

UM MODELO DE INDICADORES CRÍTICOS DE SEGURANÇA PARA AÇÕES
REGULATÓRIAS EM USINAS NUCLEARES BASEADO EM UMA APS NÍVEL 1

Jefferson Borges Araujo

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS
EM ENGENHARIA NUCLEAR.

Aprovada por:

Prof. Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo, D. Sc.

Prof. Roberto Schirru, D. Sc.

Prof. Antonio Carlos Marques Alvin, Ph. D.

Prof. Claudio Márcio do Nascimento Abreu Pereira, D. Sc.

Prof. Julio César Silva Neves, D. Sc.

Prof. Celso Marcelo Franklin Lapa, D. Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ- BRASIL
MARÇO DE 2006

ARAUJO, JEFFERSON BORGES

UM MODELO DE INDICADORES
CRÍTICOS DE SEGURANÇA PARA AÇÕES
REGULATÓRIAS EM USINAS NUCLEARES
BASEADO EM UMA APS NÍVEL 1 [Rio de
Janeiro-2006]

XVIII, 140p, 29,7 cm (COPPE/UFRJ, d Sc.,
Engenharia Nuclear, 2006)

Tese - Universidade Federal do Rio de
Janeiro, COPPE.

1. Indicadores de Segurança.
2. Avaliação de Segurança
3. Avaliação de Risco
4. Gerenciamento da Segurança
5. Controle de Risco

I COPPE/UFRJ II. Título (série)

AGRADECIMENTOS

Aos Professores Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo e Roberto Schirru, meus agradecimentos pela aceitação de minha solicitação de orientação. Também, pela amizade iniciada e desenvolvida ao longo dos anos pelo respeito e simplicidade no tratamento dos problemas levantados e pela confiança, ficando aqui o registro de minha admiração pela capacidade de fazer com que seus orientados sejam unidos, sempre dispostos a se ajudarem e sem o espírito de competição.

Aos Profs Celso Marcelo e Cláudio Nascimento, do Instituto de Engenharia Nuclear e Antonio Carlos Alvim, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, e Julio César Neves, pela participação na banca.

A minha esposa, pelo carinho e incentivo em continuar e persistir, mesmo quando as dificuldades se avolumavam.

A meus filhos, pelo tempo de brincadeiras que teve que ser adiado, para permitir a realização deste trabalho.

Ao Eng. Pedro Saldanha, da Coordenação de Reatores da CNEN, pelo apoio, suporte e incentivo.

Muitas pessoas colaboraram direta ou indiretamente para o desenvolvimento deste trabalho, colegas, amigos e parentes, sendo impossível registrar todos neste espaço limitado. Contudo foi gratificante ter tido a felicidade de poder contar com a ajuda destas pessoas, e as ter recebido.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

UM MODELO DE INDICADORES CRÍTICOS DE SEGURANÇA PARA AÇÕES REGULATÓRIAS EM USINAS NUCLEARES BASEADO EM UMA APS NÍVEL 1

Jefferson Borges Araujo

Março/2006

Orientadores: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso
Melo e Roberto Schirru

Programa: Engenharia Nuclear

Este estudo apresenta uma metodologia geral para o estabelecimento, seleção e utilização de indicadores de segurança para usinas nucleares, projeto PWR, de dois circuitos, como a usina de Angra 1. O estudo identifica áreas consideradas críticas para a segurança operacional da usina. Para cada uma destas áreas, são definidas sub-áreas. Para cada uma destas sub-áreas, são definidos indicadores específicos de segurança. Estes indicadores são baseados na contribuição para o risco, considerando uma análise probabilística de segurança. Para cada indicador de segurança, são estabelecidos metas, limites e bases associadas de modo a permitir uma avaliação clara e compreensiva. É efetuada uma avaliação integrada dos indicadores, utilizando sistemas especialistas para obter uma visão geral da segurança da usina. Esta metodologia pode ser usada para identificar situações onde a segurança da usina é desafiada. Este estudo pode identificar espaços para melhorias, através de sugestões e recomendações, como complemento de ações e inspeções regulatórias, focando os recursos nas eventuais fraquezas existentes, de modo a aumentar ou manter o padrão da segurança operacional.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfilment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ONE SAFETY CRITICAL INDICATORS MODEL FOR REGULATORY ACTIONS ON NUCLEAR POWER PLANTS BASED ON A LEVEL 1 PSA

Jefferson Borges

March/20056

Advisors: Paulo Fernando Ferreira Frutuoso e Melo e Roberto Schirru

Department: Nuclear Engineering

This study presents a general methodology to the establishment, selection and use of safety indicators for a two loop PWR plant, as Angra 1. The study performed identifies areas considered critical for the plant operational safety. For each of these areas, strategic sub-areas are defined. For each strategic sub-area, specific safety indicators are defined. These proposed Safety Indicators are based on the contribution to risk considering a quantitative risk analysis. For each safety indicator, a goal, a bounded interval and proper bases are developed, to allow for a clear and comprehensive individual behavior evaluation. Additionally, an integrated evaluation of the indicators, using expert systems, was done to obtain an overview of the plant general safety. This methodology can be used for identifying situations where the plant safety is challenged, by giving a general overview of the plant operational condition. Additionally, this study can also identify eventual room for improvements by generating suggestions and recommendations, as a complement for regulatory actions and inspections, focusing resources on eventual existing weaknesses, in order to increase or maintain a high pattern of operational safety.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1	1
1 - Introdução	1
1.1 - Apresentação	2
1.2 – Usinas Nucleares	2
1.3 - Objetivos	7
CAPÍTULO 2	9
2 – Conceitos sobre indicadores de desempenho e de Segurança	9
2.1 - Introdução	9
2.2 - Principais atributos dos indicadores	11
2.3 - Requisitos para a geração de bons indicadores	13
2.4 - Indicadores de Segurança	15
CAPÍTULO 3	18
3 – Análise Probabilística de Segurança	18
3.1 - Introdução	18
3.2 – Principais etapas de uma Análise Probabilística de Segurança	19
3.3 – Programa Computacional Saphire	21
CAPÍTULO 4	23
4 – Avaliação de estruturas existentes de Programas de Monitoração de Indicadores de Segurança	23
4.1 - Introdução	23
4.2 - Metodologia da WANO.	23

4.3 - Metodologia da IAEA	29
4.4 - Metodologia da NRC	39
4.5 – Revisão Bibliográfica	42
CAPÍTULO 5	45
5 - Estrutura do Programa de monitoração de Indicadores de Segurança	45
5.1 - Introdução	45
5.2 - Estrutura do Programa de Indicadores	46
5.2.1 - Segurança de Reatores	47
5.2.2 - Segurança contra a radiação	49
5.2.3 - Proteção Física	50
5.2.4 - Fatores Organizacionais	50
5.3 – Seleção dos Indicadores	53
5.3.1 – Área de Segurança de Reatores	54
5.3.2 – Segurança das radiações	95
5.3.3 - Proteção Física	97
5.3.4 – Fatores Organizacionais	100
CAPÍTULO 6	109
6 - Avaliação Integrada de Indicadores de Segurança	109
6.1 - Introdução	109
6.2 – Representação do conhecimento do modelo	112
6.3 – Motor de Inferência do Sistema Especialista	113
6.4 – Implementação das Regras	118
6.5 - Ações Regulatórias	121
6.6 – Aplicação das Ações Regulatórias	123

CAPÍTULO 7	129
7 - conclusões	129

APENDICE	133
ANEXO 1 – DESARMES DO REATOR OCORRIDOS EM ANGRA 1	134
ANEXO 2 – SINAIS DE DESARME AUTOÁTICO DO REATOR	135
REFERÊNCIA BIBLIOGRAFICA	136

Lista de Tabelas

Tabela 2.1	Definição das faixas de classificação dos indicadores	17
Tabela 5.1	Número de horas de Operação	55
Tabela 5.2	Base para classificação do indicador número de desarmes automáticos com bases	57
Tabela 5.3	Faixa de classificação do indicador número de desarmes automáticos	57
Tabela 5.4	Valores de CDF para desarmes do reator automáticos e perda total de energia elétrica externa	58
Tabela 5.5	Desarme automático do reator com 7000 horas crítico – Caso exemplo	58
Tabela 5.6	Desarme automático do reator com 7000 horas crítico – Caso Angra 1	59
Tabela 5.7	Bases para classificação do indicador número de desligamentos com perda do sistema normal de resfriamento	61
Tabela 5.8	Valores para classificação do indicador número de desligamentos com perda do sistema normal de resfriamento	62
Tabela 5.9	Valores de CDF para desarmes do reator automáticos e perda total de energia elétrica externa e perda da fonte fria	62
Tabela 5.10	Desarme automático sem Fonte Fria – Caso exemplo	63
Tabela 5.11	Desarme automático sem Fonte Fria – Caso Angra 1	64
Tabela 5.12	Bases para o indicador número de variação de potência não planejadas	66
Tabela 5.13	Valores para classificação do indicador – Variação não planejada de carga	66
Tabela 5.14	Variação forçadas de carga – Caso Exemplo	67
Tabela 5.15	Variação forçadas de carga – Caso Angra 1	67

Tabela 5.16	Valores para classificação dos indicadores de indisponibilidade de sistemas de segurança	69
Tabela 5.17	Valores de CDF para falha de um trem dos geradores diesel de emergência	70
Tabela 5.18	Valores de CDF para falha de um trem Do Sistema de Injeção de Segurança (SIS)	70
Tabela 5.19	Valores de CDF para falha de um trem do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)	71
Tabela 5.20	Indisponibilidade de sistemas de segurança – Caso Exemplo – Sistema de Injeção de Segurança	72
Tabela 5.21	Indisponibilidade de sistemas de segurança – Caso Exemplo – Sistema Gerador Diesel de Emergência	74
Tabela 5.22	Indisponibilidade de sistemas e segurança – caso exemplo - sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)	75
Tabela 5.23	Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança (SIS) de Angra 1	76
Tabela 5.24	Indisponibilidade do sistema de geradores diesel de emergência (GGD) de Angra 1	77
Tabela 5.25	Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA) de Angra 1	79
Tabela 5.26	Bases e valores para classificação do Indicador Falhas Funcionais	81
Tabela 5.27	Falhas Funcionais – Caso Exemplo	81
Tabela 5.28	Falhas Funcionais para Angra 1	82
Tabela 5.29	Valores para Classificação do indicador atividade do sistema primário	83
Tabela 5.30	Atividade do Sistema Primário – Caso Exemplo	83
Tabela 5.31	Atividade do Sistema Primário – Angra 1	84

Tabela 5.32	Valores para o indicador taxa de vazamento do sistema primário	85
Tabela 5.33	Vazamento do Sistema Primário – Caso Exemplo	86
Tabela 5.34	Vazamento do sistema primário - Angra 1	86
Tabela 5.35	Valores para classificação do indicador Atuação do Plano de Emergência	89
Tabela 5.36	Atuação do Plano de Emergência – Caso Exemplo	90
Tabela 5.37	Atuação do Plano de Emergência – Angra 1	90
Tabela 5.38	Valores para oclassificação do indicador resposta da organização à emergências	92
Tabela 5.39	Participação em ativações do plano de Emergência – Caso Exemplo	92
Tabela 5.40	Participação em ativações do plano de Emergência – Angra 1	93
Tabela 5.41	Valores para Classificação do indicador Confiabilidade do Sistema de Notificações	94
Tabela 5.42	Confiabilidade do Sistema de Notificações – Caso exemplo	94
Tabela 5.43	Valores para Classificação do indicador Eficácia do Programa de Controle de Exposição Ocupacional	95
Tabela 5.44	Eficácia do Programa de Controle de Exposição Ocupacional – caso exempl	96
Tabela 5.45	Valores para Classificação dos indicadores de liberações de efluentes líquidos e gasosos	97
Tabela 5.46	Liberação de efluentes - caso exemplo	97
Tabela 5.47	Valores para Índices de performance de equipamentos de área protegida	98
Tabela 5.48	Performance de equipamentos de segurança – caso exemplo	99

Tabela 5.49	Valores para classificação do Indicador – Número de Exigências do Órgão Regulatório	100
Tabela 5.50	Número de Exigências do Órgão Regulatório – caso exemplo	101
Tabela 5.51	Faixa de classificação para número de OROs	102
Tabela 5.52	Número de eventos reportáveis (OROs) – Caso exemplo	103
Tabela 5.53	Valores para classificação do Indicador – Número de Recomendações de OROs não atendidas e com prazo excedido	104
Tabela 5.54	Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo * caso exemplo	105
Tabela 5.55	Faixa para Condições Limites de Operação devido a manutenções corretivas	106
Tabela 5.56	Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs) – caso exemplo	107
Tabela 6.1	Matriz de ações Regulatórias	123
Tabela 6.2	Resultados dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso exemplo	125
Tabela 6.3	Resultados Integrado dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso exemplo	126
Tabela 6.4	Resultados dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso Angra 1	127
Tabela 6.5	Resultados Integrado dos Indicadores nos últimos seis cálculos-Caso Angra 1	127

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1	Programa Sapphire for Windows	22
Figura 5.1	Estrutura Geral dos Indicadores de Segurança	52
Figura 5.2	Indicadores de Segurança Específicos	53
Figura 6.1	Estrutura genérica de um sistema especialista	110
Figura 6.2	Padrão de Representação em Grafo para a Estrutura de Indicadores suportada pelo Modelo	113
Figura 6.3	Sequência de Execução Realizada pelo Motor de Inferência	115
Figura 6.4	Sequência de Execução Realizada pelo Motor de Inferência	115
Figura 6.5	Esquema Genérico de Funcionamento do Sistema Especialista	116

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 5.1	Desarmes automáticos do reator a cada 7000 horas crítico – caso exemplo	59
Gráfico 5.2	Desarmes automáticos do reator a cada 7000 horas crítico – caso Angra 1	60
Gráfico 5.3	Desarmes automáticos do reator a cada 7000 horas crítico, sem Fonte Fria – caso exemplo	63
Gráfico 5.4	Desarmes automáticos do reator a cada 7000 horas crítico, sem Fonte Fria – caso Angra 1	65
Gráfico 5.5	Variações de Carga acima de 20% - Caso exemplo	67
Gráfico 5.6	Variações de Carga acima de 20% - caso Angra 1	68
Gráfico 5.7	Disponibilidade do Sistema de Injeção de Segurança – caso exemplo	73
Gráfico 5.8	Disponibilidade do Gerador diesel de emergência – caso exemplo	74
Gráfico 5.9	Disponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar – caso exemplo	75
Gráfico 5.10	Disponibilidade do Sistema de Injeção de Segurança – Angra 1	77
Gráfico 5.11	Disponibilidade do Gerador diesel de emergência – Angra 1	78
Gráfico 5.12	Disponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar – Angra 1	80
Gráfico 5.13	Falhas Funcionais – caso exemplo	81
Gráfico 5.14	Falhas Funcionais – Angra 1	82
Gráfico 5.15	Atividade do sistema primário ano 2005– caso exemplo	84
Gráfico 5.16	Atividade do sistema primário ano 2005 – Angra 1	85
Gráfico 5.17	Vazamento do sistema primário ano 2005 - caso exemplo	87
Gráfico 5.18	Vazamento do sistema primário ano 2005 – Angra 1	88
Gráfico 5.19	Exercícios do Plano de Emergência – caso exemplo	90
Gráfico 5.20	Exercícios do Plano de Emergência – Angra 1	91

Gráfico 5.21	Participação em ativações do Plano de Emergência – caso exemplo	92
Gráfico 5.22	Participação em ativações do Plano de Emergência – Angra 1	93
Gráfico 5.23	Confiabilidade do sistema de Notificação ao Público	94
Gráfico 5.24	Eficácia do controle de exposição ocupacional	96
Gráfico 5.25	Liberação e efluentes	97
Gráfico 5.26	Performance de equipamentos de segurança	99
Gráfico 5.27	Exigências do Órgão Regulatório	102
Gráfico 5.28	Número de Relatórios Obrigatórios	104
Gráfico 5.29	Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo	106
Gráfico 5.30	Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)	108

NOMENCLATURAS

AAA – Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (Auxiliar Feedwater System)

AGR – Advanced Gás Reactor

APS (PSA) – Análise Probabilística de Acidentes (Probabilistic Safety Analysis)

BACLOG – Conjunto de atividades ou exigências pendentes de realização ou solução

BOP – Balance of Power

BWR – Boiling Water Reactor

CANDU – Canadian Deuterium Uranium

CAON – Comitê de Análise da Operação Nuclear

CDF – Core Frequency Damage

CROU – Comissão de Revisão de Operação da Usina

EDG – Emergency Diesel Generator

ECCS – Emergency Core Cooling System

ESC – Estruturas, sistemas e componentes

ET – Especificações Técnicas

GPD – Galões por dia

INES – International Nuclear Event Scale

LPH – Litros por hora

LOCA – Loss of Coolant Accident

NEI – Nuclear Energy Institute

NRC – Nuclear Regulatory Commission

NPP – Nuclear Power Plant

OSART – Operational Safety Review Team

PEL – Plano de Eemergência Local

PI – Performance Indicators

RFAS – Relatório Final de Análise de Segurança

RHR – Residual heat Removal

SI – Safety Indicator ou Indicador de Segurança

SIS – Sistema de Injeção de Segurança (Safety Injection System)

SRR – Sistema de refrigeração do Reator (Reactor Coolant System)

WANO – The World Association of Nuclear Operators

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação

Empresas e indústrias utilizam indicadores de desempenho para avaliar a sua performance com o objetivo de obter uma gestão empresarial eficaz e eficiente e uma produção otimizada. O resultado desta monitoração se traduz na obtenção de vantagem competitiva em relação a concorrentes, produção otimizada e com segurança e o conseqüente aporte de recursos.

Os indicadores podem ser estruturados em três níveis: Operacionais, Gerenciais e Estratégicos (OLIVEIRA, 2005). Estes níveis são organizados de maneira hierárquica. indicadores gerenciais são utilizados pelas diversas gerências para a aferição de seu desempenho. Indicadores estratégicos, são utilizados pela alta direção para a avaliação da performance da empresa como um todo e como sinalização de eventual necessidade de re-orientação dos rumos do gerenciamento.

Os indicadores de segurança seguem este mesmo conceito. Indicadores de segurança considerados críticos devem fornecer subsídios para a alta direção de organizações regulatórias e operadoras para a garantia da segurança operacional global da instalação. A segurança operacional por sua vez, é o resultado da condução adequada de várias áreas relativas à geração de energia elétrica. A monitoração de indicadores críticos de segurança nestas várias áreas pode contribuir para a obtenção de um alto grau de segurança durante a operação de usinas nucleolétricas.

1.2 Usinas Nucleares

As usinas nucleares têm a função de gerar energia elétrica de maneira econômica e segura. Existem vários projetos de usinas, como reatores a água leve pressurizada (PWR), reatores a água em ebulição (BWR), reatores rápidos (AGR) e reatores a água pesada (CANDU). O presente estudo foca reatores do tipo água leve pressurizada (PWR), projeto Westinghouse, de dois circuitos.

O risco envolvido na operação de uma usina nuclear é a liberação de produtos de fissão para o meio ambiente como consequência de falhas humanas, de equipamentos, ou de projeto, entre outras. Como principal consequência de uma destas falhas podemos citar um resfriamento inadequado do núcleo do reator, que com a falha simultânea das barreiras contra liberação de produtos de fissão (encamisamento de combustível, tubulação do sistema primário e envoltório de contenção) poderia causar impacto na saúde do público.

Para que uma usina seja autorizada a operar, a organização operadora deve cumprir uma série de requisitos regulatórios estabelecidos em normas e códigos nacionais vigentes aplicáveis, para a obtenção das licenças necessárias. Normas da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN, 1991), detalham as autorizações necessárias para a operação destas usinas.

A usina nuclear de Angra 1 deve também, operar de acordo com o Relatório Final de Análise de Segurança (ELETRONUCLEAR, 2003) e os termos da sua Autorização para Operação Permanente (CNEN, 1994). Durante o período de operação comercial (para a usina de Angra 1, este período é de 32 anos), o órgão regulatório realiza diversas inspeções e auditorias para comprovação de que as bases de licenciamento são cumpridas e a segurança operacional possui um grau considerado satisfatório. Adicionalmente, experiência internacional externa é constantemente avaliada para verificar a sua aplicabilidade e identificar oportunidades

para melhorar a segurança operacional. Como resultado destas atividades, exigências são geradas e encaminhadas para a organização operadora para a sua implementação.

Uma das obrigações regulatórias, necessária para a concessão de licença de construção e operação é a elaboração de um documento denominado Relatório Final de Avaliação de Segurança (ELETRONUCLEAR, 2003). Este documento apresenta um detalhamento do projeto da usina, especificando, entre outros aspectos, as condições normais de operação, condição de operação anormal/ transientes e condições de acidente (capítulo XV). Condições mínimas aceitáveis para manter a operação segura são descritas no capítulo XVI. Outros capítulos descrevem as estruturas, os sistemas e componentes (ESC) necessários para a geração de energia elétrica, e as estruturas, sistemas e componentes, classificados como de controle e de segurança, projetados para fazer frente aos transientes e acidentes postulados. Como característica do projeto Westinghouse tipo PWR, os sistemas de segurança são construídos sempre com duas redundâncias de 100% cada. Estes sistemas são frequentemente testados para garantir que possuem disponibilidade e confiabilidade para cumprir seus objetivos.

Estes sistemas possuem basicamente dois modos de operação: operação contínua e operação em regime de prontidão, quando estes ESC estão disponíveis e com confiabilidade para atuar sob uma eventual demanda, na maioria das vezes automática. Uma condição de transiente, operação anormal, ou acidente pode ocasionar conseqüências em nível interno e/ou externo à planta. Os sistemas de segurança projetados para tratar estas situações têm a finalidade de evitar e/ou mitigar estas conseqüências.

O Relatório Final de Análise de Segurança classifica os estados operacionais de usinas nucleares em: operação normal e transientes; falhas de frequência moderada; falhas infreqüentes e falhas limitantes. Os principais acidentes postulados

nas falhas limitantes são: perda de refrigerante do sistema primário (LOCA), ruptura de tubos dos geradores de vapor, ruptura de tubo da linha de vapor do sistema secundário e acidentes envolvendo manuseio de combustível. Como conseqüências em nível interno da ocorrência de eventos nesta classe, podemos citar desafios reais aos sistemas de segurança, contaminação de áreas e de trabalhadores, com o conseqüente recebimento de doses potenciais não planejadas e perdas materiais associadas. Como conseqüências em nível externo, podemos citar potenciais liberações inadvertidas de material radioativo, no caso de perda da integridade das barreiras contra a liberação dos produtos de fissão.

Sob uma condição de demanda, vários fatores podem ocorrer, conduzindo o evento para situações diferentes da ideal / projetada, ou mesmo situações não consideradas nas bases de projeto. Como alguns exemplos destes fatores, podemos citar: fatores organizacionais, integridades das barreiras contra a liberação de produtos de fissão, treinamento deficiente de pessoal (por exemplo, falha humana nas áreas de operação, manutenção, engenharia, proteção radiológica, etc...), falhas ou mau funcionamento de equipamentos, degradação por envelhecimento, falha na utilização de experiência operacional (interna ou externa), deficiências de projeto, deficiências de procedimentos, gerenciamento de rejeitos e causas externas.

Uma vez que ocorra um acidente, com conseqüências externas (liberações de radioatividade), as respostas eficientes e eficazes de procedimentos de emergência também podem reduzir ou eliminar a exposição do público. Vários fatores são considerados nesta fase, como treinamento para situações de emergência, disponibilidade e confiabilidade de sistemas de notificação e de monitoração de condições ambientais, montagem de centros de emergência.

A experiência operacional interna e externa, tem mostrado que acidentes são desenvolvidos a partir de um conjunto de situações de falhas latentes, em várias áreas, como por exemplo, uma deficiência de treinamento associada com deficiência

de procedimento e indisponibilidade de equipamentos, durante a ocorrência de um evento iniciador (um desarme automático do reator ou uma perda total de energia elétrica externa por exemplo). Cenários desenvolvidos a partir de situações como estas não são contempladas em procedimentos de operação normal, anormal ou de emergência. Deste modo, é importante evitar a ocorrência simultânea destes eventos.

A avaliação da segurança operacional tem sido calcada em um tripé, considerando a engenharia de fatores humanos, a experiência operacional e a supervisão de indicadores críticos de segurança (USNRC, 2000). As ações regulatórias têm um custo e recursos limitados associados. É importante que estes recursos sejam utilizados de maneira apropriada e otimizada. A utilização de indicadores críticos de segurança serve para balizar e orientar os esforços regulatórios nas áreas onde fraquezas são identificadas. Estas ações regulatórias podem vir através de inspeções regulatórias suplementares, auditorias específicas ou mesmo penalidades.

A operação de todos os sistemas envolvidos com a geração e segurança gera uma enorme quantidade de informações. As circunstâncias de estreito atendimento ou afastamento das bases de projeto, de todos os sistemas envolvidos na garantia da segurança operacional e na garantia da saúde do público e de trabalhadores, podem ser monitoradas através da utilização de indicadores críticos de segurança. Durante a operação normal de uma usina, vários transientes e eventos operacionais podem ocorrer, devido às variadas causas, como eventos externos, falhas humanas, falhas de equipamentos, deficiência de projeto ou de programas de manutenção ou degradação por envelhecimento. A ocorrência destes eventos, dependendo da existência de determinadas combinações, pode evoluir de uma simples anormalidade, até uma condição de acidente, desafiando os sistemas de segurança existentes. Uma monitoração para identificar estas situações e tendências pode fornecer aos tomadores de decisão da organização operadora e do órgão regulatório, a

oportunidade para a correção e/ou re-orientação de recursos de modo a garantir a segurança operacional.

Não existe hoje no país, um conjunto de indicadores críticos de segurança, com as respectivas bases, intervalos para classificação e ações regulatórias associadas ao resultado da avaliação destes indicadores. Várias inspeções e auditorias regulatórias são periódica e rotineiramente executadas, gerando relatórios de fiscalização e pareceres técnicos com não-conformidades e ações corretivas (exigências) associadas, nas diversas áreas inerentes à operação de uma usina nuclear. Estas áreas envolvem a operação, manutenção, engenharia, proteção radiológica, materiais, treinamento, garantia de qualidade e fatores humanos entre outras. Situações envolvendo o desligamento da usina ocorrem sempre por não cumprimento de itens das Especificações Técnicas (ELETRONUCLEAR, 2003) ou do não atendimento de exigências regulatórias importantes para a segurança. As deficiências encontradas são atualmente, tratadas de maneira compartimentalizada, impedindo uma visão global do grau da segurança operacional.

Atualmente, a organização operadora utiliza um conjunto de indicadores, voltados para a avaliação de desempenho operacional. Entretanto, estes indicadores fornecem apenas uma visão reduzida do grau de segurança operacional, servindo principalmente para efeitos de comparação com os resultados de outras usinas associadas a uma organização internacional (WANO).

Várias alternativas, no âmbito regulatório, para o preenchimento desta lacuna estão sendo analisadas, e neste contexto, a utilização de indicadores críticos de segurança surge como uma alternativa interessante.

O objetivo da utilização de indicadores críticos de segurança é a manutenção de um alto grau de segurança operacional, de modo a aumentar a segurança do público, melhorar a eficiência e eficácia e realismo do processo de supervisão da

segurança operacional, focando nas situações de maior significado de risco e reduzir ou evitar esforços regulatórios desnecessários.

A relevância da presente pesquisa está no estabelecimento de critérios consistentes para subsidiar e suportar a tomada de decisão, considerando o ponto de vista regulatório, para garantir a segurança dos trabalhadores e do público em geral.

1.3 Objetivos

O presente estudo tem por objetivo desenvolver uma estrutura para um programa de Monitoração de Segurança de Usinas Nucleares, baseado na utilização de indicadores críticos de segurança que sinalizem situações e circunstâncias, onde o grau de segurança da usina nuclear é desafiado, fornecendo uma avaliação das condições da usina, nas diversas áreas associadas a estes indicadores. Este programa consiste na identificação de áreas estratégicas e a seleção de um conjunto de indicadores críticos de segurança específicos, com os respectivos limites para tomada de decisão e as bases associadas e na geração de uma avaliação integrada, considerando os resultados obtidos para os indicadores críticos de segurança. Esta avaliação global deverá abordar aspectos de modo que a partir de entradas (indicadores) se possam estabelecer uma resposta regulatória associada ao risco para a segurança. No desenvolvimento das bases serão considerados cálculos relativos à frequência de dano ao núcleo (CDF), obtido a partir de um estudo de análise probabilística de segurança específico para a usina de Angra 1 e, quando não for possível a utilização desta ferramenta, critérios obtidos a partir da experiência operacional externa e do órgão regulatório.

Podemos citar como justificativas para o desenvolvimento deste trabalho, a necessidade de rápida avaliação, tanto do ponto de vista regulatório quanto do ponto de vista da organização operadora, da condição operacional de segurança de usinas e

a necessidade de avaliação das condições operacionais de segurança considerando as possibilidades de acréscimo de risco, devido a uma série de situações, cenários e circunstâncias que são consideradas isoladamente no Relatório Final de Análise Segurança (RFAS), mas que podem ocorrer simultaneamente.

O presente trabalho é estruturado da seguinte maneira:

O capítulo 2 apresenta conceitos gerais sobre indicadores de desempenho e segurança.

O capítulo 3 apresenta uma breve descrição de uma análise probabilística de segurança e uma breve descrição do programa computacional utilizado para a implementação da análise probabilística de segurança para a usina de Angra 1 (Saphire).

O capítulo 4 apresenta uma breve descrição e avaliação das principais metodologias e estudos existentes, considerando os aspectos positivos e espaço para melhorias existentes.

O capítulo 5 apresenta os indicadores selecionados, com o respectivo detalhamento.

O capítulo 6 apresenta uma metodologia para a avaliação integrada dos indicadores selecionados.

O capítulo 7 apresenta as conclusões e recomendações.

Capítulo 2

Conceitos sobre indicadores de desempenho e segurança

2.1 Introdução

Como mencionado no capítulo anterior, indicadores são informações valiosas utilizadas na tomada de decisão.

Existem diversos conceitos de indicadores, expressando perspectivas sutilmente diferenciadas. Existem também diferentes adjetivos utilizados para caracterizar os indicadores: econômicos, sociais, gerenciais, de desempenho, de processo, de produto, de qualidade, de impacto, etc. – dependendo muito do tipo de intervenção e do aspecto a ser avaliado, da metodologia de avaliação e do foco desta, entre outras coisas. Porém, há um consenso em que todo tipo de monitoramento e avaliação baseia-se no exame de indicadores.

Os Indicadores são sinais que chamam a atenção sobre determinados comportamentos de um sistema. Um exemplo seria a temperatura do corpo, que seria um indicador do estado de saúde do paciente (BOTTANI, 2005).

Também podemos definir indicador como um parâmetro que medirá a diferença entre a situação desejada e a situação real, indicando um problema, permitindo quantificar um processo (OLIVEIRA, 2005).

Um bom indicador alerta sobre um problema antes que ele se torne muito grave e os efeitos desse problema tornem-se irreversíveis. O indicador norteia o que precisa ser feito para resolver ou pelo menos minimizar os efeitos positivos e negativos dos indicadores.

Destes simples conceitos desprende-se uma idéia central que convém destacar: o indicador não é nada mais do que um sinal que mostra de forma concreta e representa aspectos da realidade, que geralmente não são percebidos facilmente pelas pessoas ou por um sistema.

Nem sempre um indicador é um dado numérico, existem algumas situações em muitos sistemas de controle são incluídos alguns indicadores qualitativos, recorrendo-se a outras representações da realidade. No entanto, é justo reconhecer que a maior parte dos indicadores assume caráter quantitativo, ainda que se referindo a aspectos qualitativos da realidade (PUCRS, 2005).

Por outro lado, deve-se destacar que os indicadores possuem importância tanto por sua característica de sintetizar a realidade abordada, como por sua capacidade de orientar a tomada de decisão. Ainda que eles não expliquem relações causais, sua contribuição consiste mais em iluminar a realidade, aportando elementos de juízo para interpretá-la (PUCRS, 2005).

É preciso considerar, também, que o indicador deve ser medido ou verificado, ou seja, que as variáveis associadas à sua quantificação estejam disponíveis com facilidade. O indicador também precisa apresentar coerência com os objetivos que ele irá verificar, colaborando para o entendimento dos fatores críticos da instituição. Deve representar autêntica referência, para a verificação do alcance dos objetivos organizacionais (PUCRS, 2005).

Os indicadores podem ser:

- Quantitativos → Permitem medir as alterações de uma dada situação inicial, auxiliando na compreensão das mudanças ocorridas.

Exemplo: Aumento ou diminuição do índice de emprego feminino.

- Qualitativos → Informam sobre as alterações ocorridas em termos de qualidade, relação social, autoridade ou status social.

2.2 – Principais atributos dos indicadores

Para que os indicadores se tornem viáveis e práticos, devem possuir alguns atributos especiais, de forma que sua percepção possa ser clara e a mais rápida possível, que se destaca a seguir (RUA, 2005).

2.2.1 – Adaptabilidade

Capacidade de resposta às mudanças do ambiente, como por exemplo, o comportamento e exigências dos clientes.

2.2.2 – Representatividade

Captação das etapas e atributos ou características mais importantes que se pretende avaliar. Significa fidedignidade e abrangência: os indicadores devem ser precisos e atender aos objetivos. Os dados devem corresponder à quantidade necessária e serem buscados na fonte correta.

2.2.3 – Simplicidade

Facilidade de ser compreendido e aplicado tanto pelos executores quanto – e principalmente – pelos que receberão seus resultados. Os nomes e expressões devem ser conhecidos e entendidos por todos os envolvidos de forma homogênea, garantindo ampla validade.

2.2.4 – Rastreabilidade

Facilidade para identificação da origem dos dados, seu registro e manutenção, a fim de se chegar o mais próximo da realidade dos fatos.

2.2.5 – Disponibilidade

Facilidade de acesso para coleta dos dados, estando disponível a tempo, sem distorções, servindo de base para que decisões sejam tomadas de forma a orientar, resolver ou minimizar os efeitos dos indicadores.

2.2.6 – Economia

Não deve requerer tempo demasiado na busca de dados, pesquisando ou aguardando novos métodos de coleta. Os benefícios trazidos com os indicadores devem ser maiores que os custos incorridos na medição, para que realmente se possa tirar proveito para o bem da sociedade ou de qualquer processo.

2.2.7 – Praticidade

Garantia de que realmente funciona na prática e permite a tomada de decisões gerenciais. Para isso, deve ser testado no campo e, se necessário, modificado ou excluído.

2.2.8 – Estabilidade

Garantia de que é gerado em rotinas de processo e permanece ao longo do tempo, permitindo a formação de série histórica.

2.2.9 – Confiabilidade

Garantia de que os dados coletados para a geração dos indicadores são corretos e precisos.

2.2.10 – Clareza e objetividade

As informações necessárias para a geração dos indicadores estão claramente definidas.

É fundamental que os indicadores sejam direcionados para a tomada de decisões gerenciais voltadas para a solução dos problemas apontados, servindo de base inclusive para a revisão de metas já estabelecidas. Por isso, os indicadores não podem agregar mais trabalho no dia-a-dia nem tempo excessivo para serem coletados e obtidos. Assim, devem ser representativos para os processos e atividades, levando a análise e melhorias da forma mais prática e objetiva possível.

2.3 – Requisitos para a geração de bons indicadores

No estabelecimento dos indicadores, devem-se ser considerados alguns requisitos, a fim de nortear o processo decisório: (VARELLI, 2005):

- Os indicadores devem ser coerente com a visão e com a concepção que as organizações envolvidas têm sobre os objetivos centrais e as dimensões que a monitoração deve considerar;
- Devem ser consideradas as particularidades do contexto e ser desenvolvido a partir de um bom conhecimento da realidade na qual se vai intervir;
- Devem ser estabelecidos indicadores que possam captar efeitos atribuíveis às ações, serviços e produtos gerados pela própria monitoração;
- Os indicadores devem ser bem definidos, precisos e representativos dos aspectos centrais da estratégia da monitoração, sem ter pretensão de dar conta da totalidade;
- Os indicadores devem estar orientados para o aprendizado, estimulando novas reflexões e a compreensão pelos vários envolvidos sobre a complexidade dos fatores que podem determinar ou não o alcance dos objetivos;
- Devem ser previstos e especificados os meios de verificação que serão utilizados, bem como os responsáveis pela coleta de informação, pela análise e tomada de decisões;
- Devem ser combinados, de modo adequado à natureza da monitoração, indicadores relativos à eficiência, eficácia e efetividade;
- Devem ser simples, capazes de serem compreendidos por todos, e não apenas por especialistas, sem serem simplistas;
- Devem ser viáveis no ponto de vista operacional e financeiro;
- Devem fornecer informações relevantes e em quantidade que permite a análise e a tomada de decisão;

- Devem aproveitar as fontes confiáveis de informação existentes, poupando recursos, tempo e energia do projeto.

2.4 – Indicadores de Segurança

A utilização de indicadores de performance para monitorar o desempenho e o grau de segurança de uma usina nuclear não é, por si só, uma novidade. Algumas instituições, entre elas, a NRC, a IAEA e a WANO, utilizam conjuntos de indicadores, alguns destes distintos em nível de denominação ou definição para avaliação de seu desempenho ou grau de segurança. Entretanto, o conhecimento e as informações públicas disponíveis são bastante específicas e insuficientes para o desenvolvimento, utilização e implementação de um programa de monitoração de indicadores de segurança.

Indicadores de segurança são indicadores que devem fornecer um sinal ou aviso de que está ocorrendo uma situação indesejável e que causa ou pode causar impacto na segurança operacional. Um indicador deve possuir um intervalo para valores considerado normal e limiares ou limites, além dos qual um alerta deve ser fornecido ou uma ação realizada.

Para o estabelecimento destas bases e limiares devem ser considerados os documentos regulatórios aplicáveis, como normas técnicas, bases de projeto e Especificações Técnicas (ELETRONUCLEAR, 2003). Avaliações de risco também devem ser utilizadas, quando aplicáveis.

Deve ser mencionado que os dados necessários para a avaliação dos indicadores selecionados podem ser solicitados às organizações operadoras pelo órgão regulatórios, através de normas ou posições regulatórias, a exemplo do que ocorre com a NRC (NRC, 2000).

Esta referência sugere a utilização de um código de cores (por exemplo verde, branca, amarela e vermelha), para a determinação da resposta apropriada. Esta codificação será utilizada neste trabalho.

Para a primeira categoria, “verde”, considera-se que a operação ocorre dentro das bases estabelecidas. Os objetivos e funções estão plenamente atingidos e não existe desvio significativo da performance esperada.

Para a segunda categoria, “branca”, considera-se a necessidade de um aumento da resposta regulatória. Os objetivos são atingidos com uma redução mínima na margem de segurança. A performance está fora dos limites esperados, mas com efeitos muito pequenos em risco de acidentes.

Na terceira categoria, “amarela”, considera-se necessário uma maior resposta regulatória. Os objetivos são atingidos, mas existe uma significativamente redução na margem de segurança. A performance está fora dos limites esperados, mas ainda com efeitos pequenos em risco de acidentes.

Na quarta categoria, “vermelha”, considera-se que a continuidade da operação é inaceitável. A usina deve ser colocada no modo desligado imediatamente. Neste caso, a performance da usina está fora das bases de projeto significativamente. Existe uma perda de confiança na capacidade em fornecer garantias de segurança e saúde para o público e existe uma significativa redução nas margens de segurança.

Em princípio, os indicadores serão classificados em cada uma destas faixas de cores, em função da avaliação em relação a frequência de dano ao núcleo (CDF), como mostrado na tabela 2.1.

TABELA 2.1 – Definição das faixas para classificação dos indicadores

Cor	Valor	Significado
VERDE	$3,108 \text{ E-}05 \leq \text{CDF} \leq 5,0\text{E-}05$	Baixo significado de risco
BRANCA	$5,0\text{E-}05 < \text{CDF} \leq 7,0\text{E-}05$	Risco moderado
AMARELA	$7,0\text{E-}05 < \text{CDF} \leq 1,0\text{E-}04$	Risco substantivo
VERMELHA	$\text{CDF} > 1,0\text{E-}04$	Alto risco

Adicionalmente, uma meta associada a cada indicador deve ser fornecida, de maneira que uma tendência de melhoria esteja sendo sempre perseguida. Estes valores devem estar compatíveis com bases previamente estabelecidas. Estas bases devem ser compatíveis com os requisitos de projeto estabelecidos e, quando aplicável, com a experiência operacional interna e externa. Estes indicadores de segurança devem possuir as mesmas características e atributos de indicadores em geral, isto é, devem ser claramente definidos, possuir fonte de informação de alta confiabilidade e disponibilidade, de fácil acesso e econômica, entre outros. É importante que estes indicadores sejam devidamente documentados, de modo que o treinamento e utilização na sua utilização possam ser otimizados e principalmente, sejam minimizadas situações que necessitem de interpretação. A documentação destes indicadores deve englobar, a denominação do indicador, a área ao qual pertence, a sua descrição, a sua formulação, quando aplicável, o seu objetivo, os intervalos considerados satisfatórios e limiares e respectivas bases.

Basicamente para a estruturação de um programa de monitoração da segurança operacional, utilizando-se indicadores de segurança, deve ser realizada uma seleção de áreas candidatas a serem monitoradas. Uma usina nuclear possui diferentes áreas. Estas áreas devem ser agrupadas de modo a facilitar uma avaliação integrada dos indicadores. Uma vez determinadas as áreas, identifica-se a necessidade de subdivisões em nível hierárquico menor. Para cada um destes níveis então selecionam-se os indicadores de segurança.

CAPÍTULO 3

Análise Probabilística de Segurança

3.1 – Introdução

A Análise Probabilística de Segurança (APS) é uma ferramenta analítica pela qual se pode modelar a resposta da usina a transientes ou acidentes, obtendo-se como resultado as combinações de falhas possíveis. O resultado da aplicação desta ferramenta possibilita as seguintes avaliações:

- Avaliar o grau de segurança das usinas, mediante quantificação da frequência de danos ao núcleo e a identificação dos contribuidores mais significativos (APS nível 1)
- Determinar o comportamento da contenção e avaliar as magnitudes de liberação para o exterior. (APS nível 2).
- Determinar as conseqüências associadas às liberações de radioatividade durante a evolução de acidentes (APS nível 3)

Adicionalmente, o APS pode ser desenvolvido para a usina, considerando o modo de operação e eventos, da seguinte maneira:

- Usina no modo potência
- Usina no modo desligado

- Usina no modo potência, com a ocorrência de eventos externos (por exemplo, incêndio, inundações externas ou terremotos).

3.2 – Principais etapas de uma Análise Probabilística

O cenário atual apresenta um APS nível 1 desenvolvido para a usina de Angra 1, ainda em processo de discussão com o órgão regulatório. Entretanto, para fins didáticos este estudo foi utilizado para a determinação e avaliação das bases para estabelecimento as faixas de classificação para os indicadores específicos de segurança. O APS da usina de Angra 1 está implementado através de um programa computacional, denominado Sapphire, o qual será discutido brevemente no capítulo 4.

Existem critérios e requisitos bem definidos para o desenvolvimento de um APS (NRC, 1983 e IAEA N 50P-4).

Para o início de um estudo de APS, considera-se necessário, a disponibilidade de uma grande quantidade de informação, obtida através de fontes de dados confiáveis e rastreáveis. Deve-se possuir um completo entendimento dos sistemas da usina e de seus componentes, incluindo suas características operacionais, testes periódicos, critérios de sucesso e modos e causas de falhas. Também deve-se ter um perfeito conhecimento do mau funcionamentos e acidentes postulados, de modo que a avaliação das suas consequências possa ser realizada. Deste modo, as informações necessárias para a realização da APS são coletadas nos diversos documentos da usina, tais como documentos relativos a área de operação (Condições limites de operação, livros de registro de operadores de reator e operadores sênior de reator, resultados de testes periódicos e relatórios preliminares de eventos), de manutenção (pedidos de manutenção corretiva e preventiva) e engenharia (avaliações e modificações de projeto, temporárias ou permanentes). Uma vez coletadas estas

informações, estas são analisadas de modo a gerar as informações que serão utilizadas como entrada para a APS, como por exemplo:

- Tempo de missão de equipamentos
- Modo de operação (contínuo ou de prontidão)
- Modo de falha
- Tipo de falha
- Efeito da falha na usina, no sistema e no componente
- Taxas ou probabilidades de Falha
- Frequência de eventos

Os principais objetivos específicos de uma Análise probabilística de segurança de uma usina nuclear são:

- Desenvolver uma apreciação do comportamento da usina durante a ocorrência de acidentes severos.
- Identificar e compreender as sequências de acidentes mais prováveis de ocorrer em uma usina nuclear.
- Adquirir maior compreensão quantitativa das probabilidades totais de danos ao núcleo e da potencial ou real liberação de produtos de fissão.
- Reduzir as probabilidades totais de danos ao núcleo, através da identificação das vulnerabilidades da usina e modificando, se necessário, projeto de sistemas ou componentes, procedimentos e programas e manutenção. Estas medidas poderiam ajudar a prevenir ou mitigar acidentes severos.

As principais etapas de um projeto de Análise Probabilística de Segurança são:

- Identificação e agrupamento dos eventos iniciadores
- Definição dos critérios de sucesso
- Elaboração das árvores de eventos
- Obtenção das sequências de acidentes
- Elaboração das árvores de falhas
- Análise de dados para a construção do Banco de dados
- Análise de confiabilidade humana
- Análise de falhas de causa comum
- Quantificação e análise dos resultados

Existem vários programas que implementam computacionalmente análises probabilísticas de segurança e fornecem análises sobre confiabilidade, disponibilidade e frequência de dano ao núcleo (CDF), entre outros. A usina de Angra 1 utiliza o programa saphire for Windows para determinar os riscos associados aos vários cenários e configurações possíveis durante a operação da usina.

3.3 - Programa Computacional “*Saphire for Windows*” versão 6.67

O *Saphire* é uma ferramenta computacional integrada que permite a criação e análise de árvores de falhas e árvores de eventos. Possui uma série de recursos como editores gráficos para a edição de árvores de falhas e de eventos, geração e quantificação de cortes mínimos, banco de dados relacional com recursos de referências cruzadas, análise de eventos externos e análise de estados finais e introdução de recuperação de regras.

Este programa computacional é utilizado para a análise probabilística de segurança da usina de Angra 1. Foi desenvolvido pelo INEEL.

Este programa foi utilizado no presente trabalho, na validação das faixas de indicadores específicos de segurança, de modo a possibilitar um diagnóstico baseado na frequência de dano ao núcleo do reator (CDF).

A sistemática utilizada foi a de variar a entrada de dados relativa a eventos iniciadores e disponibilidades de sistemas de segurança, em um intervalo inicial, tendo como base as faixas de classificação da NRC, e mapear o comportamento do CDF.

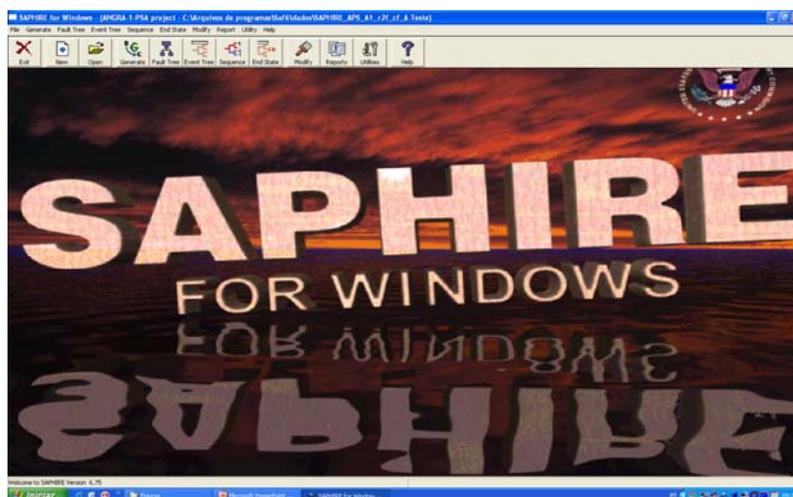


Figura 3.1 – Programa Saphire for Windows

CAPÍTULO 4

Avaliação das metodologias existentes para monitoração da segurança operacional com a utilização de indicadores de segurança

4.1 Introdução

Existem várias instituições que desenvolvem e utilizam indicadores de desempenho e/ou segurança para indústrias em geral e plantas. A maioria delas mantém as informações e processos em caráter confidencial, disponibilizando informações e suporte técnico apenas mediante a associação com o respectivo aporte de recursos.

Este capítulo apresenta um breve histórico e descrição dos programas existentes para a monitoração de indicadores de performance e/ou segurança das três principais instituições e organizações que tratam de usinas nucleares, a WANO, A IAEA e a USNRC. Discute seus pontos fortes e identifica espaços para melhorias. Estas características são utilizadas na identificação e seleção de um conjunto de indicadores a serem utilizados na avaliação da segurança de usinas nucleares brasileiras.

4.2 – Metodologia da WANO

A WANO é uma associação de proprietários de usinas nucleares e possui membros em vários países, totalizando uma representação de 247 usinas nucleares (posição relativa ao ano de 2002), de diversos projetos (PWR, BWR, CANDU, AGR, ...).

Em função de sua atuação em larga escala, estabeleceu um programa de monitoração (WANO, 1996) de 10 indicadores de desempenho, utilizado por seus associados.

Este programa apresenta o objetivo de monitorar o desempenho e a evolução destes indicadores, ganhar perspectivas adicionais em relação a outras usinas e fornecer indicação de eventuais necessidades de ajustes em prioridades e recursos para obter uma melhoria geral na performance.

Os valores destes parâmetros são monitorados com frequência mensal e são comparados com valores médios e medianos de um subconjunto de usinas escolhidas como referência. As metas propostas para os indicadores deste programas são normalmente valores medianos da WANO nos últimos 3 anos ou valor médio das 247 usinas. O número de usinas considerado para cada meta também pode variar, dependendo do tipo de projeto da usina considerada. Deste modo, o período de tempo e o número de usinas escolhidos para a determinação das médias e medianas pode variar de indicador para indicador (também tem variado ao longo dos anos). Estes indicadores são calculados mensalmente. Os indicadores são os seguintes:

- 1 Fator de capacidade
- 2 Fator de perda de capacidade não planejada
- 3 Desligamentos não planejados a cada 7000 horas de reator crítico
- 4 Performance de sistemas de segurança - Geradores diesel de emergência
- 5 Performance de sistemas de segurança - Sistema de Injeção de segurança (AP)
- 6 Performance de sistemas de segurança - Sistema de Água de Alimentação Auxiliar
- 7 Confiabilidade do combustível
- 8 Indicador químico

9 Exposição Coletiva à Radiação

10 Taxa de acidentes industriais

1 – Fator de capacidade:

Geração de energia disponível pela geração de energia de referência, expressas em %. Reflete a eficácia dos programas e práticas da usina para maximizar a produção de energia elétrica. Fornece uma indicação geral de quão bem estão à manutenção e operação da usina.

2 – Fator de perda de capacidade não planejada:

Razão entre a perda de energia não planejada em um dado período pela energia de referência, expressas em %.

3 – Números de desarmes a cada 7000 horas de reator crítico

Número de desarmes automáticos que ocorrem a cada 7.000 horas com o reator crítico. Embora possua o mesmo nome, este indicador difere por definição do indicador da NRC.

4 – Performance de sistemas de segurança – Sistema de Injeção de Segurança

Indisponibilidade do componente – Fração do tempo que o componente está incapacitado para executar a sua função de projeto, quando se requer que esteja disponível para operação.

5 – Performance de sistemas de segurança – Sistema de Água de Alimentação de Emergência (Auxiliar – AAA)

Indisponibilidade do componente – Fração do tempo que o componente estava incapaz para executar a sua função de projeto, quando ele deveria estar disponível para operação.

6 – Performance de sistemas de segurança – geradores diesel de emergência

Indisponibilidade do componente – Fração do tempo que o componente estava incapaz de executar a sua função de projeto, quando ele deveria estar disponível para operação.

7 – Confiabilidade de combustível

Atividade do Iodo-131 presente no sistema primário em regime estável. Este indicador é similar ao indicador associado utilizado pela NRC.

8 – Indicador químico

Monitoração em função da concentração de cloro, sulfato, sódio e ferro (o oxigênio dissolvido na água foi retirado da função).

9 - Exposição Coletiva à Radiação

Total de exposição externa e interna, medido em um dosímetro do tipo TLD.

10 – Números de acidentes de trabalho com perda de tempo

Número de acidentes para todo o pessoal da usina, que resulta em um ou mais dias (excluindo o dia do acidente) de perda de tempo, a cada 200.000 horas ou 1.000.000 horas de trabalho.

Conclusão:

1 – Os indicadores selecionados são essencialmente voltados para a avaliação operacional da usina, embora alguns indicadores sejam relacionados com a segurança.

2 – Os indicadores não são agrupados em áreas estratégicas.

3 – Os indicadores não são avaliados em conjunto.

4 – O foco das metas estabelecidas é na comparação dos valores obtidos com valores processados das demais usinas (média e mediana), não existindo bases regulatórias para valores mínimos destas metas.

5 – Dos programas avaliados, é o que apresenta o menor conjunto de indicadores, limitando a avaliação da segurança operacional, uma vez que não aborda todos os aspectos relacionados com a operação segura de uma usina nuclear. Por outro lado, este fato pode facilitar uma futura avaliação integrada dos indicadores.

6 – O programa de monitoração de indicadores e as informações geradas neste programa são considerados proprietários e não estão disponíveis para usinas que não participem desta associação ou para o público em geral.

7 – A última versão do programa de monitoração de indicadores da WANO excluiu dois indicadores: Performance térmica e geração de rejeitos

4.3 – Metodologia da IAEA

Os trabalhos desenvolvidos pela IAEA não têm caráter regulatório ou obrigatório, mas são sugeridos como boas práticas e fornecem um guia para o desenvolvimento de programas relacionados com a segurança operacional.

A IAEA tem trabalhado no desenvolvimento de indicadores de segurança desde os anos 80. Em 1991, elaborou o documento TECDOC 600 (IAEA 2000a) sobre o assunto. Posteriormente, em 2000, foi efetuada uma revisão e atualização dos conhecimentos disponíveis nesta área e emitido o documento TECDOC 1141 (IAEA 2000b).

A metodologia proposta pela IAEA define um programa com a seguinte estrutura: são definidos três atributos chaves. Para cada um destes, são definidos indicadores gerais. Para estes indicadores gerais, são definidos um ou mais indicadores estratégicos. Para cada um destes indicadores estratégicos são então definidos indicadores específicos. Vários dos indicadores propostos já são definidos pela WANO ou pela NRC.

As metodologias desenvolvidas pela IAEA são normalmente desenvolvidas através de comitês técnicos, com os componentes sendo selecionados entre peritos de vários países que tem se destacado em um campo específico. Deste modo, estes guias tendem a ter um caráter bastante genérico. A metodologia descrita neste documento foi desenvolvida a partir dos estudos de um comitê técnico com peritos de várias nacionalidades.

De maneira resumida, o programa engloba um total de 3 atributos de segurança, 8 indicadores gerais, 21 indicadores estratégicos e 70 indicadores específicos.

A metodologia desenvolvida considera que a segurança operacional deve ser avaliada, de acordo com três atributos de segurança, a saber:

- Usina com operação suave;
- Usina operando com risco baixo e;
- Usina operando com atitude de segurança positiva.

Para cada um destes atributos são então desenvolvidos indicadores gerais, indicadores estratégicos e indicadores específicos de segurança. Os indicadores gerais propostos são os seguintes:

Atributo Usina com operação Suave:

- Performance Operacional;
- Estado de estruturas, sistemas e componentes; e
- Eventos

Atributo usina com operação de baixo risco

- Desafios a sistemas de segurança;
- Capacidade da usina em resposta a estes desafios; e
- Configuração de risco da usina

Atributo usina operando com atitude de segurança positiva

- Atitudes em direção à segurança; e
- Procura por melhorias

São então desenvolvidos indicadores estratégicos para cada um dos indicadores gerais propostos:

Para o atributo usina com operação suave e para o indicador geral performance operacional, é especificado um indicador estratégico: reduções forçadas de potência e paradas. Para este indicador estratégico, são desenvolvidos os seguintes indicadores específicos:

- Número de reduções forçadas de potência e paradas devido a causas internas
- Número de reduções forçadas de potência e paradas devido a causas externas
- Fator de Capacidade (WANO)
- Fator de Perda de Capacidade não planejada (WANO)

Para o atributo usina com operação suave e para o indicador geral estado de estruturas, sistemas e componentes, são desenvolvidos três indicadores estratégicos, com os seguintes indicadores específicos:

- Manutenções corretivas
 - Número de manutenções corretivas em sistemas de segurança
 - Número de manutenções corretivas em sistemas BOP com risco para a usina
 - Taxa de manutenções corretivas executadas por manutenções corretivas programadas
 - Número de manutenções pendentes por mais de três meses

- Condição material;
 - o Índice químico (WANO)
 - o Indicador de degradação por envelhecimento (Indicador sem definição no programa as IAEA)

- Estado das barreiras contra liberação de produtos de fissão
 - o Confiabilidade do combustível (WANO)
 - o Vazamento do sistema primário (Indicador sem definição no programa da IAEA. Existe indicador similar na NRC)
 - o Vazamento da contenção (Indicador sem definição no programa da IAEA).

Para o atributo usina com operação suave e para o indicador geral eventos, são desenvolvidos dois indicadores estratégicos, com os seguintes indicadores específicos:

- Eventos reportáveis
 - o Eventos significantes reportáveis; e
 - o Eventos significantes reportáveis para o Órgão Regulatório

- Incidentes (Eventos) significantes
 - o Incidentes devido a projeto ou falha de equipamentos
 - o Incidentes devido a falhas humanas
 - o Incidentes devido a causas externas (meteorologia, condições externas, perigos, etc)

Para o atributo usina com operação com baixo risco, existem três indicadores gerais: Desafio a sistemas de segurança, capacidade de resposta da usina para desafios e risco da configuração da usina. Para o indicador geral desafios de sistemas de segurança, são desenvolvidos dois indicadores estratégicos, com os respectivos indicadores específicos:

Desafios a sistemas de segurança:

- Desafios reais
 - Desarmes automáticos a cada 7.000 horas (WANO)
 - Número de demandas do sistemas de segurança (ECCS, RHR e geradores diesel de emergência)
 - Número de demandas de outros sistemas de segurança

- Desafios potenciais
 - Número de falhas do sistema de proteção do reator e dispositivos técnicos de segurança
 - Número de falhas parciais ou incipientes em sistemas BOP significativos para a segurança

Para o indicador geral “Capacidade da usina em resposta a desafios ” são desenvolvidos três indicadores estratégicos com seus respectivos indicadores específicos;

- Performance de sistemas de segurança
 - o Número de falhas em sistemas de segurança
 - o Número de horas de indisponibilidade de sistemas de segurança
 - o Número de vezes que um sistema de segurança fica indisponível
 - o Performance de sistemas de segurança (WANO)
 - o Percentagem de falhas descobertas em testes periódicos

- Preparação de operadores
 - o Número de horas de treinamento
 - o Número de falhas em exames iniciais de licenciamento
 - o Número de erros de operadores durante cenários em simulador

- Preparação para emergências
 - o Não conformidades durante exercícios de emergência
 - o Não conformidades durante auditorias no plano de emergência
 - o Número de horas dedicadas ao treinamento de plano de emergência
 - o Número de pessoas que recebem treinamento do plano de emergência

Para o indicador geral “Risco de configuração da usina” existem dois indicadores estratégicos e respectivos indicadores específicos:

- Risco durante modo de operação normal
 - o Número de violações de Especificação Técnica (Indicador repetido)
 - o Número de entradas em Condições Limites de Operação

- Risco durante o modo desligado
 - o Índice de risco durante o modo desligado (Indicador sem definição no programa da IAEA).

Para o atributo usina com operação com atitude de segurança positiva, são desenvolvidos dois indicadores gerais, com os seguintes indicadores estratégicos e respectivos indicadores específicos:

Atitude em direção à segurança

- Conformidade com normas, códigos e requisitos regulatórios
 - o Número de violações de requisitos regulatórios
 - o Número de exceções às Especificações Técnicas
 - o Número de violações das Especificações Técnicas

- Atitudes em direção a regras, procedimentos e políticas
 - o Número de alarmes atuados na sala de controle
 - o Número de modificações temporárias
 - o Taxa de redução de tempo de paradas
 - o Número de não-conformidades no gerenciamento de configuração
 - o Número de desvios encontrados em auditorias de Garantia de Qualidade devido à falta de aderência a procedimentos

- Eficácia do programa de radiação
 - o Número de trabalhadores que recebem doses acima dos limites
 - o Exposição coletiva à radiação (WANO)
 - o Percentual de área controlada contaminada

- Atividade de efluentes versus limite permitido
- Performance humana
 - Percentual de eventos devido a falhas humanas
 - Percentual de eventos devido a deficiências de treinamento
 - Percentual de eventos devido a deficiências de procedimentos
 - Número de incidentes devido às falhas humanas durante a execução de testes periódicos e atividades de manutenção
- *Backlog* de exigências relacionadas com a segurança
 - Número de exigências relacionadas com a segurança em fase de análise
 - Número de exigências relacionadas com a segurança em fase de execução
- Cuidados com a segurança
 - Percentagem da usina treinada em gerenciamento e cultura de segurança
 - Número de seminários em tópicos relativos à segurança
 - Percentual de freqüência a estes seminários
 - Número de revisões, auditorias e avaliações externas recebidas
 - Número de reuniões de comitês de segurança realizados (CROU/CAON)

Procura por Melhorias para a segurança

- Auto avaliação
 - Número de inspeções e auditorias de Garantia de Qualidade na segurança interna
 - Número de não-conformidades geradas em auditorias de Garantia de Qualidade e Segurança
 - Tempo médio para atender a uma exigência (não conformidade) gerada em uma auditoria de Garantia de Qualidade
 - Número de não conformidades encontradas em auditorias e revisões externas, não identificadas em inspeções internas
 - Número de não conformidades repetidas encontradas em revisões e auditorias internas

- Retorno da experiência operacional
 - Número de falhas e desvios similares ou repetidos
 - Número de eventos da usina que possuem análise de causa raiz
 - Número de eventos de outras usinas que causam uma revisão ou análise

Conclusão:

1 – Existe um número elevado de indicadores, o que torna complexa a avaliação integrada destes indicadores.

2 - A metodologia proposta dá ênfase à avaliação de indicadores dentro de um contexto e não de maneira isolada. Entretanto, o trabalho avaliado não apresenta orientações ou sugestões de como esta integração dos indicadores pode ser obtida.

3 – O trabalho desenvolvido não apresenta valores de referência propostos para critérios de aceitação, limiares de faixas ou para as metas a serem atingidas .

4 – Uma vez que este programa não é formalmente requerido para as usinas, não existe informação disponível sobre sua implementação. Adicionalmente, não é possível a realização de comparação dos valores monitorados com valores obtidos de outras usinas, exceto para os indicadores utilizados pela WANO.

5 - O trabalho também não apresenta base técnica para a especificação de valores, faixas de alerta e ação corretiva, tanto para indicadores específicos individuais, quanto para uma indicação geral do estado de segurança da usina.

6 – Existem indicadores que são simplesmente mencionados, sem definição (como por exemplo, degradação por envelhecimento). Nestes casos, a IAEA sugere que a usina desenvolva indicadores nesta área.

7 – Alguns indicadores são definidos parcialmente, necessitando um maior detalhamento para caracterização dos valores a serem adquiridos, (por exemplo, falha em sistemas de segurança → falha funcional; consideração de sistemas como um todo, ou por trem)

8 – O programa estabelece um conjunto de indicadores, mas para a maioria destes não especifica o período de aquisição, processamento e avaliação de resultados.

4.4 – Metodologia da NRC

A NRC monitora a segurança operacional nas usinas americanas. Estas usinas, por norma regulatória, enviam para este órgão, periodicamente, informações sobre indicadores de segurança, sob a forma de valores numéricos e sob a forma de gráficos, de modo que é possível uma avaliação de tendência para cada um dos indicadores especificados.

O Programa de monitoração de indicadores da NRC, (NRC 2000, NRC 2002 e NRC 2003) é estruturado em três áreas estratégicas;

- Segurança de Reatores
- Segurança contra Radiação
- Salvaguardas

Para atender a este programa de monitoração de indicadores, as usinas americanas seguem as diretrizes estabelecidas pelo Nuclear Engineering Institute (NEI, 2001). Cada uma destas áreas estratégicas possui áreas-chaves, onde são definidos indicadores específicos. Existe um total de 7 áreas-chave com 18 indicadores específicos monitorados pela NRC. Cada uma das usinas americanas em operação fornece os dados e avaliação de dados anteriores. As áreas estratégicas estão estruturadas da seguinte maneira:

- Eventos iniciadores
 - o 01 - Número de desarmes automáticos/manuais a cada 7.000 horas
 - o 02 - Números de desarmes automáticos/manuais a cada 7.000 horas crítico sem remoção de calor residual
 - o 03 - Números de variações de carga não planejadas

- Sistemas de mitigação
 - o 04 - Água de Alimentação Auxiliar
 - o 05 - Geradores diesel de emergência
 - o 06 - Sistema de Injeção de Segurança
 - o 07 - Remoção de Calor Residual
- Barreiras de Integridade
 - o 08 - Vazamento do sistema primário
 - o 09 - Atividade do sistema primário
- Preparação para emergências
 - o 10 – Preparação para exercícios
 - o 11 – Resposta da organização
 - o 12 – Confiabilidade do sistema de notificação externa
- Segurança Radiológica ocupacional
 - o 13 – Eficácia de controle de exposição ocupacional
 - o 14 – Liberação de efluentes líquidos
 - o 15 – Liberação de efluentes gasosos
- Proteção Física
 - o 16 - Índice de performance de equipamentos em área protegida
 - o 17 - Performance do programa de classificação de pessoal
 - o 18 - Programa de confiabilidade de pessoal – *Fitness for duty*

Conclusões:

1 - O programa vem sendo implementado desde 2001, apresentando uma forte consistência de resultados. É uma forte ferramenta de decisão regulatória e está em constante desenvolvimento.

2 – O Programa de Monitoração estabelece a necessidade de uma avaliação integrada de resultados. A NRC possui uma matriz de integração de resultados de indicadores, com as tomadas de decisões associadas. Entretanto, nenhuma base para tomada estas decisões foi encontrada.

3 – As bases para alguns dos indicadores propostos são os limites estabelecidos nas Especificações Técnicas, não sendo estabelecidos limites anteriores para avaliação de tendências e conseqüente tomada de decisão.

4 – Nem todos os indicadores possuem limiares definidos para classificação dos valores dos indicadores em 4 faixas : Verde, Branca, Amarela e Vermelha

5 – Somente alguns indicadores possuem bases definidas para os limiares das faixas de classificação estabelecidos.

6 – Existe um contraste grande entre o número de indicadores deste programa e o programa proposto pela IAEA. Este fato sugere espaço para melhorias, através da identificação de áreas não cobertas por este programa e a conseqüente definição de novos indicadores.

7 – Existem indicadores que, embora tenham o nome igual ou similar ao de indicadores propostos pela WANO, apresentam definição bastantes distintas, acarretando valores bastantes diferentes.

8 – Os indicadores relativos à disponibilidade de sistemas de segurança são limitados e não abordam toda a cadeia de resfriamento.

9 – Não existem indicadores associados a várias áreas, como manutenção, confiabilidade e fatores organizacionais.

4.5 – Revisão Bibliográfica

A parte inicial do trabalho desenvolvido foi a realização de um estudo sobre as metodologias existentes para a monitoração da segurança operacional de usinas nucleares. Este estudo revelou que cada uma destas metodologias apresenta pontos fortes e espaços para melhorias. As conclusões dos itens anteriores descrevem esta avaliação e, dentro do possível, os resultados desta avaliação serão consideradas no desenvolvimento deste trabalho.

Posteriormente, foi efetuada uma pesquisa para a verificação da existência de trabalhos semelhantes desenvolvidos nesta área, a partir de 1994 (não foram encontrados trabalhos anteriores a este ano). Foram encontrados os seguintes trabalhos:

1 - “A framework for establishment of organizational risk indicators” (OIEN, 2001a):

Este artigo trata do estabelecimento de indicadores de risco para instalações de petróleo (off-shore), individualmente. Desenvolve uma metodologia para quantificar fatores organizacionais de impacto no risco e apresenta como exemplo, uma aplicação em frequência de vazamento.

2 - “Fuzzy inference system for evaluating and improving NPP operating performance” (LAPA, 2003):

Trata da avaliação da performance operacional e não da segurança operacional, com a utilização integrada de três indicadores da WANO, fator de disponibilidade e fator de indisponibilidade planejada e não planejada. Utiliza como ferramenta para a integração destes indicadores lógica nebulosa (Fuzzy system).

3 - “Risk indicator as a tool for risk control” (OIEN, 2001b)

Trata do estabelecimento de indicadores de risco para instalações de petróleo (off-shore), individualmente.

4 – “Safety Goals in risk-informed, performance based regulation” (SAJI, 2002):

Este artigo tem como base a metodologia utilizada pela NRC e propõe a integração das metas de segurança com a estrutura da escala INES da IAEA.

5- “The use of maintenance indicators to evaluate the effects of maintenance programs on NPP performance and safety” (MARTORELL, 1998):

Este artigo trata da avaliação da eficácia de programas de manutenção com a utilização de indicadores de manutenção. Alguns indicadores de manutenção são utilizados como parte da estrutura global de indicadores que refletem a segurança operacional da usina como um todo.

6 - “Um Sistema Especialista com Lógica Nebulosa para o Cálculo em Tempo Real de Indicadores de Desempenho e Segurança na Monitoração de Usinas”, (SOUTO, 2005)

O trabalho desenvolve um sistema especialista, capaz de inferir sobre uma estrutura genérica de indicadores, de forma a monitorar, medir e avaliar questões relacionadas a projeto, segurança operacional e desempenho humano de acordo com a política, os objetivos e metas da usina nuclear Angra 2. A estrutura é organizada em grafo e inserida no contexto de orientação a objetos e usa o conceito de lógica nebulosa.

Capítulo 5

Estrutura do Programa de Monitoração de Indicadores críticos de Segurança

5.1 Introdução

O presente trabalho apresenta um modelo para um Programa de Monitoração de indicadores críticos de segurança de modo a fornecer aos tomadores de decisão na área regulatória uma base técnica para a avaliação das condições de segurança nuclear.

A linha de pesquisa base para o desenvolvimento deste trabalho foi o programa desenvolvido pela NRC, embora alguns aspectos positivos do programa da IAEA (IAEA, 2000b) tenham sido observados. Esta linha foi a escolhida por ser a que mais se aproxima de uma avaliação focando o aspecto regulatório.

O estudo desenvolvido aponta para uma estrutura do programa, abrangendo as seguintes etapas:

- Identificação de áreas consideradas críticas para a segurança da usina.
- Identificação de áreas estratégica associadas a cada uma das áreas críticas
- Identificação dos indicadores específicos para cada uma destas áreas estratégicas identificadas
- Definição clara e objetiva dos indicadores propostos
- Definição de valores e intervalos de tempo para aquisição e cálculo, e as bases associadas para cada um dos indicadores definidos.

- Definição de uma lógica para avaliação integrada dos indicadores, por nível e geral, de modo a se obter um quadro claro e objetivo do estado da segurança operacional da usina.
- Proposta de ações regulatórias associada ao resultado da avaliação integrada dos indicadores

Para cada um dos indicadores estabelecidos, são apresentados casos exemplo, considerando uma usina nuclear similar a usina de Angra 1 e a aplicação dos indicadores para a usina de Angra 1, considerando o período de tempo entre 2004 e 2005. Para uma melhor compreensão do cálculo dos indicadores, o anexo 1, apresenta uma listagem dos principais eventos, incluindo os desarmes ocorridos neste período, na usina de Angra 1.

Para cada um dos indicadores selecionados, são também estabelecidos critérios gerais de maneira a permitir uma uniformização na aquisição dos dados necessários .

5.2 - Identificação das áreas consideradas críticas para a segurança operacional

A experiência industrial tem mostrado que na prática, a grande maioria dos transientes e incidentes em usinas nucleares ocorrem a partir de condições iniciais relativas a deficiências de programas de manutenção, falha humana, deficiências de projeto, degradação por envelhecimento não avaliadas, deficiências de procedimentos e causas externas. Adicionalmente, aspectos relacionados à cultura de segurança da organização, também podem influenciar na ocorrência destes eventos.

Na seleção das áreas críticas para a segurança foram considerados fatores como situações que poderiam iniciar eventos que poderiam apresentar evoluções, culminando com a liberação de produtos de fissão para o meio ambiente, ações

mitigadores para tratar estes eventos, aspectos de proteção radiológica para os trabalhadores da usina e para o público em geral, ações para garantir a integridade física do sítio onde se localizam as usinas nucleares (proteção física contra sabotagem) e fatores humanos.

Deste modo, foram selecionadas preliminarmente, as seguintes áreas críticas para a segurança:

- Segurança de Reatores
- Segurança contra a radiação
- Proteção Física
- Fatores organizacionais

A área Segurança de Reatores, é subdividida em três áreas, conforme detalhado abaixo, devido a sua grande abrangência.

5.2.1 - Segurança de Reatores

Em princípio, deseja-se que uma usina opere durante um ciclo de queima de combustível sem que ocorram eventos iniciadores que desafiem seus sistemas de geração e de segurança. Qualquer desvio das condições normais de operação pode conduzir a transientes e incidentes. Uma vez que um transiente ocorre, devido a um evento iniciador, ele pode causar a atuação de sistemas de controle, limitação e de proteção para controlar / terminar a situação anormal. Uma falha nestes sistemas pode causar um agravamento do cenário inicial. Isto enfatiza a importância da garantia de operabilidade destes sistemas.

Podem ser citados como principais eventos considerados iniciadores, em usinas nucleares: desarmes automáticos do reator; desarmes manuais não programados do reator (não programado entende-se pelo desarme que não foi

planejado com um tempo mínimo de antecedência, 72 horas de acordo com a NRC e 4 semanas de acordo com a WANO, 1996), por exemplo, para permitir uma manutenção corretiva ou devido à ação de Especificação Técnica; desarmes do reator com perda do sistema de resfriamento normal da usina (condensador); reduções não planejadas de potências superiores a valores previamente definidos (20% de acordo com a NRC); atuações automáticas do sistema de limitação ou proteção do reator.

A garantia da integridade das barreiras contra a liberação dos produtos de fissão, como o revestimento do combustível, os limites de pressão do sistema primário e o envoltório de contenção, evitam impactos para o meio ambiente decorrentes de liberações como consequência destes eventos iniciadores.

O modo como a área de operação é gerenciada, através do controle de configuração e conduzida também pode influenciar na evolução de eventos iniciadores. A operação da usina com número excessivo de condições limites de operação corretivas e/ou preventivas, modificações de projeto temporárias, alarmes atuados em sala de controle, deficiência de procedimentos de operação, violações e/ou pedidos de exceções às Especificações Técnicas também podem contribuir para o agravamento de cenários a partir de eventos iniciadores. Na parte de condução de operação, ocorrências e avaliações adequadas de eventos operacionais podem evitar o agravamento de incidentes e transientes. Deste modo, informações relativas aos tipos de eventos ocorridos (ocorrência de relato obrigatório ao órgão regulador), causas raízes de eventos, gerenciamento da execução de ações corretivas associadas a estes eventos, quase-eventos (*near misses*) são dados importantes para serem controlados de modo a evitar que também contribuam para o agravamento de situações anormais.

A parte de respostas a emergências aborda aspectos relativos à proteção do público devido às consequências de um acidente. Estas consequências são, em princípio, minimizadas devido à eficácia da execução de planos de emergência. A

garantia da eficácia deste plano pode ser avaliada através da monitoração da operabilidade / eficácia dos vários dispositivos previstos para serem utilizados em tais situações. Também são considerados a eficácia de exercícios realizados, e as ações corretas completadas devido à ocorrência de atuações verdadeiras do plano de emergência.

Deste modo, esta área crítica foi dividida nas áreas estratégicas:

- Eventos iniciadores,
- Sistemas de mitigação,
- Barreiras contra a liberação de produtos de fissão e
- Resposta a emergências

5.2.2 - Segurança contra a radiação

A operação de uma usina nuclear produz a geração de rejeitos radioativos. Esta geração de rejeitos pode ser controlada através da contabilidade de rejeitos líquidos, sólidos e gasosos gerados e eventualmente liberados ou armazenados.

Também ocorrem o recebimento de doses de radiação devido à natureza do trabalho realizado em área restrita. Este parâmetro pode ser avaliado, através de doses coletivas e individuais recebidas pelos trabalhadores. Estes parâmetros são controlados por normas regulatórias. Esta área crítica é dividida em duas áreas estratégicas:

- Segurança contra radiação para o público e
- Segurança contra radiação ocupacional

5.2.3 – Proteção Física

A proteção física em usinas nucleares controla o acesso de pessoas e equipamentos no interior do sítio. Deste modo, sabotagens, utilização de equipamentos indevidos (como por exemplo, celulares e rádios) e trânsito de pessoas não autorizadas são evitados. A ocorrência de um destes eventos poderia contribuir para a ocorrência de um evento iniciador de um transiente ou acidente. Nesta área, atenção é dada aos sistemas utilizados pela proteção física.

5.2.4 - Fatores Organizacionais

As organizações operadoras realizam periodicamente auditorias internas, nas várias áreas inerentes à operação de uma usina nuclear, como gerenciamento, operação, manutenção, engenharia, química, proteção radiológica, avaliação de eventos, garantia de qualidade e aquisição e controle de materiais e serviços, entre outras. Estas auditorias identificam problemas, os quais geram, como resultado, exigências. Estas exigências podem ser rapidamente resolvidas ou podem ficar pendentes. Nestas áreas também são realizadas auditorias externas, por órgão regulatórios e organizações internacionais, como a IAEA (OSART) e o INPO/WANO, que da mesma maneira, identificam não conformidades e exigências associadas, que da mesma maneira devem ser atendidas. Dentro deste contexto, foi selecionado o indicador número de exigências consideradas abertas pelo órgão regulatório.

Durante a operação normal, podem ocorrer anormalidades e transientes operacionais. Estes fatos normalmente geram relatórios preliminares de eventos que dependendo de seu significado para a segurança podem ser classificados como relatórios de eventos significantes e ocorrências de relato obrigatório, de acordo com

normas da CNEN (CNEN, 2002). Estes relatórios identificam a causa raiz de uma ocorrência e geram recomendações para evitar a sua repetição, com prazos de implementação estabelecidos. Considerando este fato, foram identificados os indicadores número de Ocorrência de Relato Obrigatórios (OROs) ocorridas, número de recomendações destes relatórios em aberto e número de recomendações não implementadas e com prazo excedido.

Durante a operação da usina todos os sistemas de segurança projetados para impedir ou mitigar situações de acidente devem estar operáveis. Estes fatos são controlados e formalizados através de condições limites de operação (CLOs). Entretanto, estes sistemas podem ser retirados de serviço para a realização de manutenções preventivas programadas (CLO preventiva) ou manutenções corretivas (CLO corretiva), por um período de tempo determinado. A taxa de CLOs corretivas foi identificada como um indicador de segurança.

Estes indicadores mostram a capacidade da organização operadora na identificação e resolução de problemas. Sumarizando, esta área apresenta os seguintes indicadores:

- Número de exigências do órgão regulatório
- Número de OROs
- Número de recomendações de OROs não atendidas e com prazos excedidos
- Taxa de Condição Limite de operação devido a manutenções corretivas geradas

A figura 5.1 apresenta a estrutura geral dos indicadores críticos de segurança.

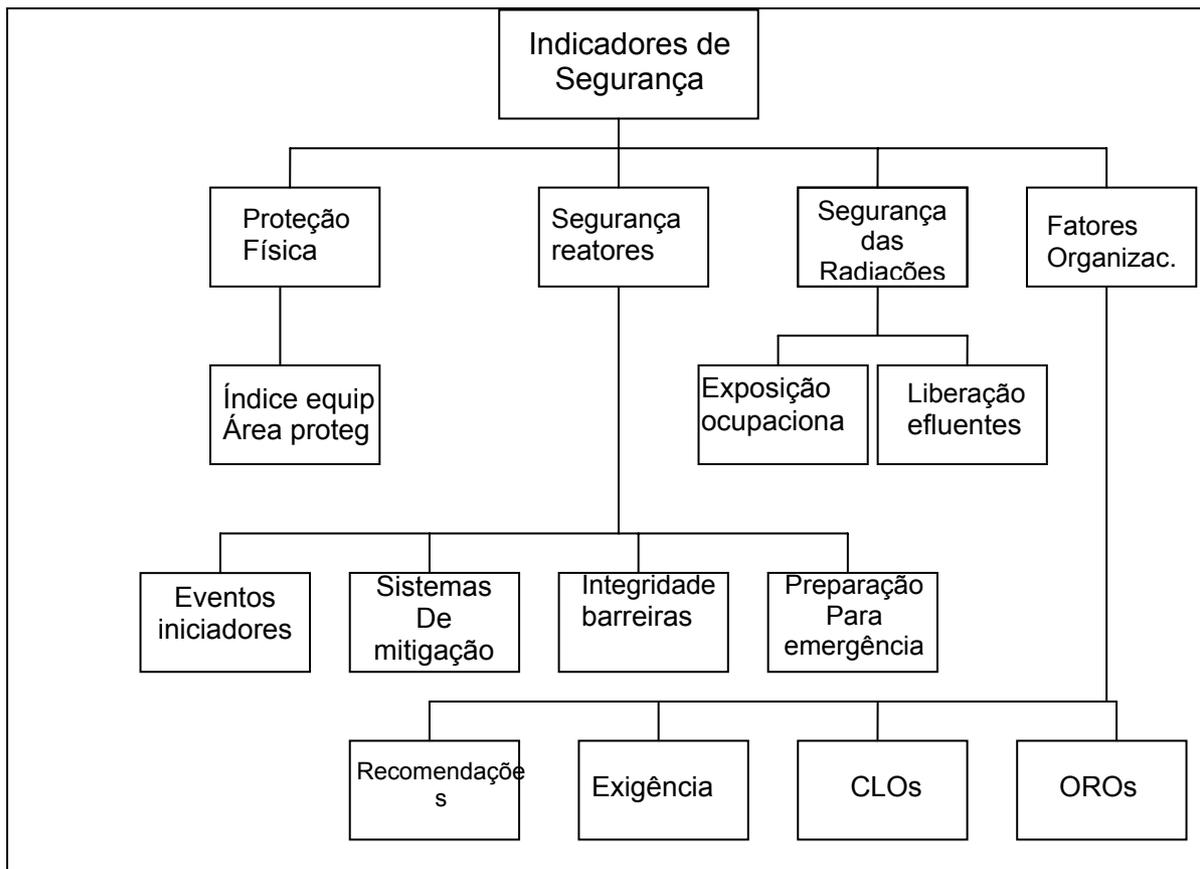


Figura 5.1 – Estrutura geral dos Indicadores críticos de Segurança

A figura 5.2 apresenta os indicadores críticos de segurança específicos selecionados.

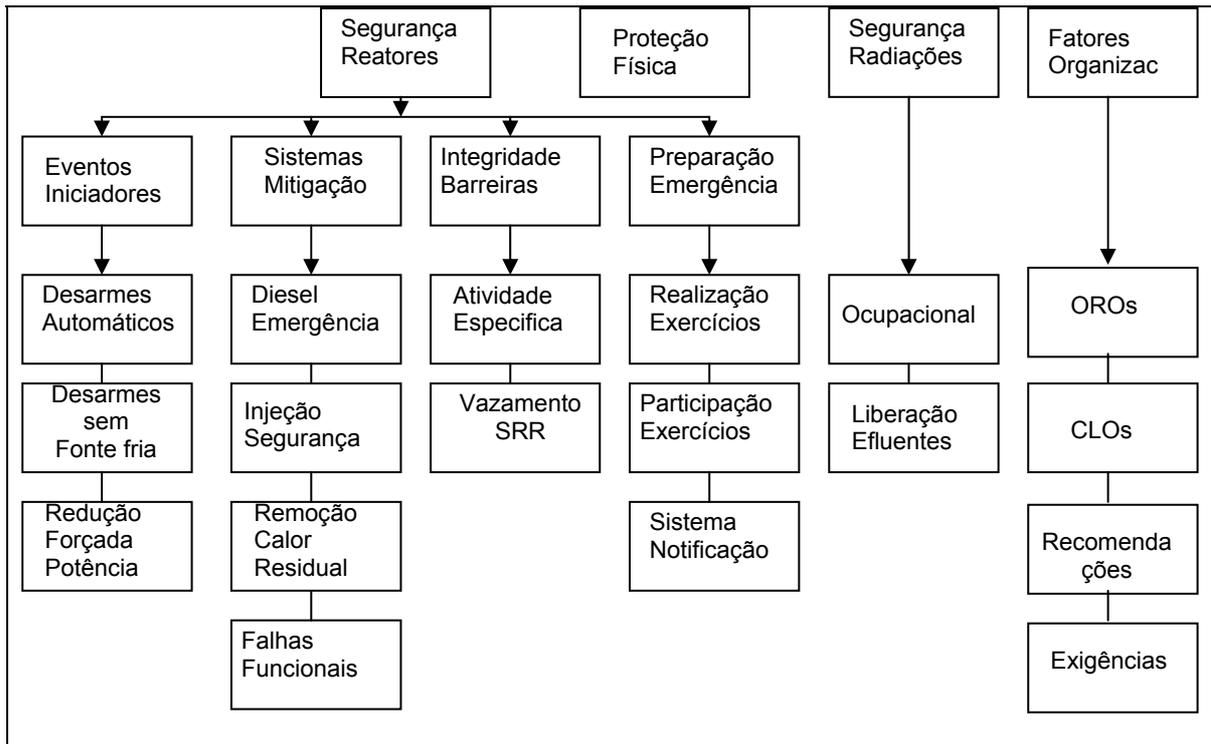


Figura 5.2 – Indicadores críticos de Segurança específicos

5.3 - Indicadores críticos de segurança específicos

Indicadores críticos de segurança específicos são utilizados para monitorar e quantificar a margem de segurança operacional em cada um dos campos selecionados.

Nos itens seguintes, são apresentados os indicadores, faixas de classificação e bases associadas. São apresentadas, como exemplo, aplicações a uma usina hipotética similar a usina de Angra 1 e aplicações para os dados da usina de Angra 1. A seção 6 apresenta um resumo e conclusões sobre o comportamento dos indicadores de Angra 1.

5.3.1 – Área de Segurança de Reatores

Esta área agrega indicadores de segurança relacionados com as oportunidades existentes ou potenciais para a ocorrência de transientes e/ou acidentes, a capacidade dos sistemas de segurança em mitigar estas situações e a capacidade de se evitar a liberação de radionuclídeos para o meio ambiente, como consequência de um acidente e da incapacidade dos sistemas de segurança em mitigá-lo.

5.3.1.1 – Eventos iniciadores

O objetivo desta área é limitar a frequência de eventos iniciadores que possam causar transientes na operação da usina e desafiar as funções críticas de segurança durante os modos de operação da usina. Se estes eventos não forem apropriadamente evitados ou minimizados e em caso de falhas múltiplas das barreiras contra liberação de produtos de fissão, a saúde do público ficaria comprometida. A organização operadora pode reduzir esta probabilidade, mantendo uma baixa frequência de eventos iniciadores. Existem uma série de eventos iniciadores que podem causar transientes na usina. Podemos citar entre eles:

- Perda de água de alimentação principal
- Perda de energia elétrica externa
- Desarmes da turbina
- Vazamentos do sistema primário
- Perda do sistema de água de serviço
- Mau funcionamento de sistemas de controle de nível (por exemplo do pressurizador ou dos geradores de vapor)

Entre o conjunto de eventos iniciadores existentes, três foram selecionados, por serem basicamente eventos que poderiam levar a consequência final da evolução de um cenário, como por exemplo um resfriamento inadequado do núcleo e liberação de produtos de fissão para o meio ambiente. Os eventos iniciadores selecionados foram::

- Desligamentos automáticos do reator a cada 7.000 horas com o reator crítico
- Desligamento automático com perda da fonte fria normal (condensadores disponíveis, possibilitando a remoção de calor via geradores de vapor) e
- Variações não planejadas de potência a cada 7.000 horas com o reator crítico.

O período de tempo de 7.000 horas de reator crítico (cerca de 292 dias) foi determinado considerando o tempo de operação de um ciclo durante um ano, considerando um fator de capacidade de 80%. A tabela 5.1, abaixo apresenta como este valor foi obtido.

Tabela 5.1 – Número de horas de operação

MÊS	DIAS	HORAS	ACUM	P/ trim
1	31	744	744	
2	28	672	1.416	
3	31	744	2.160	Q1= 2.160
4	30	720	2.880	
5	31	744	3.624	
6	30	720	4.344	Q2 = 2.184
7	31	744	5.088	
8	31	744	5.832	
9	30	720	6.552	Q3 = 2.208
10	31	744	7.296	
11	30	720	8.016	
12	31	744	8.760	Q4 = 2.208
80% do acumulado			7.008	

5.3.1.1.1 – Desligamentos não planejados a cada 7.000 horas de reator crítico (SI-10)

O objetivo deste indicador é monitorar o número de desarmes automáticos do reator não planejados. Mede a taxa de desarmes do reator por ano e fornece uma indicação da frequência de eventos iniciadores.

Por definição, é o número de desarmes automáticos ocorridos nos três meses, anteriores.

Neste contexto, desarmes automáticos do reator são considerados devido a rápida inserção de reatividade negativa por qualquer meio, como por exemplo, inserção de barras de controle ou ácido boro, devido a abertura dos disjuntores de desarme do reator, sinal de injeção de segurança ou outro fator. Entende-se que o reator está crítico, a partir do momento em que a organização operadora declara este modo de operação, considerando o fluxo de nêutrons. Desarmes automáticos com o reator no modo sub-crítico não são contabilizados. Desarmes não planejados significam que ele não era parte da operação normal ou que não era previsto ocorrer devido a execução de testes. Quedas de barras individuais também não são consideradas neste contexto.

O sistema de proteção do reator da usina de Angra 1 possui 17 sinais de desarme automáticos do reator (Anexo 2), a partir de parâmetros monitorados. Alguns exemplos de desarmes automáticos que devem ser considerados:

- Desarmes devido a transientes não planejados,
- Falhas espúrias de equipamentos
- Falhas humanas
- Desarmes devido a resposta da usina devido a procedimentos de operação anormal ou de emergência
- Desarmes que ocorrem durante evolução de operação (por exemplo, a execução de um teste periódico), onde pode existir uma alta probabilidade de desarme, mas este não era um objetivo do teste, nem estava planejado ocorrer.

Desarmes que ocorrem com o reator no modo desligado quente/frio ou durante a evolução normal de um desligamento para uma manutenção programada ou para um recarregamento do núcleo não são contabilizados.

A fórmula abaixo mostra como este indicador deve ser calculado:

$$SI - 10 = \frac{(\text{total de desarmes não planejados nos 3 meses anteriores}) * 7000}{\text{total de horas com o reator crítico nos 3 meses anteriores}} \quad (5.1)$$

A tabela 5.2 apresenta a base utilizada para a determinação dos limiares para as faixas de classificação do indicador.

TABELA 5.2 – Base para o indicador SI-10

COR		BASE
Verde - Branco	$SI \leq 6$	Determinado por valores de SI que correspondem a um aumento de $3.108E-5$ e $5.038E-05$ no ΔCDF
Amarelo	$6 < SI \leq 25$	Determinado por valores de SI que correspondem a um aumento de $7.815E-05$ no ΔCDF
Vermelho	$SI > 25$	Determinado por valores de PI que correspondem a um aumento superior a $7.815E-5$, entrando na casa de $1E-04$ no ΔCDF

A tabela 5.3 apresenta os intervalos para a classificação deste indicador.

TABELA 5.3 – Faixa de classificação para o indicador SI-10

Classe	Valor
Verde	$SI \leq 3$
Branco	$3 < SI \leq 6$
Amarelo	$6 < SI \leq 25$
Vermelho	$SI > 25$

As bases foram definidas usando o APS para a usina de Angra 1, considerando desarmes automáticos do reator, em um cenário de perda total de energia elétrica externa. A tabela 5.4 mostra o comportamento da frequência de ano ao núcleo (CDF), utilizada para definição das faixas. Estes valores são consistentes e conservativos em relação à tabela 2.1.

Tabela 5.4 – Valores de CDF para desarmes do reator automáticos e perda total de energia elétrica externa

Desarmes	TOTAL	CDF
1	3,81	4,325E-05
2	4,81	4,468E-05
3	5,81	4,610E-05
4	6,81	4,752E-05
5	7,81	4,895E-05
6	8,81	5,038E-05
7	9,81	5,183E-05
8	10,81	5,327E-05
9	11,81	5,474E-05
10	12,80	5,610E-05
11	13,81	5,766E-05
12	14,81	5,910E-05
13	15,81	6,060E-05
14	16,81	6,206E-05
15	17,81	6,350E-05
20	22,81	7,082E-05
25	27,81	7,815E-05
26	28,81	7,962E-05
30	32,81	8,549E-05

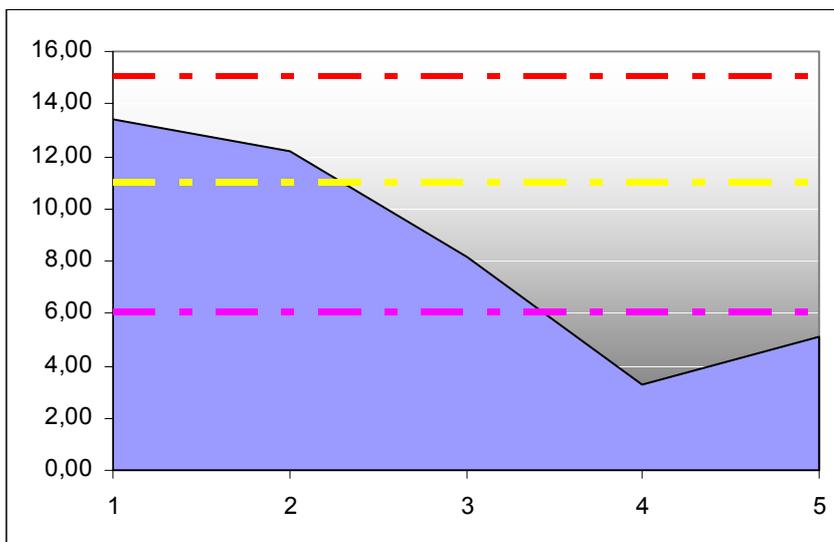
A tabela 5.5 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, considerando valores de desarme para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

TABELA 5.5 – Exemplo de Indicadores SI-10

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Desarmes no trimestre	1	5	7	0	1	2	1	2
Total desarmes acumulado em 4M				13	13	10	4	6
Total de horas crítico 4M	1500	1000	2160	2136	2160	2136	2136	1751
Horas acumuladas				6796	7456	8592	8568	8183
INDICADOR				13,39	12,20	8,15	3,27	5,13

O gráfico 5.1 mostra o comportamento e a tendência deste parâmetro.

Gráfico 5.1 –Desarmes automáticos a 7000 horas com o reator crítico



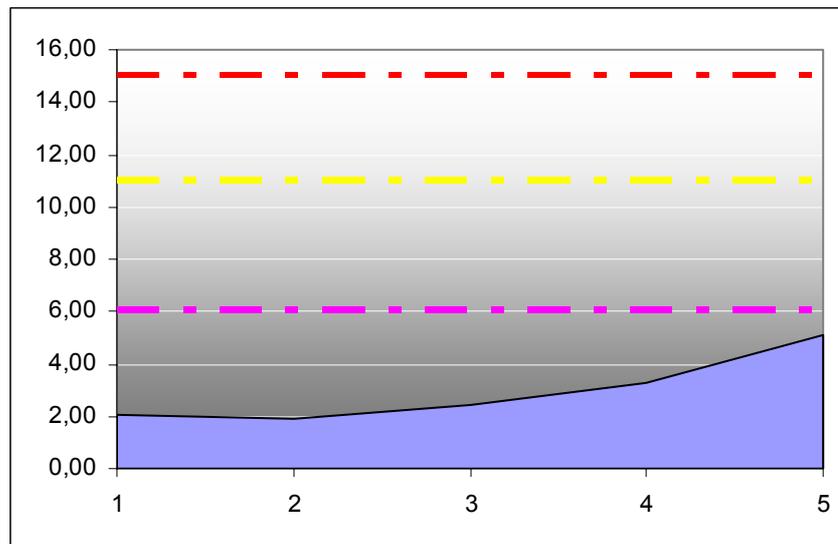
Nota – Para efeitos de visualização, a faixa branca será exibida na cor magenta.

A tabela 5.6 apresenta o cálculo deste indicador para a usina de Angra 1, considerando o ano de 2005.

TABELA 5.6 – Dados de Angra 1 para o indicador de desarmes automáticos a cada 7000 horas crítico

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Desarmes no trimestre	1	1	0	0	1	2	1	2
Total desarmes acumulado em 4M				2	2	3	4	6
Total de horas crítico em 4 meses	2160	2184	2160	2136	2160	2136	2136	1751
Horas acumuladas				8640	8640	8592	8568	8183
INDICADOR				1,62	1,62	2,44	3,27	5,13
BRANCA				6	6	6	6	6
AMARELA				8	8	8	8	8
VERMELHA				25	25	25	25	25

Gráfico 5.2 – Desarmes automáticos a cada 7000 horas crítico para Angra 1



Pelo gráfico podemos observar que o indicador apresenta uma tendência de elevação, podendo atingir o limiar da faixa BRANCA.

5.3.1.1.2 – Desligamentos com perda do sistema de remoção de calor residual normal (SI-11)

O objetivo deste indicador é monitorar desarmes do reator, automáticos ou manuais, e que são complicados devido a perda da fonte fria normal para remoção de calor do reator. Estes eventos possuem um significado de risco maior do que desarmes que ocorrem onde a fonte fria normal não é perdida.

Considera-se a perda da fonte fria normal, quando o calor de decaimento do núcleo não pode ser removido através do condensador, quando uma das seguintes condições ocorre:

- Perda da água de alimentação principal
- Perda do vácuo do condensador
- Fechamento das válvulas de isolamento do sistema de vapor principal
- Perda da capacidade de desvio da turbina (sistema de desvio de vapor)
- Perda de todas as bombas de água de alimentação principal, após um sinal de desarme do reator, devido a baixa pressão de sucção

- Fechamento inadvertido das válvulas de isolamento do sistema de água de alimentação principal

Na contabilização deste evento iniciador, algumas operações podem ser excluídas, tais como:

- Ações do operador para a taxa de resfriamento do reator, como por exemplo, o fechamento das válvulas de isolamento do sistema de vapor principal.
- Perda parcial de vácuo do condensador, sem entretanto causar a perda da capacidade de remoção de calor.
- Perda do sistema de água de alimentação principal, devido a perda da fonte de energia elétrica externa.

Todos os desarmes contabilizados neste indicador, também são contabilizados no indicador “desarmes automáticos do reator a cada 7.000 horas crítico”.

O valor deste indicador é calculado da seguinte maneira:

$SI - 11 = N_0$ desarmes auto ou manuais, não planejados nos 12 meses anteriores, sem a fonte fria normal

(5.2)

A tabela 5.7 apresenta as bases utilizadas para o estabelecimento das faixas de classificação.

TABELA 5.7 – Bases para o indicador SI-11

COR	INTERVALO	BASE
Verde-Branco	$SI \leq 4$	Determinado por valores de SI que correspondem a um aumento de $3.108E-5$ e $5.316E-05$ no ΔCDF
Branco-Amarelo	$5 < SI \leq 10$	Determinado por valores de SI que correspondem a um aumento de $5.316E-5$ e $7.070E-05$ no ΔCDF
Amarelo-Vermelho	$SI > 20$	Determinado por valores de SI que correspondem a um aumento de $7.070E-5$ e $1.010E-04$ no ΔCDF

A tabela 5.8 apresenta os valores que caracterizam cada uma das faixas de classificação deste indicador.

TABELA 5.8 – Faixas de classificação para o indicador SI-11

Verde	$SI \leq 4$
Branco	$5 < SI \leq 10$
Amarelo	$11 < SI \leq 20$
Vermelho	$SI > 20$

As bases foram definidas usando o APS para a usina de Angra 1, considerando desarmes automáticos do reator, em um cenário de perda total de energia elétrica externa e perda da fonte fria normal (perda do sistema de água de alimentação). A tabela 5.9 mostra o comportamento da frequência de ano ao núcleo (CDF), utilizada para definição das faixas. Estes valores são consistentes e conservativos em relação à tabela 2.1.

Tabela 5.9 – Valores de CDF para desarmes do reator automáticos e perda total de energia elétrica externa e perda da fonte fria

Desarmes	TOTAL	CDF
1	4,73	4,457E-05
2	6,73	4,741E-05
3	8,73	5,027E-05
4	10,73	5,316E-05
5	12,73	5,609E-05
6	14,73	5,899E-05
7	16,73	6,195E-05
8	18,73	6,486E-05
9	20,73	6,777E-05
10	22,73	7,070E-05
13	28,73	7,951E-05
14	30,73	8,242E-05
15	32,73	8,538E-05
20	42,73	1,010E-04
25	52,73	1,149E-04
30	62,73	1,297E-04

As tabelas 5.10a, b, c e d apresentam um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, considerando valores de desarme sem a fonte fria normal, para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

Tabela 5.10a – Exemplo de indicadores SI-11

Mês	7	8	9	10	11	12
Desarmes por mês ano 2004	2	2	3	2	1	0
Desarmes acumulados no ano	1	1	1	13	14	14
INDICADOR						14

Tabela 5.10b – Exemplo de indicadores SI-11

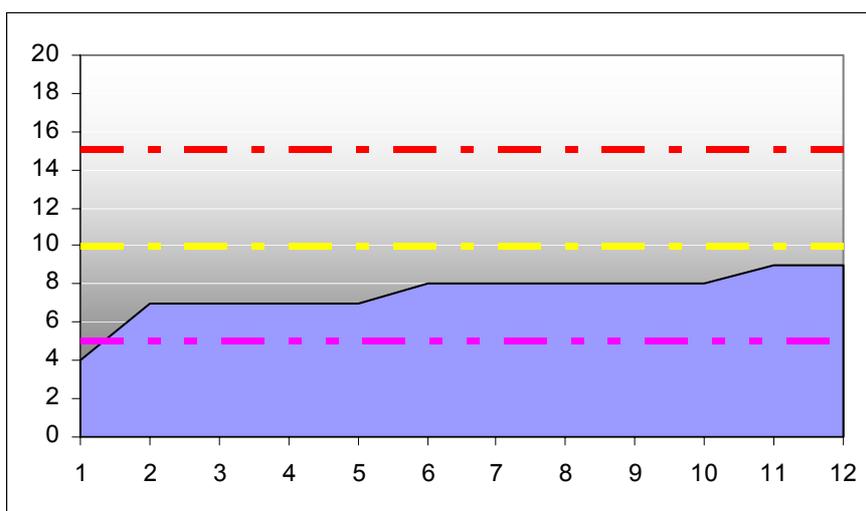
Mês	1	2	3	4	5	6
Desarmes por mês ano 2005	4	3	0	0	0	1
Desarmes acumulados no ano	4	7	7	7	7	8
INDICADOR	4	7	7	7	7	8

Tabela 5.10c - Exemplo de indicadores SI-11

Mês	7	8	9	10	11	12
Desarmes por mês ano 2005	0	0	1	0	2	0
Desarmes acumulados no ano	4	4	5	5	7	7
INDICADOR	12	10	8	6	7	7

O gráfico 5.3 mostra o comportamento e a tendência deste parâmetro.

Gráfico 5.3 – Desarmes automáticos a cada 7.000 horas com perda Fonte Fria



A tabela 5.11 apresenta o cálculo deste indicador para a usina de Angra 1, considerando o ano de 2005.

TABELA 5.11 a - Desarmes automáticos em 7.000 horas com perda Fonte Fria p/Angra 1

Mês	1	2	3	4	5	6
Desarmes por mês ano 2004	0	0	0	0	0	0
Desarmes acumulados no ano	0	0	0	0	0	0
INDICADOR	NA	NA	NA	NA	NA	NA

TABELA 5.11 b – Desarmes automáticos em 7.000 horas com perda Fonte Fria p/Angra 1

Mês	7	8	9	10	11	12
Desarmes por mês ano 2004	0	0	0	0	0	0
Desarmes acumulados no ano	0	0	0	0	0	0
INDICADOR	NA	NA	NA	NA	NA	0

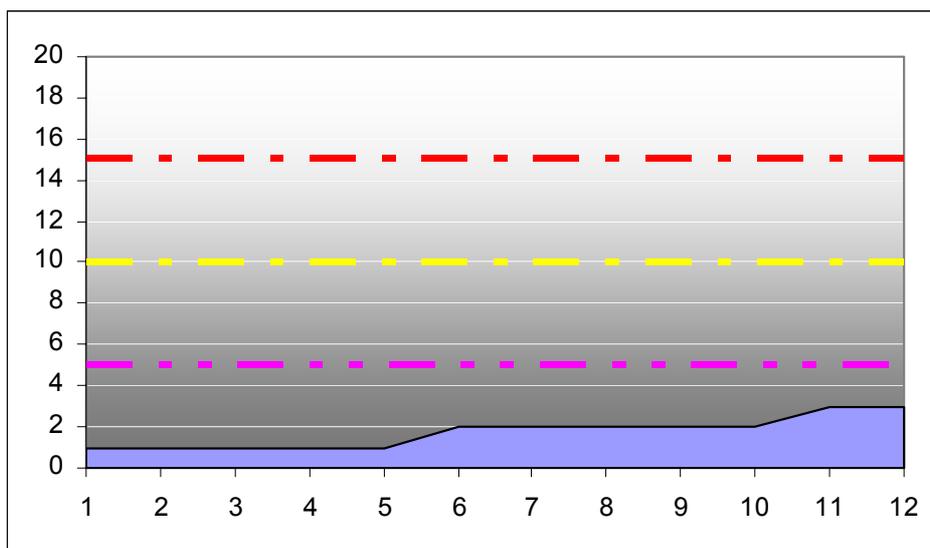
TABELA 5.11 c - Desarmes automáticos em 7.000 horas com perda Fonte Fria p/Angra 1

Mês	1	2	3	4	5	6
Desarmes por mês ano 2005	1	0	0	0	0	0
Desarmes acumulados no ano	1	1	1	1	1	1
INDICADOR	1	1	1	1	1	1

TABELA 5.11 d - Desarmes automáticos em 7.000 horas com perda Fonte Fria p/Angra 1

Mês	7	8	9	10	11	12
Desarmes por mês ano 2005	0	0	0	0	0	0
Desarmes acumulados no ano	4	4	5	5	7	7
INDICADOR	1	1	1	1	1	1

GRÁFICO 5.4 - Desarmes automáticos em 7.000 horas com perda Fonte Fria para Angra 1



Este indicador permaneceu dentro da faixa verde (sem redução da margem de segurança) dentro do período de 2005.

5.3.1.1.3 – Variações de potência não planejadas a cada 7.000 horas crítico (SI-12)

O objetivo deste indicador é monitorar o número de variações de potência (excluindo desarmes automáticos do reator), que poderiam ocorrer em qualquer modo de operação (uma excursão de potência levando o reator da condição de desligado quente, para crítico) e que poderiam causar desafios aos sistemas de segurança.

O indicador é calculado pela fórmula:

$$SI - 12 = \frac{(\text{Número de variações carga superiores a 20\% nos 3 meses anteriores}) * 7000}{\text{total de horas com o reator crítico nos 3 meses anteriores}}$$

(5.3)

“Variações de carga não planejadas” significam que elas não foram programadas com uma antecedência mínima de 72 horas, após a descoberta de uma situação anormal, que requeira a variação de carga. O tempo de 72 horas é baseado no tempo típico necessário para avaliar as condições da usina e preparar, rever, e

aprovar ordens de trabalho, procedimentos e revisões de segurança para realizar um reparo (NEI, 2001). Variações não planejadas de potência incluem também rejeições de carga.

A tabela 5.12 apresenta as bases para o estabelecimento dos valores das faixas de cada classificação deste indicador.

TABELA 5.12 – Base para o indicador SI-12

COR		BASE
Verde-Branco	SI < 8	Valor baseado na experiência operacional de usinas americanas
Branco-Amarelo	NA	Valores não definidos por se considerar que não há uma conexão com dados de risco
Amarelo-Vermelho	NA	Valores não definidos por se considerar que não há uma conexão com dados de risco

Não existem bases para as classes branca, amarela e vermelha. A base para a classe verde é uma estatística da indústria.

A tabela 5.13 apresenta os valores de cada uma das faixas para este indicador.

TABELA 5.13 – Faixa de classificação para o indicador SI-12

Verde	SI ≤ 8
Branco	SI > 8
Amarelo	NA
Vermelho	NA

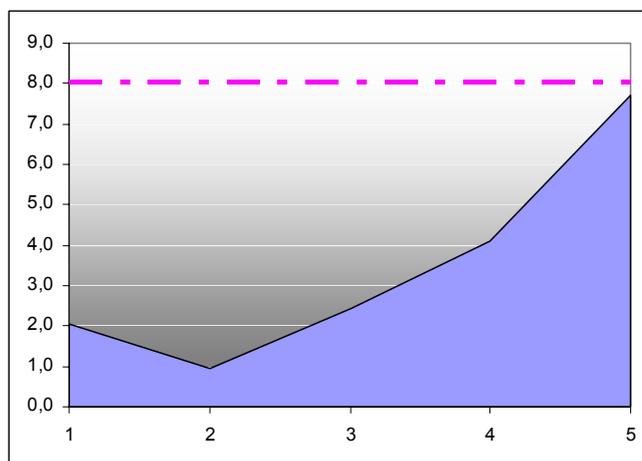
A tabela 5.14 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, considerando valores de variação de carga não planejadas para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

TABELA 5.14 – Variações de carga superiores a 20%

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Var Potência em 3 M	1	1	0	0	0	3	2	4
Var Acumulada em 4 trimestres				2	1	3	5	9
Horas crítico no trimestre	1500	1000	2160	2136	2160	2136	2136	1751
Horas crítico acum 4 trimestres				6796	7456	8592	8568	8183
INDICADOR				2,1	0,9	2,4	4,1	7,7
BRANCA				8,0	8,0	8,0	8,0	8,0

O gráfico 5.5 mostra o comportamento e a tendência deste parâmetro.

Gráfico 5.5 – Variações de carga

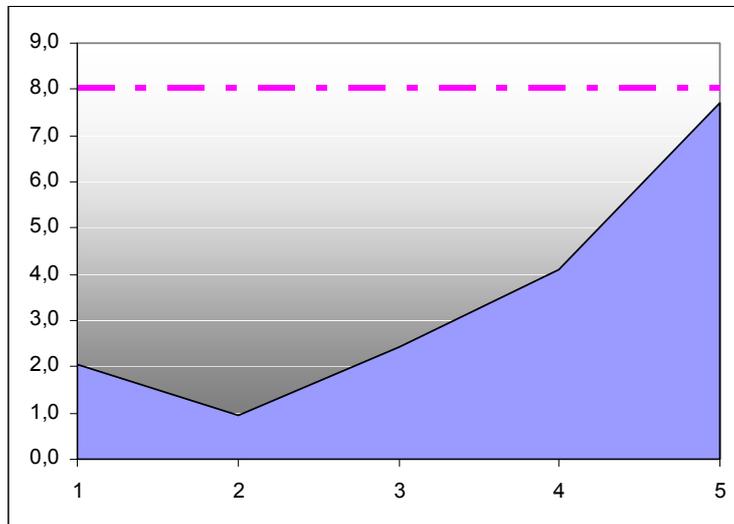


A tabela 5.15 apresenta o cálculo deste indicador para a usina de Angra 1, considerando o ano de 2005.

TABELA 5.15 - Número de reduções forçadas de potência para a usina de Angra 1

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Var Potência em 3 M	1	1	0	0	0	3	2	4
Var Acumulada em 4 trimestres				2	1	3	5	9
Horas crítico no trimestre	1500	1000	2160	2136	2160	2136	2136	1751
Horas crítico acum 4 trimestres				6796	7456	8592	8568	8183
INDICADOR				2,1	0,9	2,4	4,1	7,7

Gráfico 5.6 – Reduções forçadas de potência para a usina de Angra 1



Pelo gráfico acima pode ser observado que este indicador está apresentando tendência de entrar na faixa branca.

5.3.1.2 – Sistemas de Mitigação

O objetivo desta área é a monitoração de disponibilidade, confiabilidade e capacidade dos sistemas que mitigam os efeitos de um evento iniciador, para impedir danos ao núcleo do reator. A organização operadora reduz a probabilidade de um acidente, mantendo a disponibilidade e confiabilidade dos sistemas de mitigação. Os sistemas de mitigação incluem os sistemas de injeção de segurança (SIS), remoção de calor residual (RCR) e sistemas geradores diesel de emergência.

5.3.1.2.1 – Indisponibilidade de sistemas de segurança

O objetivo deste indicador é monitorar a prontidão de sistemas de segurança, em realizar as suas funções de segurança, como resposta para eventos operacionais anormais e condições de acidente.

O indicador de indisponibilidade é calculado para cada um dos seguintes sistemas:

- Sistema de Injeção de Segurança (SIS);
- Sistema de Remoção de Calor Residual (RCR);

- Sistema de água de alimentação auxiliar (AAA);
- Sistema dos geradores Diesel de Emergência (GGD)

O indicador é definido como a média das indisponibilidades individuais dos trens de um dado sistema. A indisponibilidade de um trem é a taxa entre o número de horas em que um trem está indisponível, pelo número de horas em que o trem deve ser capaz de realizar a sua função de segurança.

Estes indicadores não têm uma correspondência unilateral com parâmetros na APS. Os limites são determinados em função de análises de sensibilidade de informações de risco.

TABELA 5.16 – Faixas de classificação para indisponibilidade (%)

	VERDE (%)	BRANCO (%)	AMARELO (%)	VERMELHO (%)
EDG (SI-13)	$SI \leq 3,8$	$3,8 < SI \leq 5,0$	$5,0 < SI \leq 10,0$	$SI > 10,0$
SIS (SI-14)	$SI \leq 2,0$	$2,0 < SI \leq 5,0$	$5,0 < SI \leq 10,0$	$SI > 10,0$
AAA (SI-15)	$SI \leq 2,0$	$2,0 < SI \leq 6,0$	$6,0 < SI \leq 12,0$	$SI > 12,0$
RHR (SI-16)	$SI \leq 2,0$	$2,0 < SI \leq 5,0$	$5,0 < SI \leq 10,0$	$SI > 10,0$

Entretanto, foi efetuada uma verificação no estudo de APS (tabelas 5.17, 5.18 e 5.19) e verificado que estes valores são conservativos e consistentes com a tabela 2.1

TABELA 5.17 - Valores de CDF para falha de um trem dos geradores diesel de emergência

p	CDF
0,100	6,035E-05
0,110	6,335E-05
0,120	6,639E-05
0,130	6,936E-05
0,140	7,236E-05
0,150	7,536E-05
0,160	7,836E-05
0,165	7,999E-06
0,170	8,137E-05
0,180	8,433E-05
0,190	8,740E-05
0,200	9,041E-05
0,230	9,943E-05
0,235	1,009E-04
0,240	1,024E-04
0,300	1,205E-04
0,400	1,507E-04
0,500	1,810E-04
0,600	2,110E-04
0,700	2,417E-04
0,800	2,720E-04
0,900	3,023E-04
1,000	3,327E-04

TABELA 5.18 - Valores de CDF para falha de um trem Do Sistema de Injeção de Segurança (SIS)

p	CDF
0,10	3,480E-05
0,30	4,430E-05
0,40	4,920E-05
0,50	5,417E-05
0,60	5,910E-05
0,610	5,967E-05
0,615	5,992E-05
0,620	6,017E-05

TABELA 5.19 - Valores de CDF para falha de um trem
Do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)

p	CDF
0,10	4,165E-05
0,20	5,220E-05
0,210	5,318E-05
0,220	5,428E-05
0,230	5,538E-05
0,240	5,647E-05
0,250	5,760E-05
0,260	5,869E-05
0,270	5,980E-05
0,271	5,992E-05
0,272	6,003E-05
0,274	6,029E-05
0,275	6,036E-05
0,30	6,295E-05
0,40	7,372E-02
0,50	8,457E-02
0,60	9,544E-05
0,70	1,064E-05
0,80	1,173E-04
0,90	1,280E-04
1,00	1,390E-04

O indicador (para 12 trimestres anteriores) é calculado de acordo com as fórmulas:

$$PI[Trem] = \frac{(\text{Horas indispo planejada}) + (\text{Horas Indispo não planejadas}) + \text{Horas Falha não revelada}}{\text{Horas que o trem deve estar operável nos 12 trimestres anteriores} * 100} \quad (5.4)$$

$$PI[Final] = \frac{\text{Soma das indisponibilidades individuais de cada trem}}{\text{Número de trens no sistema}}$$

(5.5)

Considera-se como horas devido a falha não revelada, o tempo em horas, entre o momento da descoberta da falha e o tempo onde o início da falha foi

determinado. Estas falhas são normalmente identificadas durante a realização de testes periódicos.

Sistemas de segurança normalmente partem em modo automática, a partir da geração de um sinal válido do sistema de proteção do reator. Quando um sistema ou trem é colocado no modo manual e não é capaz de realizar uma partida automática, embora esteja pronto para partida manual, deve ser considerado como indisponível.

Horas relativas a atividades de manutenção preventiva e execução de testes periódicos devem ser contabilizadas como horas de indisponibilidade planejadas.

Horas relativas a atividades de manutenção corretiva e abertura de condições Limites de Operação (CLO) devido a falha de equipamentos e falhas humanas (por exemplo um alinhamento incorreto de um equipamento ou uma leitura incorreta de procedimento) devem ser contabilizadas como atividades de manutenção não planejadas.

As tabelas (tabela 5.20) a seguir apresentam um exemplo de cálculo para estes indicadores, para os anos de 2004 e 2005, considerando os sistema de uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

Tabela 5.20a – Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança (SIS)

Trimestre	2002- T1	2002- T2	2002- T3	2002- T4	2003- T1	2003- T2	2003- T3	2003- T4
Horas Indispo Plan Trim	0	45	0	12	0	67	12	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	45	48	12	5	67	12	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	0	0	105	110	132	96	84
Horas requeridas operação no Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	1,20%	1,26%	1,51%	1,10%	0,96%

Tabela 5.20b – Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança (SIS)

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan Trimestre	80	34	0	0	0	0	10	0
Horas Indispo não Plan Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis Trim	80	34	0	50	24	0	10	0
Total Horas indisponíveis em 12M	159	126	114	164	108	74	84	34
Horas requeridas operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	1,82%	1,44%	1,30%	1,87%	1,23%	0,84%	0,96%	0,39%

Gráfico 5.7 – Indisponibilidade do Sistema de Injeção de Segurança

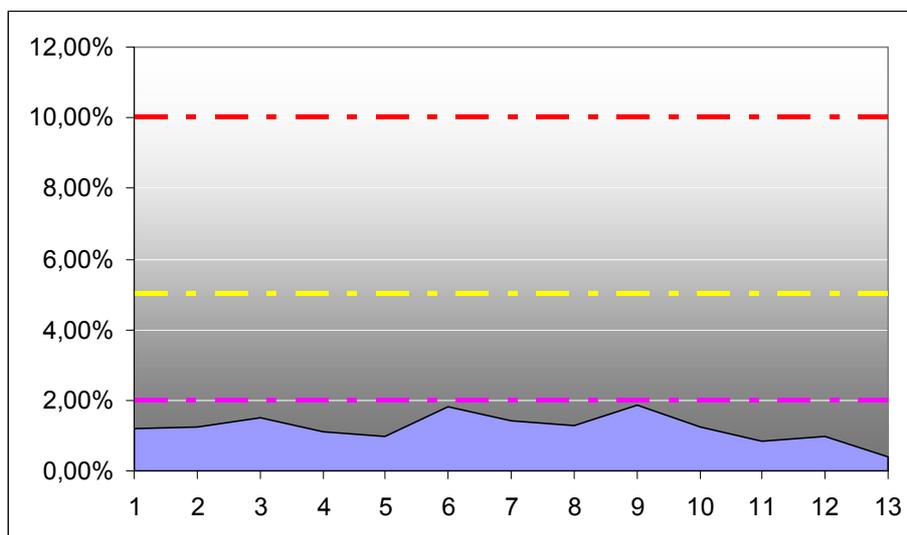


Tabela 5.21a – Indisponibilidade do sistema gerador diesel de emergência (GGD)

Trimestre	2002-T1	2002-T2	2002-T3	2002-T4	2003-T1	2003-T2	2003-T3	2003-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	0	48	0	5	0	0	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	0	0	48	53	53	5	5
Horas requeridas operação no Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	0,55%	0,61%	0,61%	0,06%	0,06%

Tabela 5.21b – Indisponibilidade do sistema gerador diesel de emergência (GGD)

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	7,5	0	10,42	0	0	10	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	7,5	0	60,42	24	0	10	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	7,5	7,5	67,92	91,92	84,42	94,42	34
Horas requeridas operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0,00%	0,09%	0,09%	0,78%	1,05%	0,96%	1,08%	0,39%

Gráfico 5.8 - Indisponibilidade do sistema gerador diesel de emergência

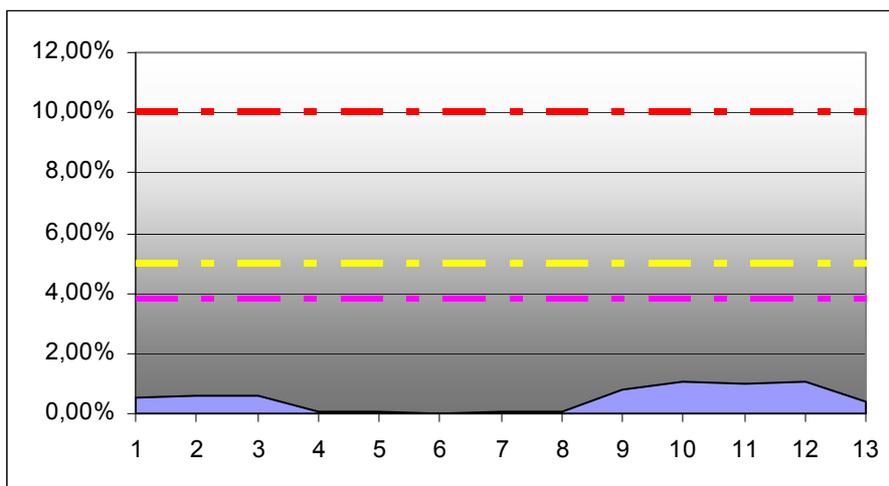


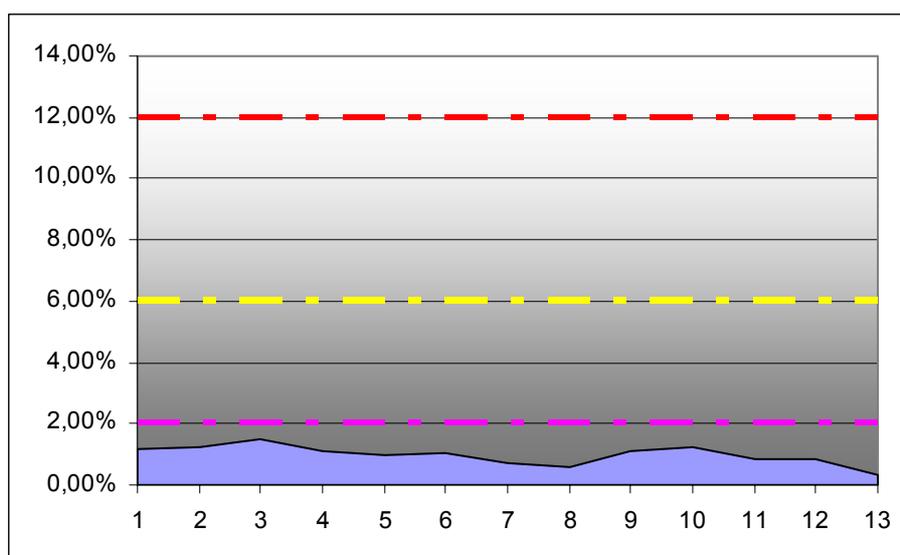
Tabela 5.22a – Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)

Trimestre	2002-T1	2002-T2	2002-T3	2002-T4	2003-T1	2003-T2	2003-T3	2003-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	45	0	12	0	67	12	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	45	48	12	5	67	12	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	0	0	105	110	132	96	84
Horas requeridas operação no Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	1,20%	1,26%	1,51%	1,10%	0,96%

Tabela 5.22b – Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	15	34	0	0	0	0	3	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis Trim	15	34	0	50	24	0	3	0
Total Horas indisponíveis 12M	94	61	49	99	108	74	77	27
Horas requeridas operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	1,07%	0,70%	0,56%	1,13%	1,23%	0,84%	0,88%	0,31%

Gráfico 5.9 - Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)



As tabelas (tabela 5.23, 5.24 e 5.25) a seguir apresentam um exemplo de cálculo para estes indicadores, para os anos de 2004 e 2005, considerando os sistema da usina de Angra 1:

Tabela 5.23a - Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança (SIS) de Angra 1

Trimestre	2002-T1	2002-T2	2002-T3	2002-T4	2003-T1	2003-T2	2003-T3	2003-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	45	0	12	0	67	12	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis Trim	0	45	48	12	5	67	12	0
Total Horas indisponíveis 12M	0	0	0	105	110	132	96	84
Horas requeridas operação Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	1,20%	1,26%	1,51%	1,10%	0,96%

Tabela 5.23b - Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança (SIS) de Angra 1

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan no Tri	80	34	0	0	0	0	10	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo p/Falhas reveladas Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indispo no Tri	80	34	0	50	24	0	10	0
Total Horas indispo em 12M	159	126	114	164	108	74	84	34
Horas req operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	1,82%	1,44%	1,30%	1,87%	1,23%	0,84%	0,96%	0,39%

Gráfico 5.10 - Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança para Angra 1

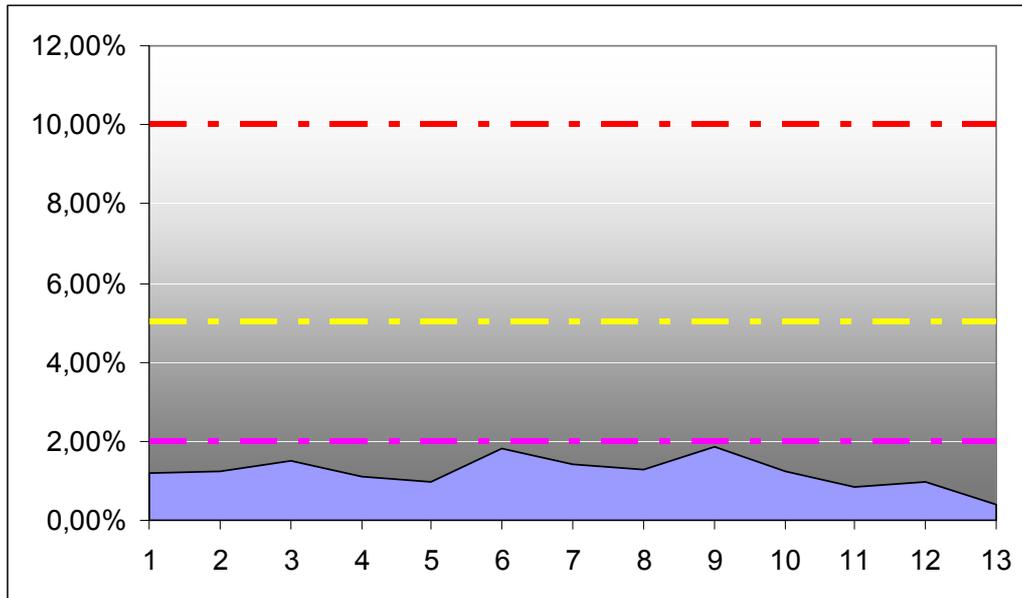


Tabela 5.24a - Indisponibilidade do sistema de geradores diesel de emergência (GGD) de Angra 1

Trimestre	2002-T1	2002-T2	2002-T3	2002-T4	2003-T1	2003-T2	2003-T3	2003-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	0	0	0	0	0	0	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	0	48	0	5	0	0	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	0	0	48	53	53	5	5
Horas requeridas operação no Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	0,55%	0,61%	0,61%	0,06%	0,06%

Tabela 5.24b - Indisponibilidade do sistema de geradores diesel de emergência (GGD) de Angra 1

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan no Tri	0	7,5	0	10,42	0	0	10	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo p/Falhas reveladas Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indispo no Tri	0	7,5	0	60,42	24	0	10	0
Total Horas indispo em 12M	0	7,5	7,5	67,92	91,92	84,42	94,42	34
Horas req operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0,00%	0,09%	0,09%	0,78%	1,05%	0,96%	1,08%	0,39%

Gráfico 5.11 - Indisponibilidade do sistema de geradores diesel de emergência (GGD) de Angra 1

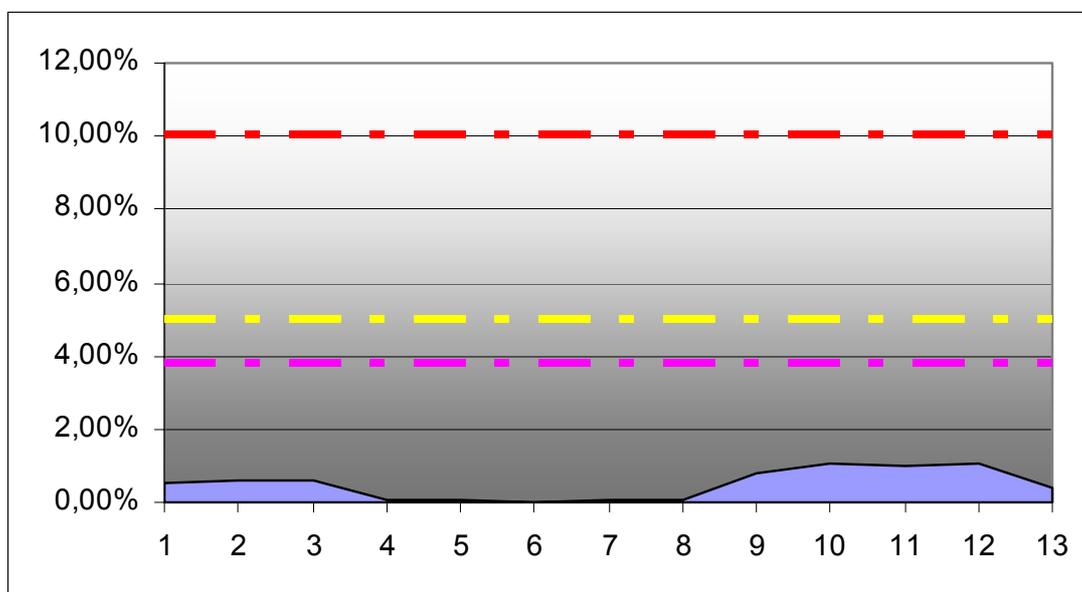


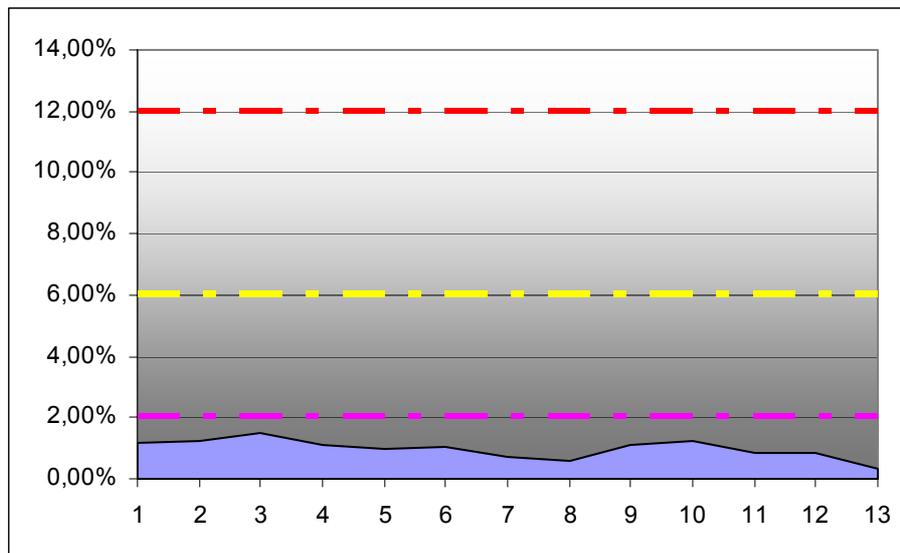
Tabela 5.25a - Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação
Auxiliar (AAA) de Angra 1

Trimestre	2002-T1	2002-T2	2002-T3	2002-T4	2003-T1	2003-T2	2003-T3	2003-T4
Horas Indispo Plan no Trimestre	0	45	0	12	0	67	12	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	48	0	5	0	0	0
Indispo por Falhas reveladas no Tri	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Horas indisponíveis no Trim	0	45	48	12	5	67	12	0
Total Horas indisponíveis em 12M	0	0	0	105	110	132	96	84
Horas requeridas operação no Tri	2160	2184	2208	2208	2160	2184	2208	2208
Horas requeridas em 12 M	0	0	0	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0	0	0	1,20%	1,26%	1,51%	1,10%	0,96%

Tabela 5.25b - Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação
Auxiliar (AAA) de Angra 1

Trimestre	2004-T1	2004-T2	2004-T3	2004-T4	2005-T1	2005-T2	2005-T3	2005-T4
Horas Indispo Plan no Tri	15	34	0	0	0	0	3	0
Horas Indispo não Plan no Tri	0	0	0	0	24	0	0	0
Indispo p/Falhas reveladas Tri	0	0	0	50	0	0	0	0
Total Horas indispo no Tri	15	34	0	50	24	0	3	0
Total Horas indispo em 12M	94	61	49	99	108	74	77	27
Horas req operação no Tri	2.160	2.184	2.208	2.208	2.160	2.184	2.208	2.208
Horas requeridas em 12 M	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
INDICADOR	0,011	0,007	0,0056	1,13%	1,23%	0,84%	0,88%	0,31%

Gráfico 5.12 - Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA) de Angra 1



5.3.1.2.2 - Falhas funcionais de sistemas de segurança (SI-17)

O objetivo deste indicador é monitorar eventos ou condições que poderiam impedir a realização de uma função de segurança necessária para:

- Desligar o reator e mantê-lo em uma condição desligada com segurança
- Remover o calor residual
- Controlar a liberação de material radioativo e
- Mitigar as consequências de um acidente.

O valor do indicador é calculado de acordo com a fórmula:

SI-17 = Número de falhas funcionais durante o trimestre anterior.

(5.6)

Deve ser considerado como falha funcional qualquer evento ou condição que poderia impedir uma estrutura, sistema ou componente de realizar a sua função de segurança. Neste contexto, são consideradas falhas humanas, deficiências de projeto e erros de instalação entre outros. A tabela 5.26 apresenta valores deste indicador para uma usina hipotética similar a Angra 1:

TABELA 5.26 – Base para o indicador SI-17

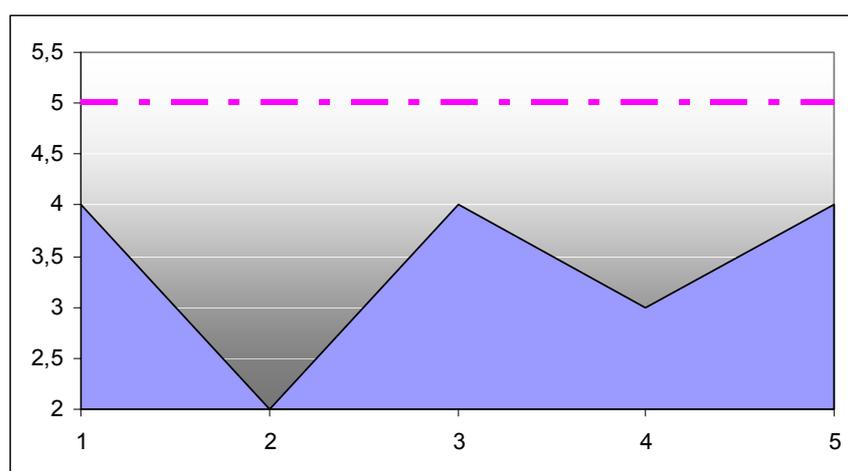
Verde-Branco	SI < 5	Valor determinado usando a média de usinas americanas + duas vezes o desvio padrão dos dados coletados entre 01/07/1995 e 30/06/1997
Branco-Amarelo	NA	Valores não definidos por se considerar que não há uma conexão com dados de risco
Amarelo-Vermelho	NA	Valores não definidos por se considerar que não há uma conexão com dados de risco

A tabela 5.27 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, considerando Falhas Funcionais de sistemas de segurança, para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

TABELA 5.27 – Exemplo de aplicação do indicador SI-17

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
FF NO TRI	2	0	1	1	0	2	0	2
FF Acum				4	2	4	3	4
INDICADOR				4	2	4	3	4
Branca				5	5	5	5	5

Gráfico 5.13 – Falhas funcionais

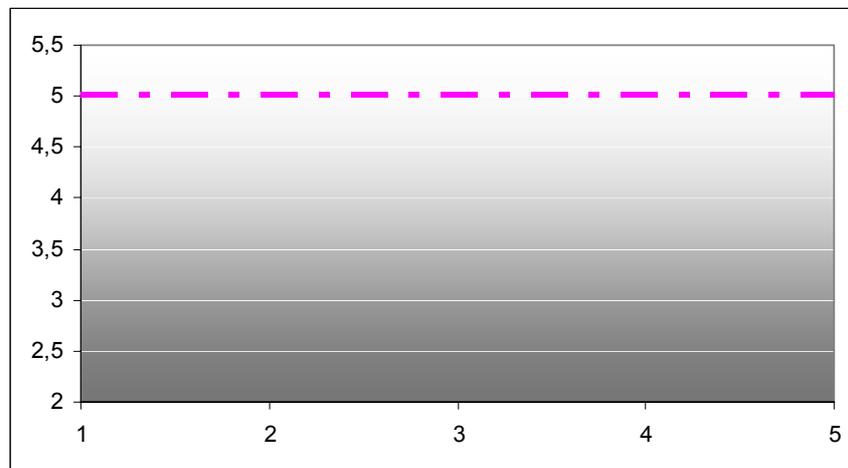


A tabela 5.28 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, considerando Falhas Funcionais de sistemas de segurança, para a usina de Angra 1:

TABELA 5.28 – Exemplo de dados e Falhas Funcionais para Angra 1

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
FF NO TRI	0	0	1	0	0	0	0	0
FF Acum				1	1	1	0	0
INDICADOR				1	1	1	0	0

Gráfico 5.14 – Falhas funcionais de Angra 1



5.3.1.3 – Barreiras contra liberação de produtos de fissão

O objetivo de monitorar indicadores nesta área é obter garantia razoável de que as barreiras físicas, como revestimento das varetas de combustível, os limites de pressão do sistema primário (tubulação, até a primeira válvula de isolamento e equipamentos, como vaso do reator, geradores de vapor pressurizador e bombas de refrigeração), protegem o público contra a liberação de radionuclídeos. Os indicadores são:

- Atividade específica do sistema primário e
- Taxa de vazamento identificado do sistema primário

5.3.1.3.1 – Atividade específica do sistema primário (SI-18)

O objetivo deste indicador é monitorar a integridade do revestimento das varetas de combustível, a primeira das três principais barreiras contra liberação de produtos de fissão. O indicador mede a radioatividade no sistema primário como uma indicação da integridade do revestimento.

O indicador é calculado como sendo a taxa entre a Máxima atividade mensal, expressa em $\mu\text{Ci/g}$ de I-131 e o limite da atividade estabelecido na especificação técnica, expressa em %.

$$SI - 18 = \frac{\text{Valor Máximo mensal da Atividade}}{\text{Limite da Especificação Técnica}} * 100$$

(5.7)

Os limites para este indicador são baseados nas Especificações Técnicas. A base é regulatória – indiretamente relacionada ao risco. Os valores de 50% e 100% dos limites das Especificações Técnicas foram determinados em painéis com peritos. A tabela 5.29 apresenta as faixas de classificação para este indicador.

TABELA 5.29 – Valores para Classificação do indicador atividade do sistema primário

	BRANCA	AMARELA	VERMELHA
Atividade do SRR	50% do Limite ET	75% do Limite ET	100% do Limite ET

A tabela 5.30 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

TABELA 5.30a – Valores de atividade do sistema primário

Mês	jan-04	fev/04	mar-04	abr/04	mai-04	jun/04
Vazamento máximo SRR GPM	30	25	30	40	36	41
Limite da Especificação Técnica	225	225	225	225	225	225
INDICADOR	13,33	11,11	13,33	17,78	16,00	18,22

TABELA 5.30b – Valores de atividade do sistema primário

jul-04	ago/04	set-04	out/04	nov-04	dez/04
34	31	18	24	28	25
225	225	225	225	225	225
15,11	13,78	8,00	10,67	12,44	11,11

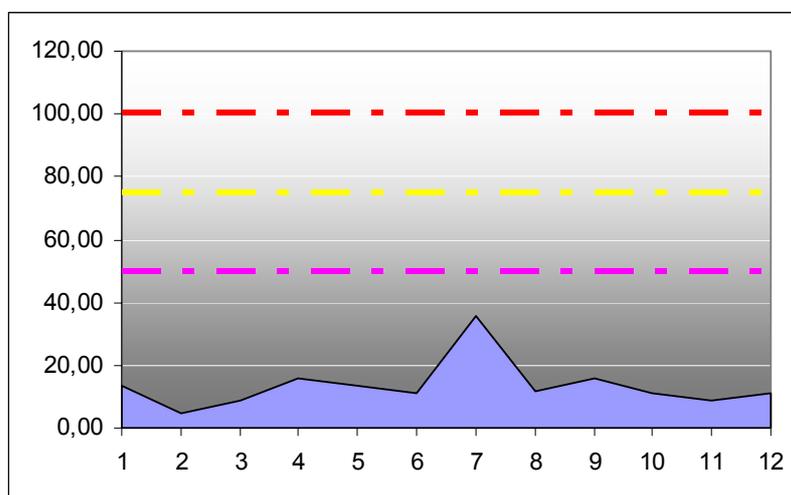
TABELA 5.30c – Valores de atividade do sistema primário

Mês	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05	jun/05
Vazamento máximo SRR GPM	30	10	20	35	30	25
Limite da Especificação Técnica	225	225	225	225	225	225
INDICADOR	13,33	4,44	8,89	15,56	13,33	11,11

TABELA 5.30d – Valores de atividade do sistema primário

jul/05	ago/05	set/05	out/05	nov/05	dez/05
80	27	35	25	20	25
225	225	225	225	225	225
35,56	12,00	15,56	11,11	8,89	11,11

Gráfico 5.15 – Atividade do sistema primário ano 2005



Os dados e gráficos abaixo apresentam os valores relativos a usina de Angra 1.

TABELA 5.31a – Valores de atividade do sistema primário para a usina de Angra 1

Mês	jan-04	fev/04	mar-04	abr/04	mai-04	jun/04
Vazamento máximo SRR GPM	30	25	30	40	36	41
Limite da Especificação Técnica	225	225	225	225	225	225
INDICADOR	13,33	11,11	13,33	17,78	16,00	18,22

TABELA 5.31b – Valores de atividade do sistema primário para a usina de Angra 1

jul-04	ago/04	set-04	out/04	nov-04	dez/04
34	31	18	24	28	25
225	225	225	225	225	225
15,11	13,78	8,00	10,67	12,44	11,11

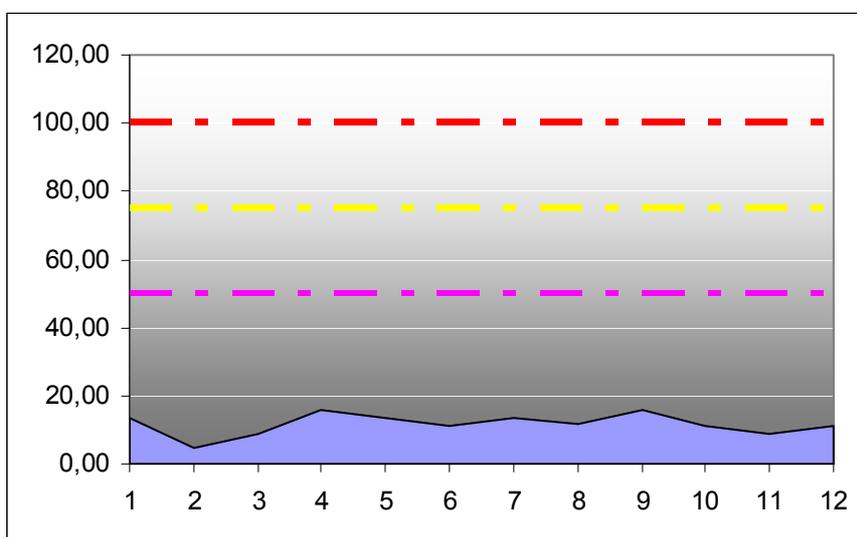
TABELA 5.31c – Valores de atividade do sistema primário para a usina de Angra 1

Mês	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05	jun/05
Vazamento máximo SRR GPM	30	10	20	35	30	25
Limite da Especificação Técnica	225	225	225	225	225	225
INDICADOR	13,33	4,44	8,89	15,56	13,33	11,11

TABELA 5.31d – Valores de atividade do sistema primário para a usina de Angra 1

jul/05	ago/05	set/05	out/05	nov/05	dez/05
30	27	35	25	20	25
225	225	225	225	225	225
13,33	12,00	15,56	11,11	8,89	11,11

Gráfico 5.16 – Atividade do sistema primário ano 2005



5.3.1.3.2 – Vazamento do sistema primário (SI-19)

Os limites para este indicador são baseados nas Especificações Técnicas. A base é regulatória – indiretamente relacionada ao risco. Os valores de 50% e 100% dos limites das Especificações Técnicas foram determinados em painéis com peritos. A tabela 5.32 apresenta as faixas de classificação para este indicador.

TABELA 5.32 – Valores para o indicador taxa de vazamento do sistema primário

	BRANCA	AMARELA	VERMELHA
Vazamento do SRR	50% do Limite ET	75% do Limite ET	100% do Limite ET

Taxa entre o máximo vazamento identificado mensal, em gpm, pelo limite da especificação técnica, expresso em %

$$SI - 19 = \frac{\text{Vazamento_máximo_mensal_identificado}}{\text{Limite_da_Especificação_Técnica}} * 100$$

(5.8)

Notas: Abaixo estão listados os valores limites estabelecidos na Especificação Técnica (ET) (ELETRONUCLEAR, 2003):

- Vazamento não identificado: 225 lph
- Vazamento identificado: 2250 lph
- Vazamento através de tubos dos GVs: 45,4 lph (288 gpd) [detetores de Nitrogênio 16 localizados na linha de vapor principal, logo após a saída dos geradores de vapor, com alarme em 10 gpd e limites administrativos para desligamento manual do reator em 75 gpd ou variação de 50 gpd em 1 hora]

A tabela 5.33 apresenta um exemplo de cálculo para este indicador, para os anos de 2004 e 2005, considerando Falhas Funcionais de sistemas de segurança, para uma usina hipotética, similar a usina de Angra 1:

TABELA 5.33a – Vazamento do sistema primário

Mês	jan-04	fev/04	mar-04	abr/04	mai-04	jun/04
Vazamento máximo SRR GPM	0,02	0,04	0,1	0,2	0,25	0,1
Limite da Especificação Técnica	1	1	1	1	1	1
INDICADOR	2,00	4,00	10,00	20,00	25,00	10,00

TABELA 5.33b – Vazamento do sistema primário

jul-04	ago/04	set-04	out/04	nov-04	dez/04
0,25	0,1	0,2	0,3	0,2	0,4
1	1	1	1	1	1
25,00	10,00	20,00	30,00	20,00	40,00

TABELA 5.33c – Vazamento do sistema primário

Mês	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05	jun/05
Vazamento máximo SRR GPM	0,4	0,32	0,34	0,28	0,4	0,3
Limite da Especificação Técnica	1	1	1	1	1	1
INDICADOR	40,00	32,00	34,00	28,00	40,00	30,00

TABELA 5.33d – Vazamento do sistema primário

jul/05	ago/05	set/05	out/05	nov/05	dez/05
0,4	0,3	0,1	0,05	0,1	0,015
1	1	1	1	1	1
40,00	30,00	10,00	5,00	10,00	1,50

Gráfico 5.17 – Vazamento do sistema primário

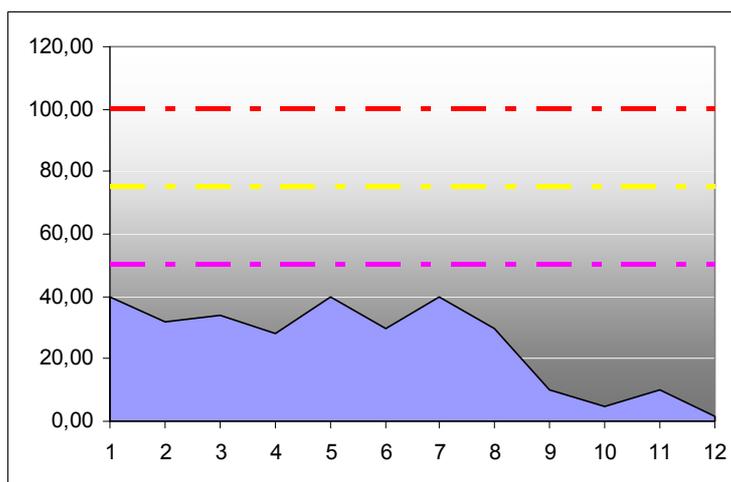


TABELA 5.34a – Vazamento do sistema primário - Angra 1

Mês	jan-04	fev/04	mar-04	abr/04	mai-04	jun/04
Vazamento máximo SRR GPM	0,02	0,04	0,1	0,2	0,25	0,3
Limite da Especificação Técnica	1	1	1	1	1	1
INDICADOR	2,00	4,00	10,00	20,00	25,00	30,00

TABELA 5.34b – Vazamento do sistema primário

jul-04	ago/04	set-04	out/04	nov-04	dez/04
0,25	0,35	0,27	0,27	0,32	0,31
1	1	1	1	1	1
25,00	35,00	27,00	27,00	32,00	31,00

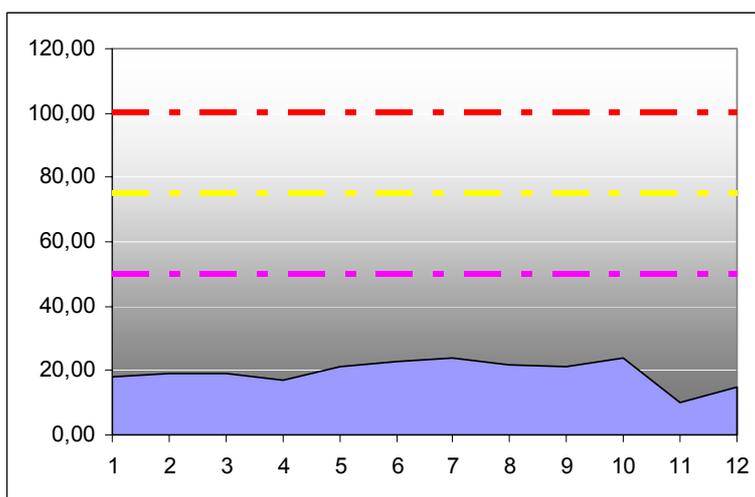
TABELA 5.34c – Vazamento do sistema primário – Angra 1

Mês	jan/05	fev/05	mar/05	abr/05	mai/05	jun/05
Vazamento máximo SRR GPM	0,18	0,19	0,19	0,17	0,21	0,23
Limite da Especificação Técnica	1	1	1	1	1	1
INDICADOR	18,00	19,00	19,00	17,00	21,00	23,00

TABELA 5.34d – Vazamento do sistema primário

jul/05	ago/05	set/05	out/05	nov/05	dez/05
0,24	0,22	0,21	0,24	0,1	0,15
1	1	1	1	1	1
24,00	22,00	21,00	24,00	10,00	15,00

Gráfico 5.18 – Vazamento do sistema primário para a usina de Angra 1



5.3.1.4 – Preparação para emergências

O objetivo de monitorar esta área é garantir que a organização operadora é capaz de implementar medidas adequadas para proteger a saúde e segurança do público durante uma emergência radiológica. A organização operadora mantém sua capacidade de atuação em uma emergência através da realização de exercícios, treinamento, atuação em eventos reais e identificação de problemas e a sua solução.

Os indicadores desta área são:

- Indicador de realização de exercícios do Plano de Emergência Local (PEL)
- Resposta dos participantes do Plano de Emergência Local
- Confiabilidade do sistema de notificação ao público

5.3.1.4.1 – Indicador de realização de exercícios do PEL (SI-20)

O objetivo deste indicador é monitorar a prontidão e precisão da organização operadora nas tarefas e exercícios, durante situações de demanda real ou de exercícios,

na classificação de emergências, notificação e desenvolvimento de ações protetoras recomendadas.

O indicador é calculado como sendo a taxa entre as tarefas, exercícios e oportunidades que foram pronta e precisamente realizadas durante os 8 trimestres anteriores e todas as oportunidades ocorridas nestes 8 trimestres.

N1 – Número de oportunidades para classificações, reais e exercícios efetuados nos últimos 8 trimestres

N2 – Total de oportunidades ocorridas nos últimos 8 trimestres

$$SI - 20 = \frac{N1}{N2} * 100 \quad (5.9)$$

O indicador é calculado a cada trimestre.

As situações incluem:

- múltiplos eventos durante um exercício individual.
- Cada classificação ou reclassificação
- Cada notificação de uma declaração de emergência
- Cada notificação ou alteração de ação protetora recomendada
- Cada ação protetora realizada

O termo prontamente significa que o tempo para as situações serem identificadas deve ser de quinze minutos.

O termo precisamente significa que a classe da emergência, a descrição, as condições meteorológicas, o potencial para afetar população da área, a ocorrência de liberação, a data da declaração, Evento real ou exercício, e unidade associada estão claramente e adequadamente identificadas.

TABELA 5.35 – Valores para classificação do indicador resposta da organização à emergências

	VERDE	BRANCA	AMARELA	VERMELHA
Atuação do PEL em exercícios e/ou atuação real (Oportunidades utilizadas)	SI > 90%	90% > SI ≥ 70	70% > SI ≥ 50%	SI < 50%

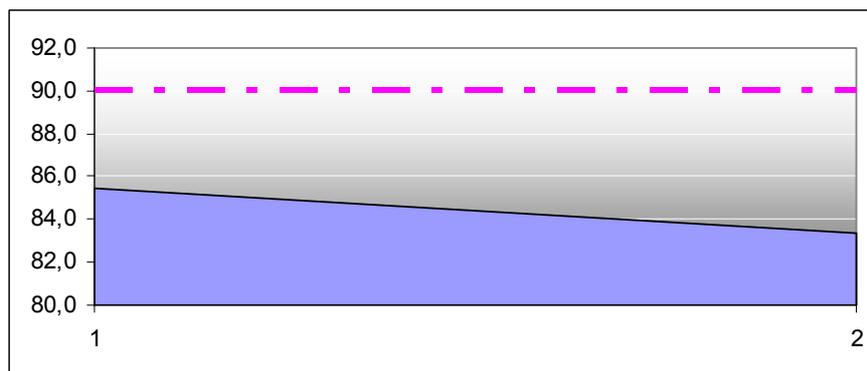
TABELA 5.36a - Exercícios do Plano de Emergência

Trimestre	2003 T4	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4
Classificações Corretas em 1 trim	4	4	3	11	0
Oportunidade p/ ativar o PEL no trim	4	4	3	11	0
Total Classif corretas em 8 trim					
Total oportunidades em 8 trim					
INDICADOR					

TABELA 5.36b - Exercícios do Plano de Emergência

Trimestre	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Classificações Corretas em 1 trim	8	11	0	23
Oportunidade p/ ativar o PEL no trim	12	12	0	24
Total Classif corretas em 8 trim			53	72
Total oportunidades em 8 trim			48	72
INDICADOR			110,42	100,00

Gráfico 5.19 – Exercícios do plano de emergência



As tabelas e dados abaixo apresentam os valores associados a usina de Angra 1.

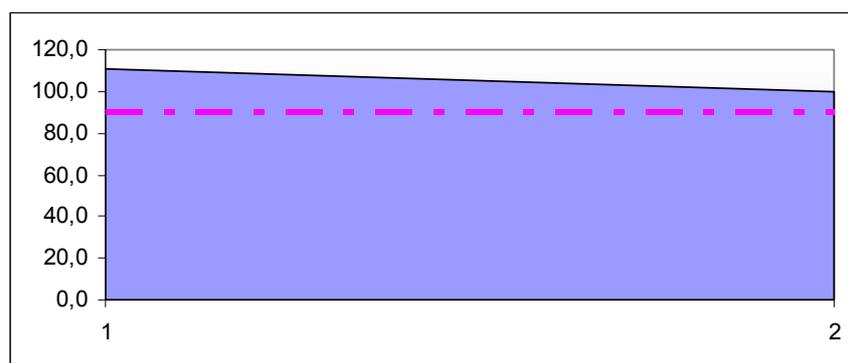
TABELA 5.37a - Exercícios do Plano de Emergência de Angra 1

Trimestre	2003 T4	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4
Classificações Corretas em 1 trim	4	4	11	11	0
Oportunidade p/ ativar o PEL no trim	4	4	11	11	0
Total Classif corretas em 8 trim					
Total oportunidades em 8 trim					
INDICADOR					

TABELA 5.37b - Exercícios do Plano de Emergência de Angra 1

Trimestre	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Classificações Corretas em 1 trim	12	11	0	23
Oportunidade p/ ativar o PEL no trim	12	11	0	23
Total Classif corretas em 8 trim			53	72
Total oportunidades em 8 trim			48	72
INDICADOR			110,42	100,00

Gráfico 5.20 – Exercícios do plano de emergência



5.3.1.4.2 – Resposta da organização a emergências (SI-21)

O objetivo deste indicador é rastrear a participação dos componentes do grupo de emergência da organização operadora durante uma ativação do Plano de Emergência Local.

$$SI - 21 = \frac{N3}{N4} * 100$$

(5.10)

N3 – número de membros do grupo de emergência que tem participado das atuações reais ou exercícios do PEL nos últimos 8 trimestres

N4 – Número total de membros do grupo de emergência

TABELA 5.38 – Faixa de classificação para o indicador SI-21

	VERDE	BRANCA	AMARELA	VERMELHA
Participação dos componentes do PEL em exercícios e/ou atuação real (Oportunidades utilizadas)	SI > 90%	90% > SI ≥ 70	70 > SI ≥ 50%	Si < 50%

A tabela abaixo apresenta os dados para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.39 – Participação em ativações do plano de Emergência

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Número total de componentes	50	50	50	55	55	55	55	55
Núm pessoas que participam 8 tri	50	50	50	55	55	55	55	55
INDICADOR	100							

GRÁFICO 5.21 – Participação em ativações do Plano de Emergência

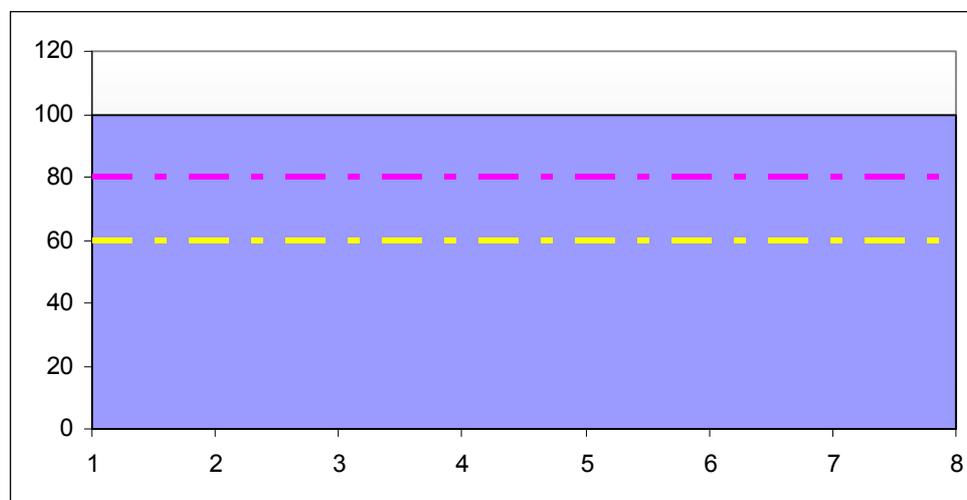
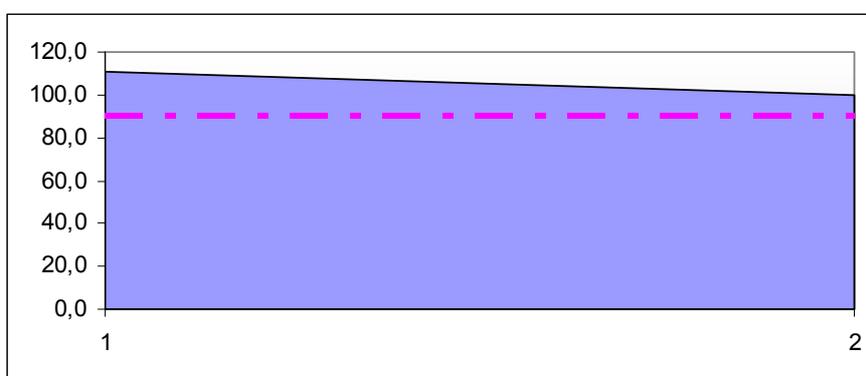


TABELA 5.40 – Participação em ativações do plano de Emergência – Angra 1

Trimestre	2003 T4	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Classificações Corretas em 1 trim	4	4	11	11	0	12	11	0	23
Oportunidade p/ ativar o PEL no trim	4	4	11	11	0	12	11	0	23
Total Classif corretas em 8 trim								53	72
Total oportunidades em 8 trim								48	72
INDICADOR								110,4	100,0

GRÁFICO 5.22 – Participação em ativações do Plano de Emergência – Angra 1



5.3.1.4.3 – Confiabilidade do sistema de Notificação ao público (SI-22)

O objetivo deste indicador é monitorar a confiabilidade do sistema externo de notificação ao público, da necessidade de ações protetoras.

O indicador é calculado como sendo a porcentagem das sirenes que são capazes de realizar a sua função durante doze meses.

$$SI - 22 = \frac{N5}{N6} * 100$$

(5.11)

N5 – Número total de sirenes testadas com sucesso nos 4 trimestres anteriores

N6 – Número total de sirenes testadas nos 4 trimestres anteriores.

TABELA 5.41 – Valores para Classificação do indicador Confiabilidade do Sistema de Notificações

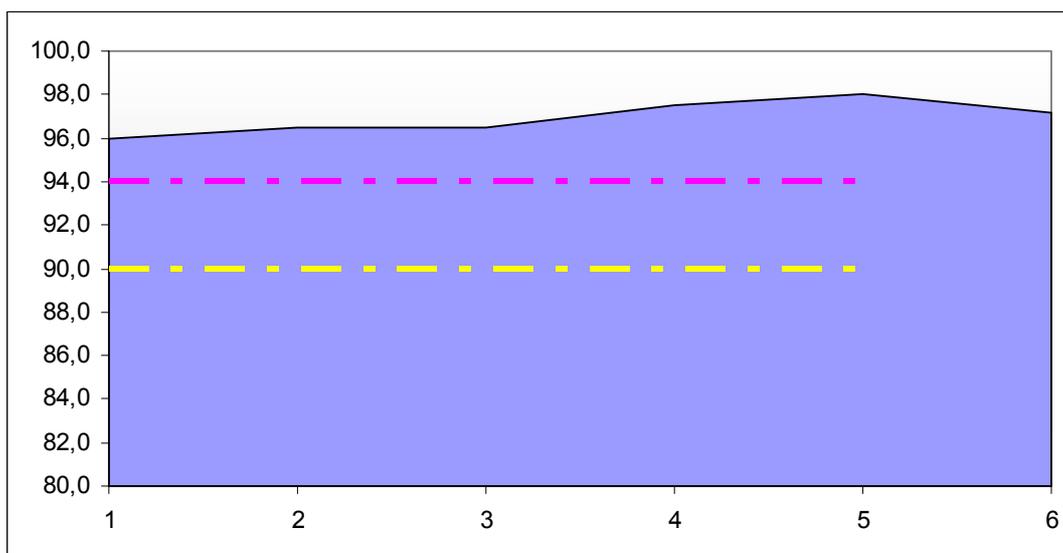
	VERDE	BRANCA	AMARELA
Participação dos componentes do PEL em exercícios e/ou atuação real (Oportunidades utilizadas)	SI > 94%	90 < SI ≤ 94%	SI ≤ 90%

As tabelas abaixo mostram os resultados de uma usina hipotética similar a Angra 1.

TABELA 5.42 - Confiabilidade do sistema de Notificação ao público

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Núm sirenes testadas OK em 1 Tri	48	47	48	49	49	49	54	52
Número total de sirenes testadas em 1 Tri	50	50	50	50	50	50	55	55
Núm sirenes testadas OK em 4 Tri			191	192	193	195	201	204
Número total de sirenes testadas em 4 Tri			200	200	200	200	205	210
INDICADOR			96,0	96,5	96,5	97,5	98,0	97,1
Branco (94%)			94	94	94	94	94	94
Amarelo (90%)			90	90	90	90	90	90

GRÁFICO 5.23 - Confiabilidade do sistema de Notificação ao público



5.3.2 – Segurança das radiações

O objetivo é o de garantir que os limites estabelecidos na norma CNEN 3.01 não são ultrapassados e que os princípios da filosofia ALARA são obedecidos.

5.3.2.1 – Eficácia do controle de exposição ocupacional (SI-30)

O objetivo deste indicador é monitorar o acesso e atividades de trabalho dentro da área controlada da usina e as ocorrências envolvendo degradação ou falha das barreiras contra liberação que resultam em doses não intencionadas e rapidamente identificáveis.

As ocorrências consideradas são as seguintes:

- Número de áreas de alta radiação, de acordo com os requisitos da especificação Técnica (R1, 1 mSv/hora)
- Número de áreas de muito alta radiação (R2, 10 mSv/hora)
- Número de ocorrências de exposição não intencionada durante o trimestre anterior (R3)

O indicador é calculado pela soma do número de ocorrência de cada um dos elementos acima especificados, durante os 4 trimestres anteriores.

TABELA 5.43 – Valores para Classificação do indicador Eficácia do Programa de Controle de Exposição Ocupacional

	VERDE	BRANCA	AMARELA
Eficácia do controle do Programa de exposição	$SI \leq 2$	$2 < SI \leq 5$	NA

$$SI-30 = R1 + R2 + R3$$

(5.12)

Constituem exemplos de eventos a serem contabilizados neste indicador:

- Falha na identificação de uma área como sendo de alta ou muito alta radiação
- Falha em impedir o acesso não autorizados a estas áreas

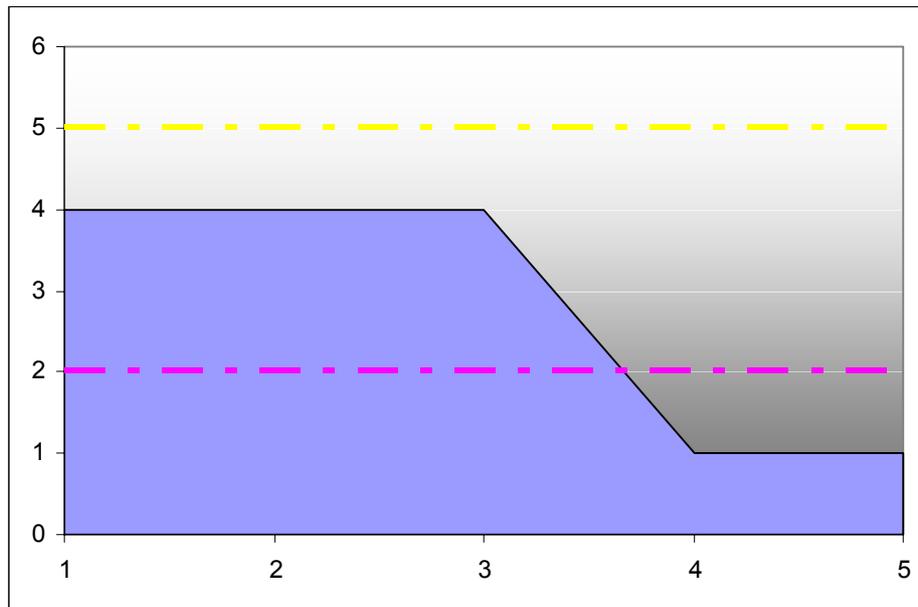
- Falha em manter controle administrativo sobre chaves ou travas para áreas de alta

A tabela abaixo apresenta os dados para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1

Tabela 5.44 - Eficácia do controle de exposição ocupacional

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Ocorrências alta radiação ET no Trim	0	0	3	0	0	0	0	0
Ocorrências muito alta radiação ET no Trim	0	0	1	0	0	0	1	0
Ocorrências exposições no Trim	0	0	0	0	0	0	0	0
Soma do Trim	0	0	4	0	0	0	1	0
Total ocorrências nos 4 Trim anteriores			4	4	4	4	1	1

GRÁFICO 5.24 - Eficácia do controle de exposição ocupacional



5.3.2.2 – Liberação de efluentes radiológicos (SI-31)

O objetivo de monitoração desta área é avaliar o programa de controle de liberação de efluentes (líquidos e gasosos) da usina.

Existe um indicador nesta área, que engloba dois parâmetros:

- efluente líquido
- efluente gasoso

TABELA 5.45 – Valores para Classificação dos indicadores de liberações de efluentes líquidos e gasosos

	VERDE	BRANCA	AMARELA
Liberação de efluentes líquidos e gasosos	≤ 1	$1 < SI \leq 3$	> 3

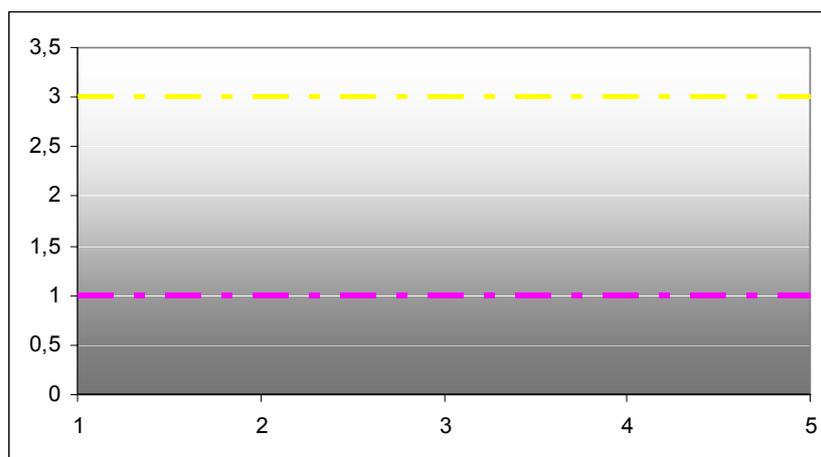
O indicador é calculado considerando a soma das Liberação de efluentes radiológicos (líquidos e gasosos) que excedem os limites de dose da norma da CNEN NN 3.01, nos quatro trimestres anteriores.

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.46 – Liberação de efluentes

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Ocorrências de Liberação no trim	0	0	0	0	0	0	0	0
Ocorrências em 4 trim			0	0	0	0	0	0
INDICADOR			0	0	0	0	0	0

GRÁFICO 5.25 – Liberação e efluentes



5.3.3 - Proteção Física

O estabelecimento de indicadores nesta área tem o objetivo de identificar e avaliar eventos potenciais de salva-guarda e fornecer uma primeira linha de defesa em profundidade para o perímetro da usina.

5.3.3.1 – Índice de performance de equipamentos de área protegida (SI-40)

Uma usina nuclear é uma instalação que deve ser protegida contra a entrada de pessoas não autorizadas, principalmente considerando a possibilidade de sabotagem, que poderia acarretar na ocorrência de um acidente com consequências radiológicas para o público e trabalhadores. Tanto a entrada quanto a saída de material nuclear de uma usina, deve ser contabilizada e controlada. O objetivo deste indicador é monitorar a indisponibilidade do sistema de detecção de intrusão e alarmes.

As faixas para os valores do indicador estão definidas na tabela 5.47.

TABELA 5.47 – Valores para Indicadores de performance de equipamentos de área protegida

	VERDE	BRANCA	AMARELA
Índice de performance de equipamentos de monitoração	$SI \leq 0,08$	NA	NA

O indicador é calculado através da média aritmética entre o número de horas de ronda de especialistas de segurança no trimestre para compensar sensores de detecção de intrusão degradados (A1) e o número de horas no trimestre de ronda de especialistas de segurança para compensar câmeras de vídeo de circuito fechado degradadas (A2).

$$SI-40 = (A1 + A2) / 2$$

(5.13)

O valor de A1 é calculado da seguinte maneira:

$$A1 = \frac{\text{Número horas nos 4 tri anteriores}}{8760 \text{ horas}}$$

(5.14)

O valor de A2 é calculado da seguinte maneira:

$$A2 = \frac{\text{Número horas nos 4 tri anteriores}}{8760 \text{ horas}}$$

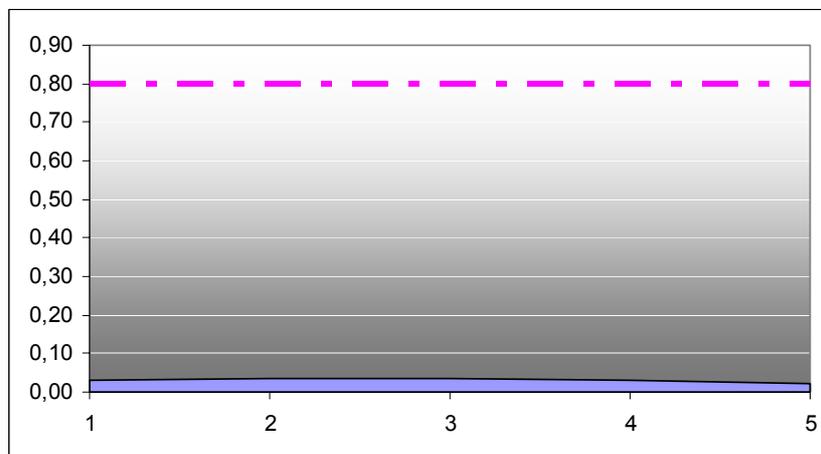
(5.15)

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.48 – Performance de equipamentos de segurança

Trimestre	2004 T1	2004 T2	2004 T3	2004 T4	2005 T1	2005 T2	2005 T3	2005 T4
Horas de A1 no Trim	36	48	96	126	65	45	60	55
Horas de A2 no Trim	24	36	100	100	48	56	53	31
Horas de A1 nos 4 trim anteriores				306	335	332	296	225
Horas de A2 nos 4 trim anteriores				260	284	304	257	188
A1				0,0349	0,0382	0,0379	0,0338	0,0257
A2				0,0297	0,0324	0,0347	0,0293	0,0215
INDICADOR				0,03	0,04	0,04	0,03	0,02

GRÁFICO 5.26 – Performance de equipamentos de segurança



5.3.4 – Fatores organizacionais

Esta área tem o objetivo de identificar deficiências ou fraquezas na capacidade do licenciado em identificar e resolver problemas.

5.3.4.1 - Número de exigências do órgão regulatório (SI-50)

O objetivo de monitoração desta área é verificar que a organização operadora mantém a operação dentro das bases de projeto da usina, e consegue executar ações corretivas para eliminar as deficiências identificadas.

O indicador é determinado considerando o número de exigências consideradas não atendidas ou abertas no trimestre anterior.

As faixas de classificação deste indicador foram baseadas na experiência operacional da usina de Angra 1.

TABELA 5.49 – Valores para classificação do Indicador – Número de Exigências do Órgão Regulatório

Verde	SI ≤ 50
Branco	SI > 50
Amarelo	NA
Vermelho	NA

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.50a – Número de Exigências do Órgão Regulatório

Trim	2004 01	2004 02	2004 03	2004 04	2004 05	2004 06
Total exigências no Mês	10	11	9	10	15	20
Total Exigências no Trim			30	30	34	45
Indicador			30	30	34	45

TABELA 5.50b – Número de Exigências do Órgão Regulatório

2004 07	2004 08	2004 09	2004 10	2004 11	2004 12
10	15	17	12	15	16
45	45	42	44	44	43
45	45	42	44	44	43
50	50	50	50	50	50

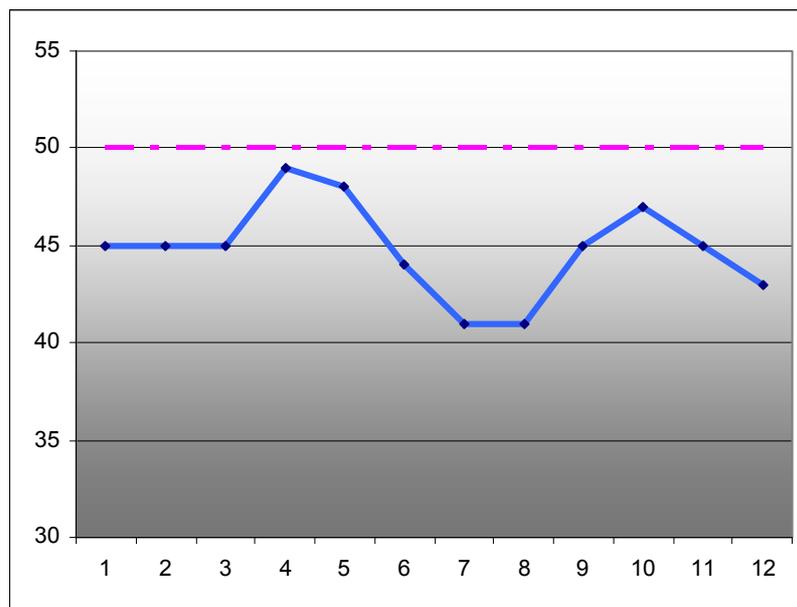
TABELA 5.50c – Número de Exigências do Órgão Regulatório

Trim	2005 01	2005 02	2005 03	2005 04	2005 05	2005 06
Total exigências no Mês	14	15	16	18	14	12
Total de Exigências no Trim	45	45	45	49	48	44
Indicador	45	45	45	49	48	44
Branco	50	50	50	50	50	50

TABELA 5.50d – Número de Exigências do Órgão Regulatório

2005 07	2005 08	2005 09	2005 10	2005 11	2005 12
15	14	16	17	12	14
41	41	45	47	45	43
41	41	45	47	45	43
50	50	50	50	50	50

GRÁFICO 5.27 – Exigências do Órgão Regulatório



5.3.4.2 – Número de OROs (SI-51)

O objetivo de monitoração deste indicador é verificar que a organização operadora consegue identificar situações que causam impacto na segurança operacional da usina ou que apresentam significado para a segurança e mantê-las dentro de um universo reduzido.

O indicador é calculado considerando o número de ocorrências de relato obrigatório gerados no trimestre anterior.

As faixas de classificação para este indicador foram baseadas na experiência operacional da usina de Angra 1.

TABELA 5.51– Faixa de classificação para número de OROs

Verde	SI ≤ 15
Branco	SI > 15
Amarelo	NA
Vermelho	NA

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.52a – Número de Relatórios Obrigatórios (OROs)

Trim	2004 01	2004 02	2004 03	2004 04	2004 05	2004 06
Total de OROs no mês	0	1	0	1	0	0
Total de OROs no Trim			1	2	1	1
Indicador			1	2	1	1

TABELA 5.52b – Número de Relatórios Obrigatórios (OROs)

2004 07	2004 08	2004 09	2004 10	2004 11	2004 12
2	0	0	0	1	0
2	2	2	0	1	1
2	2	2	0	1	1

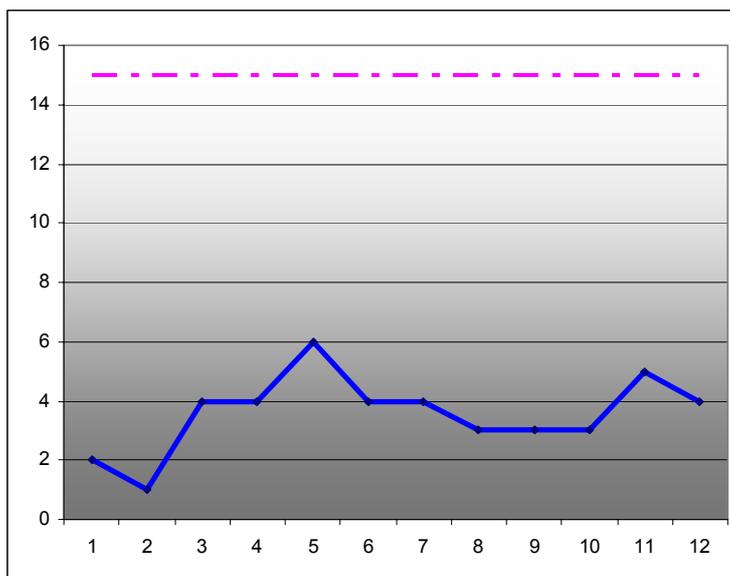
TABELA 5.52c – Número de Relatórios Obrigatórios (OROs)

Trim	2005 01	2005 02	2005 03	2005 04	2005 05	2005 06
Total OROs no Mês	1	0	3	1	2	1
Total de OROs no Trim	2	1	4	4	6	4
Indicador	2	1	4	4	6	4

TABELA 5.52d – Número de Relatórios Obrigatórios (OROs)

2005 07	2005 08	2005 09	2005 10	2005 11	2005 12
1	1	1	1	3	0
4	3	3	3	5	4
4	3	3	3	5	4

GRÁFICO 5.28 – Número de Relatórios Obrigatórios



5.3.4.3 - Número de recomendações não atendidas dentro do prazo especificado (SI-52)

O objetivo de monitoração deste indicador é verificar que a organização operadora consegue identificar resolver ou corrigir as deficiências encontradas.

O indicador é calculado considerando o número de recomendações geradas e não atendidas dentro dos prazos especificados, no trimestre anterior.

As faixas de classificação para este indicador foram baseadas na experiência operacional da usina de Angra 1.

TABELA 5.53– Valores para classificação do Indicador – Número de Recomendações de OROs não atendidas e com prazo excedido

Verde	SI ≤ 10
Branco	SI > 10
Amarelo	NA
Vermelho	NA

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.54a – Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo

Trim	2004 01	2004 02	2004 03	2004 04	2004 05	2004 06
Total Recomendações no Mês	3	1	1	0	1	3
Total Recomendações no Trim			5	2	2	4
Indicador			5	2	2	4
Branca	10	10	10	10	10	10

TABELA 5.54b – Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo

2004 07	2004 08	2004 09	2004 10	2004 11	2004 12
2	3	1	0	0	1
6	8	6	4	1	1
6	8	6	4	1	1
10	10	10	10	10	10

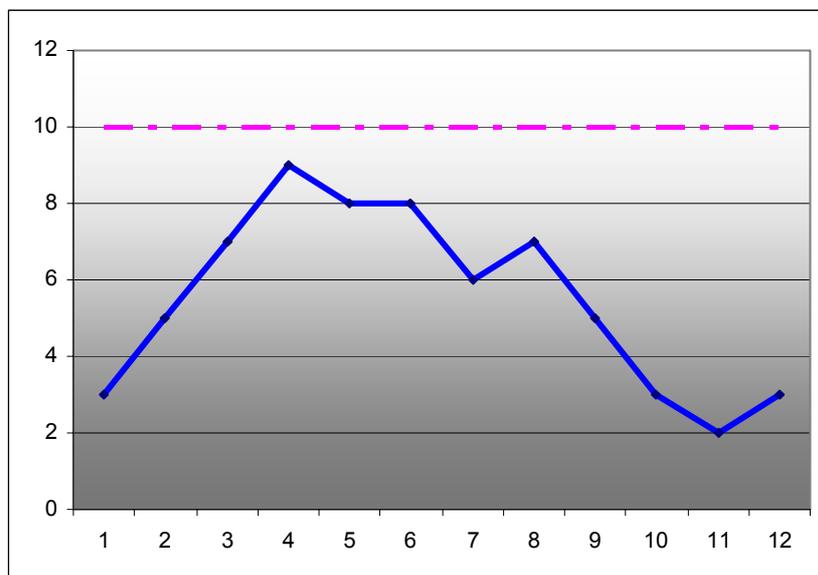
TABELA 5.54c – Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo

Trim	2005 01	2005 02	2005 03	2005 04	2005 05	2005 06
Total Recomendações no Mês	2	2	3	4	1	3
Total de Recomendações no Trim	3	5	7	9	8	8
Indicador	3	5	7	9	8	8
Branco	10	10	10	10	10	10

TABELA 5.54d– Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo

2005 07	2005 08	2005 09	2005 10	2005 11	2005 12
2	2	1	0	1	2
6	7	5	3	2	3
6	7	5	3	2	3
10	10	10	10	10	10

GRÁFICO 5.29 – Recomendações de Relatórios obrigatórios não atendidas dentro do prazo



5.3.4.5 - Taxa de Condição Limite de operação devido a manutenções corretivas geradas (SI-53)

Este indicador tem o objetivo de monitorar a taxa de Condições Limites de Operação devido a realização de atividades de manutenção corretiva em relação a Condições Limite de Operação devido a manutenções preventivas.

As faixas de classificação para este indicador foram baseadas na experiência operacional da usina de Angra 1.

TABELA 5.55 – Faixa para Condições Limites de Operação devido a manutenções corretivas

Verde	SI ≤ 1,2
Branco	SI > 1,2
Amarelo	NA
Vermelho	NA

Os dados abaixo apresentam um exemplo para uma usina hipotética similar a usina de Angra 1.

TABELA 5.56a – Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)

Trim	2004 01	2004 02	2004 03	2004 04	2004 05	2004 06
Total CLOs	11	23	13	6	13	13
CLOs corretivas	8	8	3	3	4	8
Taxa no Mês	0,73	0,35	0,23	0,50	0,31	0,62
Taxa no Trim - Indicador			0,40	0,33	0,31	0,47

TABELA 5.56b – Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)

2004 07	2004 08	2004 09	2004 10	2004 11	2004 12
11	11	9	12	15	10
4	5	1	4	9	8
0,36	0,45	0,11	0,33	0,60	0,80
0,43	0,49	0,32	0,31	0,39	0,57

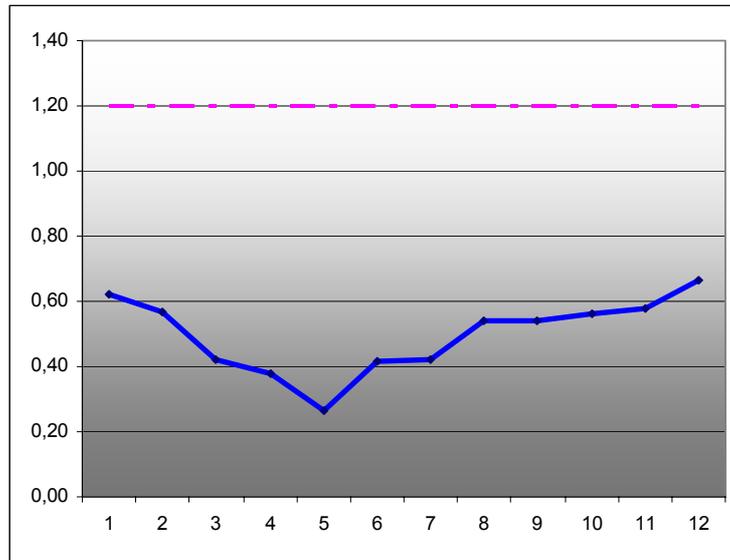
TABELA 5.56c – Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)

Trim	2005 01	2005 02	2005 03	2005 04	2005 05	2005 06
Total CLOs	12	15	4	10	16	22
CLOs corretivas	6	7	0	4	4	12
Taxa no Mês	0,50	0,47	0,00	0,40	0,25	0,55
Taxa no Trim - Indicador	0,62	0,57	0,42	0,38	0,27	0,42

TABELA 5.56d – Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)

2005 07	2005 08	2005 09	2005 10	2005 11	2005 12
12	14	13	12	25	20
5	9	7	6	16	16
0,42	0,64	0,54	0,50	0,64	0,80
0,42	0,54	0,54	0,56	0,58	0,67
1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

GRÁFICO 5.30 – Taxa de Condição limite de operação Corretivas (CLOs)



Capítulo 6

Avaliação Integrada dos Indicadores críticos de Segurança

6.1 – Introdução a Sistemas especialistas

A análise de risco, utilizando uma APS permite a quantificação do risco devido as várias configurações de sistemas possíveis associadas a diversos tipos e modos de falhas. Uma vez calculados estes riscos, estes podem ser separados em faixas para permitir diagnósticos que apresentem evolução, de situações aceitáveis, até situações inaceitáveis.

Estas faixas (tabela 2.1) são apresentados sobre a forma de quatro categorias, representadas por código de cores (Verde, branca, amarela e vermelha). A utilização de cores facilita uma rápida visualização dos indicadores. A avaliação integrada destes indicadores pode expressar as respostas regulatórias através de uma matriz de ação.

Para a composição desta matriz e ações associadas foram utilizados sistemas especialistas, de modo a permitir a utilização destas categorias. Deste modo, é possível visualizar a situação da segurança operacional da usina através de representação gráfica.

Os sistemas especialistas procuram traduzir a forma de pensamento dos especialistas humanos, partindo da utilização de conhecimento a cerca do domínio específico de um determinado problema, bem como mediante ao estabelecimento de critérios que envolvam dois componentes: o conhecimento e o motor de inferência.

Os sistemas especialistas podem ser considerados como sistemas computacionais que utilizam conhecimentos acerca de um domínio específico para extrair soluções de problemas que se encontram neste mesmo domínio. A solução encontrada deverá ser essencialmente a mesma apresentada pelo especialista

humano, quando ele for questionado sobre o mesmo problema (SOUTO, 2001 e SOUTO e SCHIRRU, 2002).

Os sistemas especialistas diferem dos sistemas convencionais por solucionarem problemas, procurando traduzir a estrutura de pensamento dos especialistas humanos, usando, para tanto, estruturas de conhecimento e heurísticas, enquanto que os sistemas convencionais procuram soluções para os problemas, através de modelos algorítmicos.

Um dos princípios fundamentais que envolvem a teoria de sistemas especialistas é o da separação do conhecimento de domínio dos programas que “raciocinam” com este conhecimento. A Figura 6.1 apresenta genericamente a inter-relação entre os componentes de um sistema especialista.

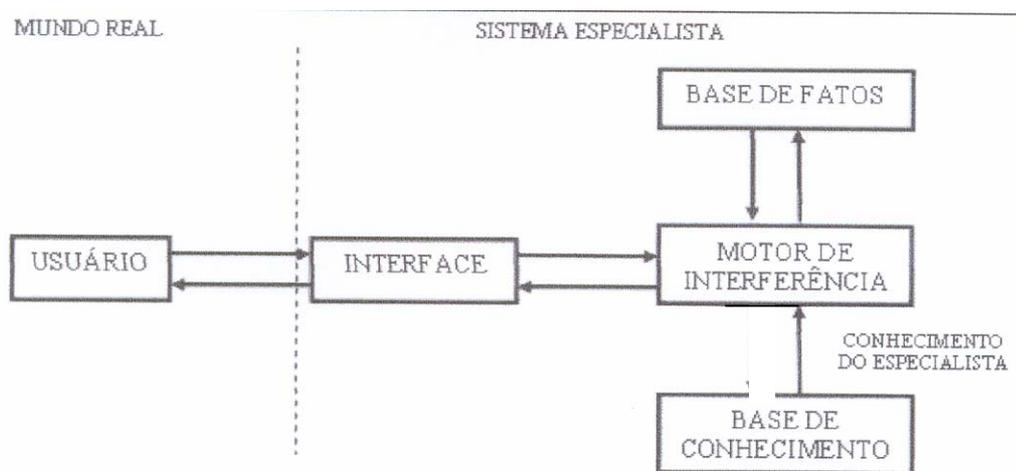


Figura 6.1 - Estrutura genérica de um sistema especialista

A interface visa facilitar a comunicação entre o sistema especialista e o usuário. Permitindo a interação com sistema através da entrada de fatos e dados e através da saída em forma de perguntas, conclusões e explicações.

O motor de inferência manipula o conhecimento representado na base de conhecimento para desenvolver uma solução para o problema, a partir de verdades

estabelecidas na base de fatos (ASSIS, 1999). Ele é projetado de forma a funcionar como um solucionador genérico de problemas, ou seja, é o componente do sistema especialista destinado ao “raciocínio”, enquanto a base armazena conhecimento específico para a solução do problema em particular. Ela é resultado do levantamento realizado pelo engenheiro do conhecimento junto aos especialistas naquele assunto específico.

Pode-se dizer que a representação do conhecimento é a forma estruturada para representar o conhecimento fornecido pelos especialistas. Uma boa representação do conhecimento deve ser capaz de reproduzir todos os fatos relevantes do domínio do conhecimento, podendo, inclusive, adquirir novos fatos posteriormente.

Inúmeros são os formalismos elaborados para representação do conhecimento (MACHADO, 1996 e HAYES-ROT, WATERMAN, et al, 1983), entre os quais, destacam-se: regras, redes semânticas e orientação a objetos (RUMBAUGH, BIAHA, et al, 1994).

O uso de regras para a representação do conhecimento é um meio natural utilizado pelos especialistas para acumular conhecimento a respeito de um determinado domínio. Elas refletem de forma adequada o conhecimento de um especialista acumulado ao longo de anos de prática. Elas possuem o seguinte formato:

If (Se) <Condições> Then (então) <Ações ou conseqüências>

A sentença: “If (Se) Condição A, Condição B e Condição C estão presentes Then (então) conclua D “ é um exemplo de regra de representação de conhecimento.

Quando os antecedentes forem avaliados como verdadeiros, a parte conseqüente será executada originando um novo conjunto de fatos.

6.2 – Representação do conhecimento do modelo

Foi utilizado um modelo de sistema especialista, desde o componente de conhecimento até o componente de “raciocínio” (SOUTO, 2005), sendo a base de conhecimento formada pelas áreas, sub-áreas e indicadores específicos apresentados no capítulo V, com seus limites associados. Estas relações foram transformadas em regras de produção e associadas a ações regulatórias, estabelecidas pelas margens de segurança da tabela 6.1.

A estrutura de indicadores de Angra 1 elaborada por este trabalho e descrita em sua totalidade no capítulo 5, representa parte fundamental do conhecimento a ser manipulado pelo modelo de sistema especialista. Esta estrutura, constituída por indicadores diferenciados e organizados hierarquicamente foram agrupados na forma de grafos para diferenciar as margens de segurança.

A consequência imediata trazida pelas definições estabelecidas a respeito da representação do conhecimento é o fato de que qualquer estrutura de indicadores que venha a ser construída e suportada por esse modelo deve ser representada por regras e organizada na forma de grafos (Figura 7.4), onde cada indicador (nodo) é considerado e tratado como objeto de uma das classes estabelecidas, herdando seus atributos e métodos.

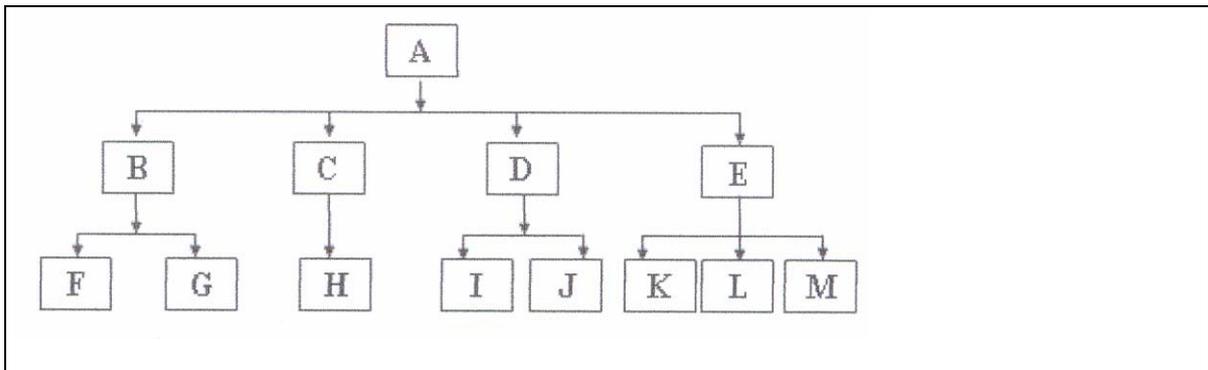


Figura 6.2 - Padrão de representação em grafo para a estrutura de indicadores suportada pelo modelo

O modelo de sistema especialista, define como parte principal de sua representação do conhecimento, uma estrutura de indicadores, agrupados na forma de grafo.

Desta forma, para implementação do modelo, essas classes foram mapeadas em uma efetiva estrutura de classes. Estrutura essa, representada pelo diagrama de classes (RUMBAUGH, BIAHA, et al, 1994) e composta por uma superclasse denominada NÓ e pelas classes NÓ-E e NÓ-SENSOR que traduzem, respectivamente, as margens de segurança e os indicadores críticos de segurança específicos.

Observa-se que a superclasse NÓ representa a margem de segurança adequada, ou seja, nenhuma ação regulatória é requerida

6.3 - Motor de Inferência do Sistema Especialista

O motor de inferência desenvolvido para o sistema especialista é do *tipo backward chaining* associado a uma busca de profundidade. Desta maneira, ele

realiza um processo de encadeamento para trás e em profundidade, iniciando-se com uma evidência e chegando-se a uma conclusão.

O motor de inferência foi elaborado para trabalhar com problemas de segurança relacionados a diagnóstico de eventos (indicadores) e a identificação de prioridades (faixas de classificação). Este fato gerou a necessidade de um processo de inferência encadeada para trás, com a capacidade de realizar buscas em profundidade, o que evita buscas desnecessárias, com a conseqüente economia de tempo e de recursos computacionais (SOUTO, 2001).

O procedimento do motor de inferência é disparado por um fato (conclusão), em função do qual se procura-se uma evidência que a comprove. O processo de busca em profundidade tem a necessidade de priorizar as estruturas de conhecimento (grafos) das aplicações suportadas. Todas as estruturas de conhecimentos (grafos) utilizados devem ser previamente organizadas de forma prioritária, onde o nodo posicionado mais a esquerda representa a estrutura mais prioritária.

Considerando a figura 6.3 e o funcionamento do motor de inferência do sistema, pode-se dizer que este infere as regras 1 e 2, através de um processo de encadeamento para trás, juntamente com uma busca em profundidade. Desta forma, é verificado que a regra referente ao nodo A (O nodo A seria a conclusão que se deseja investigar, isto é, o nodo raiz) seria a primeira a ser executada, seguida das regras B, D, E, C, F, G, como esquematizado na figura 6.4.

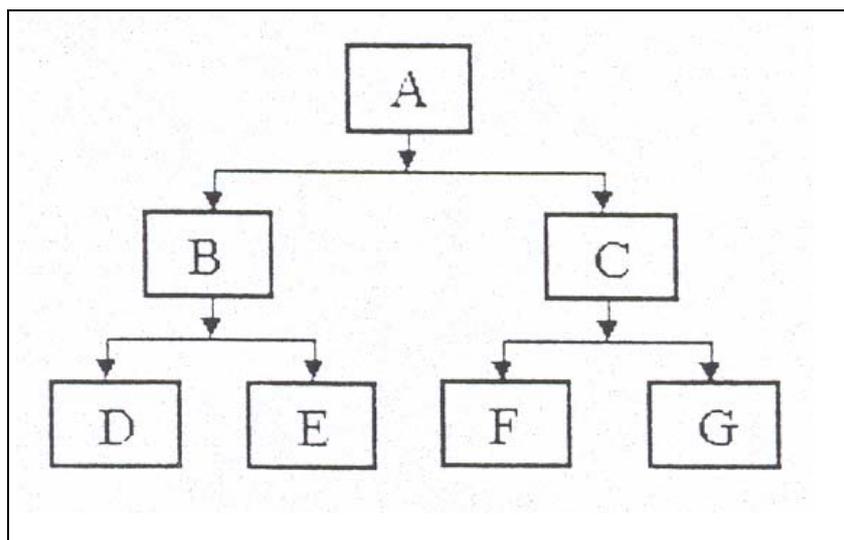


Figura 6.3 – Seqüência de execução realizada pelo motor de inferência

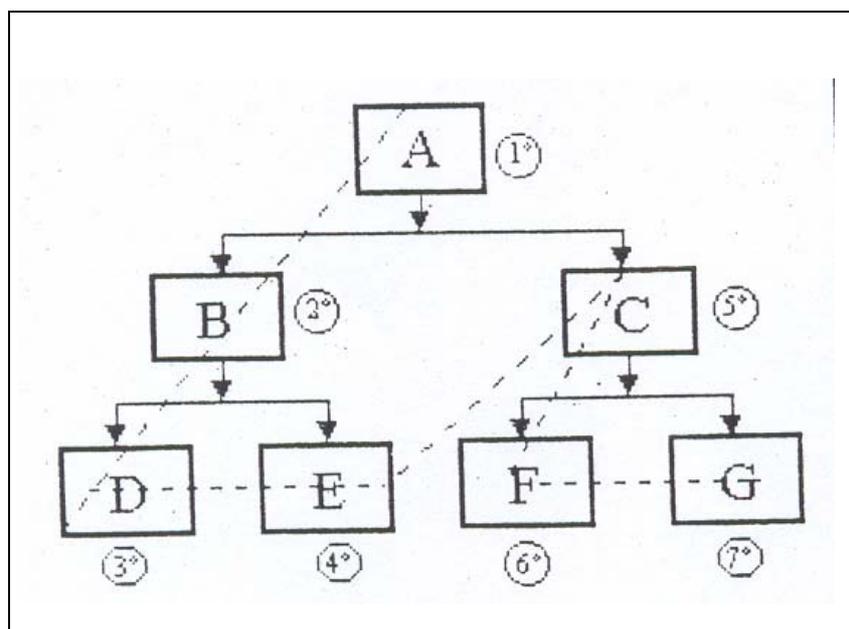


Figura 6.4 – Seqüência de execução realizada pelo motor de inferência

Deve ser enfatizado que apesar do processo de inferência ocorrer de forma encadeada para trás e em profundidade, a partir de um fato, os recebimentos dos dados de aquisição da usina, realizado pelos nodos dos tipos nós sensores (nós que não apresentam filhos), ocorre no sentido inverso, como esquematizado na figura 6.5.

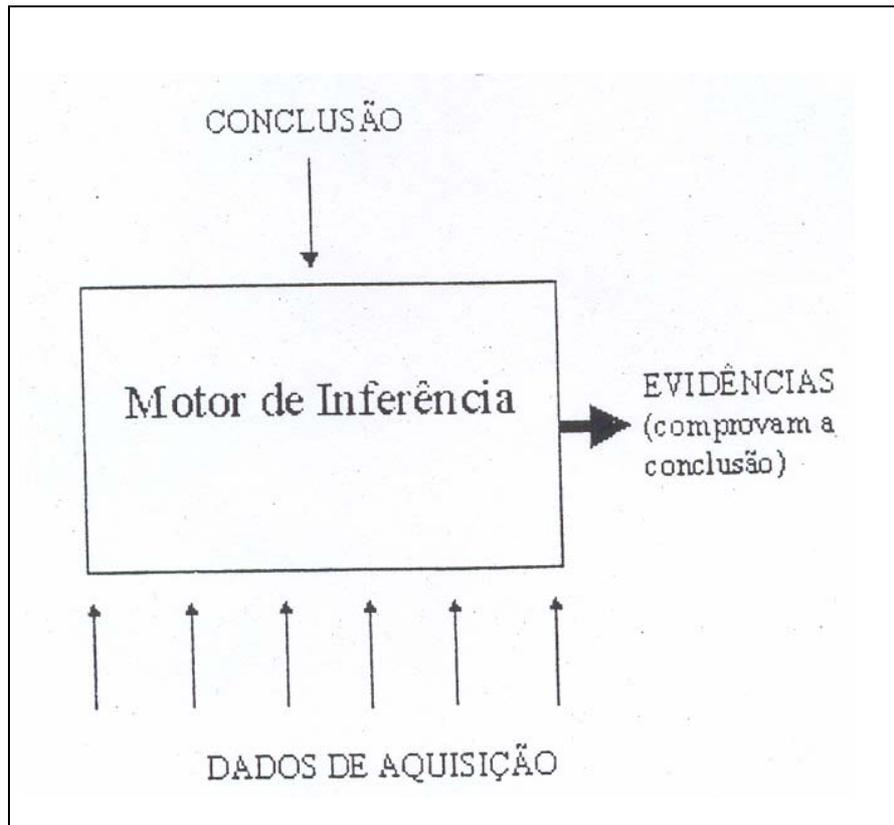


Figura 6.5 – Esquema genérico de funcionamento do Sistema Especialista

A conclusão obtida a partir da figura 6.5 indica um fato, cujas evidências serão investigadas pelo motor de inferência. Deste modo, esta conclusão (fato), é a entrada para o motor de inferência, o qual faz disparar o seu processo de encadeamento para trás.

Ainda em relação a figura 6. 3, pode-se dizer que os nodos D, E, F e G são do tipo nós sensores, responsáveis pela aquisição de dados que ocorre no sentido inverso ao do processo de investigação referente ao nodo A, considerado como a conclusão a ser tratada pelo motor de inferência.

O motor de inferência do sistema especialista gerencia a execução das regras através de duas definições básicas que processam o sistema.

A primeira definição básica executa regras nos moldes da regra 1, sendo a sua execução realizada conforme descrito abaixo.

É a partir de um nodo, considerado como conclusão, que o processo dispara. O objetivo é investigar o valor de estado deste nodo, ou seja, investigar a ocorrência de uma eventual falha relacionada a este nodo. O processo se inicia com uma conclusão e procura uma evidência que a comprove, de acordo com a filosofia do processo de encadeamento para trás.

Como exemplo, considere-se o nodo A, da figura 6.3., como a conclusão (nodo raiz). Durante o processo de execução, o sistema perguntaria: “ qual o valor de estado do nodo A ?” Para se Ter esta resposta, é preciso saber qual o estado dos seus filhos imediatos, ou seja, dos nodos B e C.

O próximo passo do sistema, é a verificação da existência do valor de estado do nodo B, isto porque a filosofia do processo de busca em profundidade é procurar sempre o nodo mais a esquerda. Entretanto, para se obter o valor de estado do nodo B, é preciso saber o valor de estado dos seus filhos, nodos D e E.

Observa-se que os nodos D e E não apresentam filhos, portanto caracterizam-se como nodos tipos sensores e são responsáveis pela aquisição de dados, isto é, pela leitura de seus próprios valores.

Seguindo o mesmo processo, é verificado o primeiro valor de estado do nodo D. Esse nodo faz a leitura de seu próprio valor. Da mesma maneira, o nodo E faz a leitura de seu próprio valor. Deste modo, já é possível se estabelecer o valor do nodo B.

Em seguida o sistema continua o processamento com o nodo C e seus respectivos filhos, F e G, até que de posse dos valores de estado dos nodos B e C, se possa responder a pergunta inicial que disparou o processo, isto é, fornecer a resposta do valor de estado do nodo A .

6.4 – Implementação das Regras

Para avaliação individual e integrada dos indicadores críticos foram utilizadas regras implementadas através da planilha eletrônica MS EXCEL. As regras utilizadas foram as seguintes:

a) Avaliação individual dos indicadores:

Regra 01: Desarmes automáticos do reator a cada 7.000 horas

=SE('Ind 1!'D9<6;"V";SE(E('Ind 1!'D9>=6;'Ind 1!'D9<11);"B";SE(E('Ind 1!'D9>=11;'Ind 1!'D9<15);"A";"R"))))

Regra 02: Desarmes automáticos do reator a cada 7.000 horas, sem fonte fria

=SE('Ind 2!'H17<4;"V";SE(E('Ind 2!'H17>=4;'Ind 2!'H17<10);"B";SE(E('Ind 2!'H17>=10;'Ind 2!'H17<20);"A";"R"))))

Regra 03: Transientes de potência

=SE('Ind 3!'D9<8;"V";"B")

Regra 04: Indisponibilidade dos Geradores Diesel de Emergência (GGD)

=SE('Ind 4!'L12<0,02;"V";SE(E('Ind 4!'L12>=0,02;'Ind 4!'L12<0,05);"B";SE(E('Ind 4!'L12>=0,05;'Ind 4!'L12<0,1);"A";"R"))))

Regra 05: Indisponibilidade do Sistema de Injeção de Segurança (SIS)

=SE('Ind 4-2!'L12<0,038;"V";SE(E('Ind 4-2!'L12>=0,038;'Ind 4-2!'L12<0,05);"B";SE(E('Ind 4-2!'L12>=0,05;'Ind 4-2!'L12<0,1);"A";"R"))))

Regra 06: Indisponibilidade do Sistema de Água de Alimentação Auxiliar (AAA)

=SE('Ind 4-3'!L12<0,02;"V";SE(E('Ind 4-3'!L12>=0,02;'Ind 4-3'!L12<0,06);"B";SE(E('Ind 4-3'!L12>=0,06;'Ind 4-3'!L12<0,12);"A";"R"))))

Regra 07: Falhas Funcionais

=SE('Ind 5'!D7<5;"V";"B")

Regra 08: Vazamento do Sistema Primário

=SE('Ind 6'!H15<50;"V";SE(E('Ind 6'!H15>=50;'Ind 6'!H15<75);"B";SE(E('Ind 6'!H15>=75;'Ind 6'!H15<100);"A";"R"))))

Regra 09: Atividade do Sistema Primário

=SE('Ind 7'!H15<50;"V";SE(E('Ind 7'!H15>=50;'Ind 7'!H15<75);"B";SE(E('Ind 7'!H15>=75;'Ind 7'!H15<100);"A";"R"))))

Regra 10: Exercícios do Plano de Emergência

=SE('Ind 8'!E9>90;"V";SE(E('Ind 8'!E9<=90;'Ind 8'!E9>70);"B";SE(E('Ind 8'!E9<=70;'Ind 8'!E9>50);"A";SE('Ind 8'!E9=0;"V"))))

Regra 11: Resposta de Exercícios do Plano de Emergência

=SE('Ind 9'!D7>80;"V";SE(E('Ind 9'!D7<=80;'Ind 9'!D7>60);"B";"A"))

Regra 12: Confiabilidade do Sistema de Notificação

=SE('Ind 10'!E9>94;"V";SE(E('Ind 10'!E9<=94;'Ind 10'!E9>90);"B";SE('Ind 10'!E9<=90;"A";SE('Ind 10'!E9=0;"V"))))

Regra 13: Exposição Ocupacional

=SE('Ind 11'!E10<2;"V";SE(E('Ind 11'!E10>=2;'Ind 11'!E10<5);"B";"A"))

Regra 14: Liberação de Efluentes

=SE('Ind 12'!D7<=1;"V";SE(E('Ind 12'!D7>1;'Ind 12'!D7<3);"B";"A"))

Regra 15: Performance de Equipamentos de Segurança

=SE('Ind 13'!D11<=0,8;"V";"B")

Regra 16: Taxa de Condições Limites de Operação Corretivas

=SE('Ind 14'!H15<=1,2;"V";"B")

Regra 17: Número de Exigências em aberto

=SE('Ind 15'!H13<=50;"V";"B")

Regra 18: Recomendações de Relatórios Obrigatórios Abertas

=SE('Ind 16'!H13<=15;"V";"B")

Regra 19: Número de Relatórios Obrigatórios

=SE('Ind 17'!H13<=10;"V";"B")

b) Avaliação Integrada dos Indicadores

Regra 20: Avaliação das regras

=SE(C25=19;"M1";SE(OU(E(C25=18;C26=1);E(C25=17;C26=2));"M2";SE(E(C26=2;C27=1);"M3";SE(OU(E(C25=16;C26=3);E(C25=17;C27=2);E(C25=18;C27=1;C28=1));"M4";"M5"))))

6.5 - Ações Regulatórias

Uma vez levantados os dados e calculados os valores para cada indicador específico se faz a classificação, de acordo com as faixas adotadas para cada indicador. Neste primeiro momento, é possível então identificar as ações regulatórias para corrigir eventuais deficiências ou espaço para melhorias identificados, em função da obtenção de uma classificação diferente da cor VERDE. Também para cada indicador, é possível uma avaliação da tendência dos valores, de modo que uma ação regulatória possa ser tomada, mesmo antes que um valor mude de faixa.

Com todos os indicadores críticos de segurança determinados e classificados, é então possível, fazer um diagnóstico integrado, utilizando a metodologia de sistemas especialistas discutida no item anterior.

A análise dos indicadores, envolverá a realização de um diagnóstico, a identificação das ações regulatórias aplicáveis e a monitoração das ações esperadas da organização operadora, em função de um diagnóstico positivo em relação a margem de segurança ou de maior severidade do diagnóstico.

Os diagnósticos possíveis de serem obtidos são os seguintes:

- M1 - Margem de segurança adequada - Todas as avaliações dos indicadores de segurança na cor VERDE.
- M2 - Margem de segurança satisfatória - Um ou dois indicadores de segurança na classe BRANCA
- M3 - Mínima redução da margem de segurança – Dois indicadores BRANCOS ou um AMARELO.

- M4 - Redução significativa da margem de segurança – Três ou mais indicadores BRANCOS ou um indicador VERMELHO
- M5 – Margem de segurança inaceitável - Um ou mais indicadores AMARELOS e um indicador VERMELHO

As ações regulatórias abaixo relacionadas são ações que tem sido consideradas durante a operação da usina de Angra 1 e previstas em Normas da CNEN e Especificações Técnicas.

As ações regulatórias previstas são as seguintes;

- A1 - Inspeção regulatória residente de rotina
- A2 - Inspeção regulatória residente específica
- A3 - Auditorias regulatórias programadas do escritório central da CNEN
- A4 – Auditoria regulatória específica do escritório central da CNEN
- A5 – Reunião gerencial da Coordenação de Reatores com a organização operadora
- A6 – Reunião gerencial da Coordenação Geral de Reatores com a organização operadora
- A7 – Reunião gerencial da Diretoria de Radioproteção e Segurança com a organização operadora
- A8 – Desligamento do reator por requisito regulatório

Respostas esperadas da organização operadora

- R1 – Ação corretiva da organização operadora, sem prazo especificado, com acompanhamento da inspeção residente
- R2 – Ação corretiva da organização operadora, com prazo especificado, com supervisão da inspeção residente após ter sido implementada
- R3 – Autoavaliação da organização operadora, com supervisão da CNEN
- R4 – Plano de melhorias da organização operadora, com supervisão da CNEN

6.6 - Aplicação das ações regulatórias

A tabela 6.1 abaixo sumariza as ações regulatórias a partir dos diagnósticos efetuados e pode subsidiar a tomada de decisões, sob o ponto de vista regulatório.

TABELA 6.1 – Matriz de Decisão Regulatória

Margem de Segurança	M1 Margem Adequada	M2 Margem Satisfatória	M3 Mínima Redução	M4 Redução Significativa	M5 Margem Inaceitável
Status dos Indicadores	Todos Verdes	1 ou 2 SI Brancos	2 SI Brancos e 1 Amarelo	Mais de 2 Brancos/ amarelo ou 1 Vermelho	Mais de 1 Amarelo e 1 Vermelho
Resposta Regulatória	A1 e A3	A1, A2 e A3	A4 e A5	A2, A4 E A6	A7 e A8
Resposta da Operadora	R1	R2	R3	R3 e R4	R3 e R4

Para fins didáticos efetuamos a seguir a montagem de uma tabela com os diagnósticos de cada indicador apresentado no caso exemplo de uma usina hipotética,

similar a usina de Angra 1. Logo a seguir, apresentamos os resultados esperados a partir da utilização desta metodologia. A tabela 6.2 apresenta os diagnósticos individuais considerando a usina hipotética similar a Angra 1. A Tabela 6.3 apresenta o diagnóstico integrado destes valores. A tabela 6.4 apresenta os diagnósticos individuais associados a usina de Angra 1. A tabela 6.5 apresenta o diagnóstico integrado destes valores. Os valores e gráficos associados podem ser observados no item 5.

Tabela 6.2 – Resultados dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso exemplo

MESES/INDICADORES	1	2	3	4	5	6
Desligamentos automáticos a cada 7000 horas	V	A	A	B	V	V
Desligamentos automáticos a cada 7000 horas sem Fonte Fria Normal	B	B	B	B	B	B
Redução Forçada de potência	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema Gerador diesel de emergência GGD	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança – SIS	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema Água Alimentação Auxiliar – AAA	V	V	V	V	V	V
Falhas Funcionais	V	V	V	V	V	V
Vazamento do Sistema Primário – SRR	V	V	V	V	V	V
Atividade do sistema Primário – SRR	V	V	V	V	V	V
Exercícios do Plano de Emergência	V	V	V	V	B	B
Resposta de exercícios do Plano de Emergência	V	V	V	V	V	V
Confiabilidade do sistema de notificação	V	V	V	V	V	V
Exposição ocupacional	B	B	B	B	V	V
Liberação de efluentes	V	V	V	V	V	V
Performance de equipos de proteção Física	V	V	V	V	V	V
Taxa de CLOs Corretivas	V	V	V	V	V	V
Exigências em Aberto	V	V	V	V	V	V
Recomendações de OROs em aberto	V	V	V	V	V	V
Numero de OROs no Trim	V	V	V	V	V	V

Tabela 6.3 – Resultados Integrado dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso exemplo

AVALIAÇÃO		1	2	3	4	5	6
V	VERDE	17	16	16	16	17	17
B	BRANCO	2	2	2	3	2	2
A	AMARELO	0	1	1	0	0	0
R	VERMELHO	0	0	0	0	0	0
	RESULTADO	M2	M3	M3	M4	M2	M2

Legenda:

V – Verde

B – Branca

A – Amarela

R - Vermelha

Neste caso exemplo pode ser observado que ocorreriam várias intervenções regulatórias em função dos valores encontrados, considerando a tabela 6.1.

Tabela 6.4 – Resultados dos Indicadores nos últimos seis cálculos - Caso Angra 1

MESES/INDICADORES	1	2	3	4	5	6
Desligamentos automáticos a cada 7000 horas	V	V	V	V	V	V
Desligamentos automáticos a cada 7000 horas sem Fonte Fria Normal	V	V	V	V	V	V
Redução Forçada de potência	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema Gerador diesel de emergência GGD	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema de Injeção de Segurança – SIS	V	V	V	V	V	V
Indisponibilidade do sistema de Água de Alimentação Auxiliar – AAA	V	V	V	V	V	V
Falhas Funcionais	V	V	V	V	V	V
Vazamento do Sistema Primário – SRR	V	V	V	V	V	V
Atividade do sistema Primário – SRR	V	V	V	V	V	V
Exercícios do Plano de Emergência	V	V	V	V	V	V
Resposta de exercícios do Plano de Emergência	V	V	V	V	V	V
Confiabilidade do sistema de notificação	V	V	V	V	V	V
Exposição ocupacional	V	V	V	V	V	V
Liberação de efluentes	V	V	V	V	V	V
Performance de equipos de proteção Física	V	V	V	V	V	V
Taxa de CLOs Corretivas	V	V	V	V	V	V
Exigências em Aberto	V	V	V	V	V	V
Recomendações de OROs em aberto	V	V	V	V	V	V
Numero de OROs no Trim	V	V	V	V	V	V

Tabela 6.5– Resultados Integrado dos Indicadores nos últimos seis cálculos-Caso

Angra 1

AVALIAÇÃO		1	2	3	4	5	6
V	VERDE	19	19	19	19	19	19
B	BRANCO	0	0	0	0	0	0
A	AMARELO	0	0	0	0	0	0
R	VERMELHO	0	0	0	0	0	0
RESULTADO		M1	M1	M1	M1	M1	M1

A partir da tabela 6.1 pode ser observado os níveis de ações regulatórias que seriam aplicados. Os resultados mostram que a usina tem operação dentro de boas margens de segurança, não demandando ações regulatórias adicionais às ações periódicas e rotineiras de inspeção e auditorias.

Capítulo 7

Conclusões

A utilização de indicadores vem sendo amplamente empregada por usinas nucleares em todo mundo. Entretanto, a maioria das usinas utiliza indicadores de desempenho, focando a otimização de seus processos e uma potencial comparação com outras usinas similares (caso das usinas associadas à WANO, embora esta assertiva não seja formal). Esta associação especifica um conjunto reduzido de indicadores de desempenho específicos e fornece valores para estes indicadores, baseados em resultados obtidos a partir das médias e medianas de todas as usinas associadas e valores médios de um grupo das usinas de melhor desempenho. A usina de Angra 1 faz parte desta associação. Frequentemente, estes melhores valores são utilizados como metas para as demais usinas. Entretanto, estes indicadores não necessariamente se traduzem em um retrato instantâneo do grau de segurança da usina, e também não fornecem uma visualização da tendência de variação desta segurança. Também não fornecem uma avaliação integrada, considerando todos os parâmetros.

Na pesquisa realizada, foi identificada somente uma organização que utiliza uma estrutura de programa que considera um diagnóstico único e integrado em função dos resultados individuais e por nível dos indicadores de segurança – o órgão regulatório americano *Nuclear Regulatory Commission* – NRC. Entretanto, embora este programa apresente critérios para uma avaliação integrada, não apresenta as bases para as tomadas de decisão quanto a que ações regulatórias seriam aplicáveis.

Os indicadores utilizados pela NRC podem ser considerados como indicadores típicos de segurança. Entretanto, quando a informação pesquisada estava disponível, pode ser verificado que as bases para definição das faixas de classificação destes indicadores eram genéricas, para que pudesse ser aplicado a todas as usinas

americanas (onde existem usinas de diversos projetos, como dois ou mais circuitos, diferentes filosofias de sistemas de segurança, diferentes projetos – PWR ou BWR, e diferentes fabricantes).

A inovação desta pesquisa se traduziu nos seguintes aspectos:

- Conhecimento adquirido como resposta da utilização da APS.
- Conhecimento adquirido através da experiência operacional, na utilização de áreas estratégicas e na ampliação do conjunto dos Indicadores críticos.
- Conhecimento adquirido no estabelecimento das ações regulatórias.
- Conhecimento Adquirido na associação das ações regulatórias aos diagnósticos obtidos através da avaliação integrada.

De maneira sumarizada, as principais conclusões desta pesquisa foram as seguintes:

- O órgão regulatório nacional não utiliza indicadores críticos de segurança na tomada de decisões quanto a aplicação de ações regulatórias. Atualmente estas ações são tomadas em função da existência de um programa padrão de inspeções regulatórias periódicas (auditorias específicas) e inspeções de rotina residente na usina.

- A utilização de um APS para caracterizar as faixas de classificação dos indicadores se mostrou uma ferramenta eficaz para a definição e validação das faixas de classificação para indicadores críticos de segurança. Em outras situações, onde os resultados da APS não influenciam na decisão, a experiência profissional foi considerada adequada.

- A utilização de Indicadores críticos de segurança, definidos através do conceito de áreas, permite a identificação de tendências adversas, antes que um limite ou faixa seja atingido, proporcionando oportunidade para a tomada de decisão regulatória, de modo a evitar degradação das margens de segurança.

- O protótipo de Indicadores Críticos de Segurança demonstra que o conhecimento desenvolvido nesta pesquisa pode ser aplicável de forma consistente na avaliação da segurança operacional das usinas de Angra

- A estrutura de indicadores apresentada neste estudo é consistente e pode identificar situações onde ações regulatórias são necessárias para garantir a segurança do público e dos trabalhadores da usina, permitindo economia de recursos. Estes recursos podem então ser focados nas áreas onde deficiências sejam identificadas.

- Esta metodologia permite a realização de uma avaliação individual e integrada dos indicadores críticos de segurança, representativos da usina, apresentando um resultado de forma simples, através de uma cor específica e a possibilidade de visualização de tendências de melhora ou piora da segurança operacional, através da utilização de sistemas especialistas.

Outro ponto importante, deste trabalho, foi a geração de conhecimento traduzido por uma estrutura de indicadores que foi desenvolvida de acordo com a base estabelecida pela NRC, acrescida de bases específicas obtidas através dos resultados da APS e de observações da experiência operacional, construído para a usina Angra 1.

Como sugestões e recomendações resultantes deste estudo apresentamos as seguintes considerações:

- Identificar novos indicadores de segurança para complementação do conjunto existente. Podemos citar como exemplo a monitoração da disponibilidade do sistema de água de serviço e de refrigeração de componentes para a monitoração completa da cadeia de resfriamento do núcleo sob situações de acidente e a monitoração dos sistemas de ventilação de área restrita e de monitoração de radiação.

- Utilização de arquitetura baseada em lógica nebulosa para a avaliação integrada dos indicadores críticos de segurança e respectivas faixas de classificação apresentados neste estudo.
- Aplicação deste modelo à usina nuclear de Angra 2.
- Uso de outras distribuições de probabilidade na APS para a determinação das bases associadas as classificações dos indicadores nas diversas faixas.

APÊNDICE - GLOSSÁRIO

Especificações Técnicas – Documento que estabelece as condições mínimas de segurança necessárias e obrigatórias para estruturas, sistemas e componentes e respectivos critérios de aceitação e requisitos de testes periódicos para garantir a operabilidade destes ESCs.

Falhas Funcionais – Falhas de componentes que podem causar a perda total de função de um sistema

Falhas repetitivas – Falhas que ocorrem em Estruturas, Sistema e Componentes por mais de uma vez, por deficiências de determinação da causa raiz e/ou falta de eficiência / eficácia na execução das ações corretivas pertinentes.

**ANEXO 1 – DESARMES AUTOMÁTICOS DO REATOR
OCORRIDOS NA USINA DE ANGRA 1**

RES	DATA	SUMARIO
2004050	30/04/04	Desarme do reator automático por baixo nível no GV-2 devido ao fechamento da válvula HV-1301
2004029	19/02/04	Desarme do reator automático com INJEÇÃO DE SEGURANÇA por atuação indevida do sinal de alta pressão na contenção durante teste PI-I-022
2005002	01/01/05	Desarme do reator automático por perda total de energia elétrica externa de 138 e 500 Kv
2005079	18/05/05	Desarme do reator automático por perda momentânea do painel de distribuição ACP-BOP-2 (queima de fusível)
2005101	21/06/05	Desarme do reator automático por alta taxa negativa na faixa de potência devido a queda da barra de controle K-9 por queima de fusível
2005111	11/07/05	Desarme do reator automático por alta taxa negativa de nêutrons na faixa de potência devido a queda de 3 bancos de controle durante isolamento do sistema para manutenção preventiva - Deficiência de desenho
2005141	04/10/05	Desarme do reator automático por perda de energia elétrica externa de 500 kV - Perda de 3 linhas de Itaipu
2005162	26/11/05	Desarme automático do reator por alto fluxo neutrônico na Faixa Intermediária devido a queda da barra G-7 por Queima de fusível

ANEXO 2 – Sinais de desarme automático do reator

- 1) Alto fluxo de nêutrons na faixa da fonte
- 2) Alto fluxo de nêutrons na faixa intermediária
- 3) Alto fluxo de nêutrons na faixa de potência – alto setpoint
- 4) Alto fluxo de nêutrons na faixa de potência – baixo set-point
- 5) Alto fluxo de nêutrons na faixa de potência – alta taxa positiva
- 6) Baixa vazão no sistema primário
- 7) Sobretemperatura ΔT
- 8) Sobrepotência ΔT
- 9) Subtensão
- 10) Subfrequência
- 11) Alta pressão no pressurizador
- 12) Baixa pressão no pressurizador
- 13) Alto nível no pressurizador
- 14) Muito baixo nível em um gerador de vapor
- 15) Baixa vazão de água de alimentação
- 16) Sinal de Injeção de Segurança a partir do Sistema de Proteção do reator
- 17) Sinal de desarme (trip) da turbina

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

ASSIS, A., “*Sistema Inteligente para Detecção de Falhas com Raciocínio Não-Monotômico*”. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1999.

BOTTANI, Norberto, “*Ilusão ou Ingenuidade? Indicadores de Ensino e Políticas Educacionais*”, Revista CEDES da Universidade de Campinas, Campinas, 2005.

CNEN, “*Autorização para Operação Permanente*”, Resolução CNEN 008/94, Rio de Janeiro, 1994

CNEN, “*Licenciamento de Instalações nucleoeletricas*”, Norma CNEN NE 1.04, Comissão Nacional de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 1991.

CNEN, “*Relatório de Usinas Nucleoeletricas*”, Norma CNEN NN 1.14, Comissão Nacional de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 2002

CNEN, “*Segurança na operação de Usinas Nucleoeletricas*”, Norma CNEN NE 1.26, Comissão Nacional de Energia Nuclear, Rio de Janeiro, 1996

ELETRONUCLEAR, “*Relatório Final de Análise de Segurança da Usina de Angra 1 – FSAR*”, revisão 30, Rio de Janeiro, 2003

ELETRONUCLEAR, “*Sumário Executivo do Relatório de Análise Probabilística de Segurança de Angra 1*”, revisão 1, Rio de Janeiro, 2001

FABRI, J. A., “*Aplicação de um Sistema Especialista Fuzzy à Classificação de Flores (Íris)*”, III Fórum de Tecnologia – Encontro Regional de Atualização Tecnológica das Engenharias – X Seminário Regional de Informática, Universidades Regionais Integradas – Santo Ângelo – RS, setembro de 2000.

FABRI, J. A. e RISSOLI, V. R. V., “*Desenvolvimento de um Sistema Especialista Fuzzy Aplicado a Domínios Genéricos de Conhecimento*”, IX Seminário de Computação (SEMINCO), Universidade Regional de Blumenau – Blumenau – SC, outubro de 2000.

IAEA, “*Numerical Indicators of Nuclear Power Plant Safety Performance*”, TECDOC 600, International Atomic Energy Agency , Viena, 2000a

IAEA, “*Operational Safety Performance Indicators for Nuclear Power Plants*”, TECDOC 1141, International Atomic Energy Agency, Viena, 2000b

INEEL, “Saphire for Windows”, versão 6.67, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory

LAPA, Celso Marcelo F, e GUIMARÃES, Antonio Cesar , “*Fuzzy inference system for evaluating and improving NPP operating performance*” , Annals of Nuclear Energy 2001:31: 311-322

MACHADO, L., “*Modelagem do Conhecimento para Sistemas Inteligentes de Monitoração de Segurança em Tempo-Real para Usinas Nucleares*”. Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 1996

- MARTORELL, S., “*The use of maintenance indicators to evaluate the effects of maintenance programs on NPP performance and safety*”, Reliability Engineering and Safety System 1998;65: 85-94
- NEI, “*Regulatory Assessment Performance Indicator Guideline*”, 2^o edition, NEI 99-02, Nuclear Energy Institute, Washington , November 2001
- OIEN, K. , “*A framework for establishment of organizational risk indicators*”, Reliability Engineering and System Safety 2001a:74: 147-167
- OIEN, K. , “*Risk indicator as a tool for risk control*”, Reliability Engineering and Safety System 2001b:74: 129-145
- OLIVEIRA, Marcos Antônio Lima de, “*Indicadores de Desempenho*”, 2005, <http://www.jasconsultoria.vialbol.uol.com.br/artigoinddesemp.htm>.
- PUCRS -, “*O uso de indicadores na educação superior*”, PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO GRANDE DO SUL, o Rio Grande do Sul, outubro 2002, <http://www.pucrs.br/plano/boletim>.
- RUA, Maria da Graças, “*Estudo de Indicadores*”, 2005, <http://www.pr.gov.br/sepl/estudoindicadores.ppt>.
- RUMBAUGH, J., BIAHA, M., PREMERLANI, W. et al, “*Modelagem e Projetos em Objetos*”. 8 ed., Rio de Janeiro, RJ, 1994.

SAJI, Genn , “*Safety Goals in risk-informed, performance based regulation*” , Reliability Engineering and Safety System 2002:80: 163-172

SOUTO, K. C., “*Base para uma Arquitetura Cognitiva Destinada à Supervisão de Segurança na Operação de Usinas Nucleares*”, Tese de M. Sc, COPPE/UFRJ, RJ 2001.

SOUTO, K. C. e SCHIRRU, R. “*Base para uma Arquitetura Cognitiva Destinada à Supervisão de Segurança na Operação de Usinas Nucleares*”, XIII ENFIR – R09 - 377, 2002

SOUTO, K. C., “*Um Sistema Especialista com Lógica Nebulosa para o Cálculo em Tempo Real de Indicadores de Desempenho e Segurança na Monitoração de Usinas Nucleares*”, Tese de D.Sc, COPPE/UFRJ, RJ 2005

USNRC, “*Performance Indicator Program*”, Inspection Manual MC 0608-1 , Nuclear Regulatory Commission , Washington DC, 2002

USNRC, “*Operating Reactor Assessment Program*”, Inspection Manual MC 0305, Nuclear Regulatory Commission, Washington DC, 2003

USNRC, “*Reactor Oversight Process*”, NUREG 1649, Nuclear Regulatory Commission , Washington DC, 2000

VALARELLI, Leandro Lamas, “*Indicadores de Resultado*”, 2005.
http://www.grad.utsc.br/~malice/monitoriatextos/indicadores_resultados.doc

WANO, "*Detailed descriptions of WANO Nuclear Power Plant Performance Indicators*", World Association of nuclear Operators ,1996