

TALES MARQUES DE BRITTO

**METODOLOGIA DA MANUTENÇÃO CENTRADA
EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS
DE ALTA TENSÃO**

**FLORIANÓPOLIS
2006**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA
ELÉTRICA

METODOLOGIA DA MANUTENÇÃO CENTRADA
EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS
DE ALTA TENSÃO

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

TALES MARQUES DE BRITTO

Florianópolis, Maio de 2006.

METODOLOGIA DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS DE ALTA TENSÃO

Tales Marques de Britto

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.
Orientadora

Prof. Nelson Sadowski, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof^a. Jacqueline Gisèle Rolim, Dr. Eng.
Presidente

Carlos Julio Dupont, D.Sc.

Prof. Nelson Jhoe Batistela, Dr. Eng.

Prof. Jorge Coelho, D.Sc.

“A persistência é o caminho do êxito”
Charles Chaplin

AGRADECIMENTOS

À minha professora orientadora Jacqueline Gisèle Rolim, que desde o período de bolsista ao de aluno de mestrado, sempre me apoiou e orientou com muita paciência, compreensão e disposição, sendo fundamental para o desenvolvimento deste trabalho.

À minha mãe, que apesar de todas as dificuldades, sempre lutou pela melhor educação dos filhos; e que com muito amor, mesmo à distância, sempre me incentivou, torceu, motivou e apoiou na busca de minha realização pessoal e profissional.

À minha namorada, que desde o início da graduação, me deixa mais feliz quando está ao meu lado com seu amor, dedicação e carinho. A ela que sempre me deu forças para não desistir, para acreditar e seguir em frente.

Aos demais familiares que apoiaram e torceram por mim desde o dia que passei a ficar longe de casa.

Às amigas que fiz durante a graduação e que perduram até os dias de hoje, em especial Fernanda S. Senna e Juliano Schier pela companhia nas longas horas de estudo; Diego Tietz e Thiago Bazzo pelos longos anos de convivência.

Aos amigos que fiz no laboratório, em especial Diego Roberto Morais pela ajuda e apoio nos trabalhos no laboratório e pela parceria nos jogos de futebol.

Aos demais integrantes do LABSPOT – Laboratório de Sistemas de Potência, laboratório este que se tornou minha segunda casa desde 2002.

Aos funcionários e estagiários das empresas envolvidas neste trabalho pelo auxílio dado quando necessitei.

A todas as pessoas que de alguma forma ou de outra, me auxiliaram no decorrer destes dois anos e meio de mestrado.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – CNPQ, pelo apoio financeiro no tempo em que estive dedicado integralmente ao desenvolvimento deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

METODOLOGIA DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS DE ALTA TENSÃO

Tales Marques de Britto

Maio/2006

Orientadora: Jacqueline Gisèle Rolim.

Área de Concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: Manutenção Centrada em Confiabilidade, MCC, Pára-raios, ZnO, SiC, Diagnóstico de Pára-raios, Corrente de Fuga, Termovisão.

RESUMO: Este trabalho de dissertação apresenta a aplicação da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC) em pára-raios de alta tensão, como forma de apoio à tomada de decisão em um sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de Subestações de Transmissão de Energia (DianE). Este trabalho aborda o equipamento pára-raios descrevendo suas características construtivas e funcionais e expondo os fatores que contribuem para o surgimento de falhas, assim como a descrição de suas causas e conseqüências. Apresenta também a MCC, sua origem, definições e objetivos, além da sua aplicação em pára-raios de alta tensão. O conhecimento necessário para a implementação desta ferramenta foi obtido a partir de pesquisas realizadas em um banco de dados históricos de equipamentos de uma empresa de transmissão de energia elétrica e de entrevistas com especialistas da manutenção neste tipo de equipamento. Como objetivo principal, busca-se o diagnóstico mais rápido e eficiente de falhas potenciais antes que elas aconteçam, propiciando aumento da qualidade, disponibilidade, confiabilidade e segurança do sistema, além da diminuição dos custos de manutenção.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE APPLIED IN SURGE ARRESTERS OF HIGH VOLTAGE

Tales Marques de Britto

May/2006

Advisor: Jacqueline Gisèle Rolim.

Area of Concentration: Electric Energy Systems.

Keywords: Reliability Centered Maintenance, RCM, Surge Arresters, ZnO, SiC, Surge Arresters Diagnosis, Leakage Current, Thermal Analysis.

ABSTRACT: This dissertation describes the application of the Reliability Centered Maintenance (RCM) technique to high voltage surge arresters, aiming to support the decision making task within a system for Analysis and Diagnosis of Substations of Energy Transmission (DianE). This document firstly describes some constructive and functional aspects of surge arresters and highlights factors that contribute to their failures, as well as the description of its causes and consequences. The origin, main definitions and objectives of the Reliability Centered Maintenance are also presented, besides its application to high voltage surge arresters. The knowledge necessary to implement this tool was obtained from studies of a historical database of the equipment belonging to a transmission company and from interviews with maintenance personnel specialized in surge arresters. The main objective of the support tool implemented is to provide a faster and more efficient detection of potential failures before they occur, allowing for an increase in power system quality, reliability and security, besides a reduction in maintenance costs.

SUMÁRIO

1- INTRODUÇÃO.....	1
1.1 – O Problema das Sobretensões em Sistemas Elétricos	1
1.2 – Revisão Bibliográfica.....	4
1.3 – Proposta Desta Dissertação e Estrutura do Trabalho	7
1.4 – Conclusões.....	8
2- O PÁRA-RAIOS.....	10
2.1 – Introdução	10
2.2 – O Pára-raios Ideal.....	10
2.3 - Evolução dos Dispositivos de Proteção contra Sobretensão	11
2.3.1 - Centelhadores com Dielétrico de Ar	11
2.3.2 - Pára-raios Tipo Expulsão	13
2.3.3 - Pára-raios de Carboneto de Silício (SiC).....	13
2.3.4 - Pára-raios de Óxido de Zinco (ZnO) Com Centelhadores	15
2.3.5 - Pára-raios de Óxido de Zinco (ZnO) Sem Centelhadores	16
2.4 - Detalhes Construtivos dos Pára-raios	17
2.4.1 - Pára-raios de ZnO com Invólucro de Porcelana	17
2.4.2 - Pára-raios de ZnO com Invólucro Polimérico.....	19
2.5 - Funcionamento de Um Pára-raios	23
2.6 – Especificações de um Pára-raios	26
2.6.1 - Características Elétricas dos Pára-raios.....	27
2.6.2 - Classes de um Pára-Raios	28
2.6.3 - Característica de Proteção	29
2.6.4 – Condições de Operação	29
2.6.5 - Identificação dos Pára-raios	29
2.6.6 - Localização dos Pára-raios	30
2.7 - Ensaios.....	30
2.7.1 - Ensaios de Tipo	30
2.7.2 - Ensaios de Rotina	31
2.7.3 - Ensaios de Campo.....	31
2.8 – Conclusões.....	31

3- MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE PÁRA-RAIOS.....	33
3.1 – Introdução	33
3.2 – Análise da Corrente de Fuga.....	34
3.2.1 – Medição da Corrente Total de Fuga.....	35
3.2.2 – Medição da Corrente de Fuga Capacitiva.....	37
3.2.3 – Medição da Corrente de Fuga Resistiva	37
3.2.4 – Análise Harmônica da Corrente de Fuga	38
3.3 – Termovisão	39
3.4 – Outros Métodos.....	44
3.5 – Conclusão	45
4- MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE (MMC)	46
4.1 – Introdução	46
4.2 – Manutenção	46
4.2.1 – Métodos de Manutenção	48
4.3 – Características da Manutenção Centrada em Confiabilidade	53
4.3.1 – Origem.....	53
4.3.2 – Objetivos	54
4.3.3 – Definições	57
4.4 – Ferramenta de Suporte à MCC: Análise de Modos e Efeitos de Falha	61
4.5 – Aplicações da Manutenção Centrada em Confiabilidade	64
4.6 – Conclusões.....	66
5- MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS DE ALTA TENSÃO	67
5.1 – Introdução	67
5.2 – Metodologia.....	68
5.2.1 – Levantamento em Campo de Dados Reais	68
5.2.2 – Divisão do Pára-raios em Subsistemas	69
5.2.3 – Definição dos Componentes de Cada Subsistemas	69
5.2.4 – Definição das Funções	70
5.2.5 – Definição das Falhas Funcionais	70
5.2.6 – Definição de Defeito (ou Falha Potencial).....	70
5.2.7 – Definição das Causas.....	70
5.2.8 – Definição das Ações	71

5.2.9 – Definição dos Métodos de Análise.....	72
5.3 – Métodos de Análise.....	72
5.3.1 – Avaliação Visual Periódica ou Autônoma (AA).....	72
5.3.2 – Modelo Matemático (MM).....	74
5.4 – Relacionamentos.....	78
5.5 – Resultados.....	89
5.5.1 – Exemplos de Aplicação da Avaliação Visual Periódica ou Autônoma (AA).....	95
5.5.2 – Exemplos de Aplicação dos Modelos Matemáticos (MM).....	97
5.6 – Conclusão.....	100
6- CONCLUSÕES.....	102
6.1 – Comentários Finais.....	102
6.2 – Sugestões para Trabalhos Futuros.....	104
7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	105

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 – PROTEÇÃO DE UM TRANSFORMADOR: (A) REPRESENTAÇÃO SIMBÓLICA, (B) DIAGRAMA ELÉTRICO	2
FIGURA 1.2 – REPRESENTAÇÃO DAS CLASSES E FORMAS DAS SOLICITAÇÕES DE TENSÃO.	4
FIGURA 2.1 - CARACTERÍSTICA “V x I” DE UM PÁRA-RAIOS IDEAL	11
FIGURA 2.2 – DETALHES CONSTRUTIVOS DOS CENTELHADORES TIPO “CHIFRE”	12
FIGURA 2.3 – CARACTERÍSTICAS “V x I” TRANSITÓRIAS DOS PÁRA-RAIOS	15
FIGURA 2.4 – DETALHES DE MONTAGEM DE UM PÁRA-RAIOS DE PORCELANA.....	17
FIGURA 2.5 – (A) OPERAÇÃO DO DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO. (B) ATUAÇÃO CORRETA DAS VÁLVULAS DE ALÍVIO.....	18
FIGURA 2.6 – DISPOSITIVO DE ALÍVIO DE PRESSÃO	19
FIGURA 2.7 – PÁRA-RAIOS POLIMÉRICOS COM ESPAÇOS INTERNOS DE AR.....	20
FIGURA 2.8 – PÁRA-RAIOS POLIMÉRICOS SEM ESPAÇOS INTERNOS DE AR.....	20
FIGURA 2.9 - ARRANJOS DE MONTAGEM DE PÁRA-RAIOS COM DUAS OU MAIS COLUNAS.....	21
FIGURA 2.10 – OPERAÇÃO DE UM PÁRA-RAIOS COM CENTELHADOR ATIVO	25
FIGURA 2.11 – ALTERNATIVAS DE PROJETO DE UM PÁRA-RAIOS COM PASTILHAS DE ZNO...	26
FIGURA 3.1 - REPRESENTAÇÃO ELÉTRICA EQUIVALENTE DE UM PÁRA-RAIOS DE ZNO	33
FIGURA 3.2 – RELAÇÃO ENTRE AS COMPONENTES DA CORRENTE DE FUGA	34
FIGURA 3.3 – MILIAMPERÍMETRO	35
FIGURA 3.4 – INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA CORRENTE DE FUGA RESISTIVA NA CORRENTE DE FUGA TOTAL.....	36
FIGURA 3.5 – IDENTIFICAÇÃO DA CORRENTE DE FUGA RESISTIVA	37
FIGURA 3.6 – EXCOUNT II, DA ABB E LCM II, DA TRANSINOR AS	39
FIGURA 3.7 – PADRÃO DA MUDANÇA NA CORRENTE DE FUGA RESISTIVA.....	40
FIGURA 3.8 – INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA TEMPERATURA NOS BLOCOS RESISTIVOS DE ZNO	41
FIGURA 3.9 – EXEMPLOS DE TERMOGRAMAS	43
FIGURA 4.1 – EVOLUÇÃO DA MANUTENÇÃO	47
FIGURA 4.2 – MUDANÇAS DAS TÉCNICAS DE MANUTENÇÃO	48
FIGURA 4.3 – INTERVALO ENTR E FALHA POTENCIAL E FALHA FUNCIONAL (P-F).....	59
FIGURA 5.1 - TELA DE TRABALHO INICIAL DO DIANÉ.....	89
FIGURA 5.2 - TELA DO DIANÉ COM A SE ANASTÁCIO SELECIONADA.....	90
FIGURA 5.3 - CADASTRO DO <i>MODELO</i> DE PÁRA-RAIOS	91

FIGURA 5.4 - CADASTRO DO CÓDIGO DE IDENTIFICAÇÃO DO PÁRA-RAIOS.....	91
FIGURA 5.5 - ÍCONES DE CADASTRO DOS ENSAIOS E VISALIZAÇÃO GRÁFICA DOS DADOS DE PÁRA-RAIOS	92
FIGURA 5.6 - CADASTRO DE ENSAIOS DE TERMOVISÃO	92
FIGURA 5.7 - TELA DE ACOMPANHAMENTO DO ESTADO DE PÁRA-RAIOS.....	93
FIGURA 5.8 - MODELO DE GRÁFICO A SER GERADO NA TELA DE GRÁFICOS.....	94
FIGURA 5.9 - MODELO DE GRÁFICO A SER GERADO PARA ANÁLISE DE UM DEFEITO	94

LISTA DE TABELAS

TABELA 4.1: FORMULÁRIO FMEA.....	63
TABELA 5.1: DETALHAMENTO DOS PEDIDOS DE SERVIÇO (PERÍODO DE 25 ANOS)	68
TABELA 5.2: DEFEITOS ANALISADOS A PARTIR DA AA	73
TABELA 5.3: DEFEITOS ANALISADOS A PARTIR DA MM.....	75
TABELA 5.4: RELACIONAMENTOS S/CP/F/FF/C/A	79
TABELA 5.5: RELACIONAMENTOS S/CP/F/D/M/C	84
TABELA 5.6: DEFEITO: PORCELANA TRINCADA OU QUEBRADA	95
TABELA 5.7: DEFEITO: PORCELANA TRINCADA OU QUEBRADA	95
TABELA 5.8: DEFEITO: DEGRADAÇÃO OU ROMPIMENTO DAS JUNTAS DE VEDAÇÃO.....	96
TABELA 5.9: DEFEITO: DEGRADAÇÃO OU ROMPIMENTO DAS JUNTAS DE VEDAÇÃO.....	96
TABELA 5.10: DEFEITO: DEGRADAÇÃO OU ROMPIMENTO DAS JUNTAS DE VEDAÇÃO.....	97
TABELA 5.11: DEFEITO: ELEVADA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO – $RA \leq RA_{\max}$	97
TABELA 5.12: DEFEITO: ELEVADA RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO – $RA \leq RA_{\max}$	98
TABELA 5.13: DEFEITO: TEMPERATURA ANORMAL.....	98
TABELA 5.14: DEFEITO: TEMPERATURA ANORMAL.....	99
TABELA 5.15: DEFEITO: CORRENTE DE FUGA ANORMAL.....	99
TABELA 5.16: DEFEITO: CORRENTE DE FUGA ANORMAL.....	100

1- INTRODUÇÃO

1.1 – O PROBLEMA DAS SOBRETENSÕES EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Os fenômenos transitórios envolvendo variações súbitas de tensão e corrente provocadas seja por descargas atmosféricas, faltas no sistema ou operação de disjuntores e seccionadores são comumente encontrados nos sistemas elétricos.

KHALIFA (1990) classifica as sobretensões como sendo de dois tipos: sobretensões externas e internas. As sobretensões externas são geradas pelos distúrbios atmosféricos, onde as descargas atmosféricas são as mais comuns e mais severas para os sistemas e equipamentos. As sobretensões internas são as geradas pelas mudanças nas condições de operação da rede e podem ser divididas em sobretensões de manobra e sobretensões temporárias.

PEREIRA (1985) comenta em seu trabalho as diferenças entre as sobretensões de origem atmosférica (interna) e externa: as sobretensões de origem atmosférica resultam da incidência de uma descarga atmosférica nos condutores ou nos cabos guarda das linhas de transmissão e podem alcançar os equipamentos de uma subestação, dependendo de uma série de fatores. Um aspecto importante destas sobretensões é sua duração (da ordem de microssegundos), a qual associada à velocidade de propagação, faz com que sobretensões de magnitudes diversas apareçam nos diferentes pontos de uma subestação. A sobretensão máxima incidente na subestação é limitada pelo isolamento da linha de transmissão, uma vez que uma sobretensão de amplitude superior a essa provocaria a ruptura do isolamento. Todos os equipamentos necessitam de uma proteção eficiente contra as sobretensões de origem atmosférica, independentemente da classe de tensão do sistema elétrico. Considerando que os sistemas elétricos de tensões mais altas são projetados com níveis de isolamentos mais altos, é de se esperar que os sistemas de tensões mais baixas apresentem maiores problemas relacionados com danificação de equipamentos devido a descargas atmosféricas. Por sua vez, as sobretensões de origem interna, também conhecidas como sobretensões de manobra, resultam de alguma alteração na condição operativa do sistema. Esta alteração pode envolver a abertura ou fechamento de alguma chave (seccionador ou disjuntor), ou então uma ocorrência no sistema (curto-circuito, rejeição de carga, etc...). Estas sobretensões têm a sua importância acentuada à medida que a tensão do sistema se eleva. Comparadas com as sobretensões atmosféricas, as de manobra têm uma duração maior (centenas de

microssegundos). Devido a sua longa duração, a magnitude de uma sobretensão de manobra é a mesma em todos os pontos de uma subestação.

Portanto, devido a necessidade da instalação de dispositivos de proteção contra sobretensões com o intuito de impedir a danificação de outros equipamentos, os pára-raios demonstram ser os equipamentos mais adequados para esta finalidade conforme ilustrado na Figura 1.1.

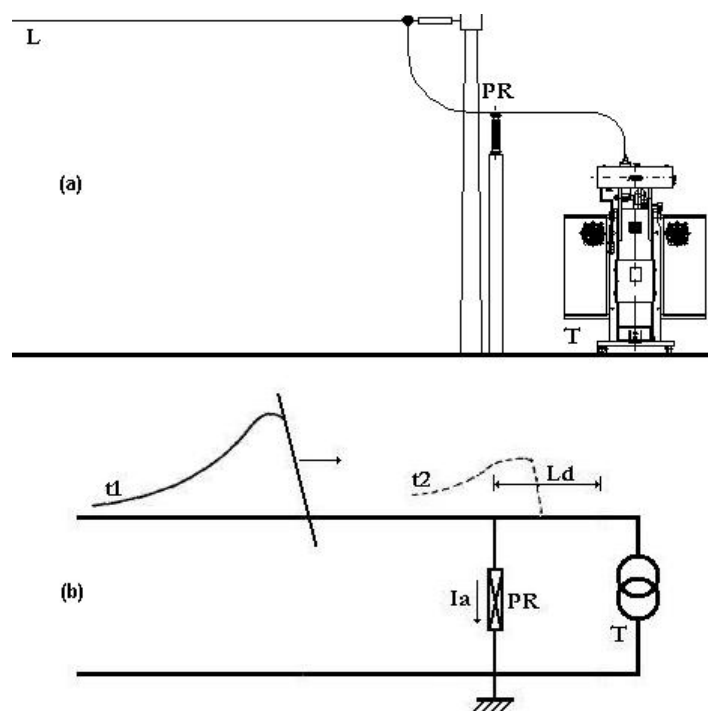


Figura 1.1 – Proteção de um Transformador: (a) Representação Simbólica, (b) Diagrama Elétrico Adaptado de (PEREIRA, 1985)

Em relação a Figura 1.1, PEREIRA (1985) descreve que quando uma onda t_1 incide em direção a um transformador 'T' através da linha L, o pára-raios absorve uma onda de corrente I_a fazendo com que a tensão terminal no transformador seja apenas a onda t_2 . No caso de uma sobretensão atmosférica, a amplitude de t_2 não danificará o isolamento do transformador se a distância L_d for suficientemente pequena. A distância adequada entre o pára-raios e o transformador é convenientemente verificada através de simulações em programas digitais de transitórios eletromagnéticos.

A função básica dos dispositivos de proteção contra sobretensões é a de reduzir a amplitude das sobretensões de frentes lenta e rápida nos terminais dos equipamentos ou dos sistemas protegidos a níveis pré-estabelecidos e operacionalmente aceitáveis, de modo que após a ocorrência destas solicitações a isolação dos equipamentos ou dos sistemas não fique comprometida.

A classificação para as sobretensões, definida pela norma NBR 6939 (ABNT, 1999) de acordo com a forma da sobretensão, sua duração e seu efeito sobre a isolação ou sobre o dispositivo de proteção é feita da seguinte forma:

- Sobretensão temporária – caracterizada por uma sobretensão de frequência fundamental de duração relativamente longa. Podem originar-se de faltas, operações de chaveamento (como por exemplo rejeição de carga), condições de ressonância, não linearidades (ferroressonâncias) ou por uma combinação dessas.
- Sobretensão transitória – caracterizada por uma sobretensão de curta duração, de alguns milissegundos ou menos, oscilatória ou não oscilatória, usualmente fortemente amortecida. De acordo com a NBR 6939 (ABNT, 1999), as sobretensões transitórias apresentam as seguintes classificações:
 - a) Sobretensões de frente lenta: sobretensão transitória, usualmente unidirecional, com tempo até a crista tal que $20 \mu\text{s} < T_1 \leq 5000 \mu\text{s}$, e tempo até o meio valor (na cauda) $T_2 \leq 20 \text{ ms}$. Podem originar-se de faltas, operações de chaveamento ou descargas atmosféricas diretas nos condutores de linhas aéreas.
 - b) Sobretensões de frente rápida: sobretensão transitória, usualmente unidirecional, com tempo até a crista tal que $0,1 \mu\text{s} < T_1 \leq 20 \mu\text{s}$, e tempo até o meio valor (na cauda) $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$. Podem originar-se de operações de chaveamento, descargas atmosféricas ou faltas.
 - c) Sobretensões de frente muito rápida: sobretensão transitória, usualmente unidirecional, com tempo até a crista tal que $T_1 \leq 0,1 \text{ ns}$, duração total $T_t \leq 3 \text{ ms}$, e com oscilações superimpostas de frequências $30 \text{ kHz} < f < 100 \text{ MHz}$. Podem originar-se de faltas ou operações de chaveamento em subestações isoladas a gás (GIS).
- Sobretensão combinada (temporária, frente lenta, frente rápida e frente muito rápida) - consiste de duas componentes de tensão simultaneamente aplicadas entre cada um dos terminais de fase de uma isolação fase-fase (ou longitudinal) e a terra. É classificada pela componente de maior valor de crista. Podem ter qualquer uma das origens mencionadas acima. Ocorrem entre as fases de um sistema (fase-fase) ou na mesma fase entre partes separadas de um sistema (longitudinal).

Detalhes sobre as classes e formas das solicitações de tensão, definidas pela NBR 6939 (ABNT, 1999) são apresentados na Figura 1.2.

Classe	Baixa frequência		Transitório		
	Contínua	Temporária	Frente lenta	Frente rápida	Frente muito rápida
Forma da tensão					
Faixas de formas de tensão	$f = 50 \text{ Hz ou } 60 \text{ Hz}$ $T_t \geq 3600 \text{ s}$	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $3600 \text{ s} \geq T_t \geq 0,03 \text{ s}$	$5000 \mu\text{s} \geq T_{cr} > 20 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 20 \text{ ms}$	$20 \mu\text{s} \geq T_1 > 0,1 \mu\text{s}$ $T_2 \leq 300 \mu\text{s}$	$100 \text{ ns} \geq T_f > 3 \text{ ns}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $T_t \leq 3 \text{ ms}$
Forma normalizada da tensão	$f = 50 \text{ Hz ou } 60 \text{ Hz}$ T_t^*	$48 \text{ Hz} \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_t = 60 \text{ s}$	$T_{cr} = 250 \mu\text{s}$ $T_2 = 2500 \mu\text{s}$	$T_1 = 1,2 \mu\text{s}$ $T_2 = 50 \mu\text{s}$	*
Ensaio normalizado de tensão suportável	*	Ensaio de frequência fundamental de curta duração	Ensaio de impulso de manobra	Ensaio de impulso atmosférico	*

*) A ser especificado pela norma do respectivo equipamento.

Figura 1.2 – Representação das Classes e Formas das Solicitações de Tensão.

Os estudos das sobretensões nos sistemas elétricos têm adquirido uma maior importância nos últimos anos, à medida que se tem elevado os níveis de tensão dos sistemas e devido à necessidade de sistemas cada vez mais confiáveis e econômicos.

Os pára-raios, quando corretamente selecionados e aplicados, possibilitam uma redução nos custos dos demais equipamentos, uma vez que a isolação dos equipamentos constitui uma parcela significativa no custo final de um equipamento, especialmente aqueles aplicados em sistemas com tensão igual ou superior a 138 kV. Enfim, são equipamentos responsáveis por funções de grande importância nos sistemas elétricos de potência, contribuindo decisivamente para a sua confiabilidade, economia e continuidade de operação.

1.2 – REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste item, o trabalho descrito nesta dissertação é situado através de uma revisão bibliográfica sobre trabalhos mais relevantes na área. Serão apresentadas considerações acerca das técnicas de monitoramento e diagnósticos de pára-raios. Serão mostrados também trabalhos relevantes que realizam comparações entre essas técnicas e apresentam novos desenvolvimentos de diagnósticos de pára-raios. Posteriormente será introduzida uma revisão sobre a metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade.

Até meados dos anos 80, os pára-raios, em sua grande maioria, não possuíam qualquer tipo de supervisão, incluindo os pára-raios de óxido de zinco que surgiram no final da década de 60. Com o passar do tempo, devido à percepção de sua importância no sistema, pôde-se ver um crescente interesse em prever seu tempo de vida útil ainda em funcionamento para

assim antecipar-se a uma provável falha do mesmo, evitando-se conseqüentemente danos ao sistema.

SHIRAKAWA et al. (1988) descreveram em seu trabalho um detector portátil de corrente de fuga resistiva para manutenção preventiva de pára-raios. Os autores desenvolveram um instrumento que detecta corrente de fuga sem necessidade de desconexão do pára-raios, sendo este fato um grande benefício para as concessionárias na prevenção de falhas em pára-raios.

Como a corrente de fuga resistiva, causada principalmente pela deterioração do pára-raios de ZnO, leva a um aumento da componente da 3ª harmônica da corrente, mede-se esta componente, para através disso estabelecer a técnica de avaliação e manutenção do pára-raios. Este detector portátil desenvolvido por SHIRAKAWA et al. (1988) é adequado para sistemas com baixa distorção de tensão de 3ª harmônica (1% ou menos).

Seguindo o mesmo caminho, o trabalho de LUNDQUIST et al. (1990) é um dos pioneiros na medição de corrente de fuga de pára-raios de óxido metálico. Neste trabalho, vários métodos para determinação da condição de pára-raios de ZnO por meios da medida da corrente de fuga dos pára-raios são discutidos. Um novo método, que é baseado na análise da 3ª harmônica da corrente de fuga, é apresentado. A principal vantagem do novo método é a baixa sensibilidade às harmônicas de tensão do sistema. A presença de harmônicas na tensão tem apresentado um grande problema no método de SHIRAKAWA et al. (1988), já que elas podem interferir com as harmônicas geradas pela resistência não-linear do pára-raios. O efeito favorável do novo método é alcançado pela introdução de uma ponta de prova que permite uma compensação das harmônicas de corrente pelas harmônicas na tensão.

Trabalhos subseqüentes apresentam os mais recentes desenvolvimentos da tecnologia e testes de pára-raios, como por exemplo, o de DE NIGRIS et al. (1998). Neste trabalho em especial, os autores analisam os novos desenvolvimentos, discutindo a substituição da convencional isolação de porcelana por isolação polimérica, permitindo melhora das características mecânicas e do comportamento de modo de falha. Além disso, especiais aplicações para pára-raios, como proteção de subestações isoladas a gás e prevenção de faltas por descargas atmosféricas em linhas de transmissão, são colocadas em consideração. Enfim, o trabalho analisa os aspectos mais relevantes para os testes de pára-raios, baseado nas mais recentes experiências desenvolvidas no CESI (*Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano*). Particular atenção é focada nas técnicas de teste de curto-circuito para localizar o modo de

falha e nos procedimentos de teste de envelhecimento para investigar o desempenho de pára-raios em longo prazo.

Por sua vez, KLEIN et al. (1999) propõem um sistema de monitoramento de pára-raios de óxido metálico que mede a corrente de fuga total através de sensores e sem desconexão do pára-raios. O sistema armazena todos os valores de corrente, temperatura, entre outros parâmetros num computador, que pode estar distante do equipamento e conectado através de fibra ótica. O banco de dados do sistema permite detectar mudanças graduais das condições do pára-raios. Conseqüentemente, o aumento das perdas e o risco de instabilidade térmica podem ser detectados pela observação contínua da corrente de fuga.

O trabalho de SCHEI (2000) apresenta resumidamente várias técnicas de diagnóstico de pára-raios, desde as primeiras a serem utilizadas até a técnica baseado na medida *on-line* da corrente de fuga de pára-raios de óxido metálico. O autor cita como métodos de diagnósticos de pára-raios os indicadores de falta, os desconectores, os contadores de descargas, o monitoramento dos centelhadores (também conhecidos como *gaps*), as medidas de temperatura do corpo do pára-raios e por fim a medida da corrente de fuga de pára-raios de óxido metálico, sendo estes dois últimos os mais utilizados atualmente.

O acompanhamento da temperatura de um pára-raios é um dos métodos mais importantes e usados atualmente. Em seu trabalho SCHEI (2000) cita que a medida remota da temperatura de pára-raios pode ser realizada através de métodos que se utilizam da imagem termal. As medidas são somente um indicativo com respeito à condição do pára-raios. Todavia, medidas comparativas feitas nas adjacências do pára-raios ou em outras unidades próximas podem em casos extremos indicar aquecimento excessivo.

Qualquer deterioração das propriedades de isolamento de um pára-raios pode causar um aumento da corrente de fuga resistiva para dados valores de tensão e temperatura. Daí a medição da corrente de fuga de pára-raios de óxido metálico ser fundamental no diagnóstico de pára-raios (SCHEI, 2000).

Enfim, HEINRICH et al. (2001) fazem em seu trabalho uma comparação entre os mais recentes procedimentos de diagnósticos de pára-raios de óxido metálico desenvolvidos. O trabalho comenta sobre vários métodos, dando destaque para a medição da temperatura, considerada pelo autor “o mais universal parâmetro de monitoramento”.

Já que os mais novos sistemas de medição de temperatura disponíveis atualmente permitem uma medição *on-line* da temperatura do pára-raios, o acompanhamento de

temperatura tem o potencial de se tornar no futuro um método base para de monitoramento de pára-raios.

Além dos dispositivos de monitoramento, a introdução nas últimas décadas de ferramentas de análise de riscos e avaliação da confiabilidade de equipamentos existentes no sistema elétrico representa uma poderosa ferramenta na busca de operações cada vez mais seguras e confiáveis. Tais ferramentas tornaram-se também um importante meio para que o pessoal de projeto, operação e manutenção adquiram um conhecimento mais profundo acerca do próprio funcionamento do equipamento, suas limitações, os riscos envolvidos em sua operação e manutenção e principalmente no mapeamento das conseqüências de falhas no mesmo. Com estes dados é possível estabelecer atividades preventivas e cuidados necessários à manutenção da melhor condição de operação do sistema. A Manutenção Centrada na Confiabilidade - MCC (do inglês *Reliability Centered Maintenance - RCM*) é, entre diversas técnicas, uma metodologia interessante no atendimento a essas necessidades de avaliação de riscos e que tem se mostrado, em sua aplicação prática em diversas áreas industriais, em especial nas indústrias nucleares, produtoras e distribuidoras de energia elétrica e petroquímica, um instrumento eficaz.

A MCC muda radicalmente o foco dado à manutenção tradicional, pois passa a considerar a preservação das funções dos equipamentos e não a preservação dos equipamentos em si, foco tradicional da manutenção. MOUBRAY (1997) é a referência mais conhecida mundialmente quando se fala em Manutenção Centrada na Confiabilidade.

1.3 – PROPOSTA DESTA DISSERTAÇÃO E ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho de mestrado consiste basicamente na aplicação da metodologia da Manutenção Centrada na Confiabilidade em pára-raios de alta tensão.

De forma geral, este estudo tem como objetivo auxiliar as empresas concessionárias de energia elétrica na avaliação do estado do pára-raios. O resultado da metodologia aqui implementada poderá ser utilizada na previsão do fim da vida útil do equipamento, assim como fornecer ações que previnam as falhas que não só acarretam a perda do equipamento, mas que também possam causar severos distúrbios no sistema, bem como a danificação de outros equipamentos adjacentes e acidentes pessoais. Conseqüentemente, através dessas ações de manutenção preditiva, espera-se um aumento do tempo de funcionamento, da segurança e da confiabilidade dos pára-raios em serviço.

O texto desta dissertação está dividido em 7 capítulos. O capítulo 2 apresenta as características gerais de pára-raios. Apresenta o pára-raios ideal, a evolução dos dispositivos contra sobretensões, o seu funcionamento, especificações e tipos de ensaios existentes.

O capítulo 3 aborda os métodos de diagnósticos e manutenção de pára-raios em uso atualmente, relatando as causas e conseqüências de falhas mais comuns que os levam a serem usados.

O capítulo 4 caracteriza-se pela apresentação da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade. Inicialmente são apresentadas as características da manutenção em si, desde sua origem, evolução histórica e métodos existentes. Posteriormente é dado ênfase à MCC através de seus objetivos e definições mais importantes.

Por sua vez, o capítulo 5 traz a aplicação da metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade em pára-raios de alta tensão como ferramenta de apoio à tomada de decisão de um Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de subestação de transmissão de energia (DianE) que está sendo desenvolvido pelo Cepel, patrocinado pela Eletrobrás e empresas do Grupo (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas). É apresentada a metodologia, os resultados das pesquisas em campo e identificação dos subsistemas, componentes de cada subsistema, funções, falhas funcionais entre outras características dos pára-raios. O capítulo 5 traz também a descrição de possíveis métodos de análise que podem ser realizados pelo DianE assim como demonstrações dos resultados de suas aplicações.

Finalmente, o capítulo 6 apresenta as conclusões pertinentes obtidas no decorrer deste trabalho de dissertação, dando atenção especial aos objetivos propostos, às metas alcançadas e aos resultados obtidos pela ferramenta desenvolvida assim como dar sugestões para novos trabalhos.

O capítulo 7 finaliza este trabalho apresentando a bibliografia utilizada na pesquisa de informações e dados que contribuíram para o enriquecimento do conteúdo do mesmo.

1.4 – CONCLUSÕES

Neste capítulo foram introduzidos as definições e os problemas decorrentes das sobretensões em sistemas de potência, como também a importância da presença de equipamentos de proteção do sistema elétrico, em especial, os pára-raios.

Também foi apresentada uma revisão bibliográfica que incluiu citações e resumos de trabalhos referentes ao tema principal. Baseados nestes trabalhos existentes sobre diagnóstico

de pára-raios e Manutenção Centrada em Confiabilidade é que foi realizada a proposta e a estrutura desta dissertação, objetivando atingir as metas traçadas com resultados satisfatórios.

2- O PÁRA-RAIOS

2.1 – INTRODUÇÃO

Este capítulo busca fornecer informações sobre os pára-raios, apresentando inicialmente o pára-raios ideal. A evolução destes equipamentos, desde o centelhador com dielétrico de ar até ao mais moderno pára-raios de ZnO sem centelhadores é mostrado. Alguns aspectos construtivos são descritos e também ilustram este capítulo. As etapas do funcionamento de um pára-raios também são expostas juntamente com as especificações para a seleção correta de um pára-raios. Por fim, os diferentes tipos de ensaios existentes são apresentados e algumas conclusões finalizam o presente capítulo.

2.2 – O PÁRA-RAIOS IDEAL

É possível definir um pára-raios ideal como sendo um dispositivo de proteção contra sobretensões que possua as seguintes características (MARDIRA et al., 2000):

- Apresentar uma impedância infinita entre os seus terminais nas condições de regime permanente do sistema, ou seja, comportar-se como um circuito aberto até a ocorrência de uma sobretensão no sistema (KLEIN et al., 1999);
- Ter a capacidade instantânea de entrar em condução quando da ocorrência de uma sobretensão com valor prospectivo próximo ao da tensão nominal do sistema, mantendo esse nível de tensão de início de condução durante toda a ocorrência da sobretensão;
- Parar de conduzir, ou seja, retornar à condição de circuito aberto assim que a tensão do sistema retornar ao seu estado inicial e com sua característica “tensão x corrente” original restaurada.

Tal operação não deve causar nenhum distúrbio ou degradação ao sistema ou ao próprio dispositivo de proteção.

A Figura 2.1 apresenta a característica “tensão x corrente” de um pára-raios ideal (PEREIRA, 1985).

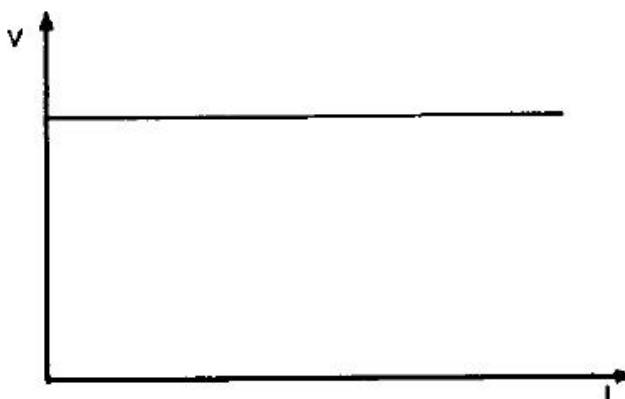


Figura 2.1 - Característica “V x I” de um Pára-Raios Ideal.

No entanto, os pára-raios atualmente disponíveis não têm a capacidade de atender plenamente a nenhum dos requisitos de um pára-raios ideal. A tecnologia mais aprimorada e próxima de um pára-raios ideal é representada pelo pára-raios de Óxido de Zinco (ZnO) sem centelhadores, os quais representam o que há de mais moderno depois de desenvolvimentos e aperfeiçoamentos sucessivos e que teve início nos centelhadores a ar, ainda hoje utilizados em algumas aplicações específicas.

2.3 - EVOLUÇÃO DOS DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO CONTRA SOBRETENSÃO

2.3.1 - CENTELHADORES COM DIELÉTRICO DE AR

O primeiro dispositivo utilizado na proteção contra sobretensões foi um simples centelhador, denominado de centelhador tipo “chifre”, instalado entre a fase e a terra nas terminações de linha e equipamentos importantes, e que utilizava como meio dielétrico o próprio ar.

Esse dispositivo, entretanto, apresenta alguns pontos negativos à sua utilização, sendo as suas principais desvantagens :

- A forte influência das condições atmosféricas em suas características disruptivas;
- A incapacidade de extinguir, na maioria das aplicações, o arco elétrico de baixa impedância formado quando da sua disrupção, ocasionando a passagem da corrente de curto-circuito do sistema, corrente essa que será mantida até que a proteção contra sobrecorrentes atue e a falta seja eliminada pelo sistema de proteção;

- Durante a operação do centelhador, há um corte brusco da tensão disruptiva (elevado efeito dv/dt), que ocasiona uma solitação muito severa na isolação entre espiras dos enrolamentos de transformadores e reatores;
- A elevada corrente de arco produz uma rápida erosão dos eletrodos dos centelhadores, ocasionando uma variação progressiva nos seus níveis de proteção.

Detalhes construtivos dos centelhadores com dielétrico de ar, aplicados em redes de distribuição, são apresentados na Figura 2.2.

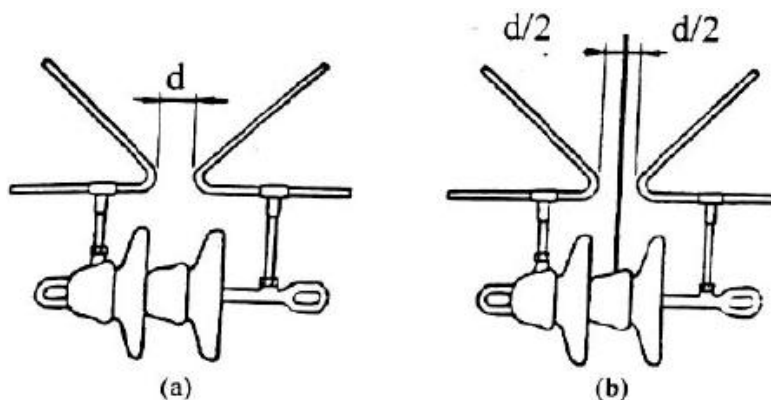


Figura 2.2 – Detalhes Construtivos dos Centelhadores Tipo “chifre”

Outro fator crítico para os primeiros projetos de centelhadores, apresentado na Figura 2.2a é a disrupção acidental provocada pela “queda” de pássaros, provocando um curto-circuito no sistema seguido pelo seu desligamento.

Mais tarde, foi desenvolvido um novo projeto de centelhador onde uma haste metálica foi instalada no ponto central do centelhador, Figura 2.2b. A distância ($d/2$) entre a haste central e a extremidade do centelhador deve ser dimensionada de maneira a garantir a suportabilidade dielétrica à frequência fundamental. Desta forma, a “queda” acidental de pássaros não provoca a disrupção do centelhador evitando a ocorrência de curto-circuito. Devido a sua simplicidade e ao baixo custo, este tipo de centelhador ainda hoje é utilizado em aplicações menos críticas, tais como em redes de distribuição rurais longas.

RESENDE et al. (2004) relatam em seu trabalho, que a partir de diversas análises de desempenho, na década de 90, a COPEL passou a utilizar os centelhadores em substituição aos pára-raios nas entradas das linhas de transmissão em subestações de alta tensão. Ainda segundo os autores, “o sucesso desta prática (uso de centelhadores), que ao longo dos anos se mostrou tecnicamente viável e economicamente vantajosa. consolidou-se na COPEL” que

passou a usá-los como prática padrão em suas novas subestações de 230 kV a partir do ano 2000.

2.3.2 - PÁRA-RAIOS TIPO EXPULSÃO

Devido aos problemas encontrados com o uso de centelhadores a ar, surgiram, por volta de 1920, os primeiros pára-raios do tipo expulsão. Estes eram constituídos basicamente por dois centelhadores montados em um tubo isolante e conectados em série. Uma vez que os dois centelhadores possuíam diferentes espaçamentos e eram constituídos por diferentes materiais dielétricos, não existia uma distribuição uniforme de tensão entre esses e o início da disrupção era sempre determinado pelo centelhador montado na parte superior do pára-raios. Com a disrupção do centelhador superior, toda a tensão passava a ser aplicada sobre o centelhador inferior, que iniciava o processo de formação do arco no seu dielétrico, constituído por um material fibroso com a propriedade básica de gerar gases que provocavam a deionização do arco, provocando a interrupção da corrente de frequência fundamental de forma natural quando da passagem da corrente pelo zero.

O princípio de funcionamento do pára-raios de expulsão é o mesmo atualmente adotado para os elos fusíveis de expulsão e chaves corta-circuito. A sua principal desvantagem era a pequena vida útil, limitada à durabilidade do material utilizado para a deionização do arco elétrico.

2.3.3 - PÁRA-RAIOS DE CARBONETO DE SILÍCIO (SiC)

Os pára-raios do tipo expulsão tiveram uma vida muito curta, sendo substituídos pelos pára-raios tipo “válvula”, os quais foram desenvolvidos em paralelo com os pára-raios tipo expulsão e acabaram por substituí-los totalmente. Estes pára-raios eram formados basicamente por centelhadores montados em série com resistores não-lineares (denominados nas normas ANSI como elementos válvula). Vários tipos de materiais foram originariamente empregados para a confecção dos resistores não-lineares, tais como Hidróxido de Alumínio, Óxido de Ferro e Sulfeto de Chumbo.

Posteriormente, foram desenvolvidos resistores não-lineares de Carboneto de Silício (SiC) formados a partir dos cristais de Carboneto de Silício. Estes pára-raios, ainda hoje utilizados nos sistemas elétricos, apresentam um conjunto de centelhadores montados em série com os elementos de resistores não-lineares de SiC.

Neste tipo de pára-raios os centelhadores apresentam duas funções: (a) "isolar" o pára-raios do sistema sob condições de regime permanente, uma vez que sem a presença dos centelhadores, os elementos de SiC apresentariam, sob condições normais de operação, uma elevada amplitude de corrente de frequência fundamental que provocaria perdas apreciáveis e um aquecimento excessivo nos resistores não-lineares de SiC, que ocasionaria a sua falha em poucos ciclos; (b) auxiliar na extinção da corrente subsequente que flui através dos elementos não-lineares, quando da proximidade do zero ou da sua passagem pelo zero, dependendo do projeto construtivo do centelhador.

Projetos mais modernos, aplicados ao pára-raios classe distribuição (as classes dos pára-raios são definidas no item 2.6.2 deste capítulo) utilizavam centelhadores parcialmente ativos, formados por resistores equalizadores, utilizados para minimizar o efeito de distribuição não uniforme de tensão ao longo dos centelhadores, especialmente em condições de ambientes poluídos. Projetos de centelhadores mais complexos foram aplicados a pára-raios classe estação. Apesar das melhorias sucessivas, a presença dos centelhadores na montagem dos pára-raios tornou-se indesejável, principalmente devido aos seguintes fatores (PEREIRA, 1985):

- A montagem dos centelhadores se dá, via de regra, de forma “artesanal” propiciando erros de montagem, detectados somente quando da inspeção através de ensaios de rotina;
- Dispersões significativas nos valores das tensões disruptivas de frequência fundamentais e impulsivas;
- A interrupção dos centelhadores representa um transitório na tensão, transitório esse que ao atingir os enrolamentos dos equipamentos protegidos pode causar uma solicitação entre espiras muito severa;
- A dispersão dos centelhadores dificulta a aplicação de pára-raios em paralelo, fundamental na proteção de grandes bancos de capacitores série, de estações HVDC (*High Voltage Direct Current*) e alguns sistemas de Extra Alta Tensão (345, 440 e 500 kV).

A impossibilidade de se obter melhorias tecnológicas substanciais nas propriedades não-lineares dos resistores a base de Carboneto de Silício, visando a redução ou a eliminação das correntes subsequentes, limitou a evolução tecnológica desse tipo de pára-raios.

Apesar das limitações tecnológicas, ainda existe uma quantidade significativa de pára-raios de SiC instalados nos sistemas elétricos, tanto nas redes de distribuição quanto nas

subestações. Ainda é possível se constatar em algumas poucas empresas concessionárias a opção pela aquisição de pára-raios de SiC.

2.3.4 - PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO (ZnO) COM CENTELHADORES

A tecnologia dos varistores de SiC perdurou sem concorrência até o final da década de 60, quando um novo tipo de dispositivo utilizado para a proteção contra sobretensões foi desenvolvido pela *Matsushita Electrical Company*.

Este dispositivo, formado por elementos cerâmicos a base de Óxido de Zinco (ZnO) e pequenas quantidades de outros óxidos metálicos adicionados ao ZnO, tem se tornado cada vez mais e mais importante nas instalações de alta tensão. A razão é que, quando comparado com o pára-raios de SiC, ele possui vantagens consideráveis, como por exemplo, significativa redução de tamanho, rápida resposta a impulsos de corrente, desempenho superior (MODRUSAN, 1983) e maior grau de confiabilidade (DE NIGRIS et al., 1998).

Apresentam um elevado grau de não linearidade na sua característica “tensão x corrente”, proporcionando aos elementos de ZnO baixos valores de corrente na região de operação, associados a uma boa estabilidade quando continuamente solicitados pela tensão normal de operação. Esse elevado grau de não linearidade pode ser observado na Figura 2.3, que apresenta a característica “tensão x corrente” dos elementos de ZnO. A curva do pára-raios de SiC também é indicada para comparação. Pode-se observar que os elementos de ZnO apresentam, contrariamente aos de SiC, uma dependência da temperatura para os baixos valores de corrente (MODRUSAN, 1983; SOARES et al., 2005).

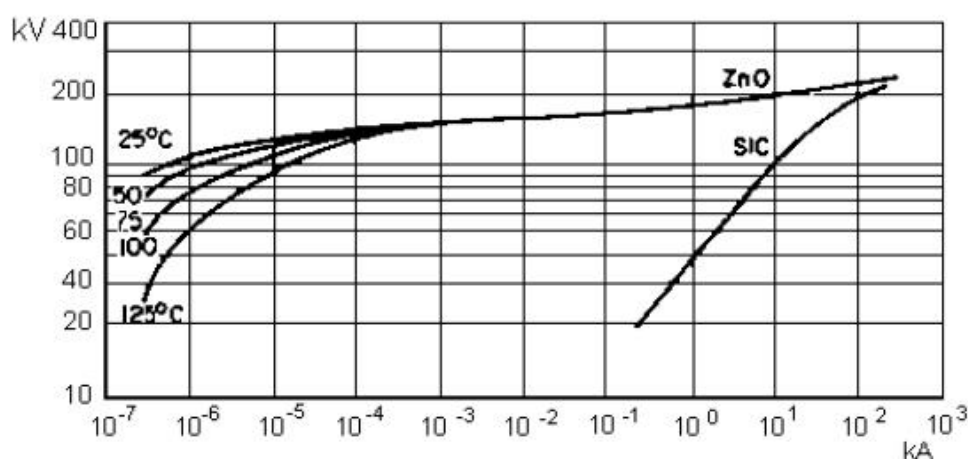


Figura 2.3 – Características “V x I” Transitórias dos Pára-raios – Adaptado de MODRUSAN (1983)

Esses elementos não-lineares a base de ZnO começaram a ser produzidos em escala industrial a partir de 1968, sendo inicialmente destinados à proteção de circuitos eletrônicos,

caracterizados por baixos valores de tensão e de energia. A partir desse desenvolvimento, diversas empresas sob a licença da *Matsushita* iniciaram estudos visando o desenvolvimento de resistores não-lineares de alta capacidade de absorção de energia que pudessem ser utilizados em sistemas elétricos de potência.

Os primeiros pára-raios de ZnO desenvolvidos para sistemas de potência foram apresentados ao mercado no final de década de 70 pela *Meidensha Electric Manufacturing Company*. Na década de 80 diversas empresas japonesas, européias e americanas, desenvolveram e produziram pára-raios de ZnO para aplicação em redes de distribuição, subestações e linhas de transmissão .

Um tipo construtivo de pára-raios utilizado principalmente na aplicação em redes de distribuição é o de Óxido de Zinco com centelhadores. Nesse projeto, os centelhadores são adicionados em série aos elementos não-lineares de ZnO e têm como função principal "isolar" o pára-raios do sistema sob condições de regime permanente, reduzindo a possibilidade de degradação dos elementos de ZnO, que são geralmente de características inferiores àqueles utilizados na montagem dos pára-raios sem centelhadores. Desta forma, os centelhadores utilizados nesse projeto podem ser de construção simplificada, quando comparados aos utilizados na montagem dos pára-raios de SiC.

Entre as vantagens desse tipo de pára-raios em relação aos pára-raios de SiC, pode-se citar a maior não-linearidade na característica "tensão x corrente" dos elementos não-lineares de ZnO, que reduz a amplitude da corrente subsequente à descarga a valores muito baixos, e menores valores de tensão residual (ver Figura 2.10).

2.3.5 - PÁRA-RAIOS DE ÓXIDO DE ZINCO (ZNO) SEM CENTELHADORES

A ausência dos centelhadores (elementos indispensáveis na montagem dos pára-raios de SiC) neste tipo de pára-raios deve-se a elevada não-linearidade na característica "tensão x corrente" dos elementos de ZnO, associadas a sua estabilidade térmica e a sua elevada capacidade de absorção de energia para sobretensões temporárias e transitórias.

A não utilização dos centelhadores torna os projetos de pára-raios de ZnO mais simplificados, além de oferecer muitas vantagens em suas características de proteção e de operação.

No entanto, pelo fato de não possuírem centelhadores os pára-raios de ZnO além de estarem permanentemente submetidos a tensão fase-terra de operação dos sistemas e a condições climáticas algumas vezes adversas, podem ser eventualmente solicitados por

sobretensões temporárias ou transitórias que impõem aos pára-raios uma quantidade de energia que deve ser dissipada para o meio externo, a fim de garantir a estabilidade térmica do pára-raios. Portanto, cuidados devem ser tomados quando da seleção do tipo e das características dos pára-raios, em função das reais necessidades dos sistemas.

Pára-raios de Óxido de Zinco (ZnO) sem centelhadores vêm sendo largamente utilizados na proteção dos sistemas elétricos. Em alguns países, como por exemplo o Japão, praticamente a totalidade dos pára-raios instalados em seu sistema elétrico são do tipo ZnO sem centelhadores. No Brasil, empresas concessionárias de energia e grandes consumidores industriais vêm adquirindo pára-raios de ZnO, seja na substituição dos pára-raios convencionais de SiC ou em novos projetos.

2.4 - DETALHES CONSTRUTIVOS DOS PÁRA-RAIOS

Existem atualmente duas filosofias de pára-raios de ZnO com relação ao tipo de invólucro: pára-raios com invólucros de porcelana e polimérico. Para ambas as filosofias, existem diferentes concepções de projeto de montagem, que são geralmente apresentados pelos fabricantes em seus catálogos técnicos.

2.4.1 - PÁRA-RAIOS DE ZNO COM INVÓLUCRO DE PORCELANA

Os primeiros pára-raios de ZnO com invólucros de porcelana desenvolvidos para sistemas de potência foram apresentados ao mercado no final de década de 70.

A Figura 2.4 apresenta detalhes construtivos de um pára-raios com invólucro de porcelana constituído por uma seção.

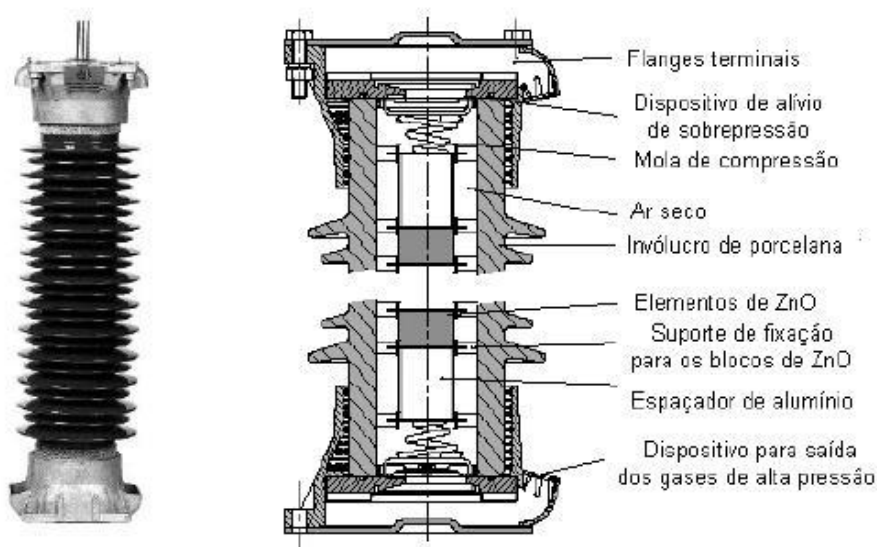


Figura 2.4 – Detalhes de Montagem de um Pára-raios de Porcelana (ABB, 2005)

De um modo geral, o processo de montagem dos pára-raios de porcelana deve ser tal que os elementos de ZnO se mantenham localizados preferencialmente de forma concêntrica dentro do invólucro de porcelana, com uma geometria definida para minimizar os efeitos de distribuição não uniforme de campo elétrico e de ionização interna, mesmo sob condições severas de poluição externa.

Mecanismos de alívio de sobrepressão devem ser incorporados dentro das flanges terminais. Este dispositivo tem por finalidade impedir que o pára-raios seja danificado de forma explosiva quando houver uma solitação superior àquela para a qual foi especificado, evitando a danificação de outros equipamentos e eliminando a possibilidade de risco para o pessoal que esteja situado nas suas proximidades na hora da ocorrência.

A finalidade principal do dispositivo de alívio de pressão está na transferência para o exterior dos gases quentes originados por uma excessiva solitação do pára-raios, impedindo a sua explosão. Devido ao alinhamento dos pontos de exaustão e alívio de pressão, é facilitada a formação de um arco externo, tal como indicado na Figura 2.5a. A Figura 2.5b mostra um dispositivo de alívio de pressão atuado.

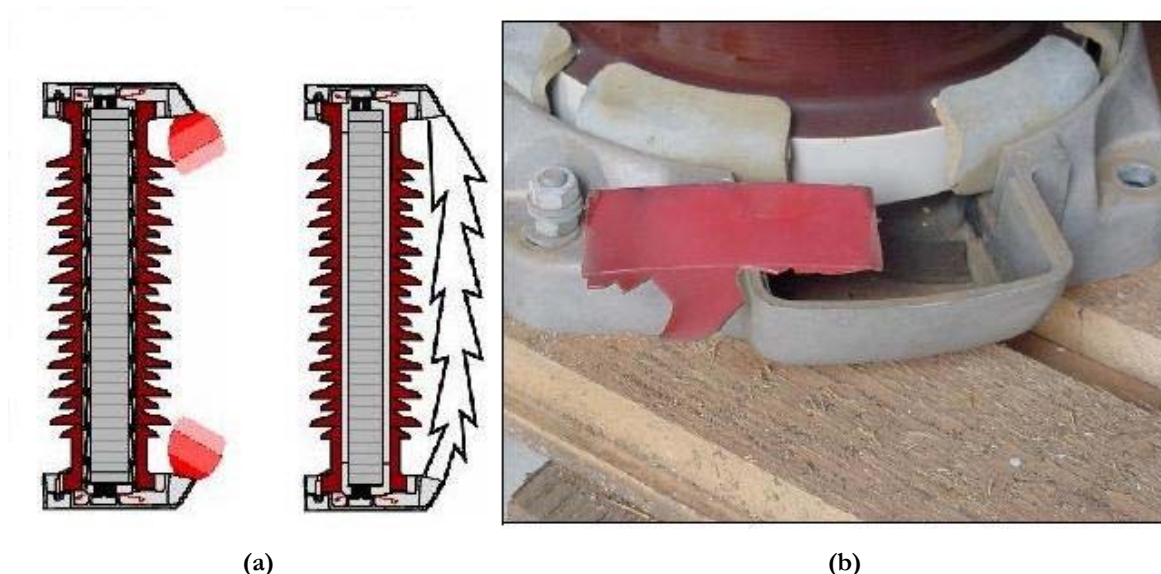


Figura 2.5 – (a) Operação do Dispositivo de Alívio de Pressão. (b) Atuação correta das válvulas de alívio (GONTIJO, 2003).

A Figura 2.6 mostra em detalhe o sistema de alívio de pressão sendo indicados: (1) duto de exaustão, (2) placa de vedação, (3) junta de vedação, (4) porcelana e (5) flange (PEREIRA, 1985).

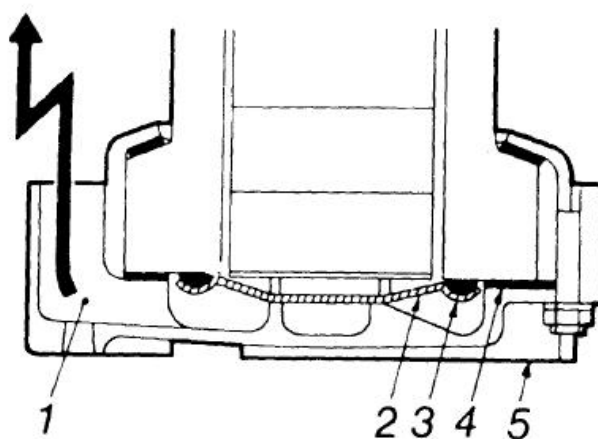


Figura 2.6 – Dispositivo de Alívio de Pressão (PEREIRA, 1985)

2.4.2 - PÁRA-RAIOS DE ZNO COM INVÓLUCRO POLIMÉRICO

Uma evolução tecnológica bastante significativa para os pára-raios de ZnO sem centelhadores surgiu em meados da década de 80 com o desenvolvimento de materiais poliméricos para aplicação em pára-raios de alta tensão. Permitiram melhorar as características mecânicas e o comportamento de modo de falha (DE NIGRIS et al., 1998).

Apesar das diferenças construtivas entre os diferentes fabricantes, existem atualmente duas concepções de projeto de pára-raios poliméricos: com e sem espaçamentos internos de ar.

A) PÁRA-RAIOS COM ESPAÇOS INTERNOS DE AR.

Os projetos são equivalentes aos projetos de pára-raios com invólucro de porcelana. O invólucro polimérico é moldado e posteriormente o conjunto de blocos de ZnO é inserido dentro do invólucro. De modo a garantir uma boa sustentação mecânica para o pára-raios, o invólucro é composto de um tubo de fibra de vidro de alta resistência mecânica sobre o qual o polímero é injetado. Este tipo de projeto apresenta um espaçamento interno de ar entre a parte interna do polímero e os blocos de ZnO, sendo necessária a utilização de dispositivos de alívio de sobrepressão. A Figura 2.7 ilustra os detalhes construtivos de um pára-raios com invólucro polimérico apresentando espaços internos de ar.

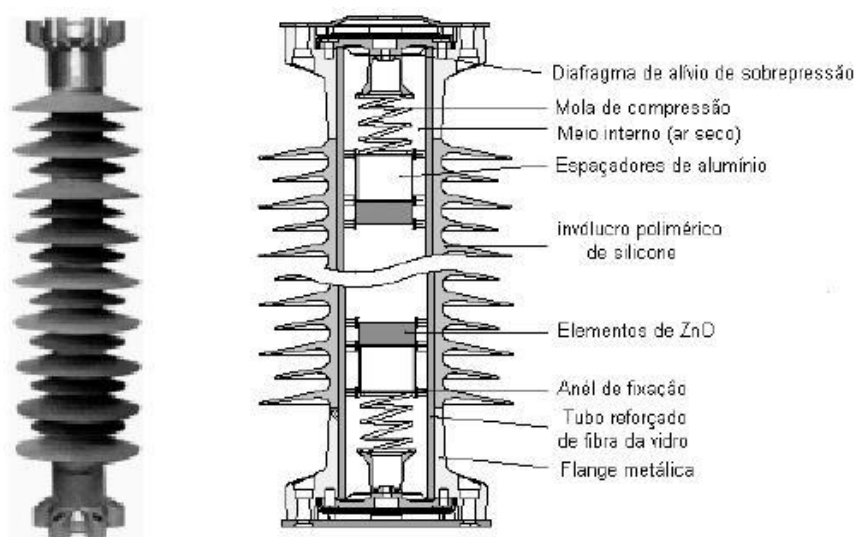


Figura 2.7 – Pára-raios Poliméricos Com Espaços Internos de Ar (ABB, 2005)

B) PÁRA-RAIOS SEM ESPAÇOS INTERNOS DE AR.

Na maioria dos projetos sem espaços internos de ar, os elementos de ZnO são envoltos em um tubo de fibra de vidro impregnado em resina epóxi. O invólucro polimérico é geralmente aplicado sobre o tubo pelo processo de injeção da borracha ou de moldagem. Detalhes construtivos de um projeto de pára-raios sem espaços internos de ar utilizando as características construtivas informadas acima são apresentados na Figura 2.8.

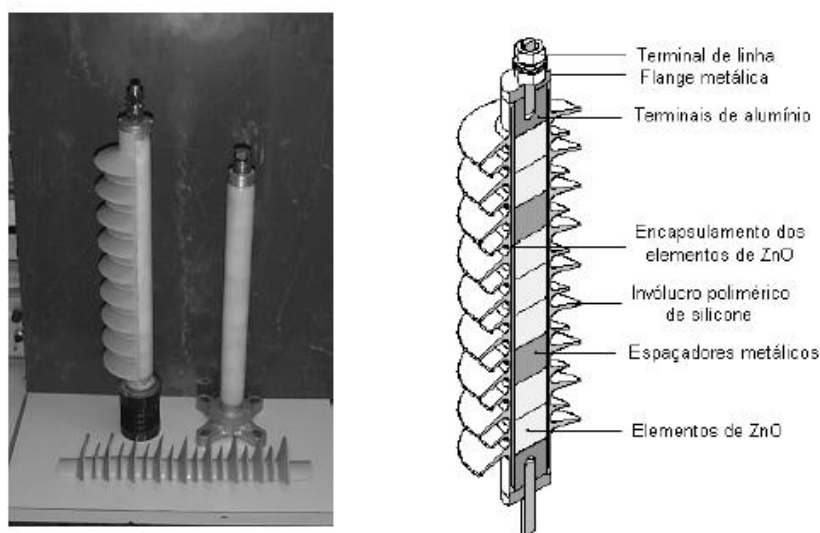


Figura 2.8 – Pára-raios Poliméricos Sem Espaços Internos de Ar (ABB, 2005)

Os pára-raios poliméricos podem ser eletricamente compostos por uma única seção ou ser do tipo multi-seções, montados em uma única coluna de elementos de ZnO ou ser do tipo multi-colunas, formados por colunas de elementos de ZnO dispostas em paralelo.

Alguns fabricantes vêm optando pela montagem de pára-raios multi-colunas para aplicação em sistemas que requerem uma maior capacidade de absorção de energia. Neste caso, os pára-raios com arranjo série-paralelo são compostos por dois ou mais conjuntos de elementos de ZnO em paralelo, os quais podem estar dentro de um mesmo invólucro ou em invólucros separados. Para ambas as construções, cuidados especiais devem ser tomados nos procedimentos de fabricação e de montagem desse tipo de pára-raios, de modo a se prever uma repartição de corrente a mais uniforme possível através dos conjuntos em paralelo.

Desta forma, é fundamental que seja verificada a dispersão entre as colunas em todas as unidades de pára-raios série-paralelo. Esta verificação pode ser realizada através do ensaio de repartição de corrente, que consiste em determinar a relação entre a corrente total aplicada nos pára-raios e a maior corrente obtida em uma das colunas.

De uma maneira em geral, pára-raios com construção série-paralelo apresentam, para uma mesma classe de descarga de linhas de transmissão, uma capacidade de absorção de energia igual ou superior aos pára-raios de uma única coluna.

A Figura 2.9 apresenta detalhes de montagem de pára-raios com tensão nominal de 120 kV, compostos por duas e três colunas.



Figura 2.9 - Arranjos de Montagem de Pára-raios Com Duas ou Mais Colunas

Em geral, os fabricantes de pára-raios com invólucro polimérico garantem várias vantagens em comparação aos pára-raios com invólucro de porcelana (DE NIGRIS et al., 1998):

- Melhor comportamento mecânico e um maior nível de segurança em caso de falha;

- Maior facilidade de transporte, armazenamento, manuseio e instalação, proporcionando uma redução significativa de custos;
- Superior desempenho sob contaminação, aliado com a baixa hidroscoopia dos materiais poliméricos e com a possibilidade de se obter eficientes projetos de perfis.

E tornando a sua utilização mais atrativa, os pára-raios com invólucro polimérico apresentam:

- Redução das perdas de energia proveniente da menor corrente de fuga nos invólucros poliméricos, quando comparado aos de porcelana;
- A maior distância de escoamento do invólucro polimérico, para um mesmo comprimento, o que permite a montagem de pára-raios com invólucros menores, facilitando a montagem. Em pára-raios classe estação aplicados em subestações, esta redução pode ser de 40% ou mais;
- Menor peso em relação aos pára-raios com invólucro de porcelana (tipicamente menos de 50% do peso no caso de pára-raios sem espaçamentos internos de ar para aplicação em subestações), acarretando em menores esforços mecânicos sobre as estruturas e permitindo uma maior versatilidade na montagem dos arranjos;
- Não necessitam, geralmente, de dispositivos de alívio de sobrepressão (pára-raios sem espaçamentos internos de ar para aplicação em subestações), tornando os projetos dos pára-raios mais simples e baratos;
- Não apresentam problemas de trincas ou lascas nas saias, ocasionadas por transporte, mau manuseio durante a instalação ou mesmo vandalismo, as quais poderiam vir a comprometer a estanqueidade do pára-raios ao longo do tempo;
- Possuem uma melhor capacidade de dissipação de calor, melhorando a sua capacidade de absorção de energia.

Pelo fato de apresentarem menor peso, maior facilidade e flexibilidade de montagem e pela não fragmentação ou explosão do invólucro com desprendimento dos elementos de ZnO, esse tipo de pára-raios tem sido instalado mais próximo aos equipamentos a serem protegidos, melhorando de modo considerável as características de proteção desses equipamentos quando da ocorrência de sobretensões atmosféricas de frente rápida, através da redução das tensões impulsivas nos seus terminais devido ao menor comprimento dos cabos de conexão (pára-raios aplicados em redes de distribuição) e a menor distância em relação aos pára-raios (pára-raios de subestações).

Em alguns casos tem sido prática a instalação dos pára-raios diretamente na carcaça dos transformadores. Para redes de distribuição, este procedimento reduz de forma considerável a tensão nos terminais dos equipamentos protegidos pelos pára-raios, através da redução das tensões impulsivas devido ao menor comprimento dos cabos de conexão entre o pára-raios e o equipamento por ele protegido.

Devido às vantagens técnicas e econômicas apresentadas em projetos de pára-raios com invólucros poliméricos, quando comparados aos projetos de pára-raios de porcelana, a utilização desse tipo de pára-raios vem crescendo de uma maneira bastante acentuada em subestações. Existe atualmente uma grande quantidade de pára-raios com invólucro polimérico instalados em redes de distribuição e em subestações com tensões nominais até 500 kV.

No Brasil, as empresas concessionárias de energia elétrica e grandes consumidores industriais vêm utilizando este tipo de pára-raios desde o início da década de 90. Desde então o processo de aquisição de pára-raios poliméricos vem crescendo ano a ano.

2.5 - FUNCIONAMENTO DE UM PÁRA-RAIOS

Um pára-raios é composto de elementos de resistores não-lineares, conectados em série com centelhadores ou não. Segundo MAHAN e LEVINSON (apud MONTENEGRO, 1995), para representar a característica “tensão x corrente” dos blocos resistivos, é utilizado a expressão 2.1:

$$I = k V^n \quad (2.1)$$

onde I é a corrente no pára-raios, V é a tensão aplicada em seus terminais, K é uma constante dependente do projeto do pára-raios, e n é um fator característico não-linear com valor compreendido entre 4 e 6 nos pára-raios convencionais (SiC) e entre 25 e 30 nos pára-raios ZnO. Conforme PEREIRA (1985), “em operação normal a corrente é de alguns miliamperes, mas pode alcançar vários kA durante o surto e algumas centenas de ampères após a sua dissipação, devendo o pára-raios ser capaz de interromper a corrente subsequente e permanecer sem conduzir, mesmo que submetido a alguma sobretensão temporária, no caso de um pára-raios convencional. Nos pára-raios ZnO a condução é permanente, sendo a amplitude da corrente dependente da tensão aplicada a seus terminais. Quando ocorre o surto a corrente é elevada, podendo alcançar vários kA, e, se o pára-raios é submetido a sobretensões temporárias, a corrente de condução alcança centenas de ampères, havendo condução por vários ciclos”.

A Figura 2.10 ilustra o processo de condução no pára-raios (RAGALLER, 1980). Na Figura 2.10a, é iniciada a condução com a operação do pára-raios em condições normais. Os resistores não-lineares R_a e os resistores equalizadores limitam a corrente que circula pelo pára-raios em miliamperes. Esta pequena corrente assegura que a tensão do sistema aplicada aos terminais do pára-raios se distribua uniformemente através dos centelhadores e demais componentes do equipamento.

Na Figura 2.10b, como as indutâncias das bobinas de sopro magnético impedem a circulação da corrente de descarga devido sua alta taxa de crescimento, essa corrente circula pelos centelhadores e resistores de *by-pass* com alta taxa de crescimento. Este processo é iniciado quando a tensão nos terminais do pára-raios ultrapassa o valor da tensão de disparo e a corrente circula inicialmente na parte do centelhador, onde a distância é a menor.

A Figura 2.10c indica que após o surto inicial de corrente, os centelhadores encontram-se altamente ionizados e uma corrente provocada pela tensão do sistema (corrente subsequente a 60 Hz) pode fluir no pára-raios. Inicialmente esta corrente é função somente da tensão do sistema e dos resistores não-lineares. Sendo uma corrente com pequena taxa de variação, o seu caminho natural será pela bobina de sopro magnético, uma vez que nestas condições a sua indutância será de valor reduzido, deixando, portanto, de circular pelo resistor de *by-pass*. A passagem de corrente nesta bobina cria um forte campo magnético, com tendência a expandir a corrente através do centelhador, formando um arco elétrico alongado. Este alongamento do arco provoca o aumento da tensão nos terminais do pára-raios, ajudando a limitar a corrente até a sua completa extinção. Após a extinção da corrente a situação é a indicada na Figura 2.10d, retornando o pára-raios a sua condição normal de operação.

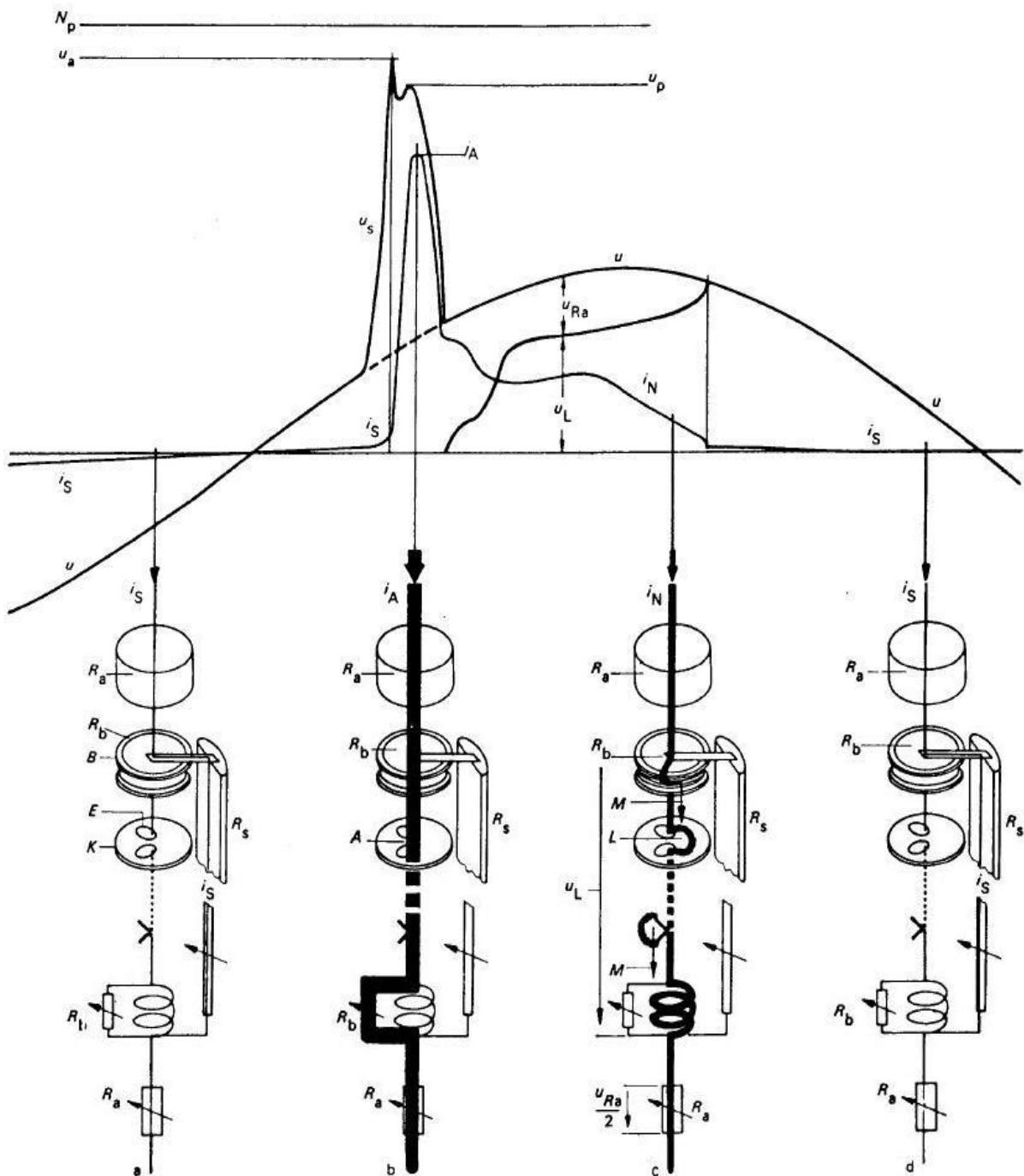


Figura 2.10 – Operação de um Pára-Raios com Centelhador Ativo (Figura fora de escala) - RAGALLER (1980)

Onde:

i_s – corrente de controle;
 i_a – corrente de descarga;
 i_n – corrente subsequente a 60 Hz;
 R_a – resistores não lineares;
 R_b – resistores de “by-pass”;
 R_s – resistores equalizadores;
 B – bobina de sopro magnético;
 E – eletrodos dos centelhadores;
 K – câmara de extinção do arco;
 A – ponto de início do arco;

M – linhas de fluxo magnético;
 L – arco elétrico;
 U_L – tensão desenvolvida no arco;
 U_{Ra} – tensão nos resistores não lineares;
 N_p – nível de proteção;
 U_a – tensão de disparo;
 U_p – tensão residual;
 U_s – surto de tensão e
 U – tensão normal de operação.

Devido a sua característica não-linear superior à característica do carboneto de silício (SiC), o óxido de zinco (ZnO) é o material mais utilizado atualmente no desenvolvimento de pára-raios. A Figura 2.11 (RAGALLER, 1980) apresenta as diversas possibilidades para o projeto de um pára-raios, utilizando-se pastilhas de óxido de zinco, com ou sem centelhadores.

A Figura 2.11a mostra um projeto de um pára-raios similar ao convencional, onde a vantagem seria a obtenção de um nível de proteção menor e uma tensão suportável maior devido a alta não-linearidade dos blocos resistivos de ZnO. A Figura 2.11b apresenta um projeto com centelhadores em série com os blocos de ZnO porém em paralelo com o resistor equalizador. Somente uma pequena corrente circula pelos blocos resistivos em condições normais. Na Figura 2.11c está indicado o pára-raios composto somente de pastilhas de ZnO e, na Figura 2.11d, é apresentada uma alternativa com um centelhador em paralelo com uma determinada quantidade de pastilhas (entre 5% e 10%), com o objetivo de reduzir o nível de proteção para correntes de alta intensidade.

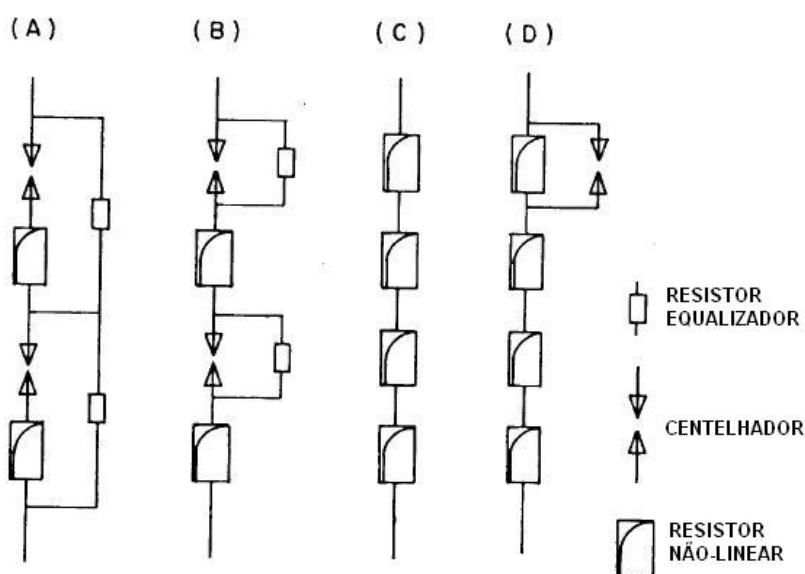


Figura 2.11 – Alternativas de Projeto de um Pára-Raios com Pastilhas de ZnO (RAGALLER, 1980)

2.6 – ESPECIFICAÇÕES DE UM PÁRA-RAIOS

A seleção de um pára-raios para a correta proteção de um equipamento, ou de um grupo de equipamentos, deve levar em consideração uma série de fatores tais como: as características elétricas, classe, característica de proteção, condições de operação, identificação, localização, entre outros. A seguir, são apresentados alguns destes fatores:

2.6.1 - CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS PÁRA-RAIOS

As normas NBR 5287 (ABNT, 1988), NBR 5470 (ABNT, 1986), ANSI/IEEE Std. C62.2 (1987) e IEEE Std. C62.22 (1997) apresentam especificações e terminologias de pára-raios. Terminologias mais específicas de pára-raios de ZnO ou SiC podem ser verificadas com mais detalhes em suas respectivas normas. Entre as terminologias mais importantes pode-se citar:

A) FREQUÊNCIA NOMINAL

Frequência nominal é a frequência do circuito para a qual o pára-raios é projetado.

B) TENSÃO NOMINAL

A tensão nominal de um pára-raios é a máxima tensão eficaz de frequência fundamental para o qual o pára-raios foi projetado e em relação a qual todas as demais características estão relacionadas. Com este valor de tensão aplicado a seus terminais, o pára-raios deve operar corretamente, sem modificar suas características de operação.

C) CORRENTE DE IONIZAÇÃO

A corrente de ionização resulta do movimento de cargas elétricas em um meio ionizado, sob a influência de um campo elétrico aplicado.

D) TENSÃO DE IONIZAÇÃO INTERNA

Quando é aplicada uma tensão de frequência nominal entre os terminais do pára-raios, a corrente de ionização interna gera a tensão de ionização interna.

E) TENSÃO DE RADIOINTERFERÊNCIA

A tensão de radiointerferência é uma tensão de alta frequência gerada por todas as fontes de corrente de ionização, quando é aplicada uma tensão de frequência nominal entre os terminais do pára-raios.

F) CORRENTE DE DESCARGA E CORRENTE SUBSEQUENTE

A corrente de descarga é a corrente de impulso que flui pelo pára-raios, após sua disrupção. Por outro lado, a corrente subsequente é a corrente de frequência nominal que flui através do pára-raios em seguida a passagem da corrente de descarga.

G) TENSÃO RESIDUAL

A tensão residual é o valor de crista da tensão que aparece entre os terminais do pára-raios, durante a passagem da corrente de descarga.

H) TENSÃO DISRUPTIVA NA FRENTE

A tensão disruptiva na frente é o maior valor de impulso atingido na frente, antes da disrupção, quando aos terminais do pára-raios é aplicado um impulso de uma dada polaridade, cuja tensão cresce linearmente com o tempo, a uma dada taxa de crescimento.

I) TENSÃO DISRUPTIVA DE IMPULSO ATMOSFÉRICO NORMALIZADO

É o menor valor de crista de impulso atmosférico $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ que, aplicado aos terminais do pára-raios, causa disrupção em todas as aplicações.

J) TENSÃO DISRUPTIVA DE IMPULSO DE MANOBRA

A tensão máxima de disparo para impulso de manobra é o maior valor de tensão de disparo do pára-raios quando submetido a impulsos considerados como sendo características das ondas tipo impulso de manobra. Geralmente, os tempos de frente de onda estão na faixa de 30 a 2000 μs .

2.6.2 - CLASSES DE UM PÁRA-RAIOS

A norma IEEE Std. C62.1 (1980) apresenta três classes de pára-raios utilizadas em sistemas de alta-tensão: estação (3 a 684 kV), intermediária (3 a 120 kV) e distribuição (1 a 30 kV). Segundo a norma, a classificação dos pára-raios depende dos tipos de ensaios a que eles deverão ser submetidos em seu processo de fabricação. Os ensaios e seus valores limites são descritos na norma citada.

2.6.3 - CARACTERÍSTICA DE PROTEÇÃO

Para definir a característica de proteção é necessário conhecer as características de proteção dos pára-raios, que dependem basicamente do tipo de pára-raios utilizado e devem estar abaixo dos valores normalizados resultantes da combinação das seguintes curvas características determinadas na NBR 5309 (ABNT, 1991):

- Tensão disruptiva de impulso atmosférico x Tempo para disrupção;
- Tensão residual x Corrente de descarga 8 x 20 μ s e
- Tensão disruptiva de impulso de manobra x Tempo para disrupção (no caso de pára-raios de 10 kA com tensão nominal superior a 100 kV, e pára-raios de 15 e 20 kA).

O nível de proteção para impulso atmosférico do pára-raios é definido pelo valor máximo entre a tensão residual para impulso de corrente com frente íngreme dividida por 1,15 e o maior valor de tensão residual à corrente de descarga nominal, obtidos para as amostras de ensaio durante o ensaio de tipo.

O nível de proteção para impulso de manobra é definido como o valor máximo da tensão residual para uma amplitude de corrente especificada, obtido para as amostras de ensaio durante o ensaio de tipo.

2.6.4 – CONDIÇÕES DE OPERAÇÃO

Os pára-raios, conforme a NBR 5287 (ABNT, 1988), devem ser adequados para as seguintes condições normais de serviço:

- Temperatura ambiente de -5 °C a 40 °C;
- altitude não superior a 1000 m;
- frequência da fonte de corrente alternada de alimentação de 48 Hz a 62 Hz e
- tensão aplicada continuamente aos terminais do pára-raios não superior à sua tensão nominal.

Pára-raios em operação diferente das normais ou sujeitos à fumaça, vapores, poluição, umidade ou vibrações exigem estudos especiais por parte dos fabricantes.

2.6.5 - IDENTIFICAÇÃO DOS PÁRA-RAIOS

Ainda segundo a NBR 5287 (ABNT, 1988), os pára-raios devem conter em sua identificação, no mínimo a tensão nominal, frequência nominal, corrente de descarga nominal, classe de alívio de sobrepensão (se possuir), nome e marca do fabricante, tipo ou modelo,

número de série, mês e ano de fabricação. Para pára-raios mais robustos (10 kA, 15 kA e 20 kA), as informações anteriores devem ser acrescidas da classe de descarga da linha de transmissão, massa do elemento e a norma técnica de projeto e ensaios juntamente com seu ano de edição.

2.6.6 - LOCALIZAÇÃO DOS PÁRA-RAIOS

Idealmente, a posição mais eficaz para todos os pára-raios é nos terminais do equipamento a ser protegido. Por uma série das razões, às vezes os pára-raios acaba situando-se a alguma distância do equipamento a ser protegido, ou até mesmo devido um pára-raios ser usado proteger mais de um equipamento. Alocar um pára-raios distante do equipamento a ser protegido reduz a sua margem de proteção. Para isso, uma análise tem que ser feita para determinar o quão distante um pára-raios pode ser localizar do equipamento a ser protegido e ainda assim fornecer uma proteção adequada. A norma IEEE Std. C62.22 (1997) auxilia nos cálculos dessas distâncias.

2.7 - ENSAIOS

Os ensaios, segundo a NBR 5287 (ABNT, 1998), podem ser classificados basicamente em:

2.7.1 - ENSAIOS DE TIPO

É um conjunto de ensaios realizados em pára-raios, montados com componentes normais de fabricação, que tem por objetivo verificar as características de projeto do pára-raios e a conformidade do mesmo com a NBR 5287 (ABNT, 1998). Estes ensaios não precisam ser repetidos, salvo acordo entre fabricantes e comprador, enquanto não forem alterados o projeto, os materiais ou processos de fabricação. A relação dos ensaios de tipo é a seguinte:

- a) ensaios de tensão disruptiva a frequência nominal a seco e sob chuva;
- b) ensaios de tensão disruptiva de impulso atmosférico;
- c) ensaios de tensão disruptiva de impulso de manobra a seco e sob chuva, quando aplicáveis;
- d) ensaio de tensão residual;
- e) ensaios de corrente suportável de impulso;
- f) ensaio de ciclo de operação;

- g) ensaios de alívio de sobrepresão interna, quando aplicável;
- h) ensaios de tensões de radiointerferência e de ionização interna;
- i) ensaios de tensão suportável no invólucro, sem a parte interna ativa;
- j) ensaios do desligador automático, quando aplicável;
- k) ensaio de poluição artificial;
- l) ensaio de estanqueidade;
- m) ensaio de corrente de fuga, quando aplicável.

2.7.2 - ENSAIOS DE ROTINA

É um conjunto de ensaios realizados em cada elemento de pára-raios completo, com o objetivo de verificar as características mínimas de qualidade e uniformidade de produção em conformidade com o projeto. A relação de ensaios de rotina é a seguinte:

- a) ensaio de tensão disruptiva à frequência nominal a seco;
- b) ensaio de corrente de fuga, quando aplicável, na tensão fase-terra do sistema;
- c) ensaio de estanqueidade.

2.7.3 - ENSAIOS DE CAMPO

É um conjunto de ensaios realizados em elementos de pára-raios, ou em pára-raios completos, na presença do comprador ou seu representante, com o objetivo de verificar a conformidade dos resultados obtidos com os garantidos pelo fabricante. A relação dos ensaios de recebimento é a seguinte:

- a) verificação visual e dimensional;
- b) ensaio de tensão disruptiva à frequência nominal a seco;
- c) ensaios de tensão disruptiva de impulso atmosférico, sob forma de onda normalizada;
- d) ensaios de tensão residual;
- e) ensaio de medição da corrente de fuga, quando aplicável;
- f) ensaio de estanqueidade;
- g) zincagem

2.8 – CONCLUSÕES

O desenvolvimento de resistores não-lineares, baseado no óxido de zinco (ZnO), modificou inteiramente a tecnologia de construção de pára-raios, devido a sua característica

não-linear permitir a fabricação de pára-raios desprovidos de centelhadores de qualquer espécie. Atualmente, a utilização de centelhadores em série ou em paralelo é admitida somente para aplicações especiais, onde existe a necessidade de reduzir os níveis de proteção ou então de aumentar a capacidade de absorção de energia.

O processo de condução de corrente nos pára-raios ZnO é inteiramente diverso dos pára-raios convencionais, modificando sensivelmente o procedimento tradicional empregado nos estudos de sobretensões. O interesse nas sobretensões não está somente na identificação de elevadas amplitudes, mas principalmente nas sobretensões de longa duração. Outro aspecto importante é que todos os pára-raios submetidos a uma determinada sobretensão conduzem simultaneamente, dividindo a absorção de energia. As principais vantagens dos pára-raios ZnO em relação aos pára-raios convencionais são as seguintes:

- simplicidade na construção aumenta a confiabilidade;
- o nível de proteção é mais bem definido por causa da ausência de centelhadores;
- melhor desempenho sob contaminação;
- maior capacidade de absorção de energia;
- possibilidade de dividir a energia entre os diversos pára-raios instalados na subestação;
- inicia e interrompe a condução suavemente.

De qualquer forma, as diferenças principais entre um pára-raios convencional e um pára-raios ZnO são o alto expoente de ZnO em comparação com SiC e a ausência de centelhadores.

3- MONITORAMENTO E DIAGNÓSTICO DE PÁRA-RAIOS

3.1 – INTRODUÇÃO

Como a aplicação de pára-raios de óxido de zinco (ZnO) tem sido cada vez mais freqüente em sistemas de alta e extra alta tensões, as empresas concessionárias de energia, instituições de pesquisa e fabricantes têm se preocupado e intensificado os estudos para aprimoramento de técnicas de manutenção preditiva que avaliam o desempenho destes pára-raios em serviço, tendo conseqüentemente um aumento da confiabilidade e diminuição dos custos de manutenção.

Por possuírem um melhor desempenho, os pára-raios de ZnO vêm substituindo gradualmente os pára-raios de carboneto de silício (SiC) nos últimos anos. Prevendo que em pouco tempo este será o tipo de pára-raios predominante nos sistemas elétricos, o presente capítulo irá tratar dos métodos de manutenção preditiva de pára-raios de ZnO sem centelhadores. Após a consolidação de que é realmente superior ao pára-raios de SiC, a busca pelo aprimoramento do pára-raios de ZnO gerou uma corrida por um projeto cada vez melhor. Ao mesmo tempo, as técnicas de monitoramento e diagnóstico destes equipamentos também tiveram que evoluir. Este fato pode ser observado através da grande quantidade de trabalhos sobre este assunto na literatura mundial.

A representação elétrica de um pára-raios de ZnO é apresentada na Figura 3.1:

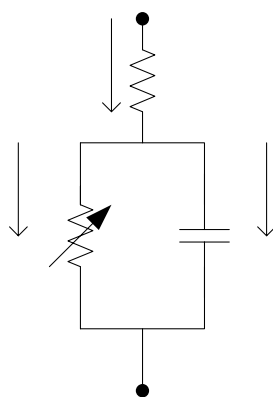


Figura 3.1 - Representação Elétrica Equivalente de um Pára-raios de ZnO (LUNDQUIST, et al., 1990)

O circuito elétrico da Figura 3.1 mostra que a corrente total de fuga (I_T) que flui pelo pára-raios possui duas componentes: a componente capacitiva (I_C), predominante na tensão de operação do pára-raios e praticamente senoidal quando da aplicação da tensão de operação

do sistema; e a componente resistiva (I_r), responsável pelas perdas no pára-raios, e que apresenta distorções harmônicas devido às características não lineares dos blocos de ZnO, cuja resistividade depende do campo elétrico aplicado, da temperatura e da frequência. Típicos valores de corrente capacitiva variam de 0,5 a 3 mA_{pico} dependendo do diâmetro dos blocos resistivos de ZnO. Por sua vez, a componente resistiva da corrente de fuga varia de 50 a 250 μ A_{pico} (SHIRAKAWA et al., 1988). Pára-raios novos apresentam, para a tensão operativa do sistema, uma amplitude para componente resistiva na faixa de 10% a 20% da corrente total dependendo das características dos elementos de ZnO (SCHEI, 1998; ALVES, 2003).

A Figura 3.2 apresenta a relação entre estas componentes de corrente (SHIRAKAWA et al., 1988):

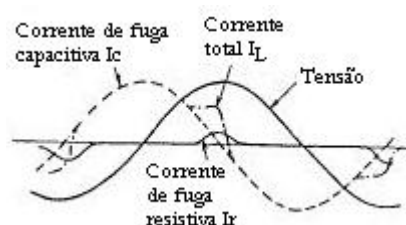


Figura 3.2 – Relação entre as Componentes da Corrente de Fuga

O fato da temperatura dos resistores não-lineares ser dependente da corrente de fuga que circula por estes resistores e o acesso relativamente simplificado à corrente de fuga, introduz as duas formas mais conhecidas de monitoramento e diagnóstico de pára-raios: a análise da corrente de fuga e a termovisão. Ambas serão apresentadas e discutidas neste capítulo, juntamente com uma breve descrição de métodos menos convencionais existentes na literatura.

3.2 – ANÁLISE DA CORRENTE DE FUGA

Entre as causas de falhas mais comuns, uma se destaca em relação às outras por estar entre as de mais ocorrência : a penetração de umidade.

Os fenômenos de degradação e de envelhecimento dos pára-raios podem ser acelerados pela penetração de umidade no interior dos pára-raios devido à perda de estanqueidade do invólucro, lembrando que a estanqueidade, segundo a NBR 5287 (ABNT, 1988), se caracteriza pela não evidência de pressão interna, infiltração de água ou umidade. No caso de pára-raios aplicados a subestações, a penetração de umidade pode se dar por vários motivos: danificação das gaxetas de vedação durante o processo de fechamento dos pára-

raios, envelhecimento das gaxetas ao longo do tempo com perda de suas propriedades, por variações bruscas de temperatura, descolamento da cimentação, entre outras causas.

Tal efeito tem sido bastante crítico em pára-raios com invólucro de porcelana, principalmente em projetos de pára-raios mais antigos, devidos às trincas ou fissuras que se formam ao longo do tempo na porcelana ou na cimentação entre a porcelana e a flange. Problemas de vandalismo também têm sido observados em algumas regiões, facilitando o ingresso de umidade no interior dos pára-raios com invólucro de porcelana.

A presença de umidade no interior dos pára-raios de ZnO altera a significativamente a característica “tensão x corrente” dos elementos de ZnO em toda a sua faixa de operação, com um aumento da componente resistiva da corrente e das perdas na tensão de operação do pára-raios; redução da capacidade de absorção de energia e de seus níveis de proteção, fato que pode levar o pára-raios a falha por instabilidade térmica e conseqüentemente comprometer a isolação dos equipamentos protegidos.

3.2.1 – MEDIÇÃO DA CORRENTE TOTAL DE FUGA

Em geral, a medição da corrente de fuga total é implementada através de miliamperímetros acoplados ao pára-raios ou por medições utilizando instrumentos portáteis. A Figura 3.3 apresenta um miliamperímetro típico encontrado permanentemente instalado em pára-raios de subestação.



Figura 3.3 – Miliamperímetro

Considerando as variações normais que ocorrem nos sistemas elétricos, a medição da corrente de fuga total é comprovadamente inadequada para a determinação das condições de

pára-raios. Isto se deve à predominância da corrente capacitiva sobre a resistiva, conforme descrito anteriormente. LUNDQUIST et al. (1990) apresentam em seu trabalho, simulações que variam a corrente de fuga resistiva de 50 a 500 $\mu\text{A}_{\text{pico}}$ para um pára-raios pré-determinado. Para uma corrente de fuga resistiva de 500 $\mu\text{A}_{\text{pico}}$ um aumento de 10% no valor médio da corrente total pode ser observado. Porém um aumento de 250 $\mu\text{A}_{\text{pico}}$, têm-se um aumento de apenas 3%, que é um valor insuficiente para a sensibilidade dos aparelhos de medição. A Figura 3.4 apresenta esta variação.

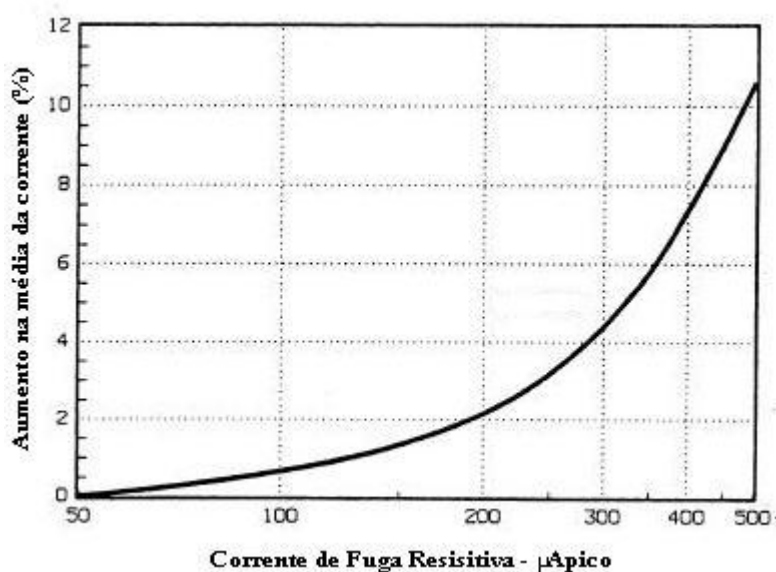


Figura 3.4 – Influência da Variação da Corrente de Fuga Resistiva na Corrente de Fuga Total (LUNDQUIST et al., 1990)

Quando se trata de valores de pico da corrente de fuga total, a sensibilidade é ainda menor. Para um aumento de 5% no pico da corrente de fuga total é necessário uma corrente de fuga resistiva de 700 $\mu\text{A}_{\text{pico}}$ (LUNDQUIST et al, 1990).

Outros aspectos importantes que devem ser levados em consideração quando da utilização deste método, e que podem acarretar erros significativos na medição da corrente obtida, são os efeitos da poluição e do campo elétrico nas proximidades do equipamento (SCHEI, 1998; MARTINS et al., 1997).

Apesar de não ser uma técnica adequada para o monitoramento preditivo dos pára-raios, a utilização de medidores de corrente de fuga total pode ser uma informação a mais na hora de decidir na permanência ou não de um pára-raios em serviço. Vale salientar, que a degradação e a contaminação do próprio medidor de corrente de fuga pode influenciar e fornecer valores errôneos de corrente, gerando a retirada indevida de pára-raios em perfeito funcionamento ou na permanência de pára-raios defeituosos.

3.2.2 – MEDIÇÃO DA CORRENTE DE FUGA CAPACITIVA

A medição da corrente de fuga capacitiva não é confiável para se avaliar a condição de pára-raios em operação, pois não existem evidências de que a corrente de fuga capacitiva seja influenciada significativamente pela alteração da característica “tensão x corrente” de resistores de ZnO (SCHEI, 2000).

3.2.3 – MEDIÇÃO DA CORRENTE DE FUGA RESISTIVA

SCHEI (2000) define a corrente de fuga resistiva é definida como sendo a corrente no instante de máxima tensão ($dU/dt = 0$) como indicado na Figura 3.5:

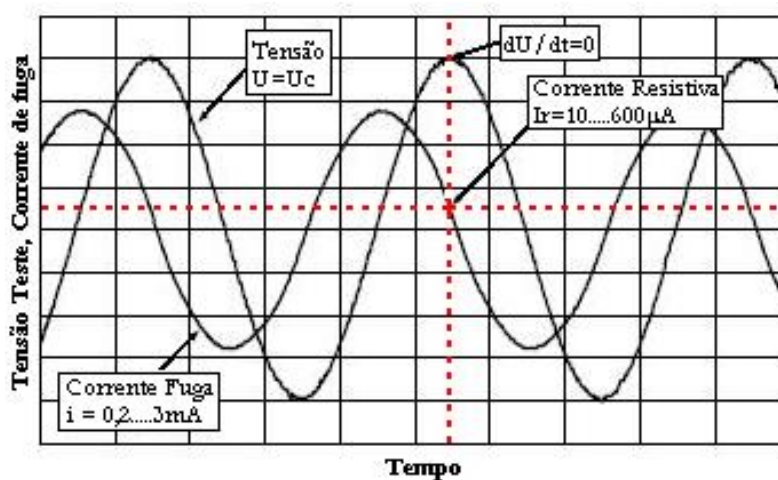


Figura 3.5 – Identificação da Corrente de Fuga Resistiva

Para dados valores de tensão e temperatura, a corrente de fuga resistiva é uma importante forma de avaliação das condições de pára-raios em serviço, já que dependendo de seu valor, conclusões podem ser tiradas sobre o grau de degradação dos blocos resistivos de ZnO. Ela permite uma comparação imediata com o nível de corrente esperado para as condições de operação do pára-raios. A dificuldade deste método está no fato da necessidade de medição simultânea da tensão aplicada ao pára-raios e da corrente total, tornando-se necessária a utilização de equipamentos para medições no campo, adequadas aos níveis de tensões do sistema. Além disso, as conexões para medição da tensão deverão ser realizadas com o sistema energizado.

A medição da corrente de fuga resistiva pode ser feita de 4 formas (SCHEI, 2000):

- Usando o sinal de tensão como referência. Neste método, que tem sido mais utilizado no campo, o valor da componente resistiva é obtido no instante em que a tensão através dos terminais do pára-raios atinge o seu valor de crista ($dU/dt = 0$). Uma

restrição deste método durante a medição é a necessidade do sinal de referência, que nem sempre é fácil de ser obtido. As fases adjacentes do pára-raios e a presença de harmônicas de tensão do sistema podem reduzir a precisão do método.

- Compensando a componente capacitiva utilizando um sinal de tensão. Ao se compensar a componente capacitiva da corrente de fuga total utilizando um sinal de tensão, a sensibilidade na medição da componente resistiva é aumentada.
- Compensando a componente capacitiva sem a utilização de um sinal de tensão. Este é um método onde a necessidade de um sinal de tensão é eliminado, e que pode ser executado de diferentes formas. O princípio básico é que o sinal de referência da frequência fundamental é criado através da informação derivada da corrente de fuga.
- Compensando a componente capacitiva através da combinação da corrente de fuga das três fases. O método assume que as correntes capacitivas são canceladas se as correntes de fuga das três fases forem somadas. A corrente resultante é composta das harmônicas das correntes resistivas dos três pára-raios, já que as componentes fundamentais são canceladas. Se existir um aumento da corrente resistiva de um dos pára-raios, a corrente capacitiva permanece constante e o aumento irá aparecer na corrente somada.

3.2.4 – ANÁLISE HARMÔNICA DA CORRENTE DE FUGA

Devido à resistência não-linear dos varistores de ZnO, a corrente de fuga contém harmônicas quando o pára-raios é energizado com uma tensão senoidal. Como as amplitudes das correntes harmônicas crescem com a componente resistiva da corrente de fuga, o conteúdo harmônico pode ser usado como um indicador das condições do pára-raios. Diferentes implementações destes métodos podem ser encontrados (SCHEI, 1998): a verificação da relação da soma das harmônicas em relação à corrente de fuga total; a medição de correntes harmônicas de terceira ordem; e, por último, a técnica de compensação, onde correntes harmônicas de terceira ordem geradas pelas harmônicas na tensão do sistema são eliminadas, de modo a obter-se somente a componente de terceira ordem gerada pelo próprio pára-raios.

Para os dois primeiros métodos acima, erros significativos na determinação da corrente de terceira harmônica podem ser obtidos, se não levarmos em consideração o efeito das harmônicas na tensão que varia com o tipo de carga e com o nível de tensão do sistema. Como exemplo, o detector portátil de corrente de fuga de pára-raios desenvolvido por

SHIRAKAWA et al. (1988) realiza a análise das harmônicas da corrente de fuga sem a compensação das harmônicas na tensão do sistema.

No método de análise de harmônica de terceira ordem com compensação das harmônicas na tensão do sistema, a sensibilidade destas é bastante reduzida pela introdução de um sinal de corrente de compensação para a corrente de terceira harmônica do pára-raios. Basicamente, o sinal de corrente de compensação é derivado de uma sonda posicionada na base do pára-raios. Depois de adequar a escala, a corrente harmônica induzida na sonda pelo campo elétrico é subtraída da corrente harmônica total. O resultado é a corrente harmônica gerada pela corrente resistiva não-linear do pára-raios.

Entre os equipamentos utilizados na compensação das harmônicas na tensão do sistema, os mais usuais são o Excount II (ABB, 2005) e o LCM II (TRANSINOR, 2005). O Excount II, da ABB, é um aparelho que combina as funções de contador de descargas e monitor das condições de pára-raios de ZnO. Por sua vez, o LCM II, da TransiNor As, é um aparelho de monitoramento das condições de pára-raios de ZnO em serviço. A seguir, os dois equipamentos são apresentados na Figura 3.6:



Figura 3.6 – Excount II, da ABB e LCM II, da TransiNor As

Informações sobre a aplicação e resultados adquiridos através do uso de equipamentos que utilizam a técnica de compensação encontram-se em SCHEI (1998), SCHEI (2000) e LUNDQUIST et al. (1990).

3.3 – TERMOVISÃO

A termovisão é atualmente uma técnica bastante utilizada para o diagnóstico de diversos equipamentos. A inspeção termográfica em pára-raios para a detecção de partes aquecidas (pontos quentes), tem sido muito aplicada por empresas concessionárias de energia e demais usuários de pára-raios, sendo que resultados satisfatórios têm sido obtidos.

O aumento da corrente de fuga resistiva que flui pelo pára-raios para uma dada sollicitação de tensão, e a redução na capacidade de absorção de energia podem levar os pára-raios à instabilidade térmica quando de uma sollicitação temporária ou transitória, acarretando na sua falha, que é seguida pela passagem da corrente de curto-circuito fase-terra do sistema. Nesse caso, devido às características construtivas dos pára-raios de porcelana, por exemplo, a passagem da corrente de curto-circuito gera a formação de gases de alta pressão que tendem a provocar a fragmentação do invólucro ou até mesmo a sua explosão, caso esse não possua dispositivos de alívio de sobrepressão. Caso possua, deve-se considerar também que entre as causas de falhas de pára-raios estão o mau ou não funcionamento do dispositivo de alívio de sobrepressão.

Em relação à instabilidade térmica, a Figura 3.7 mostra o padrão da corrente de fuga resistiva de pára-raios de ZnO.

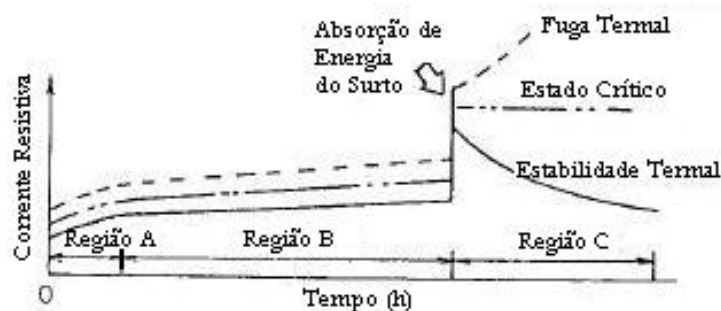


Figura 3.7 – Padrão da Mudança na Corrente de Fuga Resistiva (SHIRAKAWA et al., 1988)

SHIRAKAWA et al. (1988) divide esta curva em três regiões: a região A constitui da aplicação de tensão onde não existe deterioração nos elementos de ZnO; a região B, os elementos de óxido de zinco gradualmente deteriorados e conseqüentemente a corrente de fuga resistiva aumentando com o tempo; e a região C, onde os elementos de ZnO estão num estado deteriorado e existe um balanço de calor dinâmico depois da absorção de energia do surto.

Por sua vez, a Figura 3.8 apresenta as mudanças na corrente resistiva e harmônicas causadas pela variação da temperatura dos elementos de ZnO.

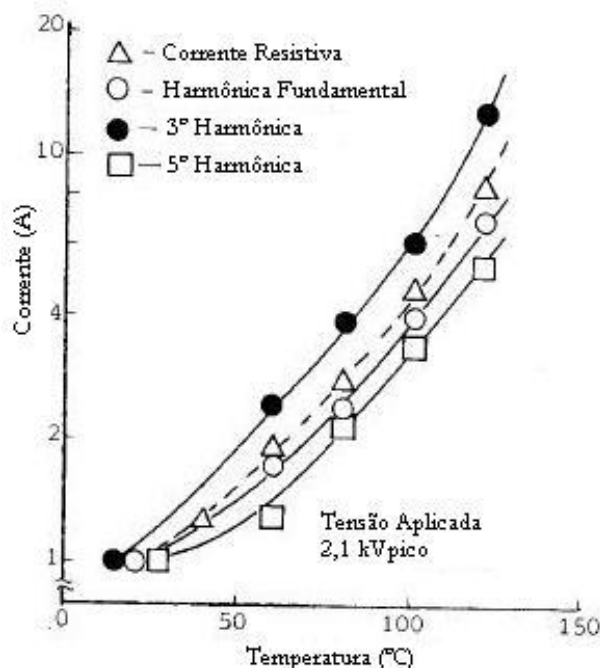


Figura 3.8 – Influência da Variação da Temperatura nos Blocos Resistivos de ZnO (SHIRAKAWA et al., 1988)

Depois da penetração de umidade, uma outra importante causa de falha de pára-raios que contribui para o aquecimento dos mesmos é a contaminação externa do invólucro, causada pela poluição, por exemplo, que se acumula com o tempo, caso não haja uma inspeção visual e limpeza como parte da manutenção preventiva da empresa concessionária.

A contaminação externa do invólucro tem se mostrado como um fator crítico para a degradação dos pára-raios aplicados em subestações, e pode afetar de forma significativa o desempenho dos pára-raios com invólucros de porcelana, levando-os a degradação e ao envelhecimento.

Depósitos de materiais contaminantes nas superfícies dos invólucros dos pára-raios, associados à umidade externa, podem causar uma elevação da corrente de fuga pelo invólucro, provocando uma distribuição de tensão interna não uniforme ao longo do pára-raios. Este efeito pode causar a disrupção dos centelhadores, no caso de pára-raios de SiC. Em pára-raios de ZnO, esse efeito pode causar um aquecimento excessivo em alguns dos elementos de ZnO que compõem o pára-raios, provocando a degradação desses elementos com aumento da componente resistiva da corrente de fuga e das perdas, e a conseqüente redução na capacidade de absorção de energia dos pára-raios.

O efeito da contaminação externa do invólucro torna-se mais crítico em pára-raios constituídos por mais de uma seção, uma vez que a corrente de fuga superficial do invólucro da seção superior pode ser transferida para a parte interna da seção inferior devido à

transferência galvânica através das flanges metálicas, aumentando consideravelmente a componente resistiva da corrente e as perdas através dos elementos de ZnO.

Além disso, a contaminação do invólucro gera o fenômeno de ionização no interior dos pára-raios. Investigações de campo e laboratoriais têm mostrado que qualquer variação de tensão ao longo da porcelana, resultante de chuva, fumaça ou poluição, é capaz de gerar descargas internas que produzem alterações irreversíveis na composição interna do gás, através de reações químicas no gás de enchimento, queima de oxigênio e criação de componentes químicos.

Em pára-raios de SiC, o efeito acima altera ao longo do tempo as características disruptivas dos centelhadores e a característica “tensão x corrente” dos elementos não-lineares de SiC, acarretando na falha do pára-raios. No caso de pára-raios de ZnO, a ausência de oxigênio e a criação de novos gases químicos gerados pelas descargas parciais são responsáveis pelo envelhecimento acelerado de todos ou alguns dos elementos de ZnO que constituem o pára-raios, podendo levar a sua falha em alguns anos.

Vale salientar que não são somente a penetração de umidade e a poluição que contribuem para a falha de pára-raios. A própria descarga atmosférica tem contribuído para a falha de pára-raios. Uma grande incidência de descargas atmosféricas ou um mau dimensionamento do pára-raios pode levá-lo ao envelhecimento precoce e à deterioração dos elementos resistivos com conseqüente aumento da corrente de fuga e aquecimento do equipamento.

A maior parte das empresas que utilizam a termovisão para monitoramento de seus pára-raios adota valores máximos de temperatura ao longo dos pára-raios, valores esses que são comparados com a temperatura ambiente adjacente ou com os valores de temperatura obtidos para os pára-raios adjacentes.

CALAZANS (1997) relata que a utilização da termovisão para diagnóstico do estado de pára-raios na CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco) começou no início dos anos 80 mas passou a ser realizada de forma sistematizada a partir de 1994. As inspeções são realizadas de forma periódica a cada três ou a cada seis meses, dependendo da instalação. Se o pára-raios apresentar temperatura superior a 5°C em relação à temperatura ambiente, terá sua corrente de fuga analisada ou, caso não seja possível, é programado seu desligamento e retirado de operação.

Uma abordagem diferente para o diagnóstico de pára-raios é definir que a temperatura máxima representa a máxima temperatura superficial da porcelana obtida no termograma ao

longo do pára-raios completo. De modo similar, a temperatura adjacente representa a mínima temperatura superficial da porcelana ao longo do pára-raios completo. O diferencial (temperatura máxima - temperatura adjacente) é considerado como critério de avaliação.

A termovisão tem se mostrado como uma técnica consistente para o monitoramento preditivo de pára-raios de ZnO, evitando em muitos casos a substituição dos pára-raios antes de ocorrência de uma falha. No entanto, a maior dificuldade na utilização deste método consiste em estabelecer, com relativa confiabilidade, os valores de temperatura a partir do qual os pára-raios podem ser considerados defeituosos, uma vez que a diferença de temperatura entre os resistores e a superfície do invólucro pode ser substancial e variar em função do projeto construtivo do pára-raios.

A Figura 3.9a seguir apresenta dois exemplos de termogramas existentes no mercado.

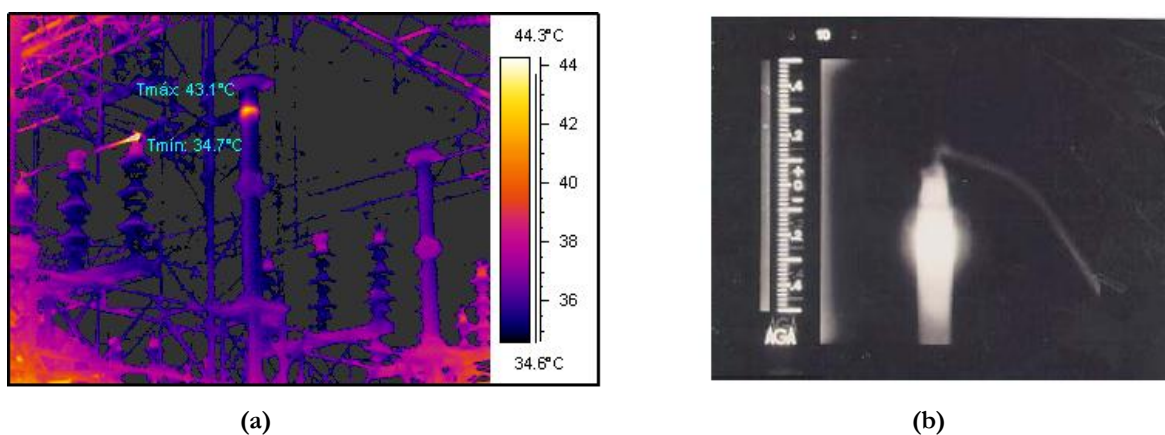


Figura 3.9 – Exemplos de Termogramas: a) Site do IV Encontro de Termografia em Furnas (2004) e b) CALAZANS (1997)

O termograma da Figura 3.9a possui uma escala de cores que facilita a visualização e identificação de anomalias do equipamento a ser analisado. É possível observar uma área mais aquecida do que o restante do corpo do pára-raios resultando numa diferença de aproximadamente 9° C. Neste caso, este equipamento necessitaria de atenção especial da equipe de manutenção. Já a Figura 3.9b é em branco-e-preto e o que caracteriza um aquecimento é o branco saturado observado no módulo superior do pára-raios (CALAZANS, 1997).

Em aplicações especiais, onde se requer um controle mais rígido sobre o desempenho dos pára-raios, é possível a medição direta da temperatura sobre os blocos resistores de ZnO, desde que os pára-raios sejam equipados com transdutores especiais (ALVES, 2003).

Estudos adicionais sobre características térmicas, mais especificamente de pára-raios de ZnO com isolamento polimérica, são apresentados por HE et al. (2003).

3.4 – OUTROS MÉTODOS

Outros métodos menos convencionais de diagnóstico e monitoramento podem ser encontrados na literatura. Desde o surgimento dos pára-raios, diversos dispositivos e artifícios foram utilizados, como por exemplo: os indicadores de falta, os desconectores, os contadores de descargas e o monitoramento dos centelhadores.

Os indicadores de falta dão uma indicação visual clara de falha do pára-raios sem desconexão do pára-raios da linha. O princípio de operação é usualmente baseado na amplitude e duração da corrente de fuga do pára-raios ou na temperatura dos blocos não-lineares.

Os desconectores dão uma indicação visual de falha do pára-raios através de sua desconexão do sistema. O típico princípio de funcionamento é um dispositivo explosivo colocado em funcionamento pela corrente de falta, embora o desconector não tenha a função de extinguir a corrente de falta. A vantagem é que o sistema permanece em operação depois da desconexão do pára-raios, porém a falta de proteção contra sobretensões até que seja descoberta e feita a substituição do pára-raios é sua pior desvantagem.

Os contadores de descargas operam com impulsos acima de uma certa amplitude, ou acima de uma certa combinação entre amplitude e duração. Dependendo do princípio de funcionamento e sensibilidade do contador, ele pode dar uma indicação sobre ocorrências de sobretensão no sistema ou prover informação do número de descargas correspondentes para indicar picos de energia do pára-raios. O contador não fornece informação específica sobre a condição do pára-raios.

Por sua vez, o monitoramento dos centelhadores é usado para indicar o número e estimar a amplitude e duração de correntes de descarga através do pára-raios. O monitoramento dos centelhadores não dá informação direta sobre a atual condição do pára-raios, mas ajuda a tomar decisões sobre a continuidade da operação.

MARDIRA (2000) apresenta em seu trabalho a investigação da eficiência de uma nova técnica de diagnóstico chamada Avaliação da Tensão de Retorno (do inglês *Return Voltage Measurement*) utilizada no monitoramento da degradação em blocos de ZnO. Após algumas experiências, conclui-se que devido a sua alta reprodutibilidade e sensibilidade, a avaliação da tensão de retorno necessita maiores informações para se tornar uma ferramenta de diagnóstico para monitorar o desempenho de pára-raios de ZnO.

Um novo sistema de monitoramento de pára-raios de ZnO é mostrado por KLEIN et al. (1999). Durante a operação normal sem eventos de surto, os valores de picos da corrente

de fuga, tensão das linhas e a temperatura ambiente são medidos e estocados num intervalo de tempo. Num determinado período de tempo, estes sinais são amostrados e utilizados para o cálculo das harmônicas e da componente resistiva da corrente de fuga total. Em caso de eventos de surtos, os valores e polaridades de pico dos impulsos de corrente são avaliados e classificados conforme definido pela implementação.

3.5 – CONCLUSÃO

Neste capítulo foram apresentadas as técnicas mais conhecidas em diagnóstico e monitoramento de pára-raios de ZnO: análise da corrente de fuga e a termovisão. Outros métodos menos reconhecidos também foram citados apesar de não possuírem resultados satisfatórios.

O esquema elétrico de um pára-raios assim como as relações entre as tensões capacitiva, resistiva e total também foram mostradas para um melhor entendimento do porquê da utilização de métodos como a análise da corrente de fuga e termovisão.

Diversas causas de falhas em pára-raios de ZnO e suas conseqüências foram relacionadas, como a penetração de umidade, vandalismo, poluição externa, etc.

Foram observadas as várias formas de se realizar a análise da corrente de fuga, sendo que a mais eficiente é a avaliação da corrente de fuga resistiva com compensação das harmônicas provenientes do sistema elétrico. Por sua vez, a termovisão tem sido uma ferramenta a mais e de grande utilidade no diagnóstico e monitoramento de pára-raios em serviço, apesar de não existir um procedimento nem normas de medição claramente definidas para a execução da avaliação em pára-raios.

4- MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE (MMC)

4.1 – INTRODUÇÃO

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia da Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC. Inicialmente busca-se introduzir as características da manutenção em si, expondo seus conceitos e sua evolução histórica. Posteriormente, apresentam-se os métodos de manutenção existentes atualmente até o surgimento da MCC.

Com relação à MCC, são apresentados sua origem, seus objetivos e as definições mais importantes que envolvem a adoção desta metodologia.

4.2 – MANUTENÇÃO

A Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, na norma NBR 5462 (ABNT, 1994) define o termo “manutenção” como a combinação de todas ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter um item em um estado no qual possa desempenhar uma função requerida. “Item” é qualquer parte, componente, dispositivo, subsistema, unidade funcional, equipamento ou sistema que possa ser considerado individualmente. Cabe observar o posicionamento de MOUBRAY (1997). Para o autor, a manutenção é o conjunto de técnicas que assegura que os ativos (itens) físicos (equipamentos, sistemas, instalações) continuem a fazer o que os usuários querem que eles façam.

Pode-se observar que a definição de manutenção vem ampliando sua área de atuação. MOUBRAY (1997) apresenta outras definições que expõem manutenção como um conjunto de ações e recursos aplicados aos ativos para mantê-los nas condições de desempenho de fábrica e de projeto, visando garantir a consecução de suas funções dentro dos parâmetros de disponibilidade, de qualidade, de prazos, de custos, de vida útil adequados e de preservação do meio ambiente e garantir a segurança humana.

Portanto, ZAIONS (2003) define manutenção como uma atividade gestora e executora, que visa garantir a disponibilidade e a confiabilidade de um item físico, de modo que as funções do sistema sejam mantidas num desempenho mínimo esperado, observando a segurança humana e a integridade ambiental já que as definições de manutenção envolvem aspectos como disponibilidade, confiabilidade, função do sistema, desempenho mínimo, administração e supervisão da manutenção.

A evolução histórica da manutenção e dos processos industriais é abordada por MOUBRAY (1997) com base em três gerações distintas conforme a Figura 4.1 a seguir.

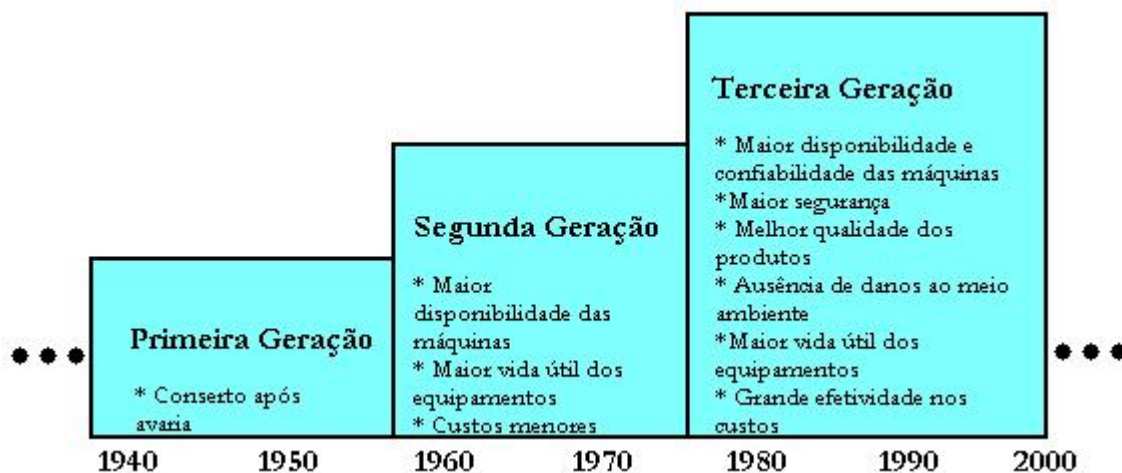


Figura 4.1 – Evolução da Manutenção
Fonte: Adaptado de MOUBRAY (1997), p. 3

A primeira geração tem origem no período da Segunda Guerra Mundial. Nesta época, a indústria não era altamente mecanizada e a disponibilidade operativa dos equipamentos não tinha tanta importância. Isto significa que a prevenção das falhas dos equipamentos não era prioridade para a maioria dos administradores. Ao mesmo tempo, a maioria dos equipamentos eram simples e passíveis de serem montados e desmontados facilmente. Este fato propiciava equipamentos confiáveis e de fácil reparo. Como resultado, não existia necessidade de manutenção sistemática, mas somente tarefas de limpeza e lubrificação.

Com o fim da Segunda Guerra Mundial, a situação mudou. Aumentou-se a necessidade de diversos produtos enquanto a oferta de força de trabalho diminuía drasticamente. Isto levou ao aumento da mecanização. Em meados da década de 50, surgiram numerosas máquinas de todos os tipos e muito mais complexas. A partir deste momento, a indústria estava começando a depender delas.

Na segunda geração, como esta dependência cresceu, a disponibilidade operativa dos equipamentos tornou-se o foco principal. Isto levou à ideia de que as falhas dos equipamentos poderiam e deveriam ser prevenidas, levando aos primeiros conceitos de *manutenção preventiva*. Na década de 60, isto consistia principalmente em fazer uma revisão geral do equipamento em intervalos fixos de tempo. A segunda geração, esteve associada também ao surgimento de maiores exigências com relação à vida útil dos equipamentos e aos custos menores.

Já a terceira geração, que se refere aos tempos atuais, diz respeito aos requisitos característicos, como: maior disponibilidade, confiabilidade, segurança e vida útil, com

ausência de danos ao meio-ambiente e ações de manutenções eficazes, aliadas aos custos envolvidos.

Enfim, pode-se afirmar que a evolução histórica da manutenção ilustrada na Figura 4.1 deve-se à toda evolução tecnológica dos equipamentos, processos e técnicas de manutenção, à necessidade de controles cada vez mais eficientes e de ferramentas de apoio à decisão, ao desenvolvimento de estudos relativos ao desgaste e controle das falhas e suas conseqüências, à dependência de equipes treinadas e motivadas para enfrentar estes desafios, ao desenvolvimento de novas técnicas e, conseqüentemente, aos custos de manutenção em termos absolutos e proporcionalmente às despesas globais.

4.2.1 – MÉTODOS DE MANUTENÇÃO

Os métodos de manutenção expressam a maneira pela qual é realizada a intervenção nos equipamentos, nos sistemas ou nas instalações. A Figura 4.2 apresenta as mudanças da aplicação de técnicas de manutenção com o passar do tempo até os dias atuais.

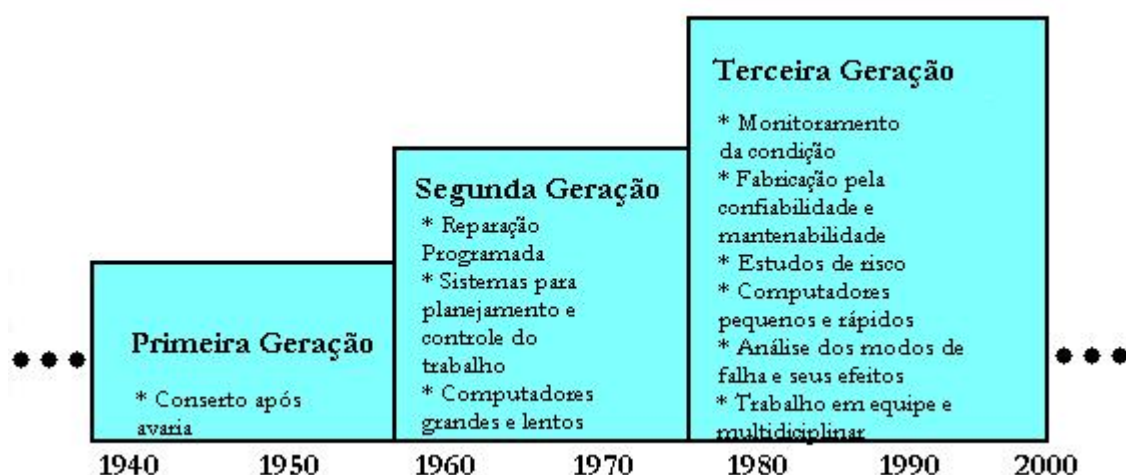


Figura 4.2 – Mudanças das Técnicas de Manutenção
Fonte: Adaptado de MOUBRAY (1997), p. 5

Existem diversas maneiras de classificar os métodos de manutenção. Neste presente trabalho serão apresentados os tipos de manutenção que podem ser entendidos como aqueles cujos conjuntos de ações levam a uma diminuição ou eliminação da perda de produção, minimização do custo e tempo de reparo.

É comum encontrar a seguinte divisão dos tipos de manutenção: Manutenção Corretiva, Manutenção Preventiva e Manutenção Por Melhorias.

- **Manutenção Corretiva**

De acordo com a NBR 5462 (ABNT, 1994), o termo manutenção corretiva pode ser definido como a manutenção efetuada após a ocorrência de uma incapacidade de um item em desempenhar uma função requerida, destinada a recolocar um item em condições de executar esta função. O objetivo da manutenção corretiva é manter a condição de integridade operacional e a viabilidade do sistema, após a ocorrência da falha, ou seja, é uma prática reativa de manutenção.

A manutenção corretiva em máquinas e equipamentos só é efetuada após a falha de uma peça ou componente do sistema. Porém vale registrar que a manutenção corretiva, segundo ZAIONS (2003), pode ser através de conserto das partes que sofreram a falha ou desempenharam funções diferentes daquela esperada, podendo ser reparos, alinhamentos, balanceamentos, substituição de peças ou substituição do próprio equipamento.

- **Manutenção Preventiva**

Conforme a NBR 5462 (1994), o termo manutenção preventiva pode ser definido como a manutenção efetuada em intervalos predeterminados, ou de acordo com critérios prescritos, destinada a reduzir a probabilidade de falha ou a degradação do funcionamento de um item. A manutenção preventiva corresponde à ação tomada para manter um item físico em condições operantes por meio de inspeções, detecção, prevenção de falhas, reformas e troca de peças e está em um nível superior se comparada à manutenção corretiva, pois a máquina (ou equipamento ou o sistema) encontra-se em estado operacional, mas seu desempenho está reduzido, a ponto de entrar em estado de falha.

Conforme WYREBSKI (1997), a manutenção preventiva apresenta as seguintes vantagens: assegura a continuidade do funcionamento das máquinas, só parando para consertos em horas programadas; permitindo à empresa maior facilidade para cumprir seus programas de produção. As desvantagens são: requer um programa bem estruturado; requer uma equipe de mecânicos eficazes e treinados; requer um plano de manutenção; e peças são trocadas antes de atingirem seus limites de vida.

O objetivo final da manutenção preventiva é obter a utilização máxima do equipamento nas tarefas de produção, com a correspondente redução do tempo de máquina parada e custos da manutenção (ZAIONS, 2003). Por isso, várias são as

medidas a serem tomadas: determinar padrões que permitam avaliar a eficiência da manutenção; planejar e configurar tabelas com antecedência; melhorar a produtividade de cada operário, diminuindo os atrasos evitáveis e inevitáveis; assegurar-se de que tanto o equipamento quanto a mão-de-obra de manutenção estão disponíveis simultaneamente para realização das inspeções preventivas; e assegurar-se de que o departamento de manutenção está cooperando para a realização correta, e nos horários previstos, das inspeções preventivas.

A Manutenção Preventiva pode ser subdividida em: Manutenção de Rotina, Manutenção Periódica e Manutenção Preditiva:

- **Manutenção de Rotina**

Os serviços de inspeções e verificações das condições técnicas dos itens físicos fazem parte da manutenção de rotina.

A responsabilidade pela manutenção de rotina não é somente do pessoal de manutenção, mas também de todos os operadores dos itens físicos. As tarefas de manutenção de rotina normalmente são executadas diariamente para evitar a degradação dos itens físicos (ZAIONS, 2003).

- **Manutenção Periódica**

Manutenção periódica pode ser definida como a manutenção efetuada em intervalos pré-determinados de tempo. O intervalo entre intervenções, segundo LIMA (2000), é definido proporcionalmente à deterioração do item físico. A intervenção é conduzida no tempo estabelecido, independente do estado do componente. Baseado em intervalos definidos de tempo e obedecendo a um plano previamente elaborado, a Manutenção Periódica é a atuação realizada de forma a reduzir ou evitar a falha ou quebra no desempenho.

A Manutenção Periódica requer alguma forma de intervenção no item físico. Além do mais, suas ações e periodicidade são pré-determinadas e ocorrerão sem informações adicionais na data pré-estabelecida (ZAIONS, 2003).

- **Manutenção Preditiva**

Segundo a NBR 5462 (ABNT, 1994), o termo manutenção preditiva pode ser definido como o tipo de manutenção que garante uma qualidade de serviço desejada, com base

na aplicação sistemática de técnicas de medições e análise, utilizando-se de meios de supervisão ou de amostragem, para reduzir ao mínimo a manutenção preventiva e diminuir a manutenção corretiva.

Manutenção Preditiva é o conceito moderno de manutenção não invasiva em que se acompanha o comportamento de determinados elementos do equipamento ou identifica-se um componente com desempenho diferente do esperado e uma vez constatado a anomalia, realiza-se a manutenção. Os parâmetros ou variáveis que podem ser monitoradas em um esquema de manutenção preditiva são: a temperatura, os óleos lubrificantes, os ruídos, a pressão, os ensaios não destrutivos e as vibrações. A manutenção preditiva será tanto mais eficiente quanto mais rapidamente for detectada a variação dos parâmetros (ZAIONS, 2003).

A Manutenção Preditiva permite otimizar a troca das peças ou reforma dos componentes e estender o intervalo de manutenção, pois permite prever quando a peça ou componente estão próximos do seu limite de vida e deve ser estabelecida com extremo cuidado, pois necessita de informações sobre o funcionamento do equipamento, as condições ambientais em que o equipamento trabalha e do processo de envelhecimento de cada componente. .

A determinação do ponto ótimo para executar a manutenção preventiva em um equipamento, ou seja, o ponto a partir do qual a probabilidade de o equipamento falhar assume valores indesejáveis é o entende-se por controle preditivo da manutenção onde as ações da manutenção preditiva controlam indiretamente a consequência de acidentes, quebras e mau funcionamento.

- **Manutenção Por Melhorias**

A Manutenção por Melhoria, do inglês *improvement maintenance*, consiste de ações para reduzir ou eliminar totalmente a necessidade de manutenção. Trata-se de um método que visa implementar melhorias para aumento da vida útil do equipamento (LIMA, 2000). No contexto de manutenção, praticar a Manutenção por Melhorias dos itens físicos significa melhorá-los gradativamente e continuamente para além de suas especificações originais, através de modificações, modernizações, reprojeto, etc (ZAIONS, 2003).

Conforme LIMA (2000), a Manutenção por Melhoria é aplicável nos seguintes casos: quando a vida útil do equipamento é curta, com alta frequência de falhas e alto custo

de manutenção; quando o tempo de reparo é elevado e há possibilidade de propagação da falha; quando a dispersão do tempo médio entre falhas é grande, acarretando dificuldades de avaliação e inspeção.

O objetivo da Manutenção por Melhorias é melhorar a operação, a confiabilidade e a capacidade do equipamento. A eliminação de falhas que venham a necessitar de manutenção deve ser uma das ações para o melhoramento da confiabilidade do sistema (ZAIONS, 2003).

- **Outros Métodos**

Para definir a melhor estratégia a ser adotada em um plano de manutenção, considerando-se as várias formas de manutenção, é necessário desenvolver uma análise de custo-benefício. Em vista disso, utiliza-se concomitantemente, em uma instalação, as diferentes formas de manutenção, avaliando a função desempenhada pelo equipamento, sua importância no contexto operacional e as consequências das possíveis falhas, que o equipamento possa gerar ao falhar.

De maneira mais abrangente, como uma filosofia de manutenção, também pode ser citada a **Manutenção Produtiva Total** (do inglês *Total Productive Maintenance - TPM*), desenvolvida no Japão. Conforme BLANC (1993), primordialmente, esta filosofia busca maximizar a eficiência do equipamento através do envolvimento e participação de gerentes, de profissionais de manutenção e operação, e de clientes, utilizando-se das formas de manutenção, já anteriormente citadas. Enfim, esta metodologia estabelece um alto valor para a equipe de trabalho, com base no consenso e melhoria contínua.

Novas metodologias têm surgido, mais recentemente, com o intuito de otimizar os processos de execução da manutenção e do desempenho operacional dos equipamentos. Uma delas é a **Manutenção Centrada na Confiabilidade** – MCC (do inglês *Reliability Centered Maintenance- RCM*). Este método será apresentado no item a seguir.

4.3 – CARACTERÍSTICAS DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

4.3.1 – ORIGEM

No final dos anos 50, a indústria de aviação comercial americana estava particularmente preocupada com a falta de uma metodologia para otimizar sua manutenção preventiva. Naquela época, a aviação comercial ao redor do mundo sofria mais de 60 acidentes por milhão de decolagens, sendo dois terços desses acidentes causados por falha de equipamento. Esta estatística representaria, para os dias de hoje, dois acidentes de avião de 100 assentos ou mais, diariamente. MOUBRAY (1997), relata que em 1960 a *Federal Aviation Agency* (FAA) constituiu uma força tarefa, denominada *Maintenance Steering Group* (MSG), com a participação das companhias aéreas americanas, para estudar os planos de manutenção até então utilizados. O primeiro resultado foi alcançado em 1965, e posteriormente apresentado em 1967, durante o Encontro Internacional sobre Operação e Projetos de Aeronaves Comerciais. O documento elaborado recebeu a denominação de MSG-1, cujo conteúdo foi utilizado na manutenção do *Boeing 747*.

Cerca de dois anos mais tarde, uma outra versão foi elaborada, com a denominação de MSG-2, e aplicada no desenvolvimento dos programas de manutenção dos aviões *Lockheed 1011*, S-3 e P-3, *Douglas DC 10* e *MCDonnell F4J*. Cabe comentar também que, com base nesses estudos, a indústria europeia emitiu documento similar aplicado nos programas de manutenção do *Airbus A-300* e do *Concorde* (NUNES, 2001).

A partir dos documentos MSG-1 e MSG-2, NOWLAN (1978) desenvolveram um outro estudo mais detalhado, encomendado pelo Departamento de Defesa dos Estados Unidos, para a determinação de normas e procedimentos de manutenção, com base numa ampla análise estatística. Os autores denominaram o documento de *Reliability Centered Maintenance* (RCM), que foi traduzido para Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC). Este documento, conhecido como MSG-3, tornou-se o marco para a manutenção da indústria aeronáutica.

MITCHELL (2002) relata o possível surgimento do MSG-4. Esta se basearia nos três documentos anteriores e se complementaria com as seguintes características: i) explícita consideração do risco, dividindo as estratégias de manutenção com a fabricação do equipamento e a manutenção preventiva; ii) um alto grau de integração entre os requisitos funcionais, a fabricação do equipamento e a manutenção existente e iii) maior uso da

tecnologia da informação para detectar, prever e diagnosticar as falhas de equipamentos ou sistemas.

Nos últimos 25 anos, a MCC saiu da área aeronáutica e disseminou-se para outros setores. Os custos da manutenção começam a se elevar muito em comparação com os custos operacionais e a atividade de manutenção passou a ser vista com planejamento e controle, visando aumentar a vida útil dos itens físicos. A partir daí, a MCC passou a ser empregada para garantir a confiabilidade dos itens físicos e também, como uma metodologia essencial no planejamento da manutenção preventiva.

Durante os últimos anos, interpretações e variações da lógica de decisão da Manutenção Centrada em Confiabilidade foram propostas na literatura. Porém, segundo BOWLER (1994), as variações mais utilizadas são: a versão original de NOWLAN (1978); a versão oficial do MSG-3 usada pelas companhias aéreas civis; a versão RCM II com uma abordagem diferente da de NOWLAN (1978) com relação a segurança ambiental, elaborada por MOUBRAY (1997) e seus associados.

4.3.2 – OBJETIVOS

Confiabilidade é definida como a probabilidade de um equipamento desempenhar satisfatoriamente a sua função, durante um intervalo de tempo especificado e sob certas condições pré-determinadas (BEEHLER, 1995).

Uma das funções principais da manutenção é aumentar a confiabilidade do item físico no qual é aplicada. Essa confiabilidade é quase inteiramente uma função da qualidade do programa ou plano de manutenção.

A MCC é uma metodologia sistemática, usada para otimizar as estratégias de manutenção. Para BEEHLER (1995) a MCC possui quatro princípios fundamentais: i) o objetivo primário da MCC é preservar a função do sistema; ii) um bom programa de MCC deve identificar modos de falha específicos que definem a perda da função ou falha funcional; iii) um programa de MCC deve priorizar a importância dos modos de falha; e iv) um programa de MCC deve identificar efetivos e tarefas aplicáveis de manutenção preventiva.

O processo de MCC envolve responder 7 questões críticas (MOUBRAY, 1997; CHAN, 2005) para um item físico selecionado:

1. Quais são as funções e as normas de desempenho associadas ao item físico em seu presente contexto de operação?
2. De quais maneiras o item físico não cumpre sua função?

3. Quais as causas de cada falha funcional?
4. O que acontece quando cada falha funcional ocorre?
5. Qual a importância de cada falha?
6. O que pode ser feito para prevenir ou evitar cada falha?
7. O que deveria ser feito se uma tarefa pró-ativa adequada não pode ser encontrada?

Respondendo cada uma das sete questões acima, pode-se focar na preservação das funções de um sistema, identificando para cada item, as funções e as falhas funcionais que afetam as funções; as causas de falha; a criticidade e a importância de cada falha funcional e suas consequências; e a seleção da tarefa de manutenção aplicável e efetiva na prevenção das falhas funcionais (MOUBRAY, 1997; BERTLING, 2000; BOWLER, 1994). Assim, definida as tarefas de manutenção, a implementação da MCC poderá contribuir em um programa de manutenção, e sofrer refinamentos conforme a experiência de utilização da metodologia for aumentando.

Cabe frisar que preservar a função não é o mesmo que preservar a operação de um item, como afirmam MOUBRAY (1997) e muitos outros autores. Autores como BOWLER (1994) observam por sua vez, que além do enfoque tradicional, a MCC pode estender a sua análise para cobrir tópicos e problemas de suporte logístico e até mesmo para a gestão de peças sobressalentes.

Conforme BOWLER (1994), os resultados esperados, baseados em seus estudos sobre as considerações econômicas necessárias antes da implementação da MCC podem ser divididas em 4 grupos: i) economias em laboratório; ii) economias de materiais; iii) melhorias nas vendas; e iv) economias operacionais.

As economias em laboratório consistem em diminuição de manutenção de equipamentos em laboratório, diminuição de operações indiretas em laboratório, menores estoques e compras de materiais para laboratório, menos planejamento e administração de laboratórios, redução de pagamentos de horas-extras, diminuição de custos de treinamento e recrutamento e diminuição dos custos com terceirizados. As economias com materiais englobam as poucas requisições de materiais devido à pouca atividade de manutenção, a redução de requisições de peças sobressalentes, a disposição de peças sobressalentes obsoletas e a redução da necessidade de adiantamento de trabalho e retrabalho. Por sua vez as melhorias nas vendas se resumem em baixos custos, serviços mais confiáveis aos clientes, alta qualidade dos produtos, excelente produtividade, alta disponibilidade e aumento da vida útil do item

físico. Por fim, as economias operacionais caracterizam-se pela redução dos custos de operação, redução das despesas, redução de investimento em tecnologias e serviços de manutenção não aproveitáveis.

MOUBRAY (1997) complementa citando que os resultados esperados com a implementação da MCC englobam maior segurança humana e proteção ambiental; melhoria do desempenho operacional em termos de quantidade, qualidade do produto e serviço ao cliente; maior efetividade do custo de manutenção; aumento da vida útil dos itens físicos mais dispendiosos; criação de um banco completo sobre manutenção; maior motivação do pessoal envolvido com a manutenção e melhoria do trabalho em equipe.

Mesmo com a grande quantidade de benefícios trazidos pela MCC citados nos parágrafos anteriores, JOHNSTON (2002) questiona a forma que é realizada a mensuração da implementação da metodologia da MCC e apresenta uma forma de fazê-la aliando três fatores: qualidade, benefícios e progresso. Isto porque segundo o autor, a MCC representa uma significativa mudança de pensamento em parte da equipe de manutenção, engenheiros e operadores. Por esta razão e pelo esforço associado à análise de muitos equipamentos, a implementação da MCC passa a ser o principal empreendimento de uma organização com três problemas principais que freqüentemente surgem durante esta implementação: i) como isto representa uma mudança significativa, as pessoas estão freqüentemente resistentes a novas metodologias, causando enfraquecimento da implementação. Para isso, os gerentes necessitam de informações do progresso da implementação para mantê-la em funcionamento; ii) como o tempo entre a análise e a avaliação dos benefícios é longo, torna-se difícil dizer às equipes que trabalham com a MCC se estão ou não realizando um bom trabalho. Ou seja, os mentores e analistas da MCC necessitam de avaliações de qualidade para assegurarem que os caros esforços estão sendo efetivamente executados; e iii) as pessoas podem ter dúvidas se os esforços gastos com a implementação valerem a pena antes da avaliação dos benefícios.

Em relação aos custos de implementação de uma metodologia da MCC, BOWLER (1994) realiza em seu trabalho um estudo detalhado sobre o assunto. O autor divide os custos em dois: custos iniciais e custos de implementação. Os custos iniciais contemplam o treinamento de conscientização dos administradores, os serviços de consultoria, o início da formação da equipe de projeto da MCC e a auditoria pré-implementação. Já os custos de implementação trazem o treinamento da equipe, o treinamento da força de trabalho, os serviços de consultoria do andamento da implementação, a contratação de pessoal, os pagamentos de horas-extras, as premiações, os custos de recrutamento, a aquisição de *hardware*

e *software* de computadores, a aquisição de materiais e sobressalentes adicionais, a aquisição e a instalação de equipamentos de diagnóstico, a auditoria pós-implementação e as atividades adicionais como resultado da MCC.

4.3.3 – DEFINIÇÕES

O processo da Manutenção Centrada em Confiabilidade e a utilização das ferramentas de apoio exigem inicialmente um perfeito entendimento de uma série de definições associadas a falhas e desempenhos dos itens físicos. A seguir, são apresentadas as definições e informações fundamentais para o desenvolvimento da MCC.

a) Funções

Função pode ser definida como qualquer propósito pretendido para um processo ou produto. Para MOUBRAY (1997), a definição de uma função deve consistir de um verbo, um objeto e o padrão de desempenho desejado.

As funções podem ser divididas em funções principais e funções secundárias, iniciando sempre o processo de MCC pelas funções principais. A função principal de um item físico está associada, principalmente, à razão pela qual o ativo foi adquirido. Conforme MOUBRAY (1997) os itens físicos são geralmente adquiridos para uma, possivelmente, duas e não mais do que três funções principais. O principal objetivo da manutenção é assegurar o desempenho mínimo das funções principais. Na maioria das vezes, os itens físicos realizam outras funções além das funções principais. Essas funções são chamadas de secundárias e podem ser divididas nas seguintes categorias: integridade ambiental; segurança/integridade estrutural; controle, contenção e conforto; aparência; economia e eficácia; e supérfluas. Embora geralmente menos importantes que as funções principais, as funções secundárias devem ser muito bem analisadas, pois podem trazer graves conseqüências em situações específicas.

b) Padrões de Desempenho

Os equipamentos são projetados e desenvolvidos para assegurar um padrão mínimo de desempenho. Porém, em virtude do trabalho executado pelas máquinas, seus componentes acabam deteriorando-se. Dessa forma, qualquer máquina ou componente que for colocado em operação deverá ser capaz de produzir mais do que o padrão mínimo de desempenho

desejado pelo usuário. Esse limite de produção do equipamento é conhecido como capacidade inicial ou confiabilidade inerente do equipamento.

Para um item físico passível de manutenção, o desempenho desejado deve situar-se na zona compreendida entre o padrão mínimo de desempenho e a capacidade inicial. A manutenção deve manter o desempenho sempre acima do padrão de desempenho mínimo desejado pelo usuário. A determinação da capacidade inicial, bem como do desempenho mínimo que o usuário está preparado para aceitar no contexto do item físico que está sendo utilizado, é de relevante importância quando se deseja desenvolver um programa de Manutenção Centrada em Confiabilidade.

c) Contexto Operacional

O contexto operacional está associado às condições (funções) nas quais o ativo físico irá operar. O contexto operacional se insere inteiramente no processo de formulação estratégica da manutenção. As funções primárias e secundárias, além da natureza dos modos de falha, de seus efeitos e conseqüências são afetadas pelo contexto de operação. A perfeita compreensão do contexto operacional requer que os seguintes fatores sejam considerados: redundância; padrões de qualidade; padrões ambientais; padrões de segurança; turnos de trabalho; trabalho em processo; tempo de reparo; peças de reposição; demanda de mercado; e suprimento de matéria-prima.

d) Falhas Funcionais

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

e) Falhas Potenciais

Falha Potencial é uma condição identificável que indica se a falha funcional está para ocorrer ou em processo de ocorrência (MOUBRAY, 1997). O conceito de falha potencial leva em consideração o fato de que muitas falhas não acontecem repentinamente, mas se desenvolvem ao longo do tempo. A falha potencial representa o ponto onde o item físico

começa a apresentar perda do desempenho da função. Para alguns autores, a falha potencial pode ser definida como a perda parcial da função, estipulada com base em um padrão de desempenho estabelecido.

A Figura 4.3 permite identificar a relação entre falha potencial e falha funcional.

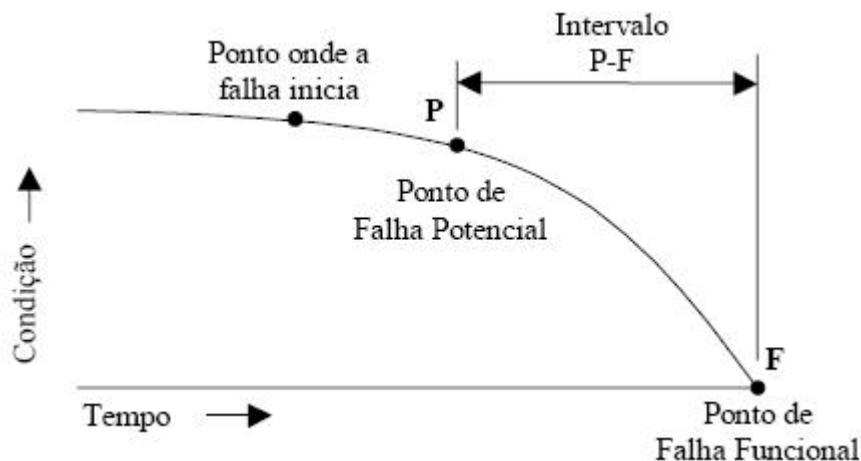


Figura 4.3 – Intervalo entre Falha Potencial e Falha Funcional (P-F)
Fonte: Adaptado de MOUBRAY (1997), p. 145

Na Figura 4.3, podem-se identificar três períodos de tempo distintos na ocorrência de uma falha: um período de tempo entre uma condição normal de operação até o início da falha; um segundo período de tempo entre o início da falha até o aparecimento de um sinal da falha; um terceiro período de tempo que se estende desde o aparecimento do sinal da falha até a sua ocorrência. MOUBRAY (1997) define que o ponto P no processo de falha, onde é possível detectar se a falha está ocorrendo ou está para ocorrer, é chamado de falha potencial. O ponto F representa o ponto de falha funcional. Assim, o intervalo P-F corresponde ao intervalo entre o ponto onde a falha torna-se detectável até a sua ocorrência.

f) Modo de Falha

Um Modo de falha é definido como qualquer evento que causa uma falha funcional. Ou seja, modos de falha são eventos que levam, associados a eles, uma diminuição parcial ou total da função do produto e de suas metas de desempenho.

A descrição de um modo de falha deve consistir de um substantivo e de um verbo. Deve-se observar, no entanto, que a escolha do verbo a ser usado deve ser realizada com cuidado, pois influencia fortemente o gerenciamento das falhas.

A identificação dos modos de falha de um item físico é um dos passos mais importantes no desenvolvimento de qualquer programa que pretenda assegurar que o ativo continue a executar suas funções previstas. Quando em um sistema ou processo cada modo

de falha foi identificado, torna-se possível verificar suas conseqüências e planejar ações para corrigir ou prevenir a falha. Na prática, dependendo da complexidade de um item físico, do contexto operacional e do nível em que está sendo feita a análise, normalmente são listados de um a trinta modos de falha como causas da falha funcional (MOUBRAY, 1997). Alguns dos modos de falha típicos que podem gerar a falha funcional são: fratura, separação, deformação, desgaste, corrosão, abrasão, desbalanceamento, rugosidade, desalinhado, trincamento, deficiências da manutenção, encurtamento, etc.

g) Causa da Falha

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

h) Efeitos da Falha

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

Alguns efeitos típicos em máquinas e equipamentos em geral são: esforço de operação excessivo; vazamento de ar; desgaste prematuro; consumo excessivo, etc.

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

i) Conseqüências da Falha

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

A combinação do contexto operacional, dos padrões de desempenho e dos efeitos, indica que cada falha tem um conjunto específico de conseqüências a ela associadas. Se tais conseqüências forem muito severas para a empresa, grandes esforços deverão ser realizados para evitar ou reduzir a falha. Porém, falhas que provocam pequenas conseqüências não requerem que medidas pró-ativas sejam tomadas. Nesses casos, é mais sensato corrigir a falha após a ocorrência (MOUBRAY, 1997).

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

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

Falhas funcionais ocultas ocorrem sem que ninguém perceba que o item físico encontra-se em estado de falha. Elas não têm um impacto direto, porém expõem a empresa a falhas múltiplas com conseqüências que podem ser graves ou até mesmo catastróficas. Tais falhas estão geralmente associadas à operação de dispositivos de segurança e proteção, utilizados com o objetivo de evitar ou reduzir as conseqüências das falhas evidentes.

4.4 – FERRAMENTA DE SUPORTE À MCC: ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHA

A Análise de Modos e Efeitos de Falhas, traduzido do inglês *FMEA (Failure Mode and Effects Analysis)* é uma técnica de análise que foi desenvolvida para ser aplicada principalmente a componentes, cujo objetivo primordial é “radiografar” cada um dos componentes de um sistema a fim de levantar todas as maneiras pelas quais o componente possa vir a falhar e avaliar quais os efeitos que estas falhas acarretam sobre os demais componentes e sobre o sistema (instalação, equipamento, etc.). Como o próprio nome da técnica diz, é um método útil para documentar de forma organizada os modos e os efeitos de falhas de componentes. Ou seja, investiga-se o componente a fim de levantar todos os elementos, incluindo as ações

inadequadas do ser humano, que possam interromper ou degradar o seu funcionamento e/ou do sistema ao qual o componente pertença.

Apesar de ser uma técnica de análise essencialmente qualitativa, uma extensão da *FMEA*, denominada Análise de Modos, Efeitos e Criticidade de Falhas (em inglês *FMECA*), pode fornecer também estimativas para as frequências de ocorrência dos modos de falhas, bem como, o grau (categoria, classe) de severidade dos seus efeitos. O modelo não provê cálculo da confiabilidade total do sistema, mas pode servir como entrada de outras análises de confiabilidade.

Numa *FMEA/FMECA* podem ser enfocados tanto os aspectos relacionados com a confiabilidade do sistema como com a segurança da instalação. Assim pode ser avaliada a gravidade dos efeitos das falhas sobre a continuidade operacional do sistema, sobre a segurança dos operadores, da população circunvizinha ou dos demais equipamentos.

Entre os objetivos da *FMEA/FMECA* estão:

- Identificação dos Modos de Falhas dos Componentes de um Sistema;
- Avaliação das Causas, Efeitos e Riscos das Falhas;
- Aumentar a Segurança Funcional, Operacional e Ambiental;
- Aumentar a Confiabilidade;
- Melhorar a Comunicação Interna;
- Como detectar, como corrigir, etc.

A *FMEA/FMECA* pode ser aplicada em vários níveis, ou seja, componentes, equipamentos ou sistemas, dependendo do grau de detalhamento desejado. Esta técnica pode ser usada:

- Na fase de projeto de sistemas visando detectar possíveis falhas e melhorar a confiabilidade do sistema;
- Na revisão de segurança de sistemas/unidades em operação procurando verificar a propagação das falhas sobre os outros componentes do sistema e as implicações para a segurança das instalações.
- No contexto de uma análise global de riscos, tanto de sistemas na fase de projeto, como de sistemas em operação ou em fase de ampliação;

A *FMEA/FMECA* é muito útil para avaliar um projeto, pois identifica os efeitos de cada modo de falha sobre os demais componentes e sobre o sistema e estabelece sugestões de melhorias do projeto no sentido de evitar ou mitigar os efeitos das falhas, critérios para realização de testes, programas de manutenção e elaboração de rotinas operacionais.

A análise de FMEA/FMECA, é desenvolvida pela pergunta: Como pode esta unidade (componente, subsistema, ...) falhar? Para assumir uma análise sistemática e completa, é prático utilizar um formulário especial de FMEA/FMECA, o qual lista as informações necessárias como o formulário-exemplo mostrado na Tabela 4.1 a seguir:

Tabela 4.1: Formulário FMEA (ZAIONS, 2003)

MCC										
PLANILHA DE ANÁLISE DE MODOS E EFEITOS DE FALHAS										
SISTEMA			Sistema N ^o		Equipe		Data		Folha N ^o	
(01)										
SUBSISTEMA			Subsistema N ^o		Analista		Data		de	
Equipamento	Função	Modo de Falha	Causa da Falha	Efeitos da Falha	Conseqüências da Falha	Fatores				
(02)	(03)	(04)	(05)	(06)	(07)	(08)	(09)	(10)	(11)	

De acordo com o exemplo ilustrado na Tabela 4.1, é apresentado na seqüência os campos relevantes conforme relacionados com a numeração apresentada e como são utilizados.

(01) Cabeçalho: identifica o sistema e subsistema funcional bem como a equipe de análise da FMEA.

(02) Equipamento: campo destinado à identificação do código e nome do equipamento que pertence ao subsistema e provoca por sua vez, a falha funcional.

(03) Função: identifica a função do subsistema.

(04) Modo de Falha: campo destinado a identificar o código do modo de falha e descrever a forma como o equipamento em questão poderá apresentar a falha.

(05) Causa da Falha: campo destinado a identificar o código da falha e descrever a causa raiz do modo de falha.

(06) Efeitos da Falha: descreve os efeitos que o modo de falha apresenta, ou seja, de que forma a falha se manifesta.

(07) Conseqüências da Falha: campo destinado a identificar de que maneira a empresa é afetada quando ocorre o modo de falha.

(08) Severidade (S): campo destinado à indicação do índice de severidade da falha. O critério severidade quantifica a gravidade da falha potencial, analisando a consequência da falha e seu impacto no sistema.

(09) Ocorrência (O): campo destinado à indicação do índice de ocorrência da falha. O critério ocorrência traduz de forma qualitativa a probabilidade de falha da função pretendida. A avaliação da ocorrência da falha deve ser bastante criteriosa, pois a sub-estimativa desse parâmetro poderá acarretar em taxas de falhas não previstas.

(10) Detecção (D): campo destinado à indicação do índice de detecção da falha. O critério de detecção é o indicador da capacidade do operador ou da equipe de manutenção detectar o modo de falha potencial antes que o sistema realmente falhe. Uma detecção baixa indica que o sistema poderá parar sem dar prévio aviso. Dependendo da severidade atribuída ao evento, poderá estar ocorrendo um grande risco de permitir uma falha catastrófica. Logo a definição dos índices de detecção deve ser realizada com muita ponderação, evitando superestimar o equipamento em análise.

(11) Grau de Risco (R): campo destinado à indicação do grau de risco da falha. O grau de risco é um índice que prioriza as ações a serem tomadas sobre os modos de falha. É igual ao produto da severidade pelo fator de ocorrência e de detecção. Esse índice permite uma hierarquização dos modos de falhas, que podem ser classificadas em ordem decrescente de criticidade.

4.5 – APLICAÇÕES DA MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE

Desde 1978, a MCC tem sido aplicada extensivamente na área militar norte-americana. Em 1984, três plantas nucleares nos Estados Unidos começam uma série de aplicações sob os cuidados do Instituto de Pesquisa de Energia Elétrica de San Diego. Estes projetos pilotos levaram a adoção da MCC em várias outras plantas nucleares dos Estados Unidos e pela EDF, na França. Hoje, a MCC está espalhada por diversas plantas nucleares do mundo.

Ao mesmo tempo, ainda na década de 80, MOUBRAY (1997) e seus associados começaram a aplicação da MCC nos setores de mineração e indústria. Desde então, eles têm trabalhado em mais de 500 plantas em 32 países espalhado pelo mundo. Entre as áreas de aplicação, pode-se citar a indústria agroquímica (fertilizantes, pesticidas), processamento de alumínio, indústria automobilística, cervejarias, indústria química, mineração do ferro, microeletrônica, indústria petroquímica, indústria farmacêutica, setor elétrico (termoelétricas, nucleares, distribuição e transmissão), entre outras.

Destacando o setor elétrico, diversas aplicações da MCC têm sido realizadas. No setor elétrico brasileiro, são conhecidas aplicações da MCC na área de subestações, em Furnas Centrais Elétricas S.A., Eletrosul Centrais Elétricas S.A., Centrais Elétricas de Rondônia S.A. (CERON) e Centrais Elétricas do Pará S.A. (CELPA); na área de geração hidráulica e transmissão, na Companhia Paranaense de Energia (COPEL); e na área de geração hidrelétrica na Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (NUNES, 2001).

HAMMAN (1995) apresenta em seu trabalho a aplicação da MCC em dois equipamentos de transmissão (compensadores estáticos) como parte de um projeto piloto (denominado *SVC Projeto*) realizado na Eskom (*South African Electricity Supply Company*). Essa aplicação busca analisar os resultados e benefícios da MCC para posterior aplicação em outros equipamentos.

BASILLE (1995) cita a aplicação da MCC em um sistema teste (entrada de linha de 400kV) de uma subestação de alta tensão da Electricité de France (EDF). Este estudo apresenta duas características importantes para a época em que foi aplicado: o campo de aplicação era novo (subestação de alta tensão) e o conceito de MCC foi usado para melhorar o domínio dos custos de manutenção no que diz respeito aos equipamentos e à rede. Segundo o autor, “resultados inestimáveis” foram alcançados através da aplicação deste tipo de metodologia.

Da mesma forma, BEEHLER (1997) destaca a busca da segurança e confiabilidade de uma linha ou um sistema de transmissão através da MCC. Como conclusão, segundo o autor, a aplicação dos conceitos da MCC em sistemas de transmissão é uma viável e efetiva forma de manutenção que auxilia nos desafios de controle de custo e melhora dos serviços ao consumidor num mercado em crescente competitividade.

Os benefícios da aplicação da MCC em sistemas de distribuição são apresentados por BERTLING (2000). Neste trabalho, estudos de impactos na confiabilidade e causas de falhas têm sido realizados num típico sistema de distribuição da Suécia onde as linhas de transmissão estão sendo trocadas por cabos subterrâneos e em como a manutenção deste sistema pode afetar o consumidor final e os índices de desempenho do sistema.

GOODFELLOW (2000) discute em seu artigo as oportunidades da viabilidade da aplicação da MCC em sistemas de distribuição em substituição ao programa de manutenção tradicional. Como conclusão do seu trabalho, o autor afirma que a aplicação da metodologia da MCC em sistemas de distribuição representa uma oportunidade de prolongar e melhorar a confiabilidade e otimizar a alocação de recursos de manutenção.

Por sua vez, o objetivo do trabalho de CHAN (2005) é desenvolver uma ferramenta genérica de apoio à decisão de manutenção de equipamentos existentes nos sistemas de potência como disjuntores, transformadores, cabos e subestações isoladas a gás baseadas no conceito de MCC. Neste trabalho especificamente, a MCC norteou a estratégia de manutenção de disjuntores.

4.6 – CONCLUSÕES

Buscou-se neste capítulo apresentar as características dos métodos de manutenção, mais especificamente da Manutenção Centrada em Confiabilidade – MCC.

Destacou-se a importância da MCC ao descrever os custos envolvidos em sua implementação e os benefícios conquistados após sua utilização. A origem da MCC foi lembrada e seus objetivos de levar a mudanças nos procedimentos de manutenção, obtendo-se equipamentos mais confiáveis e que operam com reduzidos custos de manutenção também foram citados.

Alguns exemplos de aplicação da MCC foram relacionados baseados nas diversas referências bibliográficas encontradas na literatura, provando ser este um tipo de metodologia com bastante espaço para se expandir, principalmente na área de sistemas de potência.

Por fim, algumas definições importantes para implementação da MCC foram registradas e que serão usadas como base para a aplicação proposta neste trabalho.

5- MANUTENÇÃO CENTRADA EM CONFIABILIDADE APLICADA A PÁRA-RAIOS DE ALTA TENSÃO

5.1 – INTRODUÇÃO

Neste capítulo será descrita a implementação do processo da Manutenção Centrada em Confiabilidade aplicada a pára-raios de alta tensão. Esta implementação faz parte de um Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de subestação de transmissão de energia (DianE), desenvolvido pelo Cepel, patrocinado pela Eletrobrás e empresas do Grupo (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas), com a participação dos seus técnicos. De acordo com o CEPEL, projetos com outras empresas do setor, como a Light, e parceria com universidades, como a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), contribuíram para o avanço do sistema. O DianE tem como principal objetivo integrar informações relativas à manutenção de equipamentos na área de transmissão, como transformadores de potência, reatores, seccionadores, buchas, comutadores, pára-raios, entre outros. Ele é baseado em uma metodologia original de integração de análises e diagnósticos utilizada para reunir diferentes técnicas, gerando a partir das evidências disponíveis, um grau de risco para cada possível causa de falha de cada equipamento cadastrado. Isso é feito a partir de uma adaptação do processo de MCC. Por utilizar o processo de MCC, o DianE visa a preservação das funções e a inclusão do contexto operativo no processo de manutenção dos equipamentos.

Para a realização desta implementação, foram necessárias pesquisas em campo e entrevistas com especialistas para um melhor entendimento do funcionamento e das causas que levavam ou poderiam levar à falha de pára-raios.

Depois de realizadas as pesquisas, iniciou-se o trabalho com o pára-raios em si, subdividindo-o em subsistemas, definindo seus componentes, funções, falhas funcionais, entre outras características para continuidade da implementação. Em uma segunda etapa foram estudadas as técnicas para detecção destas falhas funcionais em estágios iniciais.

Por fim, são expostos os resultados da aplicação da metodologia, juntamente com exemplos de avaliação do estado de pára-raios de alta tensão seguido da conclusão do capítulo.

5.2 – METODOLOGIA

Neste item busca-se descrever de que forma foi executada a aplicação da MCC a pára-raios de alta tensão descrevendo a seqüência das atividades necessárias para a obtenção dos resultados esperados com melhor eficiência.

5.2.1 – LEVANTAMENTO EM CAMPO DE DADOS REAIS

Durante o período de janeiro de 2003 a dezembro de 2005, realizaram-se algumas visitas técnicas aos especialistas e equipes de manutenção da Eletrosul (Eletrosul Centrais Elétricas SA.). O objetivo era pesquisar, questionar e sanar dúvidas sobre as características e funcionamento assim como identificar as causas e conseqüências práticas de falhas de pára-raios.

Paralelamente a esta atividade, foi realizada uma pesquisa no banco de dados sobre equipamentos da empresa para se fazer um levantamento das falhas que acometem os pára-raios. Foram analisados 8950 pedidos de serviço (PS) gerados pelo sistema de manutenção da empresa no período de 1º de janeiro de 1980 a 31 de dezembro 2005. Alguns detalhes sobre estes 8950 pedidos de serviços podem ser observados na Tabela 5.1 a seguir:

Tabela 5.1: Detalhamento dos Pedidos de Serviço (período de 25 anos)

Tipo	A	C	E	M	PA	PD	PP	Total
Carboneto de Silício (SiC) – Porcelana – 230kV	117	13	29	0	158	0	3941	4258
Óxido de Zinco (ZnO) – Porcelana – 230kV	245	1	31	15	80	17	1941	2330
Óxido de Zinco (ZnO) – Polimérico – 230kV	3	0	0	0	0	0	18	21
Carboneto de Silício (SiC) – Porcelana – 440/500kV	158	16	28	0	90	2	1218	1512
Óxido de Zinco (ZnO) – Porcelana – 440/500kV	124	2	26	0	31	4	642	829
Carboneto de Silício (SiC) – Porcelana – 765kV	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	647	32	114	15	359	23	7760	8950

Onde (conforme definição da empresa): A = Teste de Aceitação em Fábrica; C = Manutenção Corretiva; E/PA = Serviços ou Ensaio Especiais; M = Manutenção por Melhorias; PD = Manutenção Preventiva Preditiva e PP = Manutenção Preventiva Periódica.

Em relação aos pedidos de serviço, vale ressaltar que são escritos e realizados por operadores que na maioria das vezes não mantém o padrão de registrar no sistema da empresa todos os testes, procedimentos e resultados obtidos no ensaio. É possível encontrar diversos textos como “substituir pára-raios”, por exemplo, porém sem o motivo de sua substituição.

Descontando os PS gerados para testes de aceitação em fábrica, já que o pára-raios ainda não está em operação, restam 8303 equipamentos. Destes, em cerca de 423 (aproximadamente 5%) foram encontrados defeitos, nem sempre claramente descritos como observado a seguir (textos retirados na íntegra do banco de dados da empresa): sobreaquecimento, substituição da base, explosão, contador de descargas travado, trincas na porcelana, miliamperímetro travado, substituição do pára-raios devido a descarga atmosférica, pára-raios com afrouxamento na fixação, atuação indevida, baixa resistência de aterramento, baixa resistência de isolamento, circuito aberto, problemas na vedação, pára-raios inclinado, entrada de umidade, falha de projeto, falha na solda exotérmica, poluição, montagem incorreta, problemas no transporte e substituição do pára-raios (que corresponde a cerca de 90%) de todos os problemas aqui citados. Para alguns destes defeitos, necessitou-se de entrevistas a especialistas para “tradução” dos mesmos.

Reunindo todas as informações obtidas nas pesquisas ao banco de dados, nas consultas aos especialistas da empresa e na literatura, iniciou-se as atividades de aplicação da manutenção centrada em confiabilidade em pára-raios de alta tensão.

5.2.2 – DIVISÃO DO PÁRA-RAIOS EM SUBSISTEMAS

Um subsistema pode se definido como o conjunto de componentes do pára-raios que, isoladamente ou em conjunto, executam uma ou mais funções. Foram definidos como subsistemas de um pára-raios: acessórios, aterramento, isolamento, parte ativa, sustentação e zincagem.

5.2.3 – DEFINIÇÃO DOS COMPONENTES DE CADA SUBSISTEMA

O componente é a parte física ou equipamento auxiliar que pertence a um único subsistema. Para o subsistema “acessórios” temos como componentes o miliamperímetro, o contador de descargas e o dispositivo de alívio de sobrepressão. O subsistema “aterramento” é constituído pelas hastes, conector e rabicho de aterramento e pela solda exotérmica. Por sua vez o “isolamento” engloba o sistema de vedação (cimentação e gaxetas), a porcelana e o polímero. Os centelhadores e os resistores não lineares fazem parte do subsistema “parte ativa” assim como o corpo do pára-raios e a base fazem parte do subsistema “sustentação”. Por fim, o subsistema “zincagem” é constituído pela camada protetora de zinco.

5.2.4 – DEFINIÇÃO DAS FUNÇÕES

Considerando os limites de desempenho desejados pelos usuários, uma função é aquilo que um subsistema ou componente deve fazer. Normalmente uma função é identificada como um verbo no infinitivo, seguido de um objeto e finalizada com um nível de desempenho desejado. Como exemplo, pode-se citar a função do miliamperímetro: “Medir a corrente de fuga do pára-raios corretamente”.

5.2.5 – DEFINIÇÃO DAS FALHAS FUNCIONAIS

A inabilidade de um sistema físico em realizar uma função no nível de desempenho desejado pelo usuário é a definição de “falha funcional”. A falha funcional descreve um estado de falha e é identificada em geral, pela negação da função ou parte dela. Pode referir-se a perda total da função do subsistema ou a situações onde o subsistema ainda funciona mas fora dos limites aceitáveis. Como exemplo de falha funcional, o miliamperímetro “não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente”.

Pode se dividir em dois tipos:

- Evidente: constitui na perda da função que será percebida cedo ou tarde pelo usuário.
- Oculta: se refere à perda da função que só será percebida se uma outra falha funcional ocorrer primeiro.

5.2.6 – DEFINIÇÃO DE DEFEITO (OU FALHA POTENCIAL)

Um defeito corresponde a um evento em evolução, caracterizado por um desvio de uma condição assumida inicialmente como normal para item sob avaliação, para o instante de tempo considerado na análise (DUPONT, 2003).

5.2.7 – DEFINIÇÃO DAS CAUSAS

Uma causa pode ser definida como qualquer evento que pode causar, de forma súbita ou gradual, uma falha funcional. Normalmente se identifica a causa com o nome do componente seguido de um adjetivo de estado mais um complemento opcional. Para o miliamperímetro, por exemplo, têm-se como causa “miliamperímetro não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente devido a apresentar-se queimado”.

5.2.8 – DEFINIÇÃO DAS AÇÕES

A ação, como o próprio nome diz, é a ação que corrige a causa identificada da falha funcional (ação corretiva) ou previne que ele ocorra (ação preventiva pró-ativa). A ação tem que ser tecnicamente realizável, resolver o problema em nível aceitável e também apresentar custos razoáveis.

Podemos dividir as ações nos seguintes tipos:

- SO – Serviço Operacional: consiste na reposição de materiais consumíveis usados na operação normal do equipamento, e outras atividade repetitivas, como a conservação e limpeza do ambiente.
- IP – Inspeção Autônoma: consiste na verificação, por sentido humano ou instrumental, do estado de evolução de uma falha potencial (defeito), para correção antes da evolução para uma falha funcional.
- RP – Restauração Preventiva: consiste na correção programada do desgaste ou desvio de um item em operação, em determinada idade limite, para prevenir sua falha funcional. Aplica-se principalmente a equipamentos sujeitos aos desgastes progressivos, para os quais seja possível e econômica sua recuperação.
- SP – Substituição Preventiva: consiste na reposição programada de um item de operação, em determinada idade limite, para prevenir sua falha funcional. Aplica-se principalmente a equipamentos com vida útil pré-definida, tais como baterias seladas, células de combustível nuclear, etc., para os quais seja impossível ou anti-econômica sua restauração preventiva.
- IF – Inspeção Funcional: consiste na verificação programada do estado funcional de um item, visando encontrar falha funcional que tenha ocorrido, mas que não seja visível para a equipe de operação. Envolve invariavelmente testar a funcionalidade do item.
- MP – Mudança de Projeto: consiste na realização de ações direcionadas a proposição da realização de mudanças de projetos dos equipamentos. Utilizada, caso nenhuma outra ação pró-ativa adequada tenha sido identificada.
- AF – Aguardar Falha: consiste em acompanhar o desenvolvimento dos eventos sem interferência. Motivado pelo fato de não ter sido encontrada nenhuma ação técnica e economicamente adequada para a correção do problema.
- GV – Obtenção de Grau Verdade em Autópsia: consiste em ação de manutenção realizada em equipamento aberto para reparo ou sucateamento e destinada a obter

dados para a comparação entre o grau verdade dos defeitos do equipamento e os graus de defeito indicados previamente no diagnóstico realizado pelo Sistema DianE. Destina-se à melhoria gradual dos métodos de análise empregados a partir de comparação e análise estatística de resultados reais e esperados.

5.2.9 – DEFINIÇÃO DOS MÉTODOS DE ANÁLISE

Um método de análise pode ser considerado como uma metodologia adotada para graduar um único defeito em um grau de defeito entre zero e um, e a confiança nesse grau também entre zero e um.

Duas formas de se realizar o método de análise podem ser vistas a seguir:

- AA – Avaliação Visual Periódica ou Autônoma: corresponde a uma avaliação feita diretamente pelo ser humano utilizando seus sentidos.
- MM – Modelo Matemático DianE: consiste num modelo matemático de análise de evidências. Para o pára-raios, três modelos matemáticos foram desenvolvidos como descrito no item 5.3 a seguir.

5.3 – MÉTODOS DE ANÁLISE

Os métodos de análise têm o objetivo de graduar um único defeito em um grau de defeito entre zero e um, e sua confiança nesse grau também entre zero e um. Vale ressaltar que a definição dos graus de avaliação pré-estabelecidos (conforme Tabelas 5.2 e 5.3 a seguir) se baseia no conhecimento e experiência do profissional que estiver realizando a análise.

5.3.1 – AVALIAÇÃO VISUAL PERIÓDICA OU AUTÔNOMA (AA)

A Tabela 5.2 apresenta os defeitos em pára-raios que são analisados a partir da Avaliação Visual Periódica ou Autônoma (AA), juntamente com seus possíveis graus de avaliação pré-estabelecidos.

Para o cálculo do grau de defeito e de confiança é necessário, como pré-condição, um instante de tempo inicial (t). O sistema busca no banco de dados o grau de avaliação do defeito em questão, imediatamente anterior ou igual, se existir, ao instante de tempo requisitado. O sistema retorna o valor de grau de defeito ($G_m =$ entre 0 e 1) que é o próprio valor do grau de avaliação cadastrado pesquisado no banco de dados anteriormente. A validade dos dados é dada pela expressão 5.1 (DUPONT, 2003).

Tabela 5.2: Defeitos analisados a partir da AA

Defeito	Grau de Avaliação
<ul style="list-style-type: none"> • Problemas mecânicos com o miliamperímetro • Problemas mecânicos com o contador de descargas • Atuação do dispositivo de alívio de sobrepressão • Rabicho de aterramento rompido • Porcelana trincada ou quebrada • Polímero com fissuras 	0 – sem defeito 1,00 – falha funcional
<ul style="list-style-type: none"> • Desaperto da conexão de aterramento • Envelhecimento da solda exotérmica • Acúmulo de sujeira e limo no conector de aterramento • Degradação ou rompimento das juntas de vedação • Corpo do pára-raios inclinado • Pára-raios desalinhado • Corrosão da camada de zinco das partes metálicas 	0 – sem defeito 0,25 – defeito incipiente 0,50 – defeito médio 0,75 – defeito pleno 1,00 – falha funcional

$$V_m = \frac{-V_{\max}}{\Delta t_{\text{limite}}} (t - t_{\text{ensaio}}) + V_{\max} \quad (5.1)$$

Onde:

$t \geq t_{\text{ensaio}}$ e $\Delta t_{\text{limite}} > 0$;

Δt_{limite} é o intervalo de tempo admitido como máximo aceitável pelo método de análise para validade dos dados utilizados para diagnóstico de um defeito. Varia conforme cada tipo de

defeito, podendo ser alterados ao longo do tempo para uma evolução dos diagnósticos. O

Δt_{limite} corresponde ao intervalo P-F da Figura 4.3.

t é o instante de realização da análise;

t_{ensaio} é o instante do ensaio, ou inspeção anterior ou igual a t e;

V_{max} é a validade máxima para os dados em $t=t_{\text{ensaio}}$, arbitrado com o valor $=1,0$.

Enfim, o grau de confiança (Conf) calculado será (DUPONT, 2003):

$$\mathbf{Conf} = V_m * I_{\text{defeito}} \quad (5.2)$$

Onde: I_{defeito} é a importância do método, arbitrada entre os valores de 0 a 1,0 que indica, para o estado atual do conhecimento dos especialistas, o nível de acerto estatístico esperado nos diagnósticos proferidos por um método de análise de um defeito qualquer.

Como pós-condição do cálculo, os valores de grau e confiança são retornados para o instante de tempo t .

Existem ainda algumas exceções da análise como relacionado a seguir:

- Caso exista um registro de manutenção corretiva, entre t_{ensaio} e t , os dados anteriores à manutenção não podem ser considerados como dados válidos. Neste caso, o sistema retorna o grau normalmente usando os últimos dados antes da manutenção, mas retorna a confiança (Conf) =0.
- Caso a diferença $t-t_{\text{ensaio}}$ seja maior que Δt_{limite} , o sistema retorna calcula o grau normalmente usando os últimos dados cadastrados e atribui a confiança (Conf) =0.
- Caso não existam ensaios cadastrados o sistema não fornece o grau de defeito e não calcula a confiança.
- Caso existam registros de troca do equipamento com $t_{\text{troca}} \geq t_{\text{ensaio}}$, o sistema não fornece o grau de defeito e não calcula a confiança.

5.3.2 – MODELO MATEMÁTICO (MM)

Da mesma forma, a Tabela 5.3 relaciona os defeitos em que a análise se baseia num Modelo Matemático, juntamente com os possíveis graus de avaliação pré-estabelecidos.

Tabela 5.3: Defeitos analisados a partir da MM

Defeito	Grau de Avaliação
<ul style="list-style-type: none"> Elevada resistência de aterramento 	0 – sem defeito 1,00 – falha funcional
<ul style="list-style-type: none"> Temperatura anormal Corrente de fuga anormal 	0 – condições mais amenas 0,25 – normalidade 0,75 – suspeição 1,00 – defeito

Para a avaliação da “elevada resistência de aterramento” é aplicado o Método de Análise baseado no Modelo Matemático da Medição da Resistência de Aterramento.

Para o cálculo do grau de defeito e de confiança é necessário, como pré-condição, um instante de tempo inicial (t). O sistema busca no banco de dados, na tabela referente à medida de resistência de aterramento, o valor da resistência de aterramento (RA) obtido. O sistema retorna o grau de defeito ($G_m =$ entre 0 e 1) calculado através da fórmula abaixo:

$$\text{Se } RA > \text{Valor máximo de Resistência de Aterramento admitido:} \quad (5.3)$$

$$G_m = 1.$$

$$\text{Se } RA \leq \text{Valor máximo de Resistência de Aterramento admitido:}$$

$$G_m = 0.$$

A validade dos dados é dada pela expressão 5.1 e o grau de confiança calculado pela expressão 5.2, dado que a importância deste método (I_{defeito}) é fixada como sendo igual 0,9. Como pós-condição do cálculo, os valores de grau e confiança são retornados para o instante de tempo t .

Existem ainda algumas exceções da análise como relacionado a seguir:

- Caso exista um registro de manutenção corretiva, entre t_{ensaio} e t , os dados anteriores à manutenção não podem ser considerados como dados válidos. Neste caso, o sistema calcula o grau normalmente usando os últimos dados antes da manutenção, mas retorna a confiança (Conf) = 0.
- Caso a diferença $t - t_{\text{ensaio}}$ seja maior que Δt_{limite} , o sistema calcula o grau do defeito normalmente usando os últimos dados cadastrados e atribui a confiança (Conf) = 0.
- Caso não existam ensaios cadastrados o sistema não calcula o grau do defeito e a confiança.

- Caso existam registros de troca do equipamento com $t_{troca} \geq t_{ensaio}$, o sistema não calcula o grau do defeito e a confiança.

Já para a avaliação da “temperatura anormal” é aplicado o Método de Análise baseado no Modelo Matemático da Medição da Temperatura, também conhecido como Termovisão, como visto no item 3.3 deste trabalho.

Para o cálculo do grau de defeito e de confiança também é necessário um instante de tempo inicial (t). O sistema busca no banco de dados, na tabela referente aos ensaios de termovisão, os 5 últimos valores de diferença de temperatura ($\Delta\theta$) em °C ($\Delta\theta_1, \Delta\theta_2, \Delta\theta_3, \Delta\theta_4, \Delta\theta_5$ – não necessariamente no mesmo t_{ensaio}), onde $\Delta\theta$ é a diferença em relação à parte adjacente do corpo do pára-raios ou pára-raios semelhantes de outras fases.

O sistema calcula e retorna o grau do defeito (Gm) calculado através das fórmulas abaixo, onde os limites utilizados foram adquiridos através de pesquisas na Eletrosul:

$$\begin{aligned}
 &\text{Se } (\Delta\theta_1 \text{ e } \Delta\theta_2 \text{ e } \Delta\theta_3 \text{ e } \Delta\theta_4 \text{ e } \Delta\theta_5) \leq 2^\circ\text{C} \\
 &\quad Gm = 0 \quad \text{ou} \\
 &\text{Se } 2^\circ\text{C} < (\Delta\theta_1 \text{ ou } \Delta\theta_2 \text{ ou } \Delta\theta_3 \text{ ou } \Delta\theta_4 \text{ ou } \Delta\theta_5) \leq 10^\circ\text{C} \\
 &\quad Gm = 0,25 \quad \text{ou} \\
 &\text{Se } 10^\circ\text{C} < (\Delta\theta_1 \text{ ou } \Delta\theta_2 \text{ ou } \Delta\theta_3 \text{ ou } \Delta\theta_4 \text{ ou } \Delta\theta_5) \leq 15^\circ\text{C} \\
 &\quad Gm = 0,75 \quad \text{ou} \\
 &\text{Se } (\Delta\theta_1 \text{ ou } \Delta\theta_2 \text{ ou } \Delta\theta_3 \text{ ou } \Delta\theta_4 \text{ ou } \Delta\theta_5) > 15^\circ\text{C} \\
 &\quad Gm = 1
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

A validade dos dados é dada pela expressão 5.1 e o grau de confiança calculado pela expressão 5.2 com a importância do método ($I_{defeito}$) igual a 0,95. Como pós-condição do cálculo, os valores de grau e confiança são retornados para o instante de tempo t .

Existem ainda algumas exceções da análise como relacionado a seguir:

- Caso exista um registro de manutenção corretiva, entre algum t_{ensaio} e t , os dados anteriores à manutenção não podem ser considerados como dados válidos. Neste caso, o programa calcula os graus normalmente usando os últimos dados antes da manutenção, mas retorna confiança zero.
- Caso a diferença algum t_{ensaio} seja maior que Δt_{limite} , o sistema calcula o grau normalmente usando os últimos dados cadastrados, mas retorna confiança zero.
- Caso existam menos que 5 medidas cadastradas, o sistema calcula o grau de defeito normalmente usando os ensaios cadastrados, mas retorna confiança zero.

- Caso não existam ensaios cadastrados o sistema não calcula o grau de defeito e a confiança.

Por sua vez, para a avaliação da “corrente de fuga anormal” é aplicado o Método de Análise baseado no Modelo Matemático da Medição da Corrente de Fuga.

Para o cálculo do grau deste defeito e de confiança também é necessário um instante de tempo inicial (t). O sistema busca no banco de dados, na tabela referente aos ensaios de corrente de fuga, os 5 valores de corrente de fuga (I_1, I_2, \dots, I_5) e 3ª harmônica da corrente de fuga ($I_{h_{31}}, I_{h_{32}}, \dots, I_{h_{35}}$), ambos não necessariamente no mesmo t_{ensaio} .

O sistema calcula e retorna o grau do defeito (Gm) calculado através das fórmulas abaixo, onde os limites utilizados foram adquiridos através de pesquisas na Eletrosul:

$$\text{Se } (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)/5 \leq I_{\text{nominal}} \text{ ou } (I_{h_{31}} \text{ e } I_{h_{32}} \text{ e } I_{h_{33}} \text{ e } I_{h_{34}} \text{ e } I_{h_{35}} \leq 0,05\%) \\ \text{Gm} = 0 \quad \text{ou}$$

$$\text{Se } I_{\text{nominal}} < (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)/5 \leq 1,5 * I_{\text{nominal}} \text{ ou } (0,05\% < I_{h_{31}} \text{ ou } I_{h_{32}} \text{ ou } I_{h_{33}} \text{ ou } I_{h_{34}} \text{ ou } I_{h_{35}} \leq 0,1\%) \\ \text{Gm} = 0,25 \quad \text{ou} \quad (5.5)$$

$$\text{Se } 1,5 * I_{\text{nominal}} < (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)/5 \leq 2 * I_{\text{nominal}} \text{ ou } (0,1\% < I_{h_{31}} \text{ ou } I_{h_{32}} \text{ ou } I_{h_{33}} \text{ ou } I_{h_{34}} \text{ ou } I_{h_{35}} \leq 0,2\%) \\ \text{Gm} = 0,75 \quad \text{ou}$$

$$\text{Se } (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)/5 > 2 * I_{\text{nominal}} \text{ ou } (I_{h_{31}} \text{ ou } I_{h_{32}} \text{ ou } I_{h_{33}} \text{ ou } I_{h_{34}} \text{ ou } I_{h_{35}} > 0,2\%) \\ \text{Gm} = 1$$

A validade dos dados é dada pela expressão 5.1 e o grau de confiança calculado pela expressão 5.2 com a importância do método (I_{defeito}) igual a 0,95. Se houver diferenças entre os graus de defeito calculado, prevalece o mais crítico. Como pós-condição do cálculo, os valores de grau e confiança são retornados para o instante de tempo t.

Existem ainda algumas exceções da análise como relacionado a seguir:

- Caso exista um registro de manutenção corretiva, entre algum t_{ensaio} e t, os dados anteriores à manutenção não podem ser considerados como dados válidos. Neste caso, o programa calcula os graus normalmente usando os últimos dados antes da manutenção, mas retorna confiança zero.
- Caso a diferença algum t_{ensaio} seja maior que Δt_{limite} , o sistema calcula o grau normalmente usando os últimos dados cadastrados, mas retorna confiança zero.

- Caso existam menos que 5 medidas cadastradas, o sistema calcula o grau de defeito normalmente usando os ensaios cadastrados, mas retorna confiança zero.
- Caso não existam ensaios cadastrados o sistema não calcula o grau e a confiança.

5.4 – RELACIONAMENTOS

Como resultado da pesquisa em campo e da aplicação da metodologia da manutenção centrada em confiabilidade obtém-se as tabelas de relacionamentos descritas a seguir. A Tabela 5.4 indica que um pára-raios é dividido em vários subsistemas. Por sua vez, cada “Subsistema (S)” pode apresentar vários componentes e cada “Componente (CP)” pode apresentar várias funções. Cada “Função (F)” pode ser associada a várias falhas funcionais. Cada “Falha Funcional (FF)” pode ser associada a várias causas. Para cada “Causa (C)” podem corresponder várias ações (pró-ativas e corretivas) adequadas dependendo do grau de avaliação dado para um defeito. Cada “Ação (A)” tem características próprias que a identificam unicamente frente ao pára-raios.

De forma semelhante, a Tabela 5.5 indica que uma “Função (F)” relaciona-se com vários defeitos (evidências de anormalidade da função). Cada “Defeito (D)” pode ser evidenciado por vários métodos de análise. Cada “Método (M)” tem características próprias que o identificam unicamente como especialista de um único defeito.

Tabela 5.4: Relacionamentos S/CP/F/FF/C/A

SUBSISTEMA	COMPONENTE	FUNÇÃO	FALHA FUNCIONAL	CAUSA DA FALHA FUNCIONAL	AÇÕES PRÓ-ATIVAS E CORRETIVAS (DEPENDENDO DO GRAU DE AVALIÇÃO)
Acessórios	Miliamperímetro	Medir a corrente de fuga do pára-raios corretamente.	Não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente.	Miliamperímetro não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente devido a apresentar-se queimado. Miliamperímetro não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente devido a apresentar-se travado.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Envio para manutenção; Substituição do miliamperímetro.
	Contador de Descargas	Contar o número de descargas ocorridas no pára-raios.	Não conta o número de descargas ocorridas no pára-raios.	Contador de Descargas não conta o número de descargas ocorridas no pára-raios devido a apresentar-se travado.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Envio para manutenção; Substituição do contador de descargas.
	Dispositivo de alívio de sobrepressão	Aliviar pressão interna do pára-raios.	Não alivia pressão interna do pára-raios.	Dispositivo de alívio de sobrepressão não alivia pressão interna do pára-raios devido já ter operado uma vez.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.

Aterramento	Haste de aterramento	Prover aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível.	Não provem aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível.	Haste de aterramento não provem aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível devido à má colocação (condições do solo desfavorável).	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Refazer aterramento.
				Haste de aterramento não provem aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível devido à corrosão	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição das hastes de aterramento
	Conector de aterramento	Manter a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência.	Não mantém a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência.	Conector de aterramento não mantém a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência devido a conexão frouxa.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Reapertar conexões. Substituir conector de aterramento.
				Conector de aterramento não mantém a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência devido ao mau estado de conservação.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituir conector de aterramento.

	Rabicho de aterramento	Interligar o pára-raios à haste de aterramento.	Não interliga o pára-raios à haste de aterramento.	Rabicho de aterramento não interliga o pára-raios à haste de aterramento devido ao seu rompimento.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Fazer emenda; Substituir rabicho de aterramento.
	Solda Exotérmica	Manter a conexão entre o rabicho de aterramento e as hastes de aterramento com mínima resistência.	Não mantém a conexão entre o rabicho de aterramento e as hastes de aterramento com mínima resistência.	Solda exotérmica não mantém a conexão entre o rabicho de aterramento e as hastes de aterramento com mínima resistência devido a degradação.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Refazer solda exotérmica.
Isolamento	Sistema de vedação (Cimentação + gaxetas)	Manter o ambiente interno com vedação suficiente a ficar livre da penetração de água.	Não manter o ambiente interno com vedação suficiente a ficar livre da penetração de água.	Sistema de vedação não mantém o ambiente interno com vedação suficiente a ficar livre da penetração de água devido à degradação ou seu rompimento.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.
	Porcelana	Isolar a parte ativa do meio externo.	Não isolar a parte ativa do meio externo.	Porcelana não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.
				Porcelana não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica devido à quebra por vandalismo.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.

	Polímero			Polímero não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica devido aos esforços mecânicos elevados.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.
Parte Ativa	Centelhadores	Escoar tensão excessiva da rede.	Não escoam tensão excessiva da rede.	Centelhadores não escoam tensão excessiva da rede devido ao seu desalinhamento.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.
				Centelhadores não escoam tensão excessiva da rede devido à deterioração.	
	Resistores não lineares	Suportar energia proveniente do escoamento de tensão.	Não suportam energia proveniente do escoamento da tensão.	Resistores não lineares não suportam energia proveniente do escoamento da tensão devido a suas características elétricas alteradas.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Substituição do pára-raios.

Sustentação	Corpo do pára-raios	Sustentar o peso do equipamento mantendo-o na posição vertical.	Não sustenta o peso do equipamento permitindo inclinação deste.	Corpo do pára-raios não sustenta o peso do equipamento permitindo sua inclinação devida à instalação errônea.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Refazer instalação do pára-raios. Substituição do pára-raios.
				Corpo do pára-raios não sustenta o peso do equipamento permitindo sua inclinação devida aos esforços mecânicos elevados.	
	Base	Manter o equipamento fixado na posição vertical.	Não mantém o equipamento fixo na posição vertical.	Base não mantém o equipamento fixo na posição vertical devido às condições do solo.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Refazer instalação do pára-raios. Substituição da base.
Zincagem	Camada protetora de zinco	Assegurar proteção das partes metálicas contra corrosão.	Não assegurar proteção das partes metálicas contra corrosão.	Camada protetora de zinco não assegura proteção das partes metálicas contra corrosão devido à degradação.	Inspeção visual de rotina (diária, semanal, mensal, semestral ou anual); Refazer a zincagem.

Tabela 5.5: Relacionamentos S/CP/F/D/M/C

SUBSISTEMA	COMPONENTE	FUNÇÃO	DEFEITO	MÉTODO DE ANÁLISE	CAUSA DA FALHA FUNCIONAL
Acessórios	Miliamperímetro	Medir a corrente de fuga do pára-raios corretamente.	Problemas mecânicos com o miliamperímetro.	Avaliação Autônoma	Miliamperímetro não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente devido a apresentar-se queimado.
					Miliamperímetro não mede a corrente de fuga do pára-raios corretamente devido a apresentar-se travado.
	Contador de Descargas	Contar o número de descargas ocorridas no pára-raios.	Problemas mecânicos com o contador de descargas.	Avaliação Autônoma	Contador de Descargas não conta o número de descargas ocorridas no pára-raios devido a apresentar-se travado.
	Dispositivo de alívio de sobrepressão	Aliviar pressão interna do pára-raios.	Atuação do dispositivo de alívio de sobrepressão.	Avaliação Autônoma	Dispositivo de alívio de sobrepressão não alivia pressão interna do pára-raios devido já ter operado uma vez.

Aterramento	Haste de aterramento	Prover aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível.	Elevada resistência de aterramento.	Modelo Matemático: Medição da Resistência de Aterramento	Haste de aterramento não provém aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível devido à má colocação (condições do solo desfavoráveis).
					Haste de aterramento não provem aterramento do pára-raios à terra com mínima resistência possível devido à corrosão.
	Conector de aterramento	Manter a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência.	Desaperto da conexão de aterramento.	Avaliação Autônoma	Conector de aterramento não mantém a conexão do entre o pára-raios e o rabicho de aterramento com mínima resistência devido a conexão frouxa.
					Acúmulo de sujeira e limo no conector de aterramento.

	Rabicho de aterramento	Interligar o pára-raios à haste de aterramento.	Rabicho de aterramento rompido.	Avaliação Autônoma	Rabicho de aterramento não interliga o pára-raios à haste de aterramento devido ao seu rompimento.
	Solda Exotérmica	Manter a conexão entre o rabicho de aterramento e as hastes de aterramento com mínima resistência.	Envelhecimento da solda exotérmica.	Avaliação Autônoma	Solda exotérmica não mantém a conexão entre o rabicho de aterramento e as hastes de aterramento com mínima resistência devido a degradação.
Isolamento	Sistema de vedação (Cimentação + gaxetas)	Manter o ambiente interno com vedação suficiente a ficar livre da penetração de água.	Degradação ou rompimento das juntas de vedação.	Avaliação Autônoma	Sistema de vedação não mantém o ambiente interno com vedação suficiente a ficar livre da penetração de água devido à degradação ou seu rompimento.
	Porcelana	Isolar a parte ativa do meio externo.	Porcelana trincada ou quebrada.	Avaliação Autônoma	Porcelana não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica. Porcelana não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica devido à quebra por vandalismo.

	Polímero	Isolar a parte ativa do meio externo.	Polímero com fissuras.	Avaliação Autônoma	Polímero não isola a parte ativa do meio externo devido à fadiga térmica devido aos esforços mecânicos elevados.
Parte Ativa	Centelhadores	Escoar tensão excessiva da rede.	Temperatura anormal	Modelo Matemático: Medição da Temperatura (Termovisão).	Centelhadores não escoam tensão excessiva da rede devido à deterioração.
			Corrente de fuga anormal	Modelo Matemático: Medição da Corrente de Fuga.	
			Temperatura anormal.	Modelo Matemático: Medição da Temperatura (Termovisão)	Centelhadores não escoam tensão excessiva da rede devido ao seu desalinhamento.
			Corrente de fuga anormal.	Modelo Matemático: Medição da Corrente de Fuga	
	Resistores não lineares	Suportar energia proveniente do escoamento de tensão.	Temperatura anormal.	Modelo Matemático: Medição da Temperatura (Termovisão)	Resistores não lineares não suportam energia proveniente do escoamento da tensão devido a suas características elétricas alteradas.
			Corrente de fuga anormal.	Modelo Matemático: Medição da Corrente de Fuga	

Sustentação	Corpo do pára-raios	Sustentar o peso do equipamento mantendo-o na posição vertical.	Corpo do pára-raios inclinado.	Avaliação Autônoma	Corpo do pára-raios não sustenta o peso do equipamento permitindo sua inclinação devida à instalação errônea.
					Corpo do pára-raios não sustenta o peso do equipamento permitindo sua inclinação devida aos esforços mecânicos elevados.
	Base	Manter o equipamento fixado na posição vertical.	Pára-raios desalinhado.	Avaliação Autônoma	Base não mantém o equipamento fixo na posição vertical devido às condições do solo.
Zincagem	Camada protetora de zinco	Assegurar proteção das partes metálicas contra corrosão.	Corrosão da camada protetora de zinco das partes metálicas.	Avaliação Autônoma	Camada protetora de zinco não assegura proteção das partes metálicas contra corrosão devido à degradação.

5.5 – RESULTADOS

O objetivo deste item é apresentar o sistema de diagnóstico de equipamentos (DianE) juntamente com exemplos de diagnóstico de pára-raios e a forma de obtê-los através da utilização de métodos de análise a serem implementados no DianE.

A Figura 5.1, apresenta a tela de trabalho inicial do sistema DianE:

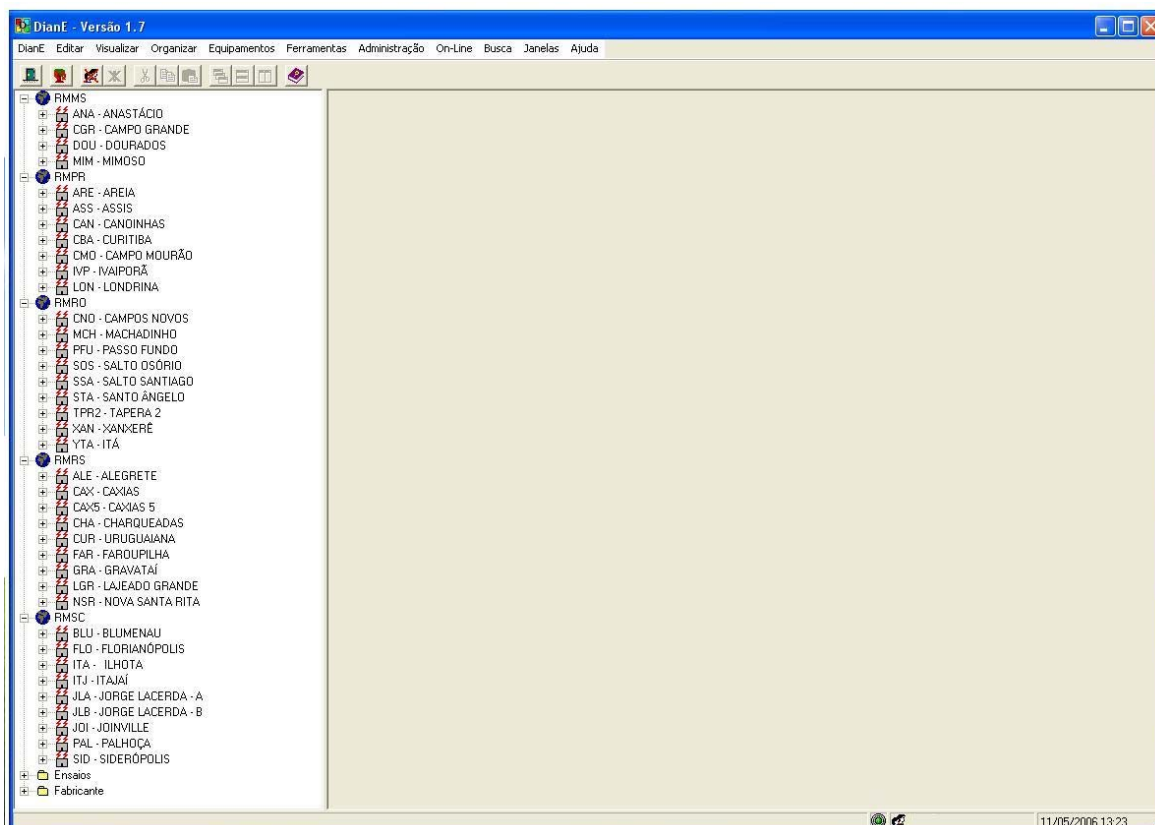


Figura 5.1 - Tela de Trabalho Inicial do DianE

Na Figura 5.1, a coluna à esquerda relaciona as regionais de manutenção (MS, PR, RO – região Oeste e SC) com suas respectivas subestações. Ao escolher a subestação de interesse, o usuário do sistema seleciona a mesma, obtendo-se como resultados a tela da Figura 5.2.

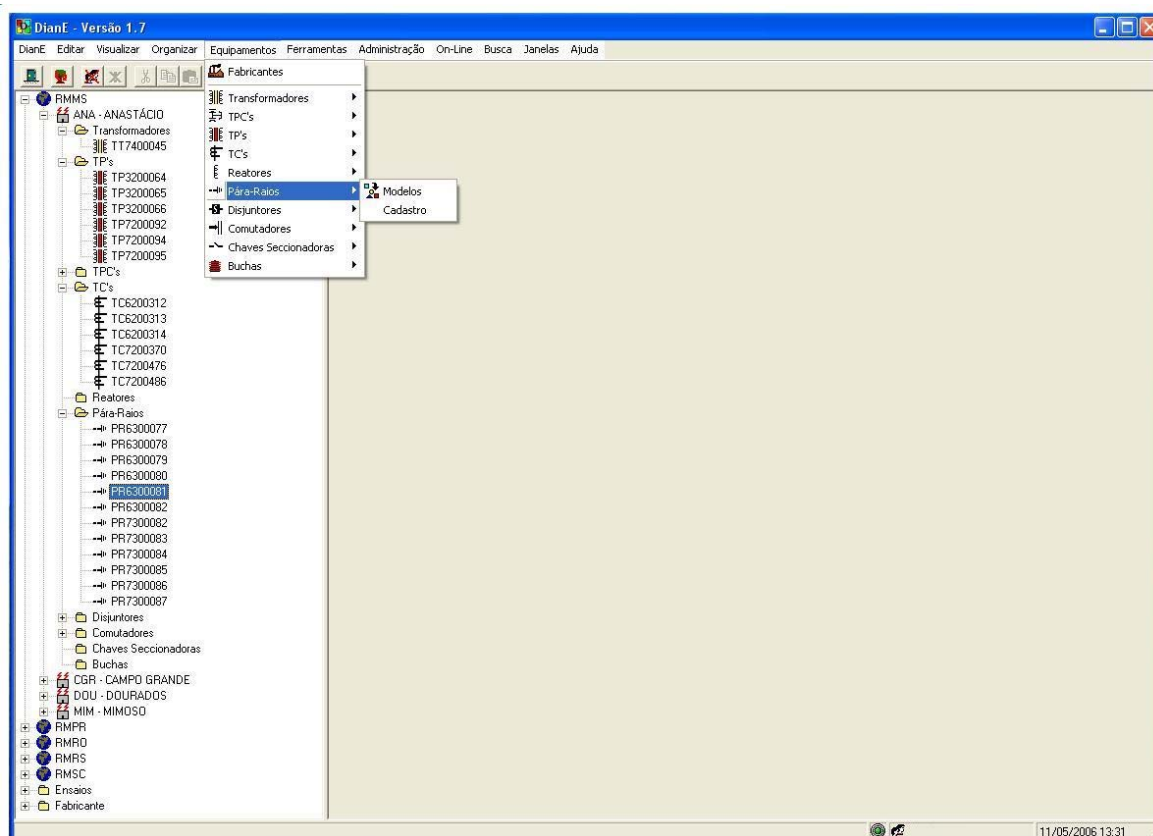


Figura 5.2 - Tela do DianE com a SE Anastácio Seleccionada

Como pode ser observado, escolhido a subestação de interesse (SE Anastácio, neste caso), o sistema “abre” a subestação apresentando todos os equipamentos nela existentes. Indo em *Equipamentos* no menu principal, item *Pára-Raios*, surge os sub-itens *Modelos* e *Cadastro*. O sub-item *Modelo* é onde se cadastra o pára-raios com suas características construtivas conforme Figura 5.3.

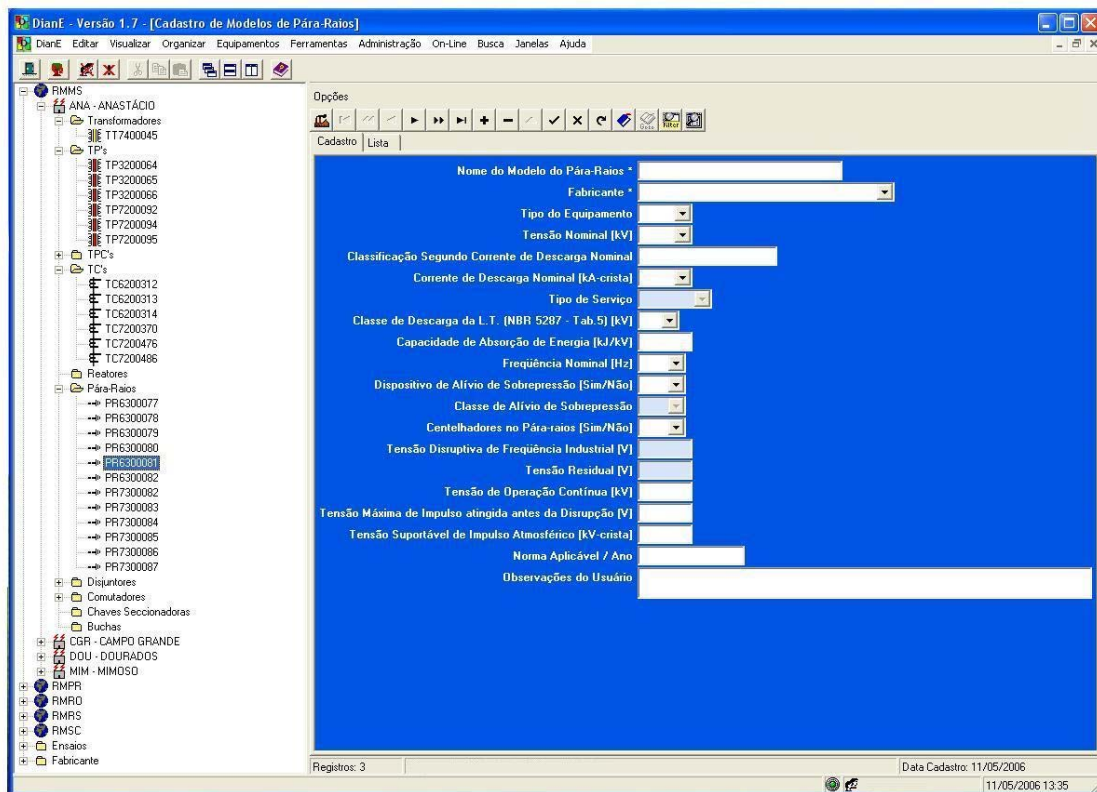


Figura 5.3 - Cadastro do *Modelo* de Pára-raios

O sub-item *Cadastro* é onde se seleciona um Modelo pré-cadastrado de pára-raios e se dá um número operacional para o mesmo conforme visto na Figura 5.4.

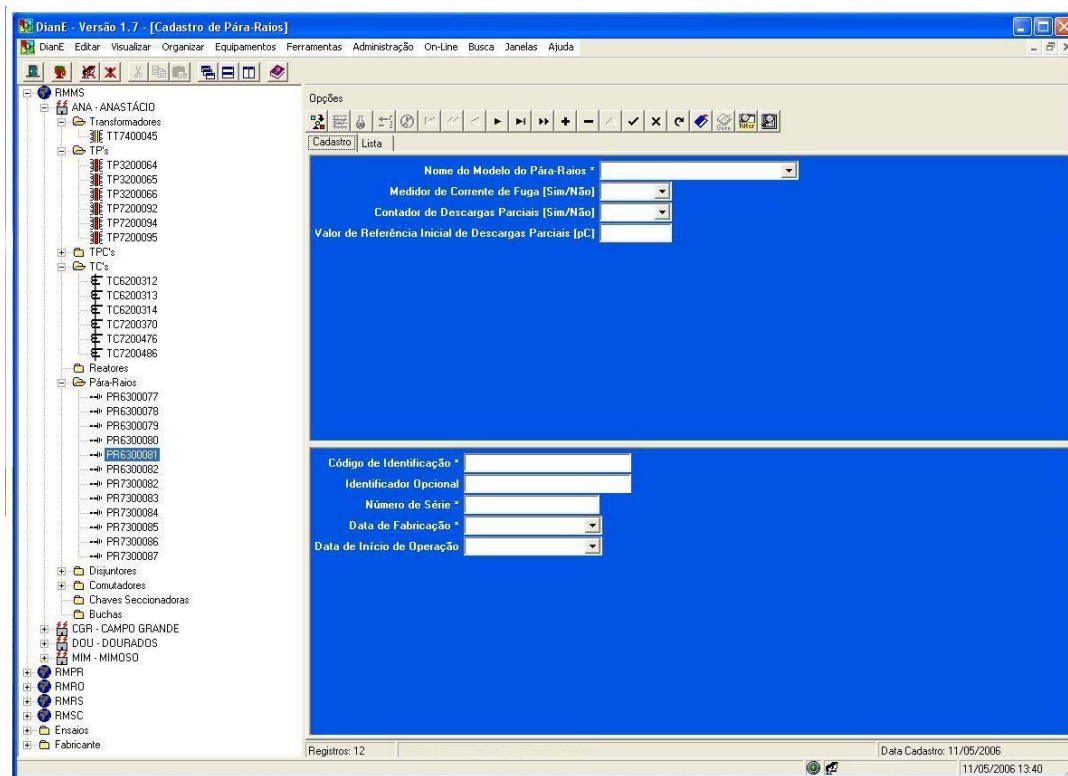


Figura 5.4 - Cadastro do Código de Identificação do Pára-raios

É na tela mostrada na Figura 5.4 que o usuário do sistema cadastra um ensaio e solicita a análise e diagnóstico do pára-raios através dos ícones apresentados na Figura 5.5.

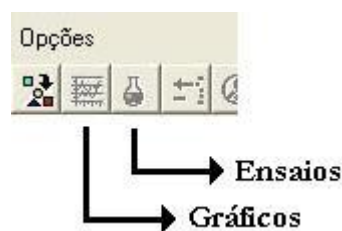


Figura 5.5 - Ícones de Cadastro dos Ensaiois e Visualização Gráfica dos Dados de Pára-Raios

Ao clicar em um desses ícones, uma tela surgirá fornecendo as opções de todos os ensaios disponíveis no sistema. O usuário deve escolher um dos métodos.

Clicando em *Ensaiois* e escolhendo-se a Termovisão, por exemplo, surge a tela apresentada na Figura 5.6, que relaciona as informações necessárias para cadastro de ensaios deste tipo.

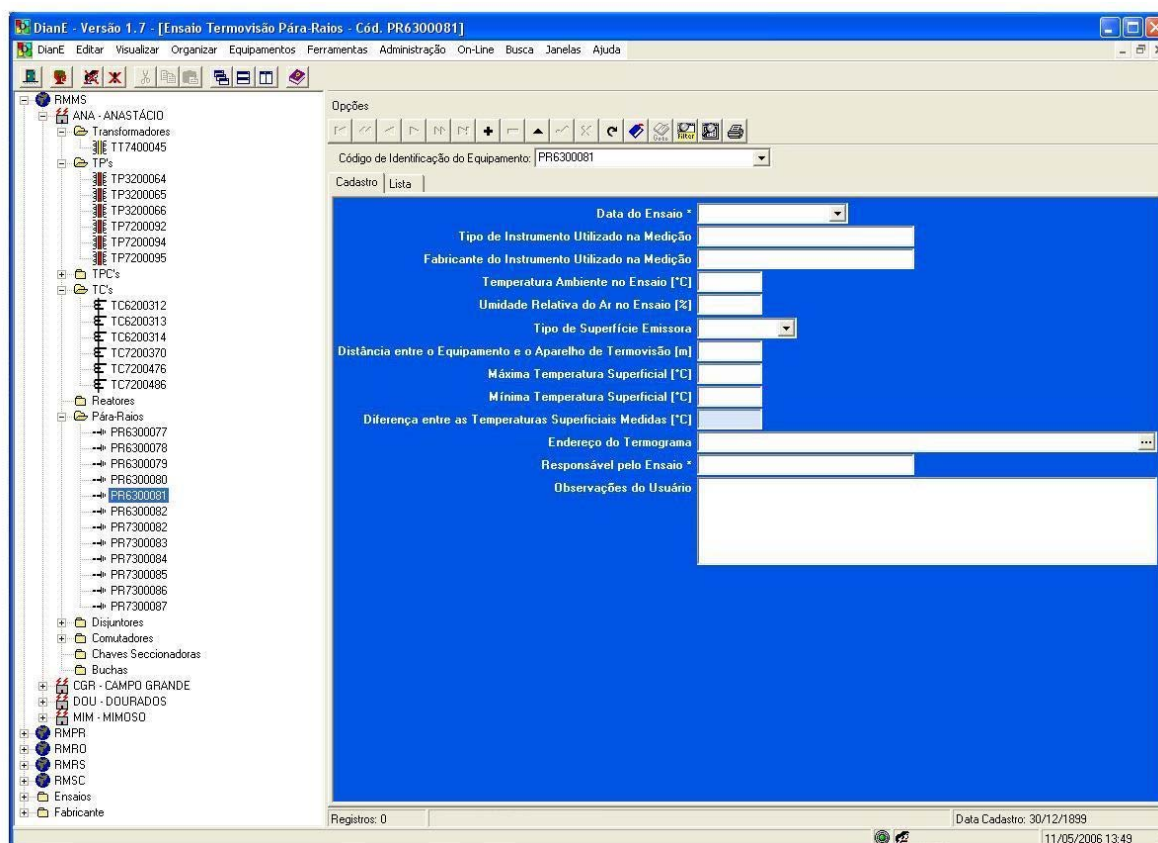


Figura 5.6 - Cadastro de Ensaiois de Termovisão

Como resultados dos ensaios cadastrados (Figura 5.6), têm-se o interesse em saber a condição do pára-raios. Isto é possível clicando em *Gráficos* e posteriormente escolhendo um tipo de ensaio (Termovisão, por exemplo). Assim, obtém-se a tela de gráficos do sistema como mostrado na Figura 5.7.

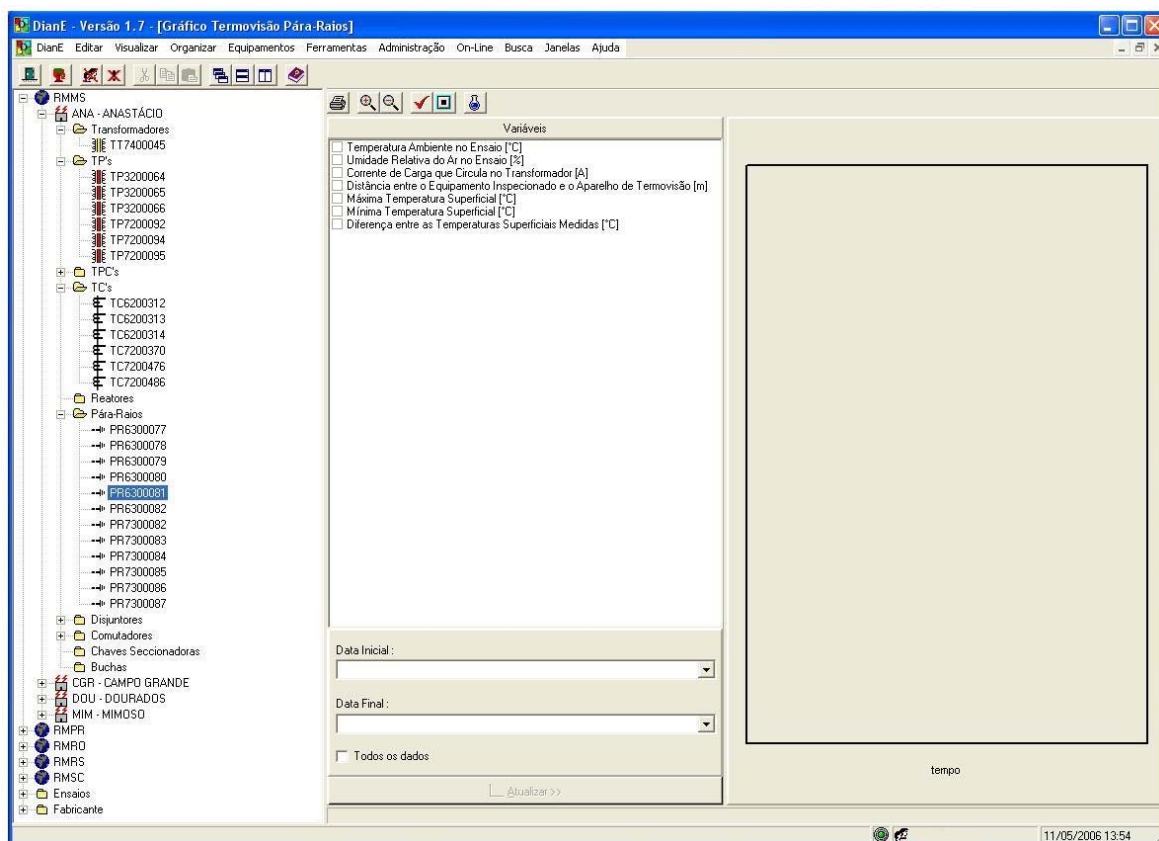


Figura 5.7 - Tela de Acompanhamento do Estado de Pára-raios

Na Figura 5.7, o usuário tem a possibilidade de escolher as variáveis de interesse para compor o gráfico à direita. É neste gráfico que o sistema plotará a evolução das condições dos pára-raios relativos àquele modelo matemático de análise escolhido. Supondo a escolha das variáveis “Máxima Temperatura Superficial”, “Mínima Temperatura Superficial” e “Diferença entre as Temperaturas Superficiais Medidas”, a Figura 5.8 mostra esquematicamente o formato deste gráfico a ser gerado pelo sistema.

Outras duas opções estão previstas no sistema de diagnósticos: a possibilidade de visualização da análise de um defeito específico do pára-raios e da avaliação da situação geral do mesmo. Ambos são visualizados através de gráficos de barras, sendo que o primeiro é para apenas um defeito específico e ou outro para todos os defeitos cadastrados no sistema. Este gráfico é composto por duas barras verticais para cada defeito que apresentam o grau do

defeito e a confiança deste, respectivamente conforme modelo esquemático mostrado na Figura 5.9.

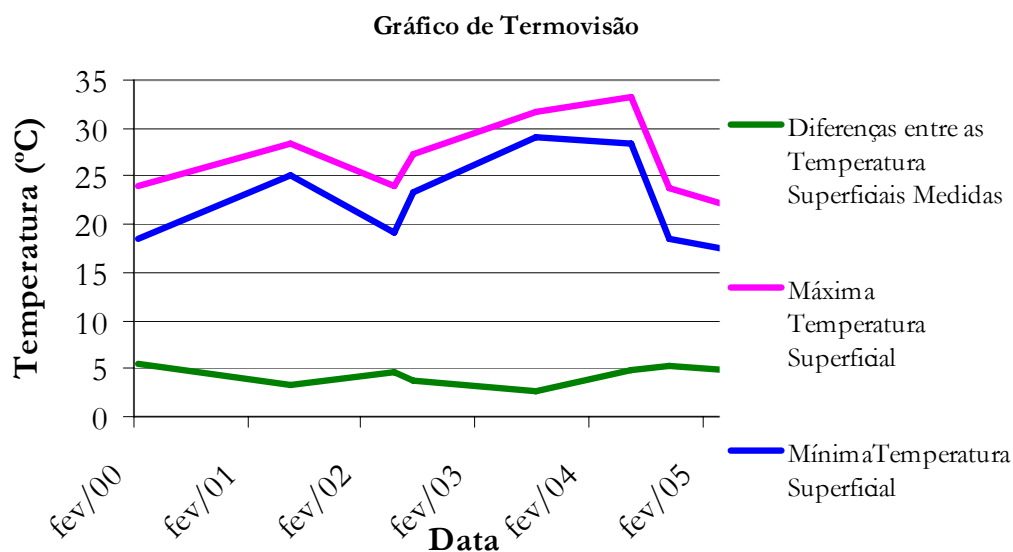


Figura 5.8 - Modelo de Gráfico a Ser Gerado na Tela de Gráficos

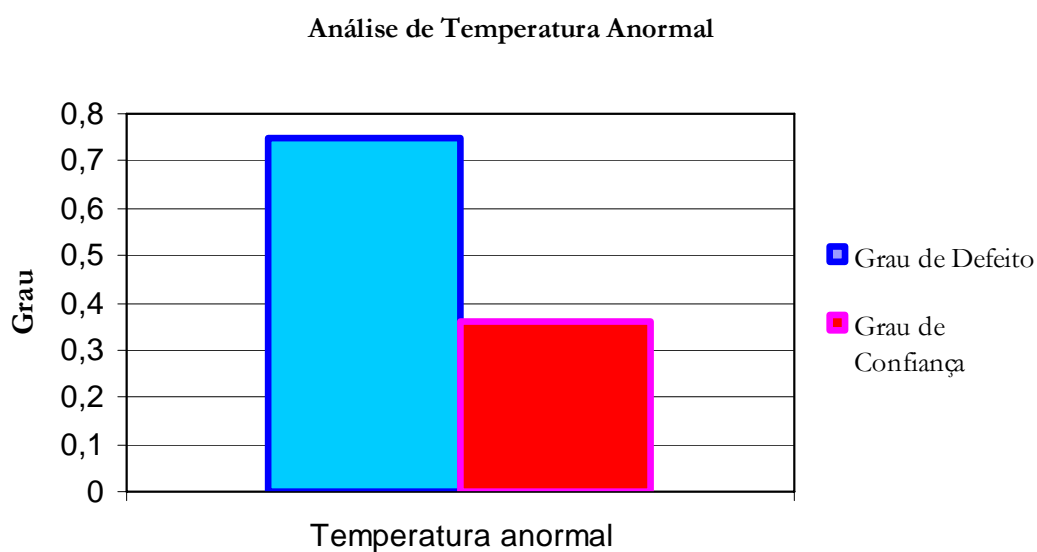


Figura 5.9 - Modelo de Gráfico a Ser Gerado para Análise de um Defeito

Na Figura 5.9 é possível observar um grau de defeito elevado (0,75) e um grau de confiança relativamente baixo (0,36) para o defeito de “Temperatura Anormal”. Neste caso, o sistema recomendará a execução de novo ensaio para o determinando defeito, pois com as informações que se tem não é possível garantir a existência ou não de defeito no equipamento.

5.5.1 – EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DA AVALIAÇÃO VISUAL PERIÓDICA OU AUTÔNOMA (AA)

Exemplo 1: Admitindo-se um histórico hipotético para o defeito de “porcelana trincada ou quebrada” conforme a Tabela 5.6 a seguir:

Tabela 5.6: Defeito: Porcelana trincada ou quebrada

t_{ensaio}	Grau de avaliação	Grau de confiança	Observação
25/04/94	0	1	→ Instalação do pára-raios
19/07/94	0	1	→ Ensaio e análise
31/08/94	0	1	→ Ensaio e análise

Se o usuário do sistema solicitar um diagnóstico em 22/09/94 têm-se o seguinte resultado conforme a descrição do método de análise: o sistema retorna o grau de defeito do ensaio anterior ou igual ao tempo requisitado, que neste caso é o de 31/08/94. Portanto, $G_m = 0$.

Para validade dos dados, é calculado a variável V_m conforme a expressão 5.1:

$$V_m = -\frac{1}{180} * 22 + 1 = 0,88 \quad (5.6)$$

Com isso o grau de confiança conforme a expressão 5.2 é igual a:

$$Conf = 0,88 * 1 = 0,88 \quad (5.7)$$

O sistema retorna o valor do grau de defeito e da confiança para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.7:

Tabela 5.7: Defeito: Porcelana trincada ou quebrada

t_{ensaio}	Grau de avaliação	Grau de confiança	Observação
25/04/96	0	1	→ Instalação do pára-raios
19/07/94	0	1	→ Ensaio e análise
31/08/94	0	1	→ Ensaio e análise
22/09/94	0	0,88	→ Análise requisitada

Vale salientar, que o usuário pode não necessariamente querer realizar a análise no tempo “t” (onde “t” sempre maior que o último t_{ensaio}). No sistema DianE, ele tem liberdade de escolher o tempo “t” que desejar. Esta função é importante, por exemplo, na situação onde por acaso se tiver a ocorrência de uma falha de um pára-raios em 24/07/94 (para o exemplo anterior). O usuário pode escolher o tempo “t” como sendo o dia anterior a ocorrência para

analisar o diagnóstico do pára-raios antes que a falha acontecesse, o que pode ajudar na prevenção e predição de defeitos em outros pára-raios.

Exemplo 2: Admitindo-se um histórico hipotético para o defeito de “degradação ou rompimento das juntas de vedação” conforme a Tabela 5.8 a seguir:

Tabela 5.8: Defeito: Degradação ou rompimento das juntas de vedação

$t_{\text{ensaio}}/\text{dias}$	Grau de avaliação	Grau de confiança	Observação
15/08/97	0	1	→ Instalação do pára-raios
09/11/97	0	1	→ Ensaio e análise
23/12/97	0,25	1	→ Ensaio e análise
22/11/98	---	---	→ Falha do pára-raios (Explosão)
23/11/98	0	1	→ Substituição do pára-raios

Se o usuário do sistema solicitar uma análise em 17/01/98, têm-se o seguinte resultado conforme a descrição do método de análise: o sistema retorna o grau de defeito do ensaio anterior ou igual ao tempo requisitado, que neste caso é o de 23/12/97. Portanto, $G_m = 0,25$.

Para validade dos dados, é calculado a variável V_m conforme a expressão 5.1:

$$V_m = -\frac{1}{180} * 25 + 1 = 0,86 \quad (5.8)$$

Com isso o grau de confiança conforme a expressão 5.2 é igual a:

$$Conf = 0,86 * 1 = 0,86 \quad (5.9)$$

O sistema retorna o valor do grau de defeito e da confiança para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.9:

Tabela 5.9: Defeito: Degradação ou rompimento das juntas de vedação

$t_{\text{ensaio}}/\text{dias}$	Grau de avaliação	Grau de confiança	Observação
15/08/97	0	1	→ Instalação do pára-raios
09/11/97	0	1	→ Ensaio e análise
23/12/97	0,25	1	→ Ensaio e análise
17/01/98	0,25	0,86	→ Análise requisitada
22/11/98	---	---	→ Falha do pára-raios (Explosão)
23/11/98	0	1	→ Substituição do pára-raios

Se novamente o usuário do sistema solicitar uma análise em 08/11/98, têm-se o seguinte resultado: o sistema retorna o grau de defeito do ensaio anterior ou igual ao tempo requisitado, que neste caso é o de 17/01/98. Portanto, $G_m = 0,25$.

Para o cálculo do grau de confiança, o tempo $(t - t_{ensaio})$ precisa ser menor que Δt_{limite} . Neste caso:

$$(t - t_{ensaio}) = 295 \geq 180 = \Delta t_{limite} \quad (5.10)$$

Portanto, o sistema retorna o valor do grau de defeito e confiança nula para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.10:

Tabela 5.10: Defeito: Degradação ou rompimento das juntas de vedação

t_{ensaio}/dias	Grau de avaliação	Grau de confiança	Observação
15/08/97	0	1	→ Instalação do pára-raios
09/11/97	0	1	→ Ensaio e análise
23/12/97	0,25	1	→ Ensaio e análise
17/01/98	0,25	0,86	→ Análise requisitada
08/11/98	0,25	0	→ Análise requisitada
22/11/98			→ Falha do pára-raios (Explosão)
23/11/98	0	1	→ Substituição do pára-raios

A confiança nula sugere a realização de nova avaliação autônoma no equipamento devido ao fato do tempo limite entre avaliações estar vencida. Com certeza a falha do pára-raios 15 dias após o último diagnóstico requisitado poderia ter evitado danos pessoais e a terceiros, assim como não ter colocado em risco a integridade do sistema elétrico a que ele pertence.

5.5.2 – EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DOS MODELOS MATEMÁTICOS (MM)

Exemplo 3: Admitindo-se um histórico hipotético para o defeito de “elevada resistência de aterramento” conforme a Tabela 5.11 a seguir:

Tabela 5.11: Defeito: Elevada resistência de aterramento – $RA \leq RA_{max}$

t_{ensaio}	Medidas de resistência de aterramento (RA)	Grau de defeito / confiança	Observação
10/11/99	$RA_0 \leq RA_{max}$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
28/04/00	$RA_1 \leq RA_{max}$	0 / 1	→ Ensaio e análise

Se o usuário do sistema solicitar uma análise em 30/09/00 têm-se o seguinte resultado conforme a descrição do método de análise: o sistema busca no banco de dados, na tabela

referente à medida de resistência de aterramento, o valor da resistência de aterramento (RA) obtido e retorna o grau de defeito. Supondo-se que $RA_2 \leq RA_{\max}$, então $G_m = 0$.

Para validade dos dados, é calculado a variável V_m conforme a expressão 5.1:

$$V_m = -\frac{1}{180} * 155 + 1 = 0,14 \quad (5.11)$$

Com isso o grau de confiança conforme a expressão 5.2 é igual a:

$$Conf = 0,14 * 0,9 = 0,13 \quad (5.12)$$

O sistema retorna o valor do grau de defeito e da confiança para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.12:

Tabela 5.12: Defeito: Elevada resistência de aterramento – $RA \leq RA_{\max}$

t_{ensaio}	Medidas de resistência de aterramento (RA)	Grau de defeito / confiança	Observação
10/11/99	$RA_0 \leq RA_{\max}$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
28/04/00	$RA_1 \leq RA_{\max}$	0 / 1	→ Ensaio e análise
30/09/00	$RA_2 \leq RA_{\max}$	0 / 0,13	→ Análise requisitada

Exemplo 4: Admitindo-se um histórico hipotético para o defeito de “temperatura anormal” conforme a Tabela 5.13 a seguir:

Tabela 5.13: Defeito: Temperatura anormal

$t_{\text{ensaio}}/\text{dias}$	Medidas de diferenças de temperatura ($\Delta\theta$)	Grau de defeito / confiança	Observação
23/07/02	$\Delta\theta_1 = 1,5;$ $\Delta\theta_2 = 0,5;$ $\Delta\theta_3 = 0,75;$ $\Delta\theta_4 = 5,5;$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
16/02/02	$\Delta\theta_5 = 11,5;$ $\Delta\theta_6 = 0,5;$ $\Delta\theta_7 = 0,75;$	0,75 / 1	→ Ensaio e análise

Se o usuário do sistema solicitar uma análise em 23/03/03 têm-se o seguinte resultado conforme a descrição do método de análise: o sistema busca no banco de dados, na tabela referente às medidas de diferenças de temperatura, os valores das últimas 5 medições de $\Delta\theta$

($\Delta\theta_3$ a $\Delta\theta_7$). Conforme a descrição do método, se $10^\circ\text{C} \leq (\Delta\theta_3 \text{ ou } \Delta\theta_4 \text{ ou } \Delta\theta_5 \text{ ou } \Delta\theta_6 \text{ ou } \Delta\theta_7) \leq 15^\circ\text{C}$ o sistema retorna o grau de defeito como sendo igual 0,75, já que $\Delta\theta_5 = 11,5^\circ\text{C}$.

Para validade dos dados, é calculado a variável V_m conforme a expressão 5.1:

$$Vm = -\frac{1}{180} * 100 + 1 = 0,44 \quad (5.13)$$

Com isso o grau de confiança conforme a expressão 5.2 é igual a:

$$Conf = 0,44 * 0,95 = 0,42 \quad (5.14)$$

O sistema retorna o valor do grau de defeito e da confiança para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.14:

Tabela 5.14: Defeito: Temperatura anormal

$t_{\text{ensaio}}/\text{dias}$	Medidas de diferenças de temperatura ($\Delta\theta$)	Grau de defeito /confiança	Observação
23/07/02	$\Delta\theta_1 = 1,5;$ $\Delta\theta_2 = 0,5;$ $\Delta\theta_3 = 0,75;$ $\Delta\theta_4 = 5,5;$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
16/12/02	$\Delta\theta_5 = 11,5;$ $\Delta\theta_6 = 0,5;$ $\Delta\theta_7 = 0,75;$	0,75 / 1	→ Ensaio e análise
26/03/03		0,75 / 0,42	→ Análise requisitada

Exemplo 5: Admitindo-se um histórico hipotético para o defeito de “corrente de fuga anormal” conforme a Tabela 5.15.

Tabela 5.15: Defeito: Corrente de fuga anormal

t_{ensaio}	Corrente de Fuga (I em mA) / Conteúdo de Harmônicas (I_h em %)	Grau de defeito /confiança	Observação
04/06/03	$I_1 = 0,5 / I_{h1} = 0,05$ $I_2 = 2,0 / I_{h2} = 0,08$ $I_3 = 1,5 / I_{h3} = 0,05$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
20/11/03	$I_4 = 0,7 / I_{h4} = 0,15$ $I_5 = 0,6 / I_{h5} = 0,1$ $I_6 = 0,5 / I_{h6} = 0,05$ $I_7 = 3,0 / I_{h7} = 0,07$	0,75 / 1	→ Ensaio e análise

Se o usuário do sistema solicitar uma análise em 15/03/04 têm-se o seguinte resultado conforme a descrição do método de análise: o sistema busca no banco de dados, na tabela referente às medidas de corrente de fuga e conteúdo de harmônicas, os valores das últimas 5 medições de I e I_h . Supondo a $I_{\text{nominal}} = 1,9$ mA (ELPRO, 2005), conforme a descrição do método, se $(I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7)/5 \leq 1,9$ resulta num grau de defeito = 0,25, mas como $I_{h4} = 0,15$, pelo critério de desempate prevalece o mais crítico ($G_m = 0,75$). Para validade dos dados, é calculado a variável V_m conforme a expressão 5.1:

$$V_m = -\frac{1}{180} * 116 + 1 = 0,36 \quad (5.15)$$

Com isso o grau de confiança conforme a expressão 5.2 é igual a:

$$Conf = 0,36 * 0,95 = 0,34 \quad (5.16)$$

O sistema retorna o valor do grau de defeito e da confiança para o tempo requisitado como mostrado na Tabela 5.16:

Tabela 5.16: Defeito: Corrente de fuga anormal

t_{ensaio}	Corrente de Fuga (I em mA) / Conteúdo de Harmônicas (I_h em %)	Grau de defeito /confiança	Observação
04/06/03	$I_1 = 0,5 / I_{h1} = 0,05$ $I_2 = 2,0 / I_{h2} = 0,08$ $I_3 = 1,5 / I_{h3} = 0,05$	0 / 1	→ Instalação do pára-raios
20/11/03	$I_4 = 0,7 / I_{h4} = 0,15$ $I_5 = 0,6 / I_{h5} = 0,1$ $I_6 = 0,5 / I_{h6} = 0,05$ $I_7 = 3,0 / I_{h7} = 0,07$	0,75 / 1	→ Ensaio e análise
15/03/04		0,75 / 0,34	→ Análise requisitada

5.6 – CONCLUSÃO

Neste capítulo foi apresentada a aplicação da metodologia da manutenção centrada em confiabilidade (MCC) aplicada a pára-raios de alta tensão que apóia a tomada de decisão de um sistema de análise e diagnóstico de equipamentos de subestações de transmissão de energia (DianE). O DianE padroniza e integra as técnicas mais tradicionais de análise de transformadores e demais equipamentos de transmissão em um único sistema capaz de acessar dados das mais diversas procedências e de fornecer aos usuários o máximo de informações consolidadas para auxiliar a tomada de decisões sobre as prioridades de manutenção.

Foram descritos os resultados das pesquisas realizadas no banco de dados de uma empresa de transmissão, que auxiliou no entendimento e definição de características práticas de pára-raios de alta tensão.

Posteriormente, obtidos os resultados das pesquisas em banco de dados e consultas a especialistas, definiu-se as variáveis que envolvem a aplicação da MCC a pára-raios, entre elas, os subsistemas, componentes, funções, falhas funcionais e métodos de análise. Estes últimos são divididos em Avaliação Autônoma e Modelo Matemático, onde ambas formas de atuação foram relacionadas e descritas.

Além disso, foram apresentados os relacionamentos entre as variáveis que envolvem a aplicação da MCC em duas tabelas. Ambas mostram os subsistemas, componentes, funções e causas de pára-raios de alta tensão, mas o que diferenciam uma da outra é a relação entre falha funcional e ação adequada (Tabela 5.4) e a relação entre defeito e método de análise (Tabela 5.5).

Finalmente, foram apresentados exemplos de análise e diagnósticos de pára-raios e mostradas algumas das telas do sistema DianE, seguindo de uma breve conclusão.

6- CONCLUSÕES

6.1 – COMENTÁRIOS FINAIS

Os pára-raios, apesar de apresentarem um custo pequeno em relação aos outros equipamentos de uma subestação, têm a importante função de limitar as sobretensões que podem ocorrer no sistema de transmissão, protegendo os equipamentos e operadores das subestações e contribuindo para a confiabilidade, economia e continuidade da operação.

Os baixos índices de falha nos pára-raios novos induziram, há muito tempo, a uma despreocupação das concessionárias em relação aos registros e análise das falhas desses equipamentos. O cenário atual indica um aumento nestes índices provocado, principalmente, pelo envelhecimento, pela penetração de umidade, pela perda de estanqueidade ou pelo armazenamento inadequado. Por ser o pára-raios um equipamento selado que não permite a inspeção e avaliação de seus componentes, partiu-se para métodos que ultrapassassem esta limitação.

Dentro deste enfoque, este trabalho buscou apresentar o desenvolvimento de um sistema baseado numa metodologia da manutenção consolidada principalmente nas áreas militares, mas que se encontra em crescente uso na área de sistemas de energia: a Manutenção Centrada em Confiabilidade.

Inicialmente, introduziu-se o trabalho ao detalhar o equipamento pára-raios em si. Foi apresentado o que seria um pára-raios ideal e a partir daí, os tipos existentes atualmente que se aproximam mais ao modelo ideal desejado. Foi exposta a evolução dos dispositivos de proteção contra sobretensões, desde os centelhadores com dielétrico de ar, passando pelos pára-raios tipo expulsão e de carboneto de silício (SiC), até os pára-raios de óxido de zinco (ZnO), que é tipo de pára-raios cujas características mais se aproximam de um pára-raios ideal.

Os pára-raios de ZnO vêm conquistando gradativamente seu espaço, seja substituindo os pára-raios de SiC ou sendo adquiridos para novas subestações. A limitação da evolução tecnológica dos pára-raios de SiC faz com que os pára-raios de ZnO apresentem diversas vantagens em relação aos pára-raios de SiC como apresentado neste trabalho.

Entre os detalhes construtivos dos pára-raios, dois tipos ganharam destaque: pára-raios com invólucro de porcelana e com invólucro polimérico. Atualmente os pára-raios com invólucros de porcelana são os mais vendidos, talvez devido ao seu menor custo em relação

ao polimérico. Porém diversas vantagens do polimérico sobre a porcelana foram destacadas como, por exemplo, o melhor comportamento mecânico; a maior facilidade de transporte, armazenamento e manuseio; superior desempenho sob contaminação; menor peso; não apresentam problemas como trincas e lascas como ocorre com a porcelana; etc.

Foi dado destaque também para o funcionamento de um pára-raios juntamente com suas especificações. Posteriormente foram relacionados todos os tipos de ensaios existentes em um pára-raios: de tipo, de rotina e de campo, concluindo na seqüência com o assunto sobre as características construtivas e operativas de pára-raios.

Posteriormente deu-se atenção ao monitoramento e diagnóstico de pára-raios. Foram descritos todos os métodos de monitoramento e diagnóstico de pára-raios em uso atualmente, dentre os quais pôde-se citar a análise da corrente de fuga (total, resistiva, capacitiva e análise harmônica), a termovisão e outros métodos menos convencionais. Juntamente com os métodos, foram apresentadas todas as falhas e suas conseqüências conhecidas atualmente (seja pesquisadas em campo ou nas referências bibliográficas) e que viriam ser de grande valia para a aplicação da metodologia da manutenção centrada em confiabilidade em pára-raios de alta-tensão.

A Manutenção Centrada em Confiabilidade também teve suas características aqui apresentadas. Iniciou-se com a definição de “manutenção” em si, para posteriormente ser relatada sua história através das décadas até os dias de hoje. Os métodos de manutenção existentes foram relacionados e descritos neste trabalho, dando destaque à manutenção corretiva, preventiva, por melhorias, de rotina, periódica, preditiva, entre outros métodos menos convencionais, entre eles, a MCC. Em relação à MCC iniciou-se a descrição de sua origem na indústria de aviação comercial americana até sua disseminação para outros setores. Seus objetivos, definições e aplicações em diversas áreas também foram mencionados.

Finalmente, apresentou-se a metodologia da manutenção centrada em confiabilidade aplicada a pára-raios de alta-tensão. Essa metodologia fornece apoio à tomada de decisão de um Sistema de Análise e Diagnóstico de Equipamentos de subestação de transmissão de energia (DianE) que está sendo desenvolvido pelo Cepel com participação do Grupo de Sistemas de Potência (GSP) da UFSC.

Alguns resultados da primeira etapa, que envolveu entrevistas com especialistas em pára-raios e pesquisas em bancos de dados sobre manutenção destes equipamentos foram publicados em (BRITTO, 2005), onde são apresentadas as causas e conseqüências de falhas mais comuns em pára-raios de alta-tensão. De posse de todas as informações necessárias, foi

feita a aplicação destas informações no processo de Manutenção Centrada em Confiabilidade e desenvolvimento dos modelos a serem aplicados no sistema DianE. A validação deste trabalho vem sendo feita através de verificações e análises de especialistas das empresas (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas) envolvidas neste projeto. Algumas das telas iniciais do DianE foram disponibilizadas neste trabalho.

Como contribuição deste trabalho espera-se que a exposição dos métodos de monitoramento e diagnóstico de pára-raios (análise da corrente de fuga, termovisão, entre outros) abra as portas para outros métodos surgirem ou evoluírem dos que já existem. O detalhamento dado ao pára-raios neste trabalho é também uma grande oportunidade dos fabricantes perceberem que há pessoas e empresas interessadas em equipamentos mais confiáveis e livres de falhas, sendo este trabalho útil para empresas alocarem seus esforços e atenção nos pontos fracos de seus equipamentos. Uma questão de aproximadamente 20 anos atrás, a penetração de umidade, por exemplo, foi diminuída drasticamente com a inserção no mercado dos pára-raios de invólucro polimérico, provando ser uma forma de melhoria do equipamento em relação a uma das maiores causadoras de falhas de pára-raios.

É indiscutível o auxílio que sistemas como o que está sendo implementado fornece às empresas devido à unificação do sistema de manutenção somado a todas as vantagens fornecidas pela MCC. Não só para as empresas, mas também para a confiabilidade, continuidade e segurança do sistema elétrico brasileiro.

6.2 – SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Como sugestão para novos trabalhos, destaca-se a pesquisa e o desenvolvimento de novas formas de monitoramento e diagnóstico de pára-raios, seja saindo das tradicionais corrente de fuga e termovisão ou evoluindo destas. Acredita-se que resultados interessantes possam ser encontrados analisando-se o pára-raios através de um método que utilize dados de corrente de fuga e temperatura juntos e não separadamente como é feito na maioria das empresas do setor elétrico.

Da mesma forma, após alguns anos de uso do sistema desenvolvido e com a consequente formação de um banco de dados mais completo, os métodos de análise poderão ser aperfeiçoados para considerar, por exemplo, a idade do pára-raios, entre outras características relevantes. Dentre estes aperfeiçoamentos, a aplicação de técnicas de inteligência artificial (Lógica Fuzzy, por exemplo) demonstra ser uma ferramenta útil dentre os métodos de análise aqui apresentados.

7- REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALVES, C. A. S.; ZAPATA, J. J.; FRANCO, J. L.; 2003. Monitoramento e Diagnóstico de Pára-raios de ZnO em Sistemas de Alta e Extra Alta Tensões. In: *Seminário Internacional de Mantenimiento y Servicios Asociados em Sistemas Eléctricos SIMSE CIER 2003*. Cartagena de Índias – Colômbia.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Confiabilidade e Manutenibilidade*, NBR 5462. Rio de Janeiro, 1994.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Pára-Raios de Resistor Não Linear a Carboneto de Silício (SiC) para Sistemas de Potência - Terminologia*, NBR 5470. Rio de Janeiro, 1986.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Pára-Raios de Resistor Não Linear a Carboneto de Silício (SiC) para Circuitos de Potência de Corrente Alternada - Especificação*, NBR 5287. Rio de Janeiro, 1988.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Pára-Raios de Resistor Não Linear a Carboneto de Silício (SiC) para Circuitos de Potência de Corrente Alternada – Método de Ensaio*, NBR 5309. Rio de Janeiro, 1991.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *Coordenação do Isolamento - Procedimentos*, NBR 6939. Rio de Janeiro, 1999.
- BASILLE, C.; AUPIED, P.; SANCHIS, G.; 1995. Application of RCM to High Voltage Substations. *Second International Conference of Reliability of Transmission and Distribution Equipment*, (Mar.) p. 186-191.
- BEEHLER, M. E.; 1997. Reliability Centered Maintenance for Transmission Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 12, n. 2 (Abr.), p. 1023-1028.
- BERGMAN, W. J.; 1999. Reliability Centered Maintenance (RCM) Applied to Electrical Switchgear. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 2 (Jul.), p. 1164-1167.
- BERTLING, L.; ANDERSSON, G.; ALLAN, R. N.; 2000. Demonstrating the Benefit of Reliability Centred Maintenance (RCM) on the Reliability in Distribution Systems. In: *6th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*. Funchal, Madeira - Portugal.
- BLANC, A.; 1993. Total Productive Maintenance. *IEEE International Symposium on Semiconductor Manufacturing*. (Sep.), p. 474-488.

- BOWLER, D. J.; LEONARD, R.; 1994. Economic Considerations Underying the Adoption of Reliability Centered Maintenance. *IEE Life Management of Power Plants International Conference*, (Jul.), p. 14-20.
- BRITTO, T. M.; TESTA, D. V.; ROLIM, J. G.; 2005. A Study of Common Causes and Consequences of Failures in Surge Arresters of Transmission Substations. In: *VIII International Symposium on Lightning Protection*. São Paulo – São Paulo.
- CALAZANS, A.; XIMENES, R.; REZENDE, Z.; 1997. Diagnóstico de Pára-raios de Óxido de Zinco Através de Técnicas Preditivas. In: *XIV - SNPTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belém - Pará.
- CATÁLOGO: ABB – *Product Guide/High Voltage Surge Arresters*. Disponível em www.abb.com, acessado em 20/05/2005.
- CATÁLOGO: ELPRO – *Station Surge Arrester*. Disponível em www.elpro.co.in, acessado em 20/05/2005.
- CATÁLOGO: SIEMENS – *Siemens Power Engineering Guide – Transmission and Distribution – Surge Arresters*. Disponível em www.siemens.com, acessado em 20/05/2005.
- CATÁLOGO: TransiNor As – *Monitor de Pára-raios – LCM II – Leakage Current Monitor*. Disponível em www.transinor.st.no acessado em 20/05/2005.
- CHAN, T.; LIU, C.; CHOE, J.; 2005. Implementation of Reliability-Centered Maintenance for Circuit Breakers. In: *IEEE Power Engineering Society General Meeting* (Jun. 2005). *Proceedings*. p. 1245-1251.
- CHENG, Z.; JIA, X.; 2005. An Intelligent Reliability Centered Maintenance Analysis System Based on Case-Based Reasoning & Rule-Based Reasoning. In: *Reliability and Maintainability Symposium* (Jan. 2005). *Proceedings*. p. 545-549.
- DE NIGRIS, M.; SIRONI, A.; BONFANTI, I. et al.; 1998. Most Recent Developments in Surge Arresters Technology and Testing. In: *POWERCON' 98. 1998 INTERNATIONAL CONFERENCE* (Ago. 1998). *Proceedings*. p. 194-201.
- DUPONT, Carlos J.; 2003. *Integração de Análises de Defeitos e Definição de um grau de Risco Global para Transformadores de Potência*. Rio de Janeiro. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- GOODFELLOW, J. W.; 2000. Applying Reliability Centered Maintenance (RCM) to Overhead Electric Utility Distribution Systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1 (Jul.), p. 566-569.
- GONTIJO, G. M.; ROCHA, A. C. O.; FRANCO, E. M.; 2003. Falha com Pára-raios de ZnO de 500 kV no Sistema CEMIG. In: *XVII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Uberlândia – Minas Gerais.

- HAMMAN, J.; 1995. Experience With the Use of RCM in a Transmission Maintenance Environment. *Second International Conference of Reliability of Transmission and Distribution Equipment*, (Mar.) p. 192-197.
- HEINRICH, C.; HINRICHSEN, V.; 2001. Diagnostics and Monitoring of Metal-Oxide Surge Arresters in High-Voltage Networks – Comparison of Existing and Newly Developed Procedures. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 16, n. 1 (Jan.), p. 138-143.
- HE, J.; ZENG, R.; CHEN, S. et al.; 2003. Thermal Characteristics of High Voltage Whole-Solid-Insulated Polymeric ZnO Surge Arrester. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 18, n. 4 (Out.), p. 1221-1227.
- IEEE Std. C62.2, IEEE Guide for the Application of Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for Alternating Current Systems, IEEE, New York, 1987.
- IEEE Std. C62.1, IEEE Standard for Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for AC Circuits, IEEE, New York, 1989.
- IEEE Std. C62.11, IEEE Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for AC Power Circuits (>1 kV), IEEE, New York, 1999.
- IEEE Std. C62.22, IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, IEEE, New York, 1997.
- JOHNSTON, D. C.; 2002. Measuring RCM Implementation. In: Reliability and Maintainability Symposium (Jan. 2002). *Proceedings*. p. 511-515.
- KIM, J.; KIM C.; SONG, I. et al.; 2001. Accelerated Aging Test to Determine the Replacement Criterion of Distribution Surge Arresters. *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, v. 2 (Out.), p. 793-796.
- KHALIFA, Mohamed.; 1990. *High-Voltage Engineering – Theory and Practice*. New York:Marcel Dekker Inc..
- KLEIN, T.; KOHLER, W.; FESER, K. et al.; 1999. A New Monitoring System for Metal Oxide Surge Arrester. *High Voltage Engineering Symposium*, v. 2 (Aug.), p. 301-304.
- LIMA, R. S.; 2000. *TPM – Total Productive Maintenance – Curso de Formação de Multiplicadores*. Belo Horizonte : Advanced Consulting & Training.
- LUNDQUIST, J.; STENSTRÖN, L.; SCHEI, A. et al.; 1990. New Method for Measurement of the Resistive Leakage Currents of Metal-Oxide Surge Arresters in Service. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 5, n. 4 (Out.), p. 1811-1822.
- MARDIRA, K. P.; DARVENIZA, M.; SAHA, T. K.; 2000. Search for New Diagnostics for Metal Oxide Surge Arrester. In: THE 6th INTERNATIONAL CONFERENCE ON PROPERTIES AND APPLICATIONS OF DIELECTRIC MATERIALS (Jun. 2000). *Proceedings*. v. 2, p. 947-950.

- MARTINEZ, M. L. B.; KUBOTA, M. N.; MACIEL, R. C. et al.; 1989. Medição de Corrente de Fuga – Uma Alternativa Para a Manutenção de Pára-Raios. In: *X SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Curitiba - Paraná.
- MARTINS, H. J. A.; SILVA, A. N.; OLIVEIRA, M. J. et al.; 1997. Medidores de Corrente de Fuga. In: *XIV SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Belém - Pará.
- McDERMID, W.; 2002. Reliability of Station Class Surge Arresters. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON ELECTRICAL INSULATION. (Abr. 2002). *Proceedings*. p. 320-322.
- MITCHELL, L.; 2002. Preventive Maintenance and RCM II. *Manufacturing Engineer*, v. 81, n. 4 (Ago.), p. 153-155.
- MODRUSAN, M.; 1983. Tests on High-Voltage Metal Oxide Surge Arresters With Impulse Currents. In: *Fourth International Symposium on High Voltage Engineering*. Athens - Greece.
- MONTENEGRO, J. C.; RAMIREZ, J. L.; 1995. Degradation of Zinc Oxide Varistors. In: FIRST IEEE INTERNATIONAL CARACAS CONFERENCE. (Dez. 1995). *Proceedings*. p. 352-354.
- MOUBRAY, J.; 1997. *Reliability-centered Maintenance*. 2 ed. Industrial Press Inc..
- NOWLAN, F. S.; HEAP H.; 1978. *Reliability Centred Maintenance*. National Technical Information Service, US Dept. of Commerce, Springfield, Virginia, US.
- NUNES, Enon. L.; 2001. *Manutenção Centrada em Confiabilidade (MCC): Análise da Implementação em uma Sistemática de Manutenção Preventiva Consolidada*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas), Universidade Federal de Santa Catarina.
- PEREIRA, M. P.; 1985. *Equipamentos Elétricos: Especificação e Aplicação em Subestações de Alta Tensão*. p. 124-145. Rio de Janeiro:Furnas.
- RAGALLER, Klaus.; 1980. *Surges in High-Voltage Networks*. New York:Plenum Press.
- REDER, W.; FLATEN, D.; 2000. Reliability Centered Maintenance for Distribution Underground Systems. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, v. 1 (Jul.), p. 551-556.
- RESENDE, D. S.; SALGADO, F.; VAISMAN, R. et al.; 2004. A Experiência da COPEL na Utilização de Centelhadores em Subestações. In: *IEEE/PES T&D 2004 Latin America*. São Paulo – São Paulo

- SCHEI, A.; 2000. Diagnostic Techniques for Surge Arresters with Main Reference to On-Line Measurement of Resistive Leakage Current of Metal-Oxide Arresters. *CIGRE Session*. Paper P1-05.
- SCHEI, A.; FRANCO, J. L.; 1998. Experiência no Monitoramento de Pára-raios de Óxido Metálico em Serviço. In: *VIII ERLAC Encuentro Regional Latino Americano de la Cigré*. Ciudad Del Leste - Paraguai.
- SHIRAKAWA, S.; ENDO, F.; KITAJIMA, H. et al.; 1988. Maintenance of Surge Arrester by Portable Arrester Leakage Current Detector. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 3, n. 3 (Jul.), p. 998-1003.
- SITE do IV Encontro de Termografia em Furnas – 25, 26 e 27 de Maio de 2004. Disponível em http://www.metrologia.org.br/arquivos/programa_termografia.pdf, acessado em 15/06/2004.
- SOARES JR., A.; VISACRO, S.; RODRIGUES, L. I. T. et al.; 2005. Monitoramento de Pára-raios de Óxido de Zinco – Abordagem Geral sobre o Tema e Descrição de um Caso-estudo. In: *XVIII SNPTEE - Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. Curitiba - Paraná.
- WYREBSKY, Jeri; 1997. *Manutenção Produtiva Total – Um Modelo Adaptado*. Florianópolis. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção e Sistemas), Universidade Federal de Santa Catarina.
- YONGQIANG. W.; FANGCHENG, L.; 2003. Influence of Power System's Harmonic Voltage on Leakage Current of MOA. In: CEEM' 2003. ASIA-PACIFIC CONFERENCE ON ENVIRONMENTAL ELECTROMAGNETICS (Nov. 2003 : Hangzhou, China). *Proceedings*. p. 375-378.
- ZAIIONS, Douglas R.; 2003. *Consolidação da Metodologia de Manutenção Centrada em Confiabilidade em Uma Planta de Celulose e Papel*. Porto Alegre. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – PPGEP, Universidade Federal do Rio Grande do Sul.