

UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS - UNICAMP

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

Este exemplar corresponde à redação final da tese defendida por Manoel Eduardo Miranda Negrisoli e aprovada pela Comissão Julgadora em 09/06/1989.

*Yoshiaki Doi
07/07/89*

MÉTODO DE CÁLCULO DE ISOLAMENTO DE TORRES DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA FACE AO RISCO DESEJADO PARA SURTO DE MANOBRA

Tese apresentada por
Manoel Eduardo M. Negrisoli, para
obtenção do grau de Doutor em En
nharia Elétrica, área de Automação

Orientador: Prof. Yoshiaki Doi
Junho 1989

DEPARTAMENTO DE MÁQUINAS, COMPONENTES E SISTEMAS INTELIGENTES

UNICAMP
BIBLIOTECA CENTRAL

DEDICO ESTE TRABALHO A MINHA ESPOSA
E FILHOS.

Manoel Eduardo M. Negrison

AGRADECIMENTOS

À Faculdade de Engenharia Elétrica - UNICAMP que me possibilitou a oportunidade de obtenção do Título.

Ao Professor Ioshiaki Doi, pela orientação deste trabalho.

Aos componentes da banca examinadora José Carlos de Oliveira, José Pissolato Filho, Nelson Henrique Costa Santiago e Renato de Aquino Faria Nunes, que me honraram com suas participações e sugestões.

Aos Professores Antonio Eduardo Hermeto, Márcio Antonio Curi e Rubens Dario Fuchs pelas discussões e incentivo dado.

À Escola Federal de Engenharia de Itajubá - EFEI, pelo apoio recebido.

A Main Engenharia SA através dos Engenheiros Antonio A. Santos Cardoso, Luis Antonio Solis Espinosa e Naim Kaba Filho.

A CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior pelo auxílio de viagem dado.

R E S U M O

O dimensionamento das distâncias elétricas de isolamento de linhas de transmissão de energia, é feito em função dos níveis de isolamento desejado para os vários tipos de solicitações elétricas e mecânicas a que estarão submetidas. Quanto maior a tensão de transmissão maior é a predominância relativa às solicitações de surtos de manobra.

No presente trabalho é dimensionado o isolamento de uma torre de transmissão de energia elétrica em função do risco de falha total desejado, face aos surtos de manobra, considerando-se a probabilidade estatística de ocorrência de condições atmosféricas (pressão, temperatura, umidade e velocidade dos ventos), distribuição estatística dos valores dos surtos de manobra nas três fases, gaps compostos de uma torre, torres em paralelo e o balanço parcial das cadeias de isoladores de toda a linha.

Inicialmente o dimensionamento das distâncias elétricas de isolamento, é feito pelas expressões convencionais de cálculo para todos os tipos de solicitações elétricas. Com este projeto básico, é calculado o risco de falha, considerando-se as condições atmosféricas ambientais no trajeto da linha de transmissão.

Sendo este risco de falha, maior que o previamente estipulado, realimenta-se o projeto inicial de isolamento, aumentando-se a distância onde o risco de falha for maior e assim iterativamente.

O método apresentado, possibilita o dimensionamento das torres, da forma mais compacta possível, reduzindo suas dimensões e por consequência seu peso e custo, em função do risco que se deseja, evitando-se isolamentos exagerados por falta de recursos de cálculo e do perfeito conhecimento das condições ambientais ao longo da linha.

Para que o projeto seja completado, necessita-se ainda do posicionamento dos cabos de blindagem contra descargas elétricas atmosféricas e a avaliação do desempenho neste caso. As dimensões da torre, principalmente a cadeia de isoladores, podem ser alteradas em função deste efeito, caso não se consiga, o desempenho desejado através do posicionamento dos cabos guarda, em termos do ângulo de blindagem e acoplamento magnético com os condutores fase.

A B S T R A C T

The cost of an electrical transmission line depends greatly on the cost of its towers, which in turn are priced according to their dimensions and weight. These factors are greatly influenced by the insulation and particularly by the dimensions of the air - gaps . Large air - gaps have lower risks-of-failure when submitted to a given electrical stress than smaller ones . But there is a price to pay for the added safety in the form of higher prices.

The purpose of this work is to present a method which permits an optimized design of the transmission towers insulating structures for a specified risk-of-failure, under different types of electrical stresses to which they might be submitted, considering statistical probabilities of unfavorable atmospheric conditions (pressure, temperature, humidity and wind speeds), amplitudes of voltage surges and its distribution along the line, as well as the number of parallel tower gaps and insulator swings.

Conventional design methods are used for a preliminary design based on all the types of overvoltage stresses and its risk of failure is calculated, considering the existing atmospheric conditions along the line route. If the calculated risk-of-failure does not comply to the specified one, adjustments are made on the gap distances of the original design which presented highest risk and new values for the whole structure are calculated. New comparisons may indicate the necessity of new adjustments, which are made. This procedure is repeated until the design can be considered satisfactory and its risk-of-failure complies with the specified one.

To complete the tower insulation coordination project, a evaluation of lightning impulse performance, should be made. The tower dimensions might be changed, mainly with the aspects to insulators strings, if satisfactory performance is not achieved by the shielding cable position, with respect to the shielding angle and mutual coupling with phase cables.

Í N D I C E

CAPÍTULO 1- INTRODUÇÃO GERAL (1/6)

1.1. Evolução Histórica	1
1.2. Dimensionamento dos Isolamentos de uma Torre de Linha de Transmissão	3
1.3. Estrutura da Tese	5
1.4. Considerações Finais	6

CAPÍTULO 2- NATUREZA ESTATÍSTICA DAS SOBRETENSÕES E SUPORTABILIDADE DAS ISOLAÇÕES (1/22)

2.1. Tipos de Solicitações de Tensão	1
2.2. Comportamento Estatístico das Sobretensões	6
2.3. Suportabilidade das Isolações	10
2.4. Método Convencional da Coordenação de Isolamento	13
2.5. Método Estatístico Aplicado à Coordenação de Isolamentos	16
2.6. Método Estatístico Simplificado	17
2.7. Risco de Falha para Gaps em Paralelo	21

CAPÍTULO 3- DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO DE AR (1/25)

3.1. Introdução	1
3.2. Mecanismos de Descargas no Ar	3
3.3. Suportabilidade à Sobretensões de Manobra	7
3.4. Suportabilidade à Impulsos Atmosféricos	17
3.5. Suportabilidade à Freqüência Industrial	18
3.6. Espaçamento Fase - Fase	22
3.7. Considerações Gerais	25

CAPÍTULO 4- INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS SOBRE A SUPORTABILIDADE DIELÉTRICA DOS ISOLAMENTOS EXTERNOS (1/6)

4.1. Introdução	1
4.2. Considerações Gerais	1
4.3. Análise da Influência das Condições Atmosféricas	4
4.4. Determinação dos Expoentes M e W	5
4.5. Aplicação no Dimensionamento	6

CAPÍTULO 5-	DESEMPENHO DAS LINHAS DE TRANSMISSÃO PERANTE SURTOS DE MANOBRA (1/12)	
5.1.	Introdução	1
5.2.	Distribuição dos Ângulos de Balanço das Cadeias Devido à Ação do Vento	3
5.3.	Desempenho Elétrico do Isolamento	9
CAPÍTULO 6-	ROTEIRO PARA CÁLCULO DA ESTRUTURA DE UMA TORRE DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DO RISCO DESEJADO (1/33)	
6.1.	Dados Necessários	1
6.2.	Dimensionamento Básico de uma Torre de Transmissão de Energia Elétrica	9
6.3.	Avaliação do Risco de Falha	18
6.4.	Comparação com o Risco Desejado	29
6.5.	Subrotina para o Cálculo Digital do Risco de Falha	31
CAPÍTULO 7-	RESULTADOS (1/22)	
7.1.	Comentários	1
7.2.	Casos Teste Analisados	4
CAPÍTULO 8-	CONCLUSÕES (1/13)	
8.1.	Considerações Gerais	1
8.2.	Análise quanto a Tensão de Operação (casos I e II).	1
8.3.	Análise quanto ao Risco Desejado (casos I e III)	2
8.4.	Análise quanto ao Número de Torres de Linha (casos II e IV)	3
8.5.	Análise quanto à Sobretensão Crítica (casos IV e V)	4
8.6.	Análise quanto ao Desvio da Sobretensão de Manobra (casos V e VI)	6
8.7.	Análise quanto ao Balanço Parcial das Cadeias de Isoladores (casos IV e VII)	7
8.8.	Análise quanto ao Número de Torres com Cadeias em Balanço Parcial (casos VII e VIII)	8
8.9.	Análise Comparativa com Projeto de Torre Existente com Cadeia Central de Isoladores em I	9
8.10.	Análise Comparativa com Projeto de Torre Existente com Cadeia Central de Isoladores em V	10
8.11.	Conclusões Finais	12

APÊNDICE I- PROGRAMA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA TORRE DE TRANSMISSÃO
DE ENERGIA ELÉTRICA (1/17)

BIBLIOGRAFIA (1/3)

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO GERAL

1.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA

O início do conhecimento da eletricidade remonta do século III D.C. quando os chineses já usavam a bússola para orientar provavelmente, viagens através do Oceano Índico, embora as observações específicas sobre o âmbar e a pedra magnética só tenham sido feitas por Roger Bacon no século XIII.

Roger Bacon, como personalidade, deixou antever o tipo brilhante do homem da Renascença inicial, o filósofo natural que pesquisava em todos os campos do conhecimento humano que insistiu em contestar velhas hipóteses através da experimentação prática, com os meios de que dispunha na época, fazendo estremecer os conceitos de sabedoria acumulados em séculos.

As observações de Bacon em torno do âmbar e da pedra magnética foram de natureza superficial tendo sido mais apurados pelo filósofo e engenheiro do exército de Carlos I de Anjou, Pedro Peregrino alguns anos mais tarde, originando assim o estudo do magnetismo.

Passados três séculos sem maiores descobertas, Jerone Cardan (1576) forneceu uma explicação entre as forças atrativas do âmbar e da pedra magnética.

No século seguinte (1600) o médico da rainha Elizabeth, William Gilbert, publicou um trabalho sobre o magnetismo e as propriedades magnéticas do âmbar formulando a propriedade magnética da terra, explicando assim a orientação norte e sul das bússolas.

Gilbert encontrou muitas substâncias de comportamento semelhante ao do âmbar ao serem esfregadas, nos fornecendo o conceito de força elétrica, inventando posteriormente um aparelho "versorium" que estimava a força atrativa de uma substância esfregada.

Este século XVII, foi um período de extraordinário progresso científico também em outros campos do conhecimento, sucedendo-se descobertas fundamentais, tendo Isaac Newton dado grande contribuição com suas experiências em eletricidade.

No século seguinte em 1747, William Watson na Inglaterra, transmitiu uma carga elétrica de uma distância de mais de 3km, sendo assim a precursora da transmissão da energia elétrica atual.

Entretanto ainda não se dispunha de uma fonte de energia elétrica, o que aconteceu em 1796, quando Alessandro Volta descobriu a bateria, fonte de corrente contínua a qual era conhecida por "coluna Voltáica".

A descoberta posterior da indução, que possibilitou o desenvolvimento de motores e geradores de corrente alternada, se deu independentemente por Joseph Henry nos Estados Unidos e Michael Faraday na Inglaterra em 1828.

Em 1879, a aplicação da energia elétrica era somente para iluminação a arco, sendo que a grande transformação ocorreu da descoberta da lâmpada elétrica por Thomas Alva Edison (1847 - 1931) em 21 de outubro do mesmo ano.

Em 1882, Edison construiu a Central Elétrica de Pearl para distribuir energia elétrica iluminando a Pearl Street em Nova York.

Em 1884, se deu a invenção do transformador, o que possibilitou a transmissão de energia elétrica a maiores distâncias. As primeiras linhas foram:

1886 - linha monofásica com 29,5 km de extensão na Itália conduzindo 2700 HP para Roma

1888 - linha de 11 kV, trifásica, de 180 km na Alemanha

1891 - linha de 30 kV, transmitindo 100 CV a 175 km em Frankfurt na Alemanha.

A partir de então, a aplicação cada vez maior de energia elétrica, exigia a construção de usinas para a sua produção nos locais onde houvessem os recursos naturais, tais como recursos hidráulicos, sendo necessário o transporte de quantidades cada vez maiores desta energia a distância também maiores.

Em 1903 a tensão transmitida era de 60 kV, passando para 110 kV em 1910, 150 kV em 1913, 230 kV em 1922 e 287 kV em 1936.

Estes níveis de tensão só foram suplantados em 1950 com a construção de uma linha de 1000 km em 400 kV. Em 1964 iniciou-se o projeto e construção de uma linha de 735 kV no Canadá.

No Brasil, a primeira linha de transmissão de que se tem notícia foi construída em 1883, na cidade de Diamantina em Minas Gerais. Em 1901 foram construídas as primeiras linhas de 40 kV com a entrada em serviço da Central Elétrica de Santana do Parnaíba.

Em 1914, a energização da Usina Hidrelétrica de Itapararanga introduziu a tensão de 88 kV.

Em 1945 foi construída a primeira linha de 230 kV com um comprimento de 330 km interligando a Rio Light e a São Paulo Light.

Atualmente a nossa maior tensão de transmissão é a ligação da usina de Itaipu à Subestação de São Roque-SP em 765 kV em corrente alternada e 600 kV em corrente contínua.

1.2 DIMENSIONAMENTO DOS ISOLAMENTOS DE UMA TORRE DE LINHA DE TRANSMISSÃO

A elevação dos níveis de tensão de transmissão, trouxe uma preocupação adicional aos projetos de isolamento de torres de transmissão de energia elétrica. Até então os projetos de isolamento, consideravam apenas as solicitações de tensão à frequência industrial e as sobretensões devidas as descargas atmosféricas.

Com o crescimento da tensão de transmissão, o esforço elétrico provocado no isolamento é mais crítico para o caso das sobretensões de manobra. A amplitude destas sobretensões, se deve a energia armazenada nas capacitâncias das linhas de transmissão, que são diretamente proporcionais a geometria e ao quadrado da tensão de transmissão. Portanto com o aumento da tensão de transmissão, têm-se estruturas maiores, logo maiores picos de sobretensões gerados nestas linhas de transmissão.

A duração deste tipo de sobretensão é bem superior a das sobretensões atmosféricas, aumentando-se assim o esforço elétrico ao isolamento, provocando um maior número de desligamentos em linhas de transmissão de tensões elevadas, principalmente acima de 300 kV, dimensionadas inadequadamente para suportar os esforços elétricos provocados pelas sobretensões de manobra.

As sobretensões de manobra causadas nas linhas de transmissão, são de origem estatística, sendo sua amplitude e forma de onda, variáveis principalmente em função do ângulo de abertura e fechamento dos disjuntores da linha de transmissão, do sincronismo, velocidade de abertura e processo de extinção do arco voltáico dos três pólos do disjuntor e do estado de energia das capacitâncias e indutâncias da linha de transmissão no instante do chaveamento.

O estudo dos valores destas sobretensões de manobra é feito por analisadores de transitórios de circuitos (TNA) ou programas digitais de cálculo de transitórios eletromagnéticos em sistemas elétricos (EMTP).

A partir destes estudos, obtêm-se o valor denominado de sobretensão estatística de manobra, cuja probabilidade de ser excedido é de 2%, definindo-se assim o esforço elétrico utilizado no dimensionamento dos isolamentos como sendo de 1,1 a 1,3 vezes o valor desta sobretensão estatística de manobra.

Os projetos de isolamento de torres de transmissão de energia elétrica, são efetuados, considerando-se os esforços elétricos causados por descargas atmosféricas, chaveamentos e as devidas à fre

qüência industrial, além do grau de poluição sobre as cadeias de isoladores, efeito pelicular e a ocorrência de corona nos condutores da linha de transmissão. O dimensionamento é feito baseado nas suportabilidades dos isolamentos frente a cada uma destas solicitações.

Na prática, o dimensionamento dos isolamentos frente as sobretensões de manobra, é feito considerando-se as ocorrências simultâneas do máximo valor de esforço elétrico, da mínima probabilidade do isolamento ocasionada pela combinação de condições atmosféricas de pressão, temperatura e umidade absoluta e das menores distâncias de gap provocadas pela aproximação dos condutores da linha de transmissão pelo balanço das cadeias de isoladores.

Como a combinação simultânea destes eventos, tem baixíssima probabilidade de ocorrência, os isolamentos assim projetados, acabam sendo superdimensionados.

Apesar da importância destas considerações no dimensionamento das torres de transmissão, não há estudos a este respeito. Os trabalhos existentes analisam separadamente a influência das condições atmosféricas na suportabilidade dos gaps.

Propõe-se neste trabalho, o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo, para o dimensionamento de distâncias elétricas de isolamento, de uma torre de transmissão face ao risco desejado de falha para surtos de manobra, que leva em consideração a combinação dos eventos e seu efeito no dimensionamento final.

Para o desenvolvimento desta metodologia, será levada em consideração, a distribuição estatística dos valores das sobretensões de manobra, a frequência de ocorrência de condições atmosféricas, a frequência de ocorrência dos ventos, o balanço parcial das cadeias de isoladores, as quais afetam a suportabilidade dos isolamentos apreciavelmente.

Esta sendo considerada, no método de cálculo apresentado, a pressão unidirecional dos ventos sobre a cadeia de isoladores. A atenuação dos surtos de manobra pelo efeito corona, por falta de recursos técnicos de representação correta deste efeito, de comportamento físico não linear, não está sendo apreciada, entretanto a sua consideração levaria a resultados mais conservativos.

Para este estudo, será desenvolvido um programa digital de cálculo, que inicia-se por um dimensionamento prévio da torre, levando-se em consideração os esforços elétricos provocados pela tensão de frequência industrial, sobretensão atmosférica e sobretensão estatística de manobra.

Toma-se como base, um risco de falha desejado para a linha de transmissão face aos surtos de manobra, que deve ser indicado por estudos de confiabilidade de sistemas elétricos. Se a torre previamente dimensionada, não atender ao risco desejado, para o ambiente onde foi instalada, processa-se o redimensionamento, alterando-se o parâmetro mais crítico, até atingir o risco desejado de forma iterativa.

Para analisar a eficiência da metodologia, a mesma é aplicada no dimensionamento de torres típicas para a classe de 500 kV, variando-se parâmetros importantes para a análise de sua influência no dimensionamento final da torre.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho foi dividido, de forma progressiva, nos seguintes capítulos:

- No primeiro capítulo, faz-se uma rápida apresentação dos problemas de dimensionamento e o objetivo desta tese.
- No segundo capítulo deste trabalho, são apresentados os conceitos utilizados para a determinação dos riscos de falha e da natureza estatística das sobretensões de manobra, ferramentas fundamentais no desenvolvimento desta metodologia.
- No terceiro capítulo, são apresentados os modelos existentes de suportabilidades dos gaps frente aos diversos tipos de esforços elétricos; frequência industrial, surtos de manobra e surtos atmosféricos.
- No quarto capítulo, é analisada a influência das condições atmosféricas na suportabilidade dos gaps, necessária para a correção das distâncias calculadas no terceiro capítulo.
- No quinto capítulo, são dadas as conceituações sobre os riscos de falha e o ângulo de balanço das cadeias de isoladores.
- No sexto capítulo, mostra-se a estrutura de cálculo no desenvolvimento da metodologia, aplicada a duas configurações de torres de 500 kV.

- No sétimo capítulo, são apresentados os resultados obtidos pela aplicação da metodologia no dimensionamento das torres, baseados no risco de falha desejado.
- Finalmente no oitavo capítulo, são tiradas as conclusões em função dos resultados obtidos com a aplicação do método, através de programa digital de cálculo, anexado como apêndice a este trabalho.

1.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir deste estudo, pode-se dimensionar uma torre de transmissão de energia elétrica, considerando-se a influência de fatores muito importante tais como:

- o número de torres da linha
- a distribuição estatística das sobretensões de manobra
- a variação das condições ambientais
- o balanço parcial das cadeias de isoladores
- o risco de falha desejado para surtos de manobra.

O dimensionamento final das torres depende de todos estes fatores, sendo que não se pode considerar a mesma dimensão de torre para todos os casos.

Os sistemas de transmissão com maiores distâncias, terão isolamentos maiores, de modo a manter o risco de falha. As distâncias de isolamento poderão ser menores, se o risco desejado puder ser maior ou se o valor das sobretensões for reduzido.

CAPÍTULO II

NATUREZA ESTATÍSTICA DAS SOBRETENSÕES
E SUPORTABILIDADE DAS ISOLAÇÕES

2.1 TIPOS DE SOLICITAÇÕES DE TENSÃO

As solicitações de tensão a que estarão sujeitas os equipamentos e outras isolações durante sua operação são agrupadas em classes de acordo com a taxa de crescimento da tensão e do tempo da duração, a saber [7]:

- Solicitações de tensão à frequência normal de operação
- Solicitação de tensão temporárias
- Solicitação de tensão de frente lenta
- Solicitação de tensão de frente rápida
- Solicitação de tensão de frente de onda

Este método de dimensionamento das distâncias de isolamento, muito embora se refira a risco de falha por surto de frente lenta (manobra), também se leva em consideração a suportabilidade quanto aos outros tipos de esforços elétricos, atendendo aos níveis adotados por normas para cada classe de tensão.

2.1.1 TENSÃO À FREQUÊNCIA NOMINAL

É a solicitação de tensão às isolações de um sistema elétrico sob condições normais de operação, isto é, não exercendo a máxima tensão de operação dos equipamentos. Nesta aplicação são analisados os efeitos de poluição sobre as cadeias de isoladores das torres de transmissão.

2.1.2 SOBRETENSÕES TEMPORÁRIAS

Estas são sobretensões oscilatórias de relativa longa duração e ligeiramente ou não amortecida.

Estas sobretensões tem frequência de oscilação de algumas dezenas a centenas de Hertz e com duração máxima de cerca de 1 segundo.

O formato de onda desta sobretensão é o de uma tensão à frequência nominal podendo ser originadas pelos seguintes fenômenos:

- Energização ou religamento de linhas de transmissão e transformadores
- Rejeição de cargas
- Ferro-ressonância
- Curtos circuitos desequilibradas com contato à terra.

Estas sobretensões não são significativas para efeito de dimensionamento no trabalho, uma vez que a suportabilidade dos gaps, dimensionados por outros critérios, é bastante superior.

2.1.3 SOBRETENSÕES DE FRENTE LENTA (MANOBRA)

É uma sobretensão de relativa curta duração sendo altamente amortecida podendo ser superposta à tensão de frequência nominal.

Estas sobretensões tem duração entre algumas dezenas e milhares de microsegundos.

O formato padrão desta sobretensão é aquele do teste padrão para impulsos de manobra (250 x 2.500 μ s) [8].

As sobretensões de frente lenta são devidas principalmente à operações de manobra:

- energização de linhas de transmissão, cabos, transformadores reatores e barramentos
- reenergização ou religamento de alta velocidade de linhas de transmissão
- surto devido às tensões de restabelecimento de faltas em linhas ou cabos.

A distribuição estatística destas solicitações aos "gaps" das torres de transmissão é a que será utilizada em cada fase para e feitos dos cálculos dos riscos de falha.

2.1.4 SOBRETENSÕES DE FRENTE RÁPIDA (IMPULSO)

É uma sobretensão usualmente unidirecional e de muito curta duração, tendo duração de dezenas de microsegundos [7].

O formato padrão desta sobretensão é aquele dos testes de impulso atmosférico (1,2 x 50 μ s) [8].

A verificação do isolamento das torres perante a este tipo de sobretensão é feita pelo Nível Básico de Impulso recomendado [9].

2.1.5 SOBRETENSÕES DE FRENTE DE ONDA

É uma sobretensão com duração de frente de onda extremamente pequena, seguida por oscilações de tensão de várias frequências superpostas. A duração da frente de onda é de poucas dezenas de nanosegundos, e a frequência de oscilação das tensões é da ordem de

centenas de Megahertz.

O formato padrão desta sobretensão é o mesmo dos testes de frente de onda de impulso.

Estas sobretensões ocorrem geralmente dentro ou próximo a subestações blindadas isoladas a gás, devido a reenergização de equipamentos de manobra ou faltas internas à subestação.

Os esforços elétricos provocados por estas sobretensões podem ser danosos, mesmo sendo seu valor de crista menor que o necessário para enquadrá-lo na condição de esforço de tensão. Devido a sua curtíssima duração entretanto, o termo sobretensão [7] é sempre utilizado.

As magnitudes típicas das sobretensões de longa duração em 60 Hz, bem como o fenômeno que as originou e sua duração são mostradas na tabela 2.1 [2].

A tabela 2.2 apresenta a magnitude das sobretensões de manobra fase terra para diferentes tipos de chaveamentos no início e fim de linha e os correspondentes desvios padrões destes eventos. [2]

TABELA 2.1-SUMÁRIO DAS SOBRETENSÕES DE LONGA DURAÇÃO
60Hz [2]

EM

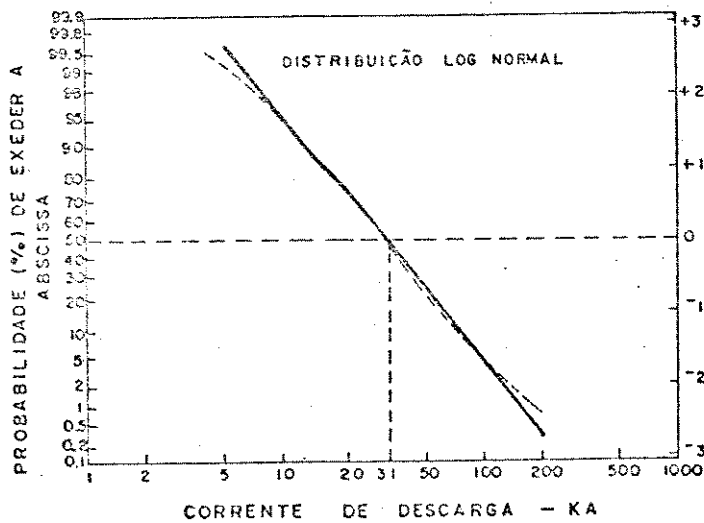
TIPO DE SOBRETENSÃO	SISTEMAS ONDE O PROBLEMA É MAIS COMUM	DURAÇÃO	MÓDULO
Energização de linhas de transmissão e transformador	EAT & AT	2 a 20 ou 30 ciclos	1,1 a 1,5 p.u.
Rejeição de carga	EAT & AT	0,5 a 2,0 segundos	1,1 a 2,0 p.u.
Ferro-ressonâncias	EAT	Poucos ciclos ou mais do disparo do disjuntor	1,0 a 2,5 p.u.
Ferro-ressonâncias	Subtransmissão e Distribuição	Função da falha do equipamento	1,3 a 2,5 p.u.
Faltas fase-terra	EAT & AT	2,0 a 5,0 ciclos	1,1 a 1,3 p.u.
Faltas fase-terra	Subtransmissão e Distribuição	3,0 a 20,0 ciclos	1,1 a 2,0 p.u.
Condutores abertos	Subtransmissão e Distribuição	Poucos ciclos até continuamente	1,2 a 2,0 p.u.

TABELA 2.2- SOBRETENSÕES DE MANOBRA

VALORES MÁXIMOS FASE-TERRA PARA DIFERENTES TIPOS DE MANOBRA [2]

TIPO DE MANOBRA	SEM EQUIP. ESP.		$\sigma\%$	COM RESISTOR (300 a 600 Ω)		COM SICRONIZAÇÃO SEM RESISTOR
	INÍCIO LT	FIM LT		VALOR	$\sigma\%$	
Energização de LT	1,5 a 2,5	2,0 a 3,0	15 a 20	1,3 a 2,2	4 a 8	1,45 a 1,7
Religamento tripolar	2 a 3	3 a 5	10 a 25	1,2 a 2,5	-	1,3 a 1,6
Religamento monopolar	< 2,0	1,8 a 3,25	-	< 2,3	-	-
Eliminação de curto circuito	< 2,0	< 2,5	-	1,5	-	-
Rejeição de carga	1,25 a 1,75	1,5 a 2,0	-	1,5	-	-
Energização de transformadores	1,2 a 1,5		-	1,2 a 1,5	-	-
Aberturas de cargas indutivas	2,5		-	1,3 a 1,5	-	-
Manobra c/ capacitores	1,3 a 3,0	2,0 a 3,5	-	-	-	-

Os surtos atmosféricos e de manobra, tem natureza estatística. O valor da sobretensão de manobra depende basicamente do instante em que é efetuado o chaveamento, sendo então considerada uma variável aleatória. O valor do surto atmosférico depende da intensidade da corrente de raio, altura da nuvem em relação ao solo e das condições ambientais.



I = corrente de raio [kA]

P = probabilidade da intensidade da corrente de raio exceder I

$$P = \frac{100\%}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2,6}}$$

Figura 2.1- Distribuição de probabilidades cumulativas de intensidades de correntes de descarga para im pulsos atmosféricos negativos

Na figura 2.1 pode-se ver uma distribuição de correntes de descargas atmosféricas apresentado em [32].

Os valores das intensidades dos surtos de manobra podem ser representados por uma distribuição equivalente a uma curva normal (curva de Gauss).

Estes valores podem ser obtidos através de um TNA (Transient Network Analyser) que é um analisador analógico ou através de programas digitais (EMTP, PTI, BPA). Por qualquer meio deve ser gerada aleatoriamente uma distribuição de surtos para vários tipos de chaveamento.

O sistema é simulado com todos os requintes julgados necessários a uma boa precisão, com o estabelecimento a priori de uma faixa de dispersão para o fechamento não sincronizado dos polos do disjuntor que deverá realizar a manobra e efetuar, por exemplo uma energização de linha tantas vezes quanto necessário ou conveniente.

Obtem-se deste modo a curva de probabilidade das solicitações dielétricas, tratando-se estatisticamente os n valores de sobretensões obtidos através de cálculos. Ordenando estes dados pode-se traçar uma curva de probabilidade (fig 2.2) e interpolar para que se possa obter uma curva realmente gaussiana, obtendo-se o valor médio das solicitações ($V_{50\%}$) e o desvio padrão (σ_s) correspondente.

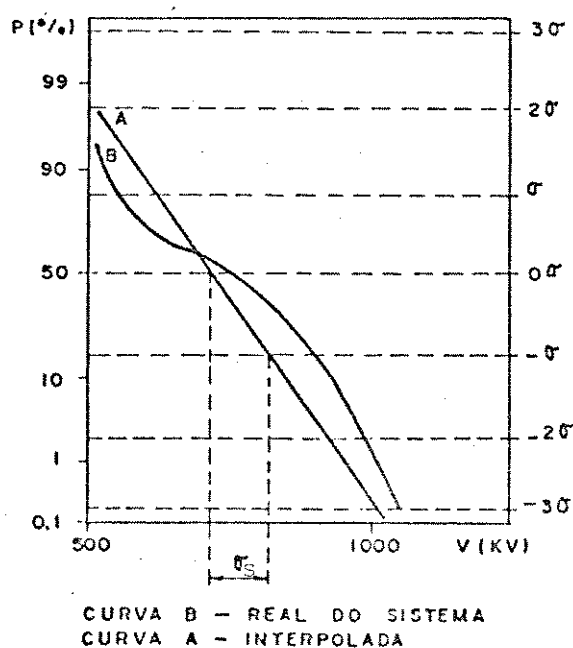


Figura 2.2 - Curva de probabilidade

$$V_{50\%} = \bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^n v_i}{n} \quad (\text{valor m\u00e9dio})$$

$$\sigma_S = \left[\frac{\sum_{i=1}^n (v_i - V_{50\%})^2}{n} \right]^{1/2} \quad (\text{desvio padr\u00e3o})$$

A fun\u00e7\u00e3o densidade de probabilidade \u00e9 expressa por:

$$f(v) = \frac{1}{\sigma_S \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{(v - V_{50\%})}{\sigma_S} \right]^2} \quad (2.1)$$

Conhecidos o valor m\u00e9dio ($V_{50\%}$) e o desvio padr\u00e3o (σ_S) de um n\u00famero de solicita\u00e7\u00f5es, pode-se obter qualquer outro valor a partir da tabela de probabilidade para curva normalizada, com a utiliza\u00e7\u00e3o da vari\u00e1vel reduzida Z . (fig. 2.3)

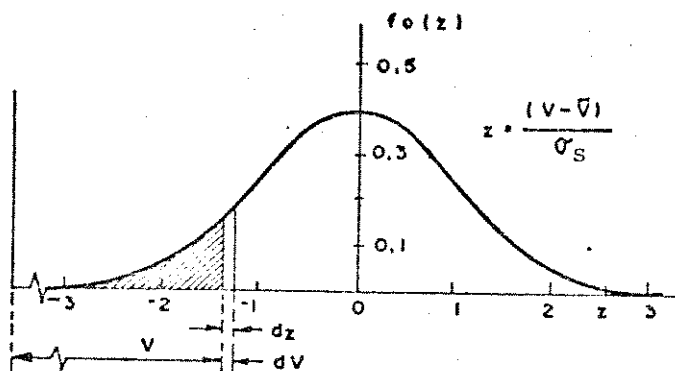


Figura 2.3 - Fun\u00e7\u00e3o densidade de probabilidade

$$z = \frac{v_i - V_{50\%}}{\sigma_S}$$

A função densidade de probabilidade passa a ser expressa na forma reduzida:

$$f(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} z^2}$$

A probabilidade de uma solicitação v ter valores entre v_1 e $v_1 + dv$, é expressa por $f(v).dv$.

A probabilidade de uma solicitação ter valor menor ou igual a v_1 , transformada em termos de unidade reduzida z_1 é:

$$F(z_1) = \int_{-\infty}^{z_1} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2} z^2} dz = P \{ Z < Z_1 \} \quad (2.2)$$

Dos vários valores a serem obtidos desta curva de Gauss, alguns tem valores importantes para este estudo. Por exemplo o valor cuja sobretensão tem apenas 2% (dois por cento) de probabilidade de ser excedido, é um valor tomado como básico para se referenciar a suportabilidade dos isolamentos. Este valor se encontra a + 2,05 desvios padrão do valor médio da distribuição estatística das sobretensões

$$V_{2\%} = V_{50\%} (1 + 2,05 \sigma_S) \quad (2.3)$$

2.3 SUPORTABILIDADE DAS ISOLAÇÕES

As isolações podem ser divididas em auto-recuperantes e não-auto-recuperantes, em função do seu comportamento durante um ensaio dielétrico, ou seja, recuperação ou não de suas propriedades isolantes.

Em isolações auto-recuperantes é possível efetuar ensaios em condições que levem a várias descargas, como por exemplo, a obtenção de descarga disruptiva a 50%.

Em isolação não-auto-recuperante, uma descarga disruptiva destrói as propriedades isolantes da isolação. Por esta razão, isolações não-auto-recuperantes são ensaiadas com um número limitado de impulsos à tensão suportável nominal.

A suportabilidade da isolação também é aleatória. Se for aplicada uma sobretensão a um isolamento, não se pode ter certeza se este descarregará ou não. Só se pode definir a probabilidade de ocorrer uma descarga.

Os isolamentos auto-recuperantes podem ser divididos em dois grupos:

a) Equipamentos

- parte externa de buchas (transformadores de potência, reatores, transformadores de corrente e de potencial).
- parte externa dos equipamentos de manobra. (disjuntores, chaves seccionadoras, etc.)

b) Instalação

- isolamento em ar, condutor-estrutura
- isolamento em ar, parte viva de equipamento-estrutura
- isolamento em ar, condutor-condutor
- postes isoladores
- cadeias de isoladores

Os principais isolamentos auto-recuperantes são os enrolamentos de transformadores, de reatores, partes internas de disjuntores e buchas.

Para isolamentos auto-recuperantes as características de flashover podem ser determinadas por um grande número de aplicações de tensões de forma definida com valores de crista variáveis dentro de uma faixa desejável, mas de idêntico formato e polaridade.

Um método poderia ser, por exemplo a aplicação de 20 impulsos de tensão para cada nível de tensão, com a tensão aumentando em pequenos degraus. O número de descargas de cada nível (degrau) dividido pelo número de aplicações é a probabilidade aproximada de descarga para uma particular forma de onda, valor e polaridade. Para se obter valores precisos o número de aplicações deve ser muito grande.

Se a probabilidade de flashover é colocada em gráfico (fig. 2.4) com relação a tensão aplicada e uma curva média é traçada e resulta uma curva de distribuição de frequência, que é, na realidade a função de distribuição da variável aleatória, tensão crítica disruptiva.

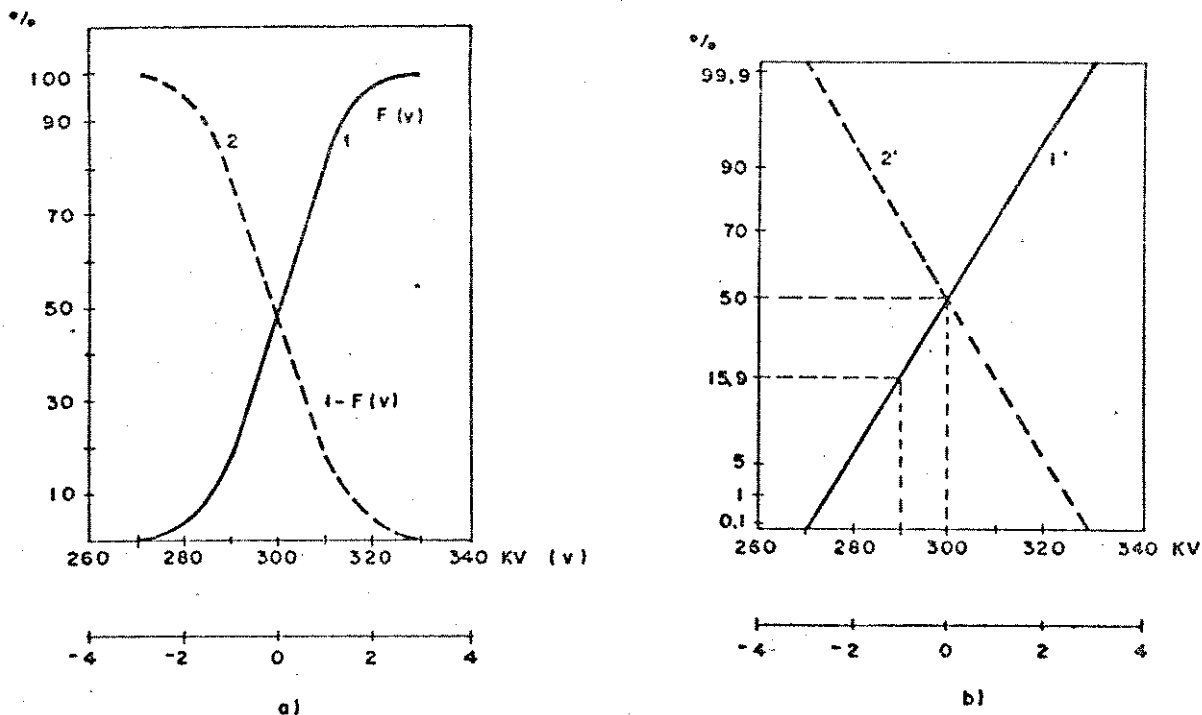


Figura 2.4- Função de distribuição normal

a) - escala linear

b) - escala de probabilidade normal

A suportabilidade de uma isolação é conseguida com um conjunto de aplicações e anotando-se o valor disruptivo de cada aplicação. Este processo só é possível em isolamentos auto-recuperantes

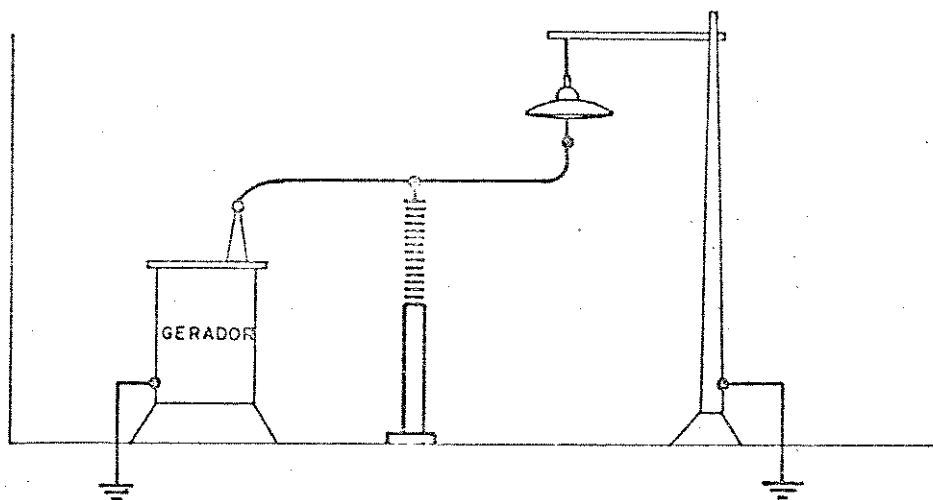


Figura 2.5 - Levantamento da suportabilidade de um isolamento auto recuperante

Após a realização do ensaio, que é feito conforme esquema apresentado na figura 2.5 obtém-se o valor médio ($U_{50\%}$), que define a suportabilidade da isolação.

Um outro valor de tensão bastante significativo no estudo de coordenação de isolamento é a tensão suportável estatística, ou seja, a tensão que aplicada a uma isolação tem apenas 10% de probabilidade de descarga.

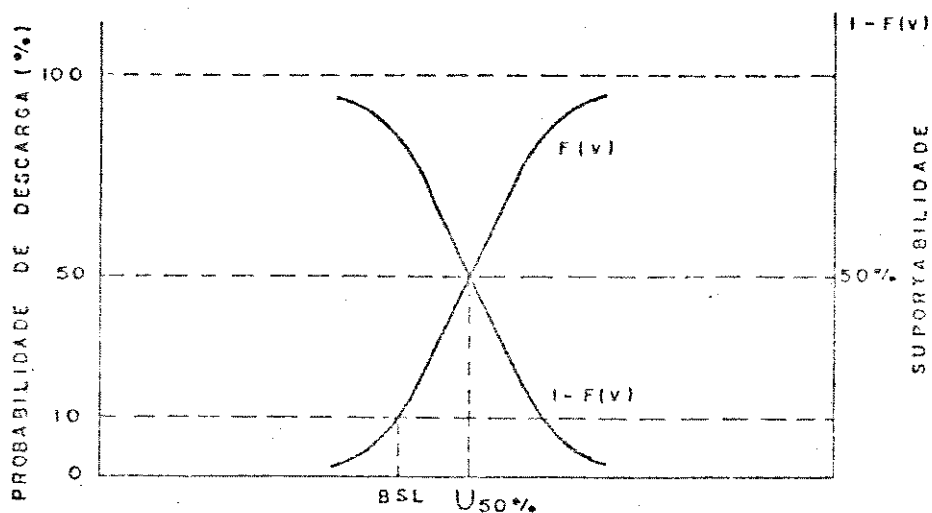


Figura 2.6-Probabilidade de descargas [F(v)] e suportabilidade da isolação [1-F(v)]

Para calcular a tensão de suportabilidade estatística (fig 2.6) basta recorrer a tabela de probabilidade para uma curva normalizada, fig 6 onde se obtém:

$$U_{10\%} = U_{50\%} (1 - 1,28\sigma_m) \quad (2.4)$$

Este valor de tensão suportável estatística é o que define o nível de isolamento de uma isolação.

Os isolamentos tratados neste trabalho são do tipo auto recuperante e os seus respectivos valores de tensão crítica disruptiva, para cada tipo de esforço elétrico, são resultado de experiências práticas, vistas no terceiro capítulo.

2.4 MÉTODO CONVENCIONAL DA COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

O método convencional é baseado em conceitos estabelecidos da máxima sobretensão que solicita o isolamento não auto restaurável e a sua mínima suportabilidade. As noções de mínima suportabilidade e máxima sobretensão são arbitrárias, uma vez que uma regra rigorosa pode ser frequentemente seguida na avaliação dos limites superiores e inferiores da suportabilidade dos isolamentos e valores de sobretensão, que são intrinsecamente variáveis aleatórias.

O isolamento é selecionado de tal modo a encontrar uma margem entre a máxima sobretensão e a mínima suportabilidade. Esta margem

gem é colocada para cobrir as incertezas dos projetistas na avaliação destes valores e não é feita nenhuma análise quantitativa sobre o risco do isolamento falhar.

Os fatores de segurança normalmente aplicados para para-raios na faixa C (≥ 300 kV) são pelo menos 1,25 para impulsos atmosféricos e 1,15 para surtos de manobra.

É muito importante a escolha adequada dos para-raios, pois dela dependem os níveis de isolamento fixados para os equipamentos e também para o nível de impulso dos isolamentos das torres de transmissão a serem estudadas. A figura 2.7 ilustra bem esta fato.

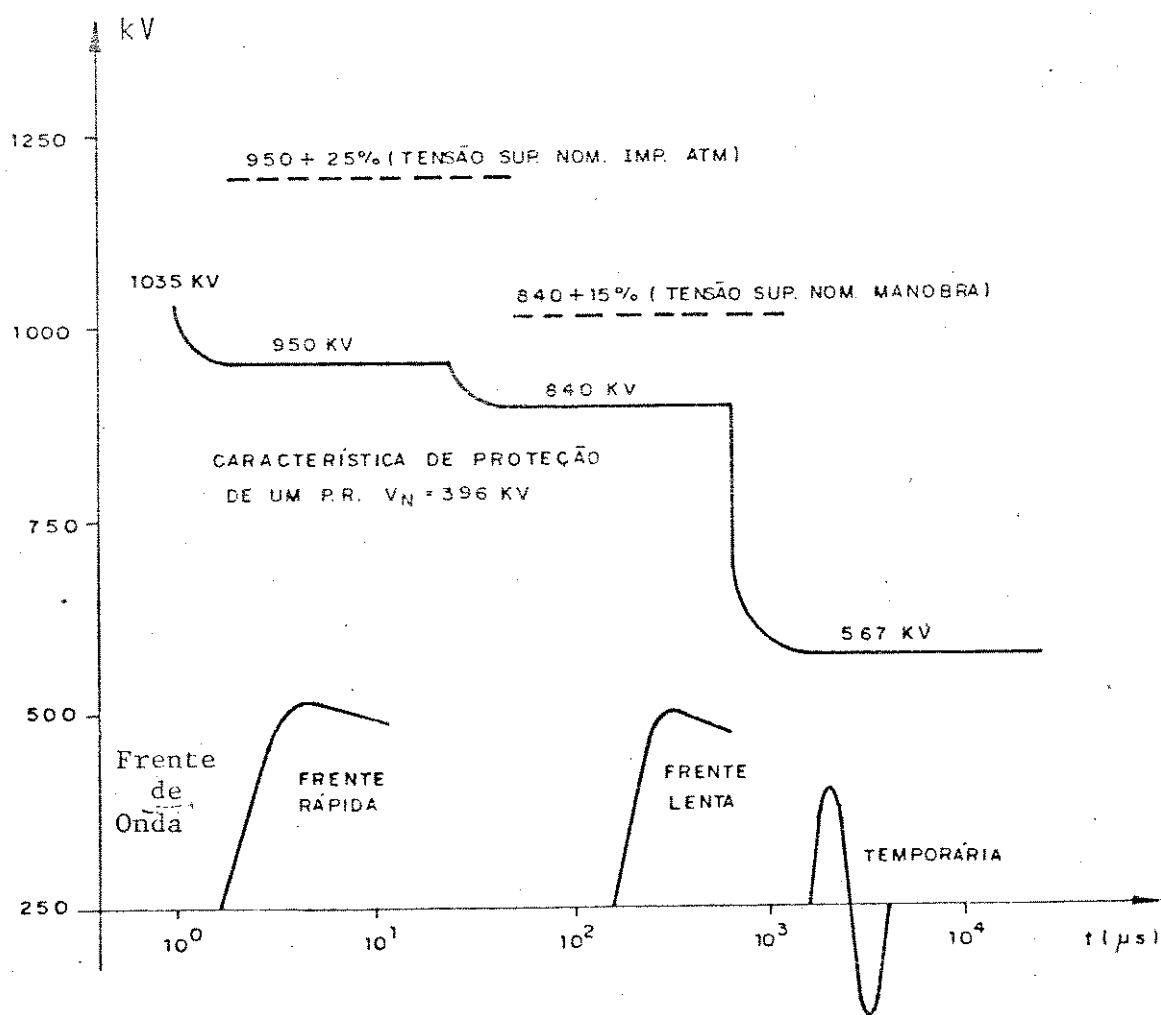


Figura 2.7- Curva de tensão x tempo de coordenação de isolamento

A tabela 2.3 apresenta os níveis de isolamento para tensões superiores a 300 kV.

TABELA 2.3-NÍVEIS DE ISOLAMENTO NORMALIZADOS PARA $U_m > 300KV$

1 Tensão máxima do equipamento U_m (KV, valor eficaz)	2 Base para os valores em p.u. $U_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}$ (KV, valor de crista)	3		4		5 Relação entre as tensões suportáveis nominais de impulso atmosférico e de manobra	6 Tensão suportável nominal de impulso atmosférico (KV, valor de crista)	
		p.u.	(KV, valor de crista)					
362	296	2,87	850	1,12	950	1,24	1050	
		3,21	950	1,11	1175		1,24	1300(A)
		3,55	1050(A)	1,12	1300(A)			1,24
460	376	2,53	950	1,11	1050	1,24	1175	
		2,79	1050	1,12	1175	1,24	1300	
		3,13	1175(A)	1,11	1300	1,36	1425	
				1,21	1550(A)	1,32	1675(A)	
				1,43	1675(A)			
550	449	2,34	1050	1,12	1175	1,24	1300	
		2,62	1175	1,11	1300	1,21	1425	
		2,90	1300(A)	1,36	1425	1,10	1550	
		3,17	1425(A)	1,32	1550	1,19	1675(A)	
				1,09	1675(A)	1,18	1800(A)	
				1,29	1800(A)	1,26		
800	653	1,19	1300	1,10	1425	1,19	1550	
		2,18	1425	1,09	1550	1,38	1800	
		2,37	1550	1,26	1800	1,16	1950	
				1,26	1950	1,47	2100	
				1,55	2400			

(A) Referem-se a níveis de isolamento adotados atualmente pelas concessionárias brasileiras e não constantes da IEC 71.1. Com a expansão dos sistemas em EAT no Brasil e através de estudos específicos, tais valores poderão, eventualmente, vir a ser eliminados [9].

O método estatístico de avaliação do desempenho de um isolamento, leva em conta o fato de uma descarga poder ocorrer através do isolamento e atenta para a quantificação do risco de falha a ser usado como índice de segurança em projetos de isolamento. Se as distribuições de frequência de sobretensões e suportabilidade dos isolamentos são conhecidas, o risco de falha pode ser expresso numericamente.

O problema é determinar a probabilidade para todas as sobretensões devido a um dado tipo de evento para produzir descargas disruptivas em um certo isolamento. Ambos, sobretensões aplicadas e tensões de descarga disruptiva são quantidades aleatórias.

Seja $f_0(v) \cdot dv$ a probabilidade de ocorrência de uma sobretensão tendo um valor de crista entre v e $v+dv$. Sendo $f_0(v)$ a densidade de probabilidade de uma sobretensão v , tem-se.

$$f_0(v) \cdot dv = \frac{dv}{\sqrt{2\pi} \sigma_s} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{v - \bar{v}}{\sigma_s} \right]^2} \quad (2.5)$$

Para se obter probabilidade da descarga disruptiva devido a estas sobretensões tendo um valor entre v e dv , sua probabilidade de ocorrência $f_0(v) \cdot dv$ (fig. 2.8) deve ser multiplicada pela probabilidade $F_I(v)$ de um impulso de um dado tipo e valor v produzir uma descarga.

$$F_I(v) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_m} \int_{-\infty}^v e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{v - \bar{v}}{\sigma_m} \right]^2} dv \quad (2.6)$$

A probabilidade resultante, ou risco de falha para sobretensões entre v e $v+dv$ é dado por:

$$dR = f_0(v) \cdot F_I(v) \cdot dv \quad (2.7)$$

O risco total de falha para uma distribuição aleatória de sobretensões devidas a um tipo de evento é obtida pela integração de dR para todos os valores de v .

$$R = \int_0^{\infty} F_I(v) \cdot f_0(v) \cdot dv$$

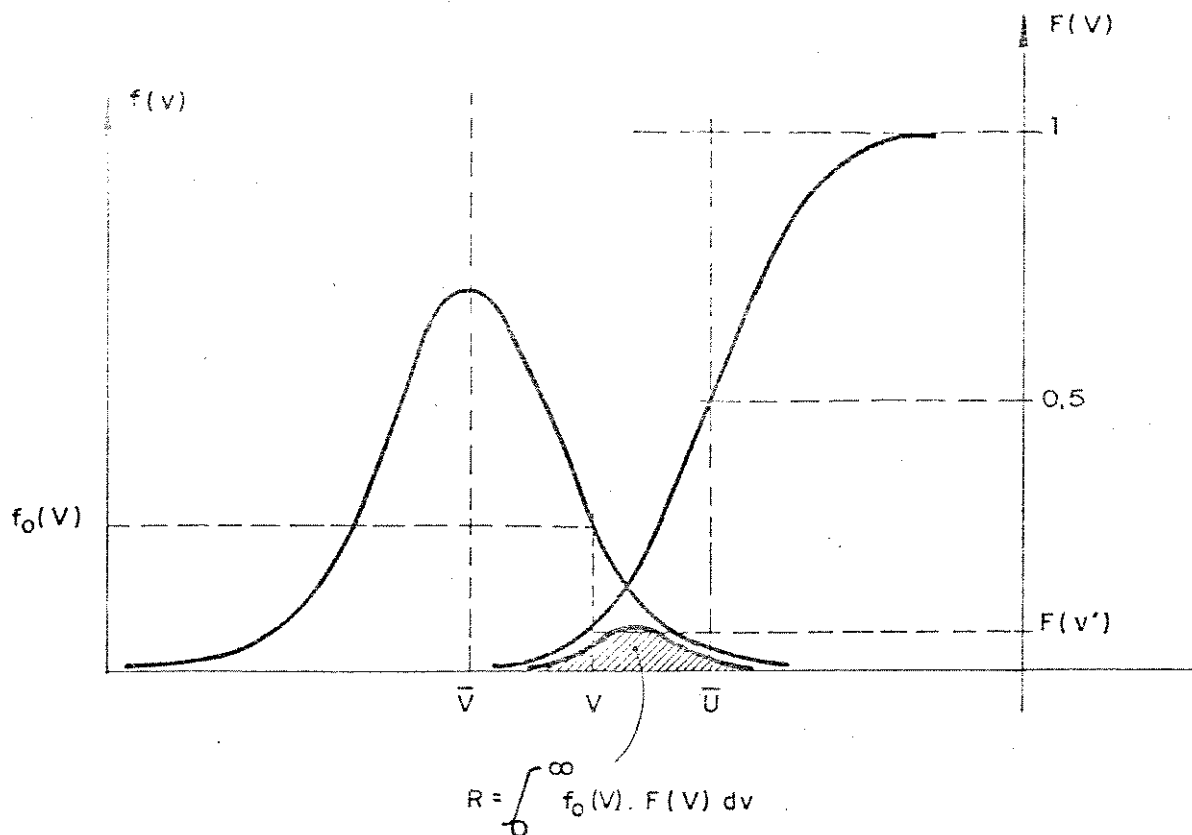
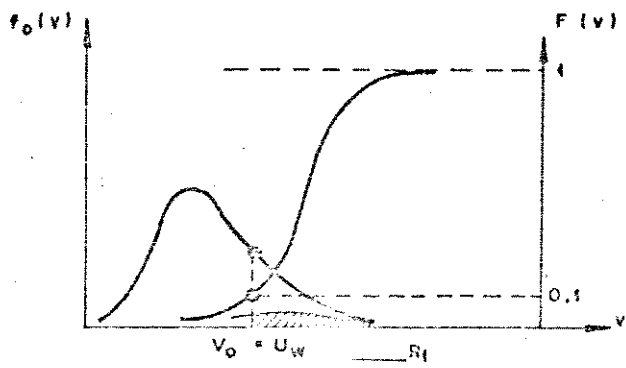


Figura 2.8- Avaliação do risco de falha de uma isolação

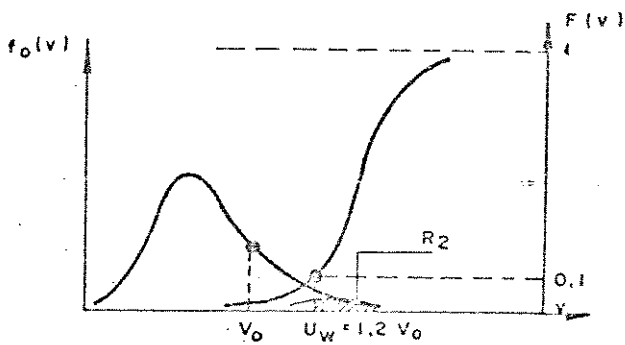
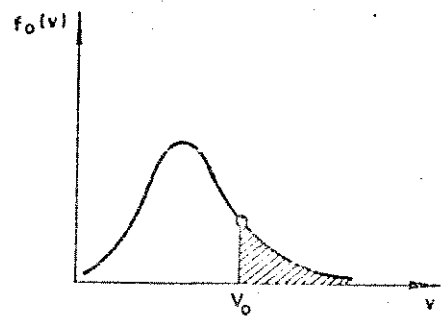
De acordo com o método estatístico o isolamento é selecionado de tal modo a obter uma probabilidade de falha igual ou menor que um valor já estabelecido que caracteriza o nível de segurança requerido. Um deslocamento do nível de isolamento, representado pela curva de probabilidade de descarga do isolamento, ao longo do eixo das tensões com uma consequente modificação da área achurada da figura 2.8 que representa a probabilidade de falha R.

2.6 MÉTODO ESTATÍSTICO SIMPLIFICADO

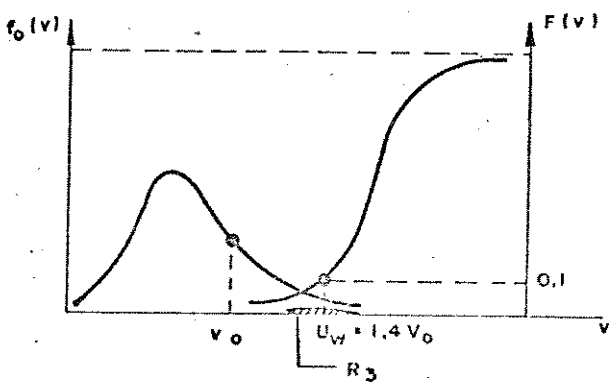
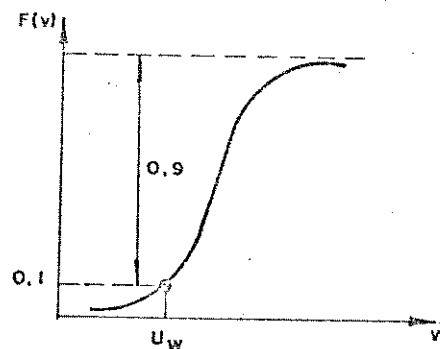
A aplicação de um método estatístico rigoroso é bastante trabalhosa. Grande parte dos trabalhos podem, entretanto, ser feitas quando a forma das distribuições estatísticas de sobretensão e suportabilidade são conhecidas.



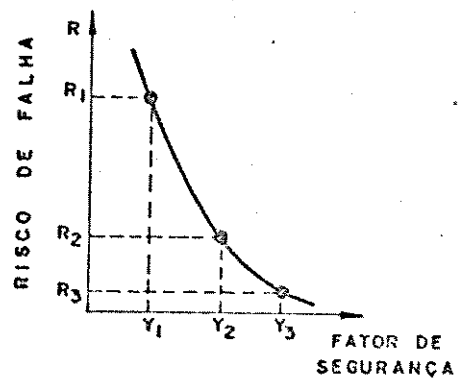
(a)



(b)



(c)



V_0 = Sobretensão estatística de manobra (com 2% de probabilidade de ser excedida)

$$V_0 = V_{50\%} (1 + 2,05 \sigma_S)$$

Figura 2.9.- Método estatístico simplificado

A figura 2.9a mostra a distribuição de frequência das sobretensões e suportabilidade das isolações, onde uma sobretensão estatística é indicada por V_0 e a suportabilidade estatística por U_w .

Na figura 2.9b distribuição das sobretensões e suportabilidade das isolações são de tal modo colocados que o fator de segurança γ entre V_0 e U_w assume os valores iguais a 1,0; 1,2 e 1,4. A correlação entre o fator de segurança estatístico e o risco de falha R é dado na figura 2.9c.

O método simplificado não permite obter o risco total com precisão, pois apresenta o risco de falha de um só gap e de uma só torre, dificultando a sua aplicação em problemas mais complexos.

Neste método, o risco é calculado pela integração do produto da probabilidade de ocorrência de uma determinada sobretensão pela probabilidade de falha do isolamento (método completo), no intervalo entre o valor mínimo e máximo da sobretensão.

Consideram-se a partir daí, os gaps compostos, o número de torres e as três fases, para cada situação estatística das condições ambientais.

Para um cálculo preliminar das distâncias de isolamento pelo critério da sobretensão de manobra, parte-se de um fator de segurança estatístico igual a 1,1, correspondendo a um risco de aproximadamente 5×10^{-4} para 1 gap simples, de acordo com a figura 2.10.

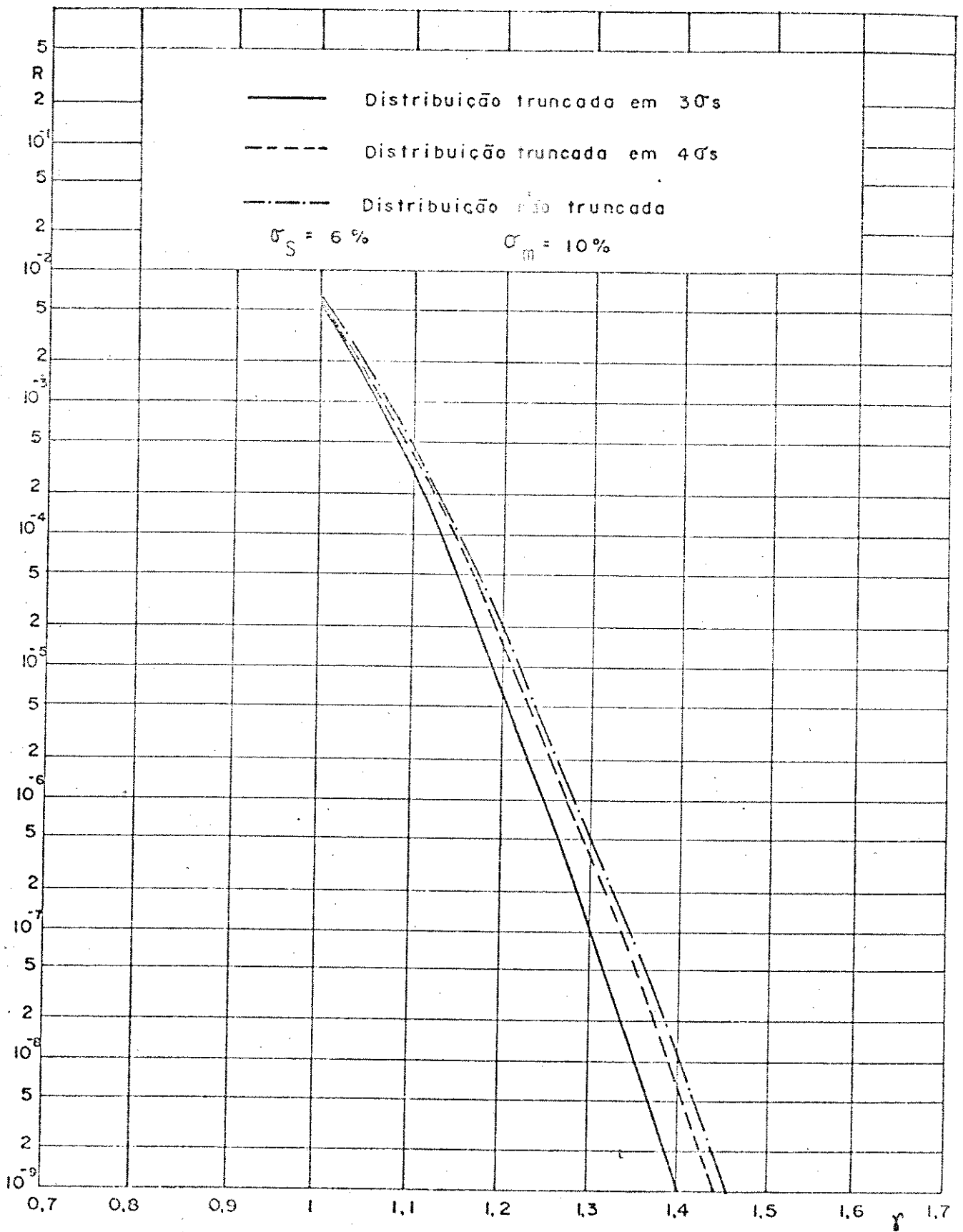


Figura 2.10 - Correlação entre o risco de falha R e o fator de segurança estatístico γ [8]

2.7 RISCO DE FALHA PARA GAPS EM PARALELO

Os gaps compostos se apresentam nas configurações de cada fase, em uma torre de transmissão. Por exemplo pode-se ter uma descarga através da cadeia de isoladores ou lateralmente à estrutura.

Se a probabilidade do isolamento suportar uma determinada sobretensão v_i para uma distância de isolamento \bar{w}_i , a probabilidade de suportar para n gaps em paralelo \bar{w} :

$$W_n = w_1 \cdot w_2 \cdot w_3 \cdot \dots \cdot w_n = \prod_{i=1}^n w_i$$

Se as distâncias de isolamento são igualmente solicitadas ($v_i = v_j$) tem-se:

$$W_n = w_i^n$$

A probabilidade de ocorrer flashover pode ser expressa em termos da probabilidade de suportar w_i :

$$F_i(v_i) = 1 - w_i$$

Se as distâncias de isolamento em paralelo tem as mesmas características de flashover, consideradas independentes entre si, e se a probabilidade de flashover na distância de isolamento j $\bar{F}_j(v_i)$ para uma solicitação v_i , então a probabilidade de ocorrer, flashover em pelo menos uma distância \bar{F} é dada por:

$$F_n(v_i) = 1 - \prod_{j=1}^n [1 - F_j(v_i)] \quad (2.8)$$

No caso da tensão aplicada para cada distância de isolamento ter a mesma forma de onda e magnitude V , isto é, assumindo uma distribuição linear do surto ao longo da linha, o que significa desprezar a atenuação e reflexão, a probabilidade de falha de pelo menos uma distância de isolamento \bar{F} é dada por:

$$F_n(v_i) = 1 - [1 - F_i(v_i)]^n \quad (2.9)$$

A expressão do risco de falha R mostrada anteriormente aplica-se somente para uma torre. A fim de se obter o risco total de falha para n torres de uma linha, é necessário corrigir de uma potência n, em cada intervalo, a correspondente probabilidade do isolamento suportar a solicitação de tensão. Ou seja, o risco total de falta pode ser calculado por:

$$R_N = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - R_i]^n \quad (2.10)$$

CAPÍTULO III

DISTÂNCIAS DE ISOLAMENTO DE AR

3.1 INTRODUÇÃO

A suportabilidade das isolações de ar é de natureza estatística, sendo avaliada em laboratórios de Alta Tensão para os diferentes tipos de solicitações.

As solicitações aos isolamentos são feitas por ondas representativas de:

- sobretensões temporárias
- sobretensões de frente lenta
- sobretensões de frente rápida
- sobretensões de frente de onda

Os isolamentos de ar entre as partes energizadas e as estruturas aterradas de uma torre de transmissão, são do tipo autorrestauráveis, pois, cessada a sobretensão que provoca a ruptura do ar, o mesmo se recupera, podendo em seguida ser aplicada outra solicitação de tensão.

Para estes isolamentos autorrestauráveis, é possível fazer uma série de ensaios, levando o espaçamento de ar a uma descarga disruptiva determinando assim com precisão, os valores de sobretensão para os quais se atinge o limite de suportabilidade do isolamento.

Os valores obtidos em ensaios podem ser representados aproximadamente por uma curva gaussiana com valor médio e desvio padrão como vemos nas figuras 3.1 e 3.2.

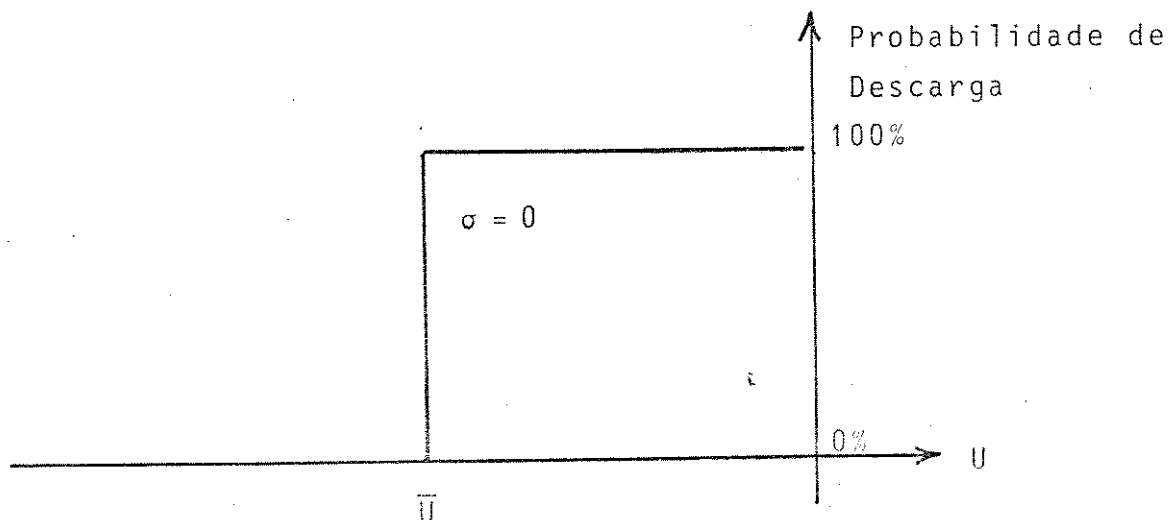


Figura 3.1-Curva de Probabilidade de Descarga para $\sigma=0$

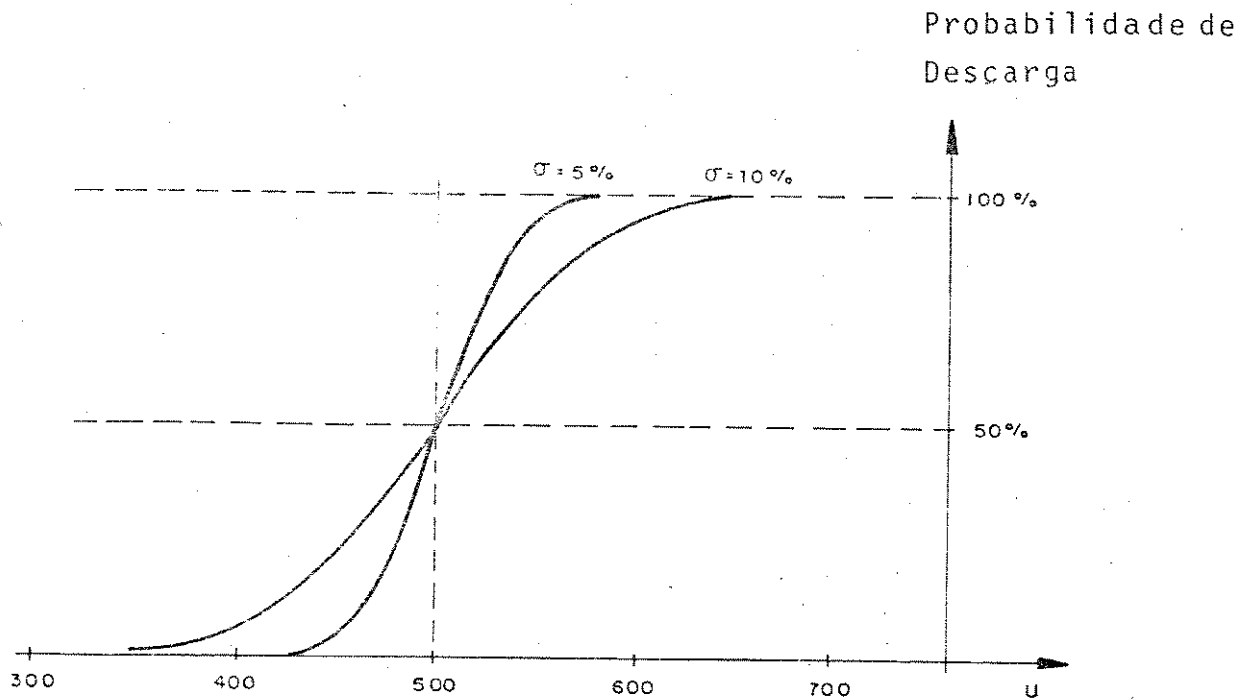


Figura 3.2- Curvas de Probabilidade de descarga para $\sigma \neq 0$

Para simplificar, e tornar a probabilidade independente da tensão, toma-se a variável reduzida Z:

$$Z = \frac{U - \bar{U}}{\sigma} \quad (3.1)$$

Assim a probabilidade de falha de um isolamento de ar quando submetido a uma solicitação U é:

$$P(z < z_1) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{z_1} e^{-\frac{1}{2} z^2} dz \quad (3.2)$$

que é facilmente encontrada em forma de tabelas.

Tendo-se o valor médio \bar{U} e o desvio padrão σ , pode-se encontrar qualquer valor de probabilidade de descarga e a tensão correspondente:

$$U_x = \bar{U} (1 + z_x \sigma)$$

Um valor característico que define a suportabilidade estatística do isolamento é o valor para a qual existe a probabilidade de falha de 10%, sendo expresso por:

$$U_{10} = \bar{U} (1 - 1,28\sigma) \quad (3.3)$$

Para os valores do desvio padrão σ , a IEC (International Electric Commission) recomenda o uso dos seguintes valores: [8]

- sobretensão temporária - $\sigma = 2\%$
- sobretensão frente lenta - $\sigma = 5\%$
- sobretensão frente rápida - $\sigma = 3\%$

Para os isolamentos não auto restauráveis não é possível aplicar o mesmo método de obtenção dos valores limites suportáveis por serem os mesmos destrutíveis.

Estes valores são pré-calculados para depois submeterem-se aos testes em protótipos (ensaios de tipo) onde serão obtidos os níveis de isolamento fixados em normas, que para estes valores, não são admitidas falhas.

Neste caso as normas de cada equipamento recomendam a aplicação de um número limitado de solicitações à tensão suportável nominal, ou seja, a impulsos de tensão para o qual o isolamento foi projetado.

3.2 MECANISMO DE DESCARGA NO AR

O mecanismo que gera descarga disruptiva no ar, consiste em vários estágios. A figura 3.3 representa esquematicamente o processo de desenvolvimento de uma descarga em uma configuração ponta plano [18].

FIGURA 3.3A

Estãgio a: ausência do fenômeno

Estãgio c: corona, períodos escuros primários

Estãgio i: propagação descontínua do "leader", períodos escuros secundários

Estãgio ℓ : propagação contínua do "leader"

Estãgio f: salto final

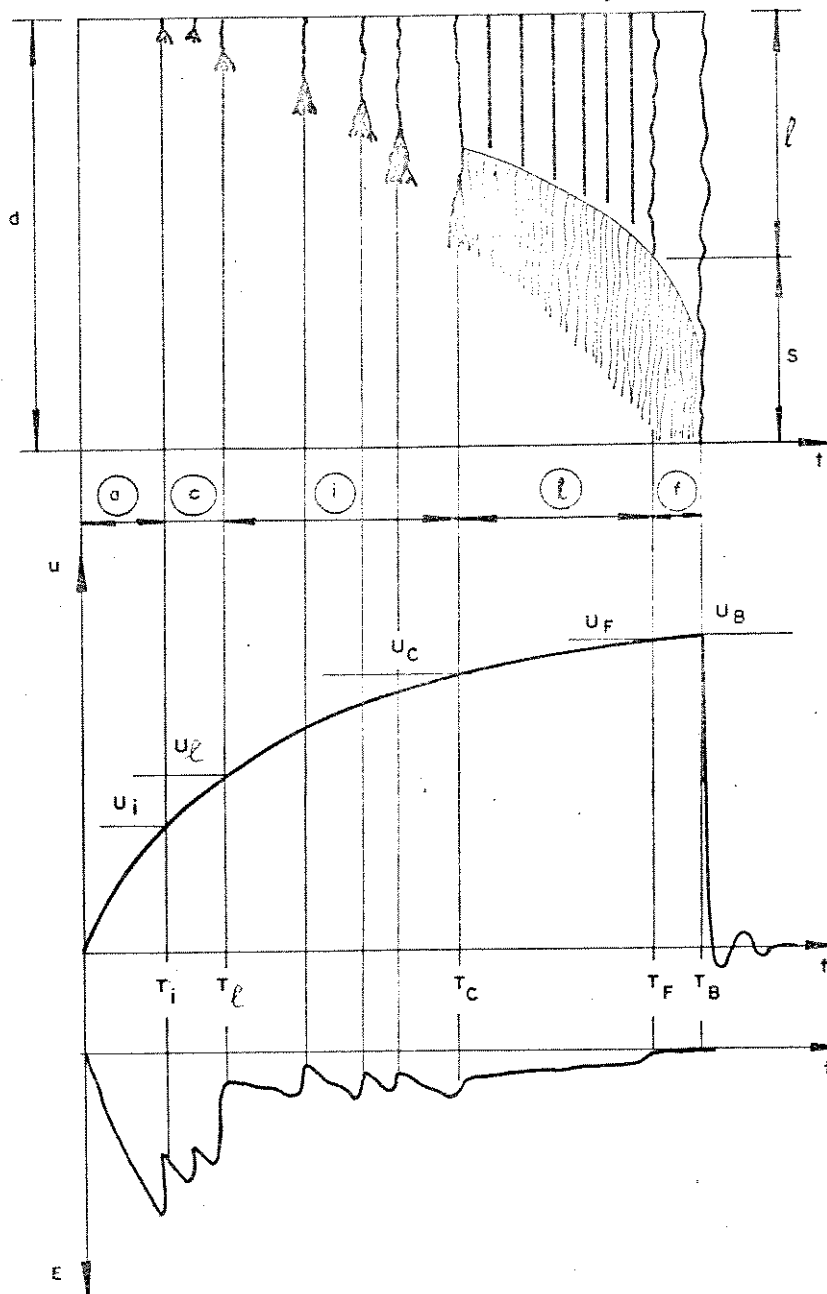


FIGURA 3.3B

t, tempo U, voltagem

T_i, U_i = início de corona

T_l, U_l = início do "leader"

T_c, U_c = início do "leader contínuo"

T_f, U_f = início do salto final

T_B, U_B = interrupção

FIGURA 3.3C

Campo elétrico na ponta do eletrodo em tensão

Figura 3.3- Processo de interrupção em um gap ponta plano

No ar, estão presentes elétrons livres e ions em pouca quantidade, insuficientes para produzir corrente elétrica significativa. Para iniciar a descarga é essencial a presença de partículas ionizadas.

Quando se aplica um campo elétrico intenso, originado pela presença de um condutor energizado, ocorrerá um processo de aceleração dos elétrons livres que irão ganhar suficiente energia entre colisões para alterar o estado de energia das moléculas com as quais eles colidem.

Um elétron pertencente à molécula irá ser excitado, passando para uma órbita de energia mais elevada ou a força do impacto poderá produzir um ion positivo e dois elétrons livres onde antes existia apenas uma molécula neutra e um elétron livre.

Se estes dois elétrons, sob a ação do campo elétrico se deslocam liberando mais dois elétrons na colisão com outras moléculas, um processo de avalanche (ionização) é iniciado caminhando do cátodo para o anodo.

Quando a avalanche alcança um comprimento crítico com o qual um certo número de elétrons é associado, a carga espacial correspondente é suficientemente grande para fortalecer substancialmente o campo elétrico local e para originar avalanches secundárias auto-sustentadas que se desenvolvem ao longo das linhas de força do campo elétrico existente.

Esta descarga filamentar é chamada de "streamer".

O avanço do "streamer" pode ser explicado assumindo que as avalanches secundárias alcançam as cargas espaciais positivas deixadas na extremidade do "streamer" neutralizando-as e deixando uma nova carga positiva a uma maior distância do eletrodo.

Uma carga positiva move-se passo a passo a partir do eletrodo, ao longo do gap, deixando atrás um filamento parcialmente ionizado.

Para formar uma avalanche de comprimento crítico, que iniciará um "streamer", um elétron livre deverá existir numa determinada posição. Para a tensão mínima que provoca este fenômeno, existe somente um ponto no qual isto pode ocorrer.

Para tensões mais elevadas, a região com alto campo elétrico é estendida de maneira que pode-se definir um volume a partir do qual uma avalanche de tamanho igual ou maior que a crítica pode começar. Este volume é chamado de volume crítico e é dependente da tensão

aplicada. Quanto maior este volume maior a probabilidade de aparecimento de corona associado com uma dada forma de onda e nível de tensão.

Este fato e a existência de um valor limitado de produção de elétrons por fotoionização, e emissão por campo elétrico explicam a natureza estatística do tempo ou tensão de aparecimento do 1º corona (T_1 , U_1 - Figura 3.3B). Após a ocorrência do primeiro corona, o fenômeno de ionização pode parar e depois recomeçar (Figura 3.3A), com intervalos de tempo que variam de centenas de nanosegundos a dezenas de microsegundos. Este intervalo de tempo onde nenhuma atividade existe é chamado de período escuro.

O recomeço do fenômeno após o período escuro pode ocorrer devido a vários fatores: aumento do campo elétrico previamente reduzido pelas cargas espaciais do primeiro corona, aumento da tensão aplicada, deslocamento das cargas espaciais ou modificação das características de parte do "streamer".

O fluxo de corrente no "streamer" produz um aumento da condutividade na raiz do "streamer", o qual se torna a parte inicial de um canal altamente ionizado que é chamado de "leader".

Note que este fenômeno pode ocorrer assim que o "streamer" seja formado, desde que a corrente fluindo no "streamer", ou seja o seu tamanho, seja suficientemente grande. Neste caso o período escuro não aparece.

O tempo no qual o corpo do "leader" começa a deixar a superfície do eletrodo e a alongar-se dentro do gap é chamado de tempo de aparecimento de "leader" e a tensão correspondente, tensão de aparecimento do "leader" (T_1 , U_1).

Uma vez que o canal do "leader" é quase escuro este tempo pode ser identificado a partir de fotografias de Imacon ou registro de fotomultiplicador como o instante no qual a luz deixa a superfície do eletrodo.

Esta fase de transição "streamer - leader" ocorre com todos os tipos de tensão (impulso atmosférico, impulso de manobra, corrente alternada e corrente contínua). Entretanto, uma propagação substancial do "leader" ocorre somente com impulso de manobra. Para impulso atmosférico a duração do impulso é muito pequena para permitir uma significativa propagação do "leader". O "leader" avança com uma velocidade quase constante de 1,5 a 2,0 cm/ μ s, sendo que o seu percurso pode ser reto ou tortuoso contribuindo para a dispersão

estatística da descarga "leader".

O canal do "leader" é quase escuro e é sempre precedido por um corona luminoso do tipo "streamer" nascendo na sua ponta e estendendo-se através do gap com o avanço do "leader".

O último estágio da descarga, chamado de salto final, inicia-se quando a ponta do "streamer" atinge o eletrodo oposto. Neste tempo (T_f) elétrons são drenados deste eletrodo. A corrente e velocidade do "leader" aumentam quase exponencialmente, tornando o canal totalmente ionizado e reduzindo a tensão para zero (T_B).

Pode-se observar através da figura 3.4, situações no começo do salto final para os dois casos diferentes: sobretensão de frente lenta (manobra) (fig.3.4a) e de frente rápida (impulso), (fig.3.4b).

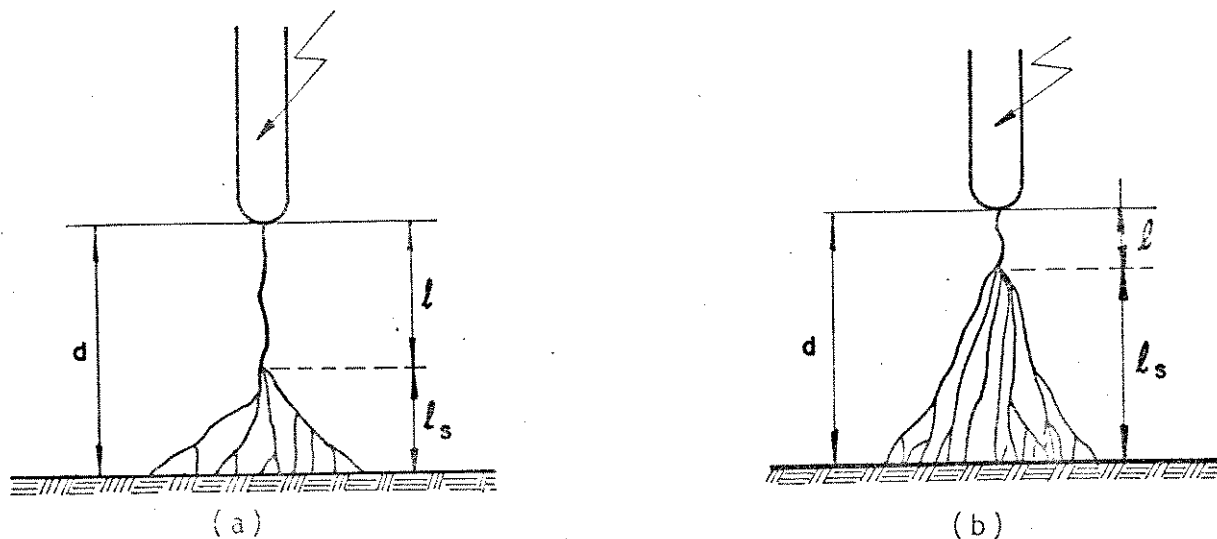


Figura 3.4- Representação esquemática da descarga para manobra e impulso atmosférico

3.3 SUPORTABILIDADE À SOBRETENSÕES DE MANOBRA

Os impulsos de manobra, normalmente levam a distâncias de isolamento maiores que as determinadas por outros critérios, quando se trata de tensões mais elevadas, em virtude de ser uma sobretensão de origem interna, cujo valor depende da energia armazenada na capacitância de linha

A tensão de descarga com sobretensões de frente lenta mostra uma acentuada saturação com o comprimento do gap e é particularmente sensível a um número de fatores como geometria do eletrodo forma de onda e polaridade da tensão aplicada.

A figura 3.5 mostra a variação da tensão crítica disruptiva ($U_{50\%}$) para um gap esfera plano com vários espaçamentos em função do raio da esfera. Existe um raio de eletrodo abaixo do qual a tensão de descarga é praticamente constante, não sendo afetada pelo tamanho do eletrodo.

O raio crítico, é calculado pela expressão: [29] [30]

$$R_{cr} = 0,38 (1 - e^{-D/5}) \text{ [m]}$$

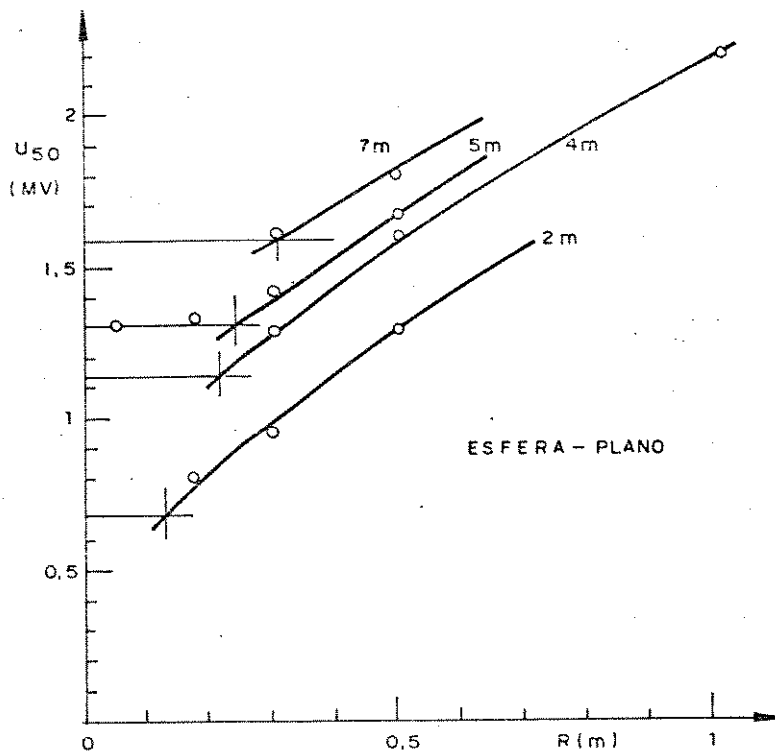


Figura 3.5- Tensão crítica disruptiva x raio do eletrodo para diferentes espaçamentos

A influência da forma de onda, pode ser observada na figura 3.6 que apresenta a tensão crítica disruptiva para uma configuração condutor - janela de torre, variando-se a duração da frente de onda.

Nota-se um valor mínimo de suportabilidade para um certo valor de tempo crítico de crista.

$T = T_{cr}$ a descarga ocorre na crista da onda

$T < T_{cr}$ a descarga ocorre na cauda da onda

$T > T_{cr}$ a descarga ocorre na frente da onda

Para ondas de polaridade positiva o tempo crítico pode ser calculado por:

$$T_{cr} = 50 D \quad (\text{ponta - plano})$$

$$T_{cr} = 40 D \quad (\text{condutor - plano})$$

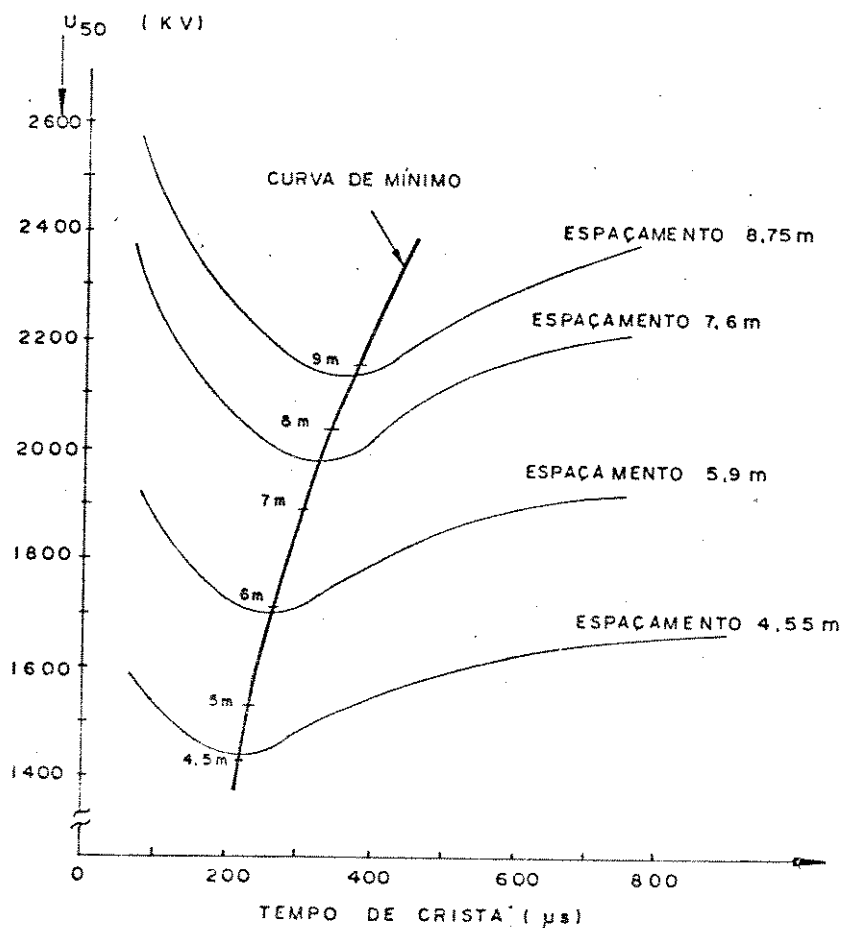


Figura 3.6-Tensão crítica disruptiva em função do tempo de crista de onda

A sobretensão de frente lenta (slow-front overvoltage) é caracterizada pela manobra, cujo padrão recomendado pela IEC tem um tempo de frente de onda T_F de 250 μs e um tempo de cauda (até que a tensão decresça a 50% do valor de crista) T_C de 2500 μs , com alternativas de 100/2500 μs e 500/2500 μs (fig. 3.7).

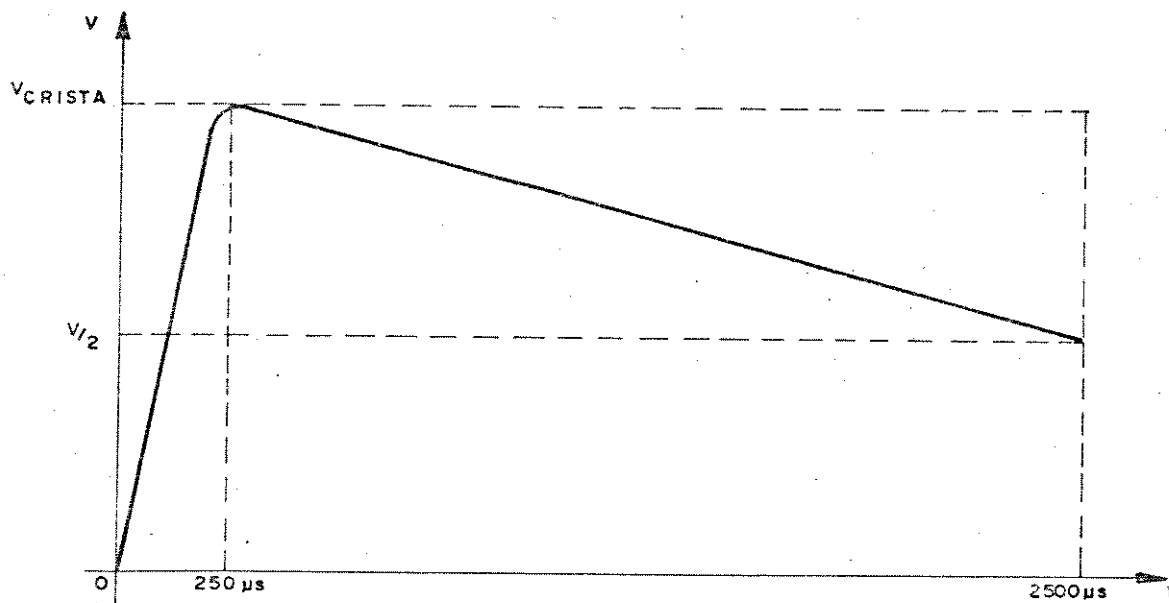


Figura 3.7-Forma de onda

A partir de 1960, séries de testes foram realizados em vários laboratórios com a finalidade de relacionar estes parâmetros na suportabilidade do ar.

Em 1967/68 L Paris obteve experimentalmente a seguinte expressão empírica [13], para ondas de 250 x 2500 μs .

$$U_{50\%} = K \cdot 500 D^{0,6} \text{ [KV]} \quad (3.4)$$

onde

$U_{50\%}$ = tensão crítica disruptiva (50%)


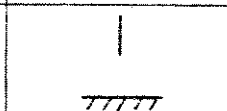

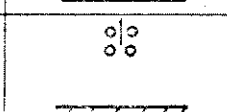
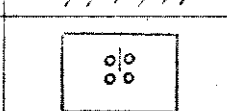
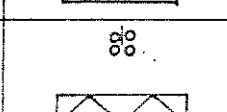

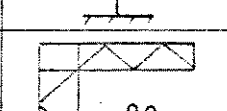
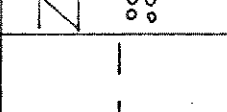
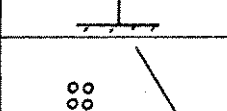
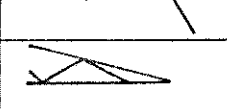
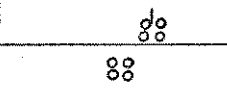
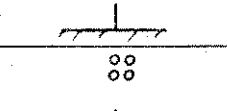
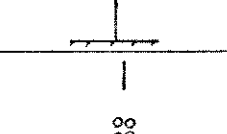
D = distância de ar em metros (2 a 7 m)

K = fator de gap

A tabela 3.1 mostra os fatores de gap para diferentes configurações obtidas por Paris e Cortina, derivados de resultados de testes para gaps de comprimento até 5m [14].

A influência da presença da cadeia de isoladores é considerada em alguns casos

TABELA 3.1-Fatores Geométricos K em função do Tipo de Gap
[14]

TIPO DE GAP		FATOR K	
		S/ CAD	C/ CAD
HASTE - PLANO		1,0	1,0
HASTE - ESTRUTURA (abaixo)		1,05	
CONDUTOR PLANO		1,15	
CONDUTOR - JANELA		1,20	1,15
CONDUTOR - ESTRUTURA (abaixo)		1,30	
HASTE HASTE (H = 3m abaixo)		1,30	
CONDUTOR ESTRUTURA (acima aterrado)		1,35	1,30
HASTE HASTE (H = 6m abaixo)		1,40	1,30
CONDUTOR - ESTAIS		1,40	
CONDUTOR - BRAÇO TORRE		1,55	1,50
CONDUTOR - HASTE (3m abaixo)		1,65	
CONDUTOR - HASTE (6m abaixo)		1,90	
CONDUTOR - HASTE (acima)		1,90	1,75

Expressões mais gerais, em função dos parâmetros geométricos principais foram propostos para o cálculo do fator de gap K em alguns tipos de configuração, utilizados nas torres testadas neste trabalho [31]

A expressão do valor K se aplica para avaliar a tensão disruptiva mínima de um gap de ar submetido a um impulso de manobra de polaridade positiva, e de tempo de crista crítico às condições atmosféricas normais. [31]

- Condutor - braço de torre

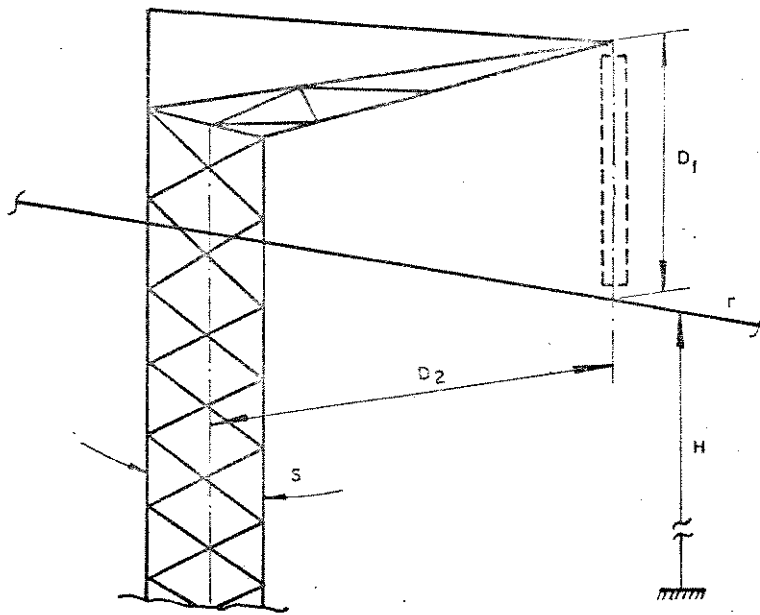


Figura 3.8-Configuração condutor - braço de torre

$$K = 1,45 + 0,015 \left(\frac{H}{D_1} - 6 \right) + 0,35 \left(e^{-8S/D_1} - 0,2 \right) + 0,135 \left(\frac{D_2}{D_1} - 1,5 \right)$$

aplicável para:

$$D_1 = 2 \text{ a } 10\text{m}$$

$$D_2/D_1 = 1 \text{ a } 2$$

$$S/D_1 = 0,1 \text{ a } 1,0$$

$$H/D_1 = 2 \text{ a } 10$$

por exemplo para:

$$D_1 = 5\text{m}$$

$$H = 20\text{m}$$

$$D_2 = 8\text{m}$$

$$S = 1\text{m}$$

$$K = 1,434$$

- Condutor - janela de torre

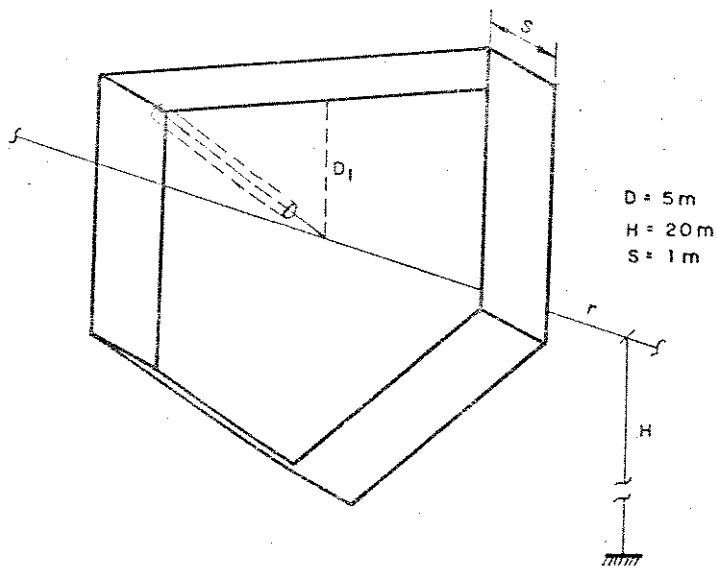


Figura 3.9-Configuração condutor - janela de torre

$$K = 1,25 + 0,005\left(\frac{H}{D_1} - 6\right) + 0,25\left(e^{-8S/D_1} - 0,2\right)$$

aplicável para:

$$D_1 = 2 \text{ a } 10\text{m}$$

$$S/D_1 = 0,1 \text{ a } 1$$

$$H/D_1 = 2 \text{ a } 10$$

por exemplo para:

$$D_1 = 5\text{m}$$

$$S = 1\text{m}$$

$$H = 20\text{m}$$

$$K = 1,24$$

A influência de parâmetros geométricos secundários como tipo de condutor, comprimento do prolongador pode também ser calculada em termos de fatores de correção determinados a partir dos parâmetros geométricos principais.

- Influência do tipo de condutor

O fator de gap aumenta com o número de subcondutores do conjunto de acordo com a expressão: [29] [30]

$$K_{\text{conjunto}} = K_{1\text{cond.}} + 0,01 (N - 2)$$

Válido para um número de subcondutores de 2 a 8 e subespaçamentos de 40 a 50 cm.

- Influência do prolongador

A influência do prolongador é desprazível em configurações com cadeias em V desde que o comprimento da cadeia seja maior que a distância condutor estrutura.

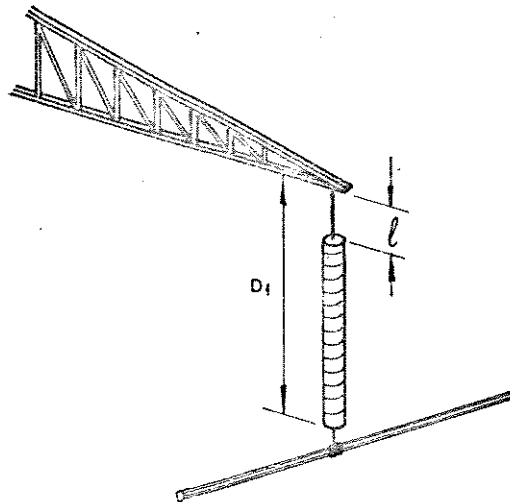


Figura 3.10- Influência do prolongador em cadeias I

Em configuração com cadeia I, o fator de gap decresce com o aumento do comprimento do prolongador ℓ . [31]

$$K = K_{(1=0)} - 0,4 \frac{\ell}{D_1}$$

Gallet e Leroy, apresentaram outra expressão, válida para surtos de manobra de polaridade positiva com tempo crítico, derivada de resultados de testes em gaps de até 15m [23]. Esta expressão, portanto é mais abrangente que a expressão proposta por Paris [13] e [14], que se aplica apenas a um tipo de impulso de manobra (250 x 2500 μ s).

$$U_{50\%} = \frac{3400}{1 + 8/D} \text{ [kV]} \quad (3.5)$$

Após uma série de testes foi verificado por Pignini para áreas externas, que a expressão apresentada por Gallet e Leroy [23] é válida para gaps até 15m e propôs a seguinte fórmula para a tensão crítica disruptiva de gaps entre 13 e 30m, quando submetidos a impulsos de manobra de polaridade positiva [29].

$$U_{50\%}(\text{porta plano}) = 1400 + 55D \text{ [kV]} \quad (3.6)$$

A diferença entre as duas expressões propostas por Gallet e Pignini pode ser vista no gráfico apresentado na figura 3.11, onde observa-se uma equivalência para distâncias de gap entre 13 e 15 m e para distâncias acima de 15 m deve-se considerar apenas a expressão de Pignini.

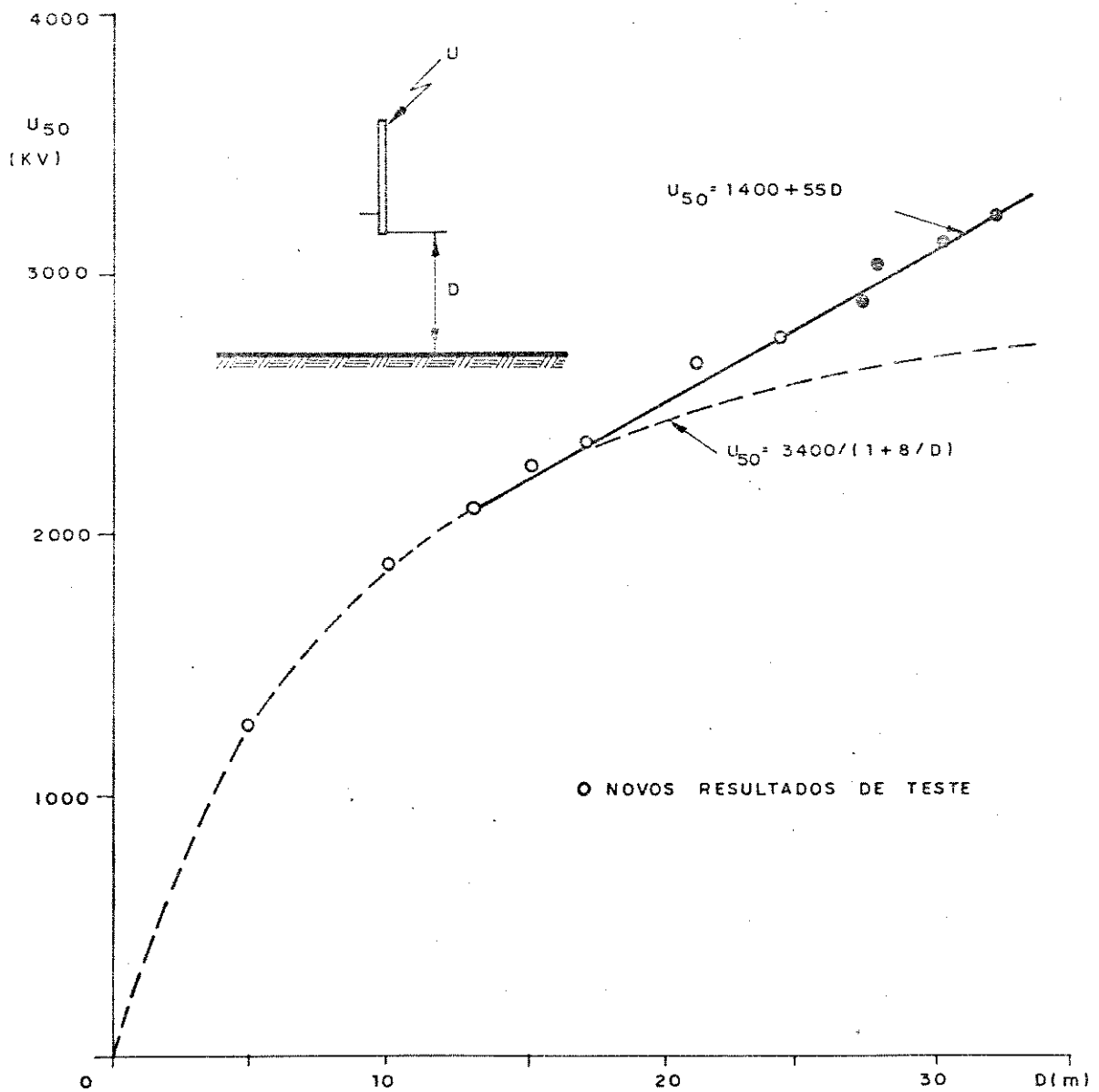


Figura 3.11-Tensão crítica disruptiva para surtos de manobra - configuração haste plano - polaridade positiva

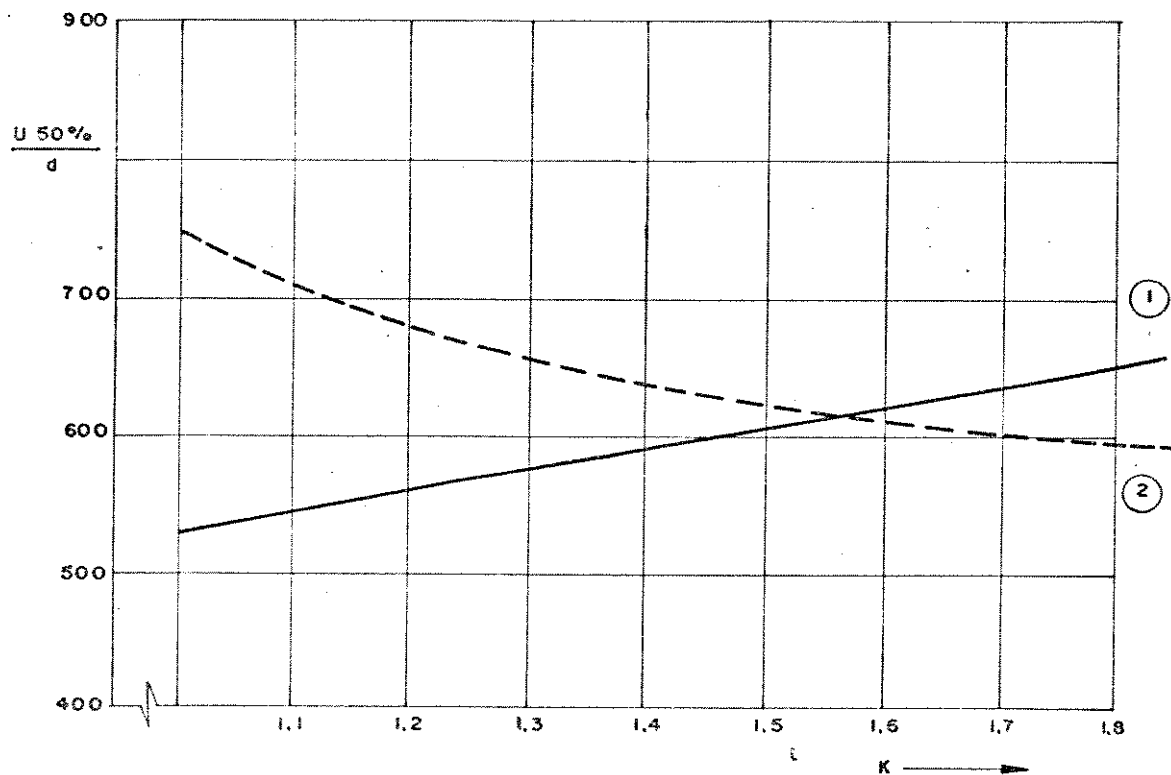
3.4 SUPORTABILIDADE À IMPULSOS ATMOSFÉRICOS

A suportabilidade dos isolamentos de ar quando submetidos à sobretensões de frente rápida (descargas atmosféricas), para impulsos de polaridade negativa e positiva, sob condições seca ou úmida pode ser considerada linear com a distância do cap.

O coeficiente de proporcionalidade U_{50}/d é função do fator geométrico K . Dependendo deste valor, pode ser mais severo o impulso de polaridade negativa ou positiva.

A forma de onda padrão recomendada pela IEC para impulso atmosférico tem um tempo de frente de onda de $T_F = 1,2 \mu s$ e um tempo de cauda $T_C = 50 \mu s$.

Esta forma de onda representa aproximadamente o impulso atmosférico que tem variações em relação ao tempo de frente de onda e o tempo de cauda. Por esta razão admite-se uma variação de $\pm 20\%$ e $\pm 30\%$ nestes tempos respectivamente. Desta forma a onda $1,5/40 \mu s$ está dentro desta tolerância.



Curva 1- polaridade positiva a seco ou sob chuva.

Curva 2- polaridade negativa a seco ou sob chuva

Figura 3.12-Fator de proporcionalidade para impulso atmosférico

$$\frac{U_{50\%}}{D} = C (K) \left[\frac{kV}{m} \right] \quad (3.7)$$

para $K = 1$

$$\frac{U_{50\%}}{D} = 525 \frac{kV}{m}$$

3.5 SUPORTABILIDADE À FREQUÊNCIA INDUSTRIAL

A suportabilidade dos isolamentos quando submetidos a sobretensões à frequência industrial é mais adequada para a configuração em cadeia de isoladores.

A figura 3.13 apresenta características de ruptura para várias configurações em condições de não contaminação pela poluição ambiental.

Estas curvas servem para se determinar a suportabilidade em gaps longos para solicitações de tensões a 60 Hz.

A distribuição de tensão de suportabilidade é representada por uma tensão crítica disruptiva ($U_{50\%}$) e por um desvio padrão σ , para as condições atmosféricas padrões.

O desvio padrão utilizado para determinar a tensão suportável é de 2%, sendo considerada uma curva de gauss normal, truncada em 3σ .

A tensão suportável (U_{sup}) pelo isolamento é considerada nas piores condições atmosféricas (Ris_{min}).

$$U_{sup} = U_{50\%} (1 - 3\sigma) \cdot Ris_{min} \quad (3.8)$$

Como podemos observar pela expressão (3.8) toma-se o valor mínimo de tensão suportável para probabilidade de falha aproximadamente zero.

Os isolamentos devem satisfazer a condição:

$$V_{60Hz} \leq U_{sup}$$

A solicitação de 60Hz (V_{60Hz}) é considerada como um valor de pico fase terra acrescido de 10%. [5]

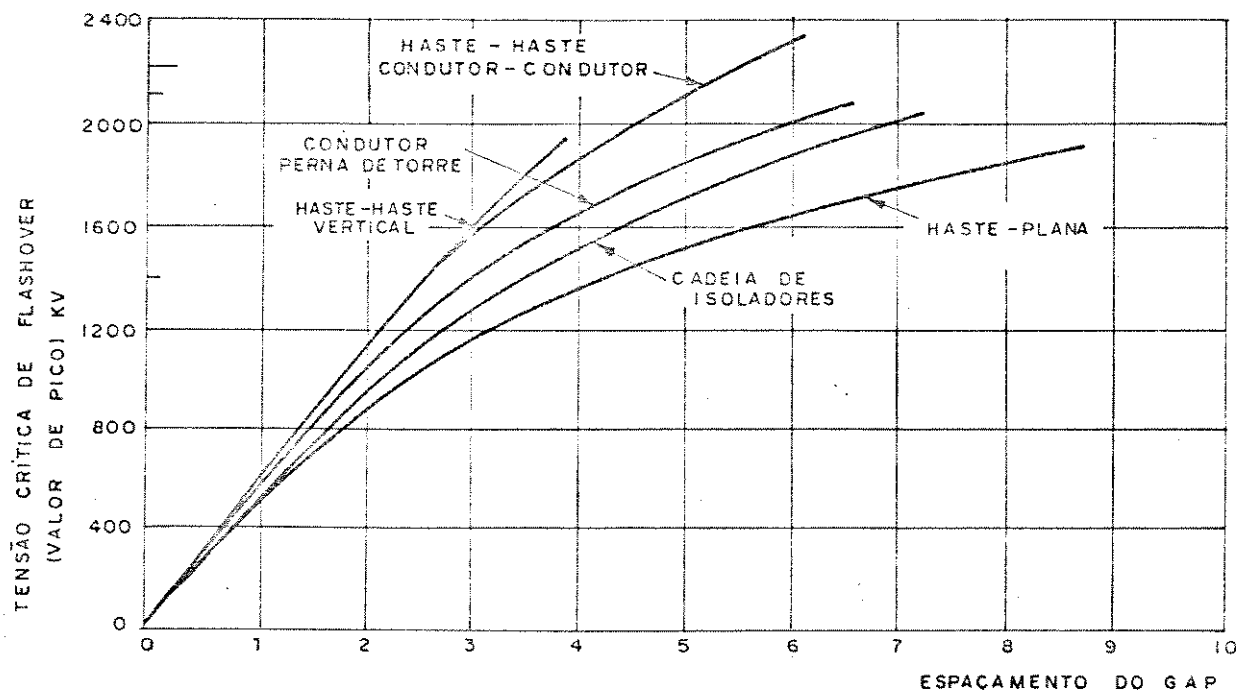


Figura 3.13- Suportabilidade das cadeias de isoladores e gaps (60 Hz)

$$V_{60\text{Hz}} = \frac{V_{\text{Fase - Fase}}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \times 1,1 \quad (3.9)$$

$$V_{60\text{Hz}} = 0,898 V_{\text{Fase - Fase}} \text{ (m\~{a}x opera\~{c}\~{a}\~{o})}$$

A solicitação à frequência industrial influencia principalmente a cadeia de isoladores, sendo que o efeito da poluição é determinante no número de isoladores que compõem a cadeia.[1]

$$N_i = \frac{V_{\text{Fase - Terra}} d_e}{d_i} \quad (3.10)$$

onde:

$V_{\text{Fase - Terra}}$ = tensão máxima de operação fase terra (valor eficaz)

d_e = distância de escoamento específica em cm/kV

d_i = distância de escoamento do isolador

TABELA 3.2 Características de isoladores tipo suspensão

U_1 = tensão disruptiva em frequência industrial a seco em kV.

U_2 = tensão disruptiva em frequência industrial sob chuva em kV.

ISOLADOR 254 x 146 TIPO	d_i (cm)	U_1 (kV)	U_2 (kV)
ANSI CLASSE 52 - 3 (18.000 lbs)	29,2	80	50
FOG TYPE (15.000 lbs)	43	100	60

A expressão (3.10) permite o cálculo do número de isoladores de uma cadeia utilizando a solicitação de tensão $V_{\text{Fase - Terra}}$, máxima de operação.

O efeito de poluição é encontrado através do parâmetro d_e , distância de escoamento específica que dá quantos centímetros de distância superficial são necessários para suportar 1 kV eficaz de tensão de frequência 60 Hz

Seu valor é medido através de ensaios realizados em diversos pontos no local onde o isolamento irá operar.

Existem vários métodos de ensaio para se determinar a influência da poluição. Serão citados os dois mais importantes: [5]

- método de névoa salina

- método de pré-deposição

Estes dois métodos foram realizados em laboratórios, sendo que a verificação local das condições de poluição pode ser feita pela medição da densidade de sal equivalente.

Este método consiste em lavar os isoladores em água destilada depois de expo-los ao tempo, medindo-se a temperatura da água e a sua densidade.

A densidade média de sal equivalente é definida como o depósito equivalente em mg de NaCl por cm² de superfície do isolador que quando dissolvido em um mesmo volume de água possui a mesma condutividade elétrica da solução formada com as substâncias encontradas no isolador em exposição.

TABELA 3.3-Fatores de condição de Poluição

Densidade média de NaCl mg/cm ²	Condição	d _e cm/kV
0,0 - 0,015	sem poluição	2 a 2,3
0,015 - 0,03	poluição muito leve	
0,03 - 0,06	poluição leve	3,2
0,06 - 0,1	poluição moderada	4,5
> 0,1	poluição pesada	6,3

A figura 3.14 mostra a faixa de número de isoladores em função de tensão nominal da linha. [1]

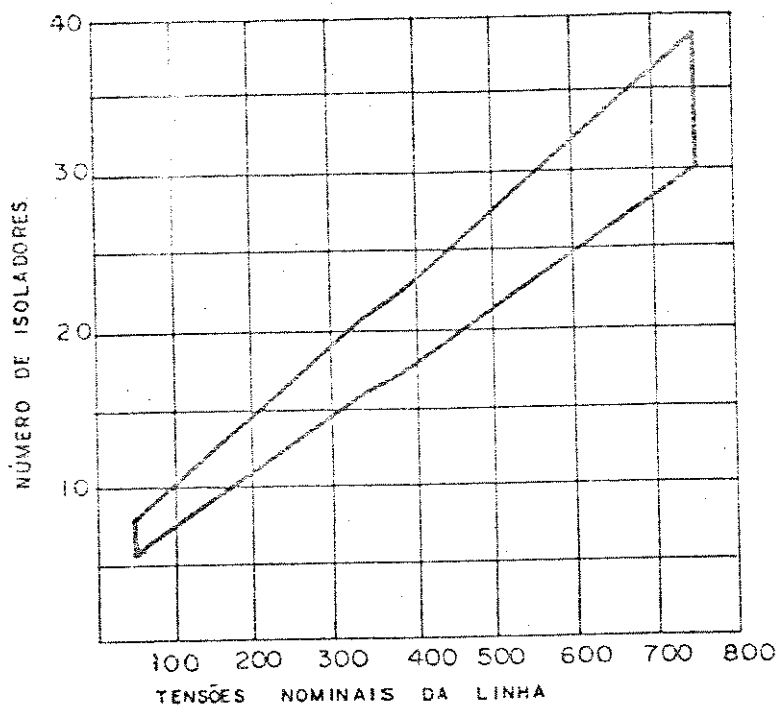


Figura 3614- Número de isoladores em função da tensão da linha

3.6 ESPAÇAMENTO FASE - FASE

De uma maneira geral, para surtos de origem atmosférica, as solicitações dielétricas entre as fases são menores do que as obtidas entre fase e terra. Baseado nesse princípio, adota-se o nível de isolamento entre fases para surtos atmosféricos igual ao nível de isolamento fase - terra correspondente.

Nos testes de isolamento entre fases, nota-se que a tensão crítica de descarga sofre considerável variação em função da forma, amplitude e defasamento das ondas fase - terra componentes da tensão

fase - fase, bem como o número de geradores de impulso usados no teste. Assim, torna-se difícil estabelecer uma razão R entre as tensões máximas fase - fase e fase - terra para surtos de manobra.

Os valores sugeridos de R são: [21]

R = 1,6 para níveis de isolamento para surtos de manobra entre 650 e 950 kV

R = 1,7 para níveis de isolamento para surtos de manobra entre 1.050 e 1.175 kV

R = 1,8 para níveis de isolamento para surtos de manobra acima de 1.300 kV

Os testes de isolamento entre fases devem ser efetuados com impulsos síncronos, de mesmo valor e polaridade opostas. Por ser mais representativo das solicitações reais, recomenda-se ainda que os testes sejam efetuados com um único gerador de impulsos.

Note que, com as considerações feitas até agora, o mínimo espaçamento fase - fase associado a um determinado nível de isolamento entre fases é sempre ditado pelo nível de isolamento para surtos de manobra.

A configuração anel - anel é considerada representativa das configurações de eletrodos encontradas em SE's de classe de tensão mais elevadas, em virtude da forma e das dimensões dos equipamentos aí encontrados.

As tensões críticas disruptivas entre fases para eletrodos anel - anel e haste - haste são encontradas na figura 3.15.

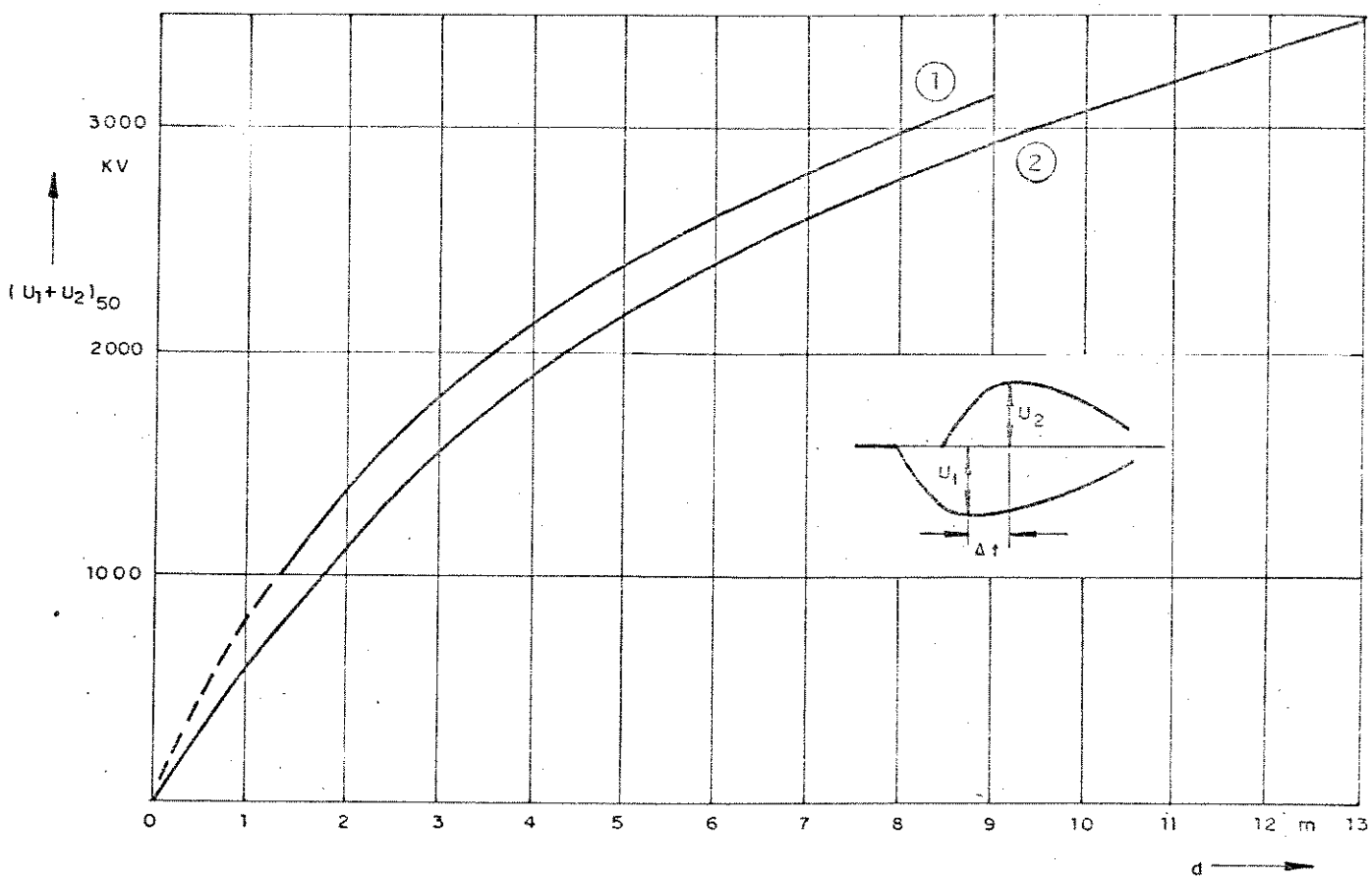


Figura 3.15-Tensão crítica entre fases em função da distância

1. Configuração anel - anel
2. Configuração haste - haste

3.7 CONSIDERAÇÕES GERAIS

No método de cálculo de isolamento de torres de transmissão são apresentados neste trabalho, as distâncias de isolamento são calculadas, segundo os critérios vistos neste capítulo. Todas as distâncias (gaps), são previamente calculadas em função da:

- tensão à frequência industrial
- sobretensão de frente lenta
- sobretensão de frente rápida

As suportabilidades dos isolamentos a estes diferentes tipos de solicitação, se referem a condições normais de temperatura, pressão, umidade do ar e velocidade do vento.

Calculadas as distâncias para cada tipo de solicitação elétrica a estes isolamentos, adota-se aquela mais crítica, ou seja, a maior distância entre as definidas pelos critérios de tensão à frequência industrial e sobretensões de frente lenta e rápida.

A partir de então passa-se a análise apenas da suportabilidade para surtos de manobra (frente lenta) referentes a tempo crítico de frente de onda.

A influência dos fatores climáticos tais como pressão, temperatura e umidade do ar, sobre a tensão crítica disruptiva dos isolamentos será analisada no capítulo 4.

CAPÍTULO IV

INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS SOBRE A
SUPPORTABILIDADE DIELÉTRICA DOS ISOLAMENTOS EXTERNOS

4.1 INTRODUÇÃO

A influência das condições atmosféricas sobre a suportabilidade dielétrica dos isolamentos externos é uma matéria muito complexa que tem estado sob constantes estudos em todo o mundo, estando ainda, infelizmente, longe de sua completa compreensão. De qualquer modo existem informações suficientes para elaborar fatores de correção para a suportabilidade dielétrica dos isolamentos externos de ar de acordo com as publicações 60 - 1 e 60 - 2 da IEC (International Electrical Commission).

4.2 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Muitos parâmetros atmosféricos podem afetar a suportabilidade dos isolamentos externos, mas a densidade do ar e a umidade são predominantes.

Assim, relaciona-se a variação da tensão crítica disruptiva ($U_{50\%}$) para as condições ambientais de pressão, temperatura e umidade, com a tensão crítica disruptiva para as mesmas variáveis nas condições padrão, através da densidade relativa do ar, δ .

As condições atmosféricas consideradas como padrão pela IEC são:

$$t_0 = 20^\circ\text{C}$$

$$H_0 = 11\text{g/m}^3$$

$$P_0 = 101,3\text{KPa} = 760\text{mmHg}$$

A densidade relativa do ar é calculada por:

$$\delta = \frac{P T_0}{P_0 T} = \frac{P(273 + t_0)}{P_0(273 + t)} = \frac{0,386 P}{(273 + t)} \quad (4.1)$$

onde: P = pressão ambiente em mmHg

t = temperatura ambiente do bulbo seco em $^\circ\text{C}$

δ = densidade relativa do ar

$$\delta_0 = 1$$

A umidade absoluta (H) pode ser obtida através da fórmula psicométrica de Ferrel, que fornece o vapor de pressão em função das temperaturas de bulbo úmido e seco.

$$H = 25e' - 0,009175 P (t - t') \left(1 + \frac{t' - 32}{1571} \right) \quad (4.2)$$

onde: H = umidade absoluta do ambiente em g/m³

e' = pressão do vapor d'água saturado em polegadas de mercúrio (polHg) relativo a temperatura de bulbo úmido t'

t' = temperatura de bulbo úmido em °C

A partir de dados atmosféricos com medidas horárias, de pressão (P), temperatura de bulbo seco (t), temperatura de bulbo úmido (t') obtem-se para cada hora um valor de densidade relativa do ar (δ) e um valor de umidade absoluta (H).

Agrupando-se estes dados teremos uma distribuição estatística de probabilidades de ocorrência de determinadas condições atmosféricas, que irão afetar a suportabilidade dielétrica dos espaçamentos de ar entre os condutores energizados e as estruturas das torres das linhas de transmissão aterradas.

A relação entre as tensões críticas disruptivas dos isolamentos de ar para as condições ambientais e padrão é apresentada a seguir: [36]

$$\frac{U}{U_0} = \delta^m \cdot k^w = RIS \quad (4.3)$$

onde: U = tensão crítica disruptiva (50%) nas condições ambientais (P, H e t)

U₀ = tensão crítica disruptiva (50%) nas condições padrões (P₀, H₀ e t₀)

RIS = suportabilidade relativa do isolamento

O fator k, que corrige a umidade, é função da umidade absoluta (H) e a densidade relativa do ar (δ), além de variar com o tipo de solicitação aplicada (tensão contínua, alternada ou impulso). A figura 4.1 mostra os valores de k.

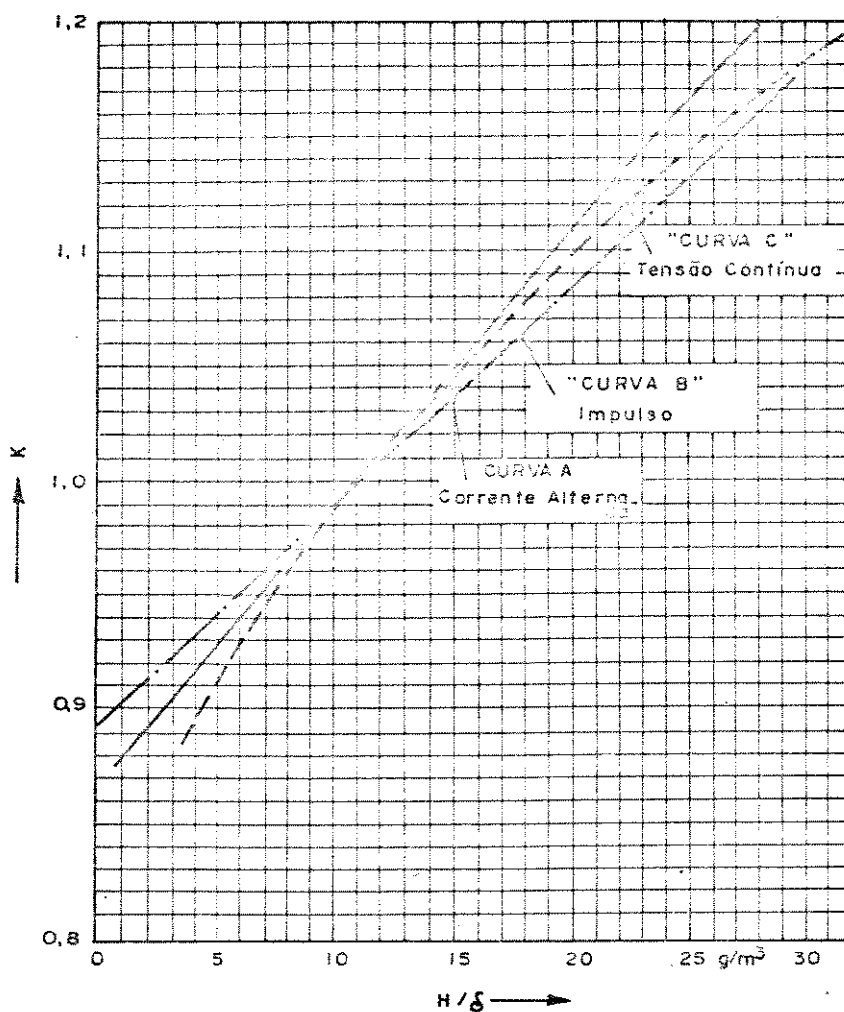


Figura 4.1- Fator de Correção de Umidade como Função de H/δ

Os expoentes m e w variam com a geometria dos gaps e com as características de tensão.

A influência da umidade relativa do ar (δ) e o parâmetro de correção da umidade (K) introduzidos na correção da tensão crítica disruptiva foi analisada através de resultados experimentais. O efeito é causado pelo fato da umidade absoluta representar uma pressão parcial de vapor d'água constante, independente da densidade do ar, enquanto a pressão parcial diminui tanto quanto a densidade relativa do ar, a relação entre os componentes muda assim como o efeito relativo na tensão disruptiva.

Os métodos de correção das normas atuais eram baseados em uma profunda análise de uma grande quantidade de resultados experimentais: a análise conduz a propostas de valores de m e w específicos para uma certa configuração e voltagem.

A seguir, após uma breve análise da influência das condições atmosféricas, em função dos mecanismos de descarga, uma aproximação semi empírica é apresentada para mostrar a dependência de m e w com relação à geometria e tensão.

4.3 ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DAS CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS

Uma análise apurada da influência dos parâmetros atmosféricos implica na compreensão de seu efeito sobre o mecanismo de cada descarga, no processo de ruptura da estrutura isolante do ar para cada configuração e tensão.

As informações disponíveis indicam que a influência das condições atmosféricas é muito relacionada com as características de desenvolvimento das descargas.

Resultados experimentais indicam que para configurações não uniformes, fatores de correção atmosféricos são maiores quando as descargas são determinadas por cargas positivas, quando os fatores m e w são aproximadamente iguais a 1. No caso negativo eles são menores que 1.

Existe uma certa relação entre o tipo de descarga e o gradiente médio no gap no momento da disrupção, o qual pode ser quantificado pela seguinte expressão: [36]

$$G = \frac{U}{d} \cdot \frac{1}{E} \quad (4.4)$$

onde

U = tensão crítica disruptiva (50%)

d = comprimento do gap de ar

E = gradiente médio de tensão disruptiva a um certo valor de densidade relativa do ar (δ) e uma umidade absoluta (H)

$$E = \delta K E_0$$

E_0 = gradiente médio de tensão disruptiva nas condições padrão (cerca de 500 KV/m)

4.4 DETERMINAÇÃO DOS EXPOENTES M E W

Os expoentes m e w tem seus valores apresentados na figura 4.2 em função do parâmetro G_0 , isto é, o parâmetro G avaliado para as condições atmosféricas padrão.

Para $G_0 < 1$ a curva dos expoentes m e w , pode ser expressa pela equação:

$$m = w = G_0 (G_0 - 0,2)/0,8 \quad (4.5)$$

Para $G_0 \geq 1$ o expoente $m = 1$. Esta consideração é adotada por simplicidade levando-se em conta o limite prático de importância dessa gama de valores.

O expoente w é tomado como igual a 1 para $1 \leq G_0 \leq 1,2$, e $w = 0$ para $G_0 > 2$ após uma transição contínua entre $w = 1$ e $w = 0$

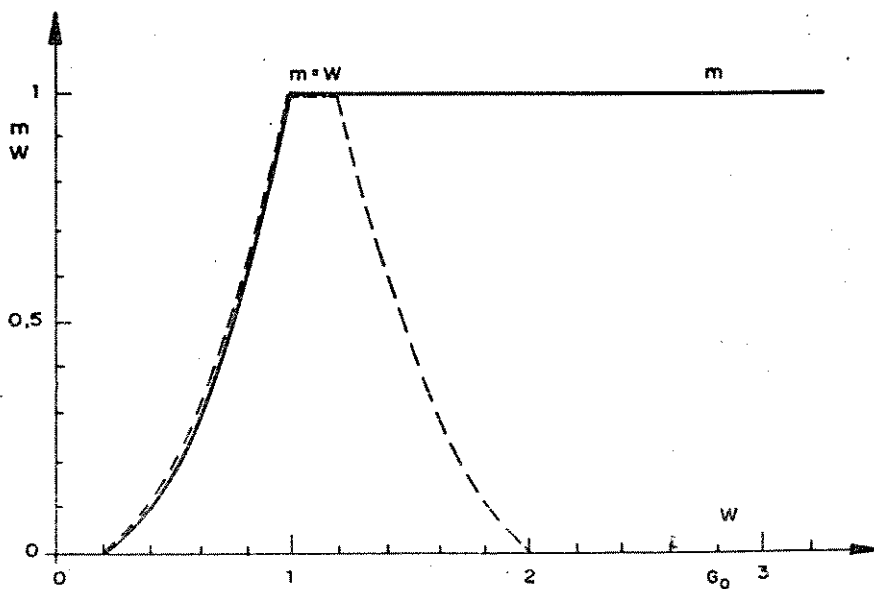


Figura 4.2 Determinação dos expoentes m e w

4.5 APLICAÇÃO NO DIMENSIONAMENTO

Deve-se obter em primeiro lugar, os dados metereológicos da região a ser atravessada pela linha de transmissão. Estes dados são colhidos, por exemplo, pelo Ministério de Aeronáutica, a cada hora. Deste modo, utilizando-se os valores de temperatura de bulbo seco e úmido, e pressão medidas simultaneamente, tem-se fatores de influência à suportabilidade dos isolamentos a cada hora.

O agrupamento destes fatores para um longo período de observação permitirá montar um histograma de frequência de ocorrência das várias situações atmosféricas que afetam a suportabilidade dos isolamentos.

Estes valores calculados, segundo critérios apresentados neste capítulo, são utilizados nesse método para determinar a tensão suportável do isolamento. O risco de falha obtido, pela aplicação da distribuição estatística de sobretensões ao isolamento, considerando-se condições atmosféricas instantâneas, é multiplicado pela frequência de ocorrências destas particulares condições atmosféricas. O risco total de falha é obtido aplicando-se o critério de média ponderada, a ser analisado no capítulo 5 deste trabalho.

A suportabilidade dos gaps de ar, ainda é afetada pela taxa de precipitação atmosférica, computada por um fator de precipitação K_p . Este fator leva em conta a influência das chuvas sobre o isolamento. Como ainda não se dispõe de informações completas a este respeito e sua aplicação deve considerar a dependência com a densidade relativa do ar, δ , neste trabalho K_p será considerado igual a 1.

Combinando-se a suportabilidade dos gaps na situação padrão (capítulo 3) e ambiente (capítulo 4) passa-se a análise do desempenho destes isolamentos quando submetidos a surtos de manobra, o que será mostrado no capítulo 5.

C A P I T U L O V

DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO PERANTE
SURTOS DE MANOBRA

5.1

INTRODUÇÃO

O desempenho das Linhas de Transmissão quando submetidas a surtos de manobra é influenciado por um conjunto de fatores que dão ao isolamento uma certa chance de, naquele instante, suportar uma sobretensão de um valor particular. Estes fatores de influência, são conhecidos estatisticamente, cujos dados formarão um modelo de análise. São considerados os seguintes eventos estatísticos:

- a) - A probabilidade de um surto de manobra ter um certo valor;
- b) - A probabilidade de ocorrência de certos valores de condições atmosféricas (umidade, densidade relativa do ar, etc..), que representam fatores determinativos da capacidade relativa da isolação (RIS);
- c) - A influência e probabilidade de ocorrência de ventos que possam alterar o posicionamento relativo dos componentes da isolação;
- d) - A probabilidade de num intervalo de ar ou cadeia de isoladores, acontecer uma falha de isolamento.

Estes eventos podem ser apresentados de diversas formas, indicando o valor e a frequência de ocorrência do mesmo, para que se possa obter de um sistema de transmissão o risco total de falha

perante as solicitações de manobra. A partir do conhecimento da frequência das manobras pode-se avaliar o número de falhas por unidade de tempo.

O modelo básico de cálculo para uma linha de transmissão submetida a surtos de manobra, considera as seguintes variáveis:

- a) - O comprimento da linha de transmissão expresso em quantidade de torres existentes na mesma;
- b) - Tensão nominal do sistema em [kV];
- c) - Geometria da estrutura suporte dos condutores na torre de transmissão, disposição e dimensionamento da cadeia de isoladores;
- d) - Função de distribuição da probabilidade de ocorrência de sobretensões de manobra ($V_{50\%}$, σ_{SM});
- e) - Função de distribuição de probabilidade de ocorrer uma falha de isolamento nos vários gaps;
- f) - Função de distribuição de probabilidade de ocorrência de ventos e consequente alteração da cadeia de de isoladores, caracterizado pelo angulo de oscilação;
- g) - Função de distribuição da probabilidade de alteração da capacidade relativa de isolação dos meios ambientais por onde passará a linha de transmissão em estudo (RIS).

5.2

DISTRIBUIÇÃO DOS ÂNGULOS DE BALANÇO DAS CADEIAS DEVIDO À AÇÃO DO VENTO

O ângulo de balanço de uma cadeia livre de isoladores é calculado a partir de medidas horárias observadas das velocidades instantâneas de ventos de uma determinada estação metereológica. A relação entre o ângulo de balanço e velocidade do vento é baseado nos testes empíricos levantados no teste de HORNISGRINDE [5]. Os ângulos de balanço também são calculados a partir da relação entre o vão horizontal e o vão vertical e entre o diâmetro e a massa do condutor.

5.2.1 *Cálculo do ângulo de balanço devido a ação do vento.*

A oscilação da cadeia de isoladores é função da pressão exercida pelo vento sobre os cabos condutores. Esta pressão é calculada por:

$$P_v = 0,0045 v^2 k \quad [\text{kgf/m}^2] \quad (5.1)$$

onde:

v = velocidade do vento [km/h.]

k = coeficiente de efetividade da pressão do vento.

Este coeficiente leva em consideração a atuação das frentes de vento que, geralmente são mais estreitas que os vãos da linha. O fator k depende da relação entre o diâmetro e o peso do condutor.

Os valores mínimos de k são adotados por normas, mais com o objetivo de adaptar a fórmula do ângulo de balanço ao teste de HORNISGRINDE. Estes valores de k são apresentados na tabela 5.1.

Tabela 5.1- Fatores de efetividade (k) [5]

Velocidade km/h	Ângulo de balanço (Hornisgrinde)	k
0	0	-
3,2	0,894	2,346
8	2,235	1,126
16	1,5	0,704
32	5,2	0,611
48	11,	0,581
65	16,5	0,498
80	22	0,424
96	27,5	0,389
112	33,5	0,363
130	39	0,34
145	45	0,332
160	51	0,332

A pressão do vento exerce sobre a área dos condutores que é dada por:

$$S_c = H \cdot D \text{ [m}^2\text{]} \quad (5.2)$$

sendo:

H = vão médio [m]

D = diâmetro do condutor [m]

O diagrama da relação dos parâmetros de vãos vertical e horizontal, pode ser visto na figura 5.1.

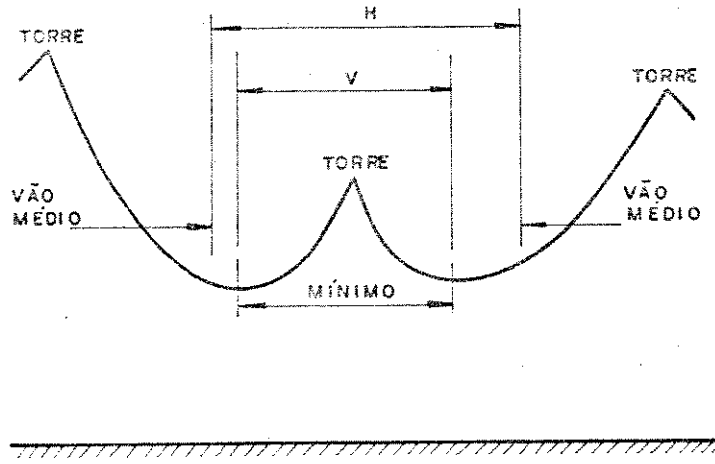
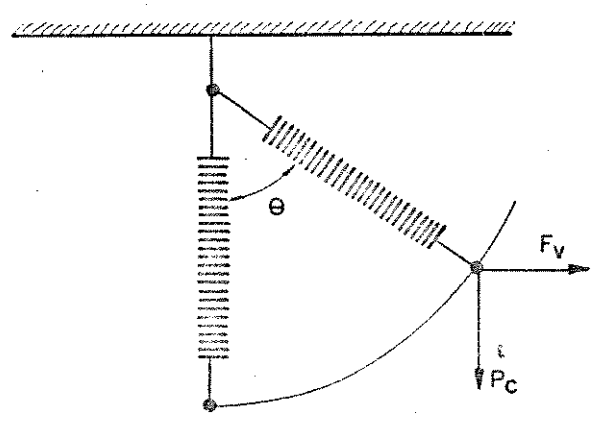


Figura 5.1- Diagrama da relação dos parâmetros de vãos vertical e horizontal

A força exercida pelo vento sobre os condutores sera:

$$F_v = P_v S_c \text{ [kgf]} \quad (5.3)$$

O ângulo de balanço é formado sob a ação de força do vento e pelo peso do condutor P_c , como mostrado na figura 5.2.



F_v = Força do vento
 P_c = Peso do condutor

Figura 5.2- Ângulo de balanço da cadeia de isoladores

O peso do condutor \bar{e} é calculado em função do vão vertical (v) e o peso nominal (w) [5]

$$\theta = \text{arc tg } \frac{F_v}{P_c}$$

$$\theta = \text{arc tg } \frac{0,0045 v^2 k DH}{wv} \quad (5.4)$$

Segundo o teste de Hornisgrinde sã foram considerados ventos normais ou ortogonais aos condutores. Para se considerar a direção de incidência do vento usa-se a componente normal da velocidade do mesmo.

Registros típicos de ângulos de balanço para condutores singelos como função da velocidade normal, dos ventos em direção à linha são marcados através de pontos na figura 5.3.

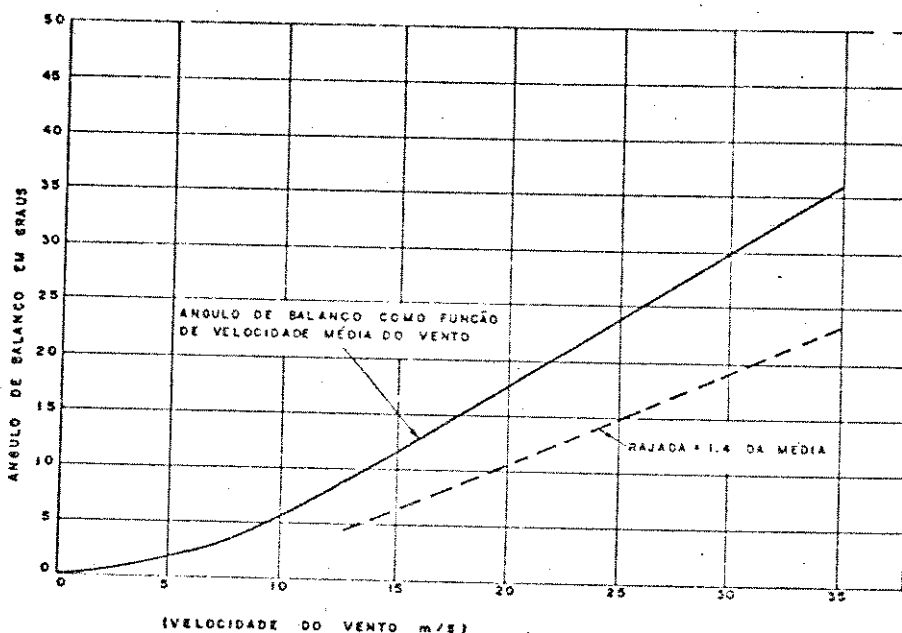


Figura 5.3- Ângulo de balanço como função de velocidade instantânea do vento na torre

Estes dados podem ser interpretados como se segue:

Assumindo que todo o perfil de ventos laterais que causam um balanço, de digamos 15° , são estatisticamente similares (mesma frequência de distribuição de velocidade de ventos) e desprezando o efeito sobre o ângulo de balanço, da posição lateral da rajada de vento, os registros de velocidade de ventos na torre, quando o ângulo de balanço é 15° , podem ser considerados como amostra aleatória de velocidade de ventos em um perfil lateral causando este ângulo de balanço. Assim, os registros de velocidade de ventos para um certo ângulo de balanço descrevem o perfil estatístico de velocidade de ventos causando este ângulo. Histogramas de velocidade de ventos para 15,16,17 e 18 graus de ângulos de balanço são mostrados na figura 5.4. As velocidades médias estão indicadas. A proporção da média para o máximo varia 1,23 a 1,4. O ângulo de balanço como função dos ventos médios ao longo do vão é mostrado na figura 5.5 para um fator de 1,4.

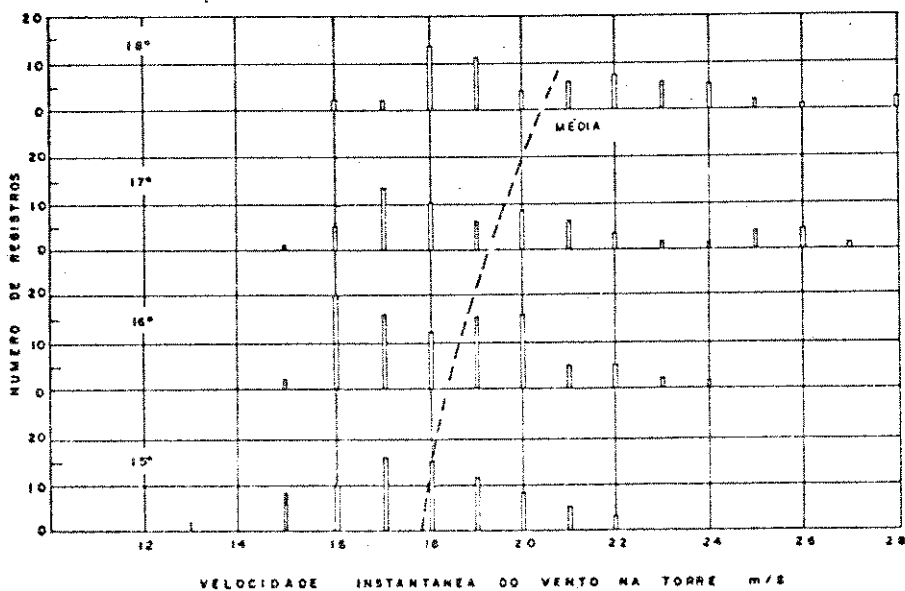


Figura 5.4- Histograma de registro de velocidade de ventos para ângulos de balanço de 15,16,17 e 18 graus.

Resultados para outros condutores podem ser avaliados pela correção do diâmetro do condutor, pêsos e a proporção vão horizontal pelo vão vertical. Baseado nisto e no teste de Hornisgrinde, um conjunto de curvas tem sido aplicadas para outros condutores sinjelos como função de:

$$k = \frac{D}{w} \frac{H}{V} \quad (5.5)$$

onde:

D = diâmetro do condutor [mm]

w = peso por unidade de comprimento do condutor

$$\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right]$$

H/V = proporção vão horizontal / vertical

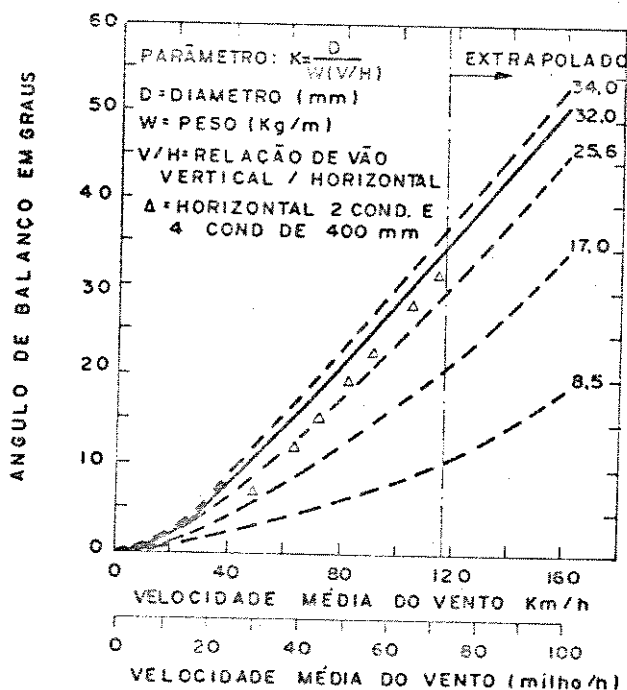


Figura 5.5 - Ângulo de balanço como função de velocidade média do vento.

A figura 5.5 mostra as curvas resultantes do ângulo de balanço, como função da velocidade média do vento ao longo do vão (vento normal à linha) para diversos cabos e razões H/V, ou seja, para valores diferentes de K. Estas curvas são válidas considerando-se que:

- a) - O ângulo de balanço função de velocidade média do vento ao longo do vão. Vento normal à linha.
- b) - O vão base de 300m. Vãos maiores terão ângulos ligeiramente menores. Vãos menores terão ângulos maiores, mas a diferença é provavelmente insignificante para vãos maiores que 150m.
- c) - As frentes de vento de Hornsgrinde são provavelmente mais uniformes, mais largas e de mais longa duração que em outras localizações. Em virtude disto, os resultados obtidos podem ser considerados conservadores.

5.3

DESEMPENHO ELÉTRICO DO ISOLAMENTO

Até agora foi analisado o risco de falha do isolamento considerando - se a suportabilidade como uma probabilidade fixa de falha. Considerando-se que a suportabilidade do isolamento depende de outras variáveis, analisa-se o efeito das mesmas, no dimensionamento dos isolamentos

5.3.1

Efeito das condições meteorológicas

A suportabilidade dos isolamentos variam com as condições meteorológicas

$$U_{AMB} = U_{STD} \times RIS \quad (5.6)$$

O cálculo do risco de falha para todos os valores de tensão crítica disruptiva que percorrem todas as situações climatológicas é feito pela média ponderada dos riscos com a frequência da ocorrência do RIS, f_R .

$$\text{Risco} = \frac{\sum_{i=1}^n R(i) f_R(i)}{\sum_{i=1}^n f_R(i)} \quad (5.7)$$

O risco calculado pela expressão (5.7) é o de apenas um gap de ar de uma das fases do sistema elétrico. Leva-se em consideração que esta distância de isolamento é fixa, computando-se todas as possibilidades de alterações climáticas com suas respectivas frequências de ocorrência.

$R(i)$ é o risco de falha para a situação i , com uma frequência de ocorrência $f_R(i)$ do valor de RIS nesta situação i . O número total de situações i será n . Entende-se por situação i uma determinada condição meteorológica caracterizada por um valor de RIS, em função dos valores de pressão, temperatura e umidade absoluta.

5.3.2 Considerações sobre gaps compostos

Considerando-se que uma fase de uma linha de transmissão tem vários gaps em paralelo (cadeia de isoladores condutores torre lateral, condutores estais), são analisados todos os riscos.

O surto de tensão ao atingir a torre, poderá gerar uma descarga disruptiva para mais de uma direção ou distância de isolamento.

A partir da tensão crítica disruptiva de cada gap, calcula-se o risco de falha individual, compondo a área intercessão entre a distribuição de surtos de manobra e a distribuição estatística das tensões suportáveis pelo isolamento.

O risco por fase e por torre (RFT) para G gaps é calculado por:

$$\text{RFT} = 1 - \prod_{k=1}^G (1 - R_k) \quad (5.8)$$

5.3.3 Considerações sobre o número de Torres

Os surtos de tensão atravessam toda a linha de transmissão,

havendo um risco de falha em cada uma das T torres e em cada fase (RFT). O risco de haver pelo menos uma falha em uma delas por fase (RF) e dado por

$$R_F = 1 - \prod_{\ell=1}^T (1 - RFT_{\ell}) \quad (5.9)$$

5.3.4 Risco total de falha de uma linha

As considerações anteriores s̄o analisam o risco de falha de uma fase. Considerando-se RF_A como o risco total de falha da fase A, RF_B e RF_C respectivamente os riscos de falha totais das fases B e C, tem-se o risco total da linha para uma determinada posiç̄ao do ângulo de balanço θ com uma freq̄uência f_{θ} :

$$R_{\text{linha}} = 1 - (1 - RF_A) (1 - RF_B) (1 - RF_C) \quad (5.10)$$

Este valor representa o risco de falha de uma linha de transmiss̄ao e pode ser expresso em n̄mero percentual de falhas por surto de tens̄ao.

5.3.5 Efeito do ângulo de balanço

Como a tens̄ao cr̄tica disruptiva varia em funç̄ao das dist̄ancias de isolamento, e as mesma variam com o ângulo de balanço, torna-se necess̄aria a consideraç̄ao deste efeito. O risco total ̄e o risco de falha da linha em estudo, considerando-se todas as situaç̄oes climatol̄ogicas e todas as situaç̄oes de ângulos de balanço. ̄E a m̄dia ponderada do risco com a freq̄uência de ocorr̄encia de determinado ângulo de balanço (f_{θ}).

$$\text{Risco total} = \frac{\sum_{j=1}^m \text{Risco da linha } (j) \cdot f_{\theta}(j)}{\sum_{j=1}^m f_{\theta}(j)} \quad (5.11)$$

A situação j é dada para uma determinada velocidade de vento que determina o ângulo de balanço.

A utilização combinada destes riscos, pode ser melhor vista no item 6.3 do próximo capítulo, através do fluxograma e da descrição dos passos de programação.

CAPÍTULO VI

ROTEIRO PARA CÁLCULO DA ESTRUTURA DE UMA TORRE
DE TRANSMISSÃO EM FUNÇÃO DO RISCO DESEJADO

6.1 DADOS NECESSÁRIOS

6.1.1 DISTRIBUIÇÃO DAS SOBRETENSÕES POR FASE

As sobretensões de manobra tem valores diferentes nas três fases. Este feito pode ser considerado nas distribuições de cada fase:

VMA50 = Valor médio da sobretensão na fase A, em pu
VMB50 = Valor médio da sobretensão na fase B, em pu
VMC50 = Valor médio da sobretensão na fase C, em pu
SSA = Desvio padrão da distribuição na fase A, em pu
SSB = Desvio padrão da distribuição na fase B, em pu
SSC = Desvio padrão da distribuição na fase C, em pu
VNM = Tensão máx de operação entre fases, em kV.

6.1.2 CARACTERÍSTICAS DO COMPORTAMENTO DO ISOLAMENTO QUANTO AO TIPO DE SURTO

O isolamento tendo um desempenho estatístico quando submetido às sobretensões, também pode ser traduzido por um valor médio e um desvio padrão. Para sobretensões de origem externa (atmosférica) estes valores são fixados pelo nível básico de impulso (NBI) e o desvio padrão fixado em normas. [9], [10]

Para surtos de manobra o desvio padrão também é fixado por norma, mas o valor médio da tensão disruptiva é definido em função do risco.

NBI = Nível básico de impulso, em kV
SI = Desvio padrão do isolamento para impulso, em pu
SM = Desvio padrão do isolamento para manobra, em pu
GAMA = Fator de segurança estatístico.

6.1.3 DADOS MECÂNICOS DA TORRE

NT = Número de torres
BETA = Ângulo interno da estrutura da torre, em graus
NTETA = Número de torres em balanço

ALFA = Ângulo externo da estrutura da torre, em graus
SCI = Distância do suporte da cadeia de isoladores em metros (Fase interna)
SCE = Distância do suporte da cadeia de isoladores em metros (Fase externa)
SB = Distância do suporte do cabo em metros.

6.1.4 TIPO DE ISOLADOR ESCOLHIDO

P = Passo do isolador, em metros
DI = Distância de escoamento do isolador (Perímetro), em centímetros.

6.1.5 DADOS DOS CONDUTORES

R = Raio de energização dos condutores da linha de transmissão, em metros
RC = Raio de energização do condutor da fase central (cadeia central em V).

6.1.6 FATORES DE GAP (K)

As suportabilidades das estruturas isolantes dependem do formato dos gaps.

CS = Fator de suportabilidade para impulso.
gap1 = Condutor - braço da torre com isoladores
K1 = 1,50
CS1 = 610 kV/m
gap2 = Condutor - estrutura
K2 = 1,35
CS2 = 585 kV/m
gap3 = Condutor - janela com isoladores
K3 = 1,15
CS3 = 555 kV/m
gap4 = Condutor - janela sem isoladores
K4 = 1,20
CS4 = 560 kV/m

6.1.7 CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS LOCAIS

- Poluição

DE = Distância de escoamento específica do ambiente, em centímetros por kV.

- Pressão, temperatura e umidade

As suportabilidades relativas calculadas em função de pressão, temperatura e umidade, bem como sua frequência de ocorrência, utilizadas neste trabalho, são:

	RIS	FRIS (%)
1)	0,81	0,04
2)	0,84	0,07
3)	0,86	0,09
4)	0,89	0,50
5)	0,91	0,99
6)	0,93	2,05
7)	0,95	5,91
8)	0,97	11,98
9)	0,98	14,75
10)	0,99	17,52
11)	1,00	16,30
12)	1,01	12,00
13)	1,02	7,71
14)	1,03	4,31
15)	1,04	1,83
16)	1,06	1,37
17)	1,08	0,79
18)	1,11	0,79
19)	1,18	0,46
20)	1,23	0,28
21)	1,27	0,14
22)	1,34	0,12

O histograma correspondente a estes dados, se encontra na figura 6.1, e foram obtidos da estação Foz do Iguaçu [24]

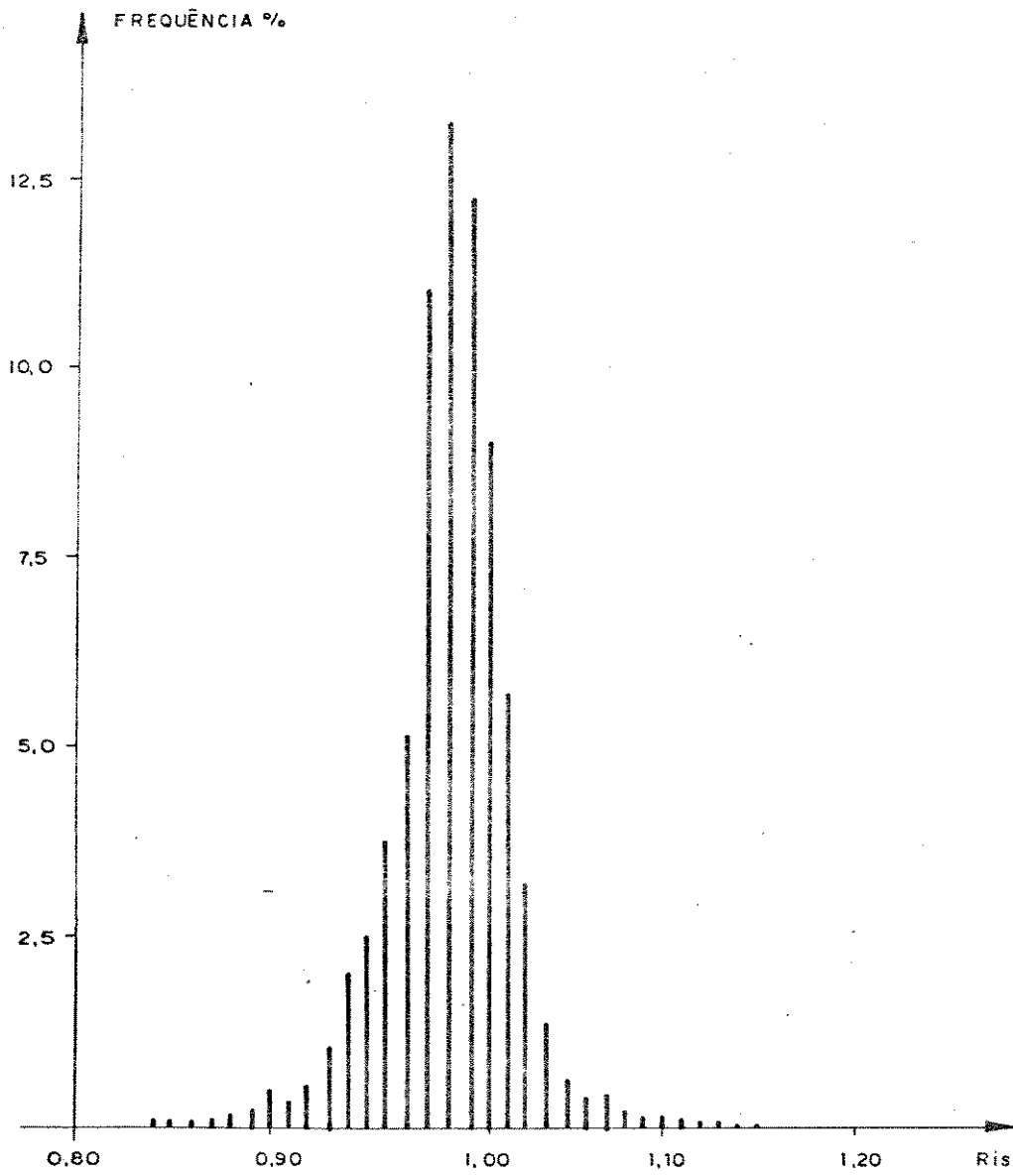


Figura 1 - Histograma de Supotabilidade Relativa dos Isola_{mentos}

6.1.8 ÂNGULOS DE BALANÇO

Os ângulos de balanço e sua frequência de ocorrência, utilizados neste trabalho são:

	TETA (em graus)	F TETA (%)
1)	0,00	37,83
2)	0,31	2,50
3)	0,51	11,30
4)	0,64	9,49
5)	0,89	12,34
6)	1,13	7,24
7)	1,36	2,73
8)	1,59	6,32
9)	1,88	1,56
10)	2,24	5,94
11)	3,13	1,58
12)	4,58	0,90
13)	6,31	0,23
14)	24,22	0,02
15)	30,04	0,02

TETA P = Ângulo escolhido para posicionar a cadeia de isoladores para o projeto inicial, ou seja, a primeira dimensão da torre.

TETA P = 15º

O histograma correspondente a estes dados pode ser visto na figura 6.2. e foram obtidos na estação Foz do Iguaçu.[24]

A figura 6.3 apresenta a torre de 525 kV a ser dimensionada, usando a cadeia central em I e na figura 6.4 usando a cadeia central em V.

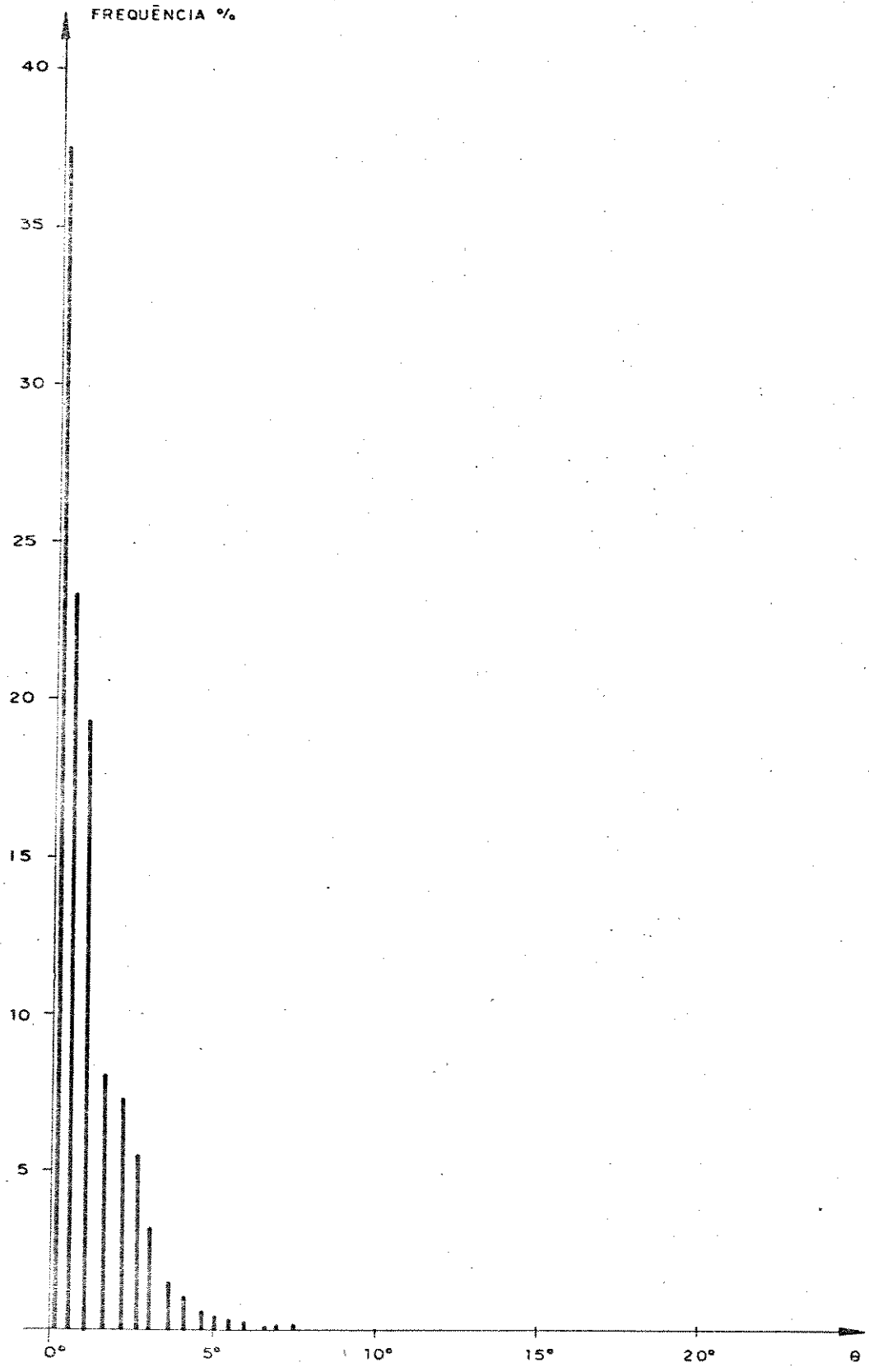


Figura 6.2-Histograma dos Ângulos de Balanço da Cadeia

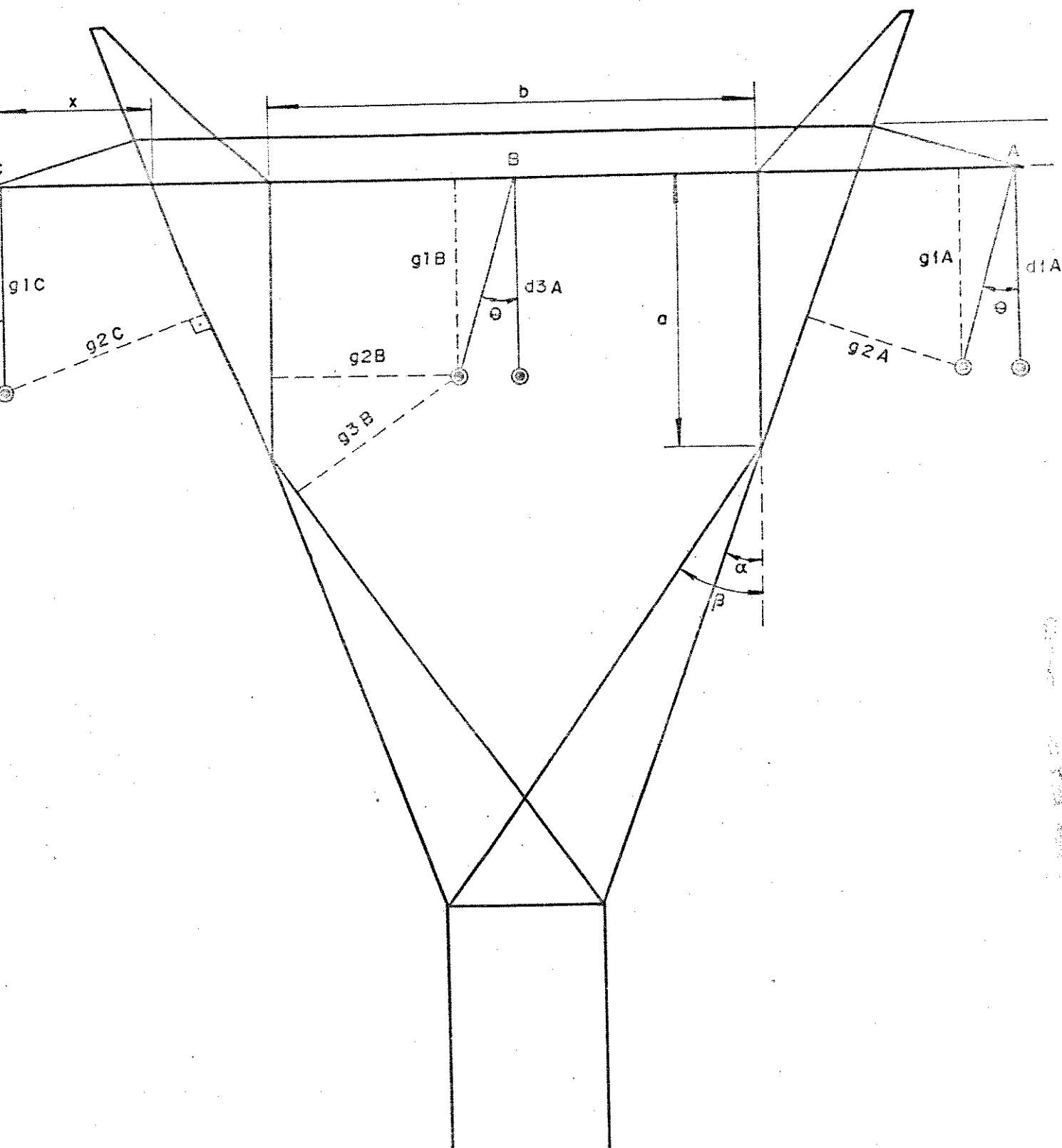


Figura 6.3-Torre de Transmissão - 525 kV - Cadeia em I

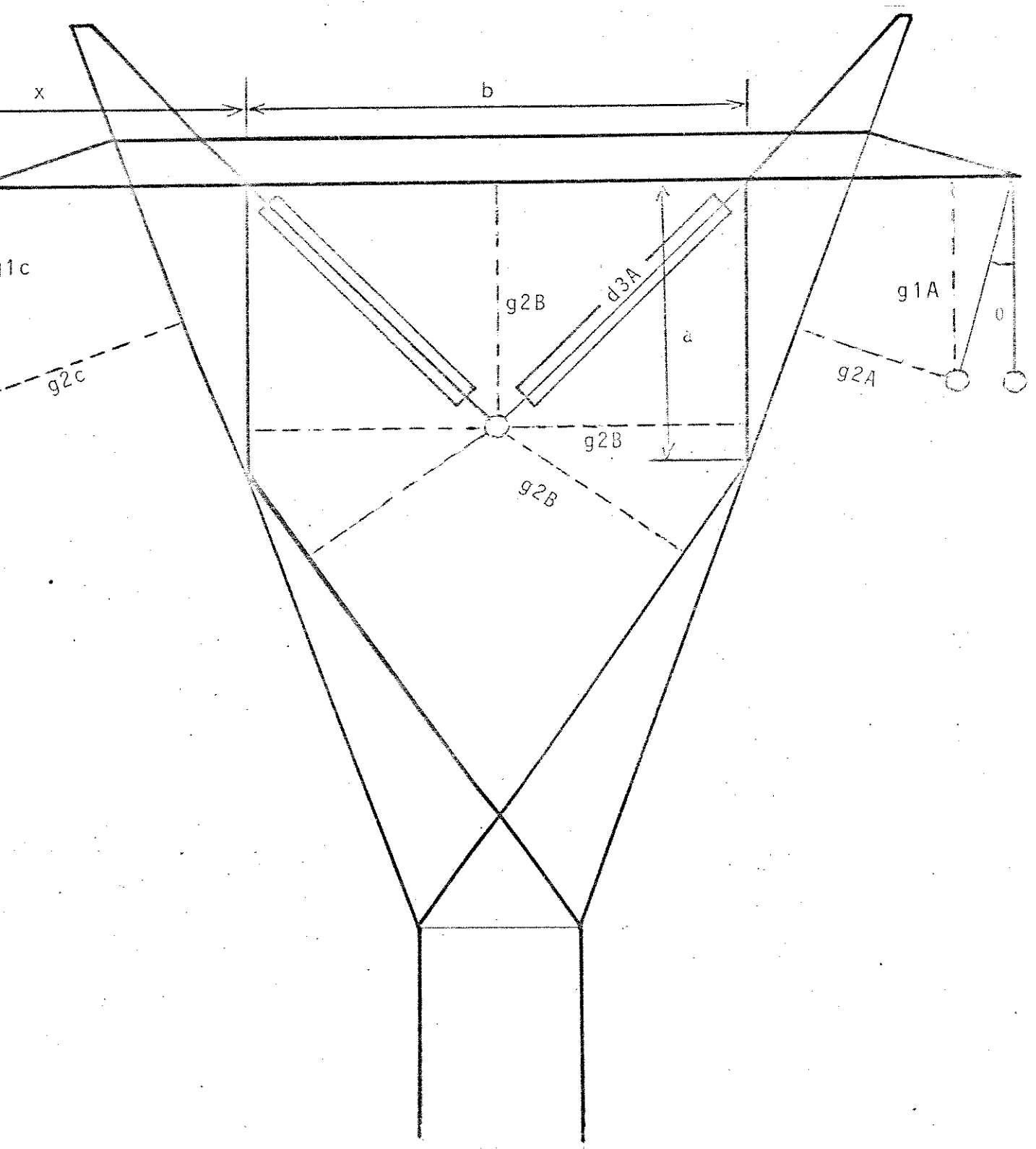


Figura 6.4-Torre de Transmissão - 525 kV - Cadeia em I

6.2 DIMENSIONAMENTO BÁSICO DE UMA TORRE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

6.2.1 CÁLCULO DAS SOLICITAÇÕES DE TENSÃO

a) Freqüência Industrial

A tensão máxima de operação fase terra é obtida por:

$$V_{BASE} = V_{NM} \sqrt{2} / \sqrt{3} \quad [kV] \quad (6.1)$$

O número de isoladores de uma cadeia será calculado em função da solicitação permanente de tensão que será superficial, dependendo do seu desempenho e do fator de poluição:

$$NIFI = \left\lfloor \frac{V_{NM} \times DE}{\sqrt{3} \times DI} + 1 \right\rfloor \quad (6.2)$$

Sendo a distância de isolamento básica (DBASE) da cadeia dada por: (fig. 6.5).

$$DBASE = NIFI \times P \quad [m]$$

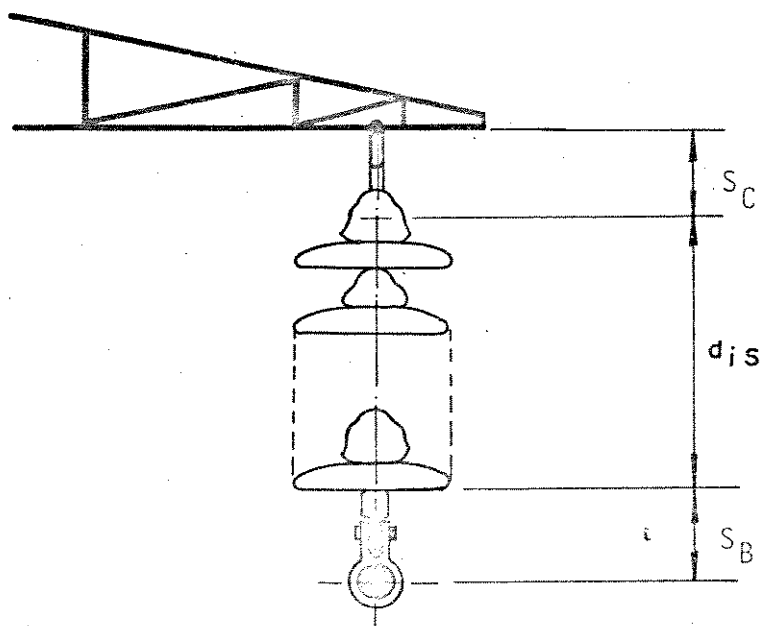


Figura 6.5-Detalhe de uma Cadeia de Isoladores

b) Sobretensões de Manobra (frente lenta)

Da distribuição estatística das sobretensões de manobra tem - se o seu valor médio e o valor do desvio padrão, em cada fase. Para este dimensionamento deve-se selecionar o maior valor destes.

V50 = O maior valor médio entre as três fases

SS = Desvio padrão da fase correspondente ao maior valor médio

$$V2 = V50 (1 + 2,08 \times SS) \text{ VBASE [kV]} \quad (6.3)$$

A tensão suportável estatística, em princípio será adotada com um fator de segurança de 1,1.

$$UM10 = GAMA \times V2$$

$$UM50 = UM10 / (1 - 1,28 SM) \quad (6.4)$$

c) Sobretensões Atmosféricas

Para a avaliação da suportabilidade dos gaps quanto às sobretensões atmosféricas, será tomado como base o valor do nível básico de impulso de Linha de Transmissão.

$$UI10 = NBI$$

$$UI50 = NBI / (1 - 1,28 SI) \quad (6.5)$$

6.2.2 CÁLCULO DAS DISTÂNCIAS DAS FASES EXTERNAS (fig. 6.6)

a) Da Cadeia de Isoladores

- Cadeia na Vertical

a.1) Sobretensões de Manobra

Método de Paris

$$d11 = \left[\frac{UM50}{K1 \ 500} \right]^{1/0,6}$$

frente crítica (Gallet e Leroy)

$$d_{12} = \frac{8}{\frac{K1 \ 3400}{UM50} - 1}$$

a.2) Sobretensão Atmosférica

$$D_{13} = \frac{UI50}{CS1}$$

a.3) Comparação

d1 = Maior valor entre d11, d12, d13

d1 = Distância de isolamento da cadeia

- Verificação com a Cadeia Inclinada

a.4) Sobretensões de Manobra

Método de Paris

$$d_{14} = \left[\frac{UM50}{K2 \ 500} \right]^{0,6}$$

frente crítica (Gallet e Leroy)

$$d_{15} = \frac{8}{\frac{K2 \ 3400}{UM50} - 1}$$

a.5) Sobretensão Atmosférica

$$d_{16} = \frac{UI50}{CS2}$$

a.6) Comparação

dL = Maior valor entre d14, d15, d16

$$dL = dL + R$$

A distância de isolamento inclinada

$$d1A = dL / \cos(\text{TETA})$$

$$\text{dis} = d1A - \text{SCE} - \text{SB}$$

a.7) Determinação do Número de Isoladores

Comparando-se:

d1 = distância de isolamento para cadeia vertical

dBASE = distância para frequência industrial

O maior valor determinará o número de isoladores, sendo arredondada para o inteiro imediatamente superior. Verifica-se agora a posição da cadeia inclinada pelo ângulo TETA.

Se $\text{dis} > \text{NI} \times \text{P}$, então aumenta-se o suporte da cadeia SCE para:

$$\text{SCE} = \text{DIS} - \text{NI} \times \text{P} + \text{SCE}$$

b) Dimensionamento do Braço da Cadeia

$$dL / \cos \alpha + dEF \sin \theta = x + dEF \cos \theta \operatorname{tg} \alpha$$

$$x = (dL - dEF \sin(\alpha - \theta)) / \cos \alpha$$

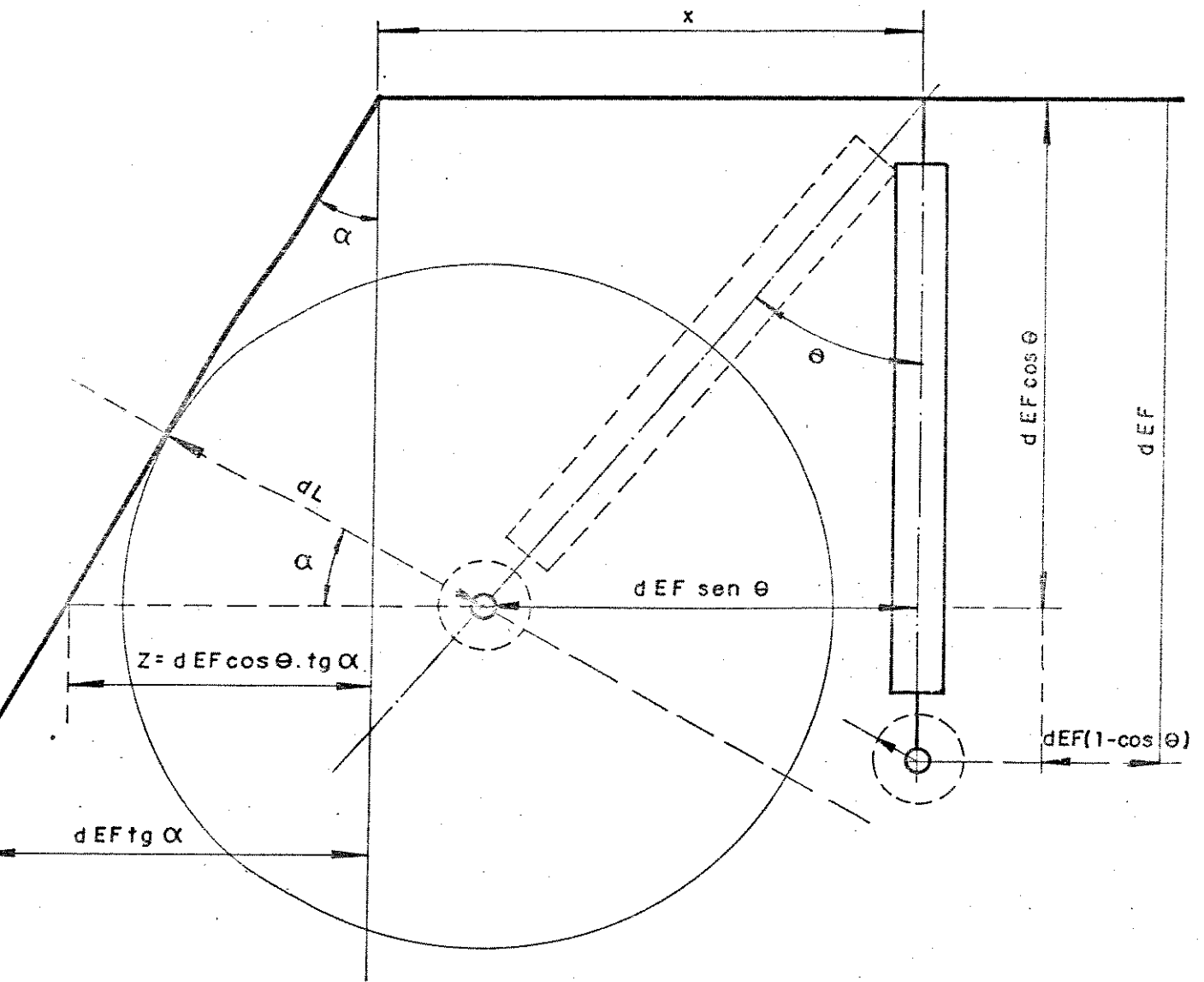


Figura 6.6-Detalhe Construtivo da Fase Externa da Torre

6.2.3 CÁLCULO DA ESTRUTURA DE FASE INTERNA

6.2.3.1 Cadeia Central em I (fig. 6.7)

a) Da Cadeia de Isoladores:

a.1) Sobretensões de Manobra (frente lenta)

Método de Paris

$$d_{31} = \left[\frac{UM50}{K3\ 500} \right]^{1/0,6}$$

frente crítica (Gallet e Leroy)

$$d32 = \frac{8}{\frac{K3 \ 3400}{UM50} - 1}$$

a.2) Sobretensões Atmosféricas

$$d33 = \frac{UI50}{CS3}$$

a.3) Comparação

d3 = Maior valor entre d31, d32 e d33

a.4) Número de Isoladores

$$NII = \lceil D3/P + 1 \rceil \quad \text{ou}$$

$$NII = NIFI$$

A distância total da cadeia interna para:

$$d3A = NII \times P + SB + SCI$$

b) Distância Lateral

b.1) Sobretensão de Manobra

Método de Paris

$$d41 = \left[\frac{UM50}{K4 \ 500} \right]^{0,6}$$

frente crítica (Gallet e Leroy)

$$d42 = \frac{8}{\frac{K4 \ 3400}{UM50} - 1}$$

b.2) Sobretenção Atmosférica

$$d_{43} = \frac{UI50}{CS4}$$

b.3) Comparação

d_4 = Maior distância entre d_{41} , d_{42} e d_{43}

$$d_4 = d_4 + R$$

$$d_c = d_{3A} \cos \theta$$

Se d_4 for maior ou igual a d_c então:

$$NII = \left\lfloor \frac{1}{P} (d_4 / \cos \theta - SC - SB) + 1 \right\rfloor \text{ ou}$$

$$SCI = d_4 / \cos \theta - NIIP - SB$$

$$d_{3A} = NII \times P + SB + SCI$$

Se não mantêm-se os valores anteriores

c) Definição da Estrutura Interna

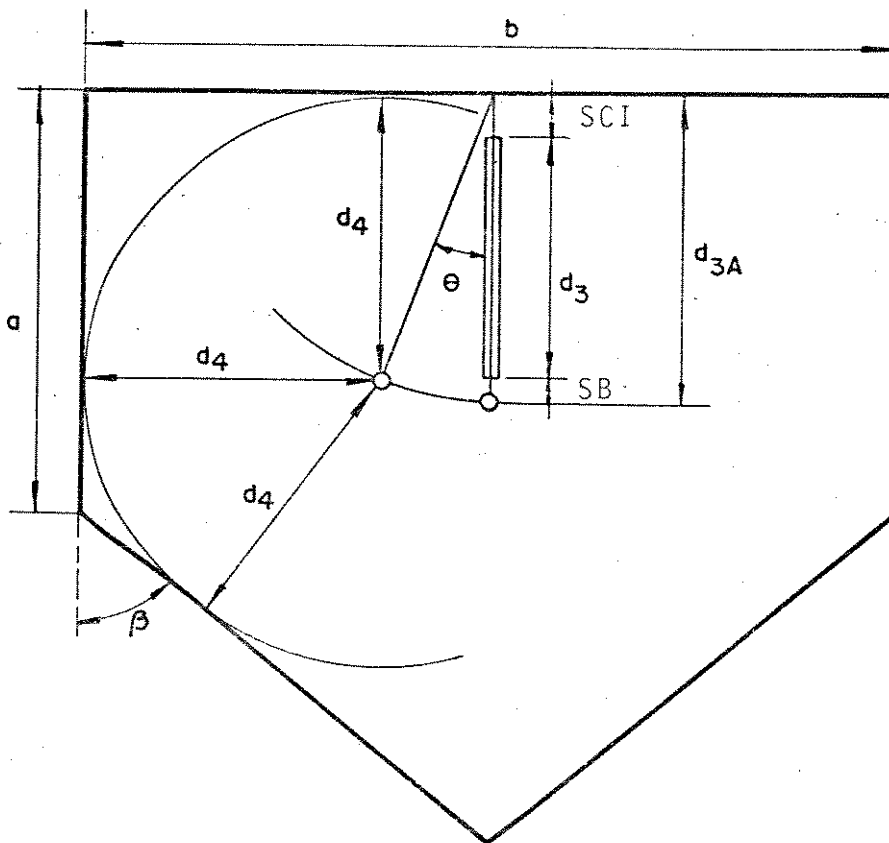


Figura 6.7-Detalhe da Estrutura Interna

A = altura do quadro interno

$$A = d3A \cos\theta + d4(1 - \cos\beta)/\text{sen}\beta$$

$$B = 2(d3A \text{ sen}\theta + d4)$$

6.2.3.2 Cadeia Central em V

a) De Cadeia de Isoladores

O número de isoladores NII, é o mesmo determinado no item 6.2.3.1.

b) Distância Lateral

A distância lateral $d4$, é a mesma que para a cadeia em I determinada no item 6.2.3.1.

c) Definição da Estrutura Interna (fig. 6.8)

$$DC = D3A \cos 45^\circ$$

Toma-se então a comparação entre $D4$ e DC .

Se $D4$ for maior, aumenta-se o prolongador SCI e recalcula-se a distância $D3A$.

$$D3A = NII \times P + SCI + SB$$

A dimensão do quadro então será:

$$A = D3A \cos 45^\circ + D4 \text{ tg}(\beta/2)$$

$$B = 2D3A \cos 45^\circ$$

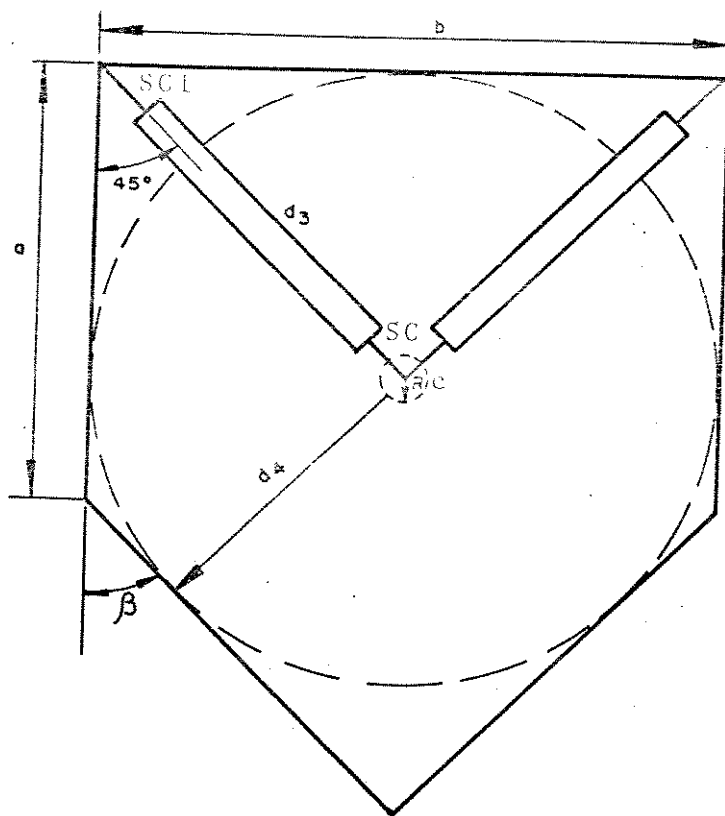


Figura 6.8-Detalhe da Estrutura Interna (Cadeia em V)

6.2.4 DEFINIÇÃO DA ESTRUTURA

a) Fases Externas

NI = Número de isoladores

d1A = Altura da cadeia de isoladores

X = Comprimento do braço

b) Fase Interna

B = largura do quadro interno

A = altura do quadro interno

d3A = altura da cadeia de isoladores

NII = número de isoladores

XT = largura total da torre

$XT = B + 2(X + A \tan \alpha)$

dØØ = distância entre fases

$dØØ = X + A \tan \alpha + B/2$

6.3 AVALIAÇÃO DO RISCO DE FALHA

A avaliação do risco de falha é feita de acordo com o diagrama de blocos do item 6.3.1 (fig.6.9) seguindo-se os seguintes passos:

Passo 1:

Dimensionamento básico da torre em função das solicitações à frequência industrial, sobretensões de manobra e surtos atmosféricos, dando assim a primeira dimensão da torre.

Passo 2:

Cálculo dos gaps em função do posicionamento de cadeia de isoladores dados pelo ângulo de balanço.

Passo 3:

Cálculo das suportabilidades de cada gap para as condições atmosféricas padrão.

Passo 4:

Cálculo das suportabilidade para cada valor do histograma das condições atmosféricas ambientais, considerando-se a sua frequência de ocorrência.

Passo 5:

Cálculo do risco dos n gaps das três fases multiplicados pelas frequências do ângulo de balanço correspondente e condições ambientais.

Passo 6:

Executa-se a operação até se esgotarem todos os valores de RIS para cada valor de θ .

Passo 7:

Repete-se a operação até se esgotarem todos os ângulos de balanço θ .

Passo 8:

Caso o risco calculado seja maior que o desejado deve-se voltar a estrutura básica, aumentando-se as distâncias de isolamento recalculando-se o risco total até conseguir o valor desejado.

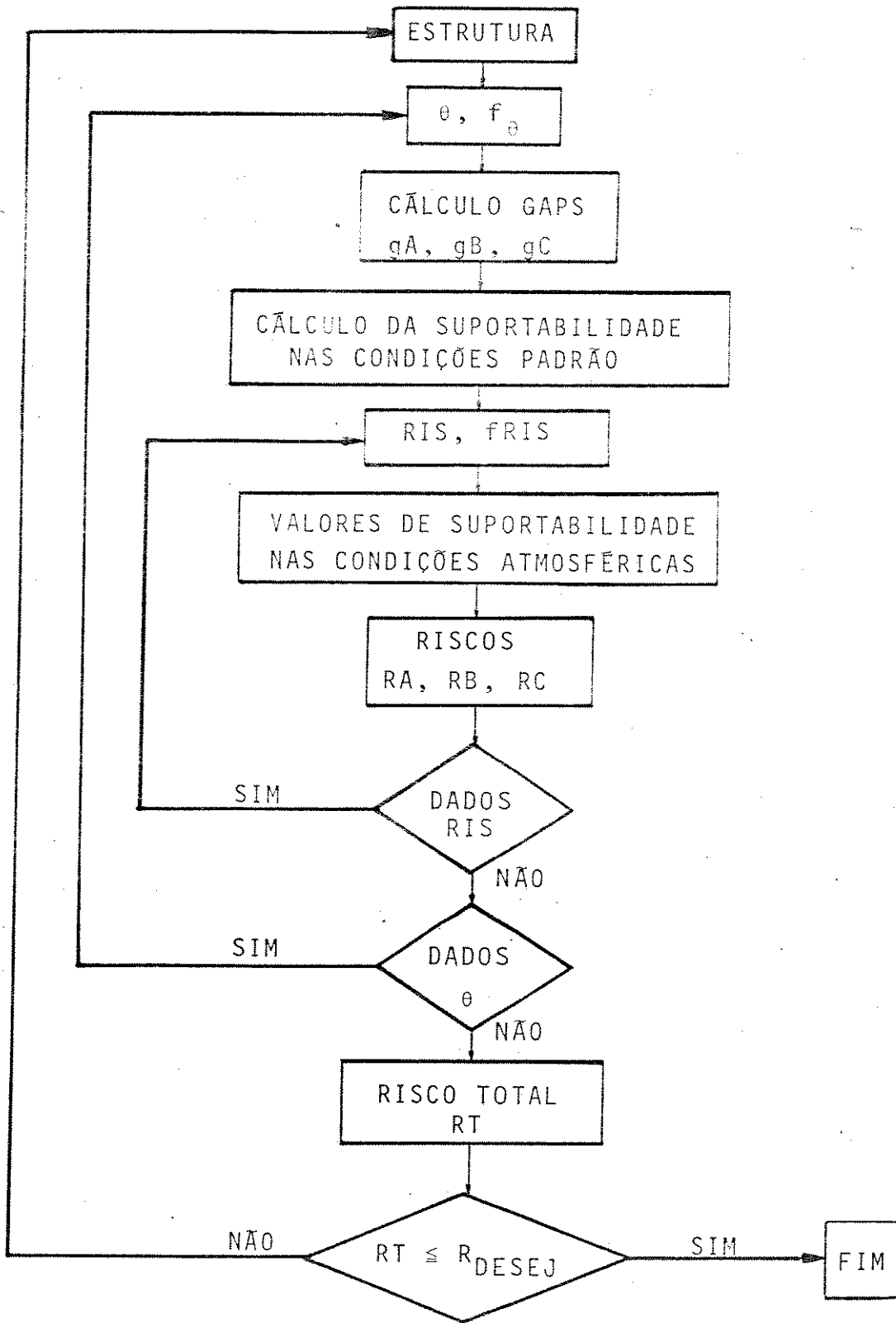


Figura 6.9-Diagrama de Blocos para Solução Digital

6.3.2 ÂNGULO DE BALANÇO

Fixando-se um valor de ângulo, calculam-se todos os gaps para a análise do risco correspondente.

a) Variáveis Auxiliares

$$* X2 = A \operatorname{tg} \beta$$

$$* X3 = (1 + \operatorname{tg}^2 \beta)^{1/2}$$

$$SQ = X2 \times X3$$

$$* \text{PSI} = \psi = \arccos \left\{ \left[A \cos \beta - \frac{B}{2} \operatorname{sen} \beta \right] / d3A \right\} - \beta$$

$$X1 = d3A \operatorname{sen} \theta$$

$$X4 = d3A \cos \theta$$

$$PQ = (b/2 - X1 + X2) X3$$

$$OS = (b/2 - X1) \operatorname{Tg} \beta - A + X4$$

$$WS = OS \operatorname{sen} \beta$$

O ângulo ψ equivale ao valor do ângulo θ para o qual $g2B$ é igual a $g3B$.

(* Valores independentes do ângulo θ)

b) Gaps na fase A

$$g1A = D1A \cos \theta - R$$

$$g2A = X \cos \alpha + d1A \operatorname{sen}(\alpha - \theta) - R$$

c) Gaps na fase B

Cadeia Central em I

$$g1B = X4 - R$$

$$g2B = B/2 - X1 - R$$

Se $\theta > \psi$, consideram-se apenas os gaps $g1B$ e $g2B$, senão acrescenta-se um terceiro gap:

$$g3B = PQ - SQ - WS - R$$

Cadeia Central em V

$$g1B = NII \times P$$

$$g2B = D4 - RC$$

d) Gaps na fase C

$$\text{Se } \theta = 0$$

$$g1C = d1A - R$$

$$g2C = X \cos \alpha + d1A \sin \alpha - R$$

$$\text{Se } \theta \neq 0$$

$$g1C = g1A - R$$

6.3.3 CÁLCULO DAS SUPORTABILIDADES DOS GAPS NAS CONDIÇÕES ATMOSFÉRICAS PADRÃO

Calculam-se aqui as suportabilidades dos Gaps das fases A, B, e C para:

$$Po = 760 \text{ mmHg (pressão)}$$

$$To = 20^\circ\text{C (temperatura)}$$

$$ho = 11 \text{ g/m}^3 \text{ (umidade absoluta)}$$

a) Fase A

- gap 1 (descarga superior)

Se o ângulo de balanço (θ) for diferente de zero:

$$UMA11 = 500 K2 g1A^{0,6} \text{ [kV]}$$

$$UMA12 = \frac{K2 \times 3400}{1 + 8/g1A} \text{ [kV]}$$

O menor valor deles será UMA1 (tensão crítica disruptiva do gap 1 da fase A).

Se $\theta = 0$, o valor de UMA1 será o menor valor entre,

$$UMA11 = 500 \times K1 \times g1A^{0,6} \text{ [kV]}$$

$$UMA12 = \frac{3400 \times K1}{1 + 8/g1A} \text{ [kV]}$$

- gap 2 (descarga lateral)

$$UMA21 = 500 \times K2 \times g2A^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMA22 = \frac{3400 \times K2}{1 + 8/g2A} \quad [kV]$$

O menor valor deles será UMA2

b) Fase B

Cadeia Central em I

- gap 1 (descarga superior)

Se $\theta = 0$

$$UMB11 = k3 \times 500 \times g1B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB12 = \frac{K3 \times 3400}{1 + 8/g1B} \quad [kV]$$

Se $\theta \neq 0$

$$UMB11 = K4 \times 500 \times g1B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB12 = \frac{K4 \times 3400}{1 + 8/g1B} \quad [kV]$$

UMB1 será o menor valor entre UMB11 e UMB12

- gap 2 (descarga lateral estrutura vertical)

$$UMB21 = k4 \times 500 \times g2B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB22 = \frac{3400 \times K4}{1 + 8/g2B} \quad [kV]$$

UMB2 = Menor valor entre UMB21 e UMB22.

Se o ângulo θ for maior que ψ (ângulo para o qual $g2B = g3B$) consideram-se só os dois primeiros gaps, caso contrário acrescenta-se um terceiro gap (para a estrutura inclinada inferior).

- gap 3 (descarga lateral estrutura inferior)

$$UMB31 = K4 \times 500 \times g3B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB32 = \frac{k4 \times 3400}{1 + 8/g3B} \quad [kV]$$

UMB3 = Menor valor entre UMB31 e UMB32.

Cadeia Central em V

- gap 1

$$UMB11 = K3 \times 500 \times g1B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB12 = \frac{K3 \times 3400}{1 + 8/g1B} \quad [kV]$$

UmB1 será o menor entre UMB11 e UMB12

- gap 2

$$UMB21 = K4 \times 500 \times g2B^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMB22 = \frac{k4 \times 3400}{1 + 8/g2B} \quad [kV]$$

UMB2 será o menor entre UMB21 e UMB22.

c) Fase C

- gap 1 (descarga superior)

$$UMC11 = K1 \times 500 \times g1C^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMC12 = \frac{K1 \times 3400}{1 + 8/g1C} \quad [kV]$$

UMC1 = será o menor valor entre UMC11 e UMC12.

Se $\theta = 0$, tem-se um segundo gap

- gap 2 (descarga lateral)
(somente se $\theta = 0$)

$$UMC21 = k2 \times 500 \times g2C^{0,6} \quad [kV]$$

$$UMC22 = \frac{k2 \times 3400}{1 + 8/g2C} \quad [kV]$$

UMC2 = será o menor valor entre UMC21 e UMC22.

6.3.4 SUPORTABILIDADE NAS CONDIÇÕES AMBIENTAIS J

a) Fase A

$$UMAA1 (j) = UMA1 (\theta) \times RIS (j)$$

$$UMAA2 (j) = UMA2 (\theta) \times RIS (j)$$

b) Fase B

Cadeia Central em I

$$UMBB1 (j) = UMB1 (\theta) \times RIS (j)$$

$$UMBB2 (j) = UMB2 (\theta) \times RIS (j)$$

Se $\theta < \psi$, tem-se:

$$UMBB3 (j) = UMB3 (\theta) \times RIS (j)$$

Cadeia Central V

$$UMBB1 (j) = UMB1 \times RIS (j)$$

$$UMBB2 (j) = UMB2 \times RIS (j)$$

c) Fase C

$$UMCC1 (j) = UMC1 \times RIS (j)$$

Se $\theta = 0$

$$UMCC2 (j) = UMC2 \times RIS (j)$$

6.3.5 CÁLCULO DOS RISCOS (fig. 6.10)

a) Fase A

Entrada na subrotina de cálculo do risco

- gap 1

solicitação = VMA50, SSA
 suportabilidade = UMAA1, SM
 saída R1A (j)

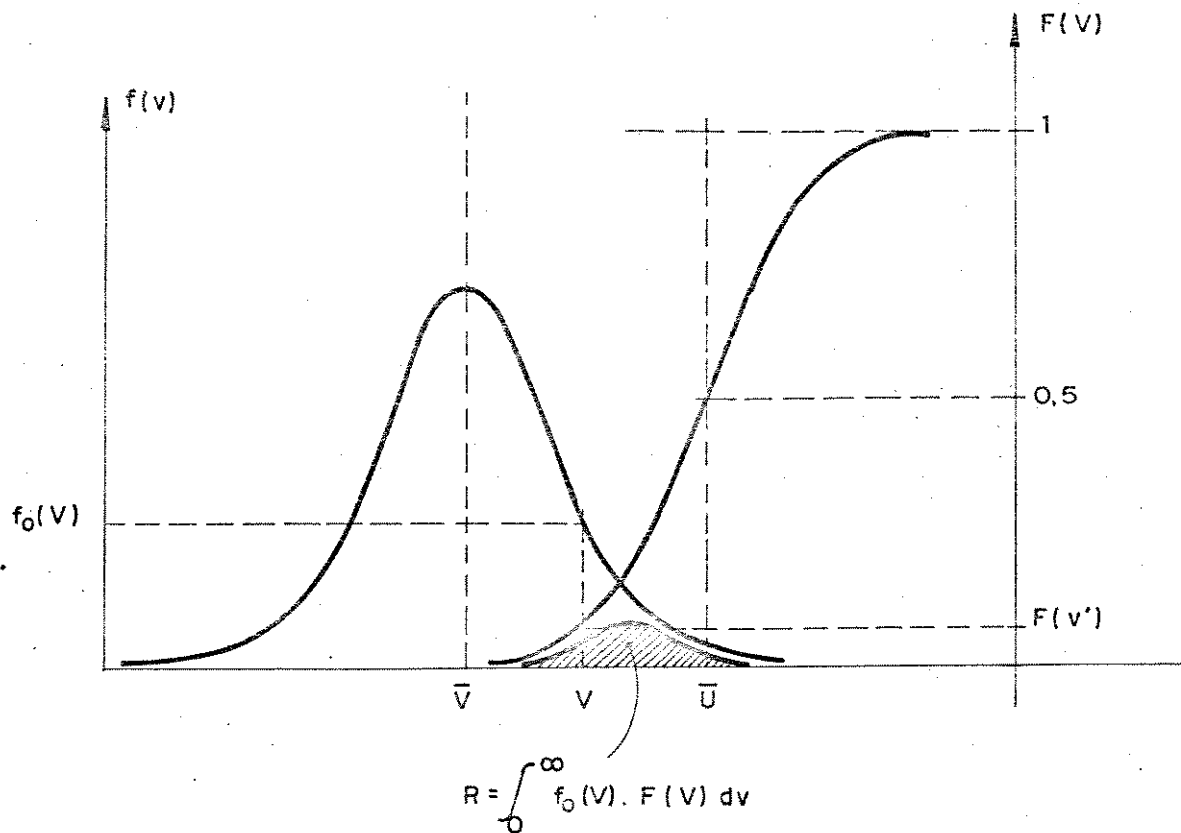


Figura 6.10-Cálculo do Risco

- gap 2

solicitação = VMA50, SSA
 suportabilidade = UMAA2, SM
 saída R2A (j)

- risco composto - fase A - situação j
 Balanço Total

$$RNTA(j) = RNTA(j-1) + \{1 - [1-R1A(j)][1-R2A(j)]\}^{NT} FRIS(j) F TETA(i)$$

Balanço Parcial

Se 0 = 0 então

$$RNTA = RNTA + \{1 - [(1-R1A)(1-R2A)]^{NT-NTETA}\}FRIS(j)$$

e

$$RNTETA = RNTETA + \{1 - [(1-R1A)(1-R2A)]^{NTETA}\}FRIS(j) \times FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$

$$RNTETA' = RNTETA' + \{1 - [(1-R1A)(1-R2A)]^{NTETA}\}FRIS(j) \times FTETA(i)$$

b) Fase B

Cadeia Central em I

- gap 1

solicitação = VMB50, SSB
suportabilidade = UMBB1, SM
saída R1B (j)

- gap 2

solicitação = VMB50, SSB
suportabilidade = UMBB2, SM
saída R2B (j)

Se $\theta < \psi$ então tem-se

- gap 3

solicitação = VMB50, SSB
suportabilidade = UMBB3, SM
saída R3B (j)

- risco composto - Fase B - situação j

Balanco Total

Se $\theta = 0$

$$RNTB(j) = RNTB(j-1) + \{1 - [(1-R1B(j))(1-R2B(j))^2(1-R3(j))^2]^{NT}\}FRIS(j) FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$ e $\theta < \psi$

$$RNTB(j) = RNTB(j-1) + \{1 - [(1-R1B(j))(1-R2B(j))(1-R3B(j))]^{NT}\}FRIS(j) FTETA(i)$$

Se $\theta \geq \psi$

$$RNTB = RNTB(j-1) + \{1 - [(1-R1B(j))(1-R2B(j))]^{NT}\}FRIS(j) FTETA(i)$$

Balanco Parcial

Se $\theta = 0$

$$RNTB = RNTB + \{1 - [(1-R1B)(1-R2B)^2(1-R3B)^2]^{NT-NTETA}\}FRIS(j)$$

e

$$RNTETB = RNTETB + \{1 - [(1-R1B)(1-R2B)^2(1-R3B)^2]^{NTETA}\}FRIS(j)FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$ e \leq

$$RNTETB' = RNTETB' + \{1 - [(1-R1B)(1-R2B)(1-R3B)]^{NTETA}\}FRIS(j)FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$ e $> \psi$

$$RNTETB'' = RNTETB'' + \{1 - [(1-R1B)(1-R2B)]^{NTETA}\}FRIS(j)FTETA(i)$$

Cadeia Central em V

- gap 1

solicitação = UMB50, SSB
suportabilidade = UMBB1, SM
saída R1B (j)

- gap 2

solicitação = UMB50, SSB
suportabilidade = UMBB2, SM
saída R2B (j)

- risco composto

$$RNTB = RNTB + \{1 - [(1-R1B)^2(1-R2B)^5]^{NT}\}FRIS(j)$$

Este valor de risco é independente do ângulo de balanço θ .

c) Fase C

- gap 1

solicitação = VMC50, SSC
suportabilidade = UMCC1, SM
saída = R1C(j)

- gap 2 (se $\theta = 0$)

solicitação = VMC50, SSC

suportabilidade = UMCC2, SM
saída = R2C(j)

- risco composto - Fase C - situação j

Balanco Total

Se $\theta = 0$

$$RNTC(j) = RNTC(j-1) + \{1 - [(1-R1C(j))(1-R2C(j))]\}^{NT} FRIS(j) FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$

$$RNTC(j) = RNTC(j-1) + \{1 - (1-R1C(j))\}^{NT} FRIS(j) FTETA(i)$$

Balanco Parcial

Se $\theta = 0$

$$RNTC = RNTC + \{1 - [(1-R1C)(1-R2C)]\}^{NT-NTETA} FRIS(j)$$

e

$$RNTETC = RNTETC + \{1 - [(1-R1C)(1-R2C)]\}^{NTETA} FRIS(j) FTETA(i)$$

Se $\theta \neq 0$

$$RNTETC' = RNTETC' + \{1 - (1-R1C)\}^{NTETA} FRIS(j) FTETA(i)$$

Neste ponto, buscam-se outros valores de RIS, e depois calculam-se os riscos:

$$RTA = RTA + RNTA + RNTETA + RNTETA'$$

$$RTB = RTB + RNTB + RNTETB + RNTETB' + RNTETB''$$

$$RTC = RTC + RNTC + RNTETC + RNTETC'$$

Terminados estes valores, tomam-se outro ângulo de balanço e reinicia-se o processo.

6.3.6 COMPARAÇÃO DOS RISCOS

Verificação do maior entre os riscos RTA, RTB e RTC

6.3.7 RISCO TOTAL

$$RTL T = 1 - (1-RTA)(1 - RTB)(1 - RTC)$$

6.4 COMPARAÇÃO COM O RISCO DESEJADO

a) Se $RTL T \leq RDES$

Fases Externas

NI, X, d1A, SCE

Fase Central

NII, B, A, d3A, SCI

Torre

XT, d00, α , β

b) Se $RTL T > RDES$

Toma-se o maior risco entre RTA, RTB, RTC

Se o maior risco for RTA ou RTC

$$NI = NI + 1$$

Se $\theta \leq \alpha$ ($\theta = \hat{\text{ângulo de projeto da cadeia}}$)

$$X = X + 0,1$$

Se $\theta > \alpha$

$$X = X + P \text{ sen}(\theta - \alpha) / \text{cos} \alpha + 0,1$$

Arredondando para cima

$$d1A = NI \times P + SC + SB$$

$$XT = B + 2(X + A \text{tg} \alpha)$$

$$d00 = X + A \text{tg} \alpha + B/2$$

Depois deste ajuste nas dimensões da torre, recalcula-se o risco total RTL T.

Se o maior risco for RTB

Cadeia Central em I

$$NII = NII + 1$$

$$d3A = NII \times P + SC + SB$$

$$A = d3A \text{ cos} \theta + d4(1 - \text{cos} \beta) / \text{sen} \beta + 0,1$$

$$B = 2(d3A \text{ sen} \theta + d4) + 0,1$$

Cadeia Central em V

$$NII = NII + 1$$

$$D3A = NII \times P + SC + SB$$

$$D4 = D3A \text{ cos} 45^\circ$$

$$A = D3A \text{ cos} 45^\circ + D4 \text{ tg} \beta / 2$$

$$B = 2D3A \text{ cos} 45^\circ$$

$$XT = B + 2(X + \text{Atg}\alpha)$$

$$d\varnothing\varnothing = X + \text{Atg}\alpha + B/2$$

Depois deste ajuste nas dimensões da torre, recalcula-se o risco total RTLT.

6.5 SUBROTINA PARA O CÁLCULO DIGITAL DO RISCO DE FALHA

Para quantificar o risco de falha necessita-se conhecer a distribuição das solicitações de tensão (\bar{V} , σ_s) e a suportabilidade da isolação (\bar{U} , σ_m).

Como já apresentado, o risco de falha é calculado pela expressão:

$$R = \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} F_I(V) \cdot f_o(V) \cdot dv \quad (6.6)$$

onde

$$F_I(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_m} \int_{V_{\min}}^V e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{V - \bar{U}}{\sigma_m} \right]^2} \cdot dv \quad (6.7)$$

$$f_o(V) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_s} e^{-\frac{1}{2} \left[\frac{V - \bar{V}}{\sigma_s} \right]^2} \quad (6.8)$$

6.5.1 DADOS

\bar{V} = valor médio das intensidades de sobretensão de manobra (frente lenta) em [KV]

σ_s = desvio padrão da distribuição de tensão em valor percentual do valor médio \bar{V}

\bar{U} = tensão crítica disruptiva do isolamento em [KV]

σ_m = desvio padrão das tensões disruptivas do isolamento em valor percentual do valor médio \bar{U}

d_v = incremento de integração, tomado como 10^{-2} vezes o menor desvio padrão.

6.5.2 CÁLCULO DAS CONSTANTES

$$C_1 = 1 / \sqrt{2\pi}$$

$$C_2 = \frac{100\%}{\sqrt{2\pi} \sigma_s \bar{V}} = \frac{C_1 \cdot 100\%}{\sigma_s \bar{V}}$$

$$C_3 = \frac{100\%}{\sqrt{2\pi} \sigma_m \bar{U}} = \frac{C_1 \cdot 100\%}{\sigma_m \bar{U}}$$

$$C_4 = \frac{-0,5}{(\sigma_s \bar{V}/100)^2}$$

$$C_5 = \frac{-0,5}{(\sigma_m \bar{U}/100)^2}$$

6.5.3 INTEGRAÇÃO

P_0 = probabilidade de uma sobretensão ter valor entre v e $v + dv$.

$$P_0 = f_0(v) \cdot dv$$

$$P_0 = \frac{100 \, dv}{\sqrt{2\pi} \sigma_s \bar{V}} \text{ EXP } \left[-\frac{1}{2} (V - \bar{V}) / (\sigma_s \cdot \bar{V}/100) \right]^2$$

$$P_0 = C_2 \, dv \text{ EXP } [(V - \bar{V})^2 \cdot C_4]$$

F_1 = probabilidade de falha de um isolamento quando submetido a uma sobretensão de valor V .

$$F_1 = \frac{100}{\sqrt{2\pi} \sigma_m \cdot U} \int_{-\infty}^V \text{EXP} \left[-\frac{1}{2} (V - \bar{U})^2 / (\sigma_m \cdot U/100)^2 \right] dv$$

$$F_1 = C_3 \int_{-\infty}^V \text{EXP} [C_5 (V - \bar{U})^2] dv$$

R = risco de falha do isolamento

$$R = \int_0^{V_{\max}} f_0(V) \cdot F_1(V) \cdot dv$$

$$R = \sum_{V=0}^{V=V_{\max}} f_0(V) \cdot F_1(V) \cdot dv \quad (6.9)$$

C A P Í T U L O V I I

R E S U L T A D O S

7.1 COMENTÁRIOS

No presente trabalho dimensiona-se o isolamento das torres de linhas de transmissão de energia elétrica, em função do risco desejado. Assim a dimensão final dependerá:

- do estudo das sobretensões do tipo manobra que solicita rão esta linha
- das condições ambientais da região onde a linha for ser instalada
- do número de torres
- da importância da linha dentro do sistema elétrico

Por exemplo, um risco desejado de $0,4 \times 10^{-4}$ representa uma falha a cada 25000 manobras. Considerando-se que esta linha possa ser manobrada em média 500 vezes por ano, terá uma falha a cada 50 anos ou 0,02 falha/ano.

Este número deve ser indicado por estudos de confiabilidade de sistemas elétricos. Para se ter uma idéia, as consultoras atualmente tem utilizado um risco de falha de 10^{-2} .

Os casos analisados a seguir são comparados com estudos feitos em linhas já existentes e projetos de torres semelhantes, para que se possa ter efetivamente um parâmetro para comparações.

Os modelos apresentados para dimensionamento do isolamento das torres e considerações das influências atmosféricas, não são ainda definitivos. Mas é importante que os dados sejam coletados de forma precisa e com um período longo de observações, para que os projetos possam ser realimentados e os modelos aperfeiçoados, em função dos resultados obtidos.

Pode ainda ser considerada no programa, a variação dos valores de sobretensões em cada fase do sistema, uma vez que nas manobras os valores reais em cada fase não são os mesmos, bem como o desvio padrão das observações.

A seguir, a análise de alguns casos testes realizados.

- CASOS I, II e III

Nestes três casos, foi mantido o número de torres igual a 1, para podermos observar a influência da tensão de operação, mantido o mesmo risco (casos I e II) e mantida a tensão de operação variarmos o risco (casos II e III).

- CASO IV

No caso IV, analisa-se uma linha de transmissão com 200 torres, operando nas mesmas condições do caso II com 1 só torre. Através da comparação entre estes casos pode-se avaliar a influência do número de torres.

- CASO V

Neste caso, mantêm-se os mesmos dados do caso IV, variando-se apenas o valor da sobretensão crítica disruptiva de 2,1 para 1,92 pu respectivamente, para que se possa notar a diferença no dimensionamento das torres submetidas a menores valores de sobretensão.

- CASO VI

Este caso permite a avaliação da influência da dispersão dos valores de sobretensão crítica de manobra, considerada 6% no caso V e 10% neste caso. Todos os outros dados se mantiveram constantes.

- CASO VII

A finalidade principal deste caso é a de mensurar a diferença na consideração das condições reais de campo, do balanço parcial das cadeias de isoladores da linha. Foram mantidos os mesmos dados do caso IV. No caso VII, foram inclinadas as cadeias de isoladores de apenas 20 das 200 torres da linha.

- CASO VIII

Neste caso o número de torres foi aumentado de 200 (caso VII) para 250 torres, mantidos os mesmos dados e inclinando-se a cadeia de isoladores de 20 torres em ambos os casos. Pretende-se com isto, apurar com mais rigor a comparação feita entre os casos II e IV.

- CASO IX

Em todos os oito casos anteriores, foi considerada uma torre com cadeia de isoladores em I, na fase central. Neste caso analisa-se uma torre com cadeia de isoladores em V na fase central, mais

comum para esta classe de tensão. O número total de torres considerados foi de 100. As cadeias de isoladores foram inclinadas em apenas 10 torres.

- OBSERVAÇÃO

Os valores assumidos nos testes foram em função de existem outros estudos com estes mesmos valores, o que dá um embasamento maior para que possam ser tiradas conclusões mais realistas.

7.2 CASOS TESTE ANALISADOS

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO I

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES	=	I
RISCO MAX ADMISSIVEL	(RMAX) =	.40000E-04
TENSAO MAX. OPER. ENTRE FASES	(VNM) =	525.0000 kV
SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMA50)	=	2.1000 pu
SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMB50)	=	2.1000 pu
SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMC50)	=	2.1000 pu
DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA)	=	.0600 pu
DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB)	=	.0600 pu
DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC)	=	.0600 pu
DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM)	=	.0500 pu
DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI)	=	.0300 pu
NIVEL BASICO DE IMPULSO	(NBI) =	1550.0000 kV
FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA)	=	1.1000
ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA)	=	20.0000 DEG
ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA)	=	35.0000 DEG
PASSO DO ISOLADOR	(P) =	.1460 m
RAIO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT	(R) =	.2500 m
RAIO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL	(RC) =	.5000 m
COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1)	=	1.5000
SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO	(CS1) =	605.0000 kV/m
COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2)	=	1.3500
SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO	(CS2) =	585.0000 kV/m
COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3)	=	1.1500
SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO	(CS3) =	550.0000 kV/m
COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4)	=	1.2000
SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO	(CS4) =	560.0000 kV/m
ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA)	=	15.0000 DEG
DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR	(DI) =	29.2000 cm
DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE	(DE) =	2.3000 cm/kV
SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT	(SC) =	.1500 m
SUPORTE CABO	(SB) =	.4000 m
NUMERO DE TORRES	(NT) =	1
NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO	(NTETA) =	1
NUMERO DE DESVIOS PADRAO	(Y) =	3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 24
DIA = 4.05 m
X = 2.87 m

FASE INTERNA

NII = 24
D3A = 4.05 m
A = 5.03 m
B = 9.19 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 10 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 24
DIA = 4.05 m
X = 3.47 m

FASE INTERNA

NII = 24
D3A = 4.05 m
A = 5.93 m
B = 10.09 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 21.34 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 10.67 m

RISCO NA FASE A = .15576E-04
RISCO NA FASE B = .24398E-04
RISCO NA FASE C = .88524E-10

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .39974E-04

SUPORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUPORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO II

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSÃO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA(VMA50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA(VMB50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA(VMC50) = 2.1000 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 1
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 1
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.82 m
B = 8.68 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 9 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.34 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 5.52 m
B = 9.38 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 20.07 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 10.03 m

RISCO NA FASE A = .11315E-04
RISCO NA FASE B = .20115E-04
RISCO NA FASE C = .17189E-10

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .31429E-04

SUORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO III

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .20000E-04
 TENSAO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMA50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMB50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMC50) = 2.1000 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 1
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 1
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

SAIDA DE DADOS

CASO III

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.82 m
B = 8.68 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 8 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.44 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 5.72 m
B = 9.58 mLARGURA TOTAL DA TORRE = 20.61 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 10.31 mRISCO NA FASE A = .49269E-05
RISCO NA FASE B = .14505E-04
RISCO NA FASE C = .12256E-10

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .19432E-04

SUPORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUPORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO IV

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSAO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMA50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMB50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMC50) = 2.1000 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 200
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 200
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.82 m
B = 8.68 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 68 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.84 m

FASE INTERNA

NII = 28
D3A = 4.64 m
A = 7.73 m
B = 11.25 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 24.55 m

DISTANCIA ENTRE FASES = 12.28 m

RISCO NA FASE A = .94858E-05

RISCO NA FASE B = .20481E-04

RISCO NA FASE C = .19558E-08

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .29968E-04

SUPOORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUPOORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO V

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSAO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMA50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMB50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA (VMC50) = 1.9200 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 200
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 200
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.76 m
B = 8.28 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 27 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.54 m

FASE INTERNA

NII = 24
D3A = 4.05 m
A = 6.60 m
B = 10.06 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 21.93 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 10.97 m

RISCO NA FASE A = .78577E-05
RISCO NA FASE B = .19157E-04
RISCO NA FASE C = .17444E-11

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .27014E-04

SUORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO VI

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSÃO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMA50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMB50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMC50) = 1.9200 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .1000 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .1000 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .1000 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 200
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 200
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.80 m
B = 8.52 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 50 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.74 m

FASE INTERNA

NII = 27
D3A = 4.49 m
A = 7.56 m
B = 11.03 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 24.00 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 12.00 m

RISCO NA FASE A = .14359E-04
RISCO NA FASE B = .23265E-04
RISCO NA FASE C = .17149E-08

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .37625E-04

SUORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO VII

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSÃO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMA50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMB50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMC50) = 2.1000 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 200
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 20
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.82 m
B = 8.68 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 46 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.64 m

FASE INTERNA

NII = 28
D3A = 4.64 m
A = 7.53 m
B = 11.05 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 23.81 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 11.90 m

RISCO NA FASE A = .10760E-04
RISCO NA FASE B = .25191E-04
RISCO NA FASE C = .20935E-08

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .35953E-04

SUPORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUPORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO VIII

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = I
 RISCO MAX. ADMISSIVEL (RMAX) = .40000E-04
 TENSÃO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (UMA50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMB50) = 2.1000 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRUPTIVA (VMC50) = 2.1000 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1450 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .2500 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1500 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 250
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 20
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : FRENTE CRITICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 2.84 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 3.91 m
A = 4.82 m
B = 8.68 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 53 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.91 m
X = 3.54 m

FASE INTERNA

NII = 28
D3A = 4.64 m
A = 9.13 m
B = 12.65 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 26.37 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 13.19 m

RISCO NA FASE A = .25542E-04
RISCO NA FASE B = .10095E-05
RISCO NA FASE C = .29702E-08

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .26554E-04

SUORTE DA CADEIA INTERNA = .15 m

SUORTE DA CADEIA EXTERNA = .15 m

DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE

CASO IX

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = V
 RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX) = .10000E-02
 TENSÃO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) = 500.0000 kV

 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRIPTIVA(VMA50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRIPTIVA(VMB50) = 1.9200 pu
 SOBRETENSÃO CRITICA DISRRIPTIVA(VMC50) = 1.9200 pu

 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) = .0600 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) = .0500 pu
 DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) = .0300 pu
 NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) = 1550.0000 kV
 FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) = 1.1000

 ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) = 20.0000 DEG
 ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) = 35.0000 DEG

 PASSO DO ISOLADOR (P) = .1460 m
 RAO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) = .3200 m
 RAO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) = .5000 m

 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) = 1.5000
 SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) = 605.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) = 1.3500
 SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) = 585.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) = 1.1500
 SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) = 550.0000 kV/m
 COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) = 1.2000
 SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) = 560.0000 kV/m

 ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) = 15.0000 DEG
 DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) = 29.2000 cm
 DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) = 2.3000 cm/kV

 SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) = .1660 m
 SUPORTE CABO (SB) = .4000 m

 NUMERO DE TORRES (NT) = 100
 NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) = 10
 NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) = 3

DATA DE EXECUCAO = 09/06/89

CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

FASE INTERNA:

NUMERO DE ISOLADORES: FREQUENCIA INDUSTRIAL
GAPS DE AR : SOBRETENSAO ATMOSFERICA

DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.92 m
X = 2.91 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 4.78 m
A = 4.44 m
B = 6.76 m

DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS 5 ITERACOES)

FASE EXTERNA

NI = 23
D1A = 3.92 m
X = 2.91 m

FASE INTERNA

NII = 23
D3A = 5.18 m
A = 4.81 m
B = 7.32 m

LARGURA TOTAL DA TORRE = 16.64 m
DISTANCIA ENTRE FASES = 8.32 m

RISCO NA FASE A = .11251E-03
RISCO NA FASE B = .78235E-03
RISCO NA FASE C = .77325E-09

RISCO TOTAL INTEGRADO E = .89486E-03

SUPORTE DA CADEIA INTERNA = 1.42 m

SUPORTE DA CADEIA EXTERNA = .17 m

C A P Í T U L O . V I I I

CONCLUSÕES

8.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Após a aplicação do método de dimensionamento de torres face ao risco desejado para surtos de manobra, para vários casos teste, podem ser tiradas muitas conclusões, variando-se independentemente alguns parâmetros determinantes na dimensão final da torre.

Foram variados, separadamente, o risco desejado, o número de torres, o valor da sobretensão crítica disruptiva e a dispersão a través do desvio padrão, o balanço total e parcial das cadeias de isoladores das torres da linha e a tensão de operação.

Comparando-se os resultados obtidos após a variação de cada parâmetro, pode ser feita uma análise mais crítica de sua influência sobre o dimensionamento final.

8.2 ANÁLISE QUANTO A TENSÃO DE OPERAÇÃO (CASOS I E II)

A base de dados, em que são calculadas as torres para os casos I e II, é :

	CASO I	CASO II
Tensão nominal	525 kV	500 kV
Número de torres	1	1
Risco desejado	0,4E-04	0,4E-04
Sobretensão crítica	2,1 pu	2,1 pu
Desvio padrão	6%	6%

podem ser observadas as seguintes diferenças no dimensionamento do isolamento das torres:

	CASO I	CASO II
Número de isoladores - externa	24	23
Número de isoladores - interna	24	23
Braço da torre - externa [m]	3,47	3,34
Quadro da fase interna [m]	5,93 x 10,09	5,52 x 9,38
Largura da torre [m]	21,34	20,07

Um aumento na tensão de operação, tem como consequência direta, um aumento no número de isoladores como mostrado nos resultados obtidos. Para 5% de acréscimo de tensão tem-se 1 isolador a mais por fase. O critério de dimensionamento predominante para a determinação do número de isoladores é o da tensão à frequência industrial. Para as distâncias de ar, o critério, predominante no seu dimensionamento, é o da sobretensão de manobra de tempo crítico de frente de onda.

Também estas distâncias de isolamentos são aumentadas para a tensão de operação maior, porque a sobretensão crítica, embora permanecesse a mesma em valores absolutos, se superpõe a onda de frequência industrial.

Esta análise também pode ser aplicada em sistemas existentes, com um alto número de desligamentos, podendo determinar, se possível, uma redução na tensão de operação, a fim de reduzir o risco de falha.

3. ANÁLISE QUANTO AO RISCO DESEJADO (CASOS II E III)

Os dados tomados como base para os cálculos dos casos II e III são:

	CASO II	CASO III
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	1	1
Risco desejado	0,4E-04	0,2E-04
Sobretensão crítica	2,1 pu	2,1 pu
Desvio padrão	6%	6%

As variações obtidas nas dimensões do projeto de isolamento das torres, cuja diferença de dados de entrada é a redução do risco de falha de 0,4E - 0,4 (1 FALHA/25.000 manobras) no caso II, para 0,2E - 0,4 (1 FALHA/50.000 manobras) no caso III, são:

	CASO II	CASO III
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	23	23
Braço da torre [m]	3,34	3,44
Quadro da fase interna [m]	5,52 x 9,38	5,72 x 9,58
Lagura da torre [m]	20,07	20,61

Os resultados obtidos comprovam que se é desejado um risco menor, no caso 2 vezes menor, tem-se que aumentar as dimensões da torre.

O aumento das dimensões se dá nos gaps de ar. O número de isoladores não se altera porque o critério dominante é o da tensão à frequência industrial, como visto na saída dos dados correspondente.

Menores riscos, maiores dimensões, maiores custos.

8.4 ANÁLISE QUANTO AO NÚMERO DE TORRES DE LINHA (CASOS II E IV)

Para fazer esta comparação mantém-se todos os dados de entrada, iguais nestes dois casos, com exceção do número de torres:

	CASO II	CASO IV
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	1	200
Cadeias em balanço	1	200
Risco desejado	0,4E - 04	0,4E - 04
Sobretensão crítica	2,1 pu	2,1 pu
Desvio padrão	6%	6%

A influência do número de torres da linha pode ser notada a partir dos dados de saída:

	CASO II	CASO IV
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	23	28
Braço da torre [m]	3,34	3,84
Quadro da fase interna [m]	5,52 x 9,38	7,73 x 11,25
Largura da torre [m]	20,07	24,55

Aumentando-se o número de torres de 1 para 200, obteve-se um aumento nas dimensões finais de isolamento da torre.

A maior variação se dá na fase interna, onde o critério predominante de dimensionamento foi da sobretensão de manobra de tempo crítico de frente de onda. Nas fases externas, a influência é menor, pois o critério inicial predominante é o da tensão de operação à frequência industrial na cadeia de isoladores e o das sobretensões atmosféricas nos gaps de ar.

Conclui-se daí, que se as linhas tem número de torres diferentes, a dimensão das torres não é a mesma para um mesmo risco de falha quanto a surtos de manobra. Neste caso há um aumento de:

- 5 isoladores por torre
- 4,48 m na largura da torre (22%)
- 2,21 m na altura da torre

8.5 ANÁLISE QUANTO À SOBRETENSÃO CRÍTICA (CASOS IV E V)

Esta comparação tem por objetivo a análise da influência do valor da sobretensão crítica de manobra. Os dados de entrada em cada caso são:

	CASO IV	CASO V
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	200	200
Cadeias em balanço	200	200
Risco desejado	-0,4E-04	-0,4E-04
Sobretensão crítica	2,1 pu	1,92 pu
Desvio padrão	6%	6%

Os dados de saída são:

	CASO IV	CASO V
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	28	24
Braço da torre [m]	3,84	3,54
Quadro da fase interna [m]	7,73 x 11,25	6,60 x 10,06
Largura da torre [m]	24,55	21,93

Uma redução de 2,1 pu para 1,92 pu (8,5%) no valor da sobretensão crítica de manobra causa uma redução maior na fase central, pois nesta fase o critério inicial predominante é da sobretensão de manobra de tempo crítico de frente de onda. Nas fases externas a redução é menor, pois os critérios iniciais dominantes são o da tensão de operação à frequência industrial (isoladores) e o das sobretensões atmosféricas (gaps de ar).

As reduções obtidas são de:

- 4 isoladores por torre (total de 800)
- 2,62 m na largura da torre (10%)
- 1,13 m na altura da torre

Este fator mostra a importância da adoção de meios eficientes de supressores de surto na linha, atuando de maneira a obter uma grande economia no custo total das linhas de transmissão.

8.6 ANÁLISE QUANTO AO DESVIO PADRÃO DA SOBRETENSÃO DE MANOBRA (CASOS V E VI)

Esta comparação tem por objetivo a análise do efeito da dispersão dos valores das sobretensões de manobra em torno de seu valor médio. Os dados de entrada nestes casos são:

	CASO V	CASO VI
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	200	200
Cadeias em balanço	200	200
Risco desejado	0,4E - 04	0,4E - 04
Sobretensão crítica	1,92 pu	1,92 pu
Desvio padrão	6%	10%

Os resultados obtidos no isolamento são:

	CASO V	CASO VII
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	24	27
Braço da torre [m]	3,54	3,74
Quadro da fase interna [m]	6,60 x 10,06	7,56 x 11,03
Largura da torre [m]	21,93	24,00

A influência do desvio padrão no isolamento das torres é devido ao fato de que ao aumentar este parâmetro, aumenta-se a faixa de tensões e valores comuns à curva de probabilidade de descarga dos gaps, aumentando-se assim a área de risco.

Como o risco aumenta, precisa-se deslocar a curva de probabilidade de descarga, o que é feito através do aumento dos gaps.

Este acréscimo no desvio padrão provoca um aumento de:

- 3 isoladores por torre (total de 600)

- 2,07 m na largura da torre (9%)

- 0,96 m na altura da torre

Esta dispersão em torno do valor médio pode ser melhorada através do desenvolvimento tecnológico dos disjuntores no sentido de maior sincronismo de abertura das três fases do sistema, maior velocidade de abertura dos pólos e melhores meios de extinção de arco, além da adoção de resistores de pré-inserção.

8.7 ANÁLISE QUANTO AO BALANÇO PARCIAL DAS CADEIAS DE ISOLADORES (CASOS IV E VII)

Esta comparação tem por objetivo, a análise da influência de uma condição real de campo que é o das frentes de vento terem largura bem menor que o comprimento da linha.

Os dados de entrada nestes casos são:

	CASO IV	CASO VII
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	200	200
Cadeias em balanço	200	20
Risco desejado	0,4E - 04	0,4E - 04
Sobretensão crítica	2,1 pu	2,1 pu
Desvio padrão	6%	6%

Os resultados obtidos são:

	CASO IV	CASO VII
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	28	28
Braço da torre [m]	3,84	3,64
Quadro da fase interna [m]	7,73 x 11,25	7,53 x 11,05
Largura da torre [m]	24,55	23,81

Esta comparação é muito importante, pois reflete uma situação real de campo, nunca antes analisada.

Os efeitos na redução do isolamento das torres se dá mais nos gaps de ar, pois o critério inicial dominante no dimensionamento do número de isoladores da cadeia, é o de tensão de operação à frequência industrial.

Os riscos de falha nas cadeias de isoladores em repouso, são menores que os riscos correspondentes nas cadeias inclinadas pela ação do vento. Como resultado final, tem-se um risco total menor no caso VII que no caso IV. Em consequência, mantendo-se o risco desejado, a torre do caso VII terá menores dimensões.

As reduções provocadas pelo balanço parcial são de:

- 0,74 m na largura da torre (3%)
- 0,20 m na altura da torre.

8.8 ANÁLISE QUANTO AO NÚMERO DE TORRES COM CADEIAS EM BALANÇO PARCIAL (CASOS VII E VIII)

A finalidade principal desta comparação, é a análise do aumento do número de torres mantido o mesmo número de cadeias de isoladores em balanço. Os dados de entrada para estes casos são:

	CASO VII	CASO VIII
Tensão nominal	500 kV	500 kV
Número de torres	200	250
Cadeias em balanço	20	20
Risco desejado	0,4E - 04	0,4E - 04
Sobretensão crítica	2,1 pu	2,1 pu
Desvio padrão	6%	6%

Os resultados obtidos são:

	CASO VII	CASO VIII
Número de isoladores - externa	23	23
Número de isoladores - interna	28	28
Braço da torre [m]	3,64	3,54
Quadro da fase interna [m]	7,53 x 11,05	9,13 x 12,65
Largura da torre [m]	23,81	26,37

A maior alteração se dá na fase interna, e nos gaps de ar, em função do critério de dimensionamento inicial predominante ter sido o da sobretensão de manobra de tempo crítico de frente de onda.

Com um aumento de 25% no número de torres (de 200 para 250) obtem-se os seguintes aumentos nas dimensões finais da torre:

- 2,56 m na largura da torre (10%)
- 1,6 m na altura da torre

Isto mostra que para linhas com grande número de torres, qualquer aumento neste número, mesmo que pequeno, provoca alterações significativas no dimensionamento, pois o número de torres atua de forma exponencial no risco.

8.9 ANÁLISE COMPARATIVA COM PROJETO DE TORRE EXISTENTE COM CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES EM I

Encerradas as comparações para a análise de sensibilidades de alterações de cada parâmetro separadamente, passa-se agora a comparação com torres reais projetadas por consultores internacionais, e em operação no Brasil.

Esta comparação não é definitiva, pois faltam dados de projeto destas torres, mesmo porque os métodos de cálculo não são os mesmos.

Esta comparação é feita com a torre calculada no caso VII, com os seguintes dados:

Tensão nominal: 500kV
 Número de torres: 200

Cadeias em balanço: 20
 Risco desejado: 0,4E - 04
 Sobretensão crítica: 2,1 pu
 Desvio padrão: 6%

As dimensões das duas torres são:

	CEMIG	CASO V
Número de isoladores - externa	26	23
Número de isoladores - interna	26	28
Braço da torre [m]	4,6	3,64
Quadro da fase interna [m]	5,90 x 11,80	7,53 x 11,05
Largura da torre [m]	25,70	23,81

O isolamento da torre calculado no presente trabalho em comparação com a torre projetada para a Cemig apresenta:

- uma redução de 4 isoladores por torre
- uma redução na largura da torre de 1,89 m (7%)
- um aumento de 1,63 m na altura da torre.

A importância desta análise reside no fato de que foi comparada uma torre calculada pelo método, objeto deste trabalho, com torres calculadas sem levar em consideração estes fatores. As reduções obtidas são significativas, ressalvados o fato do período de tempo decorrido da época do projeto para a Cemig e das considerações tomadas como base deste projeto.

8.10 ANÁLISE COMPARATIVA COM PROJETO DE TORRE EXISTENTE COM CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES EM V

Neste caso é usada para comparação, uma torre do sistema de transmissão de Furnas Centrais Elétricas, vista na figura 8.1.

Esta torre é comparada com a calculada pelo método, tomando como dados:

Tensão nominal: 500 kV
 Número de torres: 100

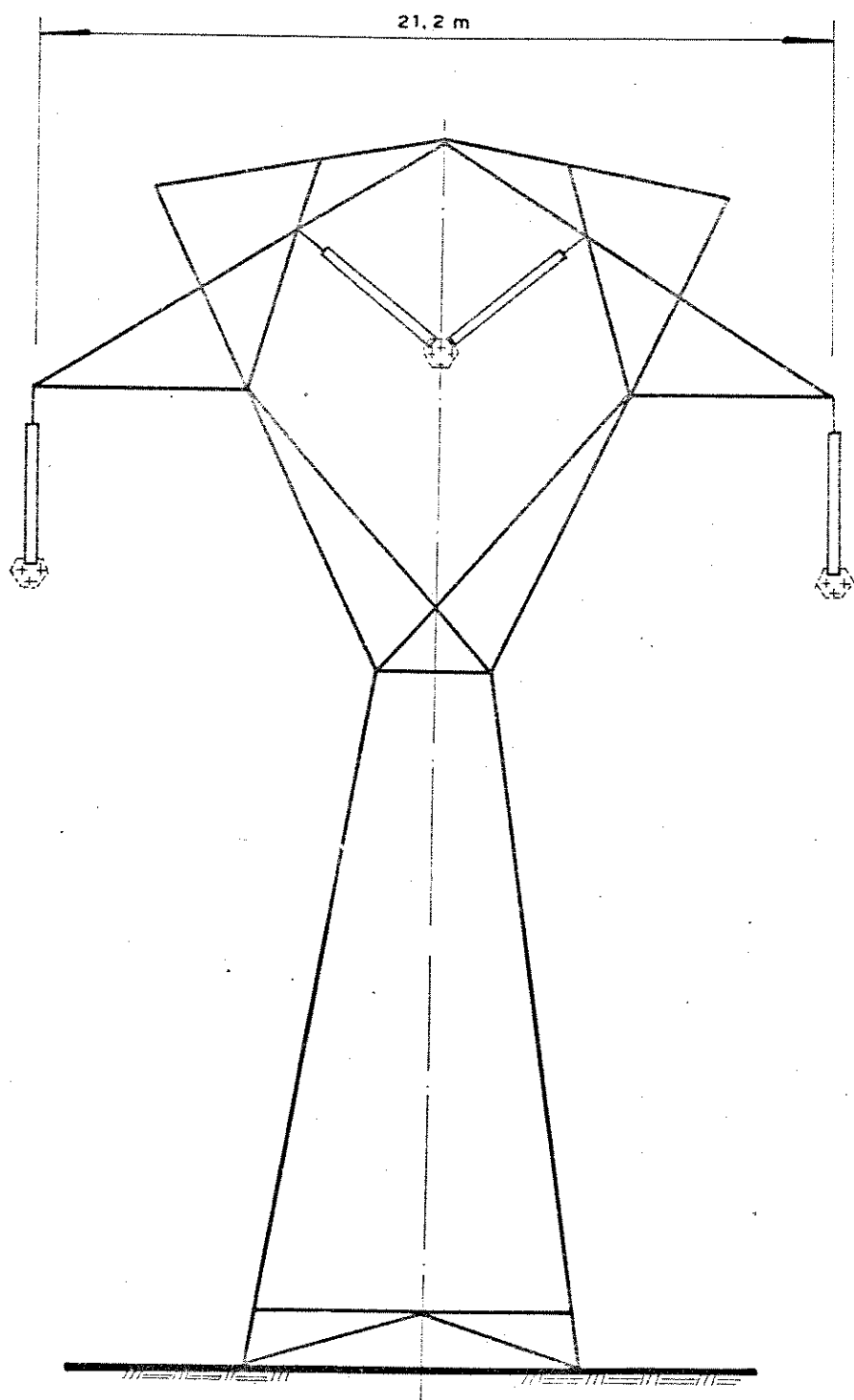


Figura 8.1-Torre de transmissão 500 KV fase central com ca
deia de isoladores em V.

Cadeias em balanço: 10
 Risco desejado: 0,1E - 02
 Sobretensão crítica: 1,92 pu
 Desvio padrão: 6%

Os resultados obtidos são:

	FURNAS	CASO IX
Número de isoladores - externa	26	23
Número de isoladores - interna	2 x 26	2 x 23
Braço da torre [m]	5,3	2,91
Largura da torre [m]	21,20	16,64

Como pode ser observado, a torre calculada com a aplicação do método, comparada com a projetada para Furnas, feitas as mesmas ressalvas do item 8.9, apresenta as seguintes reduções:

- 9 isoladores por torre
- 4,56 m na largura total da torre (21,5%)

8.11 CONCLUSÕES FINAIS

Após a aplicação do Método de Cálculo de Isolamento de Torres de Transmissão de Energia Elétrica, Face ao Risco de Falha Desejado para Surtos de Manobra, nos nove casos teste analisados e comparados com torres de dois sistemas de transmissão, projetados de acordo com técnicas atuais, pode-se perceber as vantagens do mesmo.

As dimensões das torres conseguidas trazem reduções de material, peso e por consequência menores fundações, faixas de serviço da linha menores e finalmente menores custos globais, inclusive de mão de obra, tendo sempre em vista os riscos que se deseja correr em termos de número de desligamentos.

As variáveis fundamentais na determinação do tamanho final da torre são:

- Extensão da linha (número de torres)
- Distribuição estatística das sobretensões
- Tensão de operação
- Dados Climatológicos
- Risco desejado

Especial atenção deve ser dada a coleta de dados climatológicos ambientais, que servirão de base para os cálculos. Quanto maior a sua precisão e período de observação, maior será a segurança no dimensionamento, evitando a aplicação de altos coeficientes de incerteza para cobrir a imprecisão de dados e um maior conhecimento dos fenômenos envolvidos.

Em complemento a este trabalho, devem ser feitos outros estudos para a análise de influência, sobre o dimensionamento calculado pelo presente método, a saber:

- A análise de risco de falha para surtos originados pela incidência de descargas atmosféricas nas torres e nos vãos das linhas.

Sob este aspecto, o dimensionamento pode ser alterado, caso o número de desligamentos, pelo fenômeno da elevação de tensão da torre com relação a tensão de fase, provocando assim uma descarga disruptiva de torre para a fase (Backflashover), seja considerado grande.

Ainda assim pode ser tentado o recurso da mudança do ângulo de blindagem e do acoplamento magnético entre o cabo guarda e o cabo fase.

Em último caso seria alterada a dimensão interna da torre. Este fato mereceria maior pesquisa.

- A análise da influência da atenuação dos surtos de manobra pelo efeito corona.
- A análise da influência da índice de precipitação atmosférica, na suportabilidade dos gaps.

Com estas considerações, este trabalho pode ser completado, fornecendo então, o dimensionamento definitivo das torres de transmissão de energia elétrica, face ao desempenho global desejado.

A P Ê N D I C E I

PROGRAMA DE DIMENSIONAMENTO DE UMA TORRE
DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

09 DE JUNHO DE 1989

LISTAGEM DO PROGRAMA PARA CALCULO DO RISCO EM LINHAS DE TRANSMISSAO

ESTA VERSAO CONTEM:

- CALCULO DO RISCO TOTAL
- CALCULO PARA TORRES EM "I" E "V"
- CALCULO PARA CADEIAS DE ISOLADORES EM BALANCO

PROGRAMA PARA DEFINICAO BASICA DA TORRE DE TRANSMISSAO
LEITURA DE DADOS POR ARQUIVO

DEFINICAO DAS VARIAVEIS

REAL SM, SI, NBI, GAMA, ALFA, BETA, P, R, UI50D1, UI50D2, UI50D3, PASSO
*, UI50D4, TETA, DI, DE, VNM, SC, SB, D11, D12, D13, D14, D15, D16, D21, D22, D23
*, D24, D31, D32, D33, D41, D42, D43, V2, VBASE, UM10, UM50, UI10, UI50, VMAX,
*DBASE, K1, K2, K3, K4, DL, D1A, D1S, D1, D3, D4, D3A, X, A, B, SSA, SSB, SSC,
*VMA50, VMB50, VMC50, TET(30), FTET(30), RIS(60), FRIS(60), UMAA1(60),
*UMAA2(60), UMBB1(60), UMBB2(60), UMBB3(60), UMCC1(60), UMCC2(60), RC
REAL*8 R1A, R2A, R1B, R2B, R3B, R1C, R2C, RTLT, R0, RZR, RTA, RTB, RTC
REAL*8 RNTA, RNTB, RNTC, RNTETA, RNTETB, RNTETC, MR1A, MR2A, MR1B, MR2B
INTEGER Y, NT, NTETA, NUMITER, NISOL
CHARACTER RESP*1, CADEIA*1, CASO*10, DATEXE*8
CHARACTER*25 METODO(3), CADE(3)
INTEGER CAVE, CAIN, FI3, FI4, DFI, DFE

EQUACOES DE ARQUIVO

OPEN (5, FILE='DATA1.DAT')
OPEN (6, FILE='PRN')

METODO(1)='CADEIA VERTICAL'
METODO(2)='CADEIA INCLINADA'
METODO(3)='FREQUENCIA INDUSTRIAL'
CADE(1)='ONDA PADRAO'
CADE(2)='FRENTE CRITICA'
CADE(3)='SOBRETENSAO ATMOSFERICA'

LEITURA DE DADOS

DEFINICAO DO TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES

CADEIA = 'V' ou 'I'

C
C
DATEXE='09/06/89'

READ(5,18)CASO
READ(5,19)CADEIA
READ(5,20)VMA50
READ(5,20)VMB50
READ(5,20)VMC50
READ(5,20)SSA
READ(5,20)SSB
READ(5,20)SSC
READ(5,20)SM
READ(5,20)SI
READ(5,20)NBI
READ(5,20)GAMA
READ(5,20)ALFA
READ(5,20)BETA
READ(5,20)P
READ(5,20)R
READ(5,20)RC
READ(5,20)K1
READ(5,20)CS1
READ(5,20)K2
READ(5,20)CS2
READ(5,20)K3
READ(5,20)CS3
READ(5,20)K4
READ(5,20)CS4
READ(5,20)TETA
READ(5,20)DI
READ(5,20)DE
READ(5,20)VNM
READ(5,20)SC
READ(5,20)SB
READ(5,21)NT
READ(5,21)NTETA
READ(5,21)Y
READ(5,22)RMAX
18 FORMAT(40X,10A)
19 FORMAT(40X,A)
20 FORMAT(39X,F10.4)
21 FORMAT(39X,I5)
22 FORMAT(39X,F30.28)
23 FORMAT(1X,'')

C
C
C
IMPRESSAO DOS DADOS DE ENTRADA

WRITE(6,30)CASO,DATEXE
30 FORMAT(////,T20,' DADOS PARA DEFINICAO DA TORRE ',A,///,
*T15,'DATA DE EXECUCAO = ',A,///)
WRITE(6,29)CADEIA
29 FORMAT(T15,'TIPO DA CADEIA CENTRAL DE ISOLADORES = ',A)
WRITE(6,58)RMAX
58 FORMAT(T15,'RISCO MAX ADMISSIVEL (RMAX)=' ,E12.5)
WRITE(6,52)VNM

```

52 FORMAT(T15,'TENSAO MAX. OPER. ENTRE FASES (VNM) =',F10.4,' kV')
WRITE(6,31)VMA50
31 FORMAT(/T15,'SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMA50)=',F10.4,' pu')
WRITE(6,331)VMB50
331 FORMAT(T15,'SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMB50)=',F10.4,' pu')
WRITE(6,332)VMC50
332 FORMAT(T15,'SOBRETENSAO CRITICA DISRRUPTIVA(VMC50)=',F10.4,' pu')
WRITE(6,23)
WRITE(6,32)SSA
32 FORMAT(T15,'DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSA) =',F10.4,' pu')
WRITE(6,322)SSB
322 FORMAT(T15,'DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSB) =',F10.4,' pu')
WRITE(6,323)SSC
323 FORMAT(T15,'DESVIO PADRAO SOBRETENS.MANOBRAS (SSC) =',F10.4,' pu')
WRITE(6,33)SM
33 FORMAT(T15,'DESVIO PADRAO ISOLAMENTO MANOBRAS (SM) =',F10.4,' pu')
WRITE(6,34)SI
34 FORMAT(T15,'DESVIO PADRAO ISOLAMENTO IMPULSO (SI) =',F10.4,' pu')
WRITE(6,35)NBI
35 FORMAT(T15,'NIVEL BASICO DE IMPULSO (NBI) =',F10.4,' kV')
WRITE(6,36)GAMA
36 FORMAT(T15,'FATOR DE SEGURANCA ESTATISTICO (GAMA) =',F10.4)
WRITE(6,23)
WRITE(6,37)ALFA
37 FORMAT(T15,'ANGULO EXT. ESTRUTURA DA TORRE (ALFA) =',F10.4,' DEG')
WRITE(6,38)BETA
38 FORMAT(T15,'ANGULO INT. ESTRUTURA DA TORRE (BETA) =',F10.4,' DEG')
WRITE(6,23)
WRITE(6,39)P
39 FORMAT(T15,'PASSO DO ISOLADOR (P) =',F10.4,' m')
WRITE(6,40)R
40 FORMAT(T15,'RAIO ENERGIZACAO DOS COND. DA LT (R) =',F10.4,' m')
WRITE(6,440)RC
440 FORMAT(T15,'RAIO DE ENERGIZACAO FASE CENTRAL (RC) =',F10.4,' m')
WRITE(6,23)
WRITE(6,41)K1
41 FORMAT(T15,'COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-1 (K1) =',F10.4)
WRITE(6,42)CS1
42 FORMAT(T15,'SUPORTABILIDADE-1 P/IMPULSO (CS1) =',F10.4,' kV/m'
*)
WRITE(6,43)K2
43 FORMAT(T15,'COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-2 (K2) =',F10.4)
WRITE(6,44)CS2
44 FORMAT(T15,'SUPORTABILIDADE-2 P/IMPULSO (CS2) =',F10.4,' kV/m'
*)
WRITE(6,45)K3
45 FORMAT(T15,'COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-3 (K3) =',F10.4)
WRITE(6,46)CS3
46 FORMAT(T15,'SUPORTABILIDADE-3 P/IMPULSO (CS3) =',F10.4,' kV/m'
*)
WRITE(6,47)K4
47 FORMAT(T15,'COEFICIENTE P/ SUPORTABILIDADE-4 (K4) =',F10.4)
WRITE(6,48)CS4
48 FORMAT(T15,'SUPORTABILIDADE-4 P/IMPULSO (CS4) =',F10.4,' kV/m'
*)

```

```

WRITE(6,23)
WRITE(6,49)TETA
49 FORMAT(T15,'ANGULO DE BALANCO-PROJ INICIAL (TETA) =',F10.4,' DEG')
WRITE(6,50)DI
50 FORMAT(T15,'DIST. DE ESCOAMENTO DO ISOLADOR (DI) =',F10.4,' cm')
WRITE(6,51)DE
51 FORMAT(T15,'DIST. ESCOAMENTO ESPEC. AMBIENTE (DE) =',F10.4,
* ' cm/kV')
WRITE(6,23)
WRITE(6,53)SC
53 FORMAT(T15,'SUPORTE CADEIA INICIAL-INT/EXT (SC) =',F10.4,' m')
WRITE(6,54)SB
54 FORMAT(T15,'SUPORTE CABO (SB) =',F10.4,' m')
WRITE(6,23)
WRITE(6,56)NT
56 FORMAT(T15,'NUMERO DE TORRES (NT) =',I5)
WRITE(6,55)NTETA
55 FORMAT(T15,'NUMERO DE CADEIAS EM BALANCO (NTETA) =',I5)
WRITE(6,57)Y
57 FORMAT(T15,'NUMERO DE DESVIOS PADRAO (Y) =',I5,'//////')

```

```

CONVERSAO DOS ANGULOS PARA RADIANOS

```

```

ALFA=(3.141592*ALFA)/180
BETA=(3.141592*BETA)/180
TETA=(3.141592*TETA)/180

```

```

CALCULO DE SOLICITACOES DE TENSAO

```

```

IDENTIFICACAO DA MAIOR TENSAO

```

```

IF(VMA50.GE.VMB50) THEN
  IF(VMA50.GE.VMC50) THEN
    V50=VMA50
    SS=SSA
  ELSE
    V50=VMC50
    SS=SSC
  ENDIF
ELSE
  IF(VMB50.GE.VMC50) THEN
    V50=VMB50
    SS=SSB
  ELSE
    V50=VMC50
    SS=SSC
  ENDIF

```

```

ENDIF
VBASE = VNM*SQRT(2./3.)
V2 = V50*(1+2.08*SS)*VBASE
UM10 = GAMA*V2
UM50 = UM10/(1-1.28*SM)
UI10 = NBI
UI50 = UI10/(1-1.28*SI)
VMAX = VNM/SQRT(3.)

```


NIFI = VMAX*(DE/DI)+1
DBASE = NIFI*P

C
C
C
CALCULO DA ESTRUTURA-FASES EXTERNAS

SCE=SC
D11=(UM50/(K1*500))**(1/0.6)
D12=8/((K1*3400/UM50)-1)
D13=UI50/CS1

C
C
C
DETERMINACAO DE D1

IF(D11.GE.D12)THEN
 IF(D11.GE.D13)THEN
 D1=D11
 CAVE=1
 ELSE
 D1=D13
 CAVE=3
 ENDIF
ELSE
 IF(D12.GE.D13)THEN
 D1=D12
 CAVE=2
 ELSE
 D1=D13
 CAVE=3
 ENDIF
ENDIF

C
C
C
DESCARGA SUPERIOR COM CADEIA INCLINADA

D14=(UM50/(K2*500))**(1/0.6)
D15=(8/(((K2*3400)/UM50)-1))
D16=UI50/CS2

C
C
C
DETERMINACAO DE DL

IF(D14.GE.D15)THEN
 IF(D14.GE.D16)THEN
 DL=D14
 CAIN=1
 ELSE
 DL=D16
 CAIN=3
 ENDIF
ELSE
 IF(D15.GE.D16)THEN
 DL=D15
 CAIN=2
 ELSE
 DL=D16
 CAIN=3
 ENDIF
ENDIF

```
DL=DL+R
D1A=DL/COS(TETA)
DIS=D1A-SCE-SB
```

```
C
C
C
C
C
DEFINICAO DA ESTRUTURA DA FASE EXTERNA
CALCULO DO NUMERO DE ISOLADORES
```

```
IF (D1.GE.DBASE) THEN
    NI=D1/P+1
    DFE=1
ELSE
    NI=NIFI
    DFE=3
ENDIF
IF (DIS.GE.NI*P) THEN
    SCE=DIS-NI*P+SCE
    DFE=2
ENDIF
D1A=(NI*P)+SCE+SB
D2=DL
X=(DL-D1A*SIN(ALFA-TETA))/COS(ALFA)
```

```
C
C
C
FASE INTERNA
```

```
SCI=SC
D31=(UM50/(K3*500))**(1/0.6)
D32=8/(((K3*3400)/UM50)-1)
D33=UI50/CS3
```

```
C
C
C
DETERMINACAO DE D3
```

```
IF (D31.GE.D32) THEN
    IF (D31.GE.D33) THEN
        D3=D31
        FI3=1
    ELSE
        D3=D33
        FI3=3
    ENDIF
ELSE
    IF (D32.GE.D33) THEN
        D3=D32
        FI3=2
    ELSE
        D3=D33
        FI3=3
    ENDIF
ENDIF
IF (D3.GE.DBASE) THEN
    NII=(D3/P+1)
    DFI=1
ELSE
    NII=NIFI
    DFI=3
```

```
ENDIF
D3A=NII*P+SCI+SB
```

```
C
C
C
DISTANCIA LATERAL
```

```
D41=(UM50/(K4*500))**(1/0.6)
D42=8/(((K4*3400)/UM50)-1)
D43=UI50/CS4
```

```
C
C
C
CALCULO DE D4
```

```
IF (D41.GE.D42) THEN
    IF (D41.GE.D43) THEN
        D4=D41
        FI4=1
    ELSE
        D4=D43
        FI4=3
    ENDIF
```

```
ELSE
    IF (D42.GE.D43) THEN
        D4=D42
        FI4=2
    ELSE
        D4=D43
        FI4=3
    ENDIF
```

```
ENDIF
IF (CADEIA.EQ.'I') THEN
    D4=D4+R
    DC=D3A*COS(TETA)
    IF (D4.GE.DC) THEN
        SCI=D4/COS(TETA)-NII*P-SB
        D3A=NII*P+SB+SCI
        DFI=2
    ENDIF
```

```
C
C
C
DEFINICAO DA ESTRUTURA INTERNA CADEIA EM 'I'
```

```
A=D3A*COS(TETA)+D4*(1-COS(BETA))/SIN(BETA)
B=2*(D3A*SIN(TETA)+D4)
```

```
ELSE
    D4=D4+RC
    DC=D3A*0.707
    IF (D4.GE.DC) THEN
        D3A=D4*1.414213
        SCI=D3A-NII*P-SB
    ENDIF
```

```
C
C
C
DEFINICAO DA ESTRUTURA INTERNA CADEIA EM 'V'
```

```
A=D3A*0.707+D4*TAN(BETA/2)
B=2*D3A*0.707
```

```
ENDIF
C
```

```

70 FORMAT (//////////,T30,'SAIDA DE DADOS',A,/,
*T15,'DATA DE EXECUCAO = ',A,/)
71 FORMAT (T15,'CRITERIOS DETERMINANTES NO ISOLAMENTO PRELIMINAR :',/)
72 FORMAT (T20,'FASE EXTERNA:')
73 FORMAT (/,T20,'FASE INTERNA:')
77 FORMAT (T30,'NUMERO DE ISOLADORES: ',A)
78 FORMAT (T52,A)
89 FORMAT (T30,'GAPS DE AR : ',A)
67 FORMAT (///,T15,'DIMENSIONAMENTO PRELIMINAR :',/)
WRITE (6,70) CASO,DATEXE
WRITE (6,71)
WRITE (6,72)
WRITE (6,77) METODO(DFE)
IF (DFE.EQ.1) WRITE (6,78) CADE(CAVE)
WRITE (6,89) CADE(CAIN)
WRITE (6,73)
WRITE (6,77) METODO(DFI)
IF (DFI.EQ.1) WRITE (6,78) CADE(FI4)
WRITE (6,89) CADE(FI3)
WRITE (6,67)
WRITE (6,75)
WRITE (6,80) NI,NII
WRITE (6,85) D1A,D3A
WRITE (6,90) X,A
WRITE (6,95) B

```

```

C
C
C
C
PREPARACAO DE DADOS PARA O CALCULO DO RISCO

```

```

VMA50=VMA50*VBASE
VMB50=VMB50*VBASE
VMC50=VMC50*VBASE

```

```

C
C
1111 CONTINUE

```

```

C
C
C
C
ANALISE DO RISCO

```

```

C
C
C
C
ESTA ROTINA CALCULA A PROBABILIDADE DE FALHA DO ISOLAMENTO

```

```

OPEN (4,FILE='DATA3.DAT')
OPEN (7,FILE='DATA4.DAT')
OPEN (6,FILE='PRN')

```

```

C
C
C
ENTRADA DE DADOS

```

```

I=1
READ(7,145) TET(I), FTET(I)
125 CONTINUE
IF (TET(I).GT.-99.0) THEN
    I=I+1

```

```

                READ(7,145)TET(I),FTET(I)
                GOTO 125
ENDIF
N=I-1
DO 133 K=1,N
    FTET(K)=FTET(K)/100
    TET(K)=3.141592*TET(K)/180.
133 CONTINUE
    J=1
130 CONTINUE
    READ(4,145) RIS(J),FRIS(J)
    IF (RIS(J).GT.-99.0) THEN
        J=J+1
        READ(4,145)RIS(J),FRIS(J)
        GOTO 130
    ENDIF
    M=J-1
    DO 143 k=1,M
        FRIS(K)=FRIS(K)/100
143 CONTINUE
144 FORMAT(///)
145 FORMAT(F5.2,2X,F5.2)
146 FORMAT(4X,F5.2,2X,F5.2)
C
C
    NUMITER = 0
C
115 CONTINUE
C
C    INICIALIZACOES DAS VARIAVEIS
C
    NUMITER = NUMITER + 1
    RTLT=0.0
    RTA=0.0
    RTB=0.0
    RTC=0.0
    MR1A=-1D-300
    MR2A=-1D-300
    MR1B=-1D-300
    MR2B=-1D-300
C
C
C    CALCULOS INICIAIS
C
    PSI=ACOS((A*COS(BETA)-B*SIN(BETA)/2)/D3A)-BETA
    X2=A*TAN(BETA)
    X3=(1.+(TAN(BETA))**2)**.5
    SQ=X2*X3
C
C    CALCULO PARA A FASE INTERNA B COM CADEIA TIPO 'V'
C
    IF (CADEIA.EQ.'V') THEN
        G1B=NII*P
        G2B=D4-RC
C

```

```

UMB11=K3*500.*G1B**.6
UMB12=(K3*3400.)/(1+8/G1B)
IF (UMB11.GT.UMB12) THEN
    UMB1=UMB12
ELSE
    UMB1=UMB11
ENDIF

```

```

C
UMB21=K4*500*G2B**.6
UMB22=(K4*3400.)/(1+8/G2B)
IF (UMB21.GT.UMB22) THEN
    UMB2=UMB22
ELSE
    UMB2=UMB21
ENDIF

```

```

C
C
C
ENDIF

```

```

WRITE (*,*) 'ITERACAO NUM.',NUMITER
DO 140 I=1,N
WRITE (*,*) 'TETA EM',I

```

```

C
RNTA=0.0
RNTB=0.0
RNTC=0.0
RNTETA=0.0
RNTETB=0.0
RNTETC=0.0

```

```

C
C
C
CALCULO PARA FASE EXTERNA A

```

```

G1A=D1A*COS(TET(I))-R
G2A=X*COS(ALFA)+D1A*SIN(ALFA-TET(I))-R

```

```

C
C
C
CALCULO PARA A FASE INTERNA B

```

```

IF (CADEIA.EQ.'I') THEN
    X1=D3A*SIN(TET(I))
    X4=D3A*COS(TET(I))
    PQ=(B/2.-X1+X2)*X3
    OS=(B/2.-X1)*TAN(BETA)-A+X4
    WS=OS*SIN(BETA)

```

```

C
G1B=X4-R
G2B=B/2.-X1-R

```

```

C
IF (TET(I).LT.PSI) G3B=PQ-SQ-WS-R
ENDIF

```

```

C
C
C
CALCULO PARA FASE EXTERNA C

```

```

IF (ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
    G1C=D1A-R

```

```

                G2C=X*COS(ALFA)+D1A*SIN(ALFA)-R
ELSE
                G1C=D1A-R
ENDIF

```

```

CALCULO DAS SUPORTABILIDADES DOS GAPS NAS CONDICOES
                ATMOSFERICAS PADROES

```

```

FASE A

```

```

IF (ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
                UMA11=K1*500.*G1A**.6
                UMA12=(K1*3400.)/(1.+8./G1A)

```

```

ELSE
                UMA11=K2*500.*G2A**.6
                UMA12=(K2*3400.)/(1.+8./G2A)

```

```

ENDIF

```

```

DETERMINACAO DE UMA1

```

```

IF (UMA11.GT.UMA12) THEN
                UMA1=UMA12

```

```

ELSE
                UMA1=UMA11

```

```

ENDIF

```

```

UMA21=K2*500*G2A**.6
UMA22=(K2*3400)/(1+8/G2A)

```

```

DETERMINACAO DE UMA2

```

```

IF (UMA21.GT.UMA22) THEN
                UMA2=UMA22

```

```

ELSE
                UMA2=UMA21

```

```

ENDIF

```

```

FASE B

```

```

IF (CADEIA.EQ.'I') THEN
                IF (ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
                        UMB11=K3*500*G1B**.6
                        UMB12=(K3*3400)/(1+8/G1B)

```

```

                ELSE
                        UMB11=K4*500*G1B**.6
                        UMB12=(K4*3400)/(1+8/G1B)

```

```

                ENDIF

```

```

DETERMINACAO DE UMB1

```

```

IF (UMB11.GT.UMB12) THEN
                UMB1=UMB12

```

```

ELSE

```

UMB1=UMB11

ENDIF

UMB21=K4*500*G2B** .6
UMB22=(K4*3400)/(1+8/G2B)

DETERMINACAO DE UMB2

IF (UMB21.GT.UMB22) THEN
 UMB2=UMB22
ELSE
 UMB2=UMB21
ENDIF

IF (TET(I) .LT. PSI) THEN
 UMB31=K4*500*G3B** .6
 UMB32=(K4*3400)/(1+8/G3B)

 IF (UMB31.GT.UMB32) THEN
 UMB3=UMB32
 ELSE
 UMB3=UMB31
 ENDIF

ENDIF

ENDIF

FASE C

UMC11=K1*500*G1C** .6
UMC12=(K1*3400)/(1+8/G1C)

DETERMINACAO DE UMC1

IF (UMC11.GT.UMC12) THEN
 UMC1=UMC12
ELSE
 UMC1=UMC11
ENDIF

IF (ABS(TET(I)) .LT. 0.001) THEN
 UMC21=K2*500*G2C** .6
 UMC22=(K2*3400)/(1+8/G2C)
 IF (UMC21.GT.UMC22) THEN
 UMC2=UMC22
 ELSE
 UMC2=UMC21
 ENDIF

ENDIF

DETERMINACAO DAS SUPORTABILIDADES NAS CONDICÕES ATMOSFERICAS
 REAIS RIS(j) E f(RIS(j))

C
C
DO 150 J=1,M

C
C
FASE A

C
C
UMAA1 (J)=RIS (J)*UMA1
UMAA2 (J)=RIS (J)*UMA2

C
C
FASE B

C
C
UMBB1 (J)=RIS (J)*UMB1
UMBB2 (J)=RIS (J)*UMB2

C
C
IF (TET (I) .LT. PSI .AND. CADEIA .EQ. 'I') THEN
UMBB3 (J)=RIS (J)*UMB3

ENDIF

C
C
FASE C

C
C
UMCC1 (J)=RIS (J)*UMC1

C
C
IF (ABS (TET (I)) .LT. 0.001) THEN
UMCC2 (J)=RIS (J)*UMC2

ENDIF

C
C
CALCULO DO RISCO COM A SUBROTINA

C
C
FASE A

C
C
CALL RISC (VMA50, SSA, SM, UMAA1, R0, J, Y)
R1A=R0
IF (R1A.GT.MR1A) MR1A = R1A
CALL RISC (VMA50, SSA, SM, UMAA2, R0, J, Y)
R2A=R0
IF (R2A.GT.MR2A) MR2A = R2A

C
C
IF (ABS (TET (I)) .LT. 0.001)
* RNTETA=RNTETA+(1-((1-R1A)*(1-R2A))**(NT-NTETA))*FRIS (J)

C
C
RNTA=RNTA+(1-((1-R1A)*(1-R2A))**NTETA)*FTET (I)*FRIS (J)

C
C
FASE B

C
C
CALL RISC (VMB50, SSB, SM, UMBB1, R0, J, Y)
R1B=R0
IF (R1B.GT.MR1B) MR1B = R1B
CALL RISC (VMB50, SSB, SM, UMBB2, R0, J, Y)
R2B=R0
IF (R2B.GT.MR2B) MR2B = R2B

C
C
IF (CADEIA .EQ. 'I') THEN

IF (TET (I) .LT. PSI) THEN

```
CALL RISC(VMB50,SSB,SM,UMBB3,R0,J,Y)
R3B=R0
```

```
ENDIF
```

C

```
IF(TET(I).GE.PSI) THEN
RNTB=RNTB+(1-((1-R1B)*(1-R2B))**NTETA)*FTET(I)*FRIS(J)
ELSE
IF(ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
RNTB=RNTB+(1-((1-R1B)*((1-R2B)**2)*((1-R3B)**2))**NTETA)*
1FTET(J)*FRIS(J)
RNTETB=RNTETB+(1-((1-R1B)*((1-R2B)**2)*((1-R3B)**2))**
2*(NT-NTETA))*FRIS(J)
ELSE
RNTB=RNTB+(1-((1-R1B)*(1-R2B)*
1(1-R3B))**NTETA)*FTET(I)*FRIS(J)
ENDIF
ENDIF
```

C

C

C

```
CALCULO DO RISCO PARA A FASE B COM CADEIA 'V'
```

```
ELSE
```

```
IF(I.LT.2)
* RTNB = RTNB+(1-((1-R1B)**2*(1-R2B)**5)**NT)*FRIS(J)
ENDIF
```

C

C

C

```
FASE C
```

```
CALL RISC(VMC50,SSC,SM,UMCC1,R0,J,Y)
```

```
R1C=R0
```

```
IF(ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
```

```
CALL RISC(VMC50,SSC,SM,UMCC2,R0,J,Y)
```

```
R2C=R0
```

```
ENDIF
```

C

```
IF(ABS(TET(I)).LT.0.001) THEN
RNTETC=RNTETC+(1-((1-R1C)*(1-R2C))**
(NT-NTETA))*FRIS(J)
RNTC=RNTC+(1-((1-R1C)*(1-R2C))**NTETA)*
FTET(I)*FRIS(J)
ELSE
RNTC=RNTC+(1-(1-R1C)**NTETA)*
FTET(I)*FRIS(J)
ENDIF
```

C

```
150 CONTINUE
```

C

C

C

```
CALCULO DO RISCO TOTAL
```

```
RTA=RTA+RNTA+RNTETA
```

```
RTB=RTB+RNTB+RNTETB
```

```
RTC=RTC+RNTC+RNTETC
```

C

```
RTLT=RTLT+1-(1-RNTA-RNTETA)*(1-RNTB-RNTETB)*
140 CONTINUE (1-RNTC-RNTETC)
```

C

C

C

```
SAIDA DO RESULTADO PARCIAL
```

```
75 FORMAT(T15,'FASE EXTERNA',T50,'FASE INTERNA')
```

```

76 FORMAT(T15,'RISCO NA FASE A =',E12.5,/,
*      T15,'RISCO NA FASE B =',E12.5,/,
*      T15,'RISCO NA FASE C =',E12.5,/)
80 FORMAT(/,T20,'NI = ',I4,T55,'NII = ',I4)
85 FORMAT(T20,'D1A = ',F5.2,' m',T55,'D3A = ',F5.2,' m')
90 FORMAT(T20,'X = ',F5.2,' m',T55,'A = ',F5.2,' m')
95 FORMAT(T55,'B = ',F5.2,' m',/)
101 FORMAT(T15,'LARGURA TOTAL DA TORRE = ',F5.2,' m')
102 FORMAT(T15,'DISTANCIA ENTRE FASES = ',F5.2,' m',//)
162 FORMAT(/,T15,'RISCO TOTAL INTEGRADO E =',E12.5)
170 FORMAT(/,T15,'SUPORTE DA CADEIA INTERNA =',F5.2,' m')
175 FORMAT(/,T15,'SUPORTE DA CADEIA EXTERNA =',F5.2,' m',////////)
167 FORMAT(/,T15,'DIMENSIONAMENTO FINAL : (APOS ',I3,' ITERACOES)',/)

```

C
C
C
C
C

AVALIACAO DO RESULTADO OBTIDO

```

IF(RTLT.LT.RMAX) THEN
    XIS=X + A * TAN(ALFA)
    XT = B + 2 * XIS
    D00=XIS + B/2
    WRITE(6,167) NUMITER
    WRITE(6,75)
    WRITE(6,80)NI,NII
    WRITE(6,85)D1A,D3A
    WRITE(6,90)X,A
    WRITE(6,95)B
    WRITE(6,101) XT
    WRITE(6,102) D00
    WRITE(6,76) RTA,RTB,RTC
    WRITE(6,162)RTLTLT
    WRITE(6,170) SCI
    WRITE(6,175) SCE
    STOP
ELSE
    RZR = RTLTLT / RMAX
    IF (RZR.GE.10) THEN
        NISOL = 2
        PASSO =.5
    ELSE
        NISOL = 1
        IF (RZR.GT.3) THEN
            PASSO =.3
        ELSE
            PASSO =.1
        ENDIF
    ENDIF
    ENDIF
    IF (RTA.GT.RTB.OR.RTC.GT.RTB) THEN
        IF (MR1A.GT.MR2A) THEN
            NI=NI+NISOL
            D1A=(NI*P)+SCE+SB
            X=(DL-D1A*SIN(ALFA-TETA))/COS(ALFA)+.1
        ELSE
            IF (TETA.LE.ALFA) THEN

```

```

X=X+PASSO
ELSE
X=X+P*SIN(TETA-ALFA)/COS(ALFA)+.1
ENDIF
ENDIF
ENDIF
ELSE
IF (CADEIA.EQ.'I') THEN
IF (MR1B.GT.MR2B) THEN
NII=NII+NISOL
D3A=(NII*P)+SCI+SB
A=D3A*COS(TETA)+D4*(1-COS(BETA))/SIN(BETA)+.1
B=2*(D3A*SIN(TETA)+D4)+.1
ELSE
A=A+PASSO
B=B+PASSO
ENDIF
ELSE
IF (MR1B.GT.MR2B) THEN
NII=NII+1
ELSE
SCI=SCI+.1
ENDIF
D3A=NII*P+SCI+SB
D4 =D3A*0.707
A=D3A*0.707+D4*TAN(BETA/2)
B=2*D3A*0.707
ENDIF
ENDIF
ENDIF
GOTO 115
END

```

```

SUBROUTINE DE CALCULO DO RISCO
SUBROUTINE RISC(VM,SS,SM,UM,R0,J,Y)

```

```

DECLARACAO DAS VARIAVEIS

```

```

REAL UM(60)
REAL*8 C1,C2,C3,C4,C5,C6,C7,R0,F,V
INTEGER Y,N1

```

```

DV=.4*SM*VM
VMIN1=VM*(1-Y*SS)
VMIN2=UM(J)*(1-10*SM)
VMAX=VM*(1+Y*SS)
IF (VMIN1.GE.VMIN2) THEN
VMIN=VMIN1
ELSE
VMIN=VMIN2
ENDIF

```

```

INTEGRAL

```

```
V=VMIN  
R0=0.0  
F=0.0  
N1=INT(VMAX-VMIN)/DV
```

C

```
C1=1/(SQRT(2*3.141592))  
C2=C1/(SS*VM)  
C3=C1/(SM*UM(J))  
C4=-.5/(SS*VM)**2  
C5=-.5/(SM*UM(J))**2
```

C

```
DO 10 I=1,N1  
    V=V + DV  
    C6=DEXP((C5*(V-UM(J))**2))  
    C7=DEXP((C4*(V-VM)**2))  
    F=F+(DV*C3*C6)  
    R0=R0+(C2*DV*C7*F)
```

```
10 CONTINUE  
RETURN  
END
```

B I B L I O G R A F I A

B I B L I O G R A F I A

A - LIVROS

- 1- Fuchs, R.D. - Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas. Editora Livros Técnicos e Científicos - 2ª edição - 1979. Pag. 35/36.
- 2- Hedman, D.E. - Coordenação de Isolamento. Tradução Kaehler, J.W.M. Edições Universidade Federal de Santa Maria - 1983. Capítulo 1.
- 3- Greenwood, A. - Electrical Transients in Power Systems. Editora Wiley Interscience - 1970. Capítulo 14.
- 4- Diesendorf, W. - Insulation Co-ordination in High-Voltage Electric Power System. Editora London Butterworths - 1974. Capítulo 6.
- 5- Transmission Line Reference Book 345 kV and Above. Electric Power Research Institute - 1975. Capítulo 11.
- 6- EHV - Transmission Line Reference Book. Edson Electric Institute 1968. Capítulo 6.

B - NORMAS

- 7- International Electrotechnical Commission - IEC - Technical Committee nº 28 - Insulation Co-ordination Draft - Abril 1987.
- 8- IEC 71-1 - Insulation Co-ordination Between Phase and Earth - 6ª edição - 1976
- 9- NBR 6939 - Coordenação de Isolamento - Procedimento. Novembro 1981.
- 10- NBR 8186 - Guia de Aplicação de Coordenação de Isolamento - Procedimento. Setembro 1983.
- 11- NBR 8841 - Coordenação de Isolamento Fase-Fase - Procedimento. Abril 1985.

C - ARTIGOS

- 12- Alexander, D.E. e Bohene, E.W. - Switching Surge Insulation Level of Porcelain Insulation String - IEEE PAS. Novembro 1964. Pag. 1145-57

- 13- Paris, L. - Influence of Air Gap Characteristics in Line-to-ground Switching Surge Strenght - IEEE PAS. Agosto 1967. Pag. 936-947
- 14- Paris, L. e Cortina, R. - Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gap and Long Insulator Strings - IEEE PAS. Abril 1968. Pag. 947-957
- 15- Annestrand, S. e outros - Insulation Performance Analysis of a 500 kV Transmission Line Design - IEEE PAS. Março 1970. Pag 429 - 437
- 16- Paris, L. - New Trends in Insulation Co-ordination Aplicacion of New IEC Especification. Asea Journal, 1971 volume 44 nº 5. Pag. 147-155
- 17- Kucera, J. e outros - Atmospheric Correction Factors for Hight Voltage Testing. Electra nº 21. Março 1972. Pag. 74-85
- 18- Carraca, G. e Zaffanella, L.E. - UHV External Insulation Challenging Aspects. Electra nº 23. Julho 1972. Pag. 177-189
- 19- Paris, L. - Terminology Concerning the Study of Insulation Coordination from the Probabilistic Point of View. Electra nº26. Janeiro 1973. Pag. 43-70
- 20- Whitehead, E.R. e Gilman, D.W. - The Mechanism of Lightning Flash over on High Voltage and Extra-High-Voltage Transmission Lines. Electra nº 27. Março 1973. Pag. 65-96
- 21- Paris, L e Taschini, A. - Phase to Ground and Phase to Phase Air Clearances in Substations. Electra nº 29. Julho 1973. Pag. 29-43
- 22- Marode, E. - The Mechanism of Spark Breakdown in Air at Atmospheric Pressure Between a Positive Point and a Phase. I. Experimental: Nature of the Streamer Track. Journal of Applied Physics volume 46 nº 5. Maio 1975. Pag. 2005-2020
- 23- Gallet, G. e outros - General Expression for Positive Switching Impulse Strength Valid up to Extra Long Air Gaps. IEEE PAS. Novembro/Dezembro 1975. Pag 1989-1993
- 24- Esmeraldo, P.C.V. - Influência dos Parâmetros Metereológicos no Desempenho Elétrico de Linhas de Transmissão quanto a Surtos de Manobra. Um programa digital. Tese de Mestrado - EFEI - Junho 1976

- 25- Busch, W. - Air Humidity: An Important Factor for UHV Design
IEEE PAS. Novembro/Dezembro 1978. Pag. 2086-2093
- 26- Forzini, M e outros - A Statistical Approach Insulation Design
in Polluted Areas - IEEE PAS. Setembro 1983. Pag. 3157-3166
- 27- Cavallius, N.H. e Chagas, F.A. - Possible Precision of Statistical
Insulation Test Methods - IEEE PAS. Agosto 1983. Pag. 2372-2378
- 28- Aihara, A. e outros - Analysis of New Phenomenon Regarding Effects
of Humidity on Flashover Characteristics for Long Air Gaps - IEEE
PAS. Dezembro 1983. Pag. 3778-3782
- 29- Andrade, V.H.G. - Prē-determinação da Tensão de Descargas a Impul-
sos de Manobra de Isolamentos Típicos de Linhas de Transmissão.
Seminário sobre Pesquisas Aplicáveis em Sistemas de Transmissão
CEPEL - Rio de Janeiro. Novembro 1983
- 30- Fonseca, J.R. - Isolamentos de Ar. Seminário sobre Pesquisas A
plicáveis em Sistemas de Transmissão - CEPEL - Rio de Janeiro. No
vembro 1983
- 31- Medeiros, J.C. e outros - Evaluation of Switching Impulse Strength
of External Insulation. Electra nº 94. Maio 1984. Pag. 77-95
- 32- Grant, I.S. e outros - A Simplified Method for Estimating Light
ning Performance of Transmission Lines - IEEE PAS. Abril 1985. Pag.
919-932
- 33- Pignini, A. e outros - Influence of Air Density on the Impulse
Strength of External Insulation - IEEE PAS. Outubro 1985. Pag.
2888-2900
- 34- Carrara, G. - Switching Impulse Performance of Post Insulators.
Electra nº 109. Dezembro 1986. Pag. 115-132
- 35- Carrara, G. - Discharges in Long Air Gaps at Les Renardières Double
Impulse Tests. Electra nº 111. Março 1987. Pag. 26-40
- 36- Feser, K. e Pignini, A. - Influence of Atmospheric Conditions on
the Dielectric Strength of External Insulation. Electra nº 112 .
Maio 1987. Pag. 83-95