

COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO APLICADA A
SISTEMA DE POTÊNCIA

REGINALDO FREIRE DE SANTANA

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS CURSOS DE
PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU
DE MESTRE EM CIÊNCIAS (M.Sc.)

ORIENTADOR: JOHN ERNEST JONES

CAMPINA GRANDE
ESTADO DA PARAÍBA - BRASIL
MARÇO DE 1973

BIBLIOTECA

18-3-81 112



S231c Santana, Reginaldo Freire de.
Coordenação de isolamento aplicada à sistema de potência
/ Reginaldo Freire de Santana. - Campina Grande, 1973.
110 f.

Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade
Federal da Paraíba, Centro de Ciências e Tecnologia, 1973.
"Orientação : Prof. John Ernest Jones".
Referências.

1. Isolamento - Pára-Raio. 2. Sistema de Potência. 3.
Dissertação - Ciências. I. Jones, John Ernest. II.
Universidade Federal da Paraíba - Campina Grande (PB). III.
Título

CDU 621.316.933(043)

AGRADECIMENTOS

Quero deixar expressa aqui minha cordial homenagem a quantos intervieram com a sua benévola acolhida e assistência na organização deste trabalho.

Em particular:

- Ao Professor Orientador, JOHN ERNEST JONES
- A COHEBE - Companhia Hidroelétrica da Boa Esperança

R E S U M O

O presente trabalho, baseado na experiência de outros sistemas, apresenta procedimentos, métodos de estudo e técnicas diretamente aplicadas em um sistema de potência, a fim de coordenar o isolamento adequadamente.

INDICE

CAPÍTULO I - INTRODUÇÃO 1

CAPÍTULO II - O PARA-RAIO NA COORDENAÇÃO 5

2.1 O Para-Raio 5

2.2 Para-Raio - Tipo Vãlvula 6

2.3 Condições de Instalação 6

2.4 Sequência de Operação 7

2.5 Comportamento das Descargas com Relação a Coordena
ção de Isolamento 9

2.6 Características de Impulso de um Para-Raio Tipo Val
vula 12

2.7 Teste para Tensão de Descarga de um Para-Raio 13

CAPÍTULO III - O ATERRAMENTO NA APLICAÇÃO DE PARA-RAIOS .. 16

3.1 Papel do Tipo Aterramento 16

3.2 Sistema Não Aterrado - Neutro Isolado 16

3.3 Sistema Aterrado 18

3.4 Verificação Prática do Aterramento 19

3.5 Escolha do Tipo de Para-Raio 20

3.6 Considerações para Escolha Adequada de um Para-Raio 23

3.7 Proteção dos Para-Raios 24

3.8 Efeito da Multiplicidade de Linhas em 230 KV 27

3.9 Coordenação Adequada em 345 KV 28

CAPÍTULO IV - MÉTODOS DE ESTUDO DA COORDENAÇÃO DE ISOLA
MENTO 33

4.1 Coordenação de Isolamento 33

4.1.1 Característica Tensão-Tempo 33

4.1.2	Característica de Impulso de Isolamento do Transformador	37
4.1.3	Característica Tensão-Tempo de Buchas de Transformadores	39
4.2	Comportamento das Sobretensões no Isolamento	39
4.3	Comparação entre Métodos Convencional e Estatístico	43
4.4	Efeito do Isolamento com o Risco de Falha	46
4.5	Utilidade dos Métodos	47
4.6	Determinação do NBI	50
4.7	Determinação NBI (Switching)	51
4.8	Teste de Isolamento	52
CAPÍTULO V - DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO		55
5.1	Dispositivos de Proteção Contra Sobretensões	55
5.2	Centelhadores de Hastes	55
5.3	Rod-Gap e Isoladores	56
5.4	Característica Tensão-Tempo de Gaps e Isoladores em Sistema EHV	58
5.5	Isolamento de uma Linha de 69 KV e 500 KV	64
5.5.1	Tensão a Frequência de 60 Ciclos	64
5.5.2	Tensão Devido a Surtos de Manobras (Switching)	67
5.5.3	Tensão Devido a Queda de Raio	68
5.6	Check dos Isoladores Necessários por Cadeia	72
5.6.1	Check dos Isoladores Necessários por Cadeia	72
5.6.2	Check dos Isoladores Necessários por Cadeia	72
CAPÍTULO VI - COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO APLICADO A SUBESTAÇÃO		74

6.1	Considerações Primordiais	74
6.2	Diretrizes da Coordenação de Isolamento de uma Subestação	74
6.2.1	Blindagem Contra Queda de Raio	75
6.2.2	Seleção da Tensão Nominal do Para-Raio	75
6.2.3	Determinação do Nível Básico de Isolamento do Transformador	76
6.2.4	Determinação da Zona de Proteção do Para-Raio	76
6.2.5	Escolha do Nível Básico de Isolamento para Equipamento Situado no Lado do Para-Raio	76
6.2.6	Comportamento do Surto de Manobra	76
6.2.7	Determinação da Mínima Distância entre Fase-Terra e Fase-Fase das Aberturas ao Ar	77
6.2.8	Cálculo de Sobretensões Adequada para Proteção por Para-Raios	77
6.3	Considerações Úteis	78
6.4	Influência do Cabo na Proteção de Equipamento	80
6.5	Complementos	82
6.6	Chech em uma Subestação	83
CAPÍTULO VII - MÉTODO DE LOCALIZAÇÃO ADEQUADO DO PARA-RAIO		88
7.1	Fatores Considerados na Aplicação de Curvas	88
7.2	Discussão dos Parâmetros que Afetam a Separação do Para-Raio	90
7.2.1	Característica de Proteção do Para-Raio	91
7.2.2	Capacitância de Surto de Transformador	92
7.2.3	Forma de Onda Padrão	93
7.2.4	Impedância de Surto	93

7.2.5	Tensão Nominal do Sistema	94
7.3	Unitização dos Parâmetros	94
7.4	Check da Determinação da Distância	106
CAPÍTULO VIII - CONCLUSÃO		109
APÊNDICE A - ÍNDICE DAS FIGURAS		vi
APÊNDICE B - LISTA DE SÍMBOLOS		x
APÊNDICE C - REFERÊNCIAS		xiii

APÊNDICE A

ÍNDICE DAS FIGURAS

Fig. 2.1 Comportamento inalterável de um para-raio quando submetido a um número de descargas 7

Fig. 2.2 Situação normal de um para-raio ligado entre linha e terra 7

Fig. 2.3 Comportamento de um para-raio ao ser atingido por um surto devido à queda de um raio 8

Fig. 2.4 Situação final de um para-raio após a descarga.. 9

Fig. 2.5 Comportamento de um para-raio com relação ao NBI de um equipamento 10

Fig. 2.6 Avaliação máxima de um para-raio 11

Fig. 2.7 Característica de isolamento completa de um transformador 12

Fig. 2.8 Característica de um para-raio tipo válvula para as correntes de 20, 10 e 5 KA 13

Fig. 2.9 Esquema para teste de tensão disruptiva..... 14

Fig. 2.10 Diagrama de teste de onda de impulso padrão..... 15

Fig. 3.1 Situação das sobretensões em um para-raio na ocorrência de uma falha fase-terra 21

Fig. 3.2 Comportamento da corrente de curto com relação ao tipo de aterramento e para-raios 23

Fig. 3.3 Características tensão impulso-tempo mostrando que quanto maior for a tensão nominal menor é a proteção 25

Fig. 3.4 Coordenação de isolamento em um sistema de 69 KV 26

Fig. 3.5 Coordenação em um sistema de 345 KV 29

Fig. 3.6	Esquema de blindagem típica.....	32
Fig. 3.7	Diagrama aconselhável para aplicação de para-raios.....	32
Fig. 4.1	Conecção de um gerador de impulso com um isolador.....	33
Fig. 4.1.1	Onda padrão de impulso.....	33
Fig. 4.1.2	Resistência do isolador para tensão E_1 aplicada no tempo 1,5 menor que t_1	34
Fig. 4.1.3	Pontos de descarga para tensões maiores.....	34
Fig. 4.1.4	Pontos de descarga.....	35
Fig. 4.2	Curva tensão de impulso-tempo do isolador.....	35
Fig. 4.3	Característica tensão de impulso-tempo de um transformador mostrando que a tensão de descarga varia pouco e é constante em $3 \mu s$	36
Fig. 4.4	Dependência de isolamento interno do transformador com a frente de onda.....	39
Fig. 4.5	Características das sobretensões.....	40
Fig. 4.6	Esforço normal do isolamento.....	41
Fig. 4.7	Levantamento do isolamento em função da máxima tensão do sistema.....	42
Fig. 4.8	Comportamento do isolamento com sobretensões switching.....	42
Fig. 4.9	Comportamento do isolamento com sobretensões lightning.....	43
Fig. 4.10	Representação do método convencional.....	43
Fig. 4.11	Densidade probabilística para sobretensões: lightning e switching.....	44
Fig. 4.12	Função probabilidade de descarga.....	45

Fig. 4.13	Apresentação da diminuição do risco de falha com o aumento do isolamento	4
Fig. 4.14	Resumo do estudo do isolamento	4
Fig. 4.15	Valores probabilísticos de referência	4
Fig. 4.16	Relação do risco de falha e a margem de segurança para uma sobretensão switching	5
Fig. 4.17	Correlação dos níveis de isolamento com a máxima tensão do sistema	5
Fig. 4.18	Determinação do isolamento	5
Fig. 4.19	Influência do isolamento no teste	5
Fig. 5.1	Curva característica de tensão de impulso tempo de um centelhador comparada com a curva de um transformador protegido	5
Fig. 5.2	Característica tensão-tempo de (2 a 7) unidades de isoladores para onda de $1^{1/2} \times 40$	5
Fig. 5.3	Circuito teste de tensão de impulso	5
Fig. 5.4	Circuito teste para switching	5
Fig. 5.5	Característica rod-plane-gaps e rod-rod-gaps ..	5
Fig. 5.6	Comportamento do gap com a tensão de descarga..	6
Fig. 5.7	Característica de carga de um isolador na classe de 69 KV	6
Fig. 5.8	Relação do número de isoladores com valores de tensão de descargas mínimas	6
Fig. 5.9	Tensões de descargas resistentes de isoladores de suspensão à frequência de 60 ciclos	6
Fig. 5.10	Determinação do número de isoladores necessários para tensão de frequência de 60 ciclos, switching e lightning	6

Fig. 6.1	Dependência do surto com a conexão de transformadores	79
Fig. 6.2	Dependência do surto com a conexão de transformadores	79
Fig. 7.1.a	Determinação da distância S em função de L	85
Fig. 7.1.b	Determinação da distância S em função de L	89
Fig. 7.1.c	Determinação da distância S em função de L	90
Fig. 7.2	Determinação da capacitância de surto de um transformador	93
Fig. 7.3.a	Sistema estudado	96
Fig. 7.3.b	Sistema estudado	97
Fig. 7.3.c	Sistema estudado	97
Fig. 7.4.a	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	99
Fig. 7.4.b	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	99
Fig. 7.4.c	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	100
Fig. 7.4.d	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	101
Fig. 7.4.e	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	102
Fig. 7.4.f	Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}	103

APÊNDICE B

LISTA DE SÍMBOLOS

C	Capacitância de surto do transformador
D	Distância base
de/dt	Taxa de aumento do surto em KV/ μ s
e	Nível de isolamento
e_a	Tensão de descarga do para-raio
E	Grandeza da tensão do surto na linha e tensão fase-fase
E_a	Tensão na fase a
E_b	Tensão base
E_c	Tensão nos terminais do transformador
\bar{E}_c	Tensão nos terminais do transformador, em p.u.
E_m	Valor de tensão que atinge a subestação
$E_{p.r}$	Tensão de descarga disruptiva do para-raio
E_s	Tensão à frequência do sistema
E_d	Tensão fase-terra que atua no momento de surto
E_p	Nível de proteção do para-raio
I	Corrente de descarga do para-raio
$I_{1\phi}$	Corrente de curto fase-terra
$I_{3\phi}$	Corrente trifásica
I_{a1}	Corrente de sequência positiva na fase a
K	Taxa de crescimento do surto em KV/ μ s

L	Comprimento da junção linha-transformador - (para-terra) ou distância entre para-raio e o transformador
\bar{L}	Distância em p.u.
$L \cdot di/dt$	Queda de tensão nas ligações do para-raio
R	Resistência do para-raio
S	Distância da junção linha-para-raio para as buchas do transformador em pé
\bar{S}	Distância em p.u.
t	Tempo em segundo e microsegundo
T	Tempo base
v	Velocidade de propagação
V_{Rmax}	Tensão residual máxima do para-raio
Z	Impedância de surto da linha
Z_1	Impedância de sequência positiva
Z_2	Impedância de sequência negativa
Z_0	Impedância de sequência zero
ZC	Tempo (impedância de surto do barramento vezes a capacitância do transformador) em μs
ZC	Em p.u.
Z_c	Impedância do cabo
X_0	Reatância sequência positiva
X_1	Reatância de sequência negativa
X_2	Reatância de sequência negativa
EHV	Tensão acima de 245 KV e abaixo de 765 KV

UHV Tensão acima de 765 KV
NBI Nível Básico de Isolamento
BIL Nível Básico de Isolamento
sparkover Tensão de descarga disruptiva
flashover Tensão de descarga
breakdown Tensão de descarga
lightning Tensão devido a queda de raio
switching Tensão devido a manobras

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

O pára-raio exerce grande influência na coordenação do isolamento. Sua aplicação adequada possibilita o amortecimento de um surto. Tal amortecimento obedece a característica de isolamento BIL do equipamento protegido.

A proteção do pára-raio conveniente estabelece uma grande margem entre o nível de proteção do equipamento e o nível de proteção do pára-raio. A sua obtenção depende da comparação do BIL do transformador e do BIL do pára-raio fornecido pelos fabricantes. Conclui-se facilmente através da comparação anterior que o equipamento que apresenta menor BIL menor resistência oferece as sobretensões.

No capítulo III nós vemos que a escolha de um pára-raio muito depende do tipo de aterramento do sistema.

O neutro de um sistema comumente apresenta-se, ora aterrado, ora isolado.

Tal apresentação define o aterramento de neutro isolado e neutro aterrado. O primeiro apresenta a inconveniência para a coordenação de isolamento uma vez que não admite redução de tensão nominal do pára-raio a um valor inferior a tensão entre fases.

O segundo concorda com a filosofia da coordenação de isolamento e baseado no seu tipo: aterramento sólido e por reatância, encontramos para-raios de nível de proteção e custo mais baixo de tamanho bem mais reduzido.

Através das relações: $\frac{X_0}{X_1} \leq 3$ e $\frac{R_0}{R_1} \leq 1$ se estabelece o

nível de proteção de um para-raio.

A localização de um para-raio influe na tensão resultante do equipamento protegido: transformador. No capítulo IV observa-se que através da comparação do nível de isolamento entre o equipamento a proteger e dos meios suplementares de proteção pode se obter uma coordenação de isolamento específico para cada sistema.

Os métodos que estudam a coordenação de isolamento são:

- método convencional
- método estatístico

O convencional aplicado em isolamento tipo no self-restoring: (aquele isolamento que não volta a condição normal após a descarga disruptiva): reatores, transformadores, cabos, etc., consiste em determinar a máxima tensão inicialmente e acrescentar a marge de proteção. Apresenta valores prováveis de resistência, uma vez que não se pode garantir que a tensão determinada seja a máxima a fim de estabelecermos o nível de tensão resistente.

O método estatístico aplicado em isolamento restoring con torna o problema do convencional e basea-se em funções probabilísticas das quantidades raras:

- sobretensões
- isolamento

No capítulo V observa-se que, dentre os dispositivos de proteção contra sobretensões além do para-raio encontramos as centelhadoras de haste, os rod-plan-gaps e isoladores.

A utilização é função da melhor proteção desejada para um sistema.

A aplicação conveniente requer estudo das características

de impulso: tensão-tempo e o número de isoladores requeridos por cadeia é função do tipo de sobretensão. A tensão a frequência do sistema normalmente requer um número de isoladores inferior ao requerido por surtos de manobra e lightning (devido a queda de raios). A escolha do número de isoladores por cadeia, depende do tipo de sobretensão predominante correspondente para cada classe de tensão.

Para tensões até 345 KV a determinação pode ser feita obedecendo a surtos devido a queda de raios.

Para tensões maiores a predominância está no surto de manobras.

No capítulo VI temos que a coordenação de isolamento aplicada a uma subestação tem por finalidade não só evitar descargas disruptivas devido a sobretensões, mais também proporcionar descargas locais que não apresentam vantagens econômicas de impedi-las, pois sua presença apresenta pouco perigo para operação do sistema.

Para a proteção adequada três sobretensões devem ser estudadas e comparadas:

- sobretensões à frequência do sistema
- sobretensões switching
- sobretensões lightning

As duas primeiras têm grandeza facilmente predizível e dispensa proteção especial uma vez que toda instalação deve resisti-las.

A sobretensão tipo lightning ao contrário das duas anteriores apresenta grandeza imprevisível e exige os seguintes meios para fazer a instalação resisti-la:

- blindagem através de fios-terra
- instalação de para-raios e de dispositivos de proteção tais como: gaps

No capítulo VII nós teremos o estudo do método prático para determinação da distância tolerável entre o para-raio e o transformador de uma subestação.

Tal método estendido para a faixa de tensão de 23 a 345KV tem como base a determinação da distância considerando os parâmetros, que afetam a separação:

- grandeza da tensão de surto e sua taxa de crescimento
- característica do para-raio
- capacitância do equipamento protegido
- impedância de surto da linha de transmissão
- barramento e ligações do para-raio
- tensão nominal do sistema

Tal método tendo como base curvas e tabelas resultante de estudos em computador digital tem a finalidade de coordenar o BIL do equipamento com as tensões provenientes de um surto através de para-raios.

No capítulo VIII nós temos a conclusão do trabalho resumida nos três itens seguintes:

- a) Garantia de um funcionamento ideal do sistema
- b) Apresentação de uma proteção adequada do sistema
- c) Representação econômica reduzida do sistema.

CAPÍTULO II

O PARA-RAIO NA COORDENAÇÃO

2.1 - O Para-Raio

O para-raio tem uma função primordial na coordenação do isolamento de um sistema, se este é empregado adequadamente.

Além desta função, exerce influência do nível de isolamento dos equipamentos.

Baseado na duração, grandeza e forma de onda de surtos e sobretensões e nível de isolamento, pode-se obter através do uso adequado do para-raio, melhoramento na descarga de sobretensões e conseqüentemente uma redução do nível de isolamento dos equipamentos principalmente transformadores.

Uma vez que o funcionamento de uma rede muito depende das sobretensões devido a queda de raio. A solução lógica para o combate de tal problema encontra-se na intercalação entre rede e equipamento para-raio.

Sua utilização aí tem como finalidade, reduzir o valor do surto através do escoamento para terra, deixando passar um valor bastante amortecido e de grandeza adequada para o isolamento do equipamento de uma subestação e estação.

O tal escoamento referido é função da impedância do sistema ligado e da impedância própria do para-raio.

Disto concluímos que quanto menor for a resistência, maior será o escoamento e menor perigo existe para o isolamento do equipamento protegido.

Com o valor da impedância interna bem reduzida de um para-raio tem-se um isolamento sem reforço e dispensa-se ensaio de pulso para o mesmo.

2.2 - Para-Raio - Tipo Válvula

Apresentam-se normalmente com dispositivos de descarga, como os centelhadores e com uma resistência variável que funciona segundo a razão inversa da tensão aplicada.

Sendo o corpo do para-raio formado de carbono e silício e sendo a variação da resistência não linear tem-se sempre uma alteração na curva característica da variação de tensão, quando se admite novas composições e novos formatos de resistores.

Normalmente um para-raio apresenta para as tensões inferiores a tensão fase terra, valores para resistência dos centelhadores na ordem de alguns megohms e para o resistor que é ligado em série valores na ordem de centenas de ohms.

Tais resistências adquirem valores totalmente diferentes, na presença de surto de sobretensão, pois uma ionização no meio entre os centelhadores toma lugar e devido a característica tensão-resistência tem-se uma redução na resistência do resistor e daí resulta um escoamento do surto melhor para terra.

2.3 - Condições de Instalação

Para um para-raio ser bem instalado deve-se observar nas suas características o valor de tensão de descarga.

Este valor, segundo a técnica moderna deve ser a mais baixa possível. E segundo a boa utilização, este valor nunca deve atingir a tensão nominal do sistema. Com isto se evita que sobre tensões atinjam o equipamento protegido.

Tal descarga é função da corrente de descarga e de sua resistência ou seja $I \cdot R$.

Esta ainda não deve ser alterada do seu valor se algumas descargas ocorrem ou melhor seu valor deve ser mantido para um determinado número de descarga.

Caso o número de descarga ultrapasse o estabelecido deve-se verificar o valor da resistência após a sua operação, pois qualquer modificação pode acarretar alteração na variação da tensão devido ao grande valor de corrente que é admitido para a descarga. Este valor pode atingir a cifra até de 100.000A.

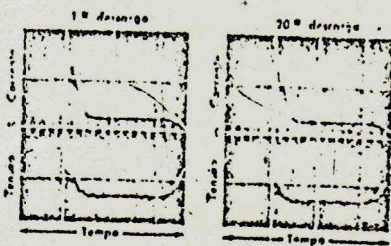


Fig. 2.1 - Comportamento inalterável de um para-raio quando submetido a um número de descargas

2.4 - Sequência de Operação

Para um para-raio tipo Válvula temos a seguinte sequência em sua operação:

- a) Para-Raio ligado entre rede e terra: não há sobretensão e muito menos descarga devido ao alto valor da impedância do mesmo.

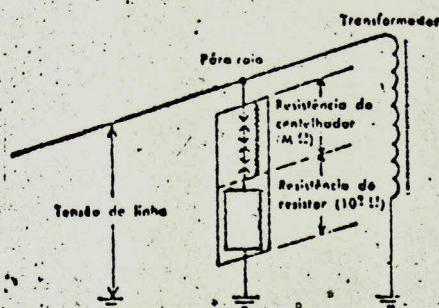


Fig. 2.2 - Situação normal de um para-raio ligado entre linha e terra

BIBLIOTECA
CENTRO DE CIÊNCIA E
TECNOLOGIA

- b) Neste caso, tem-se a incidência de um raio na rede. Este dar origem a uma onda de sobretensão que viaja ao longo da linha até o para-raio. Ao atingi-lo uma ionização do meio gasoso toma lugar e conseqüentemente uma redução na resistência se estabelece, dando origem a condições de descarga.

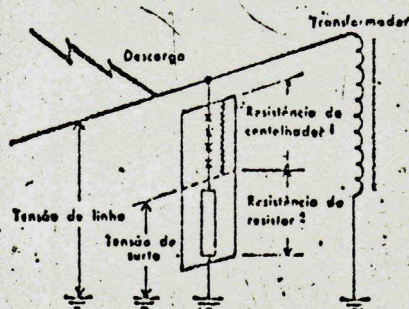


Fig. 2.3 - Comportamento de um para-raio ao ser atingido por um surto devido à queda de um raio

- c) Após a descarga tem-se as aberturas do centelhador ionizadas e a resistência do resistor aumentada, uma vez que surgiu uma redução na diferença de potencial. Com isto o resistor consegue aumentar a queda de tensão e em consequência tem-se a interrupção e eliminação da descarga.

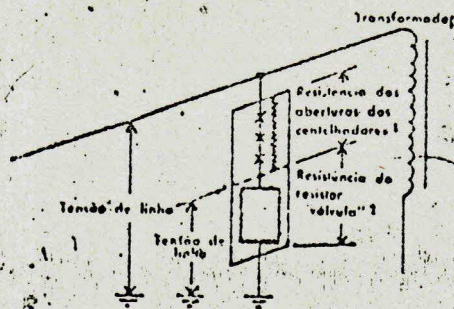


Fig. 2.4 - Situação final de um para-raio após a descarga

2.5 - Comportamento das Descargas com Relação a Coordenação de Isolamento

Através da característica da coordenação de isolamento nós podemos verificar a margem de segurança entre os valores de descarga para vários valores de NBI.

Esta comparação nos dar a avaliação da proteção de um para-raio.

Tal avaliação consiste em verificar ou estabelecer a menor margem entre o NBI (Nível Básico de Isolamento) do equipamento com nível de proteção do para-raio.

Segundo se verifica esta avaliação é tanto melhor quanto maior for a distância entre o NBI e a curva característica da máxima tensão de um para-raio.

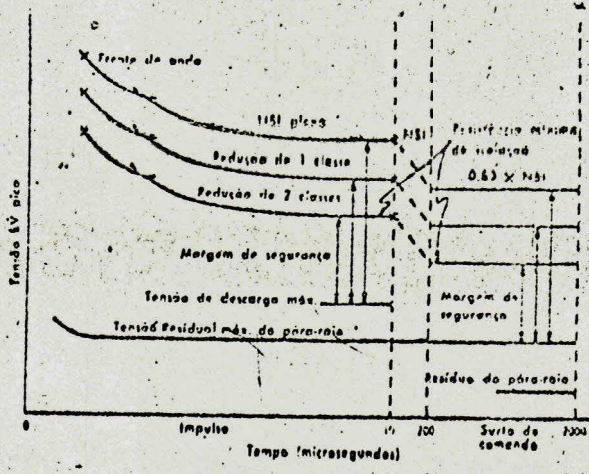


Fig. 2.5 - Comportamento de um para-raio com relação ao NBI de um equipamento

A referida avaliação pode ser dada em termos de distância expressa percentualmente por:

$$K = \frac{NBI - V_{Rm\acute{a}x}}{NBI} \times 100 \quad (2.1)$$

- NBI - Nível Básico de Isolamento do equipamento
- $V_{Rm\acute{a}x}$ - Tensão residual máxima do para-raio

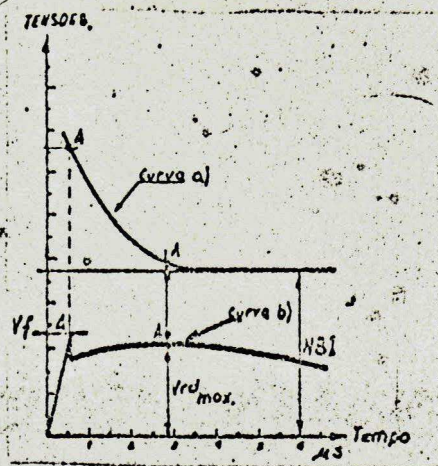


Fig. 2.6 - Avaliação máxima de um para-raio

Observa-se facilmente que o equipamento que tem menor NBI é o que apresenta menor resistência às sobretensões.

O NBI (Basic Impulse Level) caracteriza a resistência oferecida pelos equipamentos aos surtos que a eles atingem. Tal resistência segundo padrões americanos é caracterizada pela onda de $1,5 \times 40 \mu s$. Tal onda se assemelha ao comportamento das ondas resultantes de fenômenos atmosféricos.

Como prática os fabricantes de para-raios e dispositivos de proteção estabelecem uma margem entre o BIL do equipamento e o nível de proteção para impulsos. Esta geralmente é fixada em 20%.

O NBI de um equipamento para surtos de manobra é caracterizado por uma curva 83% abaixo do NBI característico do equipamento.

Como prática os fabricantes consideram uma margem de 20% a fim de assegurar o equipamento contra surtos que possam atingir valores correspondentes ao isolamento da linha ou seja:

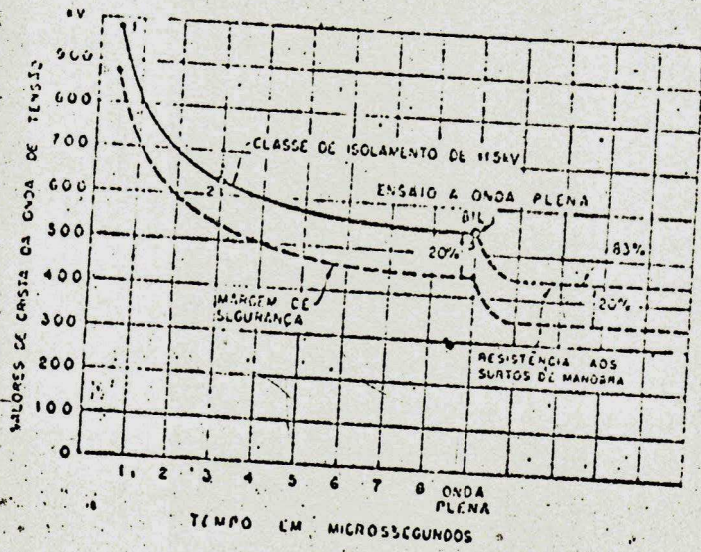


Fig. 2.7 - Característica de isolamento completa de um transformador

Quanto maior a tensão, maiores são as razões técnicas e econômicas para redução do NBI de um equipamento.

2.6 - Características de Impulso de um Para-Raio Tipo Válvula

O comportamento de um para-raio tipo Válvula na proteção contra surtos depende das condições de impulso:

- tensão disruptiva (impulse sparkover)
- tensão de descarga para as várias correntes de raio

Neste tipo de para-raio vemos que as tensões de descarga são maiores que as tensões disruptivas e que as correntes de descarga pode apresentar queda de tensão, superior a tensão disruptiva.

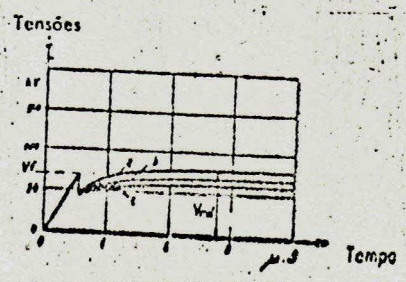


Fig. 2.8 - Característica de um para-raio tipo válvula para as correntes de 20, 10 e 5 KA

Se um para-raio for submetido a uma tensão superior a frequência normal, haverá uma descarga disruptiva.

Mas para evitar descargas disruptivas desnecessária a técnica americana aconselha que a tensão disruptiva de um para-raio não seja inferior a 1,35 ou 1,5 vezes a tensão nominal do para-raio.

2.7 - Teste para Tensão de Descarga de um Para-Raio

Segundo normas sabemos que a tensão de descarga não deve ser inferior a 150% da tensão nominal do para-raio quando a frequência é a Industrial: 60Hz ou 50Hz.

Para o teste da tensão disruptiva a frequência de 60 Hz usamos o seguinte esquema:

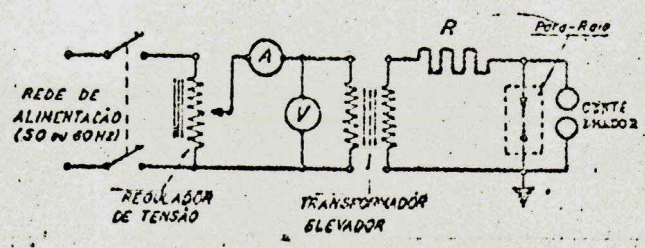


Fig. 2.9 - Esquema para teste de tensão disruptiva

Para o teste é necessário que R não deixe passar corrente que danifique as resistências variáveis e que a descarga se verifique em uma duração curta.

O centelhador permite verificar se a tensão de descarga é superior aos valores mínimos fixados pelas normas.

Um para-raio quando construído é submetido por seus fabricantes a uma série de testes de impulso de onda.

Através de tais testes os construtores estabelecem a tensão de descarga.

Para o valor de tensão que corresponde a 50% das aplicações, denomina-se de valor crítico.

Observa-se que para altas correntes a tensão residual do para-raio supera ligeiramente a tensão disruptiva.

Os fabricantes normalmente estabelece valores de tensão de descarga para vários valores de corrente e verifica-se que quanto maior a corrente maior são os seus valores.

Para teste de onda de impulso padrão o diagrama obedece a:

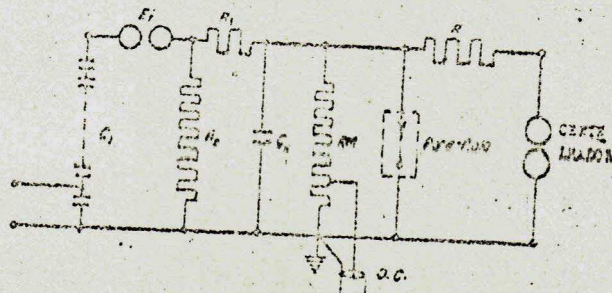


Fig. 2.10 - Diagrama de teste de onda de impulso padrão

- R - Resistência limitadora
 R_m - Divisor de tensão para alimentar oscilógrafo de raios catódicos - (O.C).

CAPÍTULO III

O ATERRAMENTO NA APLICAÇÃO DE PARA-RAIOS

3.1 - Papel do Tipo Aterramento

O uso do neutro aterrado através de impedância ou solidamente aterrado cada vez mais tem sua aplicação definida uma vez que apresenta vantagens para os sistemas elétricos.

3.2 - Sistema Não Aterrado - Neutro Isolado

Tal sistema apresenta a vantagem aparente para a operação, isto é, dado uma falha fase-terra, o operador pode retirá-la sem afetar a operação do sistema, quando se depara com o defeito. Mas, pode apresentar um problema de interrupção de energia de âmbito maior se simultaneamente ocorrer outra falha fase-terra. Pois, como vemos se uma falha fase-terra, ocorre em um sistema de neutro isolado a corrente de falta é zero, uma vez que a impedância de aterramento é infinita:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (3.1)$$

I_{a1} - corrente de sequência positiva na fase a

Z_1 - impedância de sequência positiva

Z_2 - impedância de sequência negativa

Z_0 - impedância de sequência zero

E_a - tensão na fase a

uma vez que: $Z_0 = \infty$ temos $I_{a1} = 0$, mas para uma falha fase-terra temos:

$$I_{a1} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 Z_0 / (Z_2 + Z_0)} \quad (3.2)$$

E então para $Z_0 = \infty$, temos uma diminuição do denominador isto é:

$$|a| = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2} \quad (3.3)$$

E em consequência a corrente de falta tem seu valor bastante aumentado.

O sistema de neutro isolado apresenta tal inconveniência para a coordenação de isolamento e daí seu uso aos poucos torna-se desusado.

Sua utilização não satisfaz a aplicação de para-raios com tensão reduzida. Portanto, não possui nível de proteção baixa para para-raios e o custo e tamanho destes não são reduzidos.

É um sistema que deixa de satisfazer a filosofia da coordenação de isolamento.

Se uma falha fase-terra ocorre em um sistema de neutro isolado, verifica-se que a tensão para terra em qualquer das fases boas atinge a valores iguais ou maiores que a tensão entre fases na condição normal.

Uma vez que o para-raio está interligado entre fase-terra sua tensão normal será a tensão entre fases dividida por $\sqrt{3}$, e concluímos que este, poderá ficar submetido a uma tensão mínima de valor igual ao valor entre fases e no máximo a um valor de 73%, maior do que a tensão entre fases e um pouco inferior a 80%.

E no caso de sobretensão, nenhuma descarga ocorre no para-raio, se um surto atinge as fases boas, pois ele interrompe a corrente que segue a descarga contra a tensão anormal.

Comumente um para-raio para um tal sistema tem tensão no

UFPA

minim no mínimo igual a tensão entre fases e tal técnica de escolha evita perigo para o mesmo.

Este proceder, ainda pode ser extendido para um sistema que tenha uma impedância de aterramento alta.

3.3 - Sistema Aterrado

Tal sistema apresenta a vantagem de possuir tensão nominal para os para-raios inferior a tensão entre fases.

Uma vez que a tensão nominal do para-raio é a tensão entre fase e terra ou seja: $E/\sqrt{3}$, concluímos que na ocorrência de uma falha fase-terra, a tensão das fases boas são geralmente superiores a tensão fase-neutro normal, porém muito inferiores a tensão entre fases.

Devido, a este comportamento, um sistema aterrado, admite redução no nível de isolamento e em consequência, neste se aplica para-raios de tamanhos e preços bem mais reduzidos, e um sistema deste tipo, satisfaz portanto a coordenação de isolamento.

Para a escolha de um para-raio adequado, em um sistema, cumpre-nos portanto, observar o tipo de aterramento, pois, a partir da espécie de aterramento nós determinamos a tensão nominal.

Os sistemas, geralmente são aterrados, através de uma reatância, a qual pode ser dividida em aterramento sólido e aterramento por reator.

Os sistemas ainda podem ser aterrados, através de uma resistência, sendo alta ou baixa.

Os sistemas aterrados por reatância apresentam valores de corrente de curto entre fase e terra maiores do que os sistemas aterrados por resistência.

Um sistema solidamente aterrado é considerado um sistema aterrado através de reatância. Para estes as correntes de curto fase-terra podem atingir valores de quase 100% da corrente de curto trifásico.

Nos sistemas aterrados por resistências temos que a corrente de curto fase-terra, varia na faixa de 1% a 25% da corrente de curto trifásico, segundo o valor de resistência.

Apesar do aterramento por resistência apresentar valores de corrente de curto menores, comparado com o aterramento por reatância seu uso não é generalizado devido ao alto custo e ao seu grande consumo em KW.

3.4 - Verificação Prática do Aterramento

Para verificação de aterramento por reatância existe um processo prático. Este, consiste em verificar se a relação $X_0/X_1 \leq 10$, e tal comparação implica no valor da corrente de curto-circuito fase-terra 25% superior do que a corrente de curto trifásico.

Nesta relação:

X_0 - reatância de sequência zero

X_1 - reatância de sequência positiva

Este comportamento de um sistema aterrado por reatância pode também ser tirado facilmente da relação entre as expressões de corrente de curto trifásico e fase-terra ou seja:

$$I_{3\phi} = \frac{E}{X_1} \tag{3.4}$$

$I_{3\phi}$ - corrente trifásica

E - tensão entre fase-neutro

X_1 - reatância de sequência positiva

$$I_{1\phi} = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0} \quad (3.5)$$

$I_{1\phi}$ - corrente de curto fase-terra

X_1 - reatância de sequência positiva

X_2 - reatância de sequência negativa

X_0 - reatância de sequência zero

Considerando $X_1 = X_2$ e dividindo a expressão (3.5) por (3.4) temos:

$$\frac{I_{1\phi}}{I_{3\phi}} = \frac{3X_1}{2X_1 + X_0} \quad (3.6)$$

considerando $\frac{X_0}{X_1} = 10$ (3.7)

encontramos finalmente:

$$\frac{I_{1\phi}}{I_{3\phi}} = \frac{3X_1}{2X_1 + 10X_1} = \frac{3X_1}{12X_1} = 0,25 \quad (3.8)$$

$$I_{1\phi} = 0,25 I_{3\phi} \quad (3.9)$$

3.5 - Escolha do Tipo de Para-Raio

Após a verificação do tipo de aterramento cumpre-nos saber qual o tipo de para-raio que deve ser escolhido.

A fim de interligar um para-raio entre uma rede e um equipamento temos a necessidade primeira de sua característica: tensão nominal.

Esta tensão é uma tensão a frequência do sistema a qual o para-raio estando submetido resiste a determinadas sobretensões e quando após uma descarga devido a um surto, evita o escoamento para terra da corrente elétrica normal do sistema.

Para esta tensão nominal, a técnica escolhe a tensão fase-se-fase, que aparece quando uma falha fase-terra ocorre ou seja

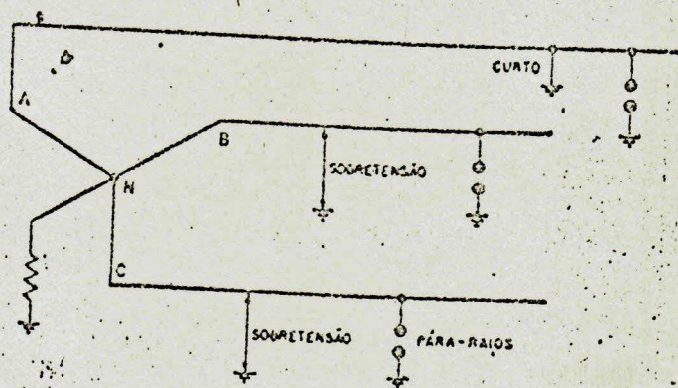


Fig. 3.1 - Situação das sobretensões em um para-raio na ocorrência de uma falha fase-terra

Tal sobretensão que pode atingir um para-raio, como vimos anteriormente do tipo de aterramento.

O tipo de para-raio que deve ser escolhido é função do comportamento das relações:

$$\frac{X_0}{X_1} \ll 3$$

(3.10)

$$\frac{R_0}{X_1} \ll 1$$

(3.11)

Se satisfeitas tais relações, as sobretensões acima na

figura 3.1 não ultrapassarão a 80% da tensão entre fases. No decorrência a característica tensão nominal do para-raio de valor aproximadamente 80% da tensão entre fases. Tal característica presta-se para sistemas aterrados. Se as relações anteriores não são satisfeitas, nós utilizamos para-raios de tensão nominal de valor 100% da tensão entre fases.

Tal critério presta-se para sistemas isolados. Embora a escolha de um para-raio após a escolha do tipo de aterramento, cumpre-nos fazer dois exames:

- 1) Verificar o valor da corrente de curto fase-terra percentagem da corrente de curto-circuito trifásico.
- 2) Verificar que proteção oferece o para-raio.

Das duas a que mais preponderância exerce, toma-se para escolha do para-raio ou seja, quando o aterramento é feito por resistência, tem-se a corrente de curto fase-terra compreendida na faixa de 1% a 25% da corrente de curto trifásico. E portanto tem-se uma corrente pequena. Poderia se usar para-raio de 50% mas uma vez que estes oferecem pouca proteção a descargas atmosféricas e a surtos para sistemas aterrados por resistências, prefere-se usar para-raios de 100% (os comumente usados em sistemas isolados).

Se o aterramento é feito por reatância tem-se corrente de curto elevados e portanto pode-se usar para-raios do tipo para sistemas aterrados.

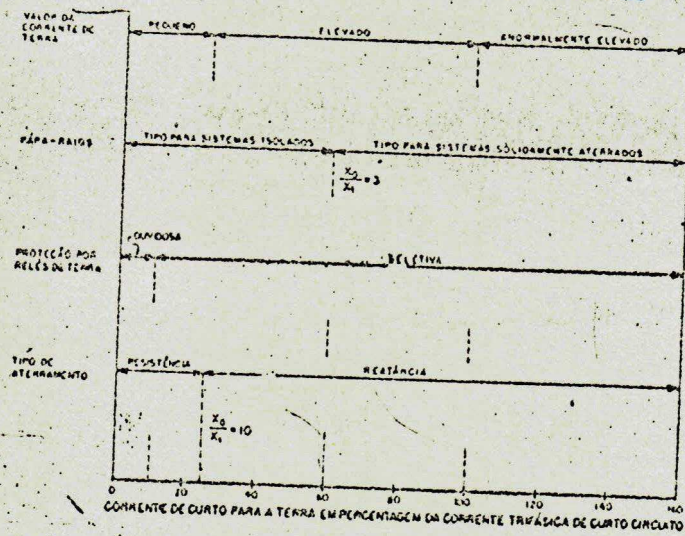


Fig. 3.2 - Comportamento da corrente de curto com relação ao tipo de aterramento e para-raios

3.6 - Considerações para Escolha Adequada de um Para-Raio

No caso de se ter um neutro de um transformador solidamente aterrado é aconselhado verificar se as relações (3.10) e (3.11) são satisfeitas.

E para garantir ou assegurar o para-raio contra sobretensões transitórias excessivas deve-se verificar a relação

$$\frac{X_0}{X_1} \leq 10 \quad (3.12)$$

O emprego do aterramento sólido no neutro do transformador é aconselhado na tensão de 600 Volts. Aqui se tem necessida

de de uma grande corrente para acionamento de dispositivos de proteção, mas ainda encontra-se seu uso em tensões superiores a 15 KV em sistemas solidamente aterrado.

No caso de se desejar o aterramento, através de resistência, cumpre-nos fazer uma análise do valor da corrente de curto fase-terra.

Se tal corrente estiver na faixa de 1% a 25% da corrente de curto-circuito trifásico tem-se uma resistência baixa.

Se tal corrente for inferior a 1% da corrente de curto-circuito trifásico tem-se uma alta resistência. Esta resistência é função do valor da corrente de operação dos relés.

Este proceder nos leva a uma proteção do sistema contra sobretensões excessivas.

No caso de uma falha fase-terra tem-se que as sobretensões nas outras duas fases boas, quase igual as que aparecem em sistema isolado, e como decorrência desse comportamento, aconselha-se para-raios do tipo para sistemas isolados.

Tal para-raio é comum seu emprego na faixa de 600 a 15000 volts.

Quando se tem o aterramento através de alta resistência a fim de se evitar disparos de disjuntores diante de uma falha fase-terra aplica-se para-raios do tipo para sistemas isolados.

Tal método de aterramento está quase suplantado, devido a utilização de para-raios do tipo para sistemas isolados.

3.7 - Proteção dos Para-Raios

A proteção contra sobretensões de um para-raio pode ser definida pela sua curva característica tensão de impulso destrutiva-tempo.

Esta curva apresenta o valor da tensão que o para-raio, admite no ponto em que está isolado e é caracterizada através da tensão nominal em função da tensão disruptiva e o tempo de aplicação.

Verifica-se que quanto maior a tensão nominal, menor é a proteção, pois maior será o valor de crista de tensão para a descarga disruptiva.

Considerando a figura abaixo nós podemos concluir o comportamento inconveniente da proteção do para-raio de tensão nominal de 121 KV com relação ao de tensão nominal 97 KV, ambos para um sistema de classe de tensão igual a 115 KV.

O primeiro para-raio é para um sistema isolado, pois

$$115 \text{ KV} \times 1,00 \times 1,05 = 121 \text{ KV}$$

O segundo para-raio é para um sistema aterrado, pois

$$115 \text{ KV} \times 0,8 \times 1,05 = 97 \text{ KV}$$

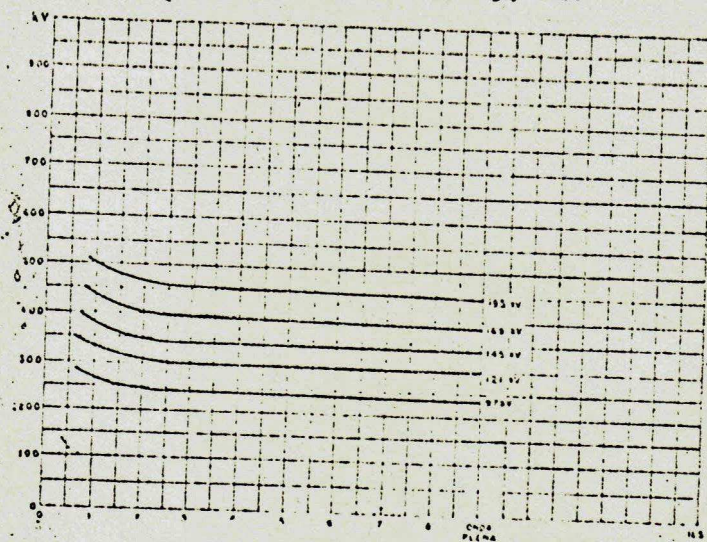


Fig. 3.30 - Características tensão impulso-tempo mostrando que quanto maior for a tensão nominal menor é a proteção

onde facilmente se tira a inconveniência de um sistema não aterrado.

Para sistema em 69 KV - COHEBE nós temos: tensão nominal do para-raio (para sistema não aterrado)

$$69 \text{ KV} \times 1,00 \times 1,05 = 73 \text{ KV}$$

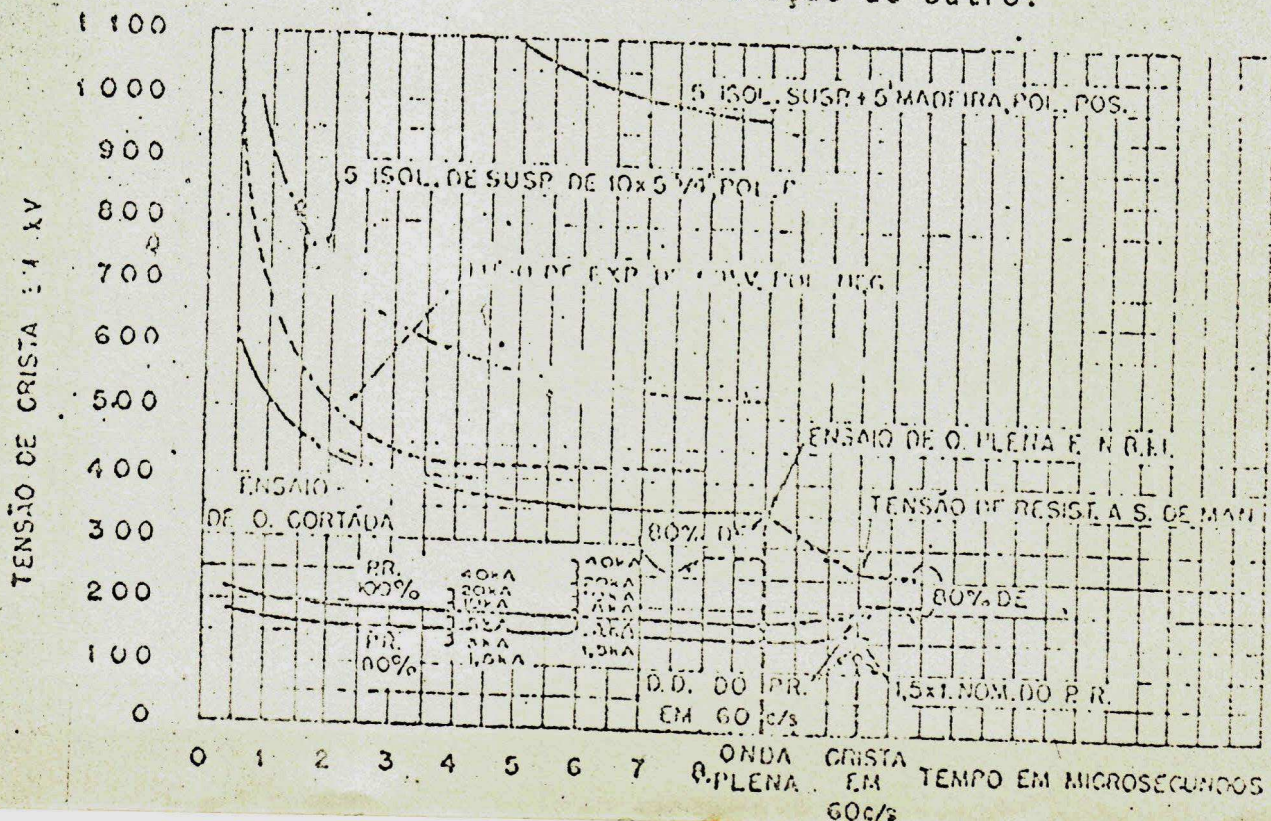
Para sistema em 230 KV - COHEBE nós temos: tensão nominal do para-raio (para sistema aterrado)

$$230 \text{ KV} \times 0,8 \times 1,05 = 193 \rightarrow 195 \text{ KV}$$

A característica anterior mostra o comportamento inicial do para-raio através dos valores cristas das tensões disruptivas.

A característica final do funcionamento de um para-raio com relação a um surto inclui as quedas de tensão.

Considerando a coordenação dos isolamentos apresentada para o sistema de 69 KV (aterrado e não aterrado) podemos verificar a vantagem de um sistema com relação ao outro.



Resumo para 69 KV e 230 KV:

Classe de Tensão	NBI	Tensão Nominal dos Para-Raios
69 KV	350	73 KV
230 KV	1050 (900)	195 KV

Verifica-se que o uso do NBI de 900 KV reduz, não só o custo dos transformadores, mas suas impedâncias e perdas e conseqüentemente o preço, o peso e as dimensões dos para-raios. O custo dos transformadores normalmente são reduzidos de 15% a 20% nesta classe de isolamento.

3.8 - Efeito da Multiplicidade de Linhas em 230 KV

Considerando um barramento irradiando 5 (cinco) linhas e admitindo o isolamento feito através de 16 isoladores em torres de aço e admitindo um surto de entrada por quaisquer das linhas teríamos um surto resultante na barra de:

$$\frac{2e}{n} = \frac{2 \times 1790}{5} = 716 \text{ KV}$$

onde:

e - é o valor da tensão de chegada no barramento tomado 1790 KV para descarga disruptiva nos isoladores no tempo 3 μ s.

n - número de linhas

Tal resultado poderia nos levar a dispensar o uso de para-raios nas entradas das linhas uma vez que seu valor é inferior a qualquer BIL do equipamento usado em subestação. Mas isto pode trazer um perigo para o sistema se considerarmos a hipóte

se de estar uma linha desligada para manutenção e neste mesmo tempo uma outra tenha sido desligada por ação de um raio, en quanto uma das três restantes seja atingida por um surto de tensão lightning.

Neste caso o surto resultante no barramento é:

$$\frac{2e}{n} = \frac{2 \times 1790}{3} = 1190 \text{ KV}$$

Valor este, superior ao BIL máximo de 1050 KV empregado no equipamento de 230 KV apresenta a inconveniência da confiança dos circuitos reduzirem o surto.

3.9 - Coordenação Adequada em 345 KV

O método de determinação da coordenação do isolamento, observando inicialmente a máxima sobretensão fase-terra, para em seguida, estabelecer o nível de proteção dos equipamentos, é inadequado, para grandes sistemas.

O comportamento das sobretensões transitórias e de duração longas ou dinâmicas, são inicialmente levantadas, em seguida, se estabelece a correlação do nível de proteção com o nível de isolamento do equipamento a proteger.

Para a margem mínima estabelecida para coordenação, através dos surtos de longa duração, a técnica moderna usa 15%. Tal margem oferece uma proteção contra descargas atmosféricas até para uma corrente de 20.000 A.

A determinação da máxima descarga devido a surtos de manobras, e o valor da tensão transitória, a qual um para-raio é submetido antes de descarregar, está compreendido entre: 1,57 a 1,67 vezes a tensão nominal de crista.

Para um para-raio de 312 KV, a tensão de descarga disrup

tiva será:

$$312 \times 2 \times 1,67 = 773 \text{ KV}$$

A coordenação de um sistema pode ser observada através da figura abaixo.

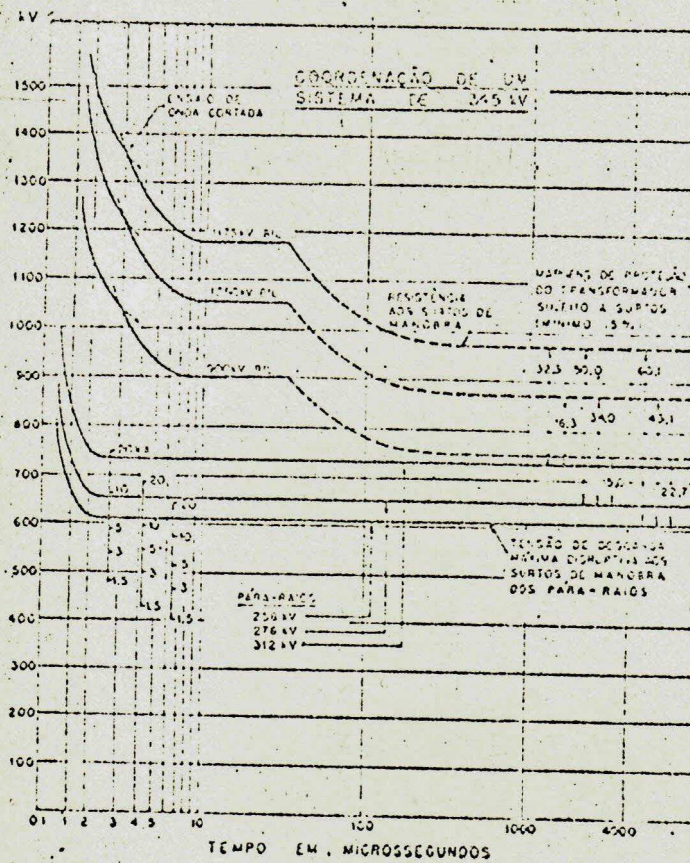


Fig. 3.5 - Coordenação em um sistema de 345 KV

Verifica-se que a correlação dos níveis dos equipamentos a ser protegido é função da tensão de descarga disruptiva de cada para-raio e a redução dos níveis depende intrinsecamente do valor da tensão de descarga disruptiva do ponto em estudo.

Um sistema bem coordenado apresenta portanto vários níveis de isolamentos.

BIBLIOTECA
CENTRO DE ESTUDOS E PESQUISAS

Para uma coordenação mais exata, além dos fatores de surtos de manobras e capacidade de descarga de um para-raio, devemos considerar:

- a localização dos para-raios
- tensões refletidas
- gradientes da tensão de impulso dentro da subestação
- queda indutiva $L \cdot di/dt$ entre linha e o para-raio e entre este e a terra
- blindagem contra descargas diretas
- aterramento

Para o efeito da localização de um para-raio considera-se a expressão:

$$E_t = e_a + 2 \left(\frac{de}{dt} \times \frac{L}{v} \right)$$

e_a - tensão de descarga do para-raio

de/dt - relação do crescimento da frente de onda em KV por microsegundo

L - distância em metros entre o para-raio e o transformador

v - velocidade de 300 m/ μ s

E após estudos analíticos e experiência estabeleceu-se os seguintes valores de distâncias aconselháveis.

Classe de tensão do sistema em kV médio quadrático	Equipamento com isolamento pleno e pára-raio de 80%		Equipamento com isolamento pleno e pára-raio de 100%		Equipamento com isolamento reduzido e pára-raio de 80%	
	BIL-kV da crista	Separação em metros de circuito	BIL-kV da crista	Separação em metros de circuito	BIL-kV da crista	Separação em metros de circuito
23	150	15	150	8	Não se usa redução de isolamento nestas classes de tensão	
31,5	200	30	200	15		
46	250	40	250	20		
69	350	45	350	23		
92	450	49	450	24		
115	550	55	550	27	450	24
138	650	61	650	30	550	27
161	750	67	750	33	650	30
230	1050	104	1050	52	900	41

Para blindagem contra strokes a técnica moderna aconselha fios-terra colocados acima dos condutores fase ao longo de 610 ou 760m a partir da subestação.

Nas estruturas da subestação se emprega hastes ou mastos segundo a área da subestação, altura dos equipamentos e altura das estruturas.

O esquema de blindagem típica, é:

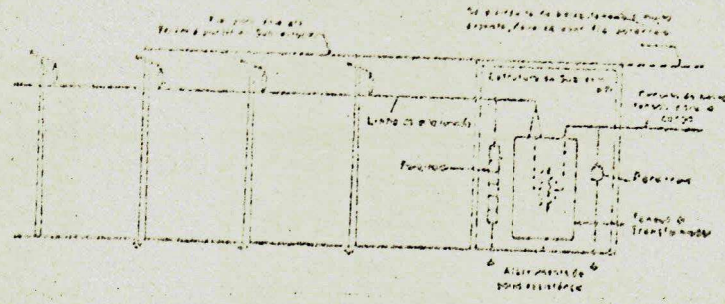


Fig. 3.6 - Esquema de blindagem típica

Aconselha-se para aplicação adequada de para-raios o seguinte diagrama:

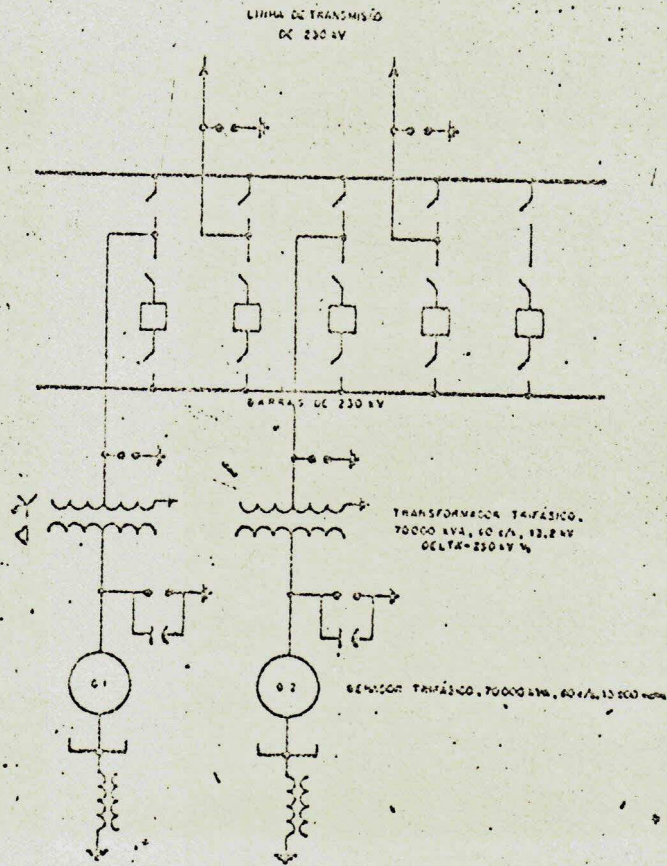


Fig. 3.7 - Diagrama aconselhável para aplicação de para-raios

CAPÍTULO IV

MÉTODOS DE ESTUDO DA COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

4.1 - Coordenação de Isolamento

Por coordenação de isolamento se entende a comparação dos níveis de isolamento para impulso dos equipamentos, com os níveis de proteção para impulso dos para-raios ou métodos suplementares de proteção.

4.1.1 - Característica Tensão-Tempo

O levantamento de uma curva característica é feito através da aplicação de uma onda padrão 1,5 x 40 repetidamente para vários valores de tensão através de um gerador de impulso.

Considerando que o gerador seja conectado a um isolador como mostra a figura abaixo:

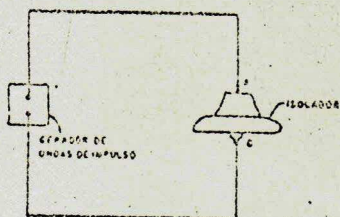


Fig. 4.1 - Conexão de um gerador de impulso com um isolador

Tem-se que a onda padrão:

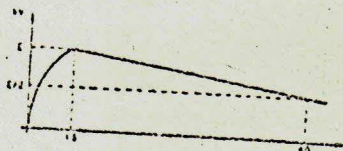


Fig. 4.1.1 - Onda padrão de impulso

Apresente pontos característicos da curva quando a tensão aplicada considerá-se crescendo.

Para uma aplicação de valor E poder-se verificar, que o isolador resisterá, para tempos de aplicação 1,5 menor do que o tempo t_1 , no qual se verifica uma descarga entre os pontos A e B do isolador.

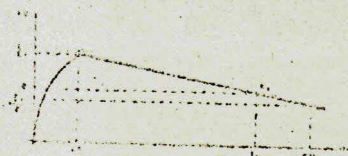


Fig. 4.1.2 - Resistência do isolador para tensão E_1 aplicada no tempo 1,5 menor que t_1

Para tensões maiores se estabelece novos pontos de descarga e portanto pontos característicos da curva-tensão tempo.

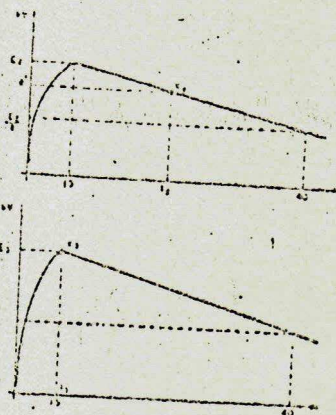


Fig. 4.1.3 - Pontos de descarga para tensões maiores

Tais pontos de descarga reunidos nos dá curva tensão-tempo do isolador característica do seu comportamento devido a ação resultante de uma queda de raio.

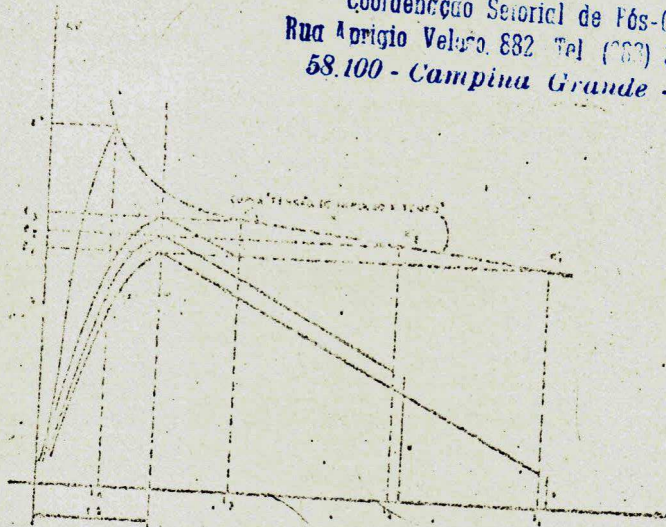


Fig. 4.1.4 - Pontos de descarga

Verifica-se desta curva que todos seus pontos: k_1 , k_2 e $k_3 \dots$ são pontos os quais representam descarga, através do isolador para as suas tensões correspondentes aplicadas.

O valor da tensão que apresenta um número de descarga i igual a 50% das aplicações, representa o valor crítico. A tensão que imediatamente inferior ao valor crítico apresenta nenhuma descarga para um número qualquer de aplicações define a resistência do isolamento e tal tensão se denomina tensão de impulso a onda plena ou seja:

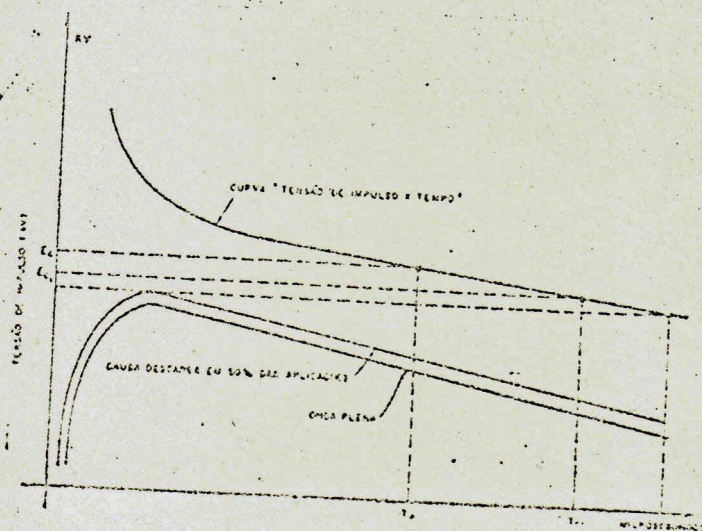


Fig. 4.2 - Curva tensão de impulso-tempo do isolador

Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Ensaio de resistência a tensão para transformador S. tipo *		Ensaio de resistência a tensão para transformador S. tipo *		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Equipamento Pequeno e Grande	Equipamento Pequeno e Grande	Equipamento Pequeno e Grande	Equipamento Pequeno e Grande
		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso		Ensaio de tensão de impulso					
		Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV	Classe de tensão elétrica KV	Nível de tensão de teste, KV				
1,2	30	45	10	30	54	1,0	1,5	30	45	30	45	30	45	6	20	30	30
2,3	45	60	19	54	60	1,25	1,5	45	60	45	60	45	60	13	20	40	40
5,0	60	75	25	60	88	1,5	1,6	60	75	60	75	60	75	17	25	60	60
8,7	75	95	34	75	110	1,6	1,8	75	95	75	95	75	95	21	30	60	60
15	95	110	34	110	130	1,8	2,0	95	110	95	110	95	110	27	35	60	60
23	150	150	50	150	175	3,0	3,0	150	150	150	150	150	150	35	60	60	60
34,5	200	200	70	200	230	3,0	3,0	200	200	200	200	200	200	70	60	60	60
45	250	250	95	250	290	3,0	3,0	250	250	250	250	250	250	95	60	60	60
60	300	300	140	300	400	3,0	3,0	300	300	300	300	300	300	120	60	60	60
115	500	500	230	500	600	3,0	3,0	500	500	500	500	500	500	170	60	60	60
133	650	650	275	650	750	3,0	3,0	650	650	650	650	650	650	230	60	60	60
161	750	750	315	750	865	3,0	3,0	750	750	750	750	750	750	275	60	60	60
230	1000	1000	445	1000	1210	3,0	3,0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	315	60	60	60
257	1000	1000	465	1000	1335	3,0	3,0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	345	60	60	60
330	1350	1350	600	1350	1560	3,0	3,0	1350	1350	1350	1350	1350	1350	445	60	60	60
	1175	1175	520	1175	1390	3,0	3,0	1175	1175	1175	1175	1175	1175	545	60	60	60

NOTAS:

- * Os ensaios mostrados para os transformadores da classe de distribuição, 500 kVA ou menos, aplicam-se também a transformadores de corrente constante e transformadores de medição dos tipos A-GH; bem como a reguladores de tensão por degrau ou Inducto de 250 kVA, ou menos, monofásicos e 750 kVA ou menos trifásicos.
- * Os ensaios mostrados para os transformadores da classe de força acima de 500 kVA, aplicam-se também a transformadores reguladores a óleo e a reatores limitadores de corrente a óleo; bem como reguladores de tensão por degrau ou Inducto acima de 250 kVA monofásicos e acima de 750 kVA trifásicos.
- * Níveis de ensaios padrão ainda não estabelecidos.

Cascudo portanto no impulso a tensão de onda plana estabelece os níveis básicos para isolamento para várias classes de tensão para equipamentos de uma subestação.

O NBI - Nível Básico de Isolamento está relacionado portanto com a classe de tensão do sistema, uma vez que a onda resultante de uma queda de um raio que pode atingir uma subestação é função do isolamento apresentado pelos isoladores de linha, de uma classe de tensão.

Para uma classe de tensão elevada de um sistema, seu isolamento permite ondas devido a queda de raios entrarem na subestação, com valor crista bastante superior ao permitido por sistemas de classe de tensão menores.

4.1.2 - Característica de Impulso de Isolamento do Transformador

Como foi dito anteriormente ao isolamento de um transformador muita atenção tem sido dada, para a determinação da sua característica, pois uma falha na sua isolação responde a desligamentos de sistemas (outages) perigosos.

O nível de isolamento de um transformador é comumente determinado através da tensão Breakdown do isolamento interno (isolamento para terra), através da tensão Breakdown entre espiras e enrolamentos e ainda através da tensão de descarga do isolamento das suas buchas.

Para se ter uma idéia da importância do isolamento interno, nos podemos rapidamente nos prender a sua diferença com relação a tensão flashover no ar. Seu valor é 2,1 a 2,2 vezes (para valores mínimos de tensão de impulso Breakdown) da tensão de impulso Breakdown a 60 ciclos.

Enquanto em rod-gap e buchas este fator nunca excede de 1,5.

A característica tensão-tempo de um transformador pouco varia com o tempo e segundo podemos observar na figura abaixo

sua tensão de Impulso Breakdown não varia tanto como o tempo, e para o tempo de 3 μ s temos a tensão Breakdown constante.

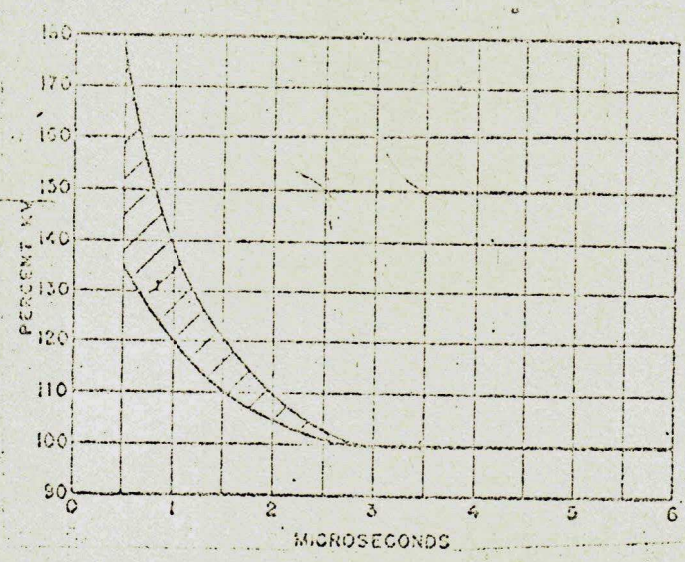


Fig. 4.3 - Característica tensão de impulso tempo de um transformador mostrando que a tensão de descarga varia pouco e é constante em 3 μ s

Um outro comportamento do isolamento interno bastante evidenciado é que seu esforço entre bobinas e espiras depende largamente da frente de onda íngreme de um surto.

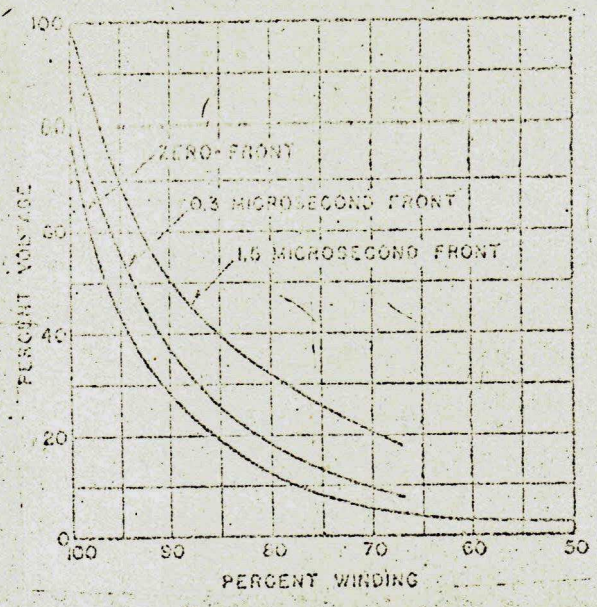


Fig. 4.4 - Dependência do isolamento interno do transformador com a frente de onda

4.1.3 - Característica Tensão-Tempo de Buchas de Transformadores

Estas diferem da curva do isolamento interno do transformador.

Verifica-se que para intervalos curtos as buchas tem flashover altos e que para intervalos longos sua descarga pode ser ligeiramente maior ou menor do que a tensão Breakdown do isolamento interno.

4.2 - Comportamento das Sobretensões no Isolamento

As sobretensões são classificadas em:

- sobretensões temporárias

- sobretensões lightning
- sobretensões switching

Segundo a figura abaixo vemos, que são caracterizadas em função de:

- amplitude
- frequência
- duração

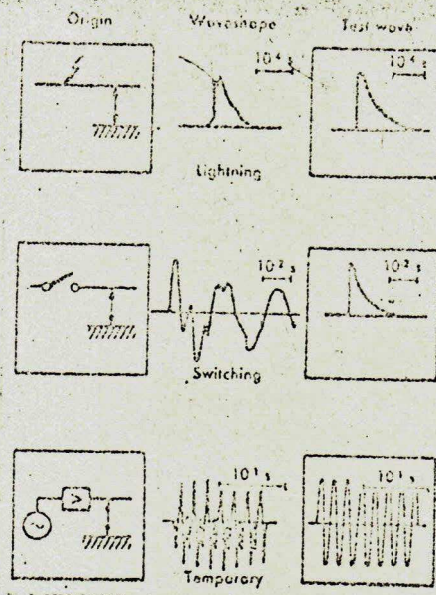


Fig. 4.5 - Características das sobretensões

A coordenação de isolamento apresenta dois fatores importantes para o seu estudo:

- esforço dielétrico
- isolamento

Os quais são intimamente relacionados com o valor da ten

são em questão. Isto é, o esforço dielétrico é relacionado com a tensão de aplicação. O menor esforço dielétrico é aquele apresentado pela tensão normal de operação, o qual não pode ser reduzido sem abaixamento da potência transmitida, e seu valor segundo pode mostrar a figura nunca excede de 1 p.u. da máxima tensão de operação. Em função portanto do efeito da tensão se estabelece o isolamento.

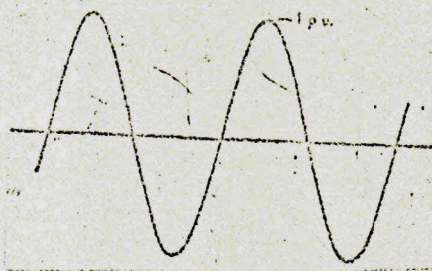


Fig. 4.6 - Esforço normal do isolamento

As sobretensões de natureza atmosférica e de natureza interna caracteriza os esforços predominantes no projeto de isolamento.

Tais sobretensões são geralmente combatidas através de dispositivos de controle no ponto onde a redução do nível de isolamento é impraticável, devido o alto custo.

Observa-se que uma maneira prática de determinar o isolamento necessário para um sistema em função da tensão de operação é através do comportamento do crescimento do número de isoladores proporcionalmente com a tensão de operação, na razão de 1 isolador para 12 ou 13 KV de tensão. Tal proceder é válido para sistemas em UHV e presta-se para um levantamento, grosseiro de

um projeto. Essa maneira de levantar o isolamento não é verdadeira, pois como vemos o melhoramento nos isoladores, (principalmente o tipo V, onde esta proporcionalidade não é verificada), pois a distância para 400 KV corresponde a uma distância de 3m, 765 KV corresponde quase a distância de 5,5m e 1500 KV corresponde a 10m como mostra a figura abaixo.

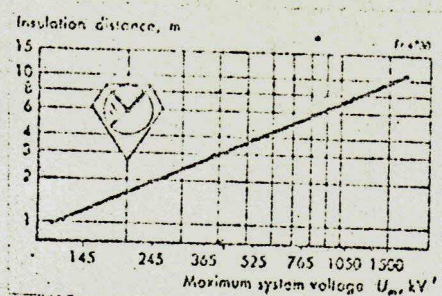


Fig. 4.7 - Levantamento do isolamento em função da máxima tensão do sistema

Para sobretensões switching facilmente verifica-se que, quando a tensão de operação aumenta, o isolamento decresce, isto devido ao efeito de saturação: o valor de sobretensão admitido tem valores inferior a tensão resistente e os meios para limitação se tornam cada vez mais complicados, isto para tensões acima de 500 KV.

Isto é:

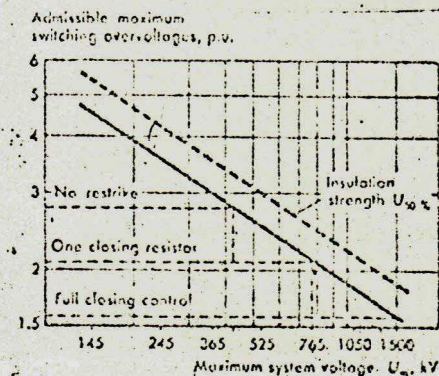


Fig. 4.8 - Comportamento do isolamento com sobretensões switching

As sobretensões lightning tornam-se quase constante com o crescimento da tensão de operação e a taxa de desligamento do sistema diminui.

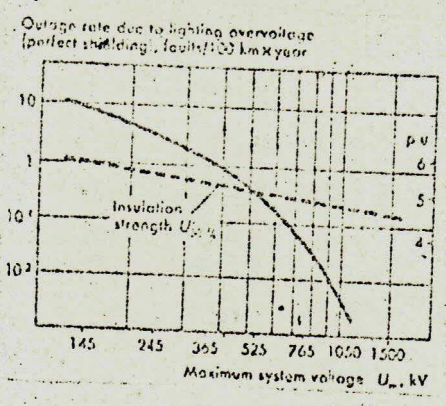


Fig. 4.9 - Comportamento do isolamento com sobretensões lightning

Tal análise é válida para isolamento exposto ao ar: como isoladores, mas presta-se para isolamento interno em alta tensão quando desconsidera-se a redução das sobretensões switching devido ao efeito de saturação.

4.3 - Comparação entre Métodos Convencional e Estatístico

Nós vimos anteriormente que o isolamento para resistir as operações de manobra era determinado do BIL estabelecido para resistir as descargas atmosféricas. Tal proceder, nos conduzia a determinação de uma sobretensão máxima, inicialmente, a qual se acrescentava uma margem de segurança para definição do nível de isolamento resistente para switching. Este processo define o método convencional como mostra a figura abaixo.

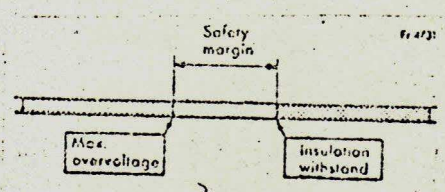


Fig. 4.10 - Representação do método convencional

Facilmente pode-se verificar que este método, apresenta uma grande inconveniência num projeto porque, não se pode garantir que essa máxima tensão determinada, seja a máxima, a fim de estabelecermos o nível de tensão resistente. São quantidades raras e imprecisas. O método estatístico empregado principalmente em sistema de isolamento expensivo como o UHV contorna a inconveniência do método convencional. Tal método consiste na função probabilidade apoiada nas quantidades raras:

- sobretensão
- isolamento

Isto é, se é conhecido no determinado ponto do sistema o tipo de sobretensão: "lightning" ou "switching", nós inicialmente fazemos um levantamento da probabilidade, que tem a sobretensão de acontecer num dado intervalo ΔU, ou seja, estabelece-se a curva da densidade probabilística dos valores picos da sobretensão e em seguida se levanta, ou melhor, determina-se a probabilidade de descarga do isolamento, através de um número testes levados para uma quantidade infinita

$$P = \lim_{N \rightarrow \infty} \frac{n}{N}$$

- P - probabilidade de descarga
- n - número de descargas
- N - número de testes

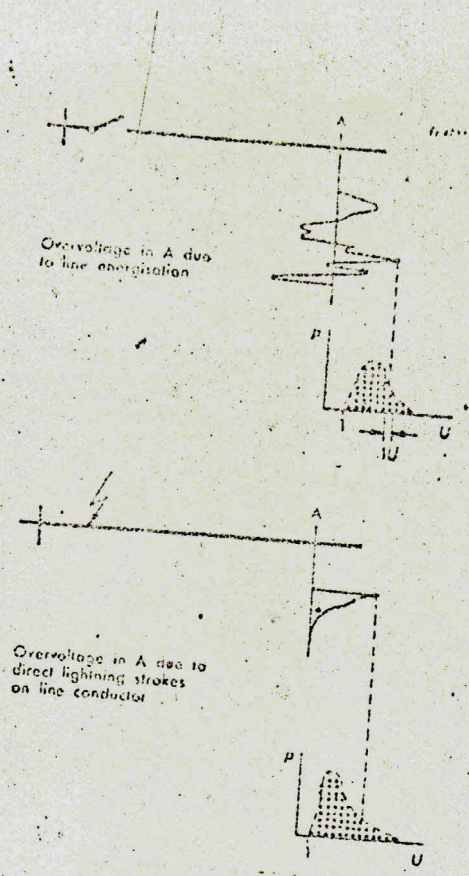


Fig. 4.11 - Densidade probabilística para sobre tensões: lightning e switching.

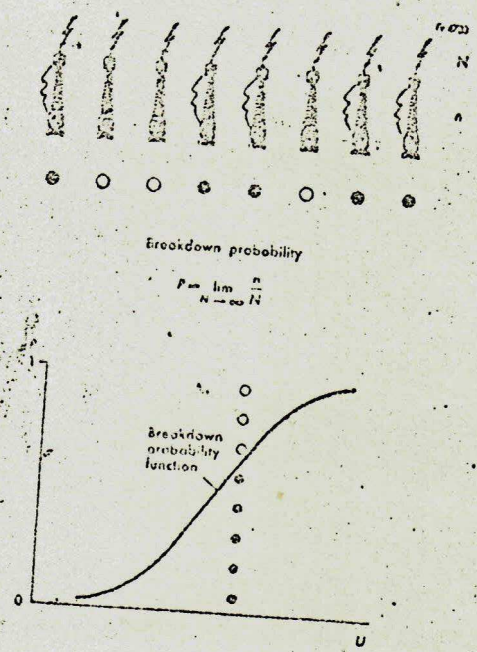


Fig. 4.12 - Função probabilidade de descarga

Com auxílio das funções:

- função probabilística da sobretensão
- função de descarga

Nós podemos estabelecer o risco de falha de um isolamento devido a uma sobretensão.

Este risco é a integração da densidade probabilística de falha do isolamento:

$$\int_0^{\infty} P(N_0) \cdot f(U_0) \cdot dU$$

$P(U_0)$ - valor da probabilidade de descarga para a tensão - U_0

$f(U_0)$ - valor da densidade probabilística da tensão U_0 .

4.4 - Efeito do Isolamento com o Risco de Falha

Verifica-se pela figura abaixo, que o risco de falha, diminui quando o isolamento aumenta, tal comportamento tem como consequência um custo maior.

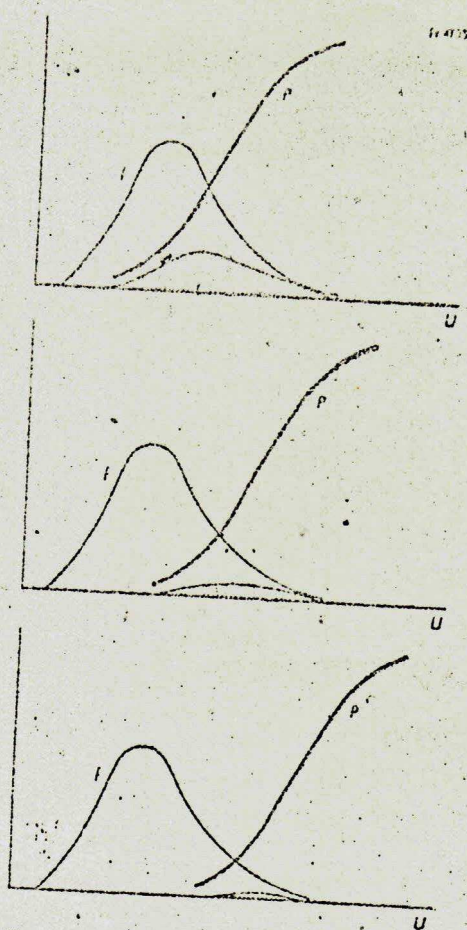


Fig. 4.13 - Apresentação da diminuição do risco de falha com o aumento do isolamento

4.5 - Utilidade dos Métodos

O método estatístico tem sua aplicação em isolamento self-restoring (aquele que volta a sua condição normal de resistir esforços, devidos a tensões após descarga disruptiva), tais como:

- para-raios
- isoladores

- dispositivos ou proteção
- linha aérea

O método convencional tem sua aplicação em isolamento non-selfrestoring - (aquele que não volta a sua condição normal de resistir esforços devido a tensões após a descarga disruptiva), tais como:

- reatores
- transformadores
- cabos

A aplicação do método estatístico exige conhecimento das características raras de isolamento. O método estatístico toma sem sentido prático quando se define a sobretensão e a grandeza de isolamento em função de valores simples no lugar das funções probabilísticas. Isto é, considera-se o valor da probabilidade de 2% para representar sobretensão estatística de referência e a probabilidade de 90% a tensão resistente estatística como referência. Estes valores tomados como referência tomam lugar da máxima sobretensão e da tensão resistente usado no método convencional. Em função do comportamento dos métodos para estudo de isolamento nós temos o seguinte resumo.

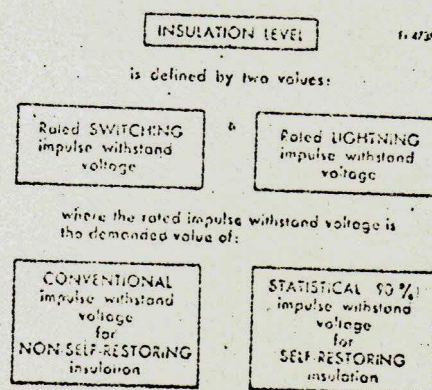


Fig. 4.14 - Resumo do estudo do isolamento

Os valores tomados como referência das funções probabilísticas graficamente são representados da seguinte maneira:

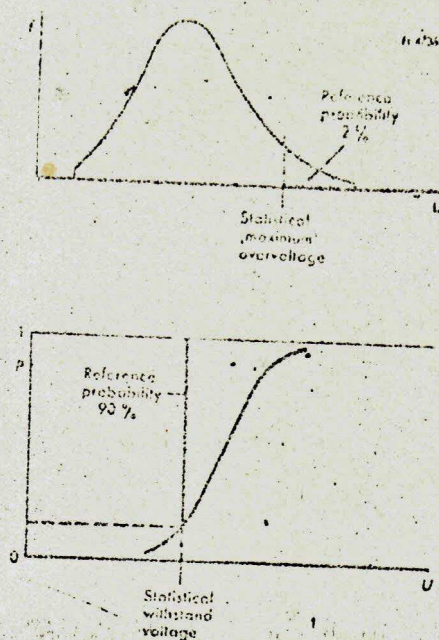


Fig. 4.15 - Valores probabilísticos de referência

O método estatístico simplificado tem a vantagem de estabelecer o isolamento em função da tensão resistente estatística exclusivamente desprezando a função probabilística de descarga disruptiva. Para uma sobretensão tipo switching, o método estabelece a seguinte relação entre o risco de falha e a margem de segurança.

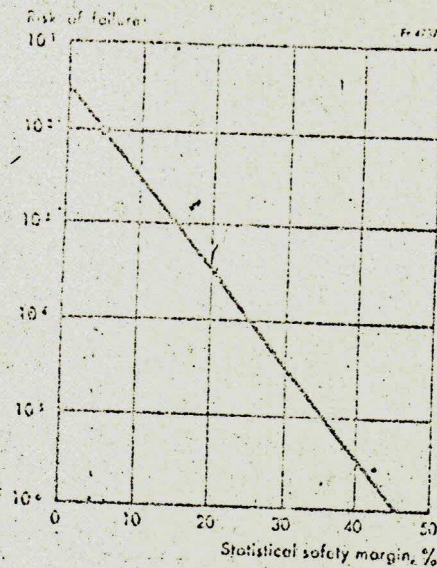


Fig. 4.16 - Relação do risco de falha e a margem de segurança para uma sobretensão switching

4.6 - Determinação do NBI

A IEC estabelece uma correlação dos níveis de isolamento com máxima tensão do sistema, a qual permitira padronização dos equipamentos sem isolamento excessivo.

Nesta correlação observa-se que para cada valor máximo de sobretensão do sistema corresponde a dois valores tensão de impulso switching. E para cada valor tensão switching de impulso (BIL) corresponde três valores de tensão de impulso lightning. Destes três valores, os dois primeiros a IEC recomenda para isolamento protegido, tipo transformador, enquanto que o terceiro é utilizado para isolamento não protegido como: isoladores, caps, etc..

BIBLIOTECA

CENTRO DE CIÊNCIA E
TECNOLOGIA

OPPH / BIBLIOTECA / PRAI

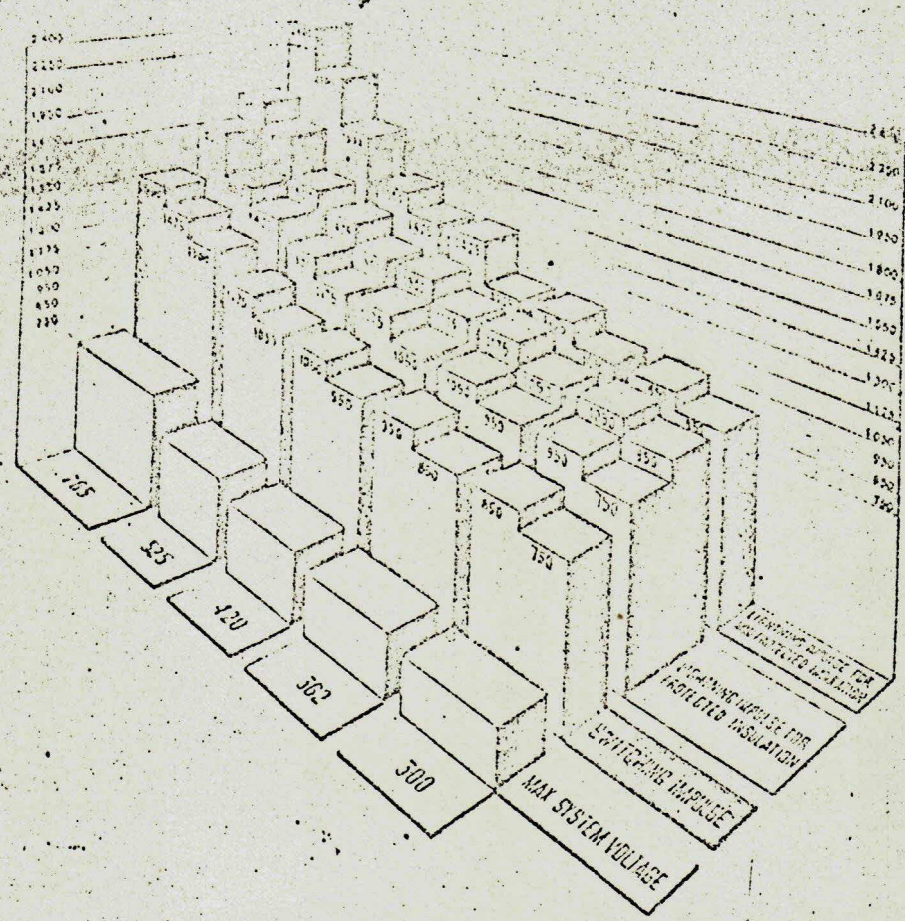


Fig. 4.17 - 'Correlação dos níveis de isolamento com a máxima tensão do sistema

4.7 - Determinação NBI (Switching)

A IEC baseada na proporcionalidade do isolamento com a tensão do sistema estabelece a grandeza de tensão resistente estatística para isolamento não protegido (na linha cheia da figura abaixo) e a grandeza de tensão resistente para isolamento protegido (linha pontilhada) em função da tensão impulsiva nominal em p.u. da máxima tensão do sistema.

Nesta figura os pontos em preto estabelecem os vários valores do isolamento que podem ser escolhidos para cada valor de tensão máxima. Observa-se que a tal figura oferece grande facilidade na determinação do isolamento para sistema em EHV e VHV.

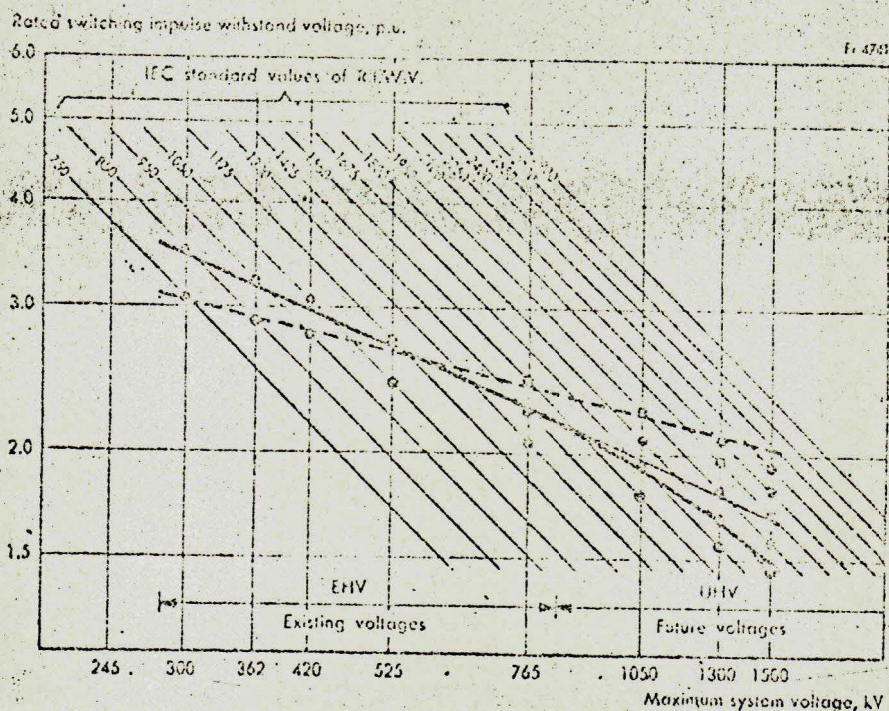


Fig. 4.18 - Determinação do isolamento

4.8 - Teste de isolamento

Para o isolamento determinado pelo método convencional o teste consiste em verificar se ele resiste a descargas.

Para isolamento determinado pelo método estatístico resistente, o teste consiste em:

Verificar o comportamento do isolamento com a tensão teste, baseado na função probabilidade de descarga para cada série de impulsos.

Para um bom isolamento tem-se que a relação: (n/N)

n - número de descargas

N - número de aplicações

é menor do que a probabilidade de descarga para a tensão teste na função probabilidade de descarga disruptiva. Mas, uma vez que, o teste é realizado para um número de impulsos finito e não infinito; observa-se que um isolamento superdimensionado não resiste ao teste, pois a relação anterior apresenta valor maior do que na probabilidade da função probabilidade de descarga do isolamento.

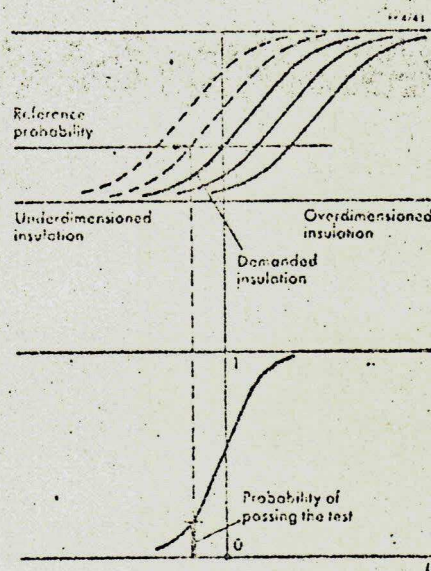





Fig. 4.19 - Influência do isolamento no teste

A figura seguinte sumariza os testes recomendados pela IEC.

With insulations	Self-restoring	Self-restoring and non-self-restoring	Non self-restoring
			
Test voltage:	Rated U ₀	Rated	Rated
Corresponding to the	50% breakdown voltage of the demanded insulation	15% breakdown voltage of the demanded insulation Conventional withstand voltage	Conventional withstand voltage
Number of applied impulses:	50	15	3

Testes recomendados pela IEC

Nesta figura observa-se que:

- tensão resistente estatística é menor ou igual a tensão normal
- tensão resistente convencional é igual a tensão nominal
- para isolamento composto: self restoring e não self restoring, o número de descargas é zero para a parte constituída de isolamentos não self restoring e é limitada para o isolamento self restoring
- para isolamento não self-restoring não admite descarga.

CAPÍTULO V

DISPOSITIVOS DE PROTEÇÃO E COORDENAÇÃO EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

5.1 - Dispositivos de Proteção Contra Sobretensões

Se existe uma falha de isolamento em uma das fases de um sistema de neutro isolado, normalmente se combate as sobretensões que aparecem nas outras duas por meio de relés. O emprego de tal dispositivo fica restrito a sobretensões na faixa de 110% a 150% da máxima tensão de serviço.

No caso em que tais sobretensões atingem a valores superiores, recorre-se a outros meios de proteção. Dentre os meios existentes nós encontramos:

- as centelhadoras de hastes ou os anéis de guarda
- os rod-gaps
- para-raios

5.2 - Centelhadoras de Hastes

Estas exercem uma adequada proteção para isoladores de suspensão e não possuem nenhum componente que faça desaparecer o arco em paralelo com o desaparecimento da sobretensão. A proteção destas são concluídas pelas aberturas de disjuntores ou chaves desligadoras, as quais ou os quais atuam desligando o sistema. A proteção portanto apresenta uma grande desvantagem para o fornecimento de energia.

As hastes ainda apresentam inconveniência na proteção de um transformador, pois para altos valores de sobretensão de curta duração nenhuma proteção oferece.

Considerando uma curva característica tensão-tempo de um

transformador e fazemos uma comparação com uma curva característica de uma haste.

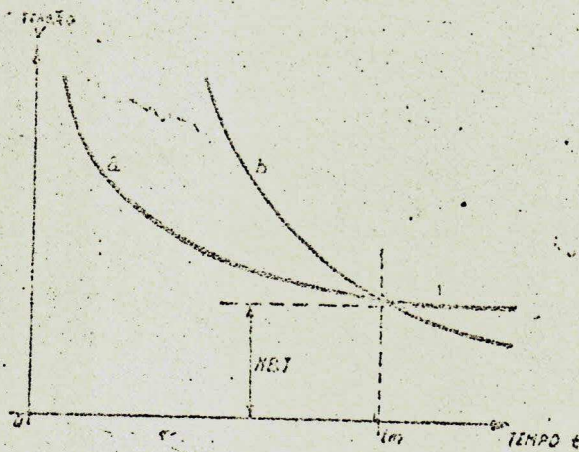


Fig. 5.1 - Curva característica de tensão de impulso tempo de um centelhador comparada com a curva de um transformador protegido

Desta figura nós concluímos que para impulso de tensão que tem duração de frente de onda inferior a t_m e valor de crista elevado verifica-se a danificação do transformador, antes que se tenha a descarga na haste do centelhador.

5.3 - Rod-Gap e Isoladores

Estes elementos grande influência exerce na coordenação do equipamento de uma subestação, pois através deles se estabelece um nível de isolamento adequado e determina-se a grandeza de surto de entrada.

Através de testes em laboratório com a onda padrão de $1\frac{1}{2} \times 40$ pode-se determinar as características de descarga para gaps e isoladores.

Tais características como podemos observar abaixo é função do tempo de aplicação da tensão de impulso de sua polaridade (positiva ou negativa), das condições padrão atmosféricas e do número de unidades de isoladores.

Pode-se observar, através de testes em laboratório, que as características de descarga para impulso da onda $1\frac{1}{2} \times 40$ entre (2 a 7) unidades são:

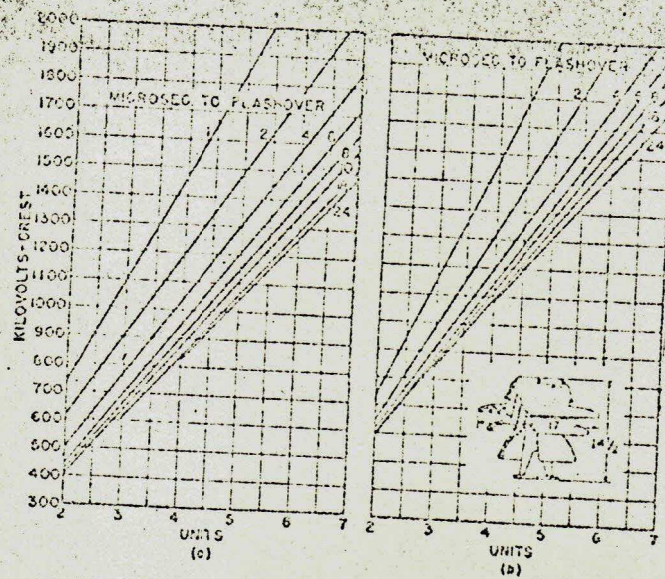


Fig. 5.2 - Característica tensão-tempo de (2 a 7) unidades de isoladores para onda de $1\frac{1}{2} \times 40$

5.4 - Característica Tensão-Tempo de Gaps e Isoladores em Sistemas EHV

Baseado em testes de descarga para tensões de impulso e surtos switching realizados em isoladores e gaps no laboratório ao ar livre de Ilhebrara, poderão levantar dados bastante úteis no projeto de um sistema em EHV.

Tais dados foram obtidos através dos seguintes circuitos testes:

- 1 - circuito-teste de aplicação simultânea de tensão de impulso

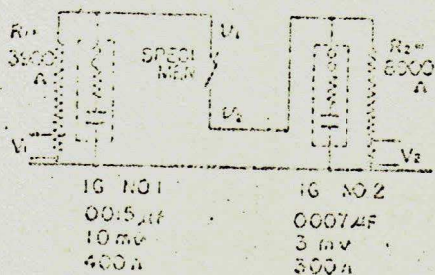


Fig. 5.3 - Circuito teste de tensão de impulso

- 2 - circuito-teste para descarga por surto switching

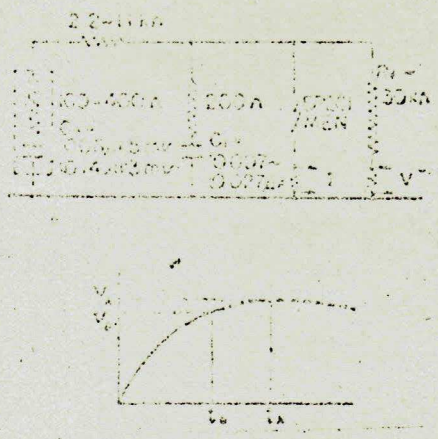
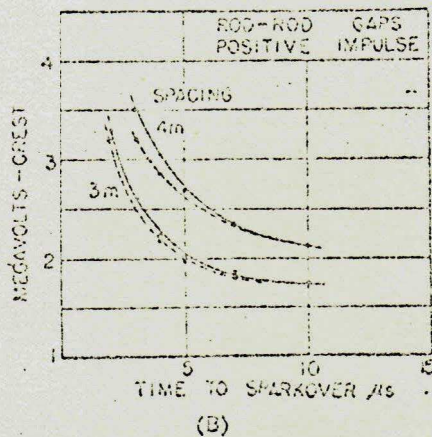
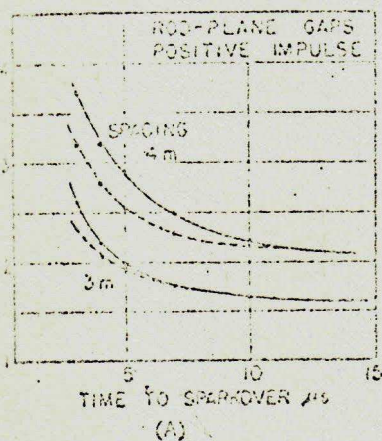


Fig. 5.4 - Circuito teste para switching

Foi verificado que a característica tensão-tempo para rod-rod-gaps, rod-plane-gaps variam quando novas constantes do gerador de impulso são consideradas.



- A—Influence on rod-plane gaps
- B—Influence on rod-rod gaps
- Impulse having 0.015-μF capacity, total internal resistance 400 ohms
- - - Impulse having 0.005-μF capacity, total internal resistance 100 ohms

Fig. 5.5 - Característica rod-plane-gaps e rod-rod-gaps

Do teste para gaps para descarga de surto switching, verificou-se que existia dois comportamentos para a característica:

- 1 - valor V_D máximo antes da descarga
- 2 - valor crítico de descarga correspondente ao valor pico do surto switching. - V_A

Tais valores tem grande influência na coordenação de isolamento, pois relacionados, estabelecemos o comprimento do gap e número de isoladores apropriados para o valor de isolamento mais baixo.

Através da figura abaixo nós podemos estabelecer o comprimento do gap correspondente, a tensão de descarga que obedece ao mínimo valor de tensão de descarga após compará-lo com o valor do correspondente a surto switching.

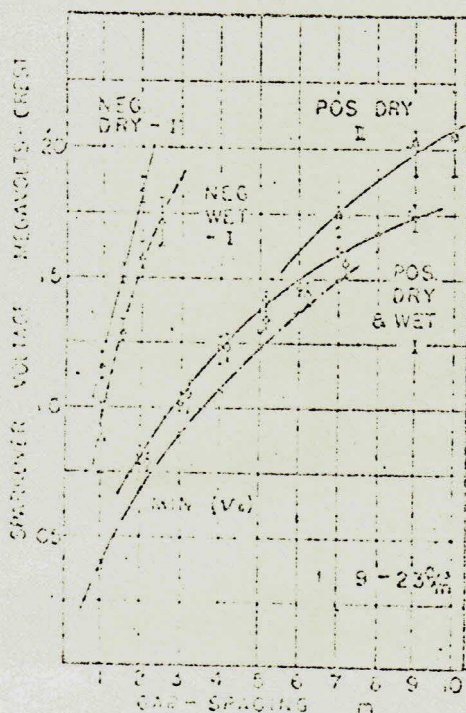
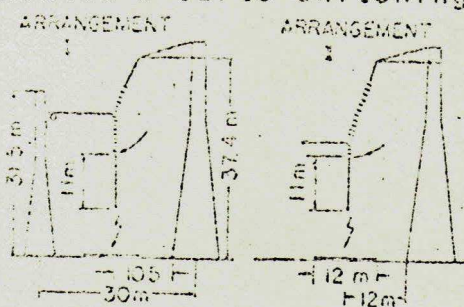


Fig. 5.6 - Comportamento do gap com a tensão de descarga

v₀ of rod-plane gaps for positive (O, S) and negative (X) switching surges with wavefront length 100 to 150 μs and minimum v₀ of rod-plane gaps (X) for all positive switching surges through all wavefront time; O, Δ are wet conditions in tests performed 50 times

Deste resultado nós podemos verificar que para impulsos de polaridade negativa nós temos valores de descarga bem mais elevados.

Para um isolador tipo 69 KV, foi verificada a característica de descarga seguinte:

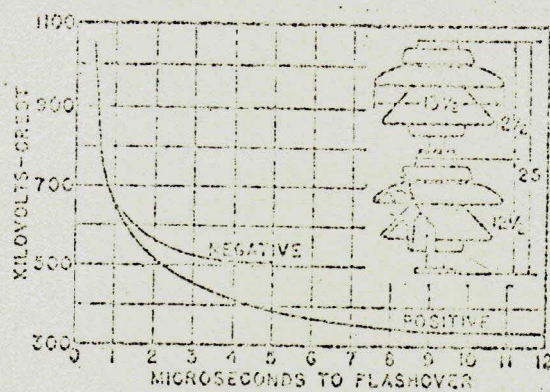


Fig. 5.7 - Característica de carga de um isolador na classe de 69 KV

Como padronização de teste de isolamento, AIEE estabeleceu a tabela I e a tabela II

Tabela I

Estabelece a tensão resistente para impulso em KV para:

- chave seca para instalação interna
- unidades de isoladores
- barramentos

- TENTATIVE AIEE STANDARD ON INSULATION TESTS
FOR INDOOR AIR SWITCHES, INSULATOR UNITS AND BUS SUPPORTS
Withstand Voltage - Kv

Voltage Rating	Low Freq. 1 Min. Dry	Impulse 1.5X40 Full Wave (Pos. or Neg. Dry)
15	15	45
20	15	60
25	20	75
30	20	95
35	30	110
40	30	150
45	30	200

*The 15 kv rating is intended to match other apparatus on which the 25-35 test level is specified.

Tabela II

Resumo o isolamento para:

- chave seca para instalação externa
- unidades de isoladores
- barramentos

- TENTATIVE AIEE STANDARD ON INSULATION TESTS FOR
OUTDOOR AIR SWITCHES, INSULATOR UNITS AND BUS SUPPORTS
Withstand Voltage - Kv

Voltage Rating Kv	Low Freq. 1 Min. (Dry)	Low Freq. 10 Sec. (Wet)	Impulse 1.5X40 Full Wave (Pos. or Neg.)
15	30	30	95
20	40	45	110
25	50	60	150
30	65	80	200
35	100	100	250
40	125	145	350
45	150	150	450
50	175	200	550
55	200	275	650
60	225	315	750
65	250	385	850
70	275	415	1050
75	300	555	1300
80	325	605	1550

Através de mesma análise anterior nós podemos estabelecer o número de isoladores correspondentes para o valor de tensão de descarga mínima desejada para o projeto.

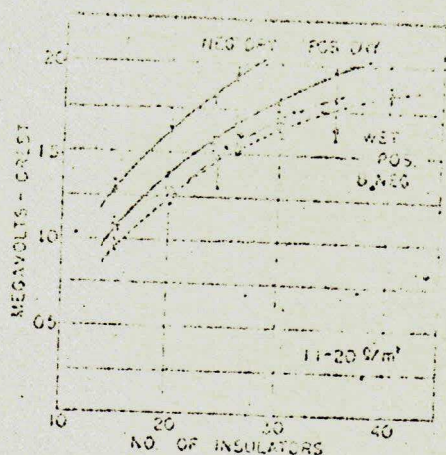


Fig. 5.8 - Relação do número de isoladores com valores de tensão de descarga mínima

Da figura (5.7) anterior nós podemos tirar facilmente as seguintes conclusões:

- 1 - No caso de rod-plane gap com espaçamento superior a 3m, o gap tem pequena influência com o aumento da tensão resistente de polaridade positiva. Tal comportamento é muito inferior do que para tensões alternadas.
- 2 - A diferença das curvas V_A e V_B é de 15% para gaps de comprimento (2 a 4) metros, e 5% para gaps (6 a) metros.
- 3 - A variação dos valores de V_A e V_B é função das condições (seco e úmido).
 - Para tensões de descargas positivas é pequeno
 - Para tensões de descarga negativa é grande

Do teste para isoladores de suspensão para descarga switching verificou-se que:

- segundo a figura 5.3 os valores de V_A e V_B diferiam aproximadamente de 7% na variação do número de isoladores;
- as tensões de descarga comparadas com isoladores de suspensão V são maiores.

5.5 - Isolamento de uma Linha de 69 KV a 500 KV

Neste estudo vamos considerar uma análise baseada nos três tipos de sobretensão que pode aparecer em um sistema.

- sobretensão a frequência de 60 ciclos
- sobretensão devido a manobra (switching)
- sobretensão devido a queda de raio (lightning)

Através da análise destas três sobretensões, nós partimos para a seleção da mais acentuada. Com a escolha desta nós mencionaremos o número de isoladores necessários para uma cadeia.

Neste estudo foi verificado que o isolamento mínimo requerido por descargas atmosféricas estava, até a tensão de 345 KV. Em outras palavras o isolamento para tensão de sistema até 345 KV tem o número de isoladores por cadeia acentuado devido a queda de raio.

Neste estudo foi verificado que para a tensão de 500 KV, o número de isoladores da linha obedeceu ao comportamento mais acentuado da sobretensão de manobra (switching).

5.5.1 - Tensão a Frequência de 60 Ciclos

O isolamento do equipamento, tem que suportar a tensão normal de operação e as condições de falha, a frequência normal do

sistema.

Se o sistema é aterrado a máxima tensão de resistência do isolamento é determinada pelo o valor da tensão fase-neutro que aparece em condições de falha de um sistema. Tal tensão resistente, não deve exceder a tensão fase-fase do sistema. E para garantir que dispositivos de proteção não descarreguem desnecessariamente admite-se um acréscimo de 5% da tensão fase-fase. Tal acréscimo nos permite selecionar a tensão resistente mais adequada para uma operação.

A determinação do número de isoladores obedecendo as exigências anteriores, pode ser feita automaticamente usando a figura abaixo, curva (1).

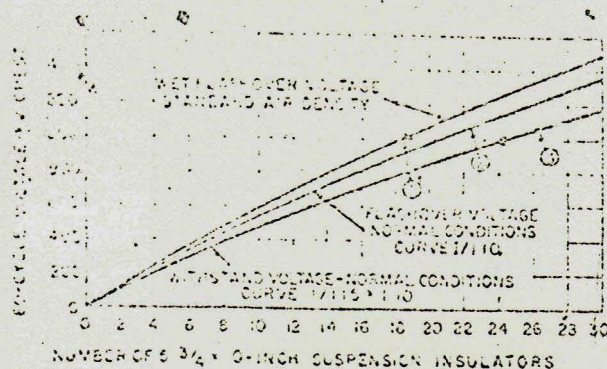


Fig. 5.9 - Tensões de descargas resistentes de isoladores de suspensão à frequência de 60 ciclos

Desta figura nós temos a tabela (1).

Através dessa figura se estabelece o número de isoladores

requeridos pela máxima tensão fase-terra do sistema.

Em seguida, entra-se na figura abaixo, na curva correspondente a tensão à frequência do sistema, considerando nesta figura a curva que adquire a soma de dois isoladores (em vista de quebras e manutenção), nós podemos determinar facilmente o número de isoladores tabelados em (1).

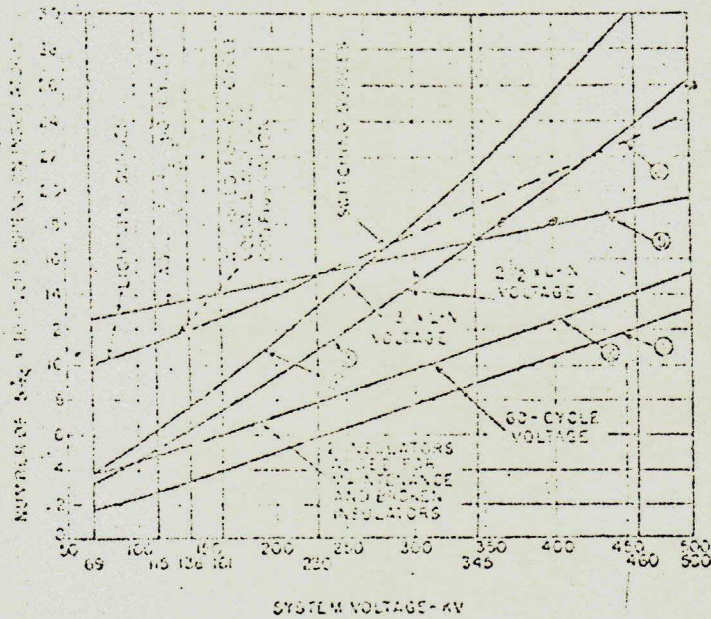


Fig. 5.10 - Determinação do número de isoladores necessários para tensão de frequência de 60 ciclos, switching e lightning

A determinação do número de isoladores requeridos pela tensão à frequência do sistema, raramente é considerada, pois comumente a tensão devido a queda de raio e a tensão devido a manobras de um sistema são superiores e, conseqüentemente, exige um número de isoladores maior por cadeia.

5.5.2 - Tensão Devido a Surto de Manobras (Switching)

Os surtos devidos a manobras impõem no sistema sobretensões transitórias que variam em grandeza ligeiramente superior a tensão normal.

Esta grandeza é comumente 3 vezes a tensão normal fase-terra, mas atinge a valores muitas vezes superior.

Em circuitos disjuntores modernos, isto é, disjuntor equipado com resistor, o surto de manobra não excede a $2^{1/2}$ vezes a tensão normal e o restriке é limitado para um valor único. Na existência de múltiplos restrikes, em sistemas efetivamente aterrado o valor do surto excede de três vezes a tensão normal.

Para um estudo de surto devido a manobra feito em uma onda de 1000 x 400 μ s de polaridade negativa, verificou-se que em condições úmidas, a descarga era quase igual a condição de tensão a frequência do sistema, em um número de isoladores igual a 18 unidades.

Para 30 unidades a descarga era 3% maior do que surto switching para a tensão a 60 ciclos.

Disto se verificou que a curva (1) presta-se também para determinar o isolamento por switching, pois a diferença é muito pequena.

A seleção do número de isoladores para resistir a um switching pode ser tirada da figura 5.9 e segundo o aconselhado do valor da tensão nominal tem-se um novo detalhamento através da figura 5.10.

Nesta figura aconselha-se a considerar para tensões inferiores a 161 KV a curva característica de 3 vezes a tensão fase-neutro para determinar o número de isoladores.

Para tensões acima de 230 KV considera-se a curva $2^{1/2}$ ve

zes a tensão fase-neutro.

Então, conhecendo-se a tensão nominal do sistema e sabendo-se qual a curva característica que deve ser usada determina-se o número de isoladores necessários.

Com este número parte-se para a figura 5.9 a fim de determinar o valor de crista a frequência de 60 ciclos ou melhor, o valor máximo para tensão normal de operação.

A tabela II ilustra o número de isoladores requeridos por switching.

5.5.3 - Tensão Devido a Queda de Raio

Considerando as linhas protegidas por fios-terra. A determinação do isolamento necessário para resistir strokes (quedas de raio) é a combinação dos isoladores de porcelana e estruturas de madeira.

Além disto o isolamento depende diretamente das características da linha:

- resistência de pã de torre
- número de fios guarda ou terra
- comprimento do vão
- altura da torre
- configuração da torre
- acoplamento entre fios-terra e condutores

Verifica-se portanto, que a determinação do isolamento para proteção lightning, exige método estimativo baseado diretamente nos parâmetros anteriores.

Tal método, possibilita determinar o isolamento de uma linha baseado no conhecimento de outra ou seja, sabendo-se que uma linha de 230 KV com 15 isoladores apresenta boa prova con

tra lightning se possui fio-terra. Pode-se tomar tal característica de linha como referência para determinação de outras linhas, com apenas o cuidado de acrescentar o efeito da tensão de frequência de 60 ciclos.

Uma vez que a tensão média impressa aos isoladores pela queda de ralo no fio guarda é 83% da tensão fase-neutro da tensão de crista a 60 ciclos.

A partir daí então com auxílio da figura 5.9 curva 2, determina-se a tensão de descarga, uma vez que conhecemos o número de isoladores.

A tensão de 60 ciclos e de mesma polaridade é: 0,833 da tensão de descarga. Subtraindo este valor anterior nós encontramos o isolamento requerido por lightning.

A partir deste valor encontrado nós achamos o isolamento para outras classes de tensão somando-o ao valor de tensão de crista a 60 ciclos. Essa tensão total levada a curva (2) da figura 5.9 nos dar o número de isoladores necessários.

A figura 5.10 curva (5) apresenta o número de isoladores correspondente a tensão do sistema devido a queda de ralo e a tabela III reproduz os resultados em resumo.

Tal proceder de determinar o isolamento de uma linha de prova de lightning apresenta certa distorção na prática, mas não deixa de dar uma noção razoável da tensão do sistema e do isolamento requerido.

Para efeito prático em tensões maiores considera-se a figura 5.10 curva (6).

A tabela III resume os valores tirados da curva.

A aplicação da escolha do isolamento por tal método apresenta bons resultados, se a linha tem uma blindagem feita com

deis fios-terra e a resistênciã é 50 ou menor.

Para resistências maiores e torres mais altas considera-se um adição de um fio-terra principalmente para torres de grandes seções.

Aconselha-se a seleccionar o isolamento de uma linha a prova de lightning quando o número de descargas por ano é maior do que 1 (hum) em 100 (milhas ou 160 Km).

Table I. Suspension Insulators Required for 60-Cycle Voltages

System Voltage, Kv	Maximum Line Voltage, Kv	Maximum System Voltage, Kv	Maximum Clearing Voltage, Kv	Number of Insulators Required	
				Two	Three
60	70	50	2	3	
110	125	100	3	5	
150	175	150	4	7	
200	225	200	5	9	
250	275	250	6	11	
300	325	300	7	13	
350	375	350	8	15	
400	425	400	9	17	

* Maximum voltage for one full condition 150% by 10 inch suspension insulators

Table II. Suspension Insulators Required for Switching Surges

System Voltage, Kv	Maximum Crest Operating Voltage, Kv (1.05 X System Voltage)	Switching Surge By Normal		Switching Surge By Normal	
		Magnitude, Kv	Insulators	Magnitude, Kv	Insulators
60	63	118	8	117	8
115	120	218	5	207	6
138	145	250	6	241	6
161	168	317	7	307	8
200	210	400	11	389	9
230	240	460	11	449	10
275	285	540	14	520	13
300	315	600	15	580	14
345	360	680	17	660	16
380	400	770	19	750	18
450	475	920	22	880	21
500	525	1,070	26	1,020	24
550	575	1,220	29	1,170	27
600	630	1,370	31	1,320	31

* Maximum voltage for normal operating conditions.

Table III. Suspension Insulators Required for Lightning Surges

System Voltage, Kv	Number of Insulators Required for Lightning-proof Line	
	Adjusted for 60-Cycle Voltage†	Adjusted for 60-Cycle Voltage and Line Configuration
60	12	19
115	14	21
138	14	21
161	14	21
200	15	22
230	15	22
275	16	23
300	16	23
345	17	24
380	17	24
450	18	25
500	19	26
550	20	27

* Lightning proof is defined as not more than one failure per 100 miles per year.
 † Number of insulators of equivalent combination of wood and insulators.
 ‡ Reference voltage.

5.6 - Check dos Isoladores Necessários por Cadeia

(Análise para a tensão a 60 Hz)

Para linha de 69 KV a análise feita no valor de tensão máxima e frequência = 60 ciclos permite escolher 4 isoladores por cadeia segundo a Tabela (I).

Este número não pode ser considerado definitivo, precisa nos verificar o valor requerido por lightning e switching.

Se quaisquer das duas análises que se segue, estabelecer um valor de tensão maior do que a tensão de frequência do sistema está claro que este valor exercerá primazia na escolha do número de isoladores.

5.6.1 - Check dos Isoladores Necessários por Cadeia

(Análise para surtos "switching")

Para a tensão de 69 KV temos que o número de isoladores será igual a (4) segundo a Tabela (II). Para a tensão de 130 KV temos 11 isoladores.

Se o sistema é classificado em EHV o fator de multiplicação da curva pode ser reduzido a um número bem menor e consequentemente nós encontramos nível de isolamento bem mais reduzido.

5.6.2 - Check dos Isoladores Necessários por Cadeia

(Análise para surtos devidos a raios "lightning")

Considerando a determinação do isolamento de uma linha de 230 KV temos:

- Da figura 5.9 curva (2) tensão de descarga igual a 770 KV

- Tensão média a 60 ciclos.

$$0,83 \times 197 = 164 \text{ KV}$$

- Número de isolamento requerido por lightning

$$770 - 164 = 606 \text{ KV}$$

- Número de isoladores segundo a figura 5.9 curva (2) igual a 14

Para outras tensões, temos:

- A soma do valor 606 KV, com o valor médio a 60 ciclos é a tal tensão obtida que levada a figura 5.9 curva (2), nos dar o número de isoladores
- E como método prático de determinação do número de isoladores requeridos por lightning podemos usar a tabela III obtida da curva 5.

CAPÍTULO VI..

COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO APLICADO A SUBESTAÇÃO

6.1 - Considerações Primordiais

- a) O transformador é o equipamento principal de subestação, devido a complexidade do seu isolamento interno.
- b) O isolamento da linha é diferente da subestação. A zona de prova lightning (fios de guarda) estendida no comprimento de 1/2 milha reduz o nível de isolamento da linha e a severidade do surto que entra na subestação, devido a queda de um raio.
- c) Para determinação do nível de isolamento, devido a surtos considera-se o valor 0,83 do Nível Básico de Isolamento.

6.2 - Diretrizes da Coordenação de Isolamento de uma Subestação

- 6.2.1 - Blindagem Contra Queda de Raio
- 6.2.2 - Seleção da Tensão Nominal do Para-Raio e sua Proteção
- 6.2.3 - Determinação do Nível Básico de Isolamento do Transformador
- 6.2.4 - Determinação da Zona de Proteção do Para-Raio
- 6.2.5 - Escolha do Nível Básico de Isolamento do Equipamento do Lado do Para-Raio

6.2.6 - Comportamento do Surto Switching

6.2.7 - Determinação da Mínima Distância entre Fase-Terra e Fase-Fase

6.2.8 - Cálculo de Sobretensões Adequada para Proteção por Para-Raios

6.2.1 - Blindagem Contra Queda de Raio

Esta diretriz obedece aos seguintes procedimentos:

- a₁) Localização de fios-terra e mastos.
- b₁) Determinação da máxima tensão de impulso E_{m0} que pode viajar para subestação sem descarga do isolamento.
- c₁) Determinação do valor do surto E_m que atinge a subestação e a taxa de crescimento K (KV/ μ s). Tais valores são controlados pela variação do comprimento da zona de prova ou pela redução do nível de isolamento da linha.

6.2.2 - Seleção da Tensão Nominal do Para-Raio

- a₂) Determinação da máxima tensão fase-terra do ponto de instalação levando em consideração o efeito de falha para terra e efeito dinâmico da tensão.
- b₂) Determinação da corrente de descarga nominal do para-raio.
- c₂) Determinação da tensão de descarga do para-raio levando em consideração a sua resistência e indutância de suas ligações.
- d₂) Determinação do nível de proteção do para-raio - E_p .

6.2.3 - Determinação do Nível Básico de Isolamento do Transformador

a₃) Escolha do BIL maior do que E_p a fim de garantir uma margem de segurança adequada, para efeito de distância e efeito da capacitância do transformador.

6.2.4 - Determinação da Zona de Proteção do Para-Raio

a₄) Determinação da distância de separação do para-raio utilizando:

1) circuito equivalente - linha trafo-barra

II)
$$d = T.v = \frac{(BIL - Margem) - E_p . v}{2K}$$

O BIL de todos os equipamentos entre o trafo e o para-raio é o mesmo do transformador.

6.2.5 - Escolha do Nível Básico de Isolamento para Equipamento Situado no Lado do Para-Raio

a₅) Baseado no circuito equivalente, determina-se a máxima tensão em excesso a E_p num ponto (além de um para-raio: num ponto de entrada da linha para a subestação).

b₅) Solução do BIL dos outros equipamentos da subestação.

c₅) Verificação, se o uso de dispositivos de proteção, são necessários no lado da linha. Isto é, se a localização deles favorece a uma redução da zona de prova e consequentemente os valores E_m, K, etc.

6.2.6 - Comportamento do Surto de Manobra

a₆) Checagem do surto dos para-raios com o surto de manobra.

- 77
- b₆) Checagem do BIL do equipamento seleccionado pela grandeza do surto de manobra.

6.2.7 - Determinação da Mínima Distância entre Fase-Terra e Fase-Fase das Aberturas ao Ar

- a₇) Através do conhecimento da máxima tensão de surto, acompanhada de um check da grandeza de surto de manobra observa-se que:

- I) A determinação da máxima tensão é feita no momento em que o pico da tensão está em oposição ao valor pico da tensão à frequência do sistema.
- II) Para chaves considera-se que a grandeza de impulso tem valor tal que a tensão de descarga fase-terra ocorra em preferência a descarga entre os contactos.

6.2.8 - Cálculo de Sobretensões Adequada para Protecção por Para-Raios

- a₈) Quando considerada a capacitância do transformador a tensão neste excede 2 KT de forma tal que a margem seja inferior a admitida, aconselha-se variação num comprimento da zona de prova ou escolha de novo BIL para os transformadores.

- b₈) A determinação da máxima tensão E_m nos pontos chaves de uma subestação devido a queda de raio, deve tomar em conta a:

- Números de linhas de transformadores conectados a um barramento
- Capacitância do equipamento da subestação principalmente a do transformador

- Diferença de impedância de surto da linha e do baramento
- Atenuação devido a efeito corona
- Característica não linear de descarga do para-raio

6.3 - Considerações Gerais

6.3.1 - Nível Básico de Isolamento da linha para impulso é o valor da tensão que corresponde ao número de descarga a metade do número de aplicações.

Para E_{mo} considera-se o valor da tensão de descarga 50% (NBI) mais 20%.

Para K admite-se valor compreendido entre (500 e 1000 KV/ μ s) para cada 12 KV tensão nominal do para-raio.

6.3.2 - A tensão nos terminais do transformador em excesso de E_p é igual a $2 KT$ com o máximo valor de $2 E_p$.

A tensão em excesso de E_p em qualquer ponto do lado da linha distante d do para-raio é igual a:

$2 KT$ ou KT_n (6.1)

onde:

$T = dv$ (6.2)

$T_n = \frac{E_m - E_p}{K}$ (6.3)

O valor do surto na linha de entrada depende muito da conexão com os transformadores:

- a) Para a conexão abaixo vemos que o cálculo feito através do circuito equivalente é muito maior

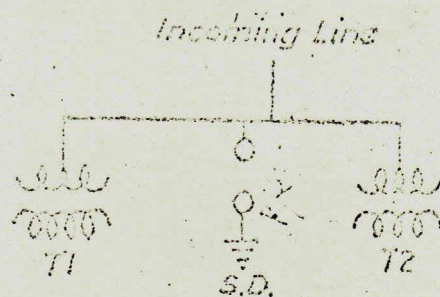


Fig. 6.1 - Dependência do surto com a conexão de transformadores

- b) Para o surto chegando segundo a conexão abaixo seu valor é 90% maior do que o cálculo pelo circuito equivalente: linha transformador conectado a um barramento

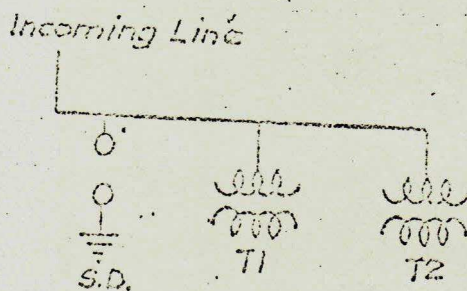


Fig. 6.2 - Dependência do surto com a conexão de transformadores

A eficiência do cabo é completa se utilizado juntamente com dispositivos de proteção: (para-raio).

Uma vez que existe diferença de impedância entre linha e cabo o seu emprego exige estudo do comportamento do surto de incidência com o fenômeno das reflexões.

Para a utilização de um comprimento de cabo cumpre-nos proceder da seguinte maneira:

- I) Cálculo de K e E_m na junção linha-cabo, onde o declive do surto de entrada no cabo é

$$K_c = \frac{2K \cdot Z_c}{(Z_l + Z_c)} \quad (6.6)$$

onde:

Z_c - impedância do cabo

Z_l - impedância da linha

- a_I) Normalmente considera-se a blindagem efetiva quando o comprimento do cabo é a metade do comprimento da linha. Os valores K e E_m são determinados como anteriormente.

- b_I) No caso da não existência de blindagem na junção linha-cabo admite-se o valor de $K = 1000 \text{ KV}/\mu\text{s}$. Tal valor corresponde a corrente 10 KA associada a uma queda de um raio durante um tempo de 2,5 μs .

- II) Seleção da tensão nominal do para-raio necessário para completar a blindagem.

- a_{II}) Determinação do nível de proteção.

b_{II}) Escolha do BIL do equipamento.

III) Verificação se o nível de proteção E_p é satisfatório para qualquer comprimento de cabo pela relação:

$$E_p < 0,5 \times \text{BIL} \quad (6.7)$$

a_{III}) Se $E_p \leq 2 K_c T$ (6.8)

onde

T - é o tempo de viagem no cabo do surto.

Sendo a máxima tensão no equipamento igual a $2 E_p$ e superior ao BIL exige-se um segundo para-raio no fim do cabo.

b_{III}) Se $E_p > 2 K_c T$ (6.9)

É considerada favorável a blindagem com um simples para-raio.

6.5 - Complementos

- Capacitância do equipamento é desprezada
- A atenuação e distorção é desprezada
- Impedância linha = 50Ω ou menor se a linha não é protegida por para-raio
- Impedância do cabo = 10 a 50Ω
- Velocidade de propagação 1000 e 500 ft/ μ s em cabo e li nha.

6.6 - Check em uma Subestação

Tensão Máxima de Operação	Coefficiente de Aterramento	Distância de Localização do Para-Raio
------------------------------	--------------------------------	--

36 KV	0,8	30 ft = 9m
-------	-----	------------

Distância da Linha de En- trada para o Transformador	Transformador Potência - Re- lação	Linha NBI - Z - Condutor
---	--	-----------------------------

60 ft = 18m	3MVA - 33/11	500KV-400Ω-7/104
-------------	--------------	------------------

6.2.1 - Blindagem Contra Raios

a₁) Zona de prova: 1/2 milha = 800m a partir da subestação utilizando fios-terra acima dos condutores fase.

b₁) $E_{mo} = 1,2 \times NBI = 1,2 \times 500 \text{ KV} = 600 \text{ KV}$

c₁) $E_m = \frac{E_{mo}}{1 + K \cdot x}$

onde:

$K = 0,0003$

$x = 60 \text{ ft} = 18\text{m} = 0,01 \text{ milha}$

$E_{mo} = 600 \text{ KV}$

$$E_m = \frac{600 \text{ KV}}{1 + 0,003 + 0,01 \times 600} = 590 \text{ KV}$$

$K \rightarrow$ um valor (500 a 1000 KV/μs) = 700 KV/μs

6.2.2 - Seleção da Tensão Nominal do Para-Raio

$$a_2) 0,8 \times 36 \times 1,05 = 30 \text{ KV}$$

$$\text{tensão} = 30 \text{ KV}$$

b₂) A máxima corrente de descarga é menor que:

$$I = \frac{2E_m}{Z_o} = 2 \times \frac{570}{400} = 2,85 \text{ KA}$$

$$I_n = 5 \text{ KA}$$

c₂ e d₂) Nível de proteção

$$E_p = 132 \text{ KV segundo tabela 1 anexa}$$

6.2.3 - Nível Básico de Isolamento

200 KV acima de E_p.

6.2.4 - Determinação da Zona de Proteção entre o Para-Raio e o Transformador

$$d = \frac{(\text{BIL} - \text{Margem}) - E_p}{2K} \text{ v}$$

$$d = \frac{(200 - 10\%) - 132 \times 1000}{2 \times 700} = 34 \text{ ft}$$

Margem de 10% admitida pela capacitância. O espaçamento de 30 ft é satisfatório e o BIL de todos os equipamentos situa

dos entre o para-raio e o transformador é igual a 200 KV.

6.2.5 - Escolha do Nível Básico de Isolamento para Equipamento Situado no lado do Para-Raio

a₅) Máxima tensão na entrada da linha

$$E = E_p + 2 KT$$

$$E = 132 + 2 \times 700 \times \frac{60}{1000} = 216 \text{ KV}$$

Uma vez que este valor é inferior ao nível de teste do BIL de 200 KV, conclui-se que 200 KV é satisfatório para todo equipamento da subestação.

6.2.6 - Comportamento do Surto de Manobra

A tensão de surto de manobra máxima permissível é 100 KV, segundo tabela 2, coluna 12, anexa.

Uma vez que o fator de sobretensão é igual a:

$$\frac{100 \sqrt{3}}{36 \sqrt{2}} = 3,4$$

Verifica-se que nenhuma operação do para-raio toma lugar mesmo quando em presença de distúrbios interno do sistema e o BIL de 200 KV é satisfatório.

6.2.7 - Segundo C 337 - 1963 temos que 38 cm é a distância mínima fase-terra.

TABELA I

-PERFORMANCE CHARACTERISTICS OF VALVE-TYPE LIGHTNING ARRESTERS

Arrester Type and Rated Voltage—Kv	Front of Wave Impulse Sparkover				Discharge Voltage—Kv on 10 x 20 Microsecond Current Wave**								
	Rate of Rise* Kv per μ sec.	Kv**			5,000 Amperes			10,000 Amperes			20,000 Amperes		
		Avg.	Max.	†	Avg.	Max.	†	Avg.	Max.	†	Avg.	Max.	†
<i>Distribution</i>													
3	25	18	23	23	14	17	17	16	20	20	18	23	23
6	50	34	45	45	26	34	34	30	38	38	31	44	44
9	75	48	62	62	39	51	51	44	57	57	51	66	66
12	100	61	77	77	49	62	62	55	69	69	62	78	78
15	125	73	91	91	61	77	77	69	87	87	79	99	99
<i>Line</i>													
20	167	75	90	85	83	96	91	92	106	102	101	116	111
25	208	93	111	105	101	116	111	111	128	122	121	139	133
30	250	110	132	125	121	139	133	135	155	149	149	172	164
37	308	136	163	154	149	172	164	164	189	181	181	208	199
40	333	147	176	167	161	185	177	177	204	195	196	225	216
50	417	183	220	208	202	232	225	222	255	245	243	280	268
60	500	220	264	250	242	278	267	271	312	300	298	344	328
73	608	267	320	302	297	342	328	328	378	361	360	414	396
<i>Station</i>													
3	25	13	15	15	10	11	11	11	13	12	12	14	13
6	50	23	26	26	20	22	22	22	25	23	24	27	26
9	75	35	39	39	30	33	32	33	37	35	35	39	38
12	100	43	50	48	40	44	43	44	48	47	47	52	51
15	125	53	61	59	50	55	54	54	60	58	59	65	63
20	167	72	83	80	67	74	72	72	80	77	78	86	84
25	208	89	102	98	83	92	89	90	99	96	100	110	107
30	250	106	122	117	100	110	107	108	119	115	118	130	126
37	308	131	151	144	124	137	133	132	146	141	145	160	155
40	333	136	157	150	134	148	143	144	159	154	153	169	164
50	417	178	205	196	167	184	179	179	197	191	191	211	205
60	500	214	246	236	200	220	214	217	239	231	231	258	250
73	608	261	300	288	245	270	262	262	288	279	283	313	303
97	808	345	397	380	323	356	345	349	384	372	377	415	403
109	908	388	446	427	363	400	388	394	434	420	421	467	453
121	1008	430	495	474	403	444	430	438	482	467	470	517	502
145	1208	515	592	566	487	536	520	523	575	558	564	622	602
169	1408	602	693	663	566	624	605	610	672	650	658	725	702
193	1633	691	796	760	647	713	691	698	768	744	755	832	803
242	2017	860	988	945	806	887	860	872	960	931	940	1035	1004

*500 kv per microsecond per 12 kv of arrester rating.
 **Impulse of polarity giving higher sparkover voltage.

†95% of the arresters manufactured will have characteristics not exceeding the value in this column. For distribution arresters use the maximum values.

Proteção coordenada de transformadores de força por para-raios Thyristo Magna-valve tipo este 15

Classe de tensão de operação do sistema de transmissão em KV valor médio quadrático	KV de crista de ensaio de onda plena do transformador e NIMII	KV de crista de ensaio de onda plena para 1,5 x 40 MS do transf.)	Tensão nominal máxima entre linha e terra do para-raio em KV VM Quadrático	Para-raio de 80% ou 75% para sist. com neutro aterrado e de 100% para sist. com neutro não aterrado	Níveis de proteção para pulso				KV de crista de ensaio de descarga IR em 10 x 10 MS de frente de onda AIEE	KV de crista de ensaio de descarga IR em 10 x 10 MS de frente de onda de manobra	Tensão de crista de ensaio de manobra	KV de crista de ensaio de descarga IR em 10 x 10 MS de frente de onda de manobra
					Tensão de crista de ensaio de descarga IR em 10 x 10 MS de frente de onda de manobra							
					3 000	10 000	10 000	40 000				
Col. 1	Col. 2	Col. 3	Col. 4	Col. 5	Col. 6	Col. 7	Col. 8	Col. 9	Col. 10	Col. 11	Col. 12	Col. 13
23 KV	150	120	20	80%	59/64	54,25	59,5	66,5	79	55	55	55
		120	25	100%	67/72	62	68	75	90	63	63	63
34,5	200	160	30	80%	76/92	77,5	85	95	113	83	83	83
		160	37	100%	90/110	93	102	114	135	99	99	99
46	250	200	40	80%	97/120	109	120,5	133,5	156	109	109	109
		200	50	100%	113/147	124	138	153	180	124	124	124
69	350	280	60	80%	146/182	155	170	190	225	155	155	155
		280	73	100%	173/218	186	204	228	270	186	186	186
92	450	360	79	80%	187/233	201	221	247	290	201	201	201
		360	97	100%	224/287	248	272	304	360	248	248	248
115	550	440	97	80%	228/287	248	272	304	360	248	248	248
		440	121	100%	253/333	310	340	380	450	310	310	310
115 Isolam. reduz. para 92 KV	450	360	97	80%	228/287	248	272	304	360	248	248	248
138	650	520	121	80%	233/255	310	340	380	450	310	310	310
		520	169	75%	238/321	279	306	342	405	279	279	279
		520	145	100%	333/419	372	408	456	540	372	372	372
138 Isolam. reduz. para 115 KV	550	440	121	80%	243/353	310	340	380	450	310	310	310
		440	169	75%	256/321	279	306	342	405	279	279	279
161	750	600	145	80%	308/419	372	408	456	540	372	372	372
		600	133	75%	311/387	341	374	418	495	341	341	341
151 Isolam. reduz. para 138 KV	650	520	145	80%	333/419	372	408	456	540	372	372	372
		520	133	75%	311/387	341	374	418	495	341	341	341
230	1050	840	195	80%	449/542	496	544	608	720	496	496	496
		840	182	75%	422/512	456	510	570	675	456	456	456
230 Isolam. reduz. para 161 KV	900	720	195	80%	449/542	496	544	608	720	496	496	496
		720	182	75%	422/512	456	510	570	675	456	456	456
230 Isolam. reduz. para 151 KV	925	660	182	75%	422/512	465	510	570	675	465	465	465
257 Isolam. reduz. para 230 KV	1050	840	228	75%	532/623	590	646	722	833	590	590	590
330 Isolam. reduz. para 230 KV	1350	1080	276	80%	733/842	713	782	875	1035	713	713	713
330 Isolam. reduz. para 257 KV	1175	940	264	75%	615/708	682	749	836	990	682	682	682

138

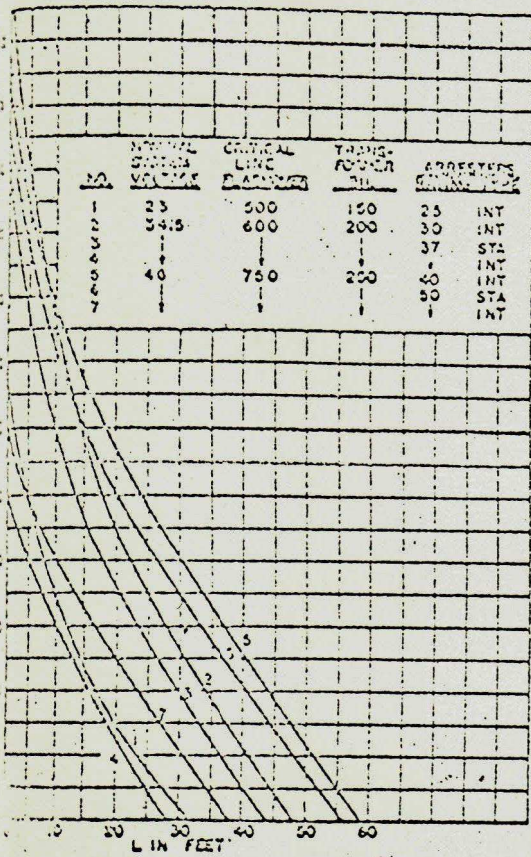
CAPÍTULO VII

MÉTODO DE LOCALIZAÇÃO ADEQUADO DO PARA-RAIO

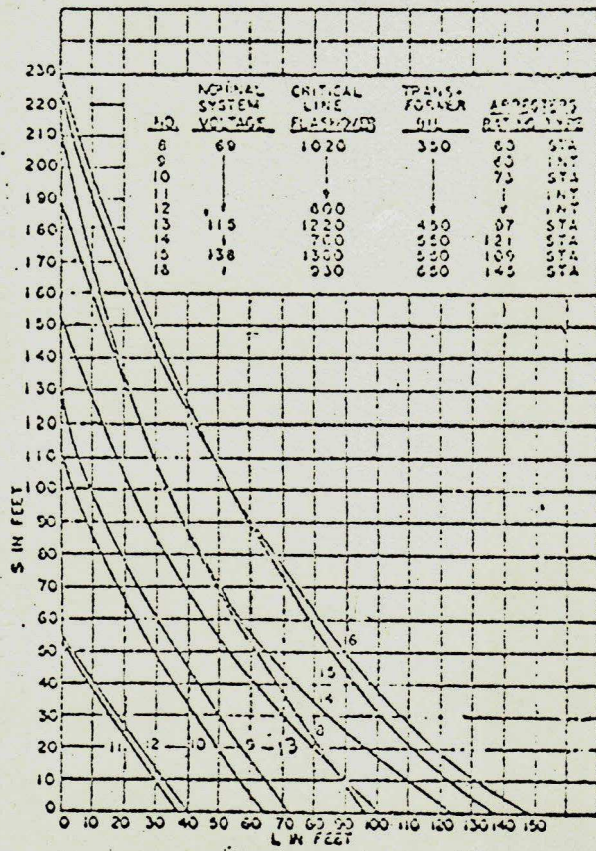
7.1 - Fatores Considerados na Aplicação de Curvas

Para as curvas da figura abaixo, as quais estabelecem a relação do comprimento da junção (linha-transformador) para terra (L), com a distância S (comprimento compreendido da junção linha-para-raio para as buchas do transformador), são considerados os seguintes parâmetros:

- taxa de aumento do surto de tensão de entrada igual a 500 KV/ μ s
- máxima tensão de surto para terra no transformador sob teste de onda cortada acima de 1,15 BIL
- tempo constante ZC (impedância de surto do barramento vezes capacitância do transformador) igual a 1,0 p.u.
- nível de isolamento da linha para as tensões correspondentes
- grandeza do surto de tensão de entrada para terra acima de 1,2 x nível de isolamento da linha
- tensão de descarga do para-raio correspondentes a corrente de surto de 10.000 A



(a)



(b)

Fig. 7.1 - Determinação da distância S em função de L

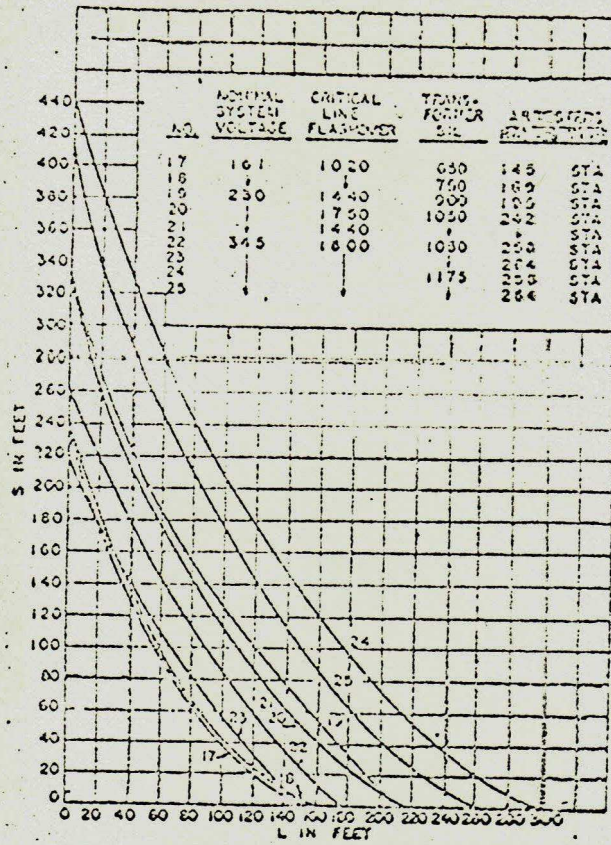


Fig. 7.1.c

(c)

Se os parâmetros não obedecem ao comportamento anterior estabelecido utiliza-se resultados obtidos através de estudo em computador digital.

7.2 - Discussão dos Parâmetros que Afetam a Separação do Para-Raio

A grandeza e a taxa de aumento da tensão de surto de entrada. A grandeza do surto é limitada pelo isolamento da linha e o seu valor máximo admitido pela linha é $1.2 \times (NBI)$. Tal grandeza de surto entrando na subestação afeta a separação de duas maneiras:

- a) A grandeza da corrente de descarga do para-raio é de terminada considerando
 - grandeza surto de tensão
 - tensão de descarga disruptiva do para-raio
 - impedância de surto da linha
 - resistência do para-raio durante a descarga

A fim de calcular a tensão de descarga do para-raio, tal efeito é pequeno quando se leva em consideração a não linearidade da resistência, e neste caso, a corrente de descarga varia numa ampla faixa sem afetar a tensão de descarga do para-raio.

b) Variação da grandeza do surto com o tempo

Se este no para-raio e no transformador é menor do que o tempo de crista do surto de entrada o efeito da grandeza do surto é desprezado na distância de separação.

Se o tempo ZC é grande o tempo de crista no transformador excede o tempo de crista do surto de entrada e consequentemente a grandeza surto tem o efeito, de afetar a distância de separação.

A taxa de aumento, tem o efeito de descrever a distância para altas taxas de aumento dada em KV por microsegundos.

Para uma distância de 1/2 milha a prática considerando o efeito de corona utiliza o valor 1000 KV/ μ s como o efeito da taxa de aumento de surto mais severa.

Para a taxa de 500 KV/ μ s a distância para subestação se aproxima de 1 (uma) milha.

7.2.1 - Característica de Proteção do Para-Raio

As características tensão de descarga disruptiva e tensão de descarga grandemente afetam a distância de separação.

Nas curvas de aplicação geral, considera-se a tensão de descarga correspondente a corrente de descarga de 10.000A associado ao surto. Tal valor estimado é bastante razoável, pois em subestações blindadas raramente excede de 5000A.

Considerando a resistência desprezível do para-raio a corrente de descarga pode ser determinada por:

$$I = \frac{2E - E_{p.r.}}{Z} \quad (7.1)$$

onde:

- I - corrente de descarga
- E - grandeza da tensão de surto na linha
- Z - impedância de surto da linha
- $E_{p.r.}$ - tensão de descarga disruptiva do para-raio

A tensão de descarga do para-raio correspondente pode ser determinada pela interpolação de valores característicos conhecidos.

7.2.2 - Capacitância de Surto de Transformador

Através da figura abaixo, nós determinamos a capacitância de surto correspondente ao BIL e potência nominal.

A consideração da capacitância na aplicação de para-raio mostra que o tempo de crista no transformador aumenta, quando a capacitância de surto do transformador, aumenta e atinge um valor máximo de tensão quando o tempo de crista no transformador é igual ao tempo de crista do surto de entrada.

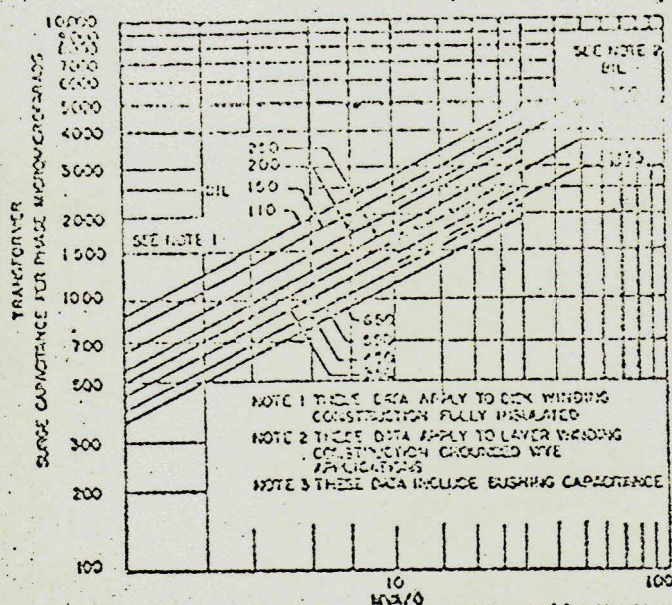


Fig. 7.2 - Determinação da capacitância de surto de um transformador

7.2.3 - Forma de Onda Padrão

Baseado no teste de tensão de onda cortada, a coordenação admite o tempo de crista no transformador menor do que $3\mu s$:

7.2.4 - Impedância de Surto

As linhas, os barramentos e as ligações de para-raios são consideradas com o mesmo valor para a determinação da constante ZC .

Para linhas de alta tensão pode-se tomar o valor de 400, 450 e 500 Ω . Para linhas de condutores geminados a impedância de surto é reduzida e pode-se tomar o valor de 300 a 350 Ω .

7.2.5 - Tensão Nominal do Sistema

Para considerar o efeito da tensão do sistema diante da tensão de surto adiciona-se o valor de crista fase-terra:

$$E_d = 0,816 E_s \quad (7.2)$$

aos valores da tensão de descarga do para-raio da tensão de surto de entrada e a tensão de surto no transformador.

7.3 - Unitização dos Parâmetros

A tensão resultante no transformador é função de:

- 1 - distâncias S e L
- 2 - impedância: linha, barramento e equipamento - Z
- 3 - capacitância de surto do transformador - C
- 4 - tensão de descarga do para-raio - $E_{p.r}$
- 5 - taxa de aumento do surto de entrada - de/dt
- 6 - velocidade de propagação - V
- 7 - tensão à frequência do sistema - E_s
- 8 - nível de isolamento - e

ou seja:

$$E_c = f(L, S, v, \frac{de}{dt}, ZC, E_{p.r}, E_s) \quad (7.3)$$

Para unitização desses parâmetros temos necessidade das seguintes quantidades base:

Tensão base:

$$E_b = E_{p.r} + 0,816 E_s \quad KV \quad (7.4)$$

Tempo base:

$$\dot{T} = \frac{E_b}{de/dt} \quad \mu s \quad (7.5)$$

Distância base:

$v = 1000 \text{ p\bar{e}/\mu\text{s}}$ - velocidade de propagação

$$D = T \cdot v \quad (7.6)$$

$$D = 1000 T \text{ p\bar{e}} \quad (7.7)$$

então:

$$\bar{S}_{p.u} = \frac{S}{D} \quad (7.8)$$

$$\bar{L}_{p.u} = \frac{L}{D} \quad (7.9)$$

$$\bar{ZC} = \frac{ZC}{T} \times 10^{-6} \quad (7.10)$$

Se Z é dado em ohm e C em microfaraday

\bar{E} - tensão de surto de entrada em p.u

$$\bar{E} = \frac{1,2e + E_d}{E_{base}} \quad (7.11)$$

Onde E_d é a tensão de crista fase-terra do sistema.

E_c - tensão nos terminais do transformador

$$E_c = 1,15 BIL + E_d \quad (7.12)$$

$$E_c = BIL + E_d \quad (7.13)$$

Então:

$$\bar{E}_c = \frac{1,15 \text{ BIL} + E_d}{E_{\text{base}}} \quad (7.14)$$

$$E_c = \frac{\text{BIL} + E_d}{E_{\text{base}}} \quad (7.15)$$

Sendo as tensões dadas em KV,

Para a conversão dos valores em p.u. em suas dimensões físicas deve-se multiplicar o valor em p.u. pela quantidade

$$S \rightarrow S = J \times D \text{ p\bar{e}} \quad (7.16)$$

$$t_c \rightarrow t_c = \bar{t}_c \times T \text{ microsegundos} \quad (7.17)$$

Através do estudo em uma subestação de uma simples linha de entrada, como mostra a figura abaixo, obteve-se o método de determinação da distância para subestações, (23 KV a 345 KV) bem mais complicadas.

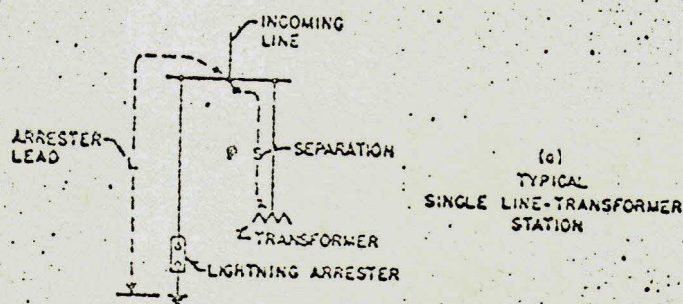


Fig. 7.3.a - Sistema estudado

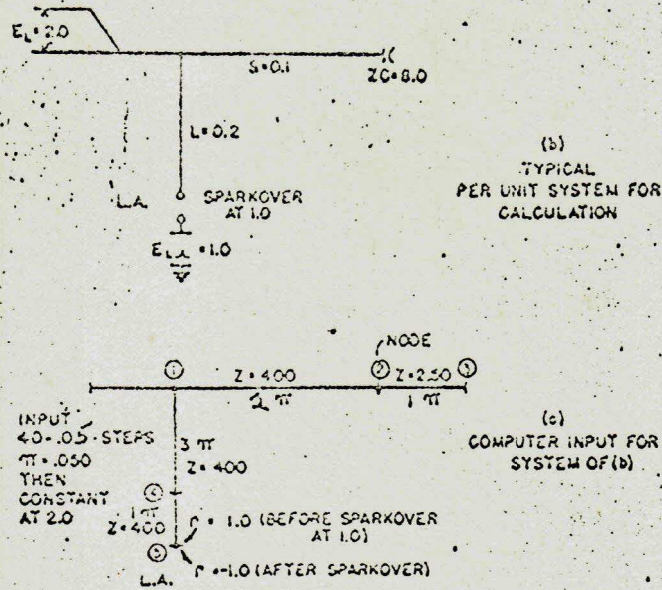
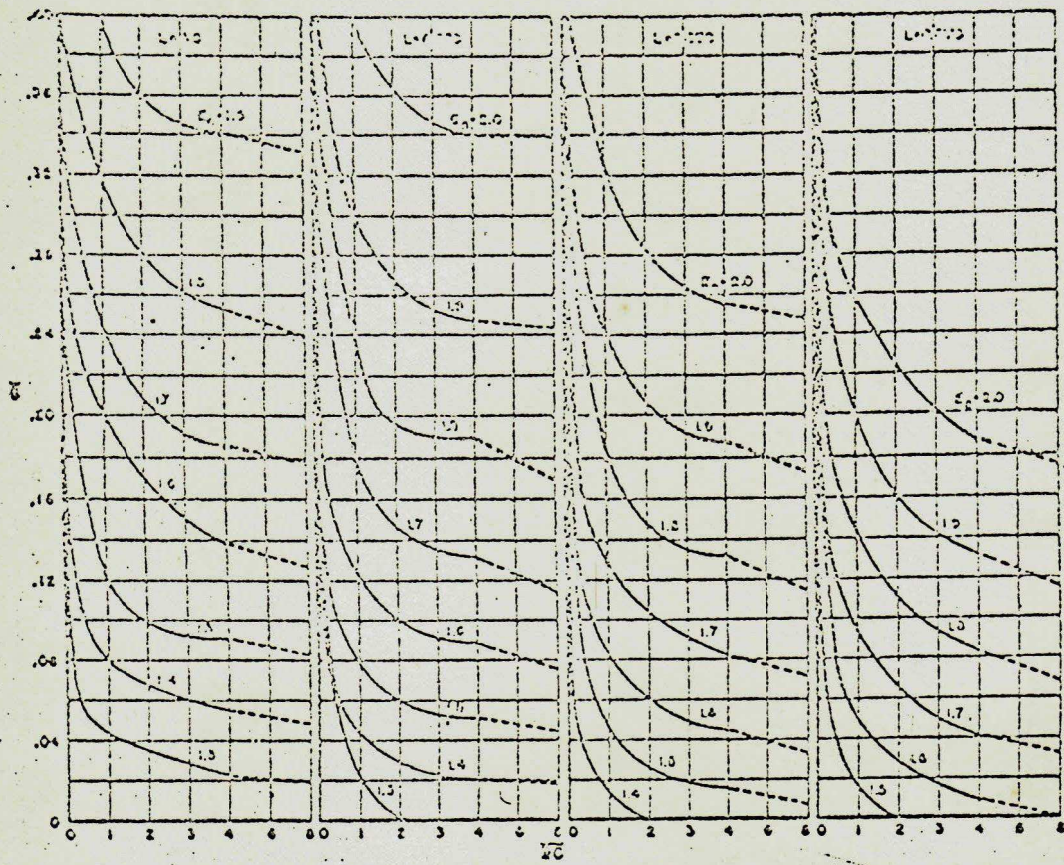


Fig. 7.3.b.c - Sistema estudado

O método consiste do uso de curvas tais como das figuras 7.1; 7.4; juntamente com as tabelas (I) e (II) obedecendo os procedimentos do item seguinte.



(a) No limit on \bar{E}

Fig. 7.4.a - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
Coordenação Setorial de Pós-Graduação
Rua Aprígio Veloso, 882 - Tel. (083) 321-7222-R 355
58.100 - Campina Grande - Paraíba

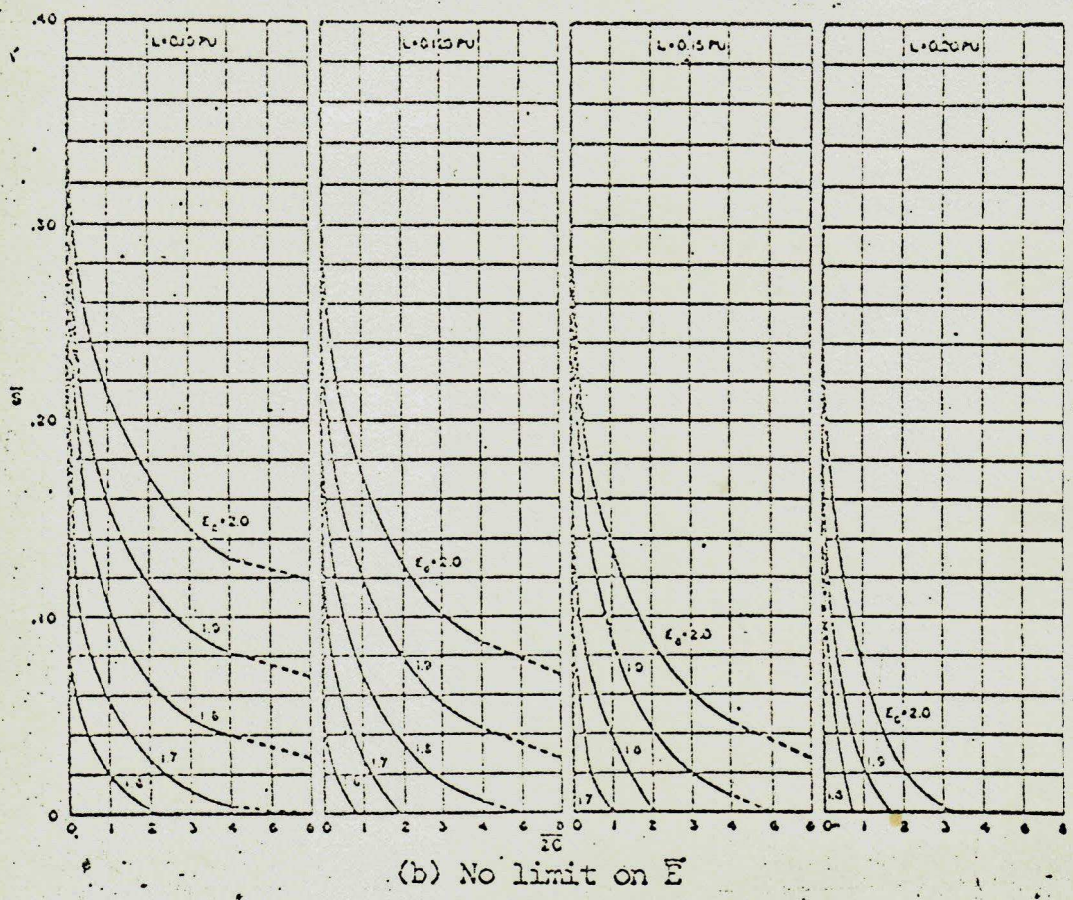
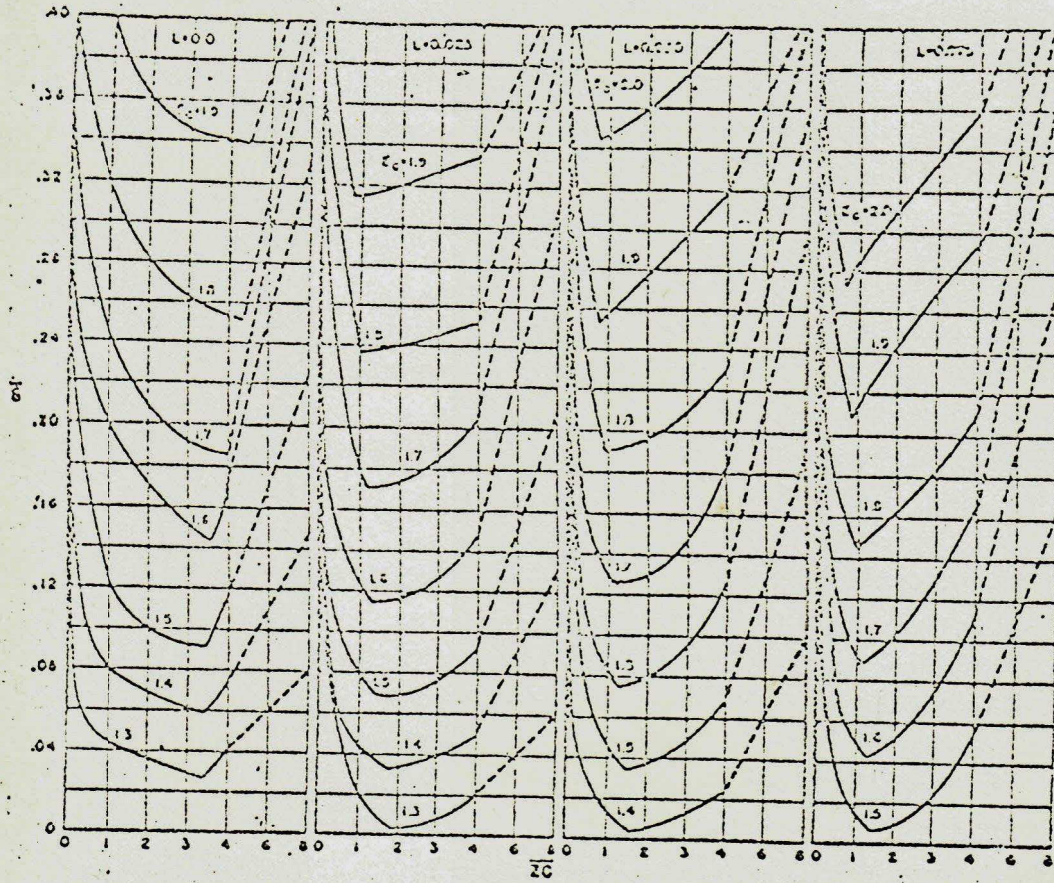


Fig. 7.4.b - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}



(c) $\bar{E} = 2$

Fig. 7.4.c - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}

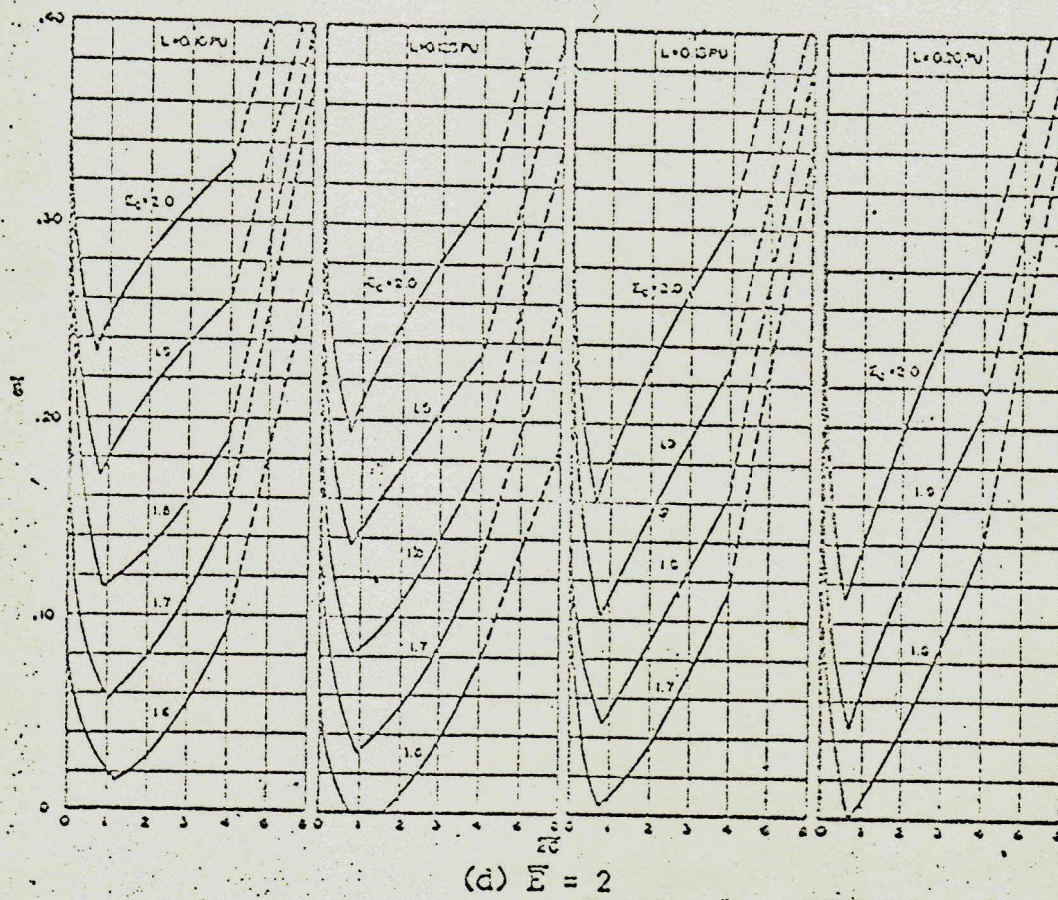
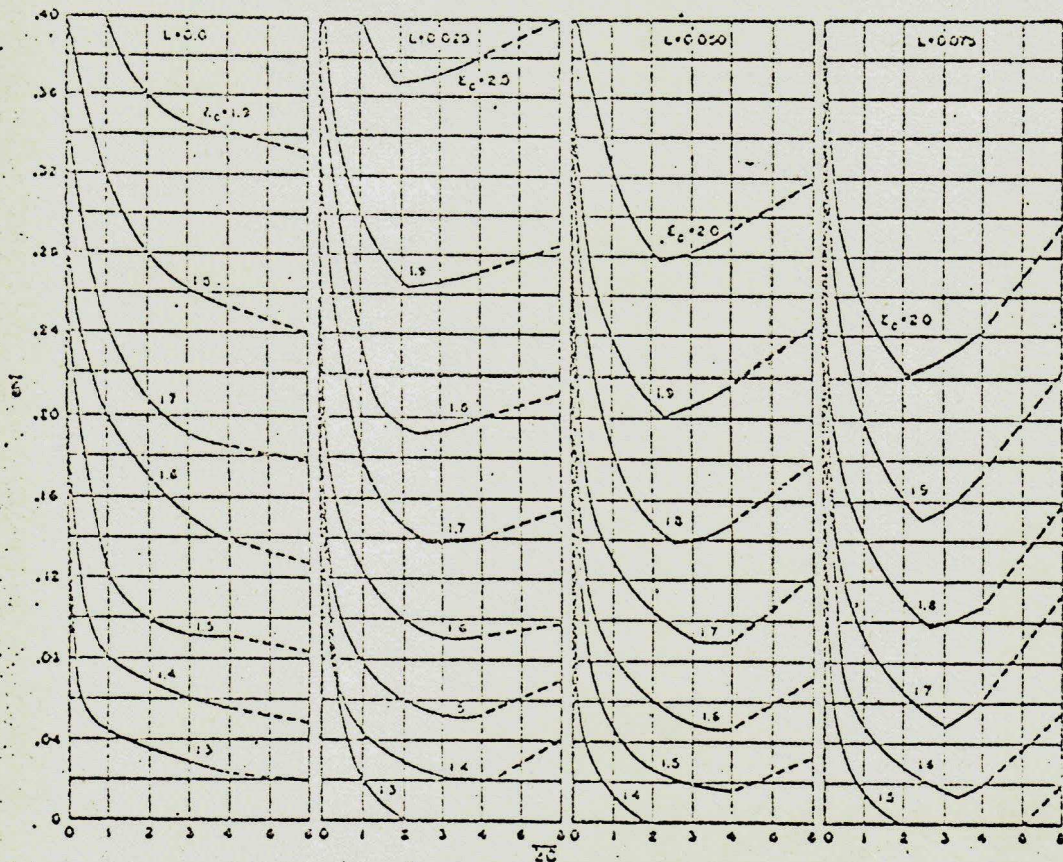


Fig. 7.4.d. - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}

UNIVERSIDADE FEDERAL DA PARAÍBA
 Pró-Reitoria Para Assuntos do Interior
 Coordenação Setorial de Pós-Graduação
 Rua Aprígio Veloso, 882 - Tel (083) 321 7222-R 355
 58.100 - Campina Grande - Paraíba



(e) $\bar{E} = 3$

Fig. 7.4.e - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}

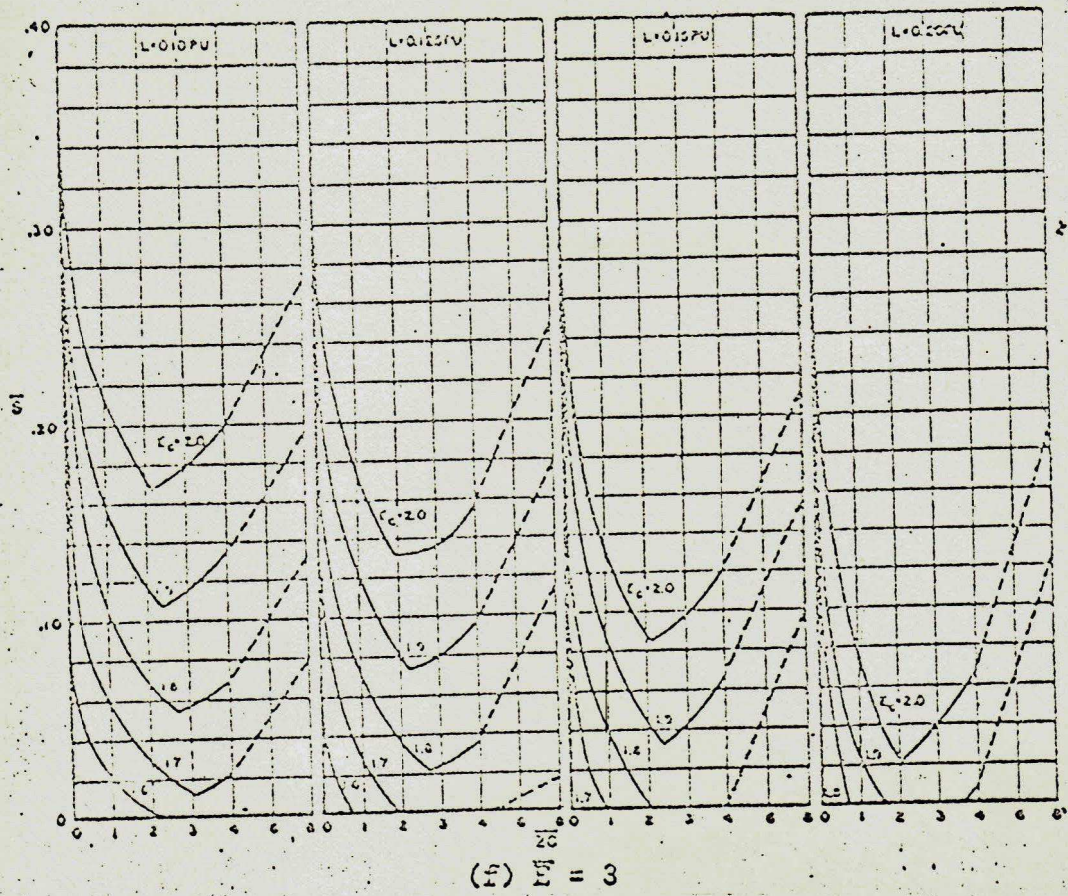


Fig. 7.4.f - Determinação de E_c em função de \bar{S} , \bar{L} e \bar{ZC}

Separation Distances

Input Voltage Limit, 2

V _o	V _i	2				3				4				No Limit			
		10				10				10				10			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
0.00	0.00	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.05	0.05	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.10	0.10	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.15	0.15	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.20	0.20	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.25	0.25	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.30	0.30	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.35	0.35	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.40	0.40	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.45	0.45	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.50	0.50	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.55	0.55	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.60	0.60	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.65	0.65	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.70	0.70	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.75	0.75	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.80	0.80	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.85	0.85	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.90	0.90	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
0.95	0.95	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065
1.00	1.00	0.001	0.001	0.003	0.005	0.010	0.015	0.020	0.025	0.030	0.035	0.040	0.045	0.050	0.055	0.060	0.065

7.4 - Check da Determinação da Distã1 - Dados:

- I - tensão do sistema - 230 KV
- II - tensão nominal do para-raio - 182 KV
- III - BIL do transformador - 825 KV
- IV - nível do isolamento da linha - 1750 KV
- V - taxa de aumento - 500 KV/ μ s
- VI - comprimento ligações - L - 35 pē
- VII - impedância de surto da linha - 500 Ω

2 - Quantidades Tabeladas:

- VIII - tensão de descarga do para-raio para a corrente de 10.000 A - 520 KV
- IX - capacitância de surto - 3000 μ pf

3 - Cálculo Valores Base:

- X - tensão dinâmica, $E_d = 0,816 \times (I) = 188$ KV
- XI - tensão base - $E_b = (VIII) + (X) = 708$ KV
- XII - tempo base - $T = (XI)/(V) = 1,416$ μ seg
- XIII - distância base - $D = 1000 \times (XII) = 1416$ pē

4 - Utilização dos Valores

$$\bar{L} = \frac{(VI)}{(XIII)} = 0,25$$

$$\bar{E}_c = \frac{1,15 \times (III) + (X)}{(XI)} = 1,61$$

$$E = \frac{1,2 \times (IV) + (X)}{(XI)} = 3,24$$

$$\overline{ZC} = \frac{(IX) \times (VII)}{(XII)} \times 10^{-6} = 1,06$$

5 - Cálculo da Distância:

Da figura 7.4 tem-se \overline{S} correspondente a:

$$\overline{E} = 3,24$$

$$\overline{E}_c = 1,61$$

$$\overline{L} = 0,025$$

$$\overline{ZC} = 1,06$$

Usando a curva sem limite uma vez que $E > 3$ tem-se

$$\overline{S} = 0,13$$

6 - Considerando os valores aproximados da Tabela II:

$$\overline{L} = 0,00$$

$$\overline{S} = 0,15$$

$$\overline{ZC} = 1$$

$$\overline{E} = 5$$

$$t_c = 1,80$$

$$\overline{L} = 0,05$$

$$\overline{S} = 0,15$$

$$\overline{ZC} = 1$$

$$\overline{E} = 5$$

$$t_c = 1,98$$

Para $\overline{L} = 0,025$

$$\overline{t}_c = 1,89$$

Uma vez que:

$$\overline{\Delta L} - \overline{\Delta t}_c$$

$$0,05 - 0,18$$

$$0,025 - \overline{\Delta t}_c$$

$$\Delta t_c = \frac{0,025 \times 0,18}{0,05} = 0,09$$

$$\bar{t}_c \text{ para } L = 0,025 = 1,80 + 0,09 = 1,89$$

7 - XIV - Tempo de Crista:

$$(XII) \times \bar{t}_c = 1,67 \mu\text{seg}$$

Uma vez que \bar{t}_c é menor do que $3 \mu\text{s}$ a distância pode ser calculada como:

8 - Distância de Separação

$$S = \bar{S} \times (XIII) = 184 \text{ p\AA}$$

9 - No caso de \bar{t}_c maior que $3 \mu\text{s}$ calcula-se um novo \bar{E}_c :

$$\bar{E}_c = \frac{(III) + (X)}{(XI)}$$

E em seguida entra-se na figura 7.4 com valores \bar{L} , \bar{E} e \bar{ZC} para determinar o valor \bar{S} .

10 - Finalmente a distância é dada por - 8

CONCLUSÃO

Este trabalho visará trazer para engenheiros de potência, métodos de aplicação da coordenação de isolamento para um sistema elétrico de energia.

Tais métodos e técnicas são baseados no que se pode extrair do avanço da tecnologia de isolamento, até o presente.

Além disso despertará o interesse daqueles que estavam despercebidos a existência e a necessidade da coordenação de isolamento.

Considero tal assunto a base principal, ou melhor, o órgão fundamental controlador do setor de potência.

Sua utilização adequada nos leva a uma proteção segura e eficiente.

Na aplicação adequada de métodos vemos que a coordenação de isolamento traz projetos mais baratos e de possibilidades nulas para outages (desligamento do sistema decorrente de qualquer problema).

Pode-se observar que os componentes de um sistema tornam-se mais simples e que suas estruturas são menores do que um sistema não coordenado.

A descrição das técnicas e processos de aplicação baseada em experiência de outros sistemas são gerais para qualquer sistema, desde que se faça uma adaptação.

Baseado como veremos, em testes realizados em laboratórios, pode-se coordenar um sistema uma vez que a faixa de pesquisa comumente é ampla.

Para tudo isto é necessário que cada um de nós procure adaptar os métodos e resultados já empregados em vários siste

mas.

Isto, quando não se dispõe de meios para estudo do sistema miniatura, a fim de levantar as características adequadamente e ainda de um laboratório para estudo das características dos componentes de um sistema.

Como resultado do trabalho nós podemos tirar a conclusão que a Coordenação de Isolamento traz para um sistema de potência.

Esta pode ser resumida em três, a saber:

- a) garante um melhor funcionamento ao sistema
- b) apresenta proteção adequada ao sistema
- c) representa economia para o sistema.

APÊNDICE C

REFERÊNCIAS

1. Elements of Power System Analysis
William D. Stevenson Jr.
2. A Avaliação das Características de Para-Raios
Walfredo Schmidt
Revista - Mundo Elétrico - Março - 1968
3. Aterramento dos Sistemas Industriais
Engº Artur Barros
Revista - Engº Moderno - Abril - 1966
4. Travelling Waves on Transmission Systems
L.V. Bewley
5. New Trends Insulation Coordination
Application of New IEC Specification
Asea Journal - 1971 - Vol. 44 - Nº 5
6. Coordenação dos Isolamentos e Aplicação de Para-Raios
Engº A.M. Correia
Artigo - Seção Engenharia Aplicada
General Electric S.A.
7. Níveis de Isolamento em Sistemas de Alta Tensão
Engº Francisco A. Sabato
Revista - Maio-Junho - 1965
Departamento Eletrotécnica de La Plata
8. Insulation Coordination
Electrical Transmission and Distribution - Reference Book
Westinghouse Electric Corporation

9. Como Selecionar Para-Raios para Sistemas Subterrâneos.
Engº Walfredo Schmidt
Revista - Engenharia - Junho - 1968
10. Basic Parameters in Determining the Insulation
Requirements of Transmission Lines
J.M. Clayton
AIEE - Agosto - 1962
11. Over-Voltage Protection of Substations
Lecture - 38
M. Darveniza
University of Queensland
12. Field Measurement of Switching Surges on Unterminated
345 KV Transmission Lines
A.J. McElroy, W.S. Price, H.M. Smith, D.F. Sjamkle
IEEE - Vol. 2 - Agosto - 1963
13. Field Measurement of 345 KV Lightning Arrester Switching
Surge Performance
W.S. Price, A.J. McElroy, H.M. Smith, D.F. Shankle
IEEE - Vol. 2 - Agosto - 1963
14. Simplified Method for Determining Permissible Separation
Between Arresters and Transformers
AIEE - Working Group of the Lightning Protective
Devices Subcommittee
15. The Lightning Protection of Distribution Transformers
M. Darveniza, B.E. Ph.D.,
T.M. Parnell, B.Sc. B.E. Ph.D

16. Service Performance of Distribution Lightning Arresters
and Transformers
M. Daryeniza, B.E., Ph.D
D.R. Mercer, M.E.
17. Switching Impulse Test Techniques
G. Carrara, M. Tellarini
18. Technical Committes - Nº 28
Insulation Coordination
IEC Publication - 71 -5^a Edição
19. Proposals Re Subjects to be Dealt with in the Application
Guide to Publication - 71 in the range of $U_m > 245$ KV
20. Philosophy of Testing Specification
J.S. Cliff
21. Insulation levels for UHV Systems
L. Paris
ENEL
Rome - Italy
22. Testing Equipment for Megavolt Systems
D.J. Evans
23. Switching Surge tests on Simulated and Full Scale EHV
Tower Insulator Systems
A.W. Atwood, A.R. Hileman, J.W. Skooglund
IEEE - Abril - 1965

24. Fundamentals for the Determination of EHV
Switching - Surge Ratings
G.E. Hertig
IEEE - Março - 1965
25. Insulation Coordination in APS 500KV Stations
Andrew R. Hileman, William C. Guyker, Ralph W. Powell,
William A. Richter, Joseph M.
IEEE - Junho - 1967
26. Tennessee Valley Authority's 500 KV System
System Plans and Considerations
F. Chambers, O.S.C. Hammer, L. Edwards
IEEE - Janeiro - 1966
27. Tennessee Valley Authority's 500 KV System
Transmission Line Design
A.C.P. Fitzner, G.M. Wilhote
IEEE - Janeiro - 1966
28. Tennessee Valley Authority's 500 KV System
Step Down Substation Design
R.M. Milton, H.H. Leech, R.C. St. Clair
IEEE - Janeiro - 1966
29. Station Insulation Coordination 765 KV
James D.M. Phelps, P.S. Pugh, James E. Beehier
IEEE - Setembro - 1969
30. How The Results of Dielectric Tests on External Insulation
in Natural Conditions
May be Predicted from Indoor Laboratory Test Results
G. Carrara, C. Malacuti, M. Shorzini

31. 500 KV Line Design I.
Insulation Characteristics of Towers
IEEE - Setembro - 1967
32. Monte Carlo Determination of the Frequency of Lightning
Strokes and Shielding Failures on Transmission Lines
J.R. Curie, Liew Ah Choy, M. Darveniza
33. Monte Carlo Simulation of the Lightning Performance of
Overhead Shielding Networks of High Voltage Stations
M.A. Sargent
34. Switching Surge and Impulse Sparkover Characteristics of
Large Gap Spacings and Long Insulators Strings
T. Udo
IEEE - Abril - 1965