

Níveis mínimos de desempenho ou de capacidade de funcionamento de sistemas ou componentes, exigidos para operação segura da unidade, conforme definido nas Especificações Técnicas da usina.

- Comitê de avaliação

Grupo multidisciplinar, integrado por representantes das áreas de Manutenção, Operação, Engenharia de Desempenho de Sistemas e Reator e APS, com conhecimento da metodologia do Programa de Monitoração da Eficácia de Manutenção de Angra 2 (PMEM-A2), cujos participantes apresentam uma formação básica nas áreas de sua especialidade.

- Condição

Estado de conservação, ou integridade de uma estrutura, sistema ou componente.

- Confiabilidade

Medida de expectativa, assumindo que uma estrutura, sistema ou componente está

disponível, e que realizará sua função sob demanda a qualquer tempo medida esta baseada nos resultados dos testes dos equipamentos.

É a relação entre o número de testes falhos e o número de testes previstos no ciclo.

- CPNU

Sigla utilizada para denominar “Critério de Performance para Nível de Usina”.

- Critério de performance

Metas previamente estabelecidas com o objetivo de aferir a performance de determinadas Estruturas, Sistemas ou Componentes.

- Critério de desempenho

Conjunto de indicadores utilizados para monitorar a operabilidade de ESCs. Podem estabelecer faixas de ação de operação normal, faixas de alerta ou faixas de inoperabilidade.

- CVCS

Sistema de Controle Químico e Volumétrico.

- Defeito

Condição do equipamento no qual o mesmo permanece disponível para operar, embora apresente deficiência.

- Degradação

É uma perda de performance ou características, dentro dos limites da especificação.

- Degradação inaceitável

É o nível de performance, condição ou disponibilidade deteriorada de um ESC que o licenciado determina que deva ser evitado de modo que o ESC continue a satisfazer seus requisitos de projeto.

- Disponibilidade

É o tempo que uma Estrutura, Sistema ou Componente é capaz de satisfazer seus requisitos de projeto, em relação ao período de tempo total que sua operação pode

ser demandada.

- Em nível de planta

São tipos de critérios existentes como a nível de usina, a nível de sistema ou a nível de equipamento.

- ESC

Sigla utilizada para designar Estruturas, Sistemas e Componentes.

- ESC de risco significativo

ESC que tem contribuição significativa para o risco, como determinado pela Análise Probabilística de Segurança (APS), quando esta estiver implantada em Angra 2, ou outro método definido pelo Comitê de Avaliação.

- Eventos em Nível de Usina

São os eventos que estejam relacionados com:

- fator de perda de capacidade;
- desligamentos não programados automáticos ou manuais;
- atuações de sistemas de segurança não programadas;
- reduções de carga não programadas superiores a 10%.

- Eventos Iniciadores

Qualquer evento durante operação à potência que exija o desligamento automático ou manual do reator, ou a atuação do Sistema de Proteção do Reator..

Exemplo: desarme da turbina, desarme do Reator, ruptura de tubo do gerador de vapor, etc.

- Falha

Condição do equipamento na qual o mesmo não pode realizar as suas funções em virtude da deficiência encontrada.

- Falha Funcional (FF)

É a falha de um sistema, circuito funcional e/ou componente que o impeça de realizar alguma das funções classificadas no escopo do Programa de Monitoração da Eficácia de Manutenção, afetando as funções do Trecho Funcional.

- Falha Funcional Evitável por Manutenção (FFEM)

É a falha funcional de um sistema, circuito funcional e/ou componente no escopo do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção, cuja causa poderia ter sido evitada se uma atividade de manutenção eficaz tivesse sido realizada em tempo.

- Falha Funcional Evitável por Manutenção Repetitiva (FFEMR)

É a perda de função subsequente, no mesmo ESC ou similar, dentro de um intervalo definido, que é atribuído a uma falha funcional evitável por manutenção, que já tenha ocorrido anteriormente.

- Falha Não Revelada

É a falha que não é detetada, até que ocorra um próximo teste ou demanda.

- Fator de perda de capacidade não planejada

É a percentagem de máxima geração de energia que a usina não é capaz de suprir à rede elétrica externa devido a paradas não planejadas (por exemplo, desligamentos não planejados, paradas forçadas, extensões de paradas, ou reduções forçadas de carga). São consideradas paradas não planejadas aquelas que não são programadas com pelo menos 4 semanas de antecedência.

- FC - Falha de Componente

É toda degradação que sofre o componente impedindo-o de realizar funções de projeto, sem que haja comprometimento para as funções do Trecho Funcional. No contexto do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção de Angra 2 definem-se três modos de Falha que são contabilizados e penalizam os Trechos Funcionais:

- a) falha funcional;
- b) falha funcional evitável por manutenção;
- c) falha funcional evitável por manutenção repetitiva.

- FFEMR - Falha Funcional Evitável por Manutenção Repetitiva

É a perda de função subsequente no mesmo ESC, ou similar, dentro de um intervalo definido, que é atribuída a uma Falha Funcional Evitável por Manutenção, que já tenha ocorrido anteriormente.

- Função crítica de segurança

Função que garante a integridade dos limites de pressão do sistema primário, ou a capacidade de desligar o reator e mantê-lo nesta condição ou a capacidade de

impedir ou mitigar as conseqüências de um acidente, que poderia resultar em uma exposição externa superior aos limites estabelecidos em Normas da CNEN.

- Funções de segurança

São as funções destinadas a impedir ou mitigar conseqüências de acidentes postulados.

- Grupo de Análise de Dados

Grupo formado por pessoal experiente e que apresente as diferentes perspectivas e critérios nas áreas de Manutenção, Operação, Engenharia de Desempenho de Sistemas e de Reator e APS, de tal maneira que as análises de atividades de manutenção, sejam realizadas sob os diferentes enfoques dos eventos ocorridos.

- Grupo de Confiabilidade

Agrupamento de componentes, com as mesmas características funcionais, para os quais a falha funcional de um componente é a Falha Funcional do Grupo.

- Grupo de Controle

Representantes da Gerência de Manutenção de Angra 2, responsáveis pela coordenação e desenvolvimento dos trabalhos do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção, durante os períodos de desenvolvimento, implantação e acompanhamento.

Histórico de manutenção –

Conjunto de registros relacionando as atividades de manutenção executadas em equipamentos, preventivas e corretivas, listando tempos de execução de serviços, indisponibilidades, causas de falhas, peças de reposição utilizadas, homem-hora e outras informações relevantes

- Indisponibilidade

É a incapacidade que um ESC, tem para realizar sua função, classificada no escopo do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção - PMEM, quando retirado de serviço para realizar alguma atividade de manutenção, testes, modificações de projeto, etc, até que seja liberado, testado, posto em serviço ou em disponibilidade. O cartão de isolamento é o principal parâmetro para a contabilização do tempo de indisponibilidade. Porém, em casos especiais, quando não se fizer necessário o isolamento, outros documentos de informação poderão ser utilizados, de acordo com o parecer do Grupo de Análise de Dados do PMEM.

Deve ser computado o somatório de tempo das indisponibilidades ocorridas no período definido para o critério de performance, cumulativamente para cada ESC do Trecho Funcional, obtidas dos resultados das análises feitas durante o ciclo monitorado.

- Licenciado

Pessoa jurídica possuidora de autorização para operação.

- LT

Sigla para denominar a Licença de Trabalho.

- Manutenção

Conjunto de ações para detectar, prevenir, ou corrigir falhas e defeitos, falhas funcionais e potenciais, com o objetivo de manter as condições operacionais e de segurança dos ESC's. Medida e análise de tendências das informações de indisponibilidade e falha funcional, e comparação dos resultados com as metas estabelecidas para o Critério de Performance.

Verifica a possibilidade de falhas potenciais.

- Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC)

Série de passos ordenados para identificar funções de sistemas, subsistemas, falhas funcionais e modos de falhas dominantes, sua classificação, e seleção de atividades de manutenção preventiva aplicáveis para tratar os modos de falha.

- Manutenção Preventiva

Agregado de ações necessárias para manter os requisitos de projeto de um ESC e reduzir a sua probabilidade de falha em serviços subsequentes, evitando a sua degradação inaceitável. É esperado que as atividades de Manutenção Preventiva incluam atividades de Manutenção Preditiva ou Periódica, tanto quanto análises de tendências, testes e diagnósticos, quando apropriado.

- Modo de falha

É o sintoma pelo qual a falha do componente, ou sistema, é observada.

- Monitoração de performance

Medida e análise de tendências das informações de Disponibilidade e Falha Funcional, e comparação dos resultados com as metas estabelecidas para o critério de performance. Verifica a possibilidade de falhas potenciais.

- Nível de Usina

É uma monitoração referente a ESCs acompanhados pelo Programa de Manutenção Preventiva da Usina, e que embora não constem em algum Trecho Funcional, ESC's que podem contribuir para desligamentos e/ou perda de capacidade de geração, com reduções de carga não programados e atuação de sistemas de segurança.

- Não significativo para o risco

O ESC não significativo para o risco é aquele que é usado como suporte e cuja falha funcional não aumenta significativamente o perfil de risco da Usina, conforme calculado pelo Método Delphi e adequado ao modelo da APS quando esta estiver implementada em Angra 2. Deve ser controlado através da sua performance de confiabilidade.

- Operável ou funcional

Um ESC é dito "Operável" quando é capaz de executar sua função específica de segurança e quando toda a instrumentação, controle, suprimento elétrico (normal ou de emergência), sistemas de suporte (água de resfriamento e selagem, lubrificação, e outros equipamentos auxiliares) que são necessários para o ESC executar sua função de segurança são, também, capazes de executar suas funções relativas de suporte.

- Organização Operadora

Pessoa jurídica possuidora de autorização para operação.

- PMEM

Sigla utilizada para designar o Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção.

- Performance

Avaliação que reflete o grau de atendimento de um ESC às suas funções de projeto no escopo do Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção de Angra 2 (PMEM-A2), comparando sua confiabilidade e sua disponibilidade em um ciclo, com

as metas preestabelecidas para ele no mesmo período.

- Prontidão

Modo de operação do equipamento. O equipamento está desligado mas pronto para uma partida automática e imediata, quando solicitado.

- Relatório trimestral

Apresentação dos resultados dos três meses anteriores, com informações sintetizadas sobre o estado de cada sistema e a tendência de Falhas Funcionais e Indisponibilidades dos Trechos Funcionais.

- Relatório de final de ciclo

Apresentação da relação das ações corretivas atendidas e as não atendidas com as respectivas previsões.

- Relatório de Evento Significante - RES

Contém as ocorrências / eventos que, de acordo com as Normas, devem ser comunicadas ao órgão regulador.

- Relatório de Desvio Operacional - RDO

Contém as ocorrências / eventos que devem ser comunicadas ao Superintendente da Usina, sem necessidade de serem transmitidas ao órgão regulador.

- Relatório do PMEM - RPMEM

Emitido especialmente para análise de eventos relacionados ao PMEM em trechos funcionais classificados no requisito (a)(1), com o objetivo de criar ações visando resgatar os trechos do requisito (a)(2).

- Relatório Final de Análise de Segurança – RFAS

Relatório que deve ser submetido à CNEN a cada pedido de Autorização para Operação Inicial, conforme previsto na Norma CNEN NE-1.04.

- Requisito (a)(1)

Status de monitoração em que o ESC não atende aos critérios estabelecidos e cuja

performance não assegura que seja capaz de cumprir as funções compatíveis com os objetivos definidos pelo PMEM.

- Requisito (a)(2)

Status de monitoração em que o ESC atende aos critérios estabelecidos e cuja performance assegura que seja capaz de cumprir as funções compatíveis com os objetivos definidos pelo PMEM-A2.

É a condição desejável de um ESC, satisfazendo seus requisitos de projeto.

Todo ESC para estar contido no Requisito (a)(2), deverá ser atendido pelo Programa de Manutenção Preventiva e ter sido considerado pelo PMEM como capaz de afetar o perfil de risco da Usina.

- Requisito (a)(3)

Status de monitoração em que, após cada ciclo, o ESC passa por uma avaliação de forma contínua, de acordo com os seguintes parâmetros: performance, condições, metas, e o balanço entre confiabilidade e disponibilidade.

A análise destes resultados requer a recomendação para avaliação e revisão dos Programas de Monitoração da Eficácia da Manutenção, Manutenção Preventiva e de testes, sendo documentado no Programa de Monitoração da Eficácia da Manutenção de Angra 2 após cada operação de recarregamento, não excedendo o prazo de 24 meses.

- Requisito (a)(4)

Status de monitoração de atividades planejada de paradas, em que o resultante dos processos de reparo pode de alguma forma aumentar o potencial do risco de dano ao núcleo.

- Risco

Para fins do PMEM, significa a probabilidade de ocorrência de danos ao núcleo do reator, falha das barreiras de contenção ou a liberação descontrolada de radiação para o ambiente externo, devido à eventos iniciados por falhas nos ESCs.

Numa definição ampla, compreende o que pode acontecer devido à ocorrência de uma falha (cenário), sua probabilidade, e nível de danos (conseqüências).

Nota 1 - Para cada Trecho Funcional / Sistema classificado no Requisito (a)(1), devem ser providenciadas ações corretivas e / ou plano de ação para que retornem ao requisito (a)(2).

Nota 2 - Requisito (a)(3) não penaliza os Trechos / Sistemas e destina-se a monitoração do PMEM como um todo.

Nota 3 - Requisito (a)(4) monitora os Trechos Funcionais / Sistemas com a

Usina em Recarga e a análise se pauta apenas em Falhas Funcionais.

- SOT

Sigla para denominar Solicitação de Ordem de Trabalho.

- Significativo para o Risco

O ESC Significativo para o Risco é aquele cuja Falha Funcional aumenta significativamente o perfil de Risco da Usina, conforme calculado pelo Método Delphi ou modelo da Análise Probabilística de Segurança (APS), quando este estiver implantado em Angra 2 e deve ser controlado através da sua confiabilidade e sua indisponibilidade.

- Taxa de falha –

É o número de falhas que um ESC apresenta por unidade de tempo.

- Trecho Funcional

É o maior trecho de um sistema, composto por um ou mais componentes, delimitados em pontos chaves, de forma a atender a uma ou mais funções específicas no escopo do PMEM, onde a Falha Funcional de um componente é Falha Funcional do Trecho.

- Trecho

É o trecho de um sistema, composto por um ou mais componentes e tubulações, delimitados em pontos chaves, de forma a atender a uma ou mais funções específicas no escopo do PMEM.

- Valor de Alerta - Valor pré-estabelecido para identificar quando ESCs estarão razoavelmente perto de não alcançar suas metas de disponibilidade e confiabilidade.