

INSTITUTO DE ENGENHARIA NUCLEAR

DIOGO DA SILVA BORGES

**ESTUDO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS DE BORRIFO DA
CONTENÇÃO DE REATORES NUCLEARES ATRAVÉS DA TÉCNICA DE
ÁRVORE DE FALHAS**

Rio de Janeiro

2014

Diogo da Silva Borges

ESTUDO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS DE BORRIFO DA CONTENÇÃO DE
REATORES NUCLEARES ATRAVÉS DA TÉCNICA DE ÁRVORE DE FALHAS

Dissertação submetida ao programa de Pós
Graduação em Ciência e Tecnologia Nucleares do
Instituto de Engenharia Nuclear da Comissão
Nacional de Energia Nuclear como parte dos
requisitos necessários para a obtenção do Grau de
Mestre em Ciência e Tecnologia Nucleares –
Ênfase Acadêmico em Engenharia de Reatores.

Orientador: Dra. Maria de Lourdes Moreira (PPGCTN / IEN / CNEN) e
Dr. Antonio Cesar Ferreira Guimarães (IEN / CNEN)

Rio de Janeiro

2014

BORG Borges, Diogo da Silva.

ESTUDO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS
DE BORRIFO DA CONTENÇÃO DE REATORES
NUCLEARES ATRAVÉS DA TÉCNICA DE
ÁRVORE DE FALHAS/

Diogo da Silva Borges – Rio de Janeiro: CNEN /
IEN, 2014.

xvi, 94f.: il.; 1,8 cm

Orientadores: Maria de Lourdes Moreira e Antônio Cesar Ferreira
Guimarães.

Dissertação (Mestrado em Ciência e Tecnologia Nucleares) –
Instituto de Engenharia Nuclear, PPGCTN/IEN, 2014.

1. Estudo sobre o Envelhecimento 2. Sistema de Injeção de
Borrifo da Contenção 3. Árvore de Falhas 4. Reatores PWR.

ESTUDO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS DE BORRIFO DA CONTENÇÃO DE
REATORES NUCLEARES ATRAVÉS DA TÉCNICA DE ÁRVORE DE FALHAS

Diogo da Silva Borges

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

Aprovada por:

Prof.^a. Maria de Lourdes Moreira, D.Sc.

Dr. Antônio Cesar Ferreira Guimarães, D.Sc.

Prof. Zelmo Rodrigues de Lima, D.Sc.

Prof. Pedro Luiz da Cruz Saldanha, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2014

“Existe uma coisa que uma longa existência me ensinou: toda a nossa ciência, comparada à realidade, é primitiva e inocente; e, portanto, é o que temos de mais valioso.”

Albert Einstein

AGRADECIMENTOS

Agradeço a todos que contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial ao Instituto de Engenharia Nuclear e ao Programa de Pós Graduação e Ensino.

Agradeço pela imensa ajuda de meus Orientadores Maria de Lourdes Moreira e Antonio Cesar Ferreira Guimarães. Eles me forneceram toda ajuda, inspiração e motivação durante todo o processo de pesquisa.

Agradeço a CNEN pela oportunidade de poder aprender sobre as teorias da engenharia nuclear, assim como, noções referentes a segurança e acontecimentos globais na área. Quero expressar, também, meu reconhecimento pela grande ajuda que a bolsa de estudos me proporcionou.

Por último, e não menos importante, quero agradecer a minha família por toda ajuda e compreensão durante minha jornada. A minha mãe Sandra Regina Oliveira da Silva, ao meu pai Washington Borges Pereira e em especial a minha noiva Deise Diana Lava por toda sua dedicação, paciência e carinho.

RESUMO

Esta dissertação apresenta uma contribuição para o estudo do processo de envelhecimento de plantas comerciais com Reatores a Água Pressurizada (PWR). A análise é feita através da aplicação do Método de Árvore de Falhas, Método de Monte Carlo e Medidas de Importância. A abordagem do estudo do envelhecimento em usinas nucleares, além de dar atenção aos fatores econômicos envolvidos diretamente com a extensão de sua vida operacional, também fornece dados importantes sobre questões de segurança. O mais recente caso envolvendo o processo de extensão da vida de um PWR pode ser visto na Usina de Angra 1 através do investimento de vinte e sete milhões de dólares (\$27 millions) para a instalação de uma nova tampa do reator. A ação corretiva gerou uma estimativa de extensão da vida útil de Angra 1 em vinte anos, oferecendo grande economia em comparação com o custo de construção de uma nova planta e o descomissionamento da anterior, caso ela tivesse atingido o tempo limite de funcionamento de quarenta anos. A extensão de vida útil de uma planta de energia nuclear deve ser acompanhada por uma atenção especial aos componentes dos sistemas e seus processos de envelhecimento. Após a aplicação da metodologia (análise de envelhecimento do Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção) proposto neste trabalho, é possível ver que o aumento na probabilidade de falha de componentes, devido ao processo de envelhecimento, gera o aumento da indisponibilidade geral do sistema que contém esses componentes básicos. Os resultados finais obtidos foram como o esperado e pode contribuir para a política de manutenção, evitando processos de envelhecimento prematuros em sistemas de plantas nucleares.

Palavras - chave: **Estudo sobre o Envelhecimento, Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção, Árvore de Falhas, Reatores PWR.**

ABSTRACT

This dissertation presents a contribution to the study of aging process of commercial plants with Pressurized Water Reactors (PWRs). The analysis is made through application of the Fault Trees Method, Monte Carlo Method and Importance Measures. The approach of the study of aging in nuclear power plants, besides giving attention to the economic factors involved directly with the extent of their operational life, also provide significant data on security issues. The latest case involving process of life extension of a PWR could be seen in Angra 1 Nuclear Power Plant through investing of twenty and seven millions of dollars (\$27 millions) for the installation of a new reactor lid. The corrective action has generated an estimated operating life extension of Angra I in twenty years, offering great economy compared with building cost of a new plant and anterior decommissioning, case it had reached the time operating limit of forty years. The Extension of the operating life of a nuclear power plant must be accompanied by a special attention to the components of the systems and their aging process. After the application of the methodology (aging analysis of the Containment Spray Injection System) proposed in this work, it can be seen that the increase in the rate of components failure, due the aging process, generates the increase in the general unavailability of the system that containing these basic components. The final results obtained were as expected and may contribute to the maintenance policy, preventing prematures aging processes in nuclear plants systems.

Keywords: Aging Study, Containment Spray Injection System, Fault Tree, PWR Reactors.

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ACRS (Advisory Committee on Reactor Safeguards) – Comitê Consultivo para Salvaguarda de Reator;

AEA (Atomic Energy Act) – Ato de Energia Atômica;

AEC (Atomic Energy Commission) – Comissão de Energia Atômica;

BLS (Bureau of Labor Statistics) - Serviço de Estatística do Trabalho;

BWR (Boling Water Reactor) – Reator à Água Fervente;

CFR (Code of Federal Regulations) – Código de Regulações Federais;

CSIS (Containment Spray Injection System) – Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção;

DOE (Department of Energy) – Departamento de Energia;

EPRI (Electric Power Research Institute) – Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica;

EUA (United States of America) – Estados Unidos da América;

FCS (Fan Cooler System) – Sistema de Refrigeração por Ventilação;

IAEA (Internacional Atomic Energy Agency) – Agência Internacional de Energia Atômica;

JCAE (Joint Committee on Atomic Energy) – Comissão Mista de Energia Atômica.

LCOE (Cost of Electricity by Source) – Custo da Energia Elétrica por Fonte;

LER (Licensee Event Report) – Relatório de Evento do Licenciado;

LO (Operational License) – Licença Operacional;

LOCAs (Loss of Coolant Accidents) – Acidentes de Perda de Refrigerante;

LWRs (Light Water Reactors) – Reatores à Água Leve;

MC – Monte Carlo;

MIT (Massachusetts Institute of Technology) – Instituto de Tecnologia de Massachusetts;

NDEs (Non-Destructive Evaluations) – Ensaio Não-Destrutivos;

NEA (Nuclear Energy Agency) – Agência de Energia Nuclear;

NPAR (Nuclear Plant Aging Research) – Pesquisa de Envelhecimento de Planta Nuclear;

NPRDS (Nuclear Plant Reliability Data System) – Sistema de Dados de Confiabilidade de Plantas Nucleares;

NRC (Nuclear Regulatory Commission) – Comissão Regulatória Nuclear;

NUMARC (Nuclear Utility Management and Resources Council) – Gerenciamento de Utilidade Nuclear e Conselho de Recursos;

NUPLEX (Nuclear Utility Plant Life Extension) – Utilidade de Extensão de Vida de Planta Nuclear;

PRA (Probabilistic Risk assessment) – Análise Probabilística de Risco;

PWR (Pressurized Water Reactor) – Reator à Água Pressurizada;

RCIC (Reactor Core Isolation Cooling System) – Sistema de Isolação de Resfriamento do Núcleo do Reator;

RIR (Risk Increase Ratio) – Taxa de Aumento de Risco;

RPV (Reactor Pressure Vessel) – Vaso de Pressão do Reator;

RRR (Risk Reduction Ratio) – Taxa de Redução de Risco;

RWST (Refueling Water Storage Tank) – Tanque de Armazenamento de Água;

SSCs (systems, structures and components) – sistemas, estruturas e componentes;

TIRGALEX (Technical Integration Review Group for Aging and Life Extension) – Grupo de Revisão de Integração Técnica para o Envelhecimento e Extensão de Vida;

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Extensão da Licença Operacional.	31
Figura 2 – Sítio de Ocone.	36
Figura 3 – Sítio de Edwin I. Hatch.	37
Figura 4 – Distribuição de Reatores em Operação por Idade e Tipo (2001).....	38
Figura 5 - Software SAPHIRE.	51
Figura 6 – Evento Básico.	56
Figura 7 – Evento Básico com Caixa.	56
Figura 8 – Tabela de Eventos Básicos.	57
Figura 9 – Evento sem Identificação.	57
Figura 10 – Evento Casa.	57
Figura 11 – Transferência sem Identificação.	58
Figura 12 – Portão AND.	58
Figura 13 – Operação do Portão AND.....	59
Figura 14 – Portão OR.	59
Figura 15 – Operação do Portão OR.....	59
Figura 16 – Portão N/M.	60
Figura 17 – Operação do Portão N/M.....	60
Figura 18 – Portão TRANSFER.	60
Figura 19 – Operação do Portão TRANSFER.	61
Figura 20 – Portão de INIBIÇÃO.....	61
Figura 21 – Operação do Portão de INIBIÇÃO.	62
Figura 22 – Portões NOT OR a) e NOT AND b).	62
Figura 23 – Operação do Portão NOT OR a) e NOT AND b).	63
Figura 24 – Portão TRANSFER ESQUERDA a) e TRANSFER DIREITA b).	63
Figura 25 – Apresentação Gráfica de uma Árvore de Falhas.....	64
Figura 26 – Sistemas de Refrigeração de um PWR.....	74
Figura 27 – Diagrama Simplificado do Sistema de Borrifo da Contenção.....	75
Figura 28 – Árvore de Falhas Principal.	76
Figura 29 – Sub-árvores.	77
Figura 30 – Causas de Falhas no CSIS (NPRDS).	81
Figura 31 – Causas de Falhas no CSIS (LER).	81

Figura 32 – Efeitos de Falhas no CSIS (NPRDS).	82
Figura 33 – Contribuição dos componentes para Falha do CSIS (NPRDS).	83
Figura 34 – Contribuição dos componentes para Falha do CSIS (LER).	83
Figura 35 – Falha nas Válvulas do CSIS.....	84
Figura 36 – Mecanismos de Falha das Válvulas do CSIS.....	84
Figura 37 – Modos de Falha e Contribuições.....	85
Figura 38 – Progressão da Indisponibilidade do CSIS devido a Suscetibilidade dos	92
Figura 39 – Caso Base para Comparação.....	92
Figura 40 – Variação da Indisponibilidade do CSIS devido a Falha dos Componentes mais Sensíveis.	94
Figura 41 – Progressão da Indisponibilidade do CSIS devido aos Grupos de Interesse.	96
Figura 42 – Variação da Indisponibilidade do CSIS devido aos Grupos de Interesse.	98
Figura 43 – Análise de Sensibilidade do Sistema.....	99
Figura 44 - Diagrama Completo do CSIS.	106
Figura 45 – Tipos de Falhas mais comuns na I&C do CSIS.....	107
Figura 46 – Mecanismos de Envelhecimento da I&C do CSIS.	107
Figura 47 - Mecanismos de Envelhecimento do Sistema de Freios do CSIS.	108
Figura 48 – Modos de Falha do Sistema de Freios do CSIS.....	108
Figura 49 - Mecanismos de Envelhecimento de Bombas do CSIS.	109
Figura 50 – Modos de Falha de Bombas do CSIS.....	109
Figura 51 - Mecanismos de Envelhecimento do Trocador de Calor do CSIS.	110
Figura 52 – Modos de Falha do Trocador de Calor do CSIS.....	110

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Plantas em Operação (1987).	23
Tabela 2 - Plantas em Operação (1991).	25
Tabela 3 - Estimativas de Expiração de Licenças.	25
Tabela 4 - Estudos de Componentes Publicados pelo NPAR.	28
Tabela 5 - Estudos de Sistemas Publicados pelo NPAR.	29
Tabela 6 – Perspectivas de Usinas nos Estados Unidos da América (1993).....	32
Tabela 7 – Perspectivas de Expiração de Licença em Centrais Americanas (1993).	33
Tabela 8 - Estados de Programas de Extensão de Vida no Mundo (Julho 2012).....	39
Tabela 9 - Custos para Geração de Eletricidade de Plantas Nucleares (IEA/NEA, 2010).	41
Tabela 10 - Comparação entre os Indicadores.....	42
Tabela 11 - Fator de Ajuste de Custo devido ao Trabalho por Região.....	47
Tabela 12 - Fatores de Custo de Energia por Fonte.....	48
Tabela 13 - Custos com Componentes Radioativos de "enterro/disposição".	49
Tabela 14 – Eventos e Probabilidades de Falhas.....	78
Tabela 15 – Caracterização dos Conjuntos de Corte.	86
Tabela 16 – Participação dos Grupos na Indisponibilidade do Sistema.	87
Tabela 17 – Análise de Sensibilidade.	88
Tabela 18 – Cálculo de Incerteza.....	90
Tabela 19 – Progressão da Indisponibilidade do Sistema devido aos Componentes mais Sensíveis ao Envelhecimento.	91
Tabela 20 – Variação Percentual da Indisponibilidade do CSIS.....	93
Tabela 21 – Indisponibilidade do Sistema devido a Contribuição dos Grupos de Interesse. ...	95
Tabela 22 – Variação Percentual da Indisponibilidade do Sistema devido aos Grupos de Interesse.....	97

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	O TERMO ENVELHECIMENTO	18
1.2	NATUREZA DO PROCESSO DE ENVELHECIMENTO E POTENCIAIS IMPACTOS NA SEGURANÇA DE PLANTAS NUCLEARES	20
2	PROGRAMA DE PESQUISA SOBRE ENVELHECIMENTO EM PLANTAS NUCLEARES	22
2.1	RESULTADOS DO NPAR	27
2.2	EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL DE UMA PLANTA NUCLEAR COMERCIAL	30
2.2.1	Perspectivas econômicas devido ao tempo operacional de uma Central Nuclear	38
2.3	O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO	43
2.3.1	Estimativa de custo do processo de descomissionamento	45
3	METODOLOGIA PROPOSTA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DO PROCESSO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS DE REATORES NUCLEARES	50
3.1	HISTÓRICO	52
3.2	A TÉCNICA DA ÁRVORE DE FALHAS.....	54
3.2.1	Simbologia utilizada pela técnica	56
3.2.2	Apresentação de uma árvore de falhas	63
3.2.3	Conjuntos de Corte e Conjuntos de Cortes Mínimos	65
3.2.4	Método de Monte Carlo	67
3.3	MEDIDAS DE IMPORTÂNCIA	68
3.3.1	Medida de Importância Fussell-Vesely	69
3.3.2	Medida de Importância de Birnbaum	69
3.3.3	Taxa de Redução de Risco	70
3.3.4	Taxa de Aumento de Risco	71
4	APLICAÇÃO DA METODOLOGIA	73
4.1	SISTEMA DE INJEÇÃO DE BORRIFO DA CCONTENÇÃO	74
4.2	PROCESSO DE ENVELHECIMENTO NO SISTEMA DE INJEÇÃO DE BORRIFO DA CCONTENÇÃO	80
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	86

6	CONCLUSÕES	100
7	PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS.....	102
8	REFERÊNCIAS	103
9	ANEXO A (DIAGRAMA DO CSIS)	106
10	ANEXO B (FALHAS).....	107

1 INTRODUÇÃO

O envelhecimento é um problema impregnado em qualquer material, que desencadeará com o decorrer do tempo mudanças em sua estrutura. Caso não seja estudado, verificado e adotado medidas de forma a combater o envelhecimento, a degradação causada por esse processo pode reduzir consideravelmente a segurança de operação de estruturas, componentes e sistemas presentes em uma instalação e, assim, colocar em perigo funcionários e o público em geral.

Na indústria nuclear o estudo do envelhecimento possibilita, além de garantir controles de segurança necessários para o funcionamento de plantas nucleares comerciais, a extensão da vida útil de instalações. O tempo máximo de operação de centrais nucleares, por recomendações da Comissão Regulatória Nuclear (NRC), não deve ultrapassar o limite máximo de quarenta anos, porém, há possibilidade de se estender seu tempo operacional em mais vinte anos (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000). Esse limite tem como principal característica limitar o tempo operacional com base na capacidade de garantia de segurança, porém, essa “barreira” traz uma série de prejuízos econômicos e de geração de energia.

Com o limite operacional alcançado, uma planta comercial nuclear é obrigada a passar pelo processo de descomissionamento. Esse processo requer uma série de medidas de segurança adotadas de forma a tornar a instalação inoperante. O descomissionamento exige uma quantia considerável de investimentos, impactando diretamente na redução de oferta de energia e de perda monetária.

O estudo sobre envelhecimento ainda hoje é um assunto complexo e que possui métodos de avaliações com certa imprecisão, porém, são capazes de garantir dados com boas margens. A complexidade de se entender o envelhecimento se dá pelo fato que o seu processo é inevitável, causa degenerações cumulativas dependentes do tempo, está presente em todos os materiais e dificilmente apresenta sinais prematuros. A busca em se compreender e combater problemas causados por esse processo, está empregado em conseguir identificar, quantificar e qualificar os impactos provocados pelo envelhecimento no momento de sua identificação. Essas medidas têm como objetivo procurar formas efetivas de se investigar, monitorar, substituir ou reparar equipamentos, estruturas, componentes e sistemas no decorrer de sua vida operacional. Através

dessas medidas é possível se alcançar todos os limites de segurança necessários para o funcionamento adequado de plantas nucleares e resoluções para renovações de licenças.

1.1 O TERMO ENVELHECIMENTO

Envelhecimento é definido pela NRC como a degeneração cumulativa dependente do tempo de sistemas, estruturas ou componentes que, se não investigado, pode comprometer a segurança de operação de uma planta comercial nuclear (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1987).

A maior preocupação em relação ao envelhecimento é devido a possíveis mudanças nas propriedades físicas de metais, concretos, cabos elétricos e outros materiais presentes em instalações, tais como:

- Mudanças dimensionais;
- Capacidade de fadiga;
- Capacidade mecânica;
- Rigidez dielétrica;
- Ductilidade.

O processo de envelhecimento ocorre através da degeneração resultante de processos físicos e químicos, decorrentes da operação normal de equipamentos. Processos como corrosão, fadiga e defeitos de fabricação resultam em um problema operacional, que se acumulará com o tempo e levará a um estado de funcionamento inadequado de um sistema. Os mecanismos de envelhecimento estão inevitavelmente impregnados em qualquer instalação, independente das condições que ela seja submetida.

A degeneração causada pelo envelhecimento leva a um aumento da probabilidade de falha ou perda de funcionalidade de um equipamento, que pode comprometer todo o funcionamento de uma instalação. Um transiente no sistema pode desencadear rapidamente uma sequência de acidentes, chegando até um acidente severo.

Na indústria nuclear o envelhecimento é abordado no seu processo de fabricação e amenizado através de garantias, que tudo funcionará com margens suficientes para o mínimo de tempo de

operação exigido. É crucial para toda instalação a criação de programas de monitoração do processo de envelhecimento, cujo intuito se encontra reparar ou substituir qualquer sistema, estrutura, componente ou equipamento, que apresente sinais de degeneração causados por tempo operacional.

A preocupação com a degeneração vai além da preocupação com a perda de funcionalidade de um equipamento. Através de regras de manutenção é possível se estender a vida útil qualificada de uma instalação, o que leva a uma enorme redução de custo se comparado com os gastos para o processo de descomissionamento e de construção de uma nova planta. Com o uso de métodos de Análise Probabilística de Risco (PRA) é possível se determinar sinais prematuros de degeneração de sistemas, equipamentos ou estruturas. Através dessa detecção é possível se obter um alto nível de segurança e performance.

Os métodos de detecção de degeneração utilizados ainda apresentam imperfeições de apuração, porém, eles são frequentemente utilizados, já que conseguem garantir margens confiáveis para a manutenção de segurança. Testes e técnicas de inspeção continuam sendo desenvolvidos para que seja possível o aumento da precisão destes métodos e uma detecção cada vez mais prematura de falhas ocasionadas pelo processo de envelhecimento. Nesse crescente desenvolvimento é possível se encontrar novos métodos de Ensaios Não-Destrutivos (NDEs), que inclui o ultrassom, a radiografia industrial e testes por correntes elétricas (amplamente utilizado na inspeção de vasos de pressão, geradores de vapor, canos, contenção e outros sistemas, estruturas e componentes (SSCs)).

Os programas desenvolvidos com a finalidade de proporcionar estabilidade operacional, devido o problema de suscetibilidade às falhas de SSCs ao envelhecimento na indústria nuclear, possuem os seguintes princípios:

- Buscar a compreensão dos efeitos do envelhecimento em sistemas, estruturas e componentes que poderiam comprometer a segurança de uma planta;
- Desenvolver inspeções, observar, monitorar e prever métodos para garantir a detecção prematura de sinais de degeneração por tempo de operação;
- Desenvolver técnicas para renovação de licença;
- Garantir uma boa análise de degeneração exige uma grande experiência operacional e integração entre várias especialidades, o que torna possível a criação de técnicas para a simulação do processo de envelhecimento em materiais de teste.

1.2 NATUREZA DO PROCESSO DE ENVELHECIMENTO E POTENCIAIS IMPACTOS NA SEGURANÇA DE PLANTAS NUCLEARES

A complexidade da engenharia e do funcionamento das plantas nucleares, além da variedade de componentes presentes, dificultam a padronização, inspeção e métodos para se combater problemas oriundos do processo de envelhecimento. Consequentemente um número considerável de fatores podem causar degradação da capacidade funcional de SSCs, tais como:

- Mecanismos de degradação de materiais estão presentes na operação normal das plantas nucleares. Tal degradação é causada por: fragilizações devido a nêutrons, fadiga, erosão, corrosão, oxidação, fragilização devido a temperatura e reações químicas;
- Estressores podem ser introduzidos por armazenamento inadequado ou pelo próprio ambiente operacional. Irradiação, líquido de arrefecimento do primário e secundário e cargas vibratórias são típicos exemplos de estressores presentes em plantas nucleares devido ao contato com o ambiente operacional. Fatores externos como congelamento e descongelamento, água salobra e humidade também estão presentes nas plantas como estressores. Influência sinérgica de estressores mecânicos ou elétricos combinados com ambiente operacional ou ambiente externo também contribuem com grande impacto nos processos de degradação;
- Desgastes resultantes de acúmulos de danos por fadiga resultante do ciclo operacional de uma planta nuclear, equipamentos rotativos e a movimentação das barras de controle;
- Testes excessivos dos geradores a diesel;
- Aplicação, manutenção ou instalação imprópria contribuem com cerca de trinta por cento na ocorrência de anormalidades em uma planta (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1987).

Esses fatores e outros, com o decorrer do tempo, podem atuar sozinhos ou em conjunto na degradação de componentes, que podem ser vitais para o funcionamento normal de uma planta. Essa degradação, se não controlada, pode levar a uma perda de função ou uma drástica diminuição de nível de segurança. O envelhecimento inevitavelmente acompanha um componente desde seu processo de fabricação até o fim de seu tempo operacional. Estudos sobre o envelhecimento são importantes na garantia de operação normal e segura de toda e

qualquer instalação, além de ser um importante fator na avaliação para renovação de licença. Nenhuma instalação está imune aos problemas causados pelo processo de envelhecimento.

Um dos principais problemas, enfrentados pelos estudos referentes ao envelhecimento, está relacionado a sua detecção antes de uma perda funcional da capacidade de operação de um componente, sistema ou estrutura. Esse problema resulta em uma redução indetectável no conceito de “Defesa em Profundidade” (“Defense-in-Depth”). Este conceito é responsável por medidas de segurança para a proteção do público contra acidentes relacionados com o lançamento de produtos de fissão. A garantia contra estes acidentes é feita através de múltiplas barreiras e sistemas de redundância.

As degradações causadas pelo envelhecimento causam uma redução severa nos níveis de segurança, estimados desde a construção de uma planta nuclear. A comprovação desta redução só se torna possível mediante ao tempo de experiência operacional de uma planta, pode ser citado como exemplo: problemas com geradores de emergência, degradações de válvulas e corrosão sob tensão das cabeças de ancoragem, tratados termicamente, nas contenções em concreto protendido.

O envelhecimento impacta diretamente no aumento da probabilidade de ocorrência de falha comum. Esse problema pode levar a uma degradação em larga escala de barreiras físicas através de uma degradação simultânea de componentes e/ou estruturas. Essas degradações podem levar a problemas que podem ser incontroláveis¹.

O impacto do envelhecimento pode ser visto como a capacidade de tornar componentes, estruturas ou sistemas frágeis, tal que, possam levar de forma imperceptível a problemas em diversos níveis de escala. Outro problema causado pelo envelhecimento é tornar sistemas redundantes de segurança inoperantes em situação de transientes ou até mesmo de uma emergência, sendo assim, o processo de envelhecimento leva a uma perda funcional e de performance de todo um sistema de segurança.

¹ Se uma degradação ocorrer no sistema de arrefecimento do reator ou nos tubos do gerador de vapor, então um excesso de pressão, resultante de um evento, tal como uma pressão transitória ou um evento sísmico, pode resultar em múltiplas falhas simultâneas. Estes acontecimentos têm o potencial de liberar radioatividade para fora da contenção (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1987).

2 PROGRAMA DE PESQUISA SOBRE ENVELHECIMENTO EM PLANTAS NUCLEARES

A Pesquisa de Envelhecimento de Planta Nuclear (NPAR) é o principal programa de pesquisa sobre envelhecimento oferecido pela NRC. Este programa é destinado a resolver problemas técnicos de segurança relacionados com a degradação, causada pelo processo de envelhecimento, de componentes mecânicos e elétricos, sistemas de segurança, sistemas de apoio e estruturas civis utilizados em uma planta nuclear comercial. O período de análise deste programa inclui o tempo de operacional normal de uma planta, assim como sua extensão de vida útil qualificada.

O estudo sobre o processo de envelhecimento inclui a valorização de métodos de inspeção, vigilância, condições de monitoramento e manutenção. Seu principal objetivo é buscar meios de gerenciar efeitos nocivos que possam impactar no nível de segurança exigido para a operação normal de uma planta nuclear. Os objetivos do NPAR são caracterizados por:

1. Identificar e caracterizar efeitos de envelhecimento que, se não verificados, podem causar degradação de componentes, sistemas e estruturas civis;
2. Identificar métodos de inspeção, vigilância e monitoração, além de valorizar a vida residual de componentes, sistemas e estruturas civis, o que irá garantir a detecção oportuna de efeitos significantes do envelhecimento antes de uma possível perda funcional;
3. Caracterizar a eficácia de armazenamento, manutenção, reparo e práticas de reposição no sentido de mitigar a taxa e a extensão da degeneração causada pelo envelhecimento.

Com a criação de Reatores a Água leve (LWRs) (Reator a Água Fervente (BWR) e Reator a Água Pressurizada (PWR)), desenvolvidos entre 1950 e 1960, os Estados Unidos da América (EUA) já possuíam um total de cem reatores em operação comercial e alguns já possuíam um tempo de operação de mais de vinte anos. Devido ao tempo operacional considerável das plantas, o diretor do escritório de regulamentação de reatores nucleares, em seus comentários sobre plano de pesquisa de longo alcance, identificou a necessidade de um programa de pesquisa capaz de investigar aspectos de segurança relacionados com o envelhecimento de plantas comerciais nucleares, assim, em 1983 deu-se início ao programa de pesquisa sobre o processo de envelhecimento, recomendado pelo Comitê Consultivo para Salvaguarda de Reator (ACRS). A NRC através do documento NUREG-0885 forneceu inicialmente orientações

necessárias para a pesquisa de segurança sobre o envelhecimento das plantas e renovação de suas licenças.

De forma a se buscar compreensão dos problemas causados pelo envelhecimento em plantas comerciais nucleares, a NRC dá início a uma pesquisa sobre a situação das plantas em operação dos Estados Unidos da América. Assim, em 1987 é publicado pelo programa NPAR² a existência de cento e duas plantas comerciais nucleares em plena operação, donde três delas já funcionavam a mais de vinte anos (Tabela 1).

Tabela 1 - Plantas em Operação (1987).

Tempo de Operação	Número de Plantas
Mais de 20 anos	3
Entre 15 e 20 anos	17
Entre 10 e 15 anos	40
Entre 5 e 10 anos	13
Menos de 5 anos	29

Fonte: NUREG-1144 Rev.1.

As duas plantas com maior tempo operacional, Yankee Rowe (9 de Julho de 1960) e Big Rock Point (30 de Agosto de 1962), já possuíam vinte e seis e vinte e quatro anos de atividade, enquanto que a terceira com maior tempo operacional, San Onofre 1 (27 de Março de 1967), já possuía um pouco mais de vinte anos de funcionamento (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1987). Embora que na época dezoito novas plantas estavam em processo de construção, ficava evidente a necessidade em se procurar maneiras de prolongar o tempo de vida qualificada das plantas em operação, tal que, os custos com processo de descomissionamento, assim como questões de segurança, fossem problemas a serem contornados.

Com o passar do tempo, o grupo de reatores LWRs demonstraram que a preocupação com os problemas causados pelo envelhecimento não eram meramente questões teóricas. Problemas resultantes da degeneração causada pela dependência do tempo, como corrosão sob tensão, problemas devido a condições térmicas, mudanças estruturais devido à radiação, fadiga e erosão foram identificadas como agentes responsáveis por falhas em bombas, válvulas, relés,

² O programa NPAR foi descrito inicialmente em julho de 1985.

fragilização do isolamento de cabos e rachaduras das cabeças de ancoragem, que são tratadas termicamente para sistemas de pós tensionamento da contenção. Embora que em 1987 já tenha sido alcançado certo nível de compreensão em se mitigar a degradação causada pelo processo de envelhecimento, questões importantes sobre o impacto da degradação de componentes de sistemas continuavam sem nenhuma compreensão, devido a variedade de peças e complexidade deste processo. O Programa NPAR passa então a ser caracterizado como uma pesquisa sistemática, cujo objetivo é busca a compreensão de como os efeitos causados pelo envelhecimento impactam na segurança de plantas em operação, sendo assim, o programa passa a prestar um esforço abrangente para:

- Aprender através de experiência operacional, assim como da opinião de especialistas;
- Identificar falhas devido a degradação causada pelo processo de envelhecimento;
- Resolver problemas de segurança resultantes de degradação causada pelo envelhecimento;
- Desenvolver recomendações para segurança e processos de manutenção, tal que seja possível amenizar-se a preocupação com o envelhecimento.

O programa de envelhecimento NPAR, através de suas pesquisas, possibilitou com o decorrer do acúmulo de dados referentes ao processo de envelhecimento, definir políticas e posições em relação a extensão de vida útil qualificada de plantas e processos de renovações de licenças. Com o acúmulo de conhecimentos sobre a degeneração cumulativa do tempo de estruturas, componentes e sistemas, em 1986 nasce um grupo responsável pela integração técnica para o estudo do envelhecimento e extensão de vida (Grupo de Revisão de Integração Técnica para o Envelhecimento e Extensão de Vida (TIRGALEX)). Essa nova fase marca a criação de regras, guias, regulações e políticas responsáveis por pedidos de renovações de licenças para plantas nucleares que alcançaram o tempo operacional de quarenta anos. Esse período é caracterizado por dar condições às plantas de apresentar um programa sistemático que garanta segurança total da instalação após o tempo alcançado. O TIRGALEX permitiu facilitar o planejamento e integração do programa NPAR e a renovação de licença/extensão de vida útil qualificada. O objetivo inicial desse grupo foi definir claramente questões de segurança, políticas reguladoras associadas ao envelhecimento e extensão de vida útil de plantas nucleares. Tais medidas permitiram a resolução problemas relacionados à segurança e a renovações de licenças de uma maneira integrada e eficaz.

Em sua segunda publicação (NUREG-1144 Rev.2) em 1991, o Programa NPAR constatou que muitos dos cento e dez reatores nucleares em operação comercial nos Estados Unidos da América ultrapassavam cada vez mais o tempo operacional de vinte anos (Tabela 2) (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1991).

Tabela 2 - Plantas em Operação (1991).

Tempo de Operação	Número de Plantas
Mais de 20 anos	12
Entre 15 e 20 anos	37
Entre 10 e 15 anos	16
Entre 5 e 10 anos	26
Menos de 5 anos	21

Fonte: NUREG-1144 Rev.2.

As primeiras licenças operacionais de plantas nucleares comerciais (>400 MWe) à expirarem, segundo o NPAR, era previsto para 2007 (Tabela 3). Tal fato começava a se tornar um problema, visto que, para uma renovação de licença ser aprovada, a planta em questão deveria se preparar aproximadamente de dez à quinze anos antes do fim do seu tempo funcional.

Tabela 3 - Estimativas de Expiração de Licenças.

Nome da Planta	Tipo	MWe	Data	
			Licença Inicial	Expiração
Yankee Rowe	PWR	175	07/1960	2000
Big Rock Point	BWR	72	08/1962	2002
San Onofre-1	PWR	436	03/1967	2007
Haddam Neck	PWR	582	06/1967	2007
Nine Mile Point-1	BWR	620	08/1968	2008
Oyster Creek-1	BWR	650	08/1969	2009
Ginna	PWR	470	09/1969	2009
Dresden-2	BWR	794	12/1969	2009
Monticello-1	BWR	545	09/1970	2010
Robinson-2	PWR	700	09/1970	2010
Millstone-1	BWR	660	10/1970	2010
Point Beach-1	PWR	497	10/1970	2010

Continuação da Tabela 3.

Nome da Planta	Tipo	MWe	Data	
			Licença Inicial	Expiração
Dresden-3	BWR	794	03/1971	2011
Surry-1	PWR	788	05/1972	2012
Point Beach-2	PWR	497	05/1972	2012
Turkey Point-3	PWR	693	07/1972	2012
Pilgrim-1	BWR	655	09/1972	2012
Polisades	PWR	805	10/1972	2012
Quad Cities-2	BWR	789	12/1972	2012
Quad Cities-1	BWR	789	12/1972	2012
Surry-2	PWR	788	01/1973	2013
Vermont Yankee	BWR	540	02/1973	2013
Oconee-1	PWR	887	02/1973	2013
Turkey Point-4	PWR	693	04/1973	2013
Maine Yankee	PWR	825	06/1973	2013
Fort Calhoun-1	PWR	478	08/1973	2013
Prairie-1	PWR	530	08/1973	2013
Indian Point-2	PWR	873	09/1973	2013
Oconee-2	PWR	887	10/1973	2013
Zion-1	PWR	1040	10/1973	2013

Fonte: NUREG-1144 Rev.2.

Devido à preocupação com questões de segurança e com o tempo operacional das plantas nucleares, catalogadas nos Estados Unidos da América, a NRC através do NPAR publicou inúmeros relatórios baseados em diversos estudos e opiniões de inspetores, acumuladas pela experiência profissional, sobre equipamentos e sistemas. Esses relatórios tinham como finalidade padronizar o funcionamento destes equipamentos e sistemas durante seus tempos operacionais. Os estudos publicados pela NRC ganharam papel fundamental como bases para inspeções, monitorações e desenvolvimento de estratégias relacionadas com extensão de vida útil e renovação de Licença Operacional (LO).

2.1 RESULTADOS DO NPAR

Os estudos realizados pelo Programa NPAR ganharam papel fundamental na determinação de regras de inspeção, manutenção e monitoramento de efeitos prematuros do envelhecimento e desgastes. No documento NUREG-5507 (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1990) são disponibilizados guias, dados e recomendações destinadas a facilitar as atividades de inspeção de componentes e sistemas. Essas recomendações são baseadas em avaliações detalhadas do programa de inspeção da NRC e de comentários feitos por inspetores.

A ênfase do programa de inspeção da NRC está em avaliar a performance de plantas licenciadas, concentrando-se em requisitos e normas associadas aos aspectos administrativos, operacionais, de gestão e de engenharia. De todas as informações disponibilizadas pelo NPAR, as mais relevantes para inspeção são:

- **Indicadores Funcionais:** Os estudos realizados pelo NPAR identificam parâmetros que possibilitam o monitoramento ou avaliação da degradação causada pelo envelhecimento. Através desses dados é possível se realizar uma inspeção visual (“walkdowns”) e avaliar programas na segura de equipamentos e sistemas;
- **Modos, causas e efeitos de falha:** Dados acumulados através da experiência operacional e dos estudos realizados pelo NPAR, possibilitam que os inspetores direcionem atenção para os mecanismos de falhas mais sensíveis de sistemas e equipamentos, além de possibilitar uma avaliação para manutenções preventivas;
- **Estressores que podem causar degradação:** Os inspetores passam a adquirir conhecimento dos estressores mais agressivos para a degradação de componentes, sistemas ou estruturas;
- **Recomendações para manutenção:** O Programa NPAR recomenda que sejam revistas as práticas de manutenção atuais, que se façam manutenções recomendadas pelo fornecedor e recomendações para a manutenção preventiva e corretiva, que pode ser usado para detectar e mitigar os efeitos do envelhecimento.

Os resultados obtidos com o Programa NPAR são baseados em duas fases de aproximação. Na primeira fase é feita uma análise, com base na experiência operacional em plantas nucleares, para identificar e caracterizar modos de envelhecimento, mecanismos, efeitos e parâmetros funcionais mensuráveis que possam ser usados na detecção de sinais causados pelo envelhecimento. Na segunda fase é feito um estudo profundo de engenharia, avaliação de

métodos de mitigação e detecção do envelhecimento baseados em testes realizados em equipamentos envelhecidos naturalmente, uma revisão de práticas de manutenção em plantas nucleares e uma análise de custo /benefício para aplicação de recomendações (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1990). A combinação das duas fases de estudo de componentes e sistemas geram informações como:

- Avaliação detalhada de experiência operacional;
- Avaliação de modos de falha, causas e efeitos;
- Revisão de práticas operacionais e de manutenção;
- Resumo passado e atual de atividades regulatórias, incluindo notícias, boletins e guias regulatórios;
- Resumo de padrões da indústria;
- Avaliação de estressores operacionais que podem conduzir a degradação ou falha prematura de equipamentos

Através do Programa NPAR, desde sua criação em 1985 até 1990, mais de cinquenta relatórios foram publicados. Através deles foi possível se elaborar diversas técnicas e métodos destinados a inspeções e manutenção contra o envelhecimento. As publicações apresentadas na Tabela 4 e Tabela 5 destinam-se a estudos abordados e dados acumulados pelo programa de envelhecimento sobre diversos componentes.

Tabela 4 - Estudos de Componentes Publicados pelo NPAR.

Relatórios de Componentes	Componentes	Datas de Publicações
Fase 1		
NUREG/CR-4156	Motores elétricos	06/1985
NUREG/CR4234, Vol. 1	Válvulas operadas por motores elétricos	07/1985
NUREG/CR4257, Vol. 1	Cabos na contenção	08/1985
NUREG/CR4302, Vol. 1	Válvulas de retenção	12/1985
NUREG/CR4279	Tubos amortecedores	02/1986
NUREG/CR4564	Carregadores de baterias e inversores	06/1986
NUREG/CR4597, Vols. 1&2	Bombas de água auxiliares	01/1986, 06/88
NUREG/CR4257, Vol. 2	Transmissores de pressão	08/1986

Continuação da Tabela 4.

Relatórios de Componentes	Componentes	Datas de Publicações
Fase 1		
PNL-5722	Bomba do Sistema de Resfriamento de Emergência do Núcleo	10/1986
NUREG/CR4819, Vol. 1	Válvulas operadas por solenóides	03/1987
NUREG/CR-4715	Disjuntores e relés	06/1987
NUREG/CR4928	Sensores de temperatura	06/1987
NUREG/CR-4457	Baterias	07/1987
NUREG/CR-4590 Vols. 1&2	Geradores diesel de emergência	08/1987
NUREG/CR4985	Selos da bombas de refrigeração do reator	08/1987
NUREG/CR4992	Interruptores de vários níveis	09/1987
NUREG/CR4692	Válvulas de alívio e válvulas de bloqueio	10/1987
NUREG/CR-5053	Centros de controle de motor	07/1988
	Fase 2	
NUREG/CR-4939, 3 Vols.	Motores elétricos	11/1987
NUREG/CR-5051	Carregadores de bateria e inversores	08/1988

Fonte: NUREG-5507.

Tabela 5 - Estudos de Sistemas Publicados pelo NPAR.

Relatórios de Sistemas	Sistemas	Datas de Publicações
NUREG/CR-4740	Proteção do reator	01/1988
NUREG/CR-5052	Resfriamento à água (PWRs)	07/1988
NUREG/CR-5268	Remoção de calor residual (BWRs)	06/1989
NUREG/CR-4967	Injeção de alta pressão	08/1989
NUREG/CR-5379, Vol.1	Sistemas (PWR)	06/1989
NUREG/CR-5419	Intstrumnto de ar	01/1990
NUREG/CR-5181	Distribuição elétrica classe E	05/1990

Fonte: NUREG-5507.

Além destes estudos, o NPAR estava em fase de desenvolvimento de diversas outras pesquisas de componentes e sistemas, tais como:

- Sistemas:
 1. Componente de resfriamento à água fase 2;
 2. Controle de inserção da barra de controle;
 3. Sistema de Isolação de Resfriamento do Núcleo do Reator (RCIC) fase 1;
 4. Resfriamento da contenção Fase 1.

- Componentes (fase 2)
 1. Geradores de emergência;
 2. Relés e circuitos de parada;
 3. Bombas auxiliares;
 4. Válvulas de retenção;
 5. Amortecedores;
 6. Válvulas operadas por solenóides.

A quantidade de dados acumulados, em um período de tempo não tão longo, possibilitou diversas medidas referentes à garantias de segurança contra os efeitos do envelhecimento. Como o Programa NPAR, em sua primeira publicação (NUREG-1144 Rev. 2), passou a ter o objetivo de tornar o documento uma fonte de acúmulo de dados, através de experiências profissionais e de estudos, ele mostrou ser indispensável em todas as esferas da busca de controle de segurança e, conseqüentemente na extensão de vida útil qualificada de plantas nucleares (renovações de licenças). Vale ressaltar os problema enfrentados desde 1990 devido a preocupação de extensão operacional das usinas mais próximas do fim de suas atividades.

2.2 EXTENSÃO DE VIDA ÚTIL DE UMA PLANTA NUCLEAR COMERCIAL

O Ato de Energia Atômica (AEA) determina que a operação comercial de uma planta nuclear não pode exceder quarenta anos de funcionamento, porém, há possibilidade de se realizar um pedido de renovação de licença e prolongamento de operação, contanto que seja apresentado um programa que mostre resultados significativos de melhorias, substituições de equipamento,

componentes e estruturas (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000). Caso aprovado o pedido de renovação, a licença renovada passa a substituir a anterior, com o período de licença estendido baseado na reflexão do tempo. A renovação possibilita o funcionamento seguro e ótimo custo/benefício se comparado com o descomissionamento, porém, a NRC estabelece que a extensão máxima não deverá ultrapassar o limite de vinte anos por questões de segurança (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000).

As bases técnicas para renovação de licença operacional surgem em 1980. A renovação passa a marcar duas fases distintas de operação de uma usina nuclear. Uma fase em que as condições de segurança, para o funcionamento normal e seguro de uma planta, definem sua estrutura de criação e outra em que condições de estruturas, componentes e sistemas possam, através de reparos e/ou substituições, satisfazer as condições de segurança necessárias para a continuação de sua operação (Figura 1).

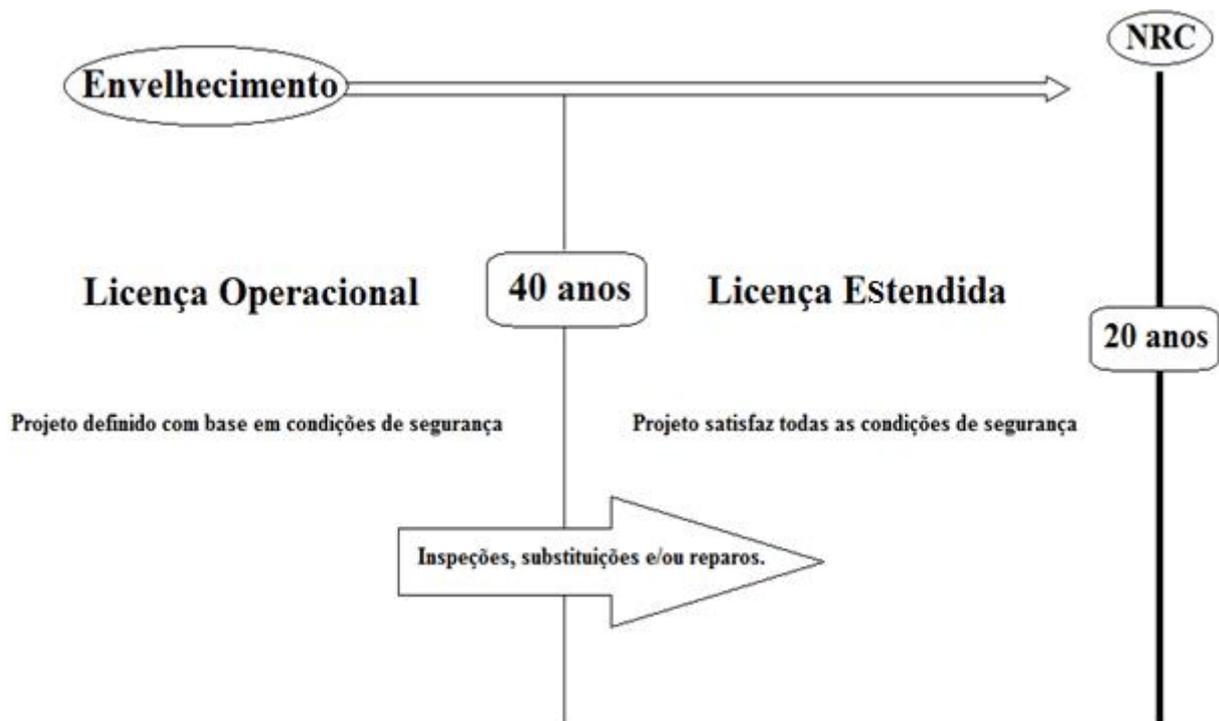


Figura 1 – Extensão da Licença Operacional.

As perspectivas das indústrias, sobre o processo de renovações de licenças, apontam para a superação da barreira de extensão máxima de vinte anos operacionais. Em 1991 cento e dez reatores comerciais em operação nos EUA constituíam vinte por cento de toda sua capacidade elétrica. Muitos deles já haviam operado mais de vinte anos e poucos próximos a trinta anos. Evitando o descomissionamento e com isso a perda de parte significativa de geração de energia,

a indústria reconhece que o envelhecimento era algo a ser estudado e considerado para a renovação de licença operacional de plantas nucleares. Neste ano era esperado que a extensão de licença operacional das plantas levaria aos EUA ao benefício líquido de cem bilhões de dólares (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1991).

Em 1992 o número de plantas fora dos Estados Unidos cresceu rapidamente, cerca de trezentas usinas nucleares em operação em outros vinte e quatro países. As usinas nucleares fora dos Estados Unidos eram mais recentes. A gestão de vida das plantas nucleares foi examinada por comunidades internacionais, por exemplo, pela Organização de Cooperação Econômica e Desenvolvimento, Agência Internacional de Energia Atômica e por cada país. No mundo inteiro, vinte e duas novas usinas de energia nuclear entraram em operação entre 1990 e 1992, incluindo uma no Estados Unidos (U.S. CONGRESS, OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT, 1993). Durante este período um número semelhante das plantas foram retiradas, a maioria estava localizada na Alemanha e na antiga União Soviética. Na Tabela 6 é mostrado o panorama referente ao tempo de operação das usinas nos EUA em 1993.

Tabela 6 – Perspectivas de Usinas nos Estados Unidos da América (1993).

Tempo de Operação Comercial (anos)	Número	Capacidade de Geração Média de Energia (MW)
0-10	42	1.090
10-20	44	860
20-30	20	660
Acima de 30	1	69
Desligado desde 1988	6	620
Desligamento em Análise	2	1.065

Fonte: OTA-E-575.

Inicialmente a renovação de licença operacional foi desenvolvida através da cooperação entre o Departamento de Energia (DOE) e o Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica (EPRI) e coordenada pelos grupos de Gerenciamento de Utilidade Nuclear e Conselho de Recursos (NUMARC) e Utilidade de Extensão de Vida de Planta Nuclear (NUPLEX). Os primeiros estudos concluídos foram: Uma avaliação do reator BWR Monticello (operado pela Companhia de Energia dos Estados do Norte) e do reator PWR Surry (operado pela Companhia de Energia

Elétrica Virginia). Esses estudos resultaram em um processo de licitação formulado para selecionar duas plantas para aplicações formais de renovação de licença. As duas plantas selecionadas foram uma BWR (Monticello) e um PWR (Yankee Rowe). Através de perspectivas técnicas foi reconhecido que: o foco da renovação da licença é a mitigação e gestão de degradação, relacionada à idade, para assegurar um nível adequado de segurança (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1991).

Em 1993, para surpresa da indústria nuclear, a renovação de licença das plantas Monticello e Yankee Rowem foi diferida. A renovação de licença para essas instalações foi originalmente planejada para ser apresentada em 1991 como parte de um financiamento conjunto de vários anos. No entanto, a Planta Monticello teve o seu pedido de renovação de licença diferido indefinidamente no final de 1992. Monticello citou preocupações com a interpretação de regras da NRC, observando que o número de sistemas a serem revisados tinha crescido de setenta e quatro para cento e quatro sistemas, além de aumentos significativos de custos operacionais. A planta Yankee Rowe escolheu se retirar por motivos econômicos, incluindo o custo de lidar com as preocupações da NRC com status metalúrgicos do Vaso de Pressão do Reator (RPV) durante sua revisão dos esforços de renovação da licença da usina. A inexperiência com as normas de renovação de licença foi em grande parte explicada pela novidade do processo. Com excessão de uma pequena unidade, a licença de operação da usina mais antiga não expiraria antes de 2007. Em 2015, no entanto, a renovação de licença seria necessária para um funcionamento contínuo de mais de quarenta plantas, mais de um terço das plantas em operação (Tabela 7).

Tabela 7 – Perspectivas de Expiração de Licença em Centrais Americanas (1993).

Nome	Capacidade (MW)	Anos	Anos ³
Big Rock Point	67	2000	2002
Haddam Neck	560	2007	2007
Oyster Creek 1	610	2004	2009
Dresden 2	772	2006	
Ginna	470		

Continuação da Tabela 7.

³ Ano de expiração assumindo que o número máximo de anos para construção foi adicionada à data de expiração atual (isto é, 40 anos a partir do início da operação da planta).

Nome	Capacidade (MW)	Anos	Anos⁴
Nine Mile Point 1	615		
H.B. Robinson	683		2010
Millstone 1	654		
Monticello	536		
Point Beach 1	485		
Palisades	730	2007	2011
Dresden 3	773		
Turkey Point 3	666	2007	2012
Maine Yankee	860	2008	
Pilgrim 1	670		
Quad Cities 1	769		
Quad Cities 2	769		
Surry 1	781		
Vermont Yankee	504		
Turkey Point 4	666	2007	2013
Peach Bottom 2	1055	2008	
Fort Calhoun	478	2008	
Indian Point 2	939		
Kewaunee	511		
Oconee 1	846		
Oconee 2	846		
Point Beach 2	485		
Prairie Island 1	503		
Surry 2	781		
Zion 1	1040		
Zion 2	1040		
Peach Bottom 3	1035	2008	2014
Arkansas Nuclear 1	836		
Browns Ferry 2	1065		

Conclusão da Tabela 7.

⁴ Ano de expiração assumindo que o número máximo de anos para construção foi adicionada à data de expiração atual (isto é, 40 anos a partir do início da operação da planta).

Nome	Capacidade (MW)	Anos	Anos ⁵
Brunswick 2	754		
Calvert Cliffs 1	825		
Cooper	764		
D.C. Cook 1	1020		
Duane Arnold	515		
Edwin 1. Hatch 1	741		
Fitzpatrick	780		
Oconee 3	846		
Prairie Island 2	500		
Three Mile Island 1	808		
Indian Point 3	965	2015	2009
Millstone 2	863		

Fonte: OTA-E-575.

Em 1993 discutiu-se as dificuldades do processo de renovação de licença devido às exigências da NRC e falta de informações referente a alguns assuntos, chegando-se a se falar em simplificações de regras para renovações de licenças (U.S. CONGRESS, OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT, 1993). Além das dificuldades em relação as exigências para renovação de licença, dependendo do nível de detalhamento, um estudo sobre envelhecimento poderia custar até trinta milhões de dólares (\$30 millions).

Como resultado de problemas encontrados no tratamento do processo de envelhecimento para renovação de licenças, em 8 de maio de 1995 a NRC publica em suas regras para renovação de licença o Título 10 do Código de Regulamentos Federais (10 CFR) Parte 54. O título passa a estabelecer um processo de regulação que era esperado ser mais simples, mais estável e mais previsível do que a regra de renovação da licença anterior (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1997). Em particular o Título 10 foi introduzido nas regras para clarificar os efeitos adversos do envelhecimento, em vez de identificar todos os mecanismos deste processo. As mudanças nas regras foram destinadas a garantir que os sistemas, estruturas e componentes importantes iriam continuar a desempenhar a sua função pretendida no período de operação estendida. Além disso, o processo integrado de avaliação de plantas foi clarificado e

⁵ Ano de expiração assumindo que o número máximo de anos para construção foi adicionada à data de expiração atual (isto é, 40 anos a partir do início da operação da planta).

simplificado para ser consistente com o foco em estruturas e componentes passivos de longa duração (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000). Como consequência de ajustes das regras para renovação de licença, a NRC publica inúmeros relatórios de avaliação de segurança de diversas plantas comerciais nucleares.

A primeira publicação é sobre a renovação de licença do Sítio Nuclear de Oconee (ONS) Unidades 1, 2 e 3⁶ (Figura 2). As unidades adquiriram uma extensão de vinte anos após a data limite de operação⁷, sendo assim, o descomissionamento da Unidade 1 (licença DRP-38) passa de meia noite de 6 de Fevereiro de 2013 para meia noite de 6 de fevereiro de 2033, da Unidade 2 (licença DRP-47) de meia noite de 6 de Outubro de 2013 para meia noite 6 de Outubro de 2033 e da Unidade 3 (licença DRP-55) de meia noite de 19 de Julho de 2014 para meia noite de 19 de Julho de 2034 (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000).



Figura 2 – Sítio de Oconee.

Fonte: <http://enformable.com/wp-content/uploads/2013/03/Oconee-Nuclear-Power-Plant.jpg>.

A segunda publicação é sobre a renovação de licença do Sítio de Edwin I. Hatch Unidades 1 e 2⁸ (Figura 3). As unidades adquiriram uma extensão de operação de vinte anos após a data

⁶ O ONS está localizado no Condado de Oconee, no noroeste da Carolina do Sul, às margens do Lago Keowee. Cada unidade consiste em um PWR Babcock e Wilcox (B&W) projetado para gerar 2.568 MW térmicos, ou aproximadamente 860 MW elétricos (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2000);

⁷ O pedido de renovação das licenças para as unidades do Sítio de Oconee foi realizado em 6 de julho de 1998 pela Corporação de Energia Duque;

⁸ O Sítio Hatch está localizado em Appling County, Geórgia, aproximadamente 67 km ao sudoeste de Savannah, Geórgia. A construção da unidade 1 se deu em 1969 e sua licença de funcionamento foi emitida em 1974. A construção da unidade 2 começou em 1972 e sua licença de funcionamento foi emitida em 1978. Cada unidade consiste em um Reator BWR da General Electric (GE) projetado para gerar 2.558 MW térmicos, ou seja, aproximadamente 800 MW elétricos .

limite de operação⁹, tal que, o descomissionamento da Unidade 1 (licença DRP-57) passa de meia noite de meia noite de 6 de Agosto de 1994 para meia noite de 6 de Agosto de 2014 e da Unidade 2 (licença NPF-5) de meia noite de meia noite de 13 de Junho de 1998 para meia noite para meia noite de 13 de Junho de 2018.



Figura 3 – Sítio de Edwin I. Hatch.

Fonte: <http://www.nrc.gov/info-finder/reactor/hat.jpg>.

Com os ajustes de regras referentes a renovação de licença diversas outras publicações surgiram ao decorrer do tempo, como o Relatório: NUREG-1779 sobre a renovação do Sítio de St. Lucie Unidades 1 e 2 publicado em setembro de 2003 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2003), NUREG-1782 sobre a renovação do Sítio Forte Calhoun, Unidade 1 publicado em Outubro de 2003 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2003), NUREG-1785 sobre a renovação do Sítio H.B Robinson, Unidade 2 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2003) publicado em Março de 2004, NUREG-1786 sobre a renovação da Planta Nuclear R.E. Ginna publicado em Maio de 2004 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004), NUREG-1787 sobre a renovação do Sítio Nuclear Virgil C. Summer em Março de 2004 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004), NUREG-1796 sobre a renovação dos Sítios Nucleares Dresden, Unidades 2 e 3 e Quad Citie, Unidades 1 e 2 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004) em Outubro de 2004, NUREG-1825 sobre a renovação do Sítio Joseph M. Farley, Unidades 1 e 2 em Maio de 2005 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2005), NUREG-1828 sobre a renovação do Sítio Nuclear Arkansas, Unidade 2 em Junho de 2005 (U.S.NUCLEAR

⁹ O pedido de renovação das licenças para as unidades do Sítio de Edwin I Hatch foi realizado em 29 de Julho de 2000 pela Companhia Operadora Nuclear do Sul (NCS).

REGULATORY COMMISSION, 2005). Além dessas publicações, outros trinta e seis relatórios sobre renovações de Licenças foram lançados, sendo a última publicação o Relatório NUREG-2123 sobre a renovação do Sítio de Columbia, publicado em Maio de 2012 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2012).

2.2.1 Perspectivas econômicas devido ao tempo operacional de uma Central Nuclear

Em 2011, duzentos e oitenta e nove reatores no mundo possuíam mais de vinte e cinco anos de operação (Figura 4). Projeções da geração nuclear para 2030 mostra que cento e sessenta reatores poderiam ser desligados permanentemente (NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2012). Sem extensão de vida, a capacidade de geração de energia pela indústria nuclear reduziria drasticamente nas próximas décadas, especialmente se a construção de novas plantas nucleares for mais lenta devido ao acidente de Fukushima Daiichi.

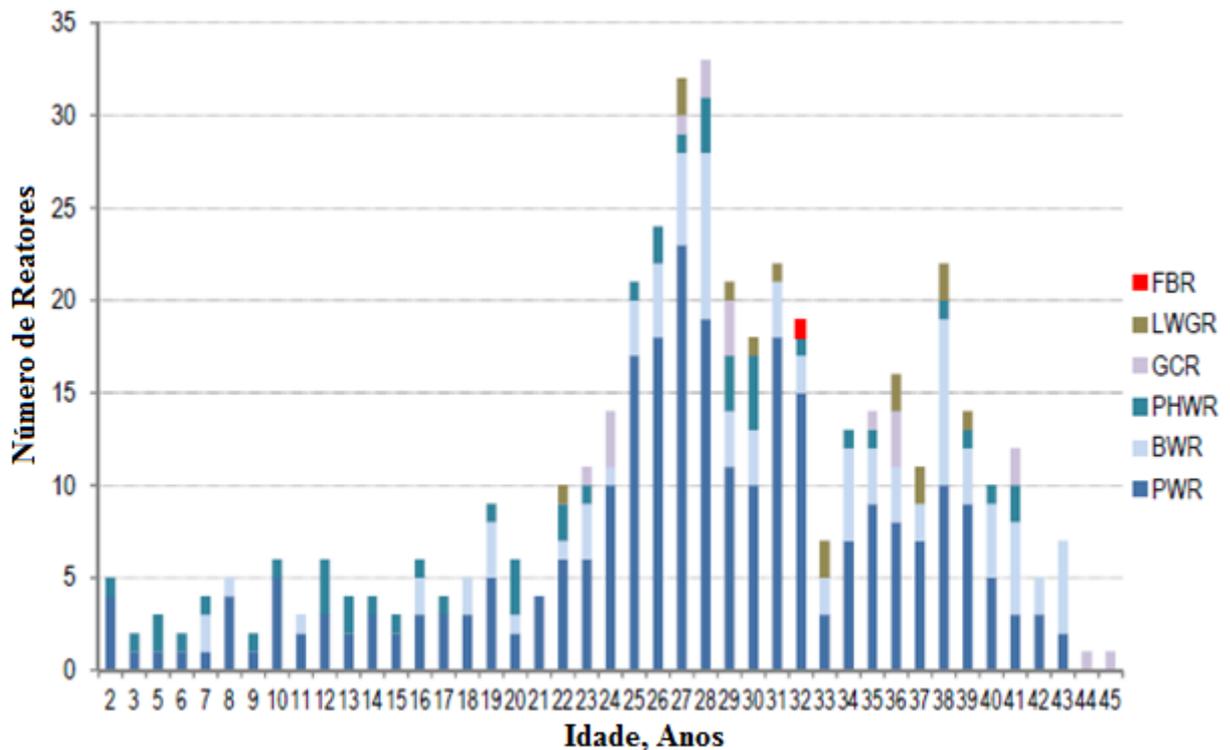


Figura 4 – Distribuição de Reatores em Operação por Idade e Tipo (2001).

Fonte: NEA No 7054.

Nos Estados Unidos da América mais de setenta e três unidades garantiram a extensão para sessenta anos (Tabela 8). Em alguns países (França e Suíça) não há um fim legal para a licença operacional. Nesses países a continuação de operação é baseada em resultados de revisões periódicas de segurança. Um estudo realizado pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) em 2002, estimou que sessenta por cento dos programas de extensão de vida de plantas nucleares no mundo requereriam menos de USD 500/KWe de investimento para se alcançar vinte anos além do tempo de operação normal (NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2012).

Tabela 8 - Estados de Programas de Extensão de Vida no Mundo (Julho 2012).

País	Estado
Bélgica	Extensão de dez anos para uma unidade
Canadá	Renovação e processo de extensão de vida em curso
Finlândia	Extensão de vinte anos de quatro unidades
França	Sem fim legal de licença. Revisão periódica de segurança (PSR) a cada dez anos
Alemanha	Eliminação progressiva planejada
Hungria	Extensão de vinte anos de quatro unidades
Japão	Sem fim legal de licença. Atualmente limitado para quarenta anos de operação.
República da Coreia	Sem fim legal de licença.
República Federativa da Rússia	Extensão de licença de diferentes reatores por 15-25 anos
Suécia	Sem fim legal de licença. Substituições de plantas permitido, mas sem acréscimos no tempo operacional
Suíça	Sem fim legal de licença
Ucrânia	Extensão de vinte anos de duas unidades e programas de operação a longo prazo em curso para inúmeras outras plantas
Reino Unido	Extensão de licença para vários anos
Estados Unidos da América	Extensão de vinte anos de setenta e três unidades aprovadas e treze em revisão

Fonte: NEA No 7054.

Diversos fatores podem contribuir para análise da renovação de licença, como políticas regulatórias, riscos e incertezas, assim como políticas do carbono e impactos provocados por

reformas. Além da preocupação com as degenerações cumulativas do tempo de SSCs, o estudo do envelhecimento está preocupado com questões referentes a renovação de licença. A análise de custo benefício para renovação de licença é dada por dois índices de grande importância na indústria, o Custo de Energia Elétrica por Fonte (LCOE) e o $LCOE_{EO}$. Esses índices, além de considerar outros custos, considera de forma implícita o processo de envelhecimento.

O $LCOE^{10}$ considera o investimento inicial para construção de uma planta, sua operação e manutenção, combustível e custos de carbono, por provisões e descomissionamento. O LCOE indica o custo de geração de eletricidade para uma planta que não possui um plano para renovação de licença e, assim, sem previsões para extensão de vida útil qualificada. Esse indicador é calculado através da Equação 1 (ver IEA/NEA, 2010) para todas as fontes de eletricidade.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=-t_c}^{T_v} (Invest_t + O\&M_t + Fuel_t + Carbon_t + Desc_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{T_v} \left(\frac{Eletricidade_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (1)$$

Onde:

- T_v é o tempo máximo de operação da planta;
- t_c representa a duração de construção da planta;
- t denota o ano em que a produção de energia elétrica ocorre ou as despesas são feitas;
- $Eletricidade_t$ representa a quantidade de energia elétrica produzida no ano “ t ”;
- r representa a taxa de desconto anual;
- $Invest_t$ representa o custo de investimento no ano “ t ”;
- $O\&M_t$ denota o custo de operação e manutenção no ano “ t ”;
- $Fuel_t$ indica o custo de combustível no ano “ t ”;
- $Carbon_t$ indica o custo do carbono no tempo “ t ”;
- $Desc_t$ denota o custo de descomissionamento no ano “ t ”.

O LCOE na indústria nuclear é dado geralmente por custos fixos (Tabela 9), especialmente para grandes taxas de desconto. Os custos relacionados com a operação e manutenção de plantas nucleares são significativos, enquanto que o custo devido ao combustível é consideravelmente

¹⁰ O LCOE é um dos principais indicadores da indústria para o custo de eletricidade produzida por geradores.

menor se comparado com outras plantas térmicas. Os custos de carbono são considerados nulos para centrais nucleares, uma vez que não libertam CO₂ durante operação (NUCLEAR ENERGY AGENCY, 2012).

Tabela 9 - Custos para Geração de Eletricidade de Plantas Nucleares (IEA/NEA, 2010).

Custos	Taxa de 5% de Desconto	Taxa de 10% de Desconto
Investimento Total	58,6 %	75,6 %
Operação e Manutenção	25,2 %	14,9 %
Combustível ¹¹	16,0 %	9,5 %
Carbono	0,0 %	0,0 %
Descomissionamento	0,3 %	0,0 %

Fonte: NEA No 7054.

Um índice importante para análise do custo benefício devido a renovação “deriva” do LCOE, o LCOE_{EO} (Equação 2). Esse índice indica o custo de eletricidade após a renovação de licença.

$$LCOE_{EO} = \frac{\sum_{t=-t_R}^{t_{EO}} (Renova_t + O\&M_t^{EO} + Fuel_t^{EO} + Desc_t^{EO})}{(1+r)^t} \bigg/ \sum_{t=1}^{t_{EO}} \left(\frac{Eletricidade_t^{EO}}{(1+r)^t} \right) \quad (2)$$

Onde:

- t_R indica o tempo de renovação (reforma);
- t_{EO} representa a duração da extensão de licença;
- $Eletricidade_t^{EO}$ indica a quantidade de eletricidade produzida no ano “ t ”, após a renovação;
- r representa a taxa de desconto anual;
- $Renova_t$ indica o custo devido a renovação no ano “ t ”;
- $O\&M_t^{EO}$ representa o custo de operações e manutenções após a renovação, no ano “ t ”;
- $Fuel_t^{EO}$ indica o custo do combustível após a renovação, no ano “ t ”;

¹¹ Os custos referentes ao combustível compreendem o custo de todo o ciclo do combustível nuclear incluindo despesas com o reprocessamento ou descarte (IEA/NEA 2010).

- $Desc_t^{EO}$ indica o custo do descomissionamento associado com a renovação no ano “ t ”. Esta variável indica que vinte anos após a renovação, a planta ainda será descomissionada.

Comparando-se as equações 1 e 2 é possível se chegar a uma reflexão sobre o benefício da renovação de licença operacional. Comparando-se as equações, temos:

1. A instalação em questão não se submeterá a renovação de licença:
 - O custo de geração de energia elétrica é dado pela Equação 1;
 - Após quarenta anos de funcionamento a instalação deverá fazer investimentos de modo a se tornar totalmente inoperante e segura;
 - Devido ao descomissionamento a planta provocará aumento da energia elétrica;
 - Caso o impacto na disponibilidade de energia seja alta pode-se pensar na construção de uma nova instalação, o que geraria inúmeros gastos para que isso fosse realizado.
2. A instalação planeja se submeter a renovação de licença:
 - Caso aprovado o custo da geração de energia elétrica passa a ser dado pela Equação 2;
 - Os custos relacionados com o processo serão apenas em reformas e melhorias na planta, refletindo no aumento de segurança da mesma;
 - O fornecimento de energia elétrica não é afetado;
 - Caso aprovado, a instalação poderá operar normalmente por mais vinte anos.

A Agência de Energia Nuclear (NEA) classifica o custo e benefício do processo de renovação através da comparação entre os indicadores LCOE e $LCOE_{EO}$ (Tabela10).

Tabela 10 - Comparação entre os Indicadores.

Custo da Geração de Eletricidade

Se o $LCOE_{EO}$ é menor que o custo previstos para geração de energia elétrica.

Se o $LCOE_{EO}$ é comparado com o custo previsto para geração de energia elétrica.

Se o $LCOE_{EO}$ é maior que o custo previsto para geração de energia elétrica .

**

*

Fonte: NEA No 7054.

O benefício econômico devido a renovação de licença é dado pela redução do custo de geração de energia elétrica após a renovação. Tal fato pode ser explicado através da substituição do investimento inicial para construção da planta pelo investimento, necessário para se obter a extensão de funcionamento após quarenta anos de funcionamento, no cálculo do custo para geração de energia elétrica.

2.3 O PROCESSO DE DESCOMISSIONAMENTO

Segundo a NRC o processo de descomissionamento é definido como a remoção permanente de uma instalação nuclear, para se reduzir a quantidade de material radioativo no local licenciado para níveis que permitam a revogação da licença (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). O descomissionamento geralmente é acompanhado de métodos que tornem o processo o mais efetivo possível. A NRC fornece três métodos distintos para o processo de descomissionamento, admitindo ser possível a combinação entre os mesmos. A seguir é dado uma breve explicação sobre os métodos¹².

- **DECON:** Equipamentos, estruturas e partes da instalação ou do sítio que contenham contaminantes radioativos são removidos ou descontaminados a um nível que permita a revogação da licença após o tempo de limite operacional;
- **SAFSTOR:** A instalação é colocada em uma condição segura e estável. Esse estado é mantido até que seja descontaminada posteriormente para níveis que permitam o processo de descomissionamento, ao término de sua licença operacional. Durante este procedimento a unidade é deixada intacta ou pode ser parcialmente desmontada, mas o combustível, necessariamente tem de ser removido do vaso do reator e todo o líquido radioativo drenado e processado. O decaimento dos produtos radiativos ocorre durante o período SAFSTOR, reduzindo assim a quantidade de contaminação e radioatividade que devem ser eliminados durante a descontaminação e descomissionamento da planta (D&D). A definição do SAFSTOR inclui a descontaminação e descomissionamento da instalação no final do período de armazenamento;

¹² informações suplementares sobre os métodos são discutidos na regra de descomissionamento de 1988 (53 FR 24019).

- **ENTOMB:** Estruturas radioativas, sistemas e componentes são dispostas em uma substância de longa duração estrutural, como o concreto. A “Estrutura ENTOMBED” é mantida e monitorada até que o decaimento radioativo alcance um nível seguro, permitindo assim, a revogação da licença operacional. Como os radionuclídeos presentes em reatores de potência apresentam concentrações de uso irrestrito sempre após cem anos, e os regulamentos referentes ao processo de descomissionamento exigem que o processo deva ser concluído dentro de sessenta anos, as solicitações para aplicação do método ENTOMB deve ser tratadas caso-a-caso (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004).

Tentando-se padronizar o processo de descomissionamento, em 29 de Julho de 1996 uma regra final foi publicada no Registro Federal dos Estados Unidos da América (61 FR 39278) que altera o Regulamento de Procedimentos da NRC para a revogação de licença operacional de reatores nucleares (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). Esta regra final incluiu alterações em 10 CFR Partes 2, 50 e 51.

O processo de descomissionamento exige toda uma preparação e mobilidade técnica para ser implementado e monitorado, o que o torna complexo e trabalhoso. O procedimento além de estar relacionado com certas preocupações técnicas, também apresenta forte impacto na disponibilidade de energia elétrica.

A retirada de uma planta do setor energético significa uma redução de energia e, conseqüentemente, um possível aumento de tarifas relacionadas ao setor elétrico. De fato a indústria nuclear representa uma parte importante no setor de geração de energia, o que leva a preocupação generalizada da indústria com questões relacionadas ao descomissionamento. A estimativa atual é estar cada vez mais próximo de métodos de renovação de licença que sejam mais eficientes e baratos, além de chegar a um nível de segurança que permita acabar com o descomissionamento e, assim, reduzir a tarifa de geração de energia elétrica, já que o processo aparece como uma variável importante no cálculo do custo de geração de energia elétrica.

A compreensão dos mecanismos do processo do envelhecimento e de métodos contra os impactos provocado por ele, possibilita uma melhoria no nível de segurança, além de ser um método que busca maneiras de contornar o problema do descomissionamento. A NRC determina que uma planta pode operar por somente vinte anos após a sua renovação de licença. Após esse período de tempo ela deverá se submeter ao processo de descomissionamento

(U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1987). A resolução dos problemas causados pelo envelhecimento é uma maneira eficiente de ultrapassar essa barreira e garantir o funcionamento de uma importante fonte de energia.

2.3.1 Estimativa de custo do processo de descomissionamento

A estimativa de custos relacionados com o processo de descomissionamento é dado no Guia Regulatório 1085. Esse guia foi escrito para fornecer orientação para plantas nucleares comerciais licenciadas, na elaboração de estimativas de custo e estabelecer um modelo padrão aceitável pela NRC. As orientações dispostas nesse guia aplicam-se apenas aos reatores de potência licenciados. As regulamentações para reatores de pesquisa são dadas em 10 CFR 50.82.

Torna-se importante ressaltar que a metodologia a ser apresentada, para a estimativa de custo do processo de descomissionamento, foi desenvolvida nos Estados Unidos da América, sendo assim, os dados apresentados nessa seção são referentes ao território Norte Americano, contudo, esse método de estimativa de custo pode ser adaptado para qualquer outro país através da utilização de dados apropriados.

Os cálculos referentes aos custos provocados pela revogação de licença são mais complexos que os utilizados para renovação de licença, já que inúmeras variáveis são consideradas para o processo. Reatores nucleares licenciados, desde o momento inicial de operação, devem garantir fundos para o processo de descomissionamento (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). Segundo o processo de descomissionamento, uma segurança razoável é adquirida ao se cumprir uma série de etapas identificadas em 10 CFR 50.75. Tais etapas consistem em garantir financeiramente a disponibilidade de verbas, que podem ser mais, porém nunca menos do que os valores indicados na tabela do 10 CFR 50.75 para o processo do descomissionamento. Tal tabela assume que se a variável P representa a energia térmica de um reator em megawatts (TMV), a garantia financeira mínima de financiamento (MFA), em milhões de dólares, referentes a data base de Janeiro de 1986 é dada pela equação (3) para reatores PWR e pela equação (4) para reatores BWR, sendo assim:

$$\mathbf{MFA = 75,00 + 0,0088P} \quad (3)$$

$$\mathbf{MFA = 104,00 + 0,009P} \quad (4)$$

Para reatores PWR e BWR cuja potência térmica seja menor que mil e duzentos megawatts térmicos, o valor da variável P passa a ser usado nas equações (1) e (2) com o valor de 1200. Caso a potência seja maior que três mil e quatro centos megawatts térmicos o valor de P é assumido como 3400.¹³

Os cálculos referentes a garantia financeira mínima de financiamento são baseados em Janeiro de 1986. Para se considerar a diferença entre a taxa de inflação do ano de 1986 para qualquer outro ano, as equações (3) e (4) devem ser multiplicadas pelo fator ESC, assim como descrito em 10 CFR 50.75 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). O fator ESC é dado na equação (5).

$$\mathbf{ESC (ano corrente) = 0,65L + 0,13E + 0,22B} \quad (5)$$

Onde:

- *L* e *E* representam os fatores ESCs de 1986 para o ano corrente para o trabalho e energia, respectivamente ¹⁴;
- *B* denota o ESC anual de 1986 para o ano corrente para o “enterro” de resíduos. Os valores devem ser tirados de versões atualizadas do Relatório NUREG-1307 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004).

Unindo-se as equações (3), (4) e (5), temos um cálculo mais refinado da garantia de financiamento mínimo (Equação (6)¹⁵), dado por:

$$\mathbf{MFA(Milhões, \$ ano corrente) = MFA(Milhões, \$ 1986) * ESC(Ano corrente)} \quad (6)$$

¹³ O valor de P nunca será menor que mil e duzentos e maior que três mil e quatrocentos (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004);

¹⁴ Essas variáveis são dadas a partir de dados regionais do Ministério do Trabalho dos Estados Unidos, Serviço de Estatística do Trabalho;

¹⁵ Exemplos relacionados com cálculos de financiamento mínimo podem ser encontrados no Relatório NUREG-1307.

A metodologia de cálculo para o custo com o processo de descomissionamento é baseado em 10 CFR 50.75 e informações desenvolvidas nos Relatórios NUREG-5884 e NUREG-6174. Todos os custos calculados a partir da metodologia incluem um fator de vinte e cinco por cento e contingência em dólares com base no ano 2000 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). A equação (7) pode ser utilizada para o custo devido ao descomissionamento com base no ano 2000 para qualquer outro ano de interesse, dada por:

$$\text{Custo Estimado [ano(x)]} = A_{base} L_x + B_{base} E_x + C_{base} B_x \quad (7)$$

Onde:

- A_{base} representa a soma de todo trabalho, material e custos de componentes de serviço;
- L_x representa o fator de ajuste para o custo devido ao trabalho, materiais e serviços, ano base 2000 para um ano (x);

O fator de ajuste para custos devido ao trabalho (L_x) pode ser obtido através da “Revisão Mensal do Trabalho” publicado pelo Ministério do trabalho dos Estados Unidos, Serviço de Estatística do Trabalho (BLS). Para calcular o fator de ajuste de trabalho pra uma região particular é necessário o uso de dois índices; um valor para o ano base e um valor para o ano (x) de interesse. Valores para a variável L_x , por região, são dados na Tabela 11.

Tabela 11 - Fator de Ajuste de Custo devido ao Trabalho por Região¹⁶.

Região	Ano Base (2000)	Ano de Interesse (x)
Nordeste	144,30	$X_{Nordeste}$
Sul	1143,00	X_{Sul}
Centro-Oeste	146,00	$X_{Centro-Oeste}$
Ocidente	144,70	$X_{Ocidente}$

Fonte: NUREG-1713.

Geralmente a variável L_x é calculada por região, através da divisão do valor do ano de interesse (X) pelo valor do ano base (2000). O Relatório NUREG-1307 recomenda que os valores do fator de ajuste originário do BLS devam ser utilizados similarmente, porém, se houver mudança no ano base que não reflita em revisões do relatório, o cálculo deve ser feito com base em

¹⁶ As regiões indicadas pertencem ao Estados Unidos da América.

valores que representem alterações aplicáveis (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004).

- B_{base} denota a soma de toda energia e custos com transportes de componentes;
- E_x representa o fator de ajuste devido ao custo com transporte e energia, ano base 2000 para um ano (X).

O fator de ajuste para custos com energia e transporte (E_x) pode ser obtido através dos “Índices de Preços do Produtor”, publicado pelo Ministério do trabalho dos estados Unidos, Serviço de Estatística do Trabalho (BLS). A variável E_x consiste em dois componentes: Indústria de Energia Elétrica (P_x) e Óleo Combustível Leve (F_x). Essas variáveis devem ser obtidas através do BLS. Elas são utilizadas para o cálculo do custo com energia e transporte através da equação (8) para reatores PWR e equação (9) para reatores BWR¹⁷, tal que:

$$E_x = 0,58 P_x + 0,42 F_x \quad (8)$$

$$E_x = 0,54 P_x + 0,46 F_x \quad (9)$$

É recomendado que os valores para P_x e F_x devam ser retirados de dados da Indústria de Energia Elétrica (código 0543) e de dados de Óleo Combustível Leve (código 0573), respectivamente (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004). Esses fatores também podem ser obtidos através do BLS. Valores para as variáveis P_x e F_x do BLS (ano base 2000) são apresentadas na Tabela 12.

Tabela 12 - Fatores de Custo de Energia por Fonte.

Variável	Ano Base (2000)	Ano de Interesse (x)
Indústria de Energia Elétrica	126,50	$X_{Elétrico}$
Óleo Combustível Leve	72,90	$X_{Óleo Combustível}$

Fonte: NUREG 1713.

Geralmente as variáveis P_x e F_x são calculadas através da divisão do valor do ano de interesse (X) pelo valor do ano base (2000). O Relatório NUREG-1307 recomenda que os valores do fator de ajuste originário do BLS devam ser utilizados similarmente, porém, se houver mudança

¹⁷ As equações (8) e (9) derivam da Tabela 6.3 do Relatório NUREG-0130 e Tabela 5.3 do Relatório NUREG-0672.

no ano base que não reflita em revisões do relatório, o cálculo deve ser feito com base em valores que representem alterações aplicáveis (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2004).

- C_{base} representa a soma de todos os componentes radioativos de “enterro/disposição”;
- B_x denota o fator de ajuste devido aos custos com componentes radioativos de “enterro/disposição”.

Valores para a variável (B_x) podem ser obtidos através da Tabela 13. Geralmente a variável é calculada através da divisão valor do ano de interesse (X) pelo valor do ano base (2000).

Tabela 13 - Custos com Componentes Radioativos de "enterro/disposição".

Resíduos de “Enterro”	Ano Base (2000)		Ano de Interesse (X)	
	PWR	BWR	PWR	BWR
Eliminação Direta/WA ¹⁸	2,223	3,375	X_{PWR}	X_{BWR}
Eliminação Direta/SC ¹⁹	18,129	16,244	X_{PWR}	X_{BWR}
Fornecedor de Resíduo /WA	4,060	4,379	X_{PWR}	X_{BWR}
Fornecedor de Resíduo /SC	8,052	8,189	X_{PWR}	X_{BWR}

Fonte: NUREG 1713.

¹⁸ WA se refere ao sítio de depósito Washington LLW localizado próximo a Richland, Washington.

¹⁹ SX se refere ao sítio de depósito South Carolina LLW localizado próximo a Bamwell, Califórnia do Sul.

3 METODOLOGIA PROPOSTA PARA ANÁLISE DO IMPACTO DO PROCESSO DE ENVELHECIMENTO EM SISTEMAS DE REATORES NUCLEARES

A metodologia para análise do impacto do envelhecimento consiste na utilização da Técnica de Árvore de falhas. Através da técnica é mostrado o aumento da indisponibilidade do sistema devido a degenerações cumulativas do tempo. Com o uso de medidas de importância é feita uma caracterização de grupos mais sensíveis a falhas e posteriormente os componentes mais sensíveis do grupo. Após a caracterização desses componentes, são utilizados fatores multiplicativos para que se tenha uma variação na indisponibilidade progressiva do sistema.

Na metodologia é utilizado como exemplo de cálculos, um sistema passivo de terceira barreira de segurança de um reator PWR, o CSIS (Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção). O sistema foi escolhido de forma estratégica, de modo a chamar atenção aos problemas com o envelhecimento no modelo de reator utilizado nas Plantas Nuclear de Angra I.

Devido a indisponibilidade de dados a respeito de programas nacionais oficiais sobre o processo do envelhecimento, esse trabalho é baseado em técnicas utilizadas pela Comissão Regulatória Nuclear dos Estados Unidos, assim como no primórdio dos estudos para aplicações de técnicas que evidenciassem os problemas causados pelo envelhecimento. O documento base para aplicação da técnica é o Relatório NUREG-5939 (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1994), que descreve os efeitos do envelhecimento em sistemas de refrigeração de plantas nucleares comerciais, o Relatório NUREG-0492, que descreve o uso da Técnica da Árvore de Falha (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1981) e o Relatório NUREG-75/014 conhecido também como WASH-1400 (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1975), de onde os dados são retirados. O documento publicado em Abril de 1994 (NUREG-5939) surge um pouco antes do Título 10 do Código de Regulamentos Federais (10 CFR) Parte 54 ser estabelecido, o que levou o tratamento do processo do envelhecimento para renovação de licença ser mais simples, estável e mais previsível do que as regras anteriores (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1997). As técnicas utilizadas com base neste relatório são direcionadas a chamar atenção para os problemas provocados pelo processo de envelhecimento, assim como em 1994 nos Estados Unidos da América.

O método utilizado nesse trabalho tem como característica apontar para os problemas causados pelo envelhecimento, sendo assim, não é objetivo do trabalho determinar em que intervalo de tempo aconteceram mudanças na probabilidade de falha dos componentes ou do sistema. O método demonstra como o aumento da probabilidade à falha dos componentes impactam em todo o sistema. O uso do tempo se torna um fato complicado, já que, dados referentes ao tempo operacional são de uso interno das plantas.

O Software SAPHIRE (Figura 5) é utilizado como ferramenta auxiliar para aplicação da metodologia. Através dele é possível calcular a probabilidade de falha de um sistema, obter dados referente a Medidas de Importância, modelar o esquema de operação de um sistema, aplicar o Método de Monte Carlo, utilizar as apresentações gráfica e literal da Técnica de Árvore de Falhas, utilizar a Técnica da Árvore de Eventos, além de apresentar diversas outras ferramentas práticas para se obter dados referentes à Análises Probabilísticas de Risco (PRAs) (U. S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1998).

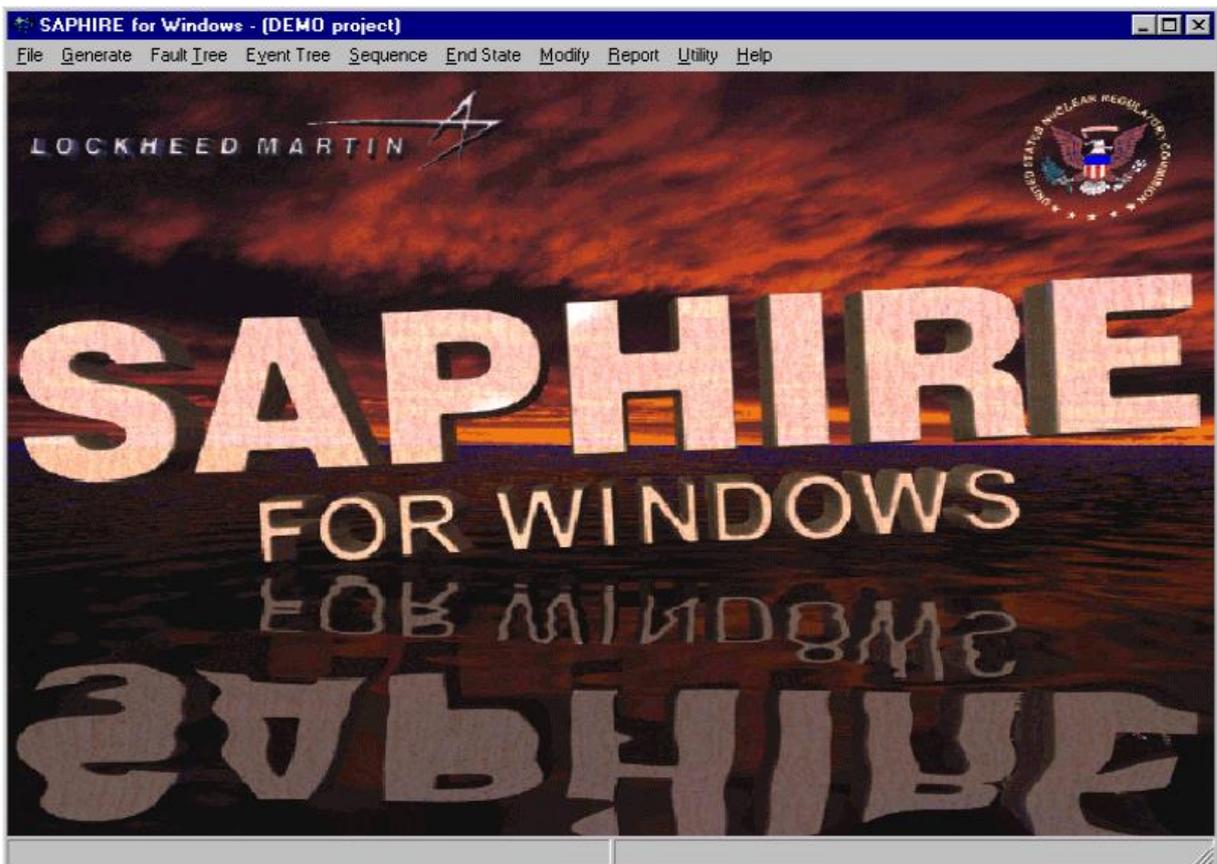


Figura 5 - Software SAPHIRE.

3.1 HISTÓRICO

A preocupação com a energia nuclear surge com o reconhecimento tácito dos seus potenciais benéficos durante estritas relações com a União Soviética diante da Guerra Fria. A regulamentação nuclear nasce acoplada a Comissão de Energia Atômica (AEC), um grupo inicialmente composto de cinco membros selecionados como parte do Ato de 1946, cujo objetivo era manter estrito o controle sobre a tecnologia nuclear e explorá-lo no futuro para usos militares. Este ato excluía aplicações comerciais da energia nuclear e garantia que o domínio de conhecimento pertencesse apenas ao governo (WILLIAM KELLER, MOHAMMAD MODARRES, 2004).

O conceito de segurança tem sua origem estabelecida com o Projeto Manhattan durante a Segunda Guerra Mundial. Este projeto contava com vários profissionais da engenharia, física teórica e experimental, onde cada grupo apresentava diferentes métodos de concepção e construção para o projeto. Usando sua experiência em modelos químicos, engenheiros da Du Pont criaram o conceito de dependência funcional e estrutural ao particionar o projeto do reator em subsistemas menores, que posteriormente desencadeou o conceito de “defesa em profundidade”, promovendo camadas de “barreiras” independentes para liberação de substâncias radioativas no meio ambiente.

O conceito de “defesa em profundidade” tem sua origem em 1940. Devido à falta de conhecimento sobre o assunto, esse conceito foi utilizado como medida de segurança contra problemas com a radiação, possuindo os seguintes princípios:

- Uso de múltiplas de barreiras artificiais ativas e/ou passivas para afastar eventuais falhas individuais que levam à liberação de materiais radioativos;
- Incorporação de grandes margens de design para superar qualquer falta de conhecimento preciso (incerteza epistêmica) sobre a capacidade de barreiras e magnitude de desafios impostos pelas condições normais ou de acidente;
- Aplicação de garantia da qualidade em design e fabricação;
- Operação dentro de limites pré-determinados pelo projeto original;

- Teste contínuo, inspeções e manutenção para preservar as margens do projeto original.

Diante da falta de dados, por não possuírem um histórico sobre a tecnologia nuclear, os engenheiros da Companhia Du Pont utilizaram diversas características de segurança para superar as incertezas da caracterização e eficácia das “barreiras”, assim, os conceitos de redundância, margens de segurança, acidentes de base de projeto, com o intuito de medir a eficácia das “barreiras”, sistemas de segurança e sistemas de grande porte, destinados a limitar a liberação de material radioativo, foram fortemente incorporados à tecnologia nuclear. A segurança passa então a ser caracterizada como a capacidade do reator nuclear resistir a um conjunto fixo de cenários de acidentes, prescritos e julgados pelos peritos da AEC como os eventos adversos mais significativos em uma usina de energia nuclear.

O conceito de confiabilidade nasce com a educação de engenheiros nucleares na Universidade do estado da Carolina do Norte em 1950, tendo seu primeiro programa em engenharia nuclear em 1957, que logo depois foi seguido pelo Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT). O marco da educação nuclear é caracterizado pelo livro *System Reliability and Risk Analysis*, escrito por Emst Frankel e publicado no começo de 1960. Este livro foi responsável pelo enquadramento matemático e de métodos probabilísticos para sistemas de engenharia. Toda geração de engenheiros elétricos e nucleares, graduados pelo MIT em 1960, estudou métodos de confiabilidade em que Frankel relacionou com aproximações determinísticas tradicionais. Posteriormente em 1970 Green e Bourne publicam um livro provido de fortes bases teóricas para aplicações de métodos de confiabilidade na avaliação de risco de sistemas complexos de engenharia.

O primeiro olhar abrangente sobre a consequência de um acidente nuclear em larga escala nasce em 1957 com o WASH-740, publicado pela AEC. Esse documento surge com a necessidade de garantir o foco na deliberação Congressional da Lei Price-Anderson sobre os danos potenciais de acidentes em reatores. O estudo WASH-740 foi marcado por se preocupar com os perigos dos Acidentes de Perda de Refrigerante (LOCAs) e caracterizando-os como a pior e principal fonte de liberação de radiação para o meio ambiente.

O WASH-1400 nasce em um período em que diversas usinas nucleares nasciam ou estavam sendo construídas, fato que levou a segurança em reatores se tornar uma questão de segurança pública. Em 1972 o RSS, mais conhecido como Relatório Rasmussen ou WASH-1400, tem seu início marcado com o envio de uma carta de ajuda para o então atual presidente da AEC, James

Schlesinger, feita pelo Senador John O. Pastore, presidente da Comissão Mista de Energia Atômica (JCAE) (WILLIAM KELLER, MOHAMMAD MODARRES, 2004).

O RSS inicialmente utilizava a Técnica de Árvore de Falhas como base para cálculos de risco de reatores. Essa decisão foi tomada por Rasmussen e Levine em 1972 a pedido do Dr. William Vesely. Embora árvores de falhas fossem usadas para quase todos os principais sistemas relacionados com segurança, percebeu-se que sua análise geral para uma usina nuclear inteira era muito complexa, dadas as restrições de tempo e recursos. Isto levou ao desenvolvimento da árvore de eventos. Sua função era modelar a linha do tempo aproximado dos possíveis cenários de acidentes (WILLIAM KELLER, MOHAMMAD MODARRES, 2004).

3.2 A TÉCNICA DA ÁRVORE DE FALHAS

Árvore de Falhas é definida como uma técnica analítica, em que um estado indesejado do sistema é especificado (geralmente um estado crítico a partir de um ponto de vista de segurança). Após o estado do sistema ser caracterizado é feita, então, uma análise no contexto do seu ambiente de operação e buscas para se encontrar todos os modos credíveis em que o evento indesejado possa ocorrer (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1981). A técnica constitui um modelo qualitativo que pode ser avaliado quantitativamente.

A técnica utiliza métodos de combinações probabilísticas de eventos básicos (falhas individuais) a fim de rastrear os que contribuem diretamente para o evento principal (evento topo) (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1981). A caracterização é feita através de combinações entre operadores lógicos (portões), que por sua vez indicam operações matemáticas entre os eventos básicos. A combinação entre os eventos básicos é feita de modo a integrá-los como subconjuntos de um universo, em que os conjuntos onde a análise é feita possa contribuir para a falha do sistema ou um possível componente vital para a instalação, assim, a Técnica de Árvore de Falhas é caracterizada como um método em que o objetivo central se encontra em pesquisar quais falhas individuais podem conduzir para um possível colapso de estruturas, sistemas ou componentes. As falhas podem ser eventos que estão associados a problemas com hardwares, falhas humanas ou quaisquer outros acontecimentos pertinentes que podem levar ao evento indesejado (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1981).

Os operadores lógicos podem ser definidos como funções lógicas de ligação (HOAGAN, 2011). Eles representam operações matemáticas entre os conjuntos a serem analisados, seja por apresentações literal ou gráfica. Os três mais utilizados são os operadores: AND (\cap), OR (\cup) e NOT ($/$) (DAVID, 2004). Os operadores estão relacionados com operações básicas entre conjuntos, como leis de absorção, complementação e comutação, por exemplo. Tais leis permitem a determinação dos conjuntos de cortes mínimos, que possibilitam a otimização de cálculos pertinentes ao método.

Outra parte importante do método é o uso do conjunto de cortes mínimos, combinações mínimas que resultam na ocorrência de um evento interesse (ENRICO, 2007). Devido a necessidade de um alto nível de processamento de dados, o método necessita de algoritmos que possam rastrear, identificar e selecionar "um caminho de cálculo mais curto" a fim de tornar o método mais eficaz durante o cálculo da indisponibilidade de um sistema. A necessidade de buscar simplificações (otimização do método) requer uma abordagem de métodos como:

- Algoritmos recursivos, carga e reestruturação, determinação do evento topo e detecção de erros de loop;
- Conversão complementada de portões, supressão do evento casa, módulos contra sub-árvores e criação e determinação de módulos independentes;
- Determinação de eventos independentes, determinações de portões e sub-árvores, determinação dos níveis de portões e reduções de árvores de falhas;
- Truncamento do conjunto de cortes mínimos, ocultamento de resultados intermediários, absorção de conjuntos de cortes mínimos e expansões de árvores de falhas.

Para o cálculo da indisponibilidade do Evento Topo pode ser usado o Método de Monte Carlo (MC). Esse método permite saber como se comporta a herança incerteza estocástica, caracterizada como a acumulação de dados probabilísticos. Tais dados constituem uma parte ou classe de imperfeições na informação que tenta modelar o comportamento de um sistema real, além disso, é possível se obter uma indicação de quanto a falha do sistema irá variar se um evento básico ocorrer ou não (RUDOLPH, 2009).

3.2.1 Simbologia utilizada pela técnica

A estrutura lógica da árvore de falhas consiste em combinações entre eventos básicos. Essas combinações representam operações matemáticas. Os eventos e operações na forma gráfica são representados por símbolos. Os principais são:

- Evento Básico (Figura 6): Representa uma falha simples ou condições adversas²⁰. Falhas de hardware geralmente são apresentadas em termo de componentes específicos e um modo de falha. Os erros humanos estão associados a incapacidade de realização normal de uma função ou uma tentativa de recuperação específica de um estado, enquanto que as condições adversas são combinações de erros que podem surgir através de condições climáticas, por exemplo;

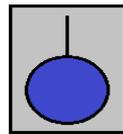


Figura 6 – Evento Básico.

Fonte: NUREG-6952.

- Evento Básico com Caixa (Figura 7): Representa um evento básico com espaço para adicionar informações relevantes sobre ele;

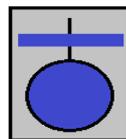


Figura 7 – Evento Básico com Caixa.

Fonte: NUREG-6952.

- Tabela de Eventos Básicos (Figura 8): Representa um conjunto de eventos básicos. Esse símbolo é utilizado quando se deseja agrupar muitas entradas de eventos básicos para

²⁰ Eventos básicos são independentes entre si.

um portão específico, sendo assim, esse símbolo é utilizado para que se tenha uma estrutura mais organizada para um portão.

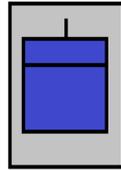


Figura 8 – Tabela de Eventos Básicos.

Fonte: NUREG-6952.

- Evento sem Identificação (Figura 9): Representa um evento básico complexo. Sua complexidade pode estar relacionada com a falta de desenvolvimento do evento pela lógica da árvore de falhas, ser de consequência insuficiente ou não possuir informações relevantes sobre ele.

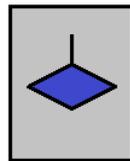


Figura 9 – Evento sem Identificação.

Fonte: NUREG-6952.

- Evento Casa (Figura 10): Representa uma falha que inevitavelmente ocorrerá para as condições de modelagem da árvore;

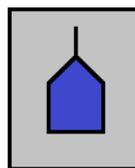


Figura 10 – Evento Casa.

Fonte: NUREG-6952.

- Transferência sem Identificação (Figura 11): Representa um evento complexo o suficiente para possuir sua própria lógica da árvore de falhas, desenvolvida em outro

lugar. De modo a ser processada com eficiência, esse evento é utilizado como evento básico na estrutura em que está presente. O desmembramento entre a lógica desse evento com a árvore principal tem como benefício a redução de tempo para o processamento de cálculos;

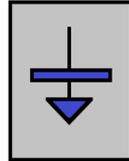


Figura 11 – Transferência sem Identificação.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão AND (Figura 12): Representa a ocorrência simultânea de todos os eventos de entrada. Por regras de probabilidade e de conjunto, esse portão indica que o resultado é uma interseção dos conjuntos de entrada;

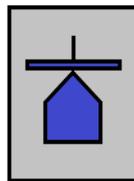


Figura 12 – Portão AND.

Fonte: NUREG-6952.

Em termos de lógica das declarações, o resultado devido a esse portão representa uma declaração composta (Figura 13).

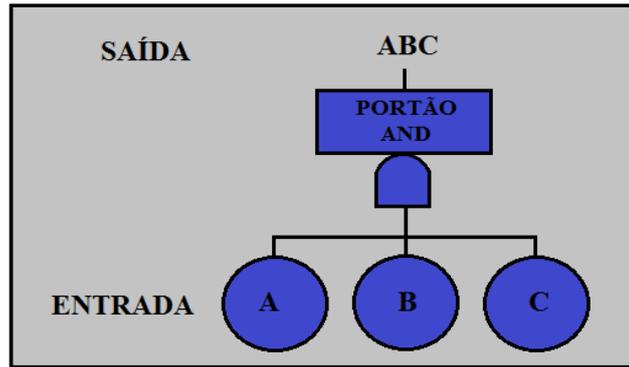


Figura 13 – Operação do Portão AND.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão OR (Figura 14): Representa que a ocorrência da falha resulta na contribuição de cada um dos eventos;

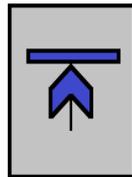


Figura 14 – Portão OR.

Fonte: NUREG-6952.

Em termos de lógica das declarações, o resultado devido a esse portão representa uma soma dos eventos de entrada (Figura 15).

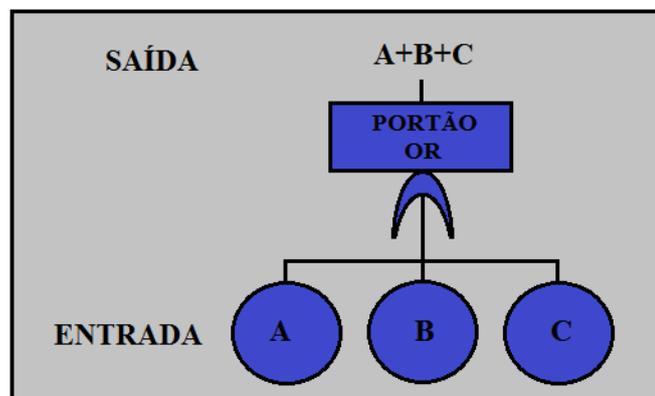


Figura 15 – Operação do Portão OR.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão N/M (Figura 16): Representa um estado que indica que N de M eventos podem ocorrer;

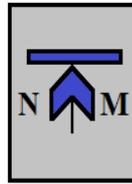


Figura 16 – Portão N/M.

Fonte: NUREG-6952.

Em termos de lógica de operação, é fornecido na Figura 17 um exemplo em que há ocorrência de um portão 2/3.

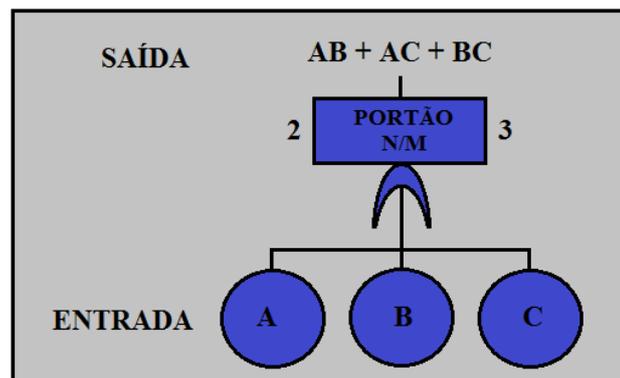


Figura 17 – Operação do Portão N/M.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão TRANSFER (Figura 18): Esse portão é utilizado, por questões de conveniência de modelagem, para indicar que a continuação da lógica da árvore principal encontra em outra página;

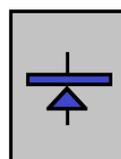


Figura 18 – Portão TRANSFER.

Fonte: NUREG-6952.

O portão TRANSFER da página, para onde a parte da árvore foi transferida, deve ser o topo e possuir o mesmo nome do que está na página onde a árvore principal está representada (Figura 19).

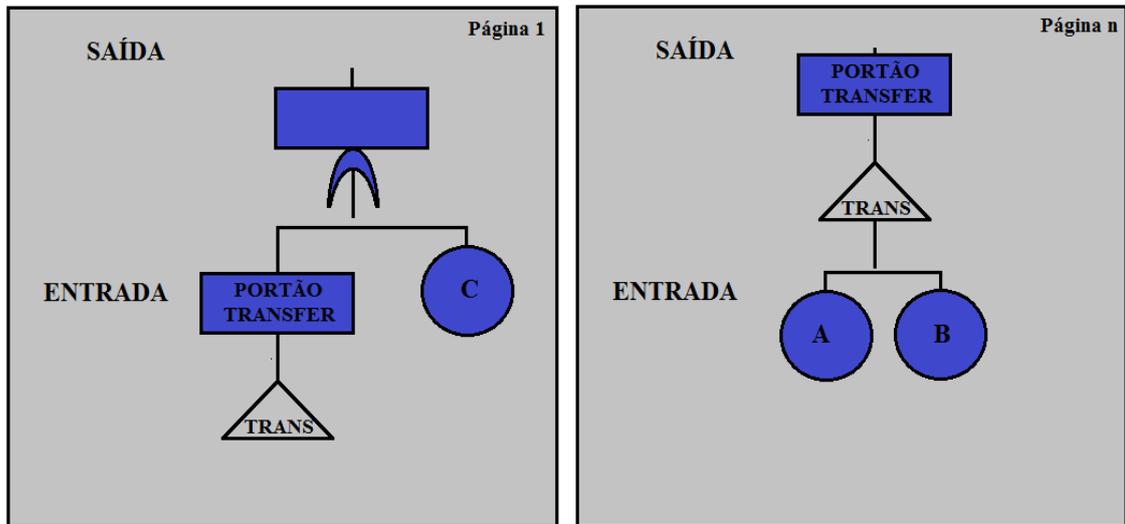


Figura 19 – Operação do Portão TRANSFER.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão de INIBIÇÃO (Figura 20): Esse portão representa um estado em que a saída é inibida a menos que uma determinada condição seja satisfeita. A saída representa a combinação entre os eventos de condição e o evento de entrada;

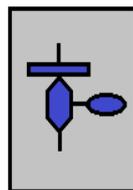


Figura 20 – Portão de INIBIÇÃO.

Fonte: NUREG-6952.

Em termos de lógica de operação, um exemplo em que há ocorrência de falha devido a temperatura estar superior ou igual à 60° C é dado na Figura 21.

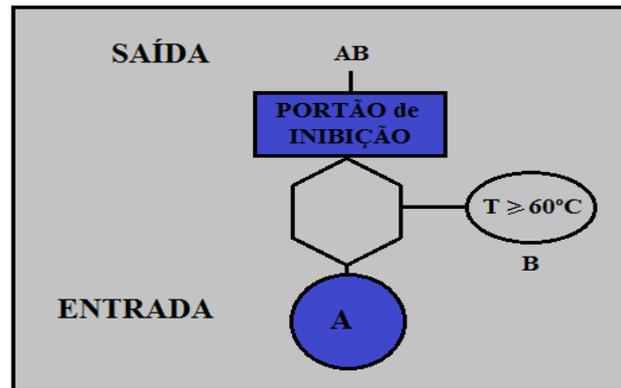


Figura 21 – Operação do Portão de INIBIÇÃO.

Fonte: NUREG-6952.

- Portão NOT OR (Figura 22 a)) e NOT AND (Figura 22 b)): O Portão NOT OR indica que o(s) evento(s) de saída só ocorre se o de entrada não ocorrer, se comportando de forma oposta ao portão OR. O Portão NOT AND indica que o(s) evento(s) de saída só ocorre se o de entrada não ocorrer, se comportando de forma oposta ao Portão AND;

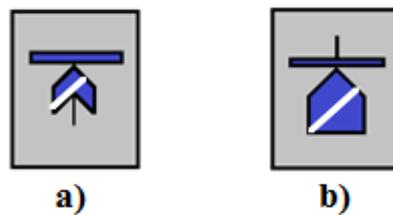


Figura 22 – Portões NOT OR a) e NOT AND b).

Fonte: NUREG-6952.

Abaixo é dado um exemplo de utilização do Portão NOT OR (Figura 23 a)) e do Portão NOT AND (Figura 23 b)).

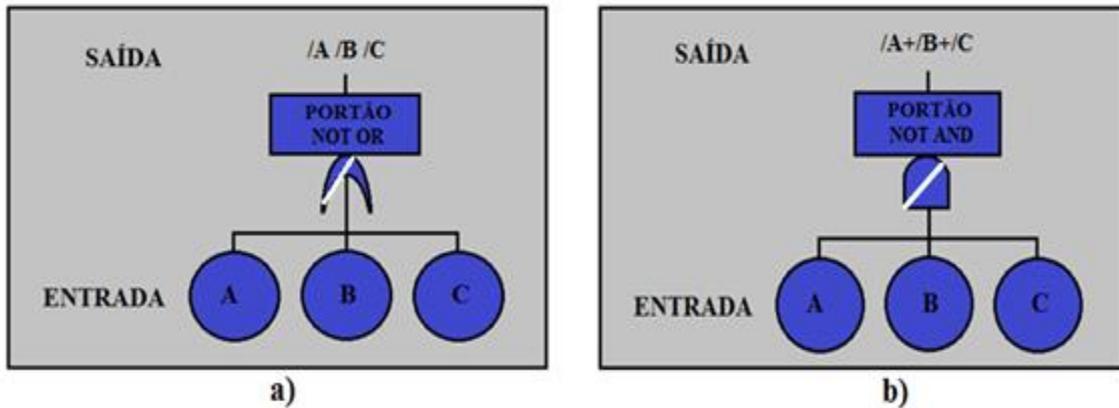


Figura 23 – Operação do Portão NOT OR a) e NOT AND b).

Fonte: NUREG-6952.

- Portão TRANSFER ESQUERDA (Figura 24 a)) e DIREITA (Figura 24 b)): Estes portões são utilizados para transferir parte de uma árvore principal para esquerda ou para direita. A utilização destes portões traz facilidade para um leitor ou revisor em seguir a lógica de uma árvore que ocupa inúmeras páginas.

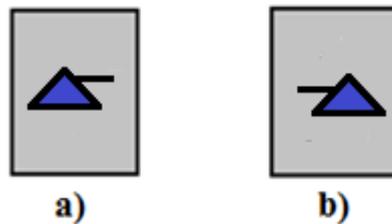


Figura 24 – Portão TRANSFER ESQUERDA a) e TRANSFER DIREITA b).

Fonte: NUREG-6952.

3.2.2 Apresentação de uma árvore de falhas

Uma das formas de se representar uma árvore de falhas é através do modo gráfico. Essa apresentação consiste em uma estrutura composta pelos símbolos apresentados na seção 3.2.1. Essa forma de apresentação deve ser feita através da determinação de um único evento, que será denominado como Evento de Topo e uma estrutura lógica de conexão feita por linhas, que indicarão combinações de eventos. Essas combinações serão representadas por portões, apontando assim, as operações matemáticas entre a probabilidade de ocorrência de cada evento.

A árvore de falhas é um modelo de fracasso, sendo assim, todos os elementos da árvore geralmente representam falhas, entretanto, pode haver casos em que seja necessário utilizar um Evento de Sucesso. Sua utilização, pouco usual, deve estar acompanhada de certos cuidados (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2008). Na Figura 25 é apresentado um exemplo de apresentação gráfica de uma Árvore de Falhas simples.

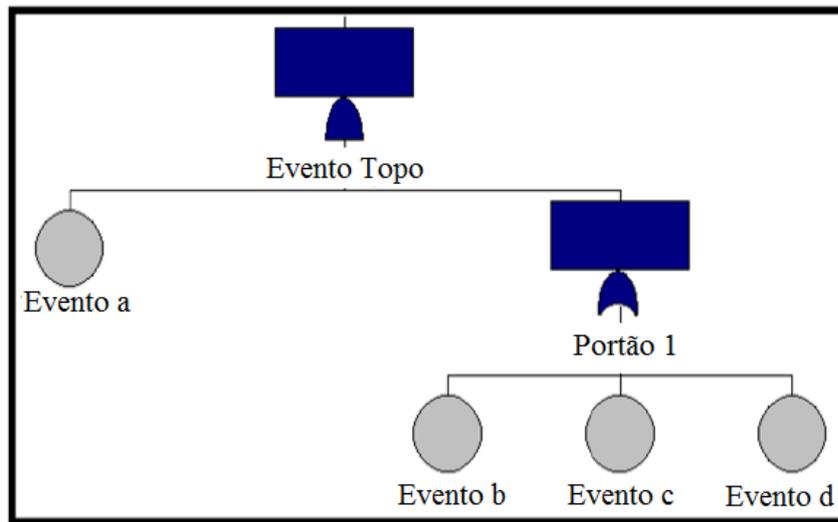


Figura 25 – Apresentação Gráfica de uma Árvore de Falhas.

Para que a árvore seja representada de forma correta, é preciso se tomar alguns cuidados na hora da modelagem, tais como:

- A árvore de falhas deve conter apenas um Evento Topo;
- É recomendado que a árvore seja desenhada de cima para baixo;
- Devem ser usadas linhas para conectar eventos e portões;
- As linhas podem possuir inclinações de diferentes ângulos;
- As linhas podem ser contínuas ou pontilhadas;
- Apenas uma linha deve ser usada para conectar um evento ou grupos de eventos a um portão;
- Linhas devem sempre conectar entradas a saídas, nunca entradas a entradas ou saídas a saídas;
- A estrutura da árvore de falhas pode consistir na combinação de qualquer um dos símbolos, contanto que não apresente um loop lógico;
- Eventos de sucesso devem ser iniciados pelo símbolo “/”.

Outra maneira de se apresentar uma árvore, é através do uso de letras e símbolos dos operadores lógicos e eventos. É possível se fazer uma transcrição da forma gráfica para literal e da forma literal para a gráfica, através da observação entre as conexões dos portões (operadores) com os eventos básicos. Por exemplo, o modelo da Figura 25, escrito na forma literal, é dado pela Equações (10) e (11).

$$\mathbf{P(\text{Evento Topo}) AND [P(\text{Evento a}) P(\text{Portão 1})]} \quad (10)$$

$$\mathbf{P(\text{Portão 1}) OR [P(\text{Evento b}) P(\text{Evento c}) P(\text{Evento d})]} \quad (11)$$

A forma literal pode ser adaptada através do uso de equações booleanas. Com a utilização dessa forma de representação os portões passam a ser representados por seu significado matemático, sendo assim:

- O Portão AND passa a ser indicado pelo símbolo de interseção (\cap);
- O Portão OR passar a ser indicado pelo símbolo de união (\cup);
- O Portão NOT passa a ser indicado pelo símbolo de negação ($/$).

Essa adaptação permite a otimização da Técnica de Árvore de Falhas e a facilitação na identificação dos conjuntos de cortes e conjunto de cortes mínimos (M. MOHAMMAD, 1999). Através do uso de equações booleanas, as Equações (10) e (11) podem ser representadas pelas Equações (13) e (14).

$$\mathbf{P(\text{Evento Topo}) = [P(\text{Evento a}) \cap P(\text{Portão 1})]} \quad (13)$$

$$\mathbf{P(\text{Portão 1}) = [P(\text{Evento b}) \cup P(\text{Evento c}) \cup P(\text{Evento d})]} \quad (14)$$

3.2.3 Conjuntos de Corte e Conjuntos de Cortes Mínimos

A análise de falha em um sistema consiste em uma análise de inúmeras possibilidades. Através do uso de álgebra booleana, é possível se obter uma relação entre conjuntos de falhas que podem conduzir a um evento indesejado. A este conjunto de falhas é atribuído o nome de conjunto de cortes (“cut set”) (JOE, 2012). Sendo assim, conjunto de cortes é definido como um conjunto

de eventos, que caso ocorram, resultarão em uma falha do sistema (LEE e MCCORMICK, 2011).

O conjunto de cortes mínimos (“minimal cut set”) é um conjunto de corte, cujos elementos são eventos do sistema, que não constituem um subconjunto formado pelos eventos de qualquer outro conjunto de corte (LEE e MCCORMICK, 2011). O conjunto mínimo de corte é dado por um grupo constituído pela menor quantidade de combinações de eventos que levam ao Evento Topo.

O Método de Árvore de Falhas geralmente aborda sistemas complexos, que muitas vezes, requerem o uso de uma linguagem computacional para o processamento de dados. Através do conceito de conjuntos de cortes mínimos é possível se combinar diferentes conjuntos de corte, de modo a se localizar a menor quantidade de eventos que levam a falha do sistema.

Um exemplo utilizado para se localizar a mínima quantidade de eventos, que leva ao Evento Topo, pode ser apresentado através da Figura 25. Através da utilização de leis de conjuntos²¹ é possível combinar as Equações (13) e (14), tal que, seja possível se obter o conjunto mínimo de cortes. Assumindo que na Figura 25 os eventos c e d são iguais ao evento a, é possível se obter uma equação simplificada (Equação (19)), assim:

$$P(\text{Evento Topo}) = P(\text{Evento a}) \cap [P(\text{Evento b}) \cup P(\text{Evento c}) \cup P(\text{Evento d})] \quad (15)$$

$$P(\text{Evento Topo}) = P(\text{Evento a}) \cap [P(\text{Evento b}) \cup P(\text{Evento a}) \cup P(\text{Evento a})] \quad (16)$$

$$P(\text{Evento Topo}) = P(\text{Evento a}) \cap [P(\text{Evento b}) \cup P(\text{Evento a})] \quad (17)$$

$$P(\text{Evento Topo}) = [P(\text{Evento a}) \cap P(\text{Evento b})] \cup P(\text{Evento a}) \quad (18)$$

$$P(\text{Evento Topo}) = P(\text{Evento a}) \quad (19)$$

Através do uso de leis de conjuntos é possível concluir que o Evento a, por si só, é capaz de causar o Evento topo. O uso dessas simplificações é útil para se reduzir o número de operações matemáticas, o que leva a uma otimização da Técnica de Árvore de Falhas. Essa otimização

²¹Comutação, associação, distributividade, complementação, operações com conjuntos nulos e população, leis de De Morgan, leis de absorção, leis idempotentes e outras identidades.

permite um cálculo da indisponibilidade de um sistema, componente ou estrutura de modo mais rápido e versátil, além disso, a determinação dos conjuntos de cortes é importante para o uso das medidas de importância. Essas medidas são utilizadas para selecionar eventos ou grupo de eventos de interesse. No caso da determinação da evolução do envelhecimento, o uso de medidas de importância tem papel fundamental e absoluto.

3.2.4 Método de Monte Carlo

O Método de Monte Carlo pode ser utilizado para o cálculo do Evento Topo. O cálculo é feito através de escolhas aleatórias de amostras dos parâmetros de distribuições de incerteza de eventos básicos. Estas amostras e cálculos são repetidos inúmeras vezes, onde, a distribuição de incerteza para a probabilidade do evento topo é encontrada empiricamente. A média da distribuição de probabilidade é dada como a melhor estimativa da probabilidade da indisponibilidade do sistema, cuja frequência também é quantificada por uma distribuição de incerteza. Para uma sequência de acidente o processo torna-se idêntico, exceto pela sequência em que a árvore de falhas é precedida de um evento inicial, cuja frequência também é quantificada por uma distribuição de incerteza. O termo Monte Carlo é usado para descrever esta análise por amostragem aleatória repetida (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 2008).

Esta técnica de cálculo permite a utilização de números aleatórios e modelos estatísticos matemáticos para simulação de sistemas reais (RUDOLPH, 2009), em outras palavras, por meio desta técnica é possível se calcular vários cenários modelados por repetições de valores de distribuições de probabilidade para variáveis de incerteza. Seu estudo só é possível por meio da efetivação de várias simulações ou iterações para estimar a tendência central das variações numéricas, o que o torna capaz de resolver problemas determinísticos de maior nível de complexidade.

Monte Carlo gera aleatoriamente valores de variáveis de incerteza para simular um modelo, de modo que, para cada variável de incerteza os valores são atribuídos com a distribuição de probabilidade. Tipos de distribuição podem incluir regular, triangular, uniforme, lognormal, Bernoulli, binomial e distribuição de Poisson.

Na maioria dos casos a simulação feita por esta técnica utiliza a equação de Weibull (bem como a condição específica ($\beta = 1$) para a distribuição exponencial) (RUDOLPH, 2009), para ser relativamente simples e descrever as principais falhas causadas por mecanismos degenerativos (JOE, 2012). A equação de Weibull usada no Método de Monte Carlo é resolvido pela constante de tempo (t), cuja relação entre Weibull e função de distribuição cumulativa, $F(t)$, t e β é dada pela Equação (22)

$$t = \mu \cdot \ln[1/(1 - F(t))]^{1/\beta} \quad (22)$$

Onde:

- t é o tempo variável de operação;
- β é o parâmetro de forma de distribuição Weibull;
- μ é o parâmetro de Weibull na escala de Distribuição.

3.3 MEDIDAS DE IMPORTÂNCIA

Medidas de Importância, como Fussell-Vesely e Birnbaum, Taxa de Redução de Risco e Taxa de Aumento de Risco, permitem garantir performance ao se estimar o valor de impacto devido à mudanças na estrutura da árvore de falhas, ou mesmo indicar a fração de sensibilidade ou a frequência em relação a eventos básicos presentes em um conjunto de cortes definido.

Através do uso de Medidas de Importância é possível se caracterizar os conjuntos de corte, que apresentam maior suscetibilidade a falha, identificar quais falhas são responsáveis pela “fragilização” do sistema e verificar a variação de indisponibilidade geral do sistema com base na variação de probabilidade de ocorrência de eventos básicos. Através dessa identificação é possível selecionar quais componentes apresentam maior possibilidade de falha, assim, direcionando o estudo para eles.

O uso de Medidas de Importância é o primeiro passo para o estudo dos efeitos provocados pelo envelhecimento. Através dessas técnicas é possível identificar a contribuição para falha de cada componente do sistema devido ao envelhecimento. Após essa identificação, através de alterações na probabilidade de falha de cada componente, é possível se verificar a variação da

indisponibilidade do sistema. Como o processo de envelhecimento causa um aumento na indisponibilidade geral do sistema, o que leva a essas alterações serem valores positivos somados a probabilidade de falha dos componentes de interesse. Essa sensibilização possibilita verificar como o efeito do envelhecimento impacta em um sistema. Tal estudo não se preocupa em buscar em que intervalos de tempo ocorreu tal variação, a análise tem caráter puramente previsivo. Assim como em 1994, ano no qual foi publicado o Relatório NUREG-5939, que foi um estudo precursor da criação do Título 10 do Código de Regulamentos Federais (10 CFR) Parte 54 nos Estados Unidos da América, esse trabalho tem como objetivo direcionar a atenção para os impactos do envelhecimento em um sistema de uma Planta Nuclear Comercial.

3.3.1 Medida de Importância Fussell-Vesely

Fussell-Vesely é uma medida de importância direcionada para os conjuntos de corte. De acordo com esta medida, a importância de um componente depende da ordem e número no qual os conjuntos de cortes são exibidos. Essa medida é usada para determinar a importância dos conjuntos de cortes na probabilidade de falha de todo o sistema, em outras palavras, a medida de importância Fussell-Vesely (dada pela Equação (20)) indica uma redução fracionária no risco associado com uma diminuição da frequência de eventos (E_i), tal que:

$$I_{FV} = \frac{P(TE|E_i = \langle E_i \rangle) - P(TE|E_i = 0)}{P(TE|E_i = \langle E_i \rangle)} \quad (20)$$

Onde:

- $P(TE|E_i = \langle E_i \rangle)$ e $P(TE|E_i = 0)$ é dado como o limite superior do conjunto mínimo de cortes ou avaliação de taxa de falha mínima de uma árvore de falhas com os conjuntos de eventos básicos igual ao seu valor médio e zero, respectivamente.

3.3.2 Medida de Importância de Birnbaum

A importância Birnbaum é uma indicação da sensibilidade do limite superior do conjunto mínimo de cortes (ou frequência de sequência) em relação a um evento básico de interesse.

Essa medida é calculada através da determinação do limite superior do conjunto de cortes mínimos com a probabilidade de um evento básico de interesse definido para um e novamente para zero, ou seja, assumindo que o evento acontece e que não acontece, respectivamente. A diferença entre estes dois valores recebe o nome de Importância Birnbaum, representada pela Equação (21).

$$I_B = P(TE|E_i = 1) - P(TE|E_i = 0) \quad (21)$$

Onde:

- $P(TE|E_i = 1) - P(TE|E_i = 0)$ são os valores da função de confiabilidade do sistema com a confiabilidade de um componente de interesse.

3.3.3 Taxa de Redução de Risco

A Taxa de Redução de Risco (RRR) representa quanto a indisponibilidade do sistema (Evento Topo) seria amenizada caso a probabilidade de um evento básico específico fosse igual a zero, ou seja, caso um componente específico fosse totalmente confiável (nunca falhasse).

Essa medida de importância é caracterizada por identificar a falta de confiabilidade (indisponibilidade, ou risco) do sistema, quando uma variável de entrada (falha de um componente) é definida para zero, ou seja, assumindo que o componente de interesse é "perfeito" (ou a sua probabilidade de falha é zero). A taxa mostra o quanto melhor o sistema pode se tornar quando seus componentes são aperfeiçoados. Ela geralmente é utilizada no domínio de falhas, embora possa ser igualmente utilizado no domínio de sucessos. O seu cálculo pode ser feito utilizando uma proporção (Equação (22)) ou uma diferença (Equação (23)).

$$I_{RRR} = \frac{F_S[Q(t)]}{F_S[Q(t)|Q_i(t) = 0]} \quad (22)$$

$$I_{RRI} = F_S[Q(t)|Q_i(t) = 0] - F_S[Q(t)] \quad (23)$$

Onde:

- $F_S[\mathbf{Q}(t)|\mathbf{Q}_i(t) = \mathbf{0}]$ representa a indisponibilidade do sistema quando a probabilidade de falha de um componente é igual a zero, ou seja, assume-se que o componente analisado nunca falhará.

A utilidade dessa medida se encontra em identificar quais elementos do sistema (como componentes, por exemplo) são os mais indicados a serem aperfeiçoados. Através dessa identificação é possível se ampliar os níveis de confiabilidade do sistema.

3.3.4 Taxa de Aumento de Risco

A Taxa de Aumento de Risco (RIR) representa uma medida oposta a Taxa de Redução de Risco. Essa taxa representa o quanto que a indisponibilidade do sistema (Evento Topo) aumentaria se a probabilidade de um evento básico específico fosse igual a um, ou seja, caso um componente específico inevitavelmente falhasse.

Essa medida de importância é caracterizada por identificar a falta de confiabilidade (indisponibilidade, ou risco) do sistema, quando uma variável de entrada (falha de um componente) é definida para um, ou seja, assumindo que o componente de interesse falhe. A taxa mostra o nível de falha que um sistema pode apresentar devido a falha de um de seus componentes. O seu cálculo pode ser feito utilizando uma proporção (Equação (24)) ou uma diferença (Equação (25)).

$$I_{RIR} = \frac{F_S[\mathbf{Q}(t)]}{F_S[\mathbf{Q}(t)|\mathbf{Q}_i(t) = \mathbf{1}]} \quad (24)$$

$$I_{RII} = F_S[\mathbf{Q}(t)|\mathbf{Q}_i(t) = \mathbf{1}] - F_S[\mathbf{Q}(t)] \quad (25)$$

Onde:

- $F_S[\mathbf{Q}(t)|\mathbf{Q}_i(t) = \mathbf{1}]$ representa a indisponibilidade do sistema quando a probabilidade de falha de um componente é igual a um, ou seja, é assumido que o componente entra em estado de falha.

A utilidade dessa medida se encontra em identificar quais elementos do sistema (componentes) representam um nível maior de preocupação, tal que, se o componente em questão entrar em estado de falha torna-se possível prever qual o impacto que ele provocará em todo o sistema.

4 APLICAÇÃO DA METODOLOGIA

A aplicação da metodologia é direcionada para o Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção (CSIS) de uma planta nuclear comercial, cujo reator é um PWR. Esse sistema é caracterizado como um agente em “stand by”, ou seja, ele se encontra em um estado de espera, tal que em caso de emergência pode ser utilizado sem nenhuma restrição ou impedimento. Sua principal função é atuar no resfriamento da barreira de contenção em caso de acidentes.

O sistema de borrifo em conjunto com o Sistema de Refrigeração por Ventilação (FCS) compreendem um sistema de segurança de terceiro e último nível de barreira. Como esses sistemas são responsáveis pelo controle de temperatura, eles estão associados diretamente ao controle de pressão da contenção. O fato da aplicação ser direcionada para reatores do tipo PWR foi estrategicamente escolhida, uma vez que são os utilizados no Brasil nas plantas nucleares comerciais de Angra I e II.

A forma de ação do CSIS consiste em fornecer água contendo boro através da utilização de pulverizadores posicionados no volume de contenção. A água é fornecida pelo Tanque de Armazenamento de Água (RWST) durante a primeira meia hora após um grande LOCA²². A principal função do CSIS é reduzir a pressão na contenção. O CSIS também é o preferido para se dispersar hidróxido de sódio na atmosfera da contenção para uma remoção inicial de produtos de fissão.

O CSIS consiste em dois subsistemas redundantes de pulverização, conectados ao Tanque de Armazenamento de Água, com objetivo de injetar água na contenção. A Falha do CSIS representa a falha na entrega de fluido de pulverização do RWST para a atmosfera da contenção a uma taxa equivalente de pelo menos o fornecimento de uma das duas bombas do sistema (U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1975). Além disso, a falha desse sistema significa perder a primeira medida protetiva contra um acidente de grande impacto para a planta. Com a falha deste sistema, a contenção pode ser comprometida e permitir o vazamento de produtos radioativos.

²² LOCA é um acidente em que há perda de refrigerante.

4.1 SISTEMA DE INJEÇÃO DE BORRIFO DA CONTENÇÃO

O Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção é composto por dois sistemas identicamente iguais, capazes de fornecer três mil e duzentos galões por minuto do RWST para a atmosfera da contenção através de pulverizadores dispostos em trezentos e sessenta graus. Cada cabeça contém trezentos e sessenta e oito bicos espaçados, localizados a cento e vinte metros acima da base da contenção. Ambos subsistemas podem, em caso de emergência, usar trezentos e cinquenta mil litros do RWST (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1975). A reserva de água é disposta de modo a garantir que o hidróxido de sódio possa ser utilizado pelo CSIS, uma vez que ele é usado preferencialmente na administração do volume de contenção para a remoção inicial de produtos de fissão. Na Figura 26 é possível ver um esquema simplificado que mostra a distribuição de componentes do CSIS.

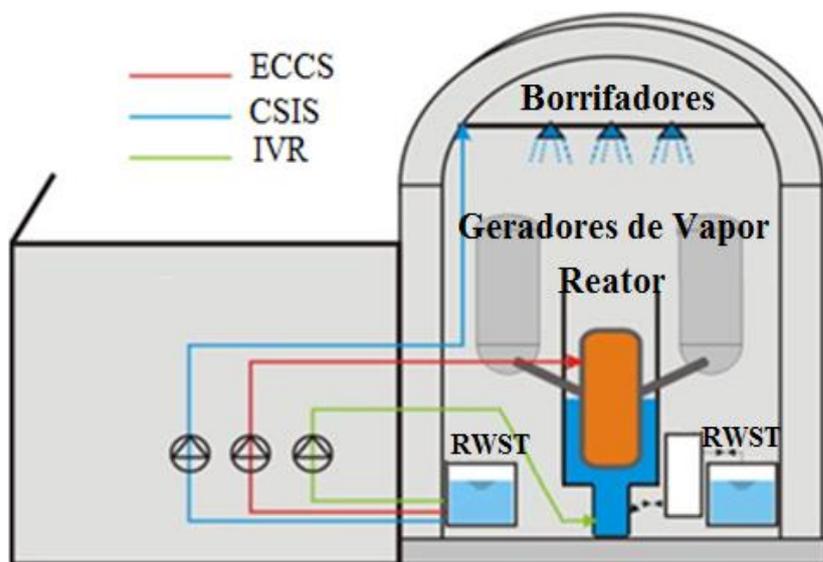


Figura 26 – Sistemas de Refrigeração de um PWR

Fonte: L. KIHWAN, 2013.

A Figura 27 representa um diagrama simplificado²³ do Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção. As posições de válvulas apresentados nesta figura são dadas de forma a representar o funcionamento normal da planta. Para a operação dos dois subsistemas de injeção, as válvulas V5 ou V6 e V8 ou V7 devem estar abertas e as bombas P1 e P2 devem entrar em estado de operação. As válvulas V1 e V3 devem receber um sinal do Sistema de Proteção do Reator para

²³ O diagrama completo do CSIS é apresentado no Anexo A.

garantir que outras válvulas estejam fechadas durante a operação do CSIS ou abri-los, caso tenham sido incorretamente fechadas (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1975).

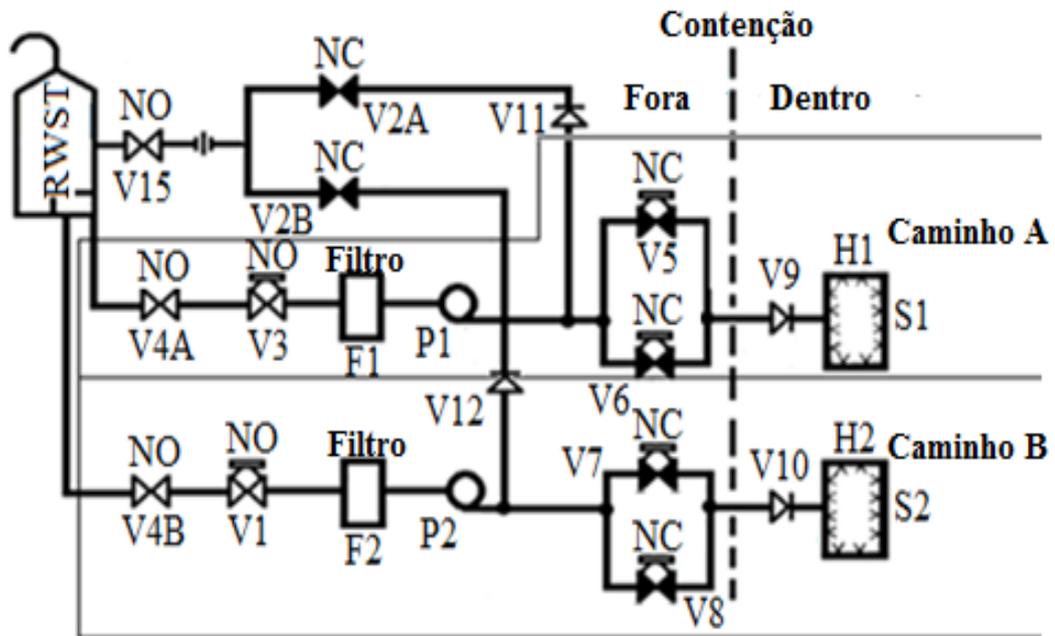


Figura 27 – Diagrama Simplificado do Sistema de Borrifo da Contenção.

Fonte: WASH-1400.

A modelagem simplificada do CSIS consiste em uma Árvore de Falhas principal (Figura 28), vinculado à outras três Sub-árvores (Figura 29), cinco portões e um Evento Topo.

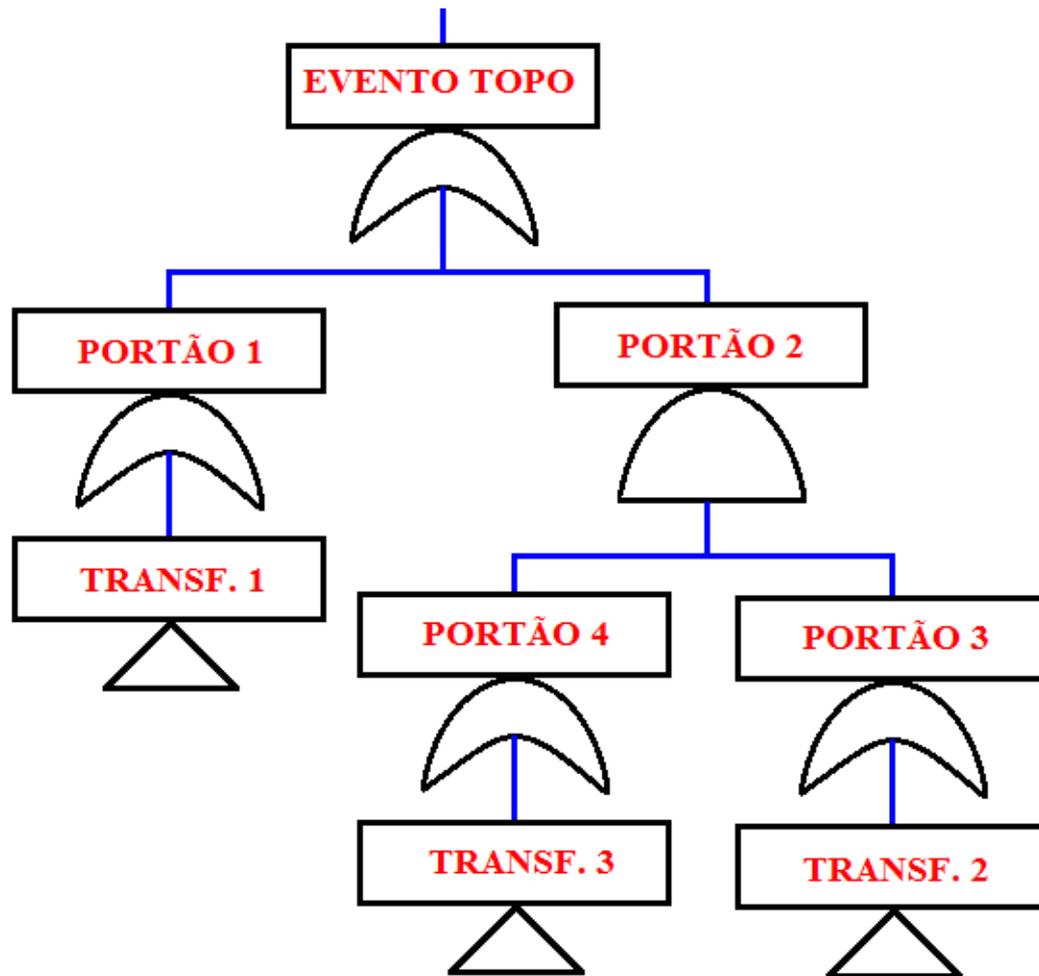


Figura 28 – Árvore de Falhas Principal.

Fonte: WASH-1400.

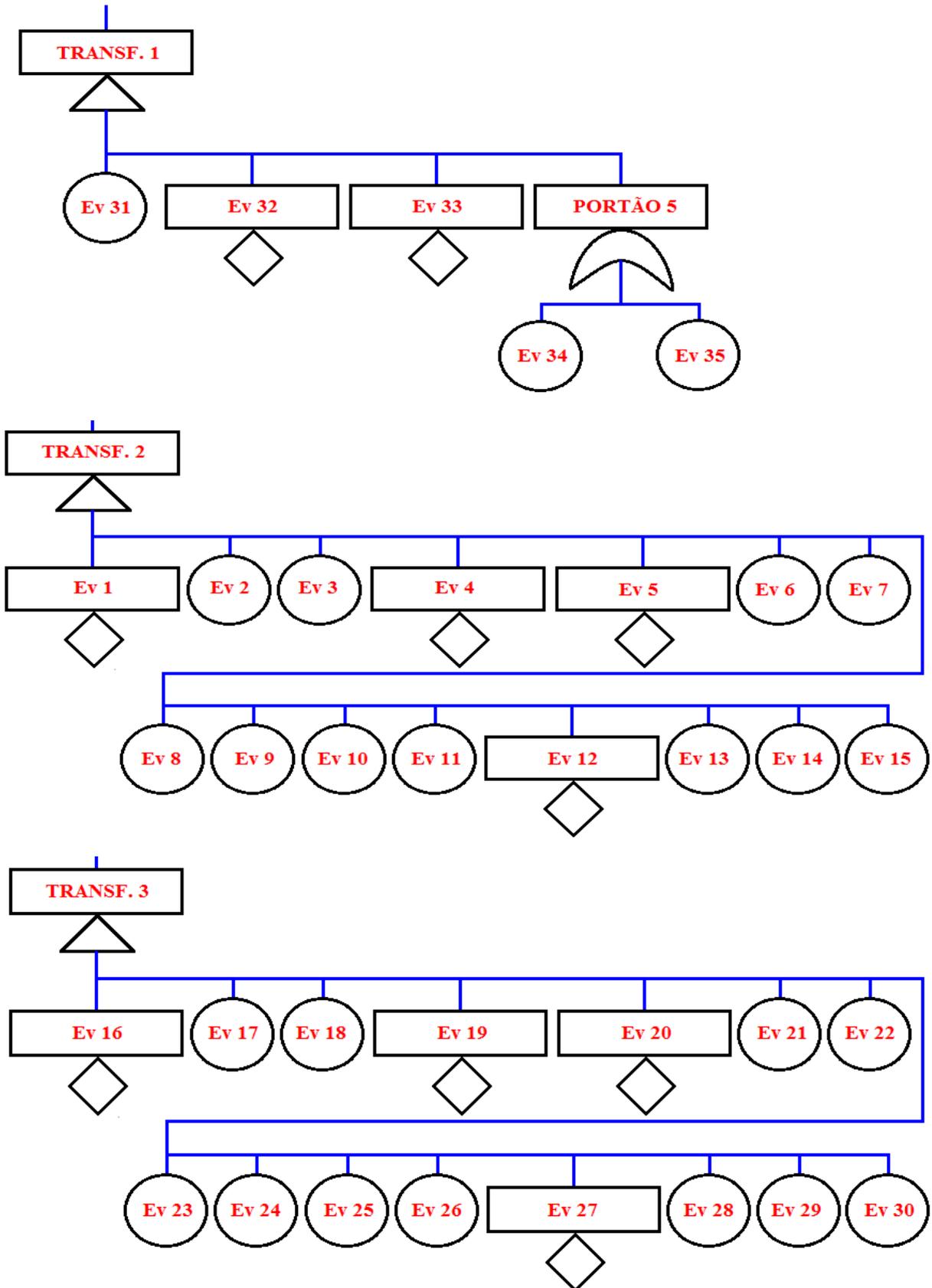


Figura 29 – Sub-árvores.

A forma Literal da Árvore de Falhas do CSIS pode ser escrita através das seguintes equações:

$$P(\text{Evento Topo}) \text{OR} [P(\text{Portão 1}) P(\text{Portão 2})] \quad (26)$$

$$P(\text{Portão 2}) \text{AND} [P(\text{Portão 3}) P(\text{Portão 4})] \quad (27)$$

$$P(\text{Portão 3}) \text{OR} [P(\text{Ev1}) P(\text{Ev2}) P(\text{Ev3}) P(\text{Ev4}) P(\text{Ev5}) P(\text{Ev6}) P(\text{Ev7}) \\ P(\text{Ev8}) P(\text{Ev9}) P(\text{Ev10}) P(\text{Ev11}) P(\text{Ev12}) P(\text{Ev13}) P(\text{Ev14}) P(\text{Ev15})] \quad (28)$$

$$P(\text{Portão 4}) \text{OR} [P(\text{Ev16}) P(\text{Ev17}) P(\text{Ev18}) P(\text{Ev19}) P(\text{Ev20}) P(\text{Ev21}) \\ P(\text{Ev22}) P(\text{Ev23}) P(\text{Ev24}) P(\text{Ev25}) P(\text{Ev26}) P(\text{Ev27}) P(\text{Ev28}) P(\text{Ev29}) \\ P(\text{Ev30})] \quad (29)$$

$$P(\text{Portão 1}) \text{OR} [P(\text{Portão 5}) P(\text{Ev 31}) P(\text{Ev32}) P(\text{Ev33})] \quad (30)$$

$$P(\text{Portão 5}) \text{OR} [P(\text{Ev34}) P(\text{Ev35})] \quad (31)$$

As probabilidades de falha e descrição de eventos básicos, que compõem a Árvore de Falhas do CSIS são apresentadas na Tabela 14 (ver o Relatório WASH-1400 (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1975)). Os eventos marcados (Ev*) indicam que são resultados de Sub-árvores.

Tabela 14 – Eventos e Probabilidades de Falhas.

EVENTO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE FALHA
Ev1	Válvula manual (V4A) fechada	1,000E-003
Ev2	Falha no fechamento de circuito de controle de válvula operada por motor (Sistema A)	1,000E-999
Ev3	Válvula operada por motor (V1) indevidamente fechada	1,000E-004
Ev4	Válvula manual (V2A) aberta	1,000E-002
Ev5	Filtro de linha (F1) em A com sucção conectada	1,100E-004
Ev6	Acionamento do motor da bomba (P1) desengatado	3,000E-004
Ev7	Falha no motor elétrico da bomba (P1)	1,000E-999

Continuação da Tabela 15.

EVENTO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE FALHA
Ev8	Falha no circuito elétrico causa falha na partida da bomba (P1)	1,000E-003
Ev9	Falha de partida na bomba (P1)	1,000E-003
Ev10	Interrupção no funcionamento da bomba (P1)	1,500E-005
Ev11	Válvula de retenção (V9) fechada	1,000E-004
Ev12	Falha nos bicos de borrifo do sistema (S1)	1,300E-004
Ev13*	Falha no circuito de comando da bomba (P1) e válvulas (Sistema A)	4,600E-003
Ev14*	Sem energia (480V) para o circuito de frenagem da bomba (P1) operado por motor	4,100E-005
Ev15*	Sem energia (125V) para circuito de controle da bomba (P1)	1,100E-006
Ev16	Válvula manual (V4B) fechada	1,000E-003
Ev17	Falha no fechamento do circuito de controle de válvula operada por motor (System B)	1,000E-999
Ev18	Válvula operada por motor (V3) indevidamente fechada	1,000E-004
Ev19	Válvula manual (V2B) aberta	1,000E-002
Ev20	Filtro de linha (F2) em A com sucção conectada	1,100E-004
Ev21	Acionamento do motor da bomba (P2) desengatado	3,000E-004
Ev22	Falha no motor elétrico da bomba (P2)	1,000E-999
Ev23	Falha no circuito elétrico causa falha na partida da bomba (P2)	1,000E-003
Ev24	Falha de partida na bomba (P2)	1,000E-003
Ev25	Interrupção no funcionamento da bomba (P2)	1,500E-005
Ev26	Válvula de retenção (V10) fechada	1,000E-004
Ev27	Falha nos bicos de borrifo do sistema (S2)	1,300E-004
Ev28*	Falha no circuito de comando da bomba (P2) e válvulas (System B)	4,600E-003
Ev29*	Sem energia (480V) para o circuito de frenagem da bomba (P2) operado por motor	4,100E-005
Ev30*	Sem energia (125V) para circuito de controle da bomba (P2)	1,100E-006
Ev31	Ruptura no Tanque de Armazenamento de Água (RWST)	1,000E-999
Ev32	Vazamento indetectado no RWST	1,000E-999
Ev33	Abertura (8") do RWST acionada	4,400E-007

Conclusão da Tabela 15.

EVENTO	DESCRIÇÃO	PROBABILIDADE DE FALHA
Ev34*	Falha de energia impede a abertura da válvula de descarga (Sistemas A e B)	1,000E-005
Ev35*	Falha no controle impede a abertura da válvula de descarga (Sistemas A e B)	3,000E-004

Fonte: WASH 1400.

4.2 PROCESSO DE ENVELHECIMENTO NO SISTEMA DE INJEÇÃO DE BORRIFO DA CONTENÇÃO

Os dados referentes ao impacto provocado pelo envelhecimento no CSIS podem ser obtidos, preferencialmente, de duas fontes diferentes. Uma delas é o Sistema de Dados de Confiabilidade de Plantas Nucleares (NPRDS). Essa fonte é composta de dois mil e quinhentos registros de dados de falhas em sistemas de refrigeração da contenção, acumulados durante cinco anos e meio entre Janeiro de 1986 à Junho de 1991. A segunda fonte é o Relatório de Evento do Licenciado (LER). Essa fonte é composta de cem eventos não computadorizados, acumulados durante seis anos e meio entre Janeiro de 1985 à Junho de 1991.

O Relatório NUREG-5939 relata que maioria dos eventos que contribuem para falha do Sistema de Injeção de Borrifo da Contenção são resultantes da operação normal do sistema (Figura 30 e Figura 31) (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1994). Esses eventos são constituídos por falhas decorrentes da operação normal do sistema, onde, o envelhecimento representa um fator implícito desse processo. Outro dado interessante é atribuído aos erros humanos, tais erros são devidos a procedimentos de manutenção. Esse resultado demonstra que uma forma de se amenizar a probabilidade de falha do sistema, estaria no aprimoramento de técnicas relacionadas a manutenção de equipamentos e componentes.

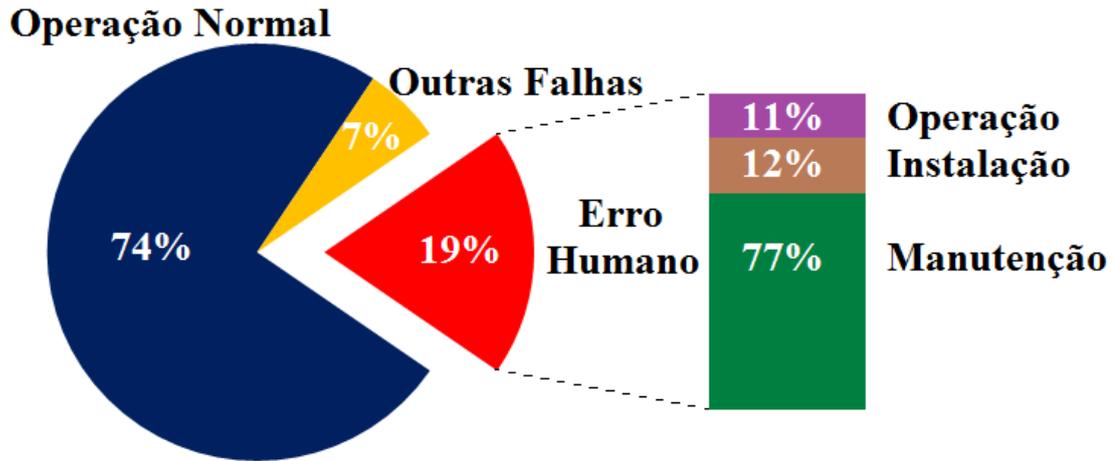


Figura 30 – Causas de Falhas no CSIS (NPRDS).

Fonte: NUREG-5939.

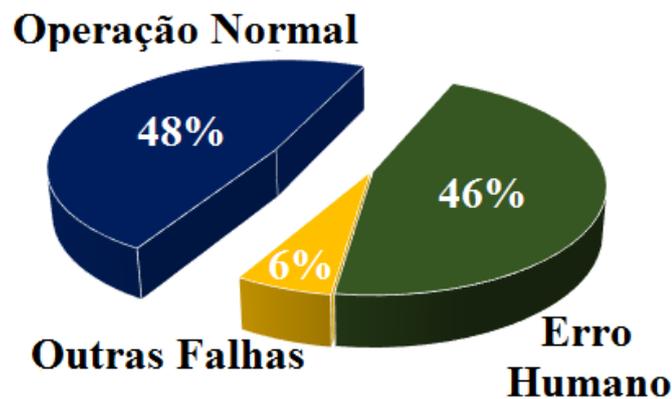


Figura 31 – Causas de Falhas no CSIS (LER).

Fonte: NUREG-5939.

Os efeitos das falhas no desempenho do CSIS são divididos em três categorias distintas. A operação degradada implica que o sistema ainda consegue desempenhar sua respectiva função, entretanto, há uma redução significativa em sua performance. A perda de redundância aponta para a indisponibilidade do uso de uma das linhas do sistema. A terceira categoria, denominada falha sem efeito, trata de ocorrências do sistema em que não se observa um impacto significativo no mesmo. Dados obtidos entre 1986 à 1991, apresentado pelo NPRDS, mostram que as falhas impactam em sessenta por cento na degradação operacional do sistema (Figura 32) e em vinte por cento na perda de redundância. Os outros vinte por cento não representam impactos no sistema (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1994). Esses dados indicam que as falhas típicas relatadas no CSIS não são severas, ou seja, não

impactam na perda completa da função do sistema, porém, elas podem afetar sua disponibilidade e confiabilidade. Analisando a Figura 30 é possível se compreender que o envelhecimento, presente na operação normal do sistema, impacta diretamente no seu desgaste (Figura 31), fazendo que esse processo se comporte de forma cíclica. Esse ciclo faz com que a taxa de indisponibilidade do sistema se comporte de forma crescente.

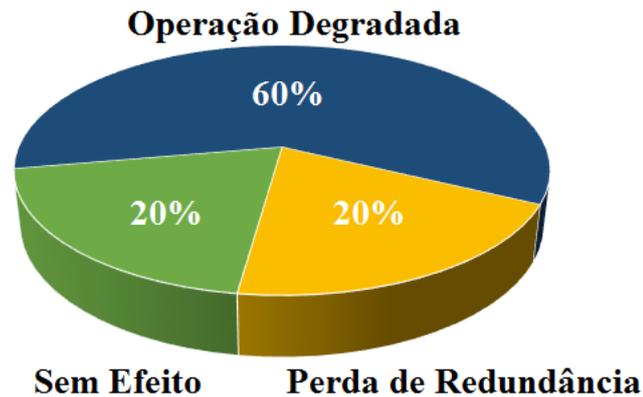


Figura 32 – Efeitos de Falhas no CSIS (NPRDS).

Fonte: NUREG-5939.

As falhas presentes no sistema impactam diretamente em cinco grupos distintos, tais como:

- Entrega: Esse grupo inclui funções de tubulação, bicos e válvulas para condução de água de refrigeração para o local apropriado;
- Bombeamento: Esse grupo inclui operações adequadas de bombas e motores;
- Monitoração: Esse grupo representa operações relacionadas a instrumentação;
- Adição de produtos químicos: Esse grupo envolve injeção de produtos químicos no sistema;
- Refrigeração: Esse grupo denota operações referentes a troca de calor e fornecimento de água para refrigeração.

O maior impacto devido às falhas é encontrado no grupo de entrega. O sistema de entrega de água apresenta cerca de quarenta e quatro por cento de sua função afetada (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1994). No Relatório NUREG-5939 é mostrado que as válvulas são os componentes que mais contribuem para as falhas no sistema de entrega de água (Figura 33 e Figura 34).

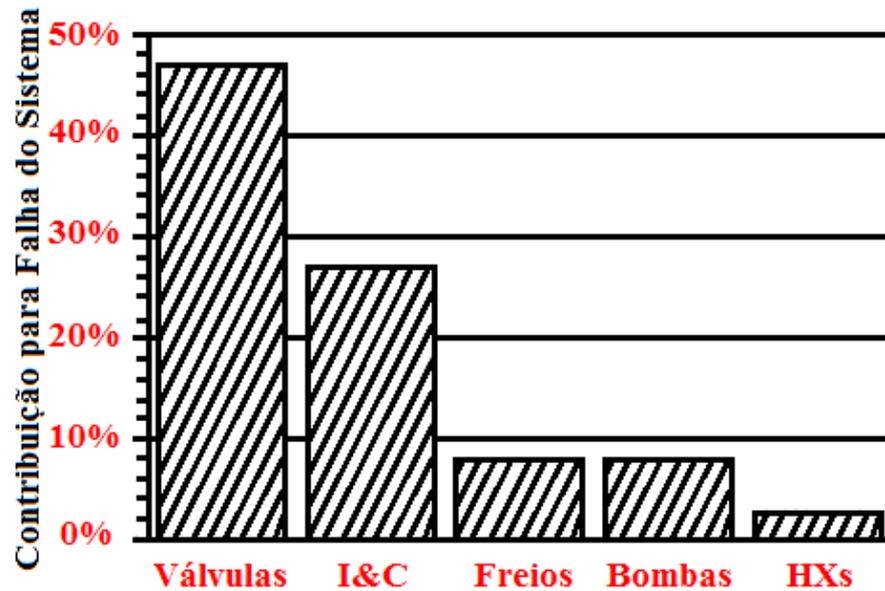


Figura 33 – Contribuição dos componentes para Falha do CSIS (NPRDS).

Fonte: NUREG-5939.

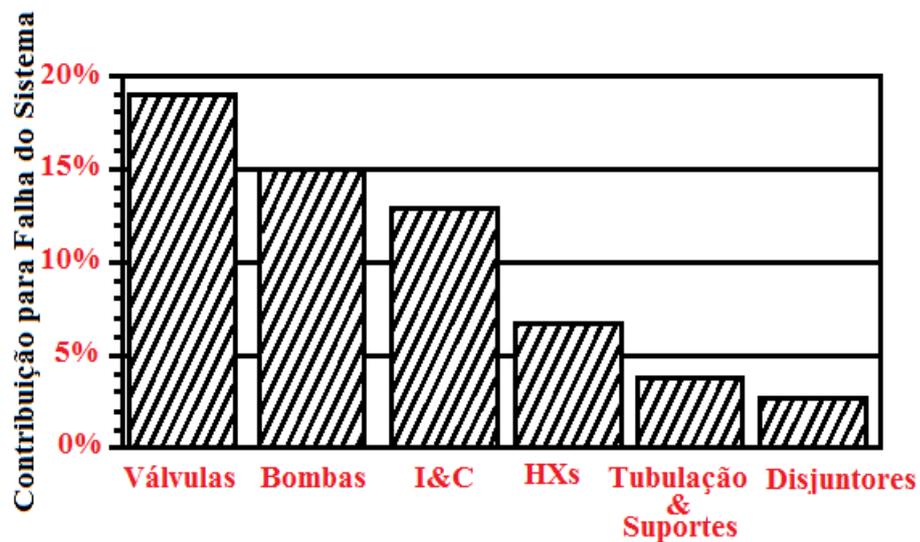


Figura 34 – Contribuição dos componentes para Falha do CSIS (LER).

Fonte: NUREG-5939.

Um estudo mais profundo mostra que as Válvulas Operadas por Motor (MOVs) são as que mais contribuem para a indisponibilidade do sistema. Essa contribuição se deve ao fato que este tipo de válvula possui maior complexidade e maior número de componentes (engrenagens, interruptores, etc.) que podem apresentar falhas. Na figura 35 é apresentado um gráfico com os tipos de válvulas e suas contribuições para a falha do sistema.

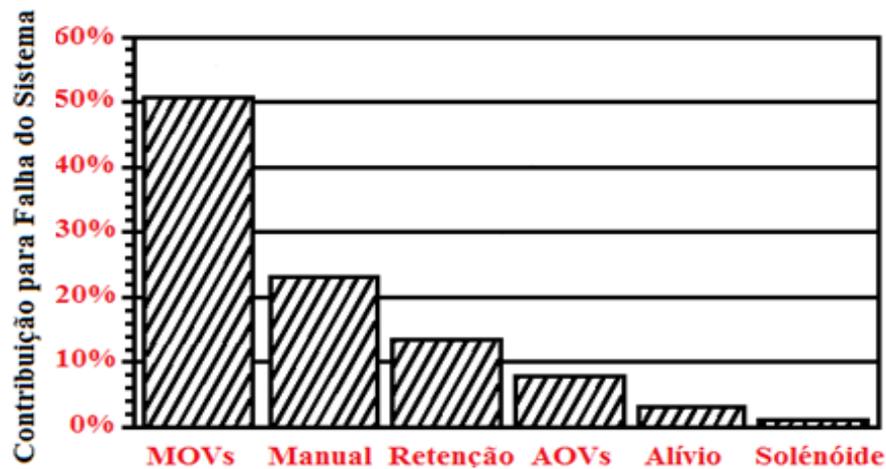


Figura 35 – Falha nas Válvulas do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

O desgaste é principal mecanismo de envelhecimento responsável por falhas nas válvulas. Esse mecanismo é dependente do tempo e resulta da operação normal de cada componente. Esse fato demonstra, mais uma vez, que o processo de envelhecimento é cíclico. A sua presença causa um rápido aumento na taxa de probabilidade de falha dos componentes, assim, demonstrando que ele é capaz de submeter o sistema a um processo de fragilização progressiva. Na Figura 36 é mostrado a participação de mecanismos de envelhecimento para as falhas de válvulas.

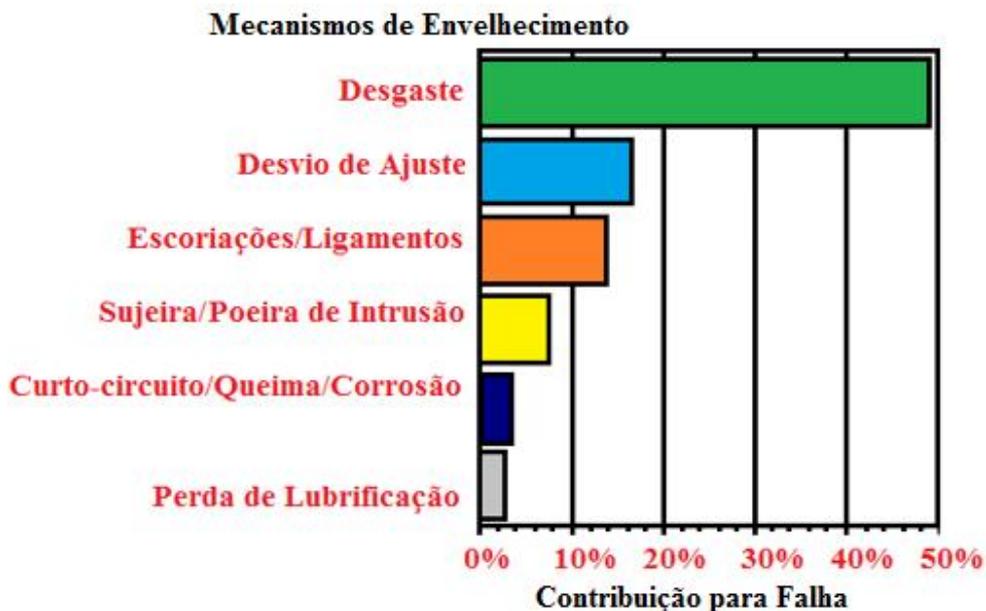


Figura 36 – Mecanismos de Falha das Válvulas do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

Os mecanismos de envelhecimento formam cinco modos de falhas de válvulas²⁴. Esses modos representam um impacto significativo em todo o sistema. Na Figura 37 é apresentada a estimativa de falha de cada modo que as válvulas podem apresentar devido a esses mecanismos.

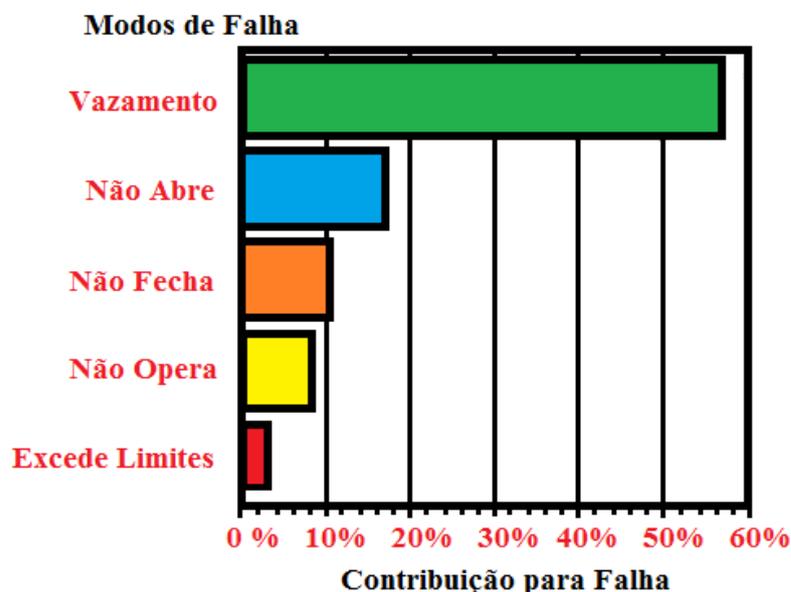


Figura 37 – Modos de Falha e Contribuições.

Fonte: NUREG-5939.

Os dados mostram que o principal componente afetado no Sistema de Borrifão da Contenção é a válvula operada por motor, devido principalmente aos desgastes sofridos por operação normal do sistema. O impacto do envelhecimento neste componente pode resultar principalmente em vazamento de substâncias.

A metodologia apresentada tem como objetivo rastrear os componentes, que são mais sensíveis ao envelhecimento, e caracterizar a progressão da suscetibilidade do sistema a se tornar indisponível. Baseado nessa metodologia, o foco do trabalho tem como característica reunir grupos de componentes que apresentem uma contribuição significativa para a indisponibilidade do sistema, tal que seja possível a determinação das falhas “mais perigosas” para uma planta. Este estudo é o primeiro passo para a busca de extensão de vida útil de uma planta e ampliação do conceito de “Defesa em Profundidade”.

²⁴ Outros mecanismos de envelhecimento e modos de falha podem ser encontrados no Anexo B.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

O primeiro passo para a caracterização da indisponibilidade do sistema, consiste em se determinar os conjuntos de cortes da Árvore de Falhas do CSIS. Essa determinação caracteriza a primeira etapa do estudo do envelhecimento do sistema. Através desse passo torna-se possível localizar os componentes mais sensíveis aos efeitos provocados pelo processo do envelhecimento. Os conjuntos são determinados através do Software SAPHIRE (Tabela 15).

Tabela 15 – Caracterização dos Conjuntos de Corte.

Conjuntos de Corte					
Ev35	Ev6, Ev28	Ev27, Ev13	Ev12, Ev16	Ev18, Ev8	Ev21, Ev3
Ev4, Ev19	Ev21, Ev13	Ev5, Ev28	Ev12, Ev24	Ev26, Ev8	Ev12, Ev27
Ev4, Ev28	Ev12, Ev19	Ev20, Ev13	Ev27, Ev9	Ev11, Ev23	Ev10, Ev16
Ev19, Ev13	Ev27, Ev4	Ev11, Ev28	Ev27, Ev1	Ev3, Ev23	Ev10, Ev24
Ev13, Ev28	Ev5, Ev19	Ev3, Ev28	Ev27, Ev8	Ev6, Ev21	Ev9, Ev25
Ev4, Ev16	Ev20, Ev4	Ev18, Ev13	Ev12, Ev23	Ev10, Ev28	Ev25, Ev1
Ev9, Ev19	Ev9, Ev16	Ev26, Ev13	Ev5, Ev16	Ev25, Ev13	Ev 25, Ev8
Ev1, Ev19	Ev1, Ev16	Ev33	Ev5, Ev24	Ev16, Ev14	Ev10, Ev23
Ev8, Ev19	Ev8, Ev16	Ev19, Ev14	Ev20, Ev9	Ev24, Ev14	Ev20, Ev12
Ev24, Ev4	Ev9, Ev24	Ev4, Ev29	Ev20, Ev1	Ev23, Ev14	Ev5, Ev27
Ev23, Ev4	Ev24, Ev1	Ev6, Ev16	Ev20, Ev8	Ev9, Ev29	Ev18, Ev12
Ev34	Ev23, Ev1	Ev6, Ev24	Ev5, Ev23	Ev1, Ev29	Ev26, Ev12
Ev9, Ev28	Ev24, Ev8	Ev21, Ev9	Ev11, Ev16	Ev8, Ev29	Ev11, Ev27
Ev1, Ev28	Ev9, Ev23	Ev21, Ev1	Ev3, Ev16	Ev21, Ev12	Ev3, Ev27
Ev8, Ev28	Ev8, Ev23	Ev21, Ev8	Ev11, Ev24	Ev6, Ev27	Ev21, Ev14
Ev16, Ev13	Ev11, Ev19	Ev6, Ev23	Ev3, Ev24	Ev6, Ev20	Ev6, Ev29
Ev24, Ev13	Ev3, Ev19	Ev28, Ev14	Ev18, Ev9	Ev21, Ev5	Ev5, Ev20
Ev23, Ev13	Ev18, Ev4	Ev13, Ev29	Ev26, Ev9	Ev6, Ev18	Ev5, Ev18
Ev6, Ev19	Ev26, Ev4	Ev10, Ev19	Ev18, Ev1	Ev6, Ev26	Ev11, Ev20
Ev21, Ev4	Ev12, Ev28	Ev25, Ev4	Ev26, Ev1	Ev21, Ev11	Ev26, Ev5
Ev20, Ev3	Ev13, Ev30	Ev27, Ev10	Ev23, Ev15	Ev12, Ev30	Ev10, Ev30
Ev19, Ev15	Ev20, Ev14	Ev29, Ev14	Ev9, Ev30	Ev20, Ev15	Ev30, Ev15

Continuação da Tabela 15.

Conjuntos de Corte

Ev4, Ev30	Ev5, Ev29	Ev5, Ev25	Ev1, Ev30	Ev5, Ev30	Ev28, Ev15
Ev11, Ev18	Ev6, Ev25	Ev20, Ev10	Ev8, Ev30	Ev18, Ev15	Ev28, Ev15
Ev3, Ev18	Ev21, Ev10	Ev11, Ev25	Ev12, Ev25	Ev26, Ev15	Ev24, Ev15
Ev11, Ev26	Ev18, Ev14	Ev3, Ev25	Ev10, Ev29	Ev11, Ev30	Ev27, Ev15
Ev26, Ev3	Ev26, Ev14	Ev18, Ev10	Ev21, Ev15	Ev3, Ev30	Ev25, Ev15
Ev27, Ev14	Ev11, Ev29	Ev26, Ev10	Ev6, Ev30	Ev29, Ev15	-----
Ev12, Ev29	Ev3, Ev29	Ev16, Ev15	Ev10, Ev25	Ev14, Ev30	-----

Após a caracterização dos Conjuntos de Corte (cento e setenta e dois grupos) é necessário se utilizar a Medida de Importância Fussell-Vesely, para se determinar a contribuição de cada grupo na indisponibilidade geral do sistema. Para análise do envelhecimento no CSIS foram selecionados os grupos que apresentam quase noventa por cento (89,87%) na indisponibilidade do sistema. A contribuição e a frequência desses grupos são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Participação dos Grupos na Indisponibilidade do Sistema.

Grupos	Fussell-Vesely	Frequência	Contribuição para Falha do Sistema
Ev35	4,624E-001	3,000E-004	46,24%
Ev4, Ev19	1,541E-001	1,000E-004	15,41%
Ev4, Ev28	7,091E-002	4,600E-005	7,09%
Ev19, Ev13	7,091E-002	4,600E-005	7,09%
Ev13, Ev28	3,262E-002	2,116E-005	3,26%
Ev4, Ev16	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev9, Ev19	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev1, Ev19	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev8, Ev19	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev24, Ev4	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev23, Ev4	1,541E-002	1,000E-005	1,54%
Ev34	1,541E-002	1,000E-005	1,54%

Com a determinação da contribuição de cada grupo para a indisponibilidade do sistema, é possível se analisar através da Medida de Birnbaum a sensibilidade do sistema com base na variação de cada componente, além disso, é possível se utilizar novamente a Medida de

Importância de Fussell-Vesely para se analisar a contribuição de cada evento para a falha do CSIS (Tabela 17). Outras Medidas de Importância a serem consideradas é a Taxa de Aumento de Risco e a Taxa de Redução de Risco. Através delas é possível se caracterizar a indisponibilidade do sistema quando um evento específico acontece ou não, respectivamente. A análise obtida através dessas técnicas possibilita determinar quais componentes apresentam maior impacto no sistema devido a sua sensibilidade. Essas Medidas de Importância podem se relacionar da seguinte forma:

- A Medida de Importância de Birnbaum é numericamente igual a soma da Taxa de Redução de Risco e a Taxa de Aumento de Risco;
- A Medida de Importância de Fussell-Vesely é numericamente igual ao produto da Importância de Birnbaum com a probabilidade de um evento de interesse, dividido pela probabilidade de falha do sistema;
- A Taxa de Redução de Risco (RRR) na forma de intervalo (RRI) pode ser calculada através do produto entre a Medida de Importância de Birnbaum e a probabilidade de um evento de interesse;
- A Taxa de Aumento de Risco (RIR) na forma de intervalo (RII) pode ser calculada através do produto entre a Medida de Birnbaum e a probabilidade de um evento específico subtraído de uma unidade.

Tabela 17 – Análise de Sensibilidade^{25,26,27}.

Eventos	Probabilidade de Falha	Fussell-Vesely	Birnbaum	RRR	RIR
Ev 35	3,000E-004	4,623E-001	9,997E-001	1,860E+000	1,542E+003
Ev4	1,000E-002	2,834E-001	1,828E-002	1,396E+000	2,890E+001
Ev19	1,000E-002	2,834E-001	1,828E-002	1,396E+000	2,890E+001
Ev28	4,600E-003	1,304E-001	1,828E-002	1,150E+000	2,905E+001
Ev13	4,600E-003	1,304E-001	1,828E-002	1,150E+000	2,905E+001
Ev8	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001
Ev1	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001

²⁵A Tabela está organizada, de forma decrescente, segundo a contribuição de cada evento para a indisponibilidade do sistema;

²⁶ Os Eventos Ev2, Ev7, Ev17, Ev22, Ev31, Ev32 não são apresentados devido suas probabilidades de falha serem irrisórias, cerca de 1,000E-009;

²⁷ O cálculo das Medidas de Importância foi realizado com o Software SAPHIRE.

Continuação da Tabela 17.

Eventos	Probabilidade de Falha	Fussell-Vesely	Birnbaum	RRR	RIR
Ev9	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001
Ev23	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001
Ev16	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001
Ev24	1,000E-003	2,834E-002	1,828E-002	1,029E+000	2,915E+001
Ev34	1,000E-005	1,541E-002	9,994E-001	1,016E+000	1,542E+003
Ev6	3,000E-004	8,502E-003	1,828E-002	1,009E+000	2,917E+001
Ev21	3,000E-004	8,502E-003	1,828E-002	1,009E+000	2,917E+001
Ev12	1,300E-004	3,684E-003	1,828E-002	1,004E+000	2,917E+001
Ev27	1,300E-004	3,684E-003	1,828E-002	1,004E+000	2,917E+001
Ev5	1,100E-004	3,117E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev20	1,100E-004	3,117E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev11	1,000E-004	2,834E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev26	1,000E-004	2,834E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev3	1,000E-004	2,834E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev18	1,000E-004	2,834E-003	1,828E-002	1,003E+000	2,917E+001
Ev14	4,100E-005	1,162E-003	1,828E-002	1,001E+000	2,917E+001
Ev29	4,100E-005	1,162E-003	1,828E-002	1,001E+000	2,917E+001
Ev33	4,400E-007	6,778E-004	9,994E-001	1,001E+000	1,542E+003
Ev25	1,500E-005	4,251E-004	1,828E-002	1,000E+000	2,918E+001
Ev10	1,500E-005	4,251E-004	1,828E-002	1,000E+000	2,918E+001
Ev15	1,100E-006	3,117E-005	1,828E-002	1,000E+000	2,918E+001
Ev30	1,100E-006	3,117E-005	1,828E-002	1,000E+000	2,918E+001

O segundo passo da metodologia consiste em determinar a probabilidade de falha do sistema. O Método de Monte Carlo é utilizado para essa finalidade. A aplicação do método é feita através da utilização do Software SAPHIRE. Os valores calculados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 – Cálculo de Incerteza.

Nome	Resultados
	Evento Topo
Propagação Aleatória	857
Eventos Considerados	29
Tamanho da Amostra	1000
Conjuntos de Corte	172
Estimativa Pontual	6,487E-004
Valor Médio	6,487E-004
5º Valor Percentil	6,487E-004
Valor Mediano	6,487E-004
95º Valor Percentil	6,487E-004
Valor Mínimo da Amostra	6,487E-004
Valor Máximo da Amostra	6,487E-004
Desvio Padrão	3,726E-12
Assimetria	-1,395E+11
Curtose	1,076E+20
Tempo de Operação	00:00:00:020

Após a determinação da probabilidade de falha do sistema (6,487E-004) e a caracterização dos eventos mais significativos para a sua falha (Tabela 16), é necessária uma análise dos componentes mais sensíveis do CSIS. A terceira etapa sobre o estudo do processo de envelhecimento, consiste em se utilizar o uso de multiplicadores nas probabilidades de falha dos eventos que contribuem em até noventa por cento para a falha do sistema²⁸. Os multiplicadores possibilitam a compreensão da evolução da indisponibilidade do sistema, devido a ação do processo de envelhecimento nos componentes que possuem maior suscetibilidade à falha, sendo assim, é apresentado na Tabela 19 dados referentes a indisponibilidade do CSIS com base na evolução de falha de seus componentes.

²⁸ A reunião dos eventos constitui um grupo que contribui em até noventa por cento para falha do sistema. Outros grupos apresentam uma contribuição individual muito baixa.

Tabela 19 – Progressão da Indisponibilidade do Sistema devido aos Componentes mais Sensíveis ao Envelhecimento.

Eventos	Probabilidade de Falha	INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA			
		Fatores Multiplicativos			
		1x (Monte Carlo)	2x	5x	10x
Ev1	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev4	100,0E-004	6,487E-004	8,326E-004	13,84E-004	23,03E-004
Ev8	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev9	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev13	46,00E-004	6,487E-004	7,333E-004	9,870E-004	14,10E-004
Ev16	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev19	100,0E-004	6,487E-004	8,326E-004	13,84E-004	23,03E-004
Ev23	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev24	10,00E-004	6,487E-004	6,671E-004	7,223E-004	8,142E-004
Ev28	46,00E-004	6,487E-004	7,333E-004	9,870E-004	14,10E-004
Ev34	0,100E-004	6,487E-004	6,587E-004	6,887E-004	7,387E-004
Ev35	3,000E-004	6,487E-004	9,486E-004	18,48E-004	33,48E-004
Geral ²⁹	-----	6,487E-004	19,15E-004	93,97E-004	338,5E-004

Através da determinação da indisponibilidade do sistema devido ao aumento progressivo da probabilidade de falha de cada evento básico, presente nos conjuntos de corte da Tabela 16, é possível a construção de um gráfico (Figura 38) que mostra a progressão da indisponibilidade do sistema devido a suscetibilidade dos componentes mais sensíveis aos efeitos provocados pelo processo de envelhecimento.

²⁹ Este evento representa a indisponibilidade do sistema devido à mesma variação probabilística de todos os eventos básicos mais sensíveis (Tabela 16), ou seja, é assumido que todos os componentes envelhecem igualmente.

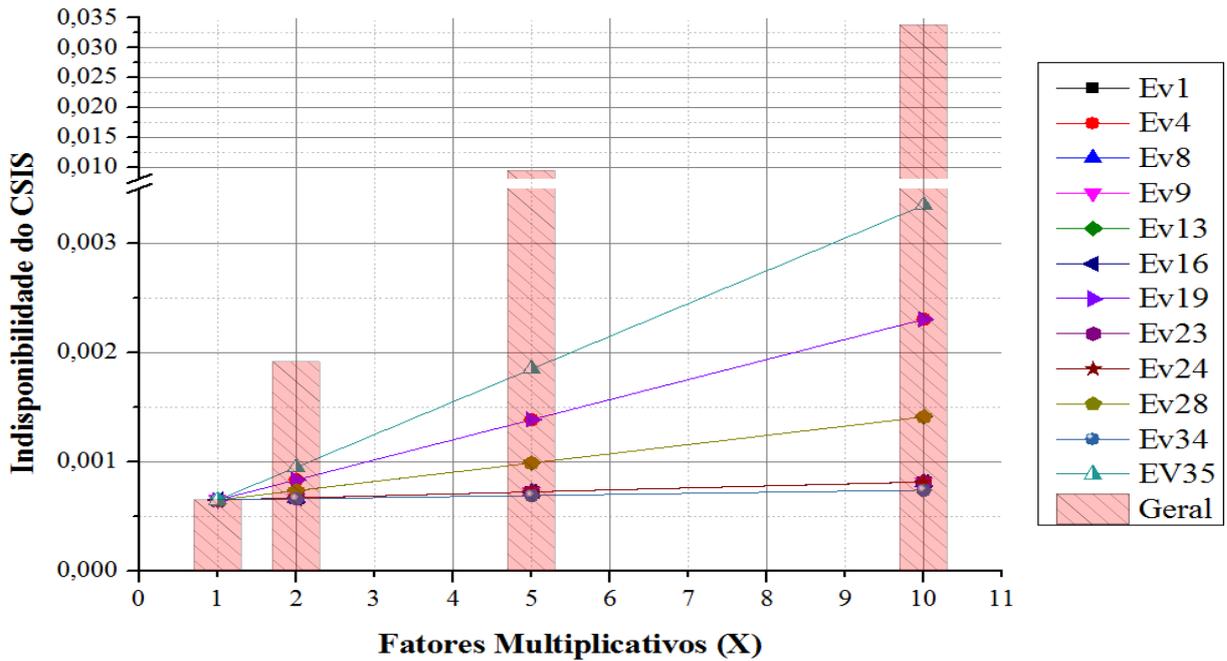


Figura 38 – Progressão da Indisponibilidade do CSIS devido a Suscetibilidade dos Componentes mais sensíveis ao Processo de Envelhecimento.³⁰

A validação dos dados pode ser feita através da comparação de um gráfico construído a partir de dados fornecidos pelo Relatório NUREG-5939. Nele são apresentados valores referentes ao estudo paramétrico do CSIS. A Figura 39 representa o gráfico plotado com os valores mencionados. Assim como esperado, ele se comporta de forma similar ao gráfico da Figura 37.

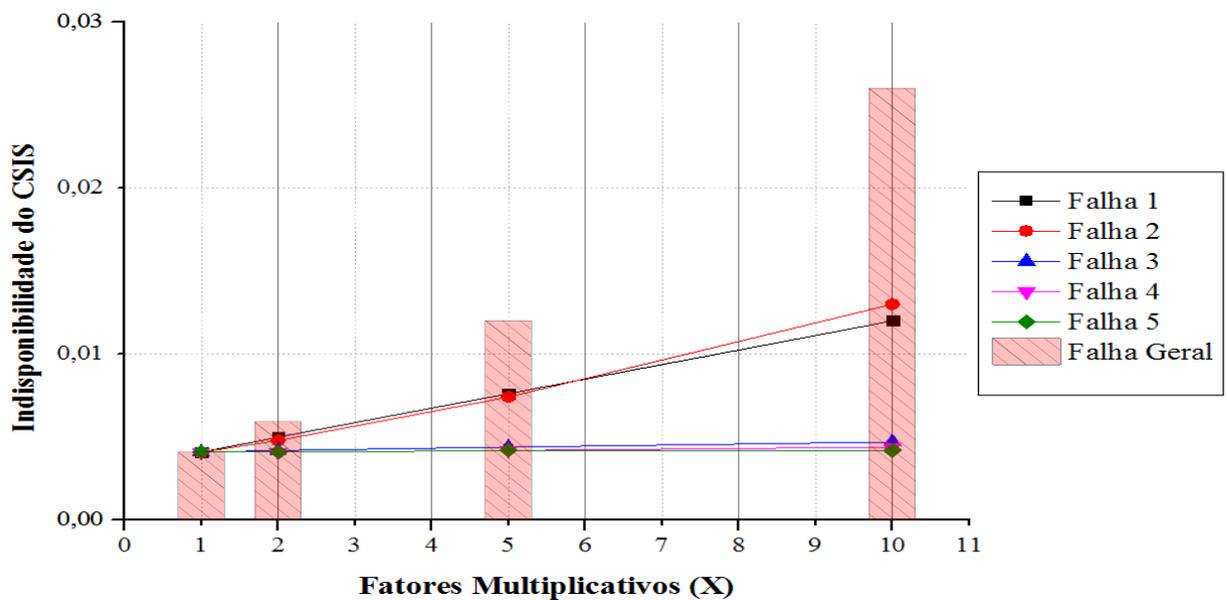


Figura 39 – Caso Base para Comparação.

³⁰ Para melhor visualização do comportamento das curvas, foi inserido um ponto de parada no eixo vertical entre os pontos 0,0035 e 0,008.

O gráfico apresentado na Figura 39 apresenta uma elevação acentuada na indisponibilidade do sistema devido a um aumento da probabilidade de falha dos componentes presentes no CSIS. Como esperado, o comportamento do gráfico disposto na Figura 38 se comporta de forma similar ao apresentado como o caso base para comparação.

Para maior compreensão do impacto do envelhecimento sobre o CSIS, devido ao envelhecimento de seus componentes, são apresentados dados referentes a variação da probabilidade de falha do sistema com base na variação da probabilidade de falha dos componentes mais sensíveis ao envelhecimento de forma percentual na Tabela 20.

Tabela 20 – Variação Percentual da Indisponibilidade do CSIS.

Eventos	Efeito do Processo de Envelhecimento de Componentes			Efeito do Processo de Envelhecimento no CSIS		
	FATORES MULTIPLICATIVOS					
	2X	5X	10X	2X	5X	10X
Ev1	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev4	1,000%	4,000%	9,000%	0,01839%	0,07353%	0,16543%
Ev8	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev9	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev13	0,460%	1,840%	4,140%	0,00846%	0,03383%	0,07613%
Ev16	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev19	1,000%	4,000%	9,000%	0,01839%	0,07353%	0,16543%
Ev23	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev24	0,100%	0,400%	0,900%	0,00184%	0,00736%	0,01655%
Ev28	0,460%	1,840%	4,140%	0,00846%	0,03383%	0,07613%
Ev34	0,001%	0,004%	0,009%	0,00100%	0,00400%	0,00900%
Ev35	0,030%	0,120%	0,270%	0,02999%	0,11993%	0,26993%

Através da determinação da variação de probabilidade de falha dos componentes, de forma percentual, é possível a construção de um gráfico (Figura 40) que mostra a progressão da indisponibilidade do sistema devido a variação de cada um dos seus componentes, determinados como os mais sensíveis do sistema.

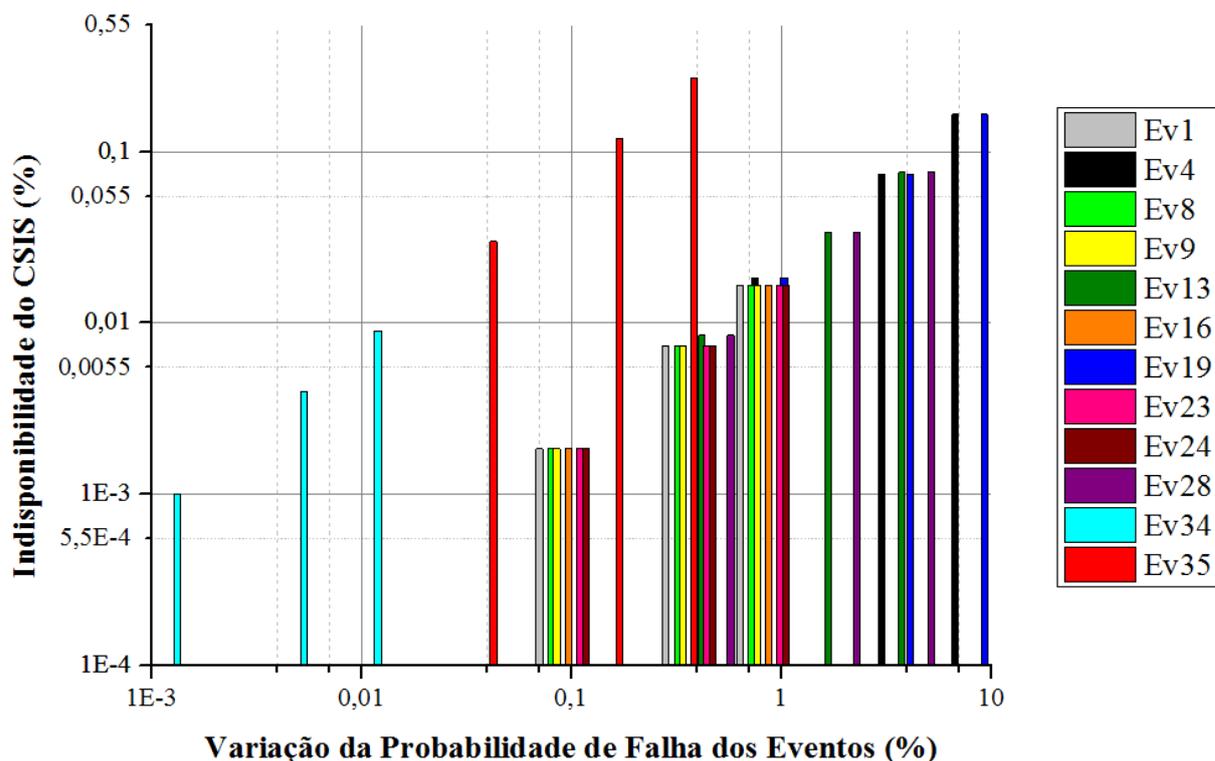


Figura 40 – Variação da Indisponibilidade do CSIS devido a Falha dos Componentes mais Sensíveis.³¹

Para a determinação da variação de indisponibilidade do sistema, devido a variação de todos os seus componentes mais sensíveis, torna-se necessário a determinação dos grupos a qual esses eventos pertencem. Para isto, a árvore de falhas deve ser “resolvida” de modo a se poder isolar esses componentes (determinados na Tabela 16) e caracteriza-los como grupos (conjuntos de corte). Com a variação da probabilidade de falha dos componentes pertencente a esses grupos (Tabela 20), é possível se determinar como cada grupo ou combinações de grupos influenciam na indisponibilidade do CSIS (Tabela 21). Essa comparação permite a observação da progressão de probabilidade de falha do sistema, devido a contribuição simultânea dos componentes mais sensíveis ao envelhecimento.

Analizando-se a Árvore de Falhas do CSIS (Figura 28 e Figura 29) e comparando-a com a representação esquemática (Figura 27), torna-se possível se determinar visualmente que os eventos, dos componentes mais sensíveis do sistema, pertencem a portões específicos, tal que, eles estão agrupados da seguinte forma:

³¹ O eixo vertical e horizontal estão no formato Log 10.

- Falha de energia e controle (Sistemas A e B): Esse grupo compreende os Eventos Ev34 e Ev35;
- Falha no subsistema A: Esse grupo compreende os eventos Ev16, Ev19, Ev23, Ev24 e Ev 28;
- Falha no subsistema B: Esse grupo compreende os eventos Ev1, Ev4, Ev8, Ev9 e Ev13.

De modo a se comparar a influência dos conjuntos de corte na indisponibilidade geral do sistema, a metodologia propõe a criação de grupos que representem combinações dos que foram citados acima, assim:

- Grupo A: Falha de energia e controle (Sistemas A e B);
- Grupo B: Falha no subsistema A;
- Grupo C: Falha no subsistema B;
- Grupo D: Falha nos Subsistemas A e B;
- Grupo E: Falha de energia e controle (Sistemas A e B), Falha no Subsistema A;
- Grupo F: Falha de energia e controle (Sistemas A e B), Falha no Subsistema B;
- Grupo FG: Falha geral³².

Tabela 21 – Indisponibilidade do Sistema devido a Contribuição dos Grupos de Interesse.

Grupos	Probabilidade de Falha	INDISPONIBILIDADE DO SISTEMA			
		Fatores Multiplicativos			
		1x (Monte Carlo)	2x	5x	10x
A	3,100E-04	6,487E-04	9,586E-04	18,88E-04	34,38E-04
B	176,0E-04	6,487E-04	9,723E-04	19,42E-04	35,58E-04
C	176,0E-04	6,487E-04	9,723E-04	19,42E-04	35,58E-04
D	3,098E-04	6,487E-04	12,82E-04	22,52E-04	38,67E-04
E	179,1E-04	6,487E-04	12,82E-04	31,80E-04	63,38E-04
F	179,1E-04	6,487E-04	12,82E-04	31,80E-04	63,38E-04
FG	6,197E-04	6,487E-04	19,15E-04	93,97E-04	338,5E-04

Através da determinação da variação da indisponibilidade do sistema, devido ao aumento progressivo da probabilidade de falha de cada conjunto de corte (Tabela 21), é possível a construção de um gráfico (Figura 41) que mostra a progressão da indisponibilidade do sistema

³² O Grupo FG considera os eventos de cada grupo formado, ou seja: FG= Grupo D + Grupo A.

com base na suscetibilidade de cada grupo aos efeitos provocados pelo processo de envelhecimento.

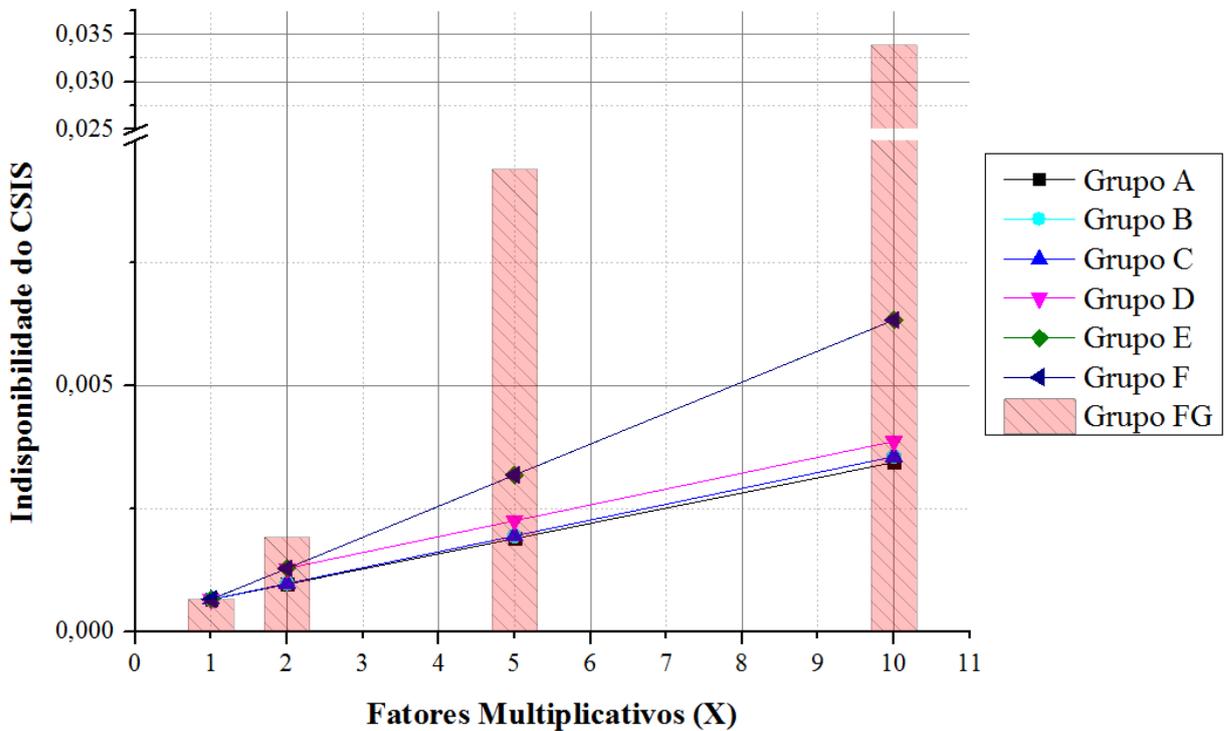


Figura 41 – Progressão da Indisponibilidade do CSIS devido aos Grupos de Interesse.³³

Através da determinação da variação de probabilidade de falha de cada componente, é possível se determinar como essas variações contribuem, de forma percentual, para os grupos que contém essas falhas. Além disso, utilizando essa determinação é possível se compreender como os grupos contribuem de forma percentual para a indisponibilidade do Sistema de Injeção do Borrifo da Contenção (Tabela 22). Essa forma de análise assume que todos os componentes estão sofrendo degenerações progressivas com mesma intensidade, ou seja, é assumido que os componentes mais sensíveis do sistema estão submetidos a condições que os levam a apresentar variações proporcionais em suas probabilidades de falhas.

³³ Para melhor visualização do comportamento das curvas, foi inserido um ponto de parada no eixo vertical entre os pontos 0,01 e 0,025.

Tabela 22 – Variação Percentual da Indisponibilidade do Sistema devido aos Grupos de Interesse.

Grupos	Efeito do Processo de Envelhecimento nos Grupos			Efeito do Processo de Envelhecimento no CSIS		
	FATORES MULTIPLICATIVOS					
	2X	5X	10X	2X	5X	10X
A	0,031%	0,124%	0,279%	0,031%	0,124%	0,279%
B	1,760%	7,040%	15,840%	0,032%	0,129%	0,291%
C	1,760%	7,040%	15,840%	0,032%	0,129%	0,291%
D	0,031%	0,124%	0,279%	0,063%	0,160%	0,322%
E	1,791%	7,164%	16,120%	0,063%	0,253%	0,569%
F	1,791%	7,164%	16,120%	0,063%	0,253%	0,569%
FG	0,062%	0,248%	0,558%	0,127%	0,875%	3,320%

Para melhor visualização do impacto que os conjuntos de falha, que contém os eventos mais sensíveis ao envelhecimento, é construído um gráfico (Figura 42) que mostra a progressão percentual da indisponibilidade do sistema devido a variação desses conjuntos. O efeito do processo de envelhecimento no CSIS se comporta de forma progressiva, tal que a elevação da probabilidade de falha dos eventos mais sensíveis do sistema age de forma a constituir grupos que apresentam probabilidades de falha cada vez maiores. Estas mudanças nas probabilidades de falha dos grupos provocam um rápido aumento na probabilidade de perda funcional do sistema. Vale ressaltar que os fatores multiplicativos não são determinados com o tempo, a função dessa manipulação é sensibilizar o sistema de modo a demonstrar sua evolução devido ao efeito do envelhecimento. A preocupação com as degenerações progressivas do sistema está no fato que o envelhecimento pode levar a variações mais bruscas do que os realizados nesta metodologia (uso dos fatores multiplicativos), além disso, essas mudanças podem ocorrer em um curto tempo de operação do sistema.

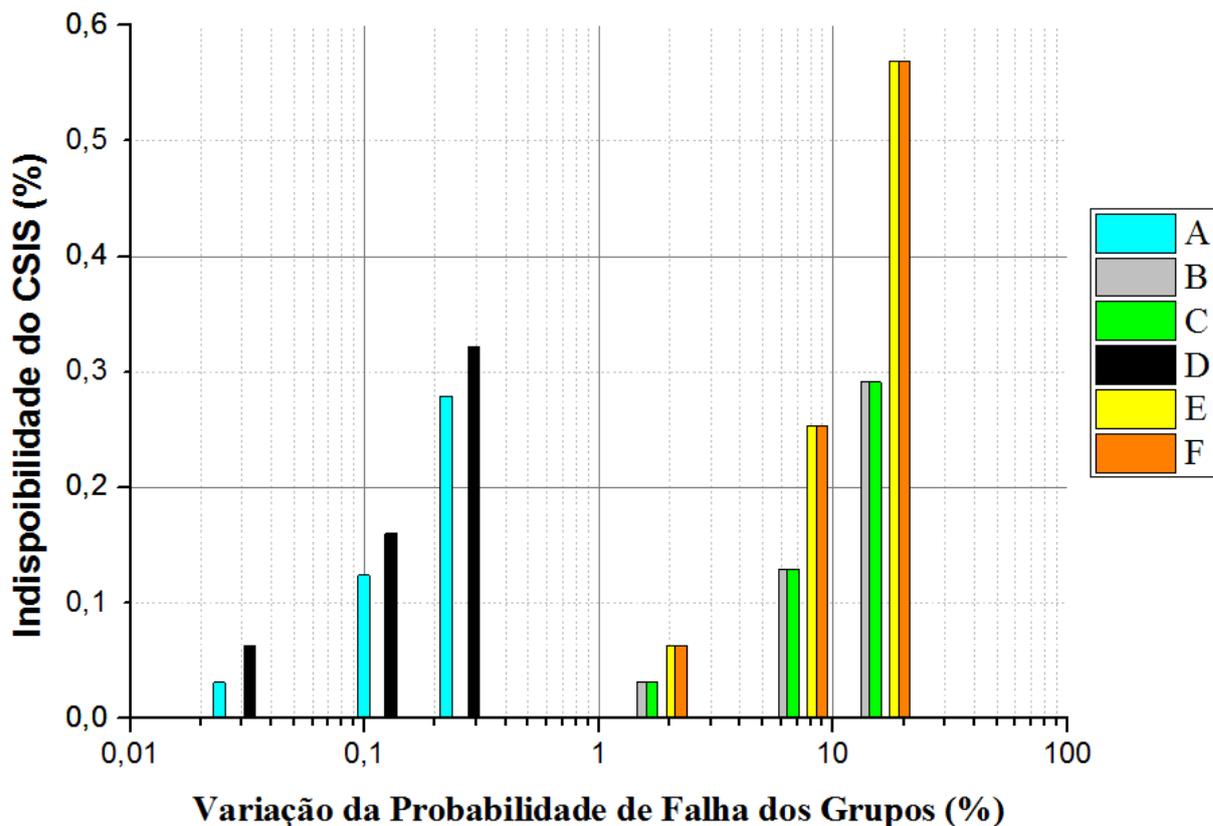


Figura 42 – Variação da Indisponibilidade do CSIS devido aos Grupos de Interesse.³⁴

Para sistemas ativos a análise de grupos torna-se uma maneira eficiente de se determinar métodos que buscam utilizar linhas específicas desses sistemas de forma alternada para a realização de sua respectiva função. Através dessa alternância é possível se reduzir o tempo de funcionamento de determinados componentes, assim, conseguindo-se reduzir a probabilidade de ocorrência de falhas por excesso de utilização de uma linha do sistema.

A análise final consiste em um gráfico (Figura 43) que torna possível a visualização do comportamento do sistema com base na variação de seus componentes e grupos. Essa representação consiste em caracterizar o aumento progressivo das probabilidades de falha dos grupos com base nas variações (percentuais) das falhas de componentes sensíveis ao processo do envelhecimento. O CSIS apresenta um aumento crescente (Percentual) em sua probabilidade de se tornar indisponível diante a essas variações. Esse comportamento caracteriza o envelhecimento como um agente que torna o sistema cada vez mais suscetível a falhas severas.

³⁴ O eixo horizontal do gráfico está no formato Log10;

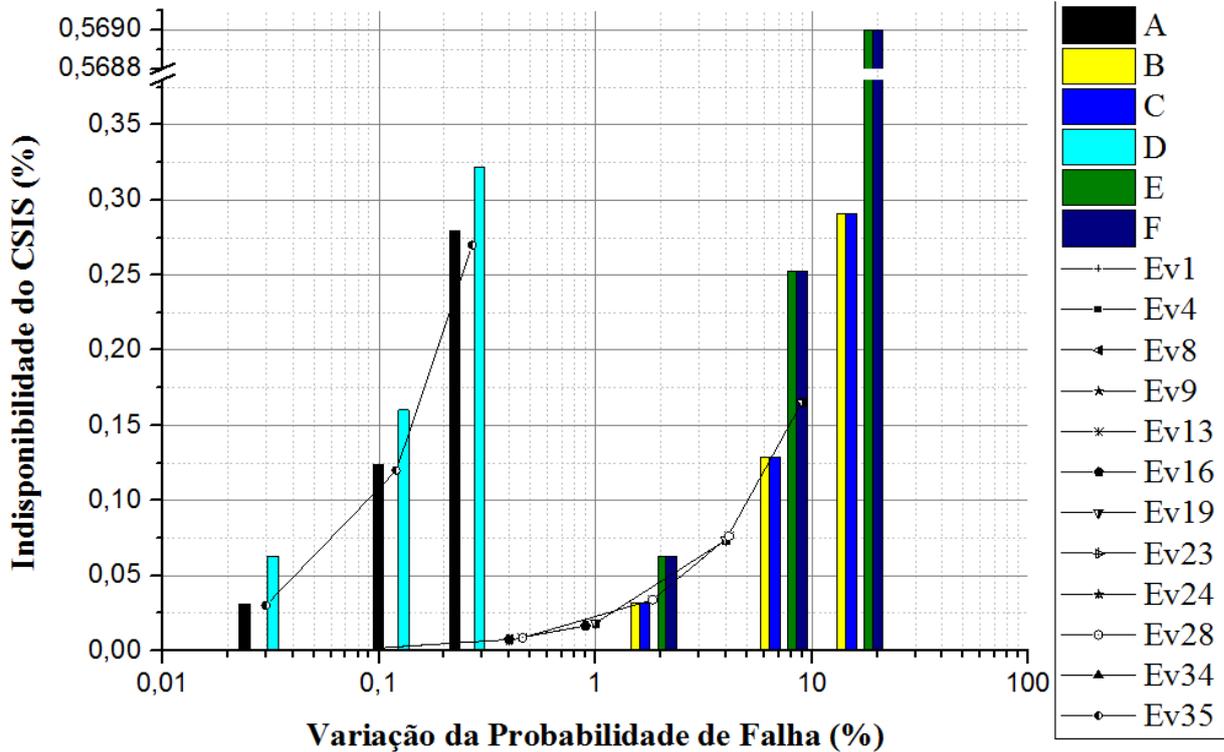


Figura 43 – Análise de Sensibilidade do Sistema.³⁵

O comportamento da variação de indisponibilidade do sistema segundo a variação de seus componentes mais sensíveis ao envelhecimento, e aos grupos que contém essas falhas era esperado. Assim como no Relatório NUREG-5939 é provado que o sistema tende a elevar sua probabilidade de falha devido a pequenos aumentos na probabilidade de falha de seus componentes (U.S.NUCLEAR REGULATORY COMMISSION, 1994). A longo prazo este fato pode se tornar altamente perigoso para a segurança de uma planta nuclear. Além dos motivos de segurança, técnicas como a aplicada no CSIS poderiam ser utilizadas em diversos sistemas afim de buscar métodos de identificação de componentes sensíveis. Essa busca permite reparos, substituições preventivas e garantia de performance do sistema. Outro fator a ser considerado é a possibilidade de utilização de técnicas para o planejamento de renovação de licenças. Como apresentado anteriormente na sessão dois, a renovação traz inúmeros benefícios econômicos para uma planta, assim como para a população que depende da energia elétrica provinda de fontes nucleares.

³⁵ O eixo horizontal do gráfico está no formato Log10. Além disso, foi inserido um ponto de parada no eixo vertical entre os pontos 0,38 e 0,5688.

6 CONCLUSÕES

Neste estudo utilizou-se a Técnica de Árvore de Falhas e a determinação dos cortes mínimos para identificar os componentes presentes que mais contribuíram nos cortes dominantes. A partir deste ponto foram modificadas as taxas de falhas destes componentes, como resultado de um processo natural de envelhecimento dos componentes, para verificar o impacto na indisponibilidade do sistema de segurança como um todo. O estudo foi realizado através da determinação do evento topo, cortes mínimos, de medidas de importância, tipo Birnbaum e Veselly, que identificou e quantificou os componentes mais importantes presentes nos cortes mínimos determinados pelo programa.

Através dos resultados obtidos foram apresentadas outras análises (descrever os grupos formados A, B, C, D e FG) e ilustradas em forma. Estes gráficos foram importantes para o entendimento mais detalhado do estudo realizado.

Por falta de dados não foi possível realizar a análise temporal da indisponibilidade do sistema devido a variação nas taxas de falhas com o tempo. Como alternativa foram adotados fatores de sensibilidade, utilizando valores numéricos, do tipo 2, 5, e 10, para sensibilizar as probabilidades de falha, caracterizando o processo de envelhecimento do componente.

Os valores calculados de indisponibilidade do sistema de segurança foram ilustrativamente apresentados em forma gráfica e o comportamento se deu de forma esperada, impactando a indisponibilidade do sistema segurança para valores superiores devido ao aumento das taxas de falhas dos componentes presentes nos cortes mínimos. O envelhecimento pode ocorrer em qualquer período de tempo de atuação do sistema de segurança.

O estudo sobre a análise do envelhecimento é importante para apontar a necessidade da utilização de programas para a monitoração do envelhecimento. Alterações na probabilidade de falha de componentes de um sistema ocasionam uma elevação abrupta na probabilidade de torna-lo inoperante, o que compromete a segurança de toda uma instalação. Além de questões de segurança, o estudo sobre os efeitos do processo do envelhecimento possibilita o preparo de medidas preventivas, cujo objetivo se encontra em elaborar procedimentos para a extensão do tempo operacional de plantas nucleares.

Através da comparação entre os índices LCOE e $LCOE_{EO}$, torna-se evidente que os custos para medidas de reparos e manutenção de plantas nucleares resultam em uma grande economia financeira. Plantas que não planejam se submeter ao processo de renovação de licença impactam em uma grande perda monetária, já que terão de fazer investimentos para se tornar segura e inoperante, além disso, caso seja necessário a criação de uma nova planta para substituir a descomissionada, devido à necessidade energética, mais investimentos terão de ser realizados para a criação de uma nova planta.

O uso da Técnica de Árvore de Falhas, diferente das outras técnicas, oferece uma resposta rápida e necessita de menos dados operacionais. Essa simplicidade resulta em um custo reduzido para a análise de confiabilidade e segurança de uma planta, tanto que, ainda hoje a Técnica da Árvore de Falhas é utilizada para tal finalidade. Outras técnicas utilizadas para a investigação dos efeitos do envelhecimento podem ser citadas, como:

- Árvore de Falhas Dinâmica (DFM): Realiza uma boa modelagem das interações do sistema de controle com as demais variáveis através de tabelas dinâmicas. Seus resultados podem ser incorporados às análises probabilísticas de segurança;
- Técnica de Mapeamento Célula-a-Célula (Markov/CCMT): Capaz de realizar uma boa modelagem das interações do sistema de controle e processo controlado, mas sua análise demanda de um volume muito grande de dados de falha e sua modelagem tende a se tornar muito complexa. Seus resultados podem ser incorporados às análises probabilísticas de segurança;
- Metodologia Bayesiana: É capaz de incorporar novos valores de falhas durante sua análise de confiabilidade, mas deve ser utilizada na fase inicial do estudo do sistema digital e no decorrer de seu desenvolvimento;
- Redes de Petri: Modela bem as interações do sistema de controle, porém o tamanho do modelo pode tomar dimensões inviáveis;
- Metodologia Black-Box: Requer um volume de informações muitas vezes indisponível. Além disso, os resultados das análises não podem ser incorporados à avaliação probabilística de segurança (APS);
- Metodologia baseada nas regras de desenvolvimento e testes em softwares: Seus resultados podem ser incorporados às análises probabilísticas de segurança, mas só podem ser utilizados em softwares e só podem ser aplicadas em sua fase de desenvolvimento.

7 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Devido a falta de dados relacionados ao tempo de segurança operacional de cada componente, que são fornecidos por cada fabricante, tornou-se inviável associar a progressão da indisponibilidade do sistema, devido a variação da probabilidade de falha de cada componente, com o fator tempo. Como esses dados são de controle interno, fica-se a proposta da utilização de corpos de prova, que devem ser submetidos a diversos fatores (corrosão, tensão, radiação, etc.) e analisados através de ensaios não-destrutivos para determinação do aparecimento de falhas estruturais. Através dessa determinação é possível se associar o fator tempo a probabilidade de falha dos corpos. Associando-se esses corpos a peças do sistema, é possível se realizar uma boa modelagem e análise do impacto do processo de envelhecimento do sistema em questão.

Com a determinação de dados referentes a progressão de falha de componentes, estruturas e sistemas com o tempo, é possível a criação de um banco de dados que pode servir como base para aplicação em outros sistemas e ser incorporado à avaliação probabilística de segurança.

8 REFERÊNCIAS

- COMMISSION, N. R. **Wash-1400 - NUREG 75/014 -Reactor Safety Study**. Washington, p. 372. 1975.
- DAVID, M. **Practical Hazops, Trips and Alarms**. Oxford: Oxford, 2004.
- ENRICO, Z. **An Introduction to the Basics of Reliability and Risk Analysis**. New Jersey: World Scientific Publishing, 2007.
- HOAGAN, P. **Safety and Risk Modeling and Its Applications**. London: Springer, 2011.
- JOE, W. M. **Reliability Physics and Engineering**. New York: Springer, 2012.
- L. KIHWAN, L. K.-H. L. L. J. H. J. Y. L. P.-S. A new design concept for offshore nuclear power plants with enhanced safety features. **Nuclear Engineering Design**, United States of America, v. 25, p. 10-11, 2013.
- LEE, J. C.; MCCORMICK, N.. **Risk and Safety Analysis of Nuclear Systems**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2011.
- M. MOHAMMAD, K. M. K. V. **Reliability Engineering and Risk Analysis**. New York: Marcel Dekker, 1999.
- NUCLEAR ENERGY AGENCY. **The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants, NEA-7054**. OECD, p. 116. 2012. (978-92-64-99205-4).
- RUDOLPH, F. S. **Handbook of Reliability, Availability, Maintainability and Safety in Engineering Design**. London: Springer, 2009.
- U. S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Systems Analysis Programs for Hands-on Integrated Reliability Evaluations (SAPHIRE), NUREG-6116**. Washington, DC, p. 525. 1998.
- U.S. CONGRESS, OFFICE OF TECHNOLOGY ASSESSMENT. **Aging Nuclear Power Plants: Managing Plant Life and Decommissioning, OTA-E-575**. Washington, DC, p. 188. 1993.
- U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Nuclear Plant Aging Research (NPAR) Program Plan, NUREG-1144 Rev.2**. Washington, DC, p. 176. 1991.
- U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Fault Tree Handbook, NUREG-0492**. Washington, DC, p. 209. 1981.
- U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Nuclear Plant Aging Research (NPAR) Program Plan, NUREG-1144 Rev. 1**. Washington DC, p. 136. 1987.
- U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Results from the Nuclear Plant Aging Research Program: Their Use in Inspection Activities, NUREG-5507**. Washington, DC, p. 81. 1990.
- U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Aging Management of Nuclear Power Plant Containments for License Renewal, NUREG-1611**. Washington, DC, p. 70. 1997.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of Oconee Nuclear Station, Units 1, 2, and 3, NUREG-1723.** Washington, DC, p. 552. 2000.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Reactor Safety Study, WASH-1400.** Washington, DC, p. 372. 1975.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **The Effects of Age on Nuclear Power Plant Containment Cooling Systems, NUREG-5939.** Washington, DC, p. 152. 1994.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of H.B. Robinson Steam Electric Plant, Unit 2, NUREG-1769.** Washington, DC, p. 714. 2003.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of St. Lucie Nuclear Plant, Units 1 and 2, NUREG-1779.** Washington, DC, p. 525. 2003.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of the Fort Calhoun Station, Unit 1, NUREG-1782.** Washington, DC, p. 503. 2003.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of R.E. Ginna Nuclear Power Plant, NUREG-1786.** Washington, DC, p. 591. 2004.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of the Dresden Nuclear Power Station, Units 2 and 3 and Quad Cities Nuclear Power Station, Units 1 and 2, NUREG-1796.** Washington, DC, p. 368. 2004.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of the Virgil C. Summer Nuclear Station, NUREG-1787.** Washington, DC, p. 710. 2004.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Standard Review Plan for Decommissioning Cost Estimates for Nuclear Power Reactors, NUREG-1713.** Washington, DC, p. 52. 2004.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of the Arkansas Nuclear One, Unit 2, NUREG-1828.** Washington, DC, p. 562. 2005.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of the Joseph M. Farley Nuclear Plant, Units 1 and 2, NUREG-1825.** Washington, DC, p. 656. 2005.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Systems Analysis Program for Hands-on Integrated Reliability Evaluations (SAPHIRE) Vol. 2 Technical Reference, NUREG-6952.** Washington, DC, p. 196. 2008.

U.S. NUCLEAR REGULATORY COMMISSION. **Safety Evaluation Report Related to the License Renewal of Columbia Generating Station, NUREG-2123.** Washington, DC, p. 922. 2012.

WILLIAM KELLER, MOHAMMAD MODARRES. A historical overview of probabilistic risk assessment development and its use in the nuclear power industry: a tribute to the late Professor Norman Carl Rasmussen. **Reliability Engineering and System Safety**, 11 Novembre 2004. 15.

9 ANEXO A (DIAGRAMA DO CSIS)

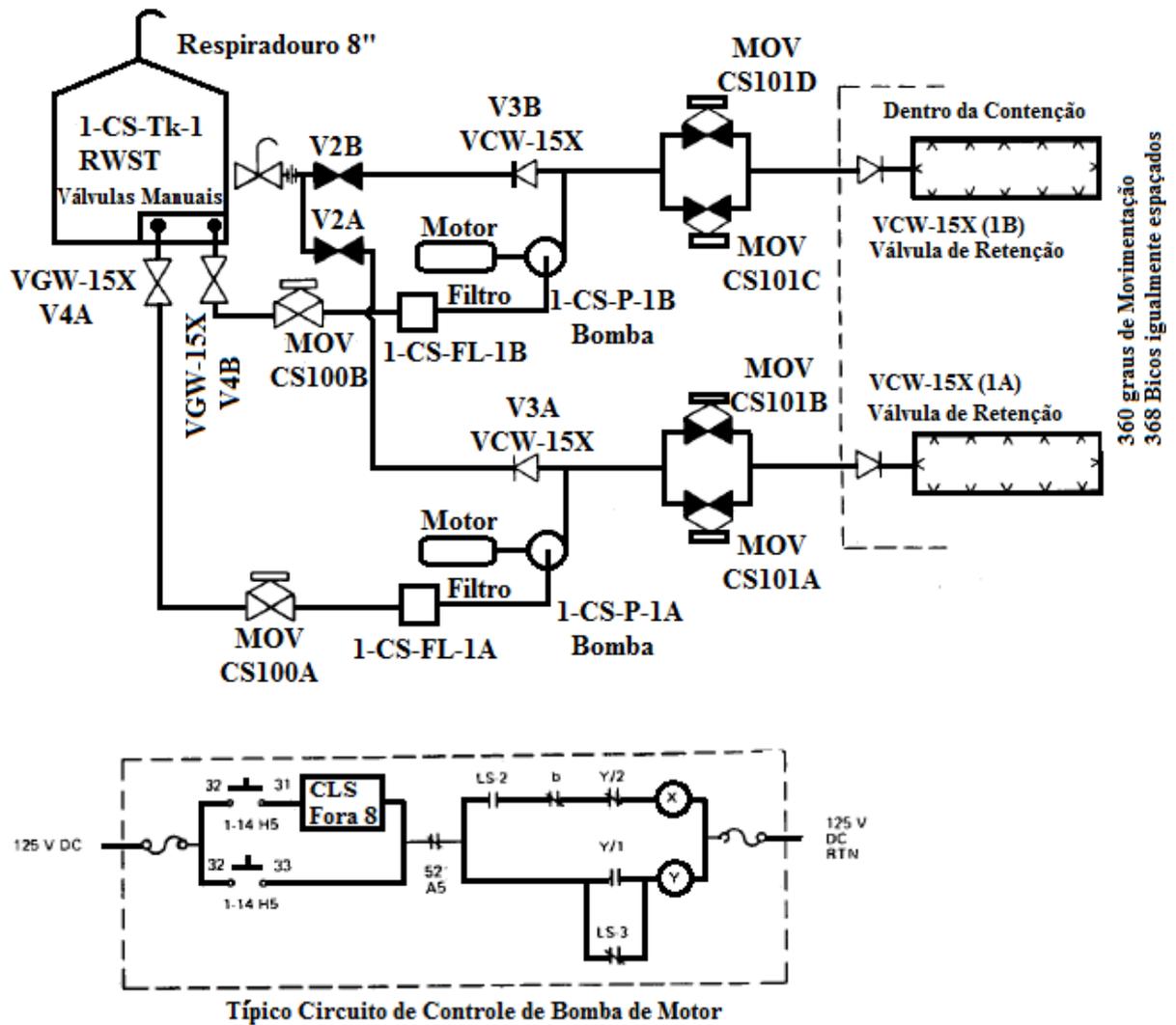


Figura 44 - Diagrama Completo do CSIS.

Fonte: WASH-1400.

10 ANEXO B (FALHAS)

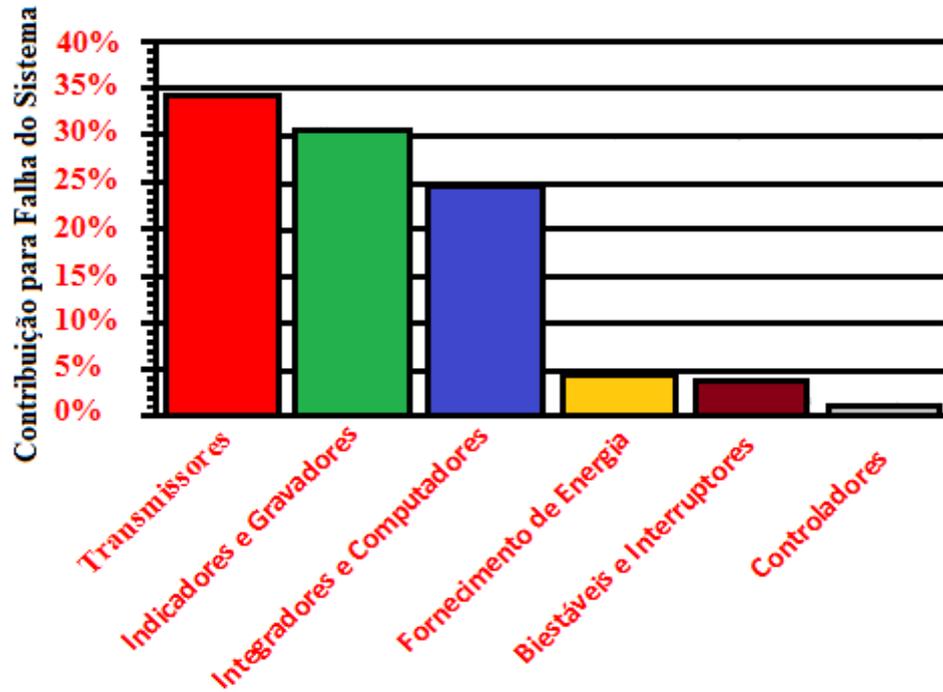


Figura 45 – Tipos de Falhas mais comuns na I&C do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

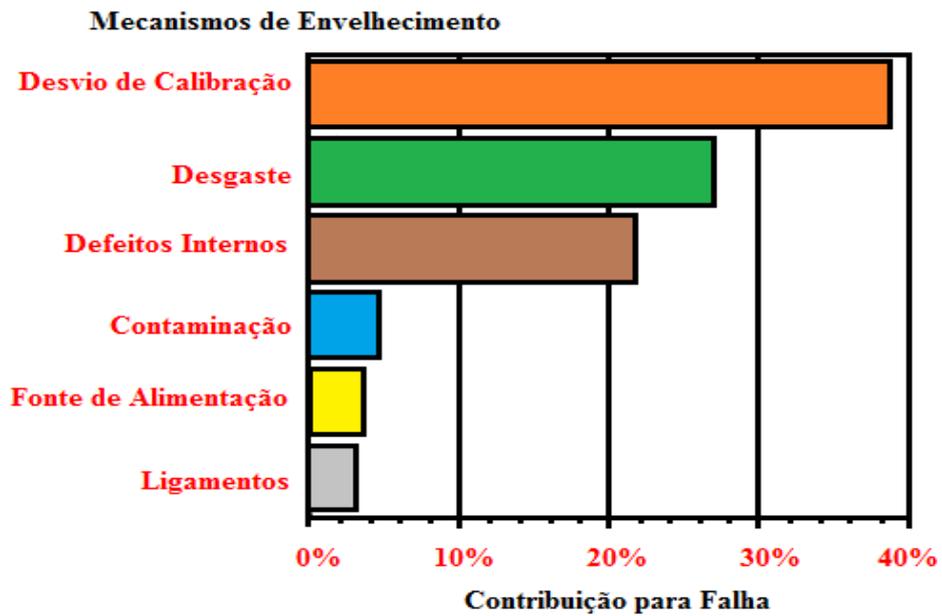


Figura 46 – Mecanismos de Envelhecimento da I&C do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

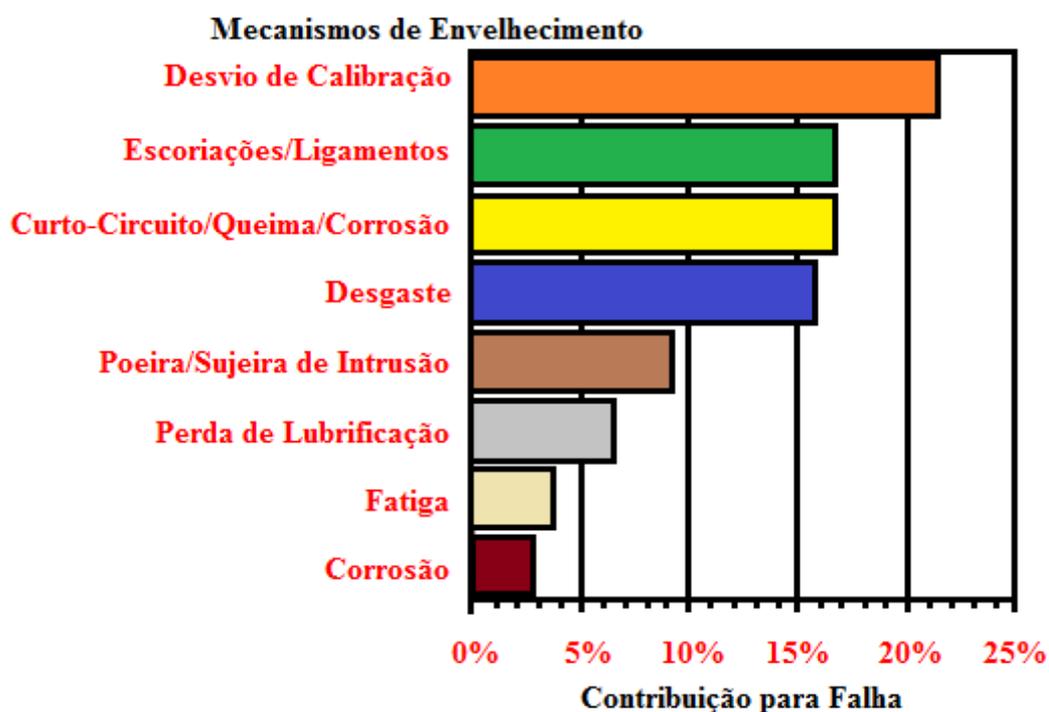


Figura 47 - Mecanismos de Envelhecimento do Sistema de Freios do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

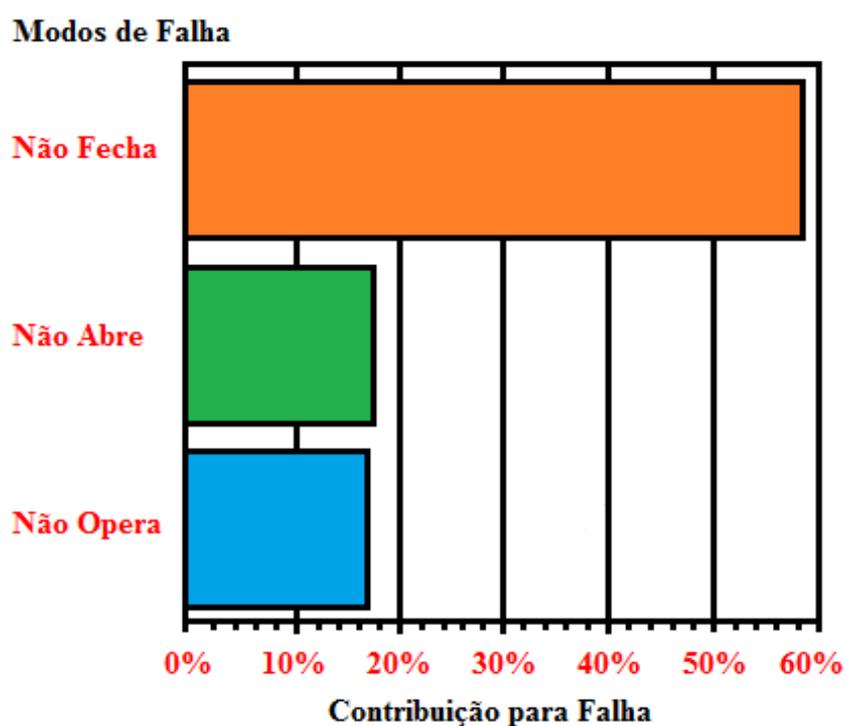


Figura 48 – Modos de Falha do Sistema de Freios do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

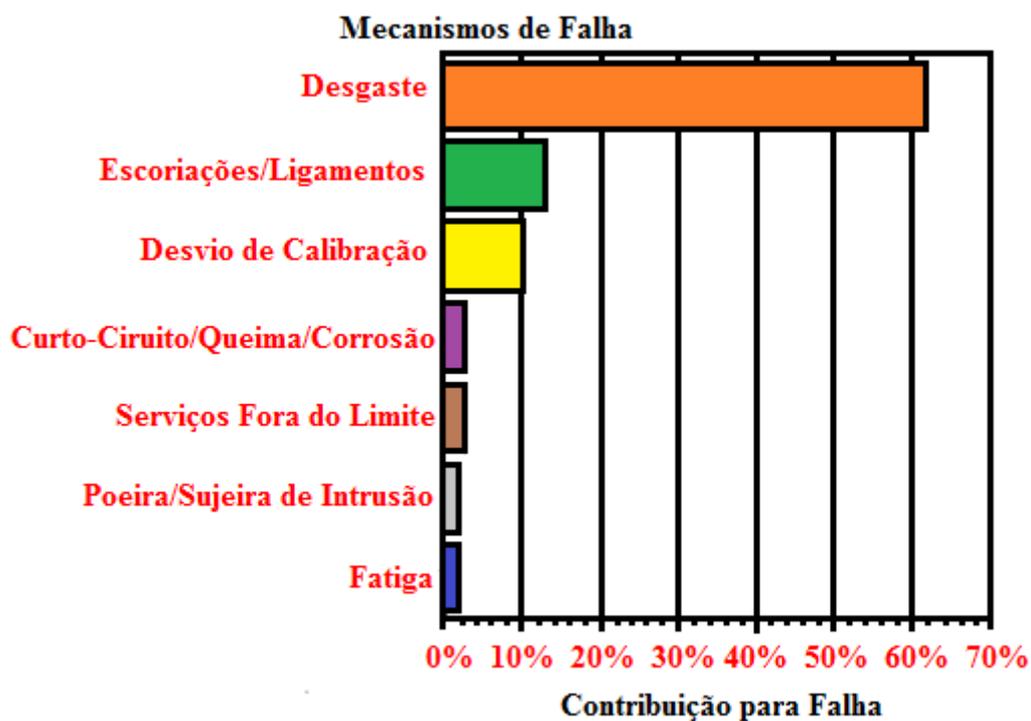


Figura 49 - Mecanismos de Envelhecimento de Bombas do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

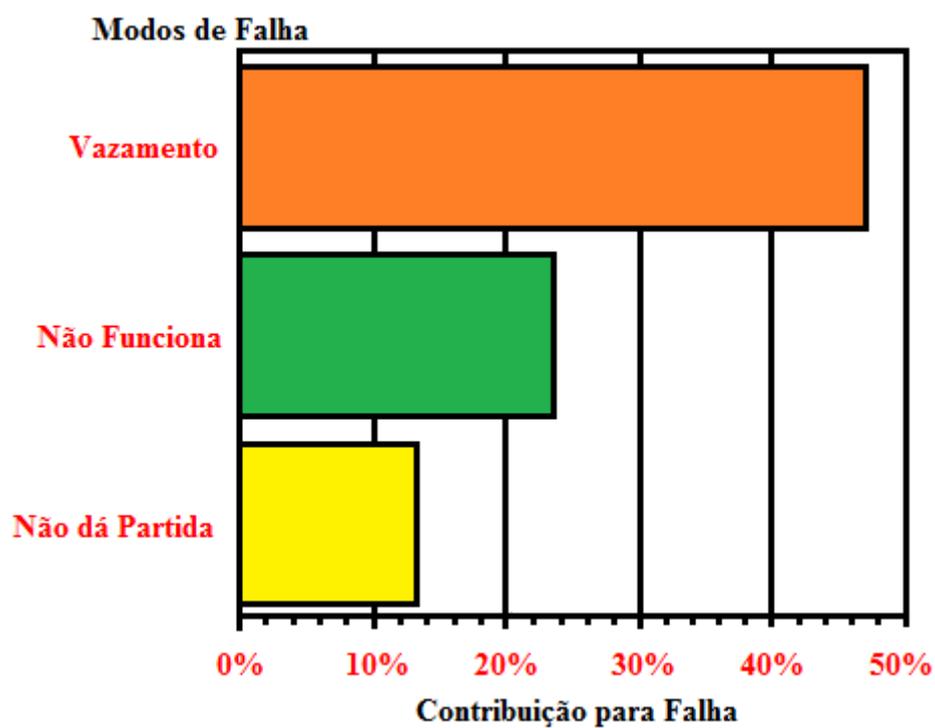


Figura 50 – Modos de Falha de Bombas do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

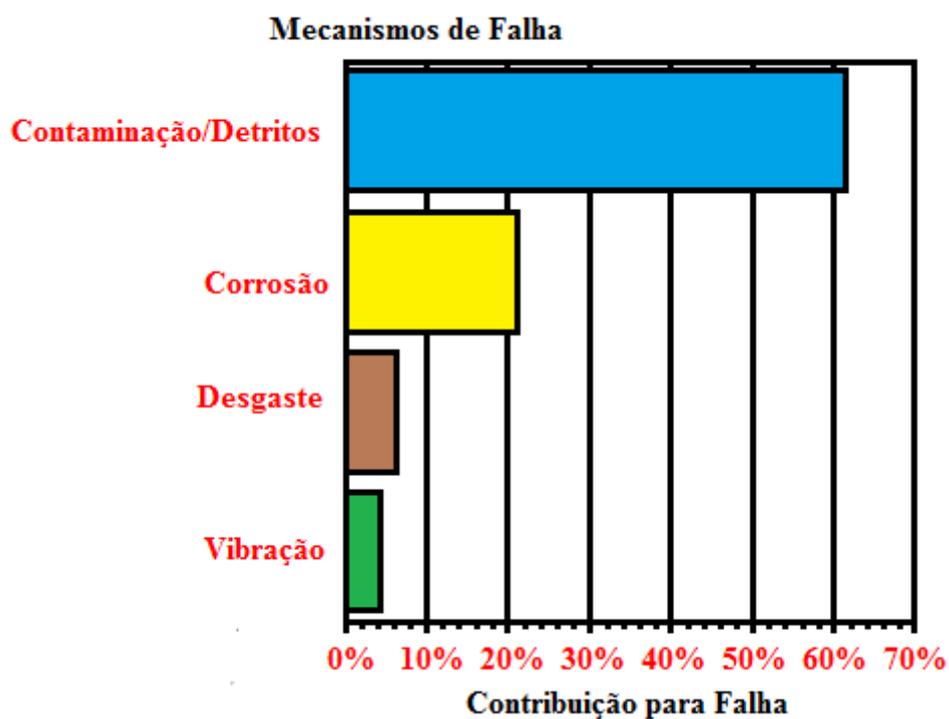


Figura 51 - Mecanismos de Envelhecimento do Trocador de Calor do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.

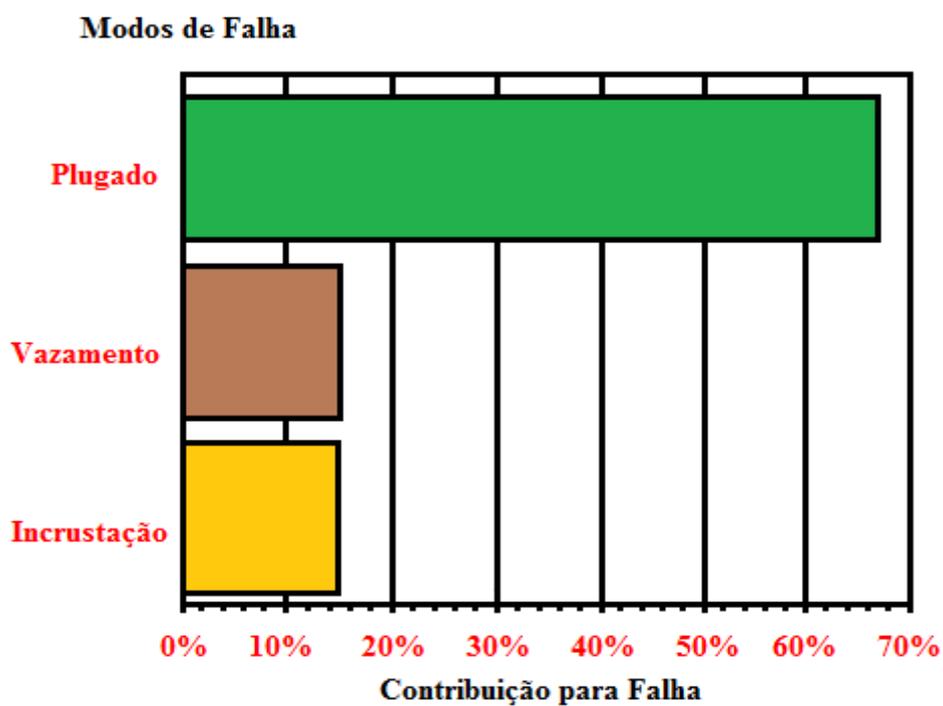


Figura 52 – Modos de Falha do Trocador de Calor do CSIS.

Fonte: NUREG-5939.