

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**EDUARDO ARNDT**

**PROJETO DE DIPLOMAÇÃO**

**PROJETO ELETROGEOMÉTRICO DAS ESTRUTURAS DE  
LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Porto Alegre

2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

## **PROJETO ELETROGEOMÉTRICO DAS ESTRUTURAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Dr. Ruy Carlos Ramos de Menezes

Porto Alegre  
2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

EDUARDO ARNDT

## **PROJETO ELETROGEOMÉTRICO DAS ESTRUTURAS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: \_\_\_\_\_

Prof. Dr. Ruy Carlos Ramos de Menezes, UFRGS

Doutor pela Universidade de Innsbruck, Áustria

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Ruy Carlos Ramos de Menezes, UFRGS

Doutor pela Universidade de Innsbruck, Áustria

Eng.º Jefferson Ramos de Menezes, responsável técnico da empresa  
de consultoria e projetos de linhas de transmissão EngeLineas

Engenheiro Eletricista pela Universidade Federal de Santa Maria – Santa Maria,  
Brasil

Prof. Dra. Gladis Bordin , UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Porto Alegre, dezembro de 2010.

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais e irmãos, pelo incondicional incentivo e incansável dedicação para que se tornasse possível.

## **AGRADECIMENTOS**

Aos meus pais Leoni e Olavo e aos meus irmãos Luciana e Gustavo que acompanharam esta jornada desde seu início.

Ao Brasil por proporcionar um ensino gratuito e de qualidade.

Aos colegas pelo seu auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso e aos amigos que sempre estiveram ao meu lado.

Ao professor Ruy Carlos Ramos de Menezes pela orientação.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul e a seus funcionários e professores.

## **RESUMO**

Em linhas de transmissão é de fundamental importância a busca por um projeto que otimize a eficiência da transmissão da energia elétrica com a redução de custos através de cálculos e considerações adequadas.

Esse trabalho apresenta uma aprofundada análise sobre o projeto eletrogeométrico do topo de estruturas de linhas de transmissão, fator considerado fundamental no desempenho das LTs. Discutir-se-á métodos determinísticos e estatísticos para obtenção da coordenação de isolamento e a sua aplicação ao cálculo das distâncias elétricas da torre, levando em conta a aleatoriedade do comportamento tanto das LTs quanto dos fatores externos que influenciam no seu funcionamento. Por fim, os métodos e cálculos desenvolvidos serão colocados em prática através de um estudo de caso de acordo com requisitos da ANEEL.

**Palavras-chave: Linha de Transmissão, Torres de LT, Coordenação de Isolamento, Distância Elétrica e Geometria.**

## **ABSTRACT**

In Overhead Power Lines is of fundamental importance to search for a design that optimizes the efficiency of transmission of electric energy by reducing costs through appropriate calculations and considerations.

This paper presents a detailed analysis on the electrical-geometric design of the top of structures of transmission lines, a factor considered crucial in the performance of LTs. It will be discuss deterministic and statistical methods to obtain insulation coordination and its application to calculate electrical the clearances of the tower, taking into account the random behavior of both the LTs and external factors that influence its behavior. Finally, the methods and calculations made will be put into practice through a case in accordance with requirements of ANEEL.

**Keywords: Overhead Power Lines, Structures, Insulation Coordination, Electrical Clearances.**

## SUMÁRIO

<b>1INTRODUÇÃO.....</b>	<b>13</b>
<b>1.1Motivação.....</b>	<b>13</b>
<b>1.2Objetivo.....</b>	<b>13</b>
<b>1.3Estrutura do Trabalho.....</b>	<b>14</b>
<b>2ESTRUTURAS DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO.....</b>	<b>16</b>
<b>3COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO.....</b>	<b>19</b>
<b>3.1Introdução.....</b>	<b>19</b>
<b>3.2Tensões Envolvidas no Projeto da Coordenação de Isolamento.....</b>	<b>20</b>
3.2.1Tensão de frequência Industrial.....	21
3.2.2Sobretensão de Frente Lenta.....	25
3.2.3Sobretensão de Frente Rápida.....	26
<b>3.3Projeto de Isolamento para os Esforços de Tensão Significativos.....</b>	<b>27</b>
3.3.1Projeto de Isolamento para Tensão de frequência Industrial.....	27
3.3.2Projeto de Isolamento para Sobretensão de Frente Lenta ou Surto de Manobra.....	28
3.3.3Projeto de Isolamento para Sobretensão de Frente Rápidaou Impulso Atmosférico.....	35
<b>4DISTÂNCIAS ELÉTRICAS.....</b>	<b>37</b>
<b>4.1Introdução .....</b>	<b>37</b>
<b>4.2Requisitos para Distâncias Elétricas .....</b>	<b>38</b>
4.2.1Tipos de Distâncias Elétricas.....	38
4.2.2Cálculo das Distâncias Elétricas.....	39
4.2.3Tensões a Serem Consideradas.....	45
4.2.3.1Sobretensão de Descargas Atmosféricas.....	45
4.2.3.2Sobretensão de Surto de Manobra.....	47
4.2.3.3Tensões de frequência Industrial.....	47
4.2.4Fórmulas Finais para Determinação das Distâncias Elétricas.....	48
<b>5ASPECTOS CLIMÁTICOS E DE CARREGAMENTO.....</b>	<b>51</b>
5.1Temperatura Máxima do Conductor na Condição sem Vento.....	51
5.2Hipóteses de Pressão de Vento .....	51
<b>6POSIÇÃO DE ISOLADORES E CONDUTORES SOB AÇÃO DO VENTO.....</b>	<b>54</b>
<b>6.1Definição da Ação do Vento .....</b>	<b>54</b>
<b>6.2Cálculo do Ângulo de Balanço .....</b>	<b>57</b>
<b>6.3Determinação dos Ângulos de Balanço Através de Medições .....</b>	<b>60</b>
<b>7ESTUDO DE CASO.....</b>	<b>63</b>
<b>7.1Dados da Linha Araraquara 2 - Taubaté .....</b>	<b>63</b>
7.1.1Dados Gerais .....	63
7.1.2Requisitos de Coordenação de Isolamento de acordo com o Edital .....	64
<b>7.2Determinação do Arranjo de Isoladores .....</b>	<b>67</b>
<b>7.3Ventos Básicos de Projeto .....</b>	<b>68</b>
<b>7.4Carregamento Devido ao Vento .....</b>	<b>70</b>
<b>7.5Isolamento para Tensão Operativa .....</b>	<b>71</b>
7.5.1Cálculo do Ângulo de Balanço .....	71
7.5.2Espaçamento Fase-Terra.....	72
<b>7.6Isolamento para Sobretensão de Manobra .....</b>	<b>73</b>



7.6.1 Cálculo do Ângulo de Balanço .....	73
7.6.2 Espaçamento Fase-Terra.....	74
<b>7.7 Ângulos de Balanços e Distâncias Críticas para Sobretensões de Impulso Atmosférico</b> .....	<b>78</b>
<b>7.8 Resumo dos Níveis de Isolamento e das Distâncias Críticas para Execução do Projeto da Estrutura</b> .....	<b>79</b>
7.8.1 Níveis de Isolamento.....	79
7.8.2 Resumo das Distâncias Críticas para Determinar o Perfil da Torre Resultante.....	79
<b>8 CONCLUSÕES.....</b>	<b>80</b>
<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>81</b>

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estrutura autoportante.....	17
Figura 2 – Estrutura estaiada.....	17
Figura 3 – Linha de Transmissão composta por estruturas Autoportantes.....	18
Figura 4 – Linha de Transmissão composta por estruturas Estaiadas.....	18
Figura 5 – Forma de onda padrão para uma sobretensão de frente lenta, com $t_p = 250\mu s$ e $t_2 = 2500\mu s$ .....	25
Figura 6 – Forma de onda padrão para uma sobretensão de frente rápida, com $t_p = 1,2\mu s$ e $t_2 = 50\mu s$ .....	26
Figura 7 – Coordenação de isolamento tradicional.....	29
Figura 8 – Aproximação estatística para coordenação de isolamento.....	30
Figura 9 – Expoente n para correção da tensão crítica de flashover de acordo com a equação (3), dependente da temperatura, da umidade e da altitude.....	31
Figura 10 – Nomograma para determinar o fator de correção da tensão em função da umidade khm            32	
Figura 11 – Versão simplificada da função da densidade de probabilidade de sobretensões. .	32
Figura 12 – Versão simplificada da função de distribuição cumulativa de tensão suportável.	33
Figura 13 – Representação de $D_{ei}$ e $D_{pp}$ .....	39
Figura 14 - “Flashover” entre condutores.....	46
Figura 15 – Fator de Vão GL.....	57
Figura 16 – Ângulos de balanço calculados e medidos em função da velocidade instantânea do vento    16	
Figura 17 – Ângulo de balanço da cadeia de isoladores de acordo com a referência [2].....	58
Figura 18 - Futuro arranjo do sistema elétrico na região em que a linha será construída.....	62
Figura 19 – Fator $k_d$ que é relação entre valores médios de vento a 10m do solo, para diferentes períodos de integração e rugosidade de terrenos.....	70
Figura 20 – Topo da estrutura típica, desenvolvido a partir do cálculo das distâncias críticas da coordenação do isolamento.....	79

## LISTA DE TABELAS

Tabela1 - Isolamento padrão para os níveis de tensão do grupo I ( $1\text{ kV} \leq U_s \leq 245\text{ kV}$ ) de acordo com a IEC 60071-1[Ref6].....	21
Tabela 2 - Isolamento padrão para os níveis de tensão do grupo II ( $U_s > 245\text{ kV}$ ) de acordo com a IEC 60071-1 [6].....	22
Tabela 3 - Níveis de poluição e distância nominal de escoamento específica mínima recomendada de acordo com IEC 60 071-2 [8]e IEC 60 815 [5].....	24
Tabela 4 - Coeficientes de variação e fatores de desvio usualmente utilizados no cálculo de sobretensões suportáveis.....	41
Tabela 5 - Fatores de espaçamento para distâncias elétricas no ar.....	43
Tabela 6 - Fator de altitude $K_a$ para coordenação de isolamento em função da tensão suportável .....	45
Tabela 7 - Tensões representativas $U_{rp}$ .....	48
Tabela 8 - Distâncias elétricas $Del$ e $Dpp$ correspondendo a tensões suportáveis de frente rápida dos espaçamentos no ar de condutor a obstáculo e de condutor a condutor em altitudes até 1000m acima do nível do mar.....	49
Tabela 9 - Distâncias elétricas $Del$ e $Dpp$ correspondendo as tensões suportáveis de frente lenta dos espaçamentos no ar de condutor a obstáculo e de condutor a condutor, em altitudes até 1000m acima do nível do mar.....	50
Tabela 10 - Distâncias elétricas mínimas no ar dependendo da máxima tensão no equipamento	50
Tabela 11 - Valores de n para correção da velocidade de vento em função da altura.....	56
Tabela 12 - Risco máximo de falha por circuito em manobra de energização e religamento. .	65
Tabela 13 - Dados estatísticos de vento em cada estação (referidos a período de integração de 3s) .....	68
Tabela 14 - Coeficientes de distribuição de Gumbel, ponderados pelos anos de medidas de cada estação.....	68
Tabela 15 - Valores da velocidade de vento referidos a período de integração de 3s.....	68
Tabela 16 - Resumo dos valores de vento utilizados nos cálculos, com períodos de integração de 10min e 30s.....	69
Tabela 17 - Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a energização pelo terminal de Araraquara 2.....	74
Tabela 18 - Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a energização pelo terminal de Taubaté .....	75
Tabela 19 - Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a religamento.....	75
Tabela 20 - Distâncias e ângulos de balanço para determinação do topo da torre.....	79

## **LISTA DE ABREVIATURAS**

ABNT: Associação Brasileira de Normas Técnicas

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BIL: Basic Insulation Level

BSIL: Basic Surge Insulation Level

EDS Everyday Stress

IEC: International Electrotechnical Commission

IMR: Intervalo Médio de Referência

LT: Linha de Transmissão

NBR: Norma Brasileira Registrada

OPGW: Optical Ground Wire

PFO: Probability of Flashover

RIS: Relative Insulation Strength

RMS: Root Mean Square

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 MOTIVAÇÃO

As Linhas de Transmissão vêm sendo objeto de estudos ao longo dos anos graças à necessidade do sistema elétrico mundial de estar continuamente em expansão. Isso é devido à crescente demanda de energia elétrica imposta não só pelas, cada vez mais comuns, megalópoles, como por regiões mais afastadas de grandes centros, mas que são alvos de assentamentos de grandes parques industriais e até mesmo de pequenos produtores.

Em países com grande extensão de terras, onde fontes de energia podem estar localizadas em regiões longínquas, é amplificada a importância das linhas de transmissão para o transporte de energia. É nesse contexto em que se encontra o Brasil, país de vasto território, com riqueza de fontes hídricas e que tem se destacado na busca por novas pesquisas na área de linhas de transmissão.

Essas pesquisas e estudos têm como principais focos o desenvolvimento de metodologias para cálculo de desempenho elétrico das LTs, através dos parâmetros impostos pela regulamentação nacional de linhas de transmissão e por características físicas, geológicas e climáticas da região onde a linha será implementada; e a busca por novas tecnologias e materiais que permitam as máximas eficiência e segurança e o reduzido custo na transmissão de energia elétrica.

Dentre as características construtivas que podem influenciar diretamente nos aspectos de eficiência, custo e segurança da LT destaca-se a geometria das estruturas de sustentação da linha. O projeto de uma torre deve levar em conta não só as características mecânicas necessárias para suportar o peso dos cabos e os esforços causados pelo vento, mas também aspectos elétricos que tem um importante papel tanto no custo dos componentes da linha de transmissão quanto na taxa de interrupções (permanentes ou transientes) da LT em questão. Portanto, deve ser selecionado um sistema de isolamento ótimo dos espaçamentos no topo das

torres, levando-se em conta os diferentes esforços de tensão, buscando um comprometimento entre um desempenho elétrico satisfatório e investimentos razoáveis, obtendo, assim, a geometria que será aplicada às torres a partir dos critérios citados.

## **1.2 OBJETIVO**

Esse trabalho tem como objetivo descrever os métodos utilizados no projeto eletrogeométrico das estruturas de linhas de transmissão em geral, tendo como ponto de partida o projeto de coordenação de isolamento. Finalizando o trabalho, será apresentado um estudo de caso, onde esses métodos são aplicados para determinação da geometria da torre típica da LT 500kV Araraquara2 - Taubaté, de acordo com os requisitos da ANEEL.

## **1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO**

O trabalho está dividido em 8, incluindo este introdutório, o qual é composto pela, motivação, objetivos.

O segundo capítulo, denominado de Estruturas de uma Linha de Transmissão, descreve os principais tipos de estruturas utilizadas em LTs.

O Capítulo 3, Coordenação de Isolamento, tem o objetivo de apresentar os diferentes tipos de tensões e sobretensões que aparecem no sistema de transmissão e descrever métodos de projeto de coordenação de isolamento para cada uma delas.

O Capítulo 4 é chamado de Distâncias Elétricas, e mostra os tipos de distâncias elétricas que devem ser consideradas no projeto de uma linha de transmissão aérea e desenvolve métodos para determiná-las.

O Capítulo 5, por sua vez, faz referência aos aspectos climáticos envolvidos no desempenho das linhas de transmissão aéreas.

O Capítulo 6 chamado de Posição de Isoladores e Condutores sob Ação do Vento descreve métodos para a análise do efeito do vento no comportamento dos componentes das LTs através de cálculos estatísticos de ventos, de pressões de vento e ângulos de balanço.

Como proposto, no Capítulo 7 é desenvolvido um estudo de caso, colocando em prática os estudos desenvolvidos nos capítulos anteriores.

O último capítulo, Conclusões, analisa e interpreta as informações apresentadas ao longo do trabalho.

## 2 ESTRUTURAS DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO

As estruturas de sustentação são de fundamental importância na implantação de uma LT e influenciam na maioria das decisões que devem ser tomadas durante o projeto, desde os estudos iniciais de topografia da região a ser percorrida pela linha, até a análise do desempenho eletromecânico da mesma.

Com a experiência obtida por projetista de torres de diversas empresas, ao longo do tempo algumas séries de estruturas foram sendo catalogadas e servem como referências para novos projetos de estruturas ou até mesmo são aplicadas diretamente ao projeto da LT quando se comprova a sua adequação aos critérios estabelecidos por ele.

As estruturas são normalmente classificadas em três tipos:

- Estruturas de Suspensão: São as estruturas predominantes nas linhas e normalmente são projetadas pra suportar somente esforços mecânicos verticais. São utilizadas em longos caminhos retilíneos, podendo em raras exceções suportar pequenos ângulos de deflexão na linha, na ordem de até 3°.

- Estruturas de Ancoragem: São as estruturas utilizadas quando os esforços tanto verticais como horizontais são maiores. Os esforços horizontais normalmente aparecem devidos a ângulos de deflexão na linha, ou seja, quando a LT necessita de uma mudança de traçado com ângulo relativamente grande. Por ser uma estrutura mais robusta e resistente tem um custo mais elevado em relação à as estruturas de suspensão.

- Estruturas Terminais: São as estruturas utilizadas como terminação da LT e ficam localizadas próximas às subestações. São resistentes a esforços tanto horizontais como verticais, assim como as de ancoragem.

As estruturas de ancoragem e suspensão ainda podem ser classificadas em dois tipos, de acordo com o método de fixação ao solo, sendo chamadas de autoportantes ou estaiadas. As estruturas autoportantes, como o próprio no diz, têm a sua própria estrutura fixada ao solo através de quatro pés que lhes dão a estabilidade necessária, suportando, assim,



todos os esforços mecânicos a que é submetida. Já as estruturas estaiadas são apenas apoiadas no terreno por um ou mais mastros e tem seus pesos e esforços sustentados por estais presos ao solo que lhe proporcionam equilíbrio. As Figuras 1 e 2 ilustram, respectivamente, uma estrutura autoportante e uma estrutura estaiada.

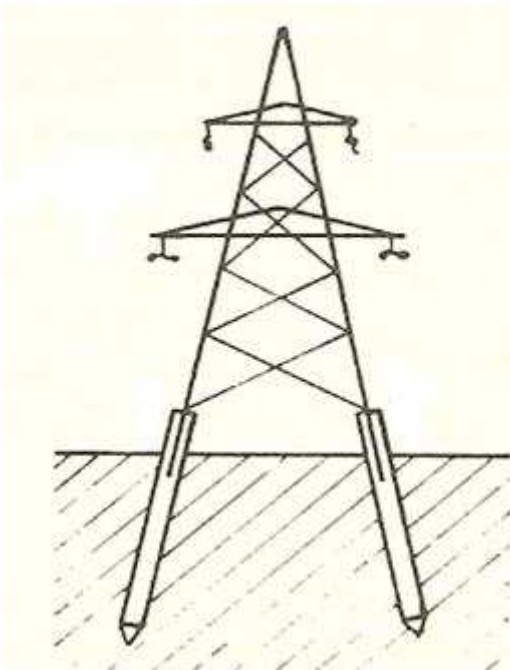


Figura 1 – Estrutura autoportante

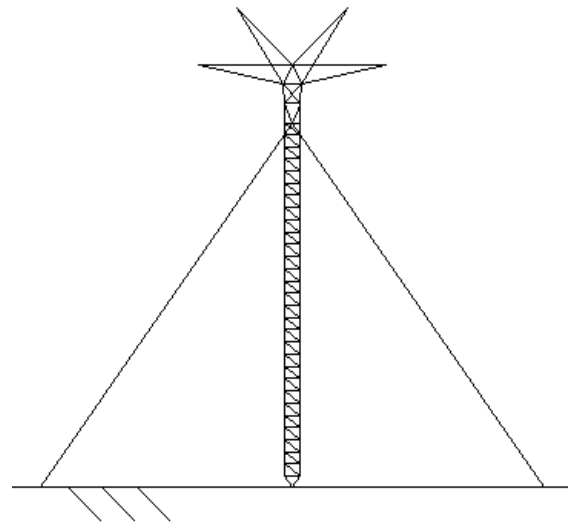


Figura 2 – Estrutura estaiada



Figura 3 – Linha de Transmissão composta por estruturas Autoportantes



Figura 4 – Linha de Transmissão composta por estruturas estaiadas

### 3 COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO

#### 3.1 INTRODUÇÃO

A coordenação de isolamento compreende a adequação da rigidez dielétrica de um equipamento ou de qualquer outro arranjo de isolação, como, por exemplo, o isolamento de uma LT, às tensões que podem aparecer no sistema para o qual o equipamento foi projetado. Estas tensões são de diferentes naturezas, e serão descritas posteriormente, no momento é importante saber que elas causam efeitos diferentes ao isolamento do equipamento e por isso devem ser tratadas individualmente no projeto da coordenação de isolamento.

A forma de proteção de um sistema contra sobretensões é fundamentalmente uma questão econômica. Seria muito simples determinar a isolação completa do sistema para que fosse resistente a qualquer tipo de esforço de tensão se não existissem requisitos econômicos envolvidos. No entanto, essa limitação financeira existe e é fator fundamental a ser levada em conta no desenvolvimento do projeto. Por outro lado, seria absurdo isolar o sistema para resistir somente aos esforços devidos à operação normal, sujeitando o sistema a qualquer falha provocada por esforços elétricos transitórios, focando, assim, apenas na redução de custos. Por isso, existe a busca pelo ponto ótimo entre o desempenho mínimo aceitável para o sistema e o investimento global envolvido no processo, o que torna a coordenação de isolamento ponto tão decisivo no projeto da linha como um todo.

O projeto da coordenação de isolamento é desenvolvido a partir do seguinte escopo:

- Número de isoladores;
- Distância entre fases;
- Isolamento para impulso atmosférico;
- Isolamento para surtos de manobra;
- Distâncias de segurança (a obstáculos);

- Distâncias de segurança (Para manutenção).

### **3.2 TENSÕES ENVOLVIDAS NO PROJETO DA COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTO**

Como dito anteriormente, tensões de diferentes naturezas aparecem em uma LT e devem ter seus efeitos levados em conta no momento do projeto da coordenação de isolamento. São essas tensões que posteriormente serão importantes parâmetros para o cálculo das distâncias elétricas da geometria do topo da estrutura. A seguir são descritas tais tensões e seus efeitos sobre a LT:

- Tensão Nominal: tensão fase-fase RMS do sistema; usada como base para a análise de fluxo de potência e outros estudos;
- Tensão Máxima do Sistema: maior tensão fase-fase RMS que ocorre em condições normais em qualquer local do sistema;
- Tensão de frequência Industrial (permanente): tensão de operação da LT; embora de relativamente baixa amplitude, carrega o sistema continuamente;
- Sobretensões Temporárias: normalmente de relativa longa duração, são não amortecidas ou fracamente amortecidas. São normalmente de origem de manobra, tais como rejeição de carga ou condições ressonantes;
- Sobretensões devido a surtos de manobra (frente lenta)
- Sobretensões devido a impulso atmosférico (frente rápida)

Para o caso do projeto de coordenação de isolamento e posteriormente do projeto eletrogeométrico da série de estruturas da LT, os três tipos de esforços de tensão levados em conta são a tensão de frequência industrial e as sobretensões de frente lenta e de frente rápida.

### 3.2.1 Tensão de frequência Industrial

A tensão de operação do sistema é a tensão de frequência industrial rms, entre fases, de um sistema elétrico. Sobretensões de frequência industrial normalmente não são levadas em conta para o cálculo de distâncias elétricas, para esse caso a tensão considerada é a tensão máxima do sistema  $U_s$  que caracteriza o sistema elétrico. Tendo isso em mente é importante estabelecer dois grupos de tensões, como pode ser visto nas Tabelas 1 e 2, respectivamente.

Tabela 1 – Isolamento padrão para os níveis de tensão do grupo I ( $1\text{ kV} \leq U_s \leq 245\text{ kV}$ ) de acordo com a IEC 60071-1 [Ref 6].

Níveis de isolamento para a faixa 1 – $1\text{ kV} \leq U_s \leq 245\text{ kV}$ de acordo com IEC 60071-1		
Maior tensão para equipamento $U_s$ * kV (rms)	Tensão suportável de curta duração padrão para frequência industrial kV (rms)	Tensão suportável padrão para impulso atmosférico kV (valor de pico)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)** 230	(450) 550
145	(185) 230 275	(450) 550 650
170	(230) 275 325	(550) 650 750
245	(275) (375) 360 395 460	(650) (750) 850 950 1050

\* Na referência [6] a máxima tensão para equipamento é designada como  $U_m$ .

\*\* Se as tensões em parênteses são consideradas insuficientes para provar que a tensão suportável fase-a-fase seja conhecida, novos testes de suportabilidade fase-a-fase são necessários.

Tabela 2 – Isolamento padrão para os níveis de tensão do grupo II ( $U_s > 245 \text{ kV}$ ) de acordo com a IEC 60071-1 [6].

Níveis de isolamento para a faixa 2 – $U_s > 245 \text{ kV}$ de acordo com IEC 60071-1				
Maior tensão para equipamento $U_s$ * kV (rms)	Tensão suportável padrão para impulso de manobra			Tensão suportável padrão para impulso atmosférico kV (valor de pico)
	Isolação Longitudinal** kV (valor de pico)	Fase-a-terra kV (valor de pico)	Fase-a-fase (relação ao valor de pico de fase-a-terra)	
300	750	750	1,50	850
	750	850	1,50	950 950 1050
362	850	850	1,50	950 1050
	850	950	1,50	1050 1175
420	850	850	1,60	1050 1175
	950	950	1,50	1175 1300
	950	1050	1,50	1300
525***	950	950	1,70	1175 1300
	950	1050	1,60	1300 1425
	950	1175	1,50	1425 1550
765***	1175	1300	1,70	1675 1800
	1175	1425	1,70	1800 1950
	1175	1550	1,60	1950 2100

\* Na referência [6] a máxima tensão para equipamento é designada como  $U_m$ .

\*\* Valor do impulso componente do teste relevante combinado.

\*\*\* A introdução de  $U_s = 550 \text{ kV}$  ( ao invés de 525 kV), 800 kV ( ao invés de 765 kV) e um valor entre 765 kV e 1200 kV, e de tensões suportáveis padrões associadas podem ser consideradas.

Descargas elétricas devido à tensão de frequência industrial podem ocorrer graças ao constante esforço que ela exerce sobre a isolação do sistema e contando que a capacidade de isolamento pode sofrer alterações com o tempo. Condições climáticas podem levar a uma redução da capacidade do isolamento, como por exemplo, com o sopro do vento causando aproximação entre os condutores e as partes aterradas da linha e, portanto, diminuindo a

distância entre eles. Devido a esse constante esforço que a tensão de frequência industrial exerce sobre os espaçamentos de ar, existe maior risco de uma descarga elétrica no caso de um condutor ser deslocado em direção à estrutura pela força do vento do que se os isoladores forem carregados por sobretensões.

A capacidade de isolamento dos isoladores também pode sofrer alterações ao longo do tempo pela contaminação e pelo constante processo de umedecimento, causado pela chuva e pela cerração, e secagem através do escoamento pela superfície; em ambos os casos apenas a tensão de frequência industrial permanece por tempo suficiente para que a mudança na capacidade de isolamento seja percebida com evidência.

Usualmente, a tensão de frequência industrial, como descrita, é quem governa o projeto da cadeia de isoladores na medida em que os níveis de poluição ao longo da rota da linha são considerados. O comprimento de isolamento ao longo da superfície dos isoladores é o parâmetro básico que é especificado para determinação do número de isoladores requeridos na linha. Como uma função das distâncias de escoamento individuais de cada tipo de isolador, é possível determinar o tipo e o número de isoladores necessários para a região atravessada pela linha. Na Tabela 3 a classificação da poluição é colocada junto com a distância de escoamento específica necessária, de acordo com recomendações da IEC [5]. É possível, portanto, determinar o tipo e o número de isoladores necessários para determinada linha se uma investigação prévia for feita para avaliar os níveis de poluição ao longo da rota da linha.

Tabela 3 – Níveis de poluição e distância nominal de escoamento específica mínima recomendada de acordo com IEC 60 071-2 [8] e IEC 60 815 [5]

Nível de poluição	Exemplos de ambientes típicos	Distância nominal de escoamento específica mínima mm/kV	
		AC	DC
I – Leve	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas sem indústrias e com baixa densidade de residências equipadas com centrais de climatização.</li> <li>• Áreas com baixa densidade de indústrias e residências, mas sujeitas a ventos e chuvas freqüentes.</li> <li>• Áreas de agricultura</li> <li>• Áreas montanhosas</li> </ul> <p>Todas essas áreas devem estar situadas a no mínimo 10 a 20 km do mar e não devem estar expostas a ventos diretos do mar</p>	16	30
II – Média	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas com indústrias que não produzam nenhuma fumaça de poluição em particular e/ou com considerável densidade de casa equipadas com centrais de climatização</li> <li>• Áreas com alta densidade de indústrias e residências, mas sujeitas a ventos e chuvas freqüentes.</li> <li>• Áreas expostas ao vento vindo do oceano, porém não muito perto da costa (muitos km distante)</li> </ul>	20	40
III – Alto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas com alta densidade de indústrias e áreas residenciais de grandes cidades com alta densidades de centrais de climatização produzindo poluição</li> <li>• Áreas perto do mar ou expostas a ventos relativamente fortes vindos do oceano</li> </ul>	25	50
IV – Muito Alto	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Áreas geralmente de extensão moderada, sujeitas a poeiras condutivas e a fumaça industrial produzindo camada particularmente espessa de depósitos condutivos</li> <li>• Áreas geralmente de extensão moderada, muito próximas da costa expostas a maresia ou a ventos fortes com poluição vinda do mar</li> <li>• Áreas desérticas, caracterizadas por falta de chuva por longo período de tempo, expostas a ventos fortes carregando areia e sal, e sujeitas a condensação regular</li> </ul>	31	70



### 3.2.2 Sobretensões de Frente Lenta

As sobretensões de frente lenta podem ser produzidas tanto por surto de manobra quanto por impulsos atmosféricos que se formam distantes da LT, elas dependem dos parâmetros, das configurações e das características do sistema, no entanto tais sobretensões podem atingir diferentes valores mesmo que para o mesmo sistema e a mesma operação de manobra. Esses esforços de sobretensão são caracterizados por um formato de onda padrão de 250/2500  $\mu\text{s}$ , como pode ser visto na Figura 5, e atingem valores de intensidade em torno de 1,5 a 3 pu. Essa intensidade das sobretensões depende do tempo relativo do evento de manobra em relação à onda senoidal da tensão de frequência industrial do sistema. Com o uso de ferramentas computacionais, é possível determinar as sobretensões máximas associadas a determinados tipo de operações de manobra e, através dos dados coletados, obter uma distribuição estatística que irá representar a função probabilidade de ocorrência de sobretensões de frente lenta.

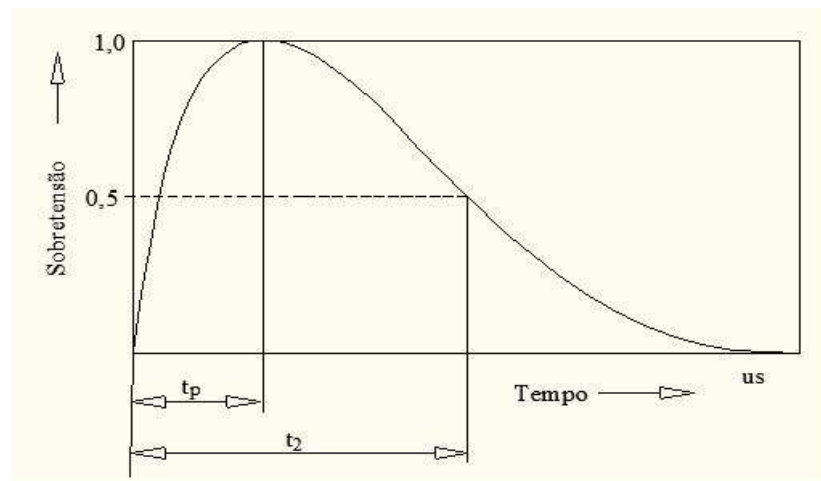


Figura 5 – Forma de onda padrão para uma sobretensão de frente lenta, com  $t_p = 250\mu\text{s}$  e  $t_2 = 2500\mu\text{s}$ .

### 3.2.3 Sobretensões de Frente Rápida

Por fim, as sobretensões de frente rápida são causadas principalmente por descargas atmosféricas que acertam diretamente algum condutor de fase da LT ou por back-flashover. Tais sobretensões são normalmente unidirecionais e de muito curta duração. A forma de onda do impulso atmosférico padrão possui um tempo de subida de  $1,2 \mu\text{s}$  e leva  $50 \mu\text{s}$  para atingir metade do seu valor, como pode ser visto na Figura 6. Para uma análise simplificada, o relâmpago pode ser considerado como uma fonte de corrente, dessa forma a sobretensão desenvolvida por ele seria o produto da corrente gerada pela impedância pela qual ela flui. Esses valores de sobretensões podem atingir valores da ordem de até 9 pu, de acordo com a [16].

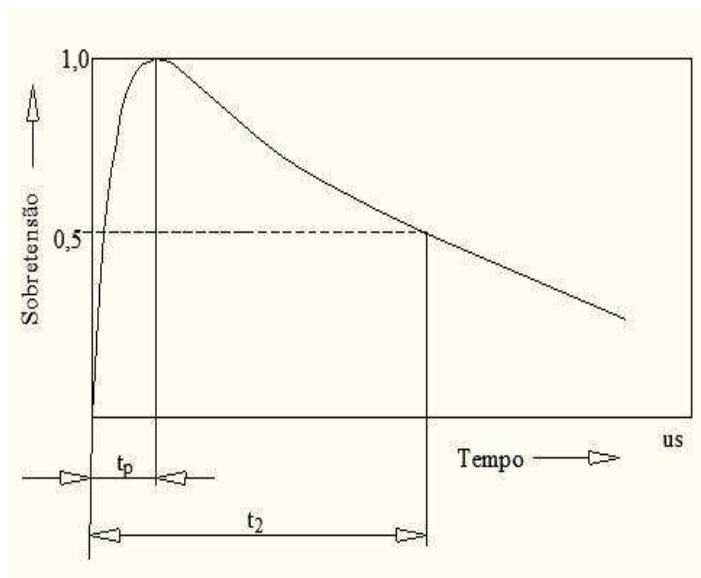


Figura 6 – Forma de onda padrão para uma sobretensão de frente rápida, com  $t_p = 1,2 \mu\text{s}$  e  $t_2 = 50 \mu\text{s}$ .

### 3.3 PROJETO DE ISOLAMENTO PARA OS ESFORÇOS DE TENSÃO SIGNIFICATIVOS

#### 3.3.1 Projeto de isolamento para tensão de frequência industrial

O desempenho de uma LT à tensão de frequência industrial consiste basicamente de duas considerações:

A primeira é a força dielétrica da cadeia de isoladores sob condições de poluição e a segunda são as distâncias elétricas na torre sob condições de balanço máximo de condutores e cadeias de isoladores. Nos dois casos apenas a tensão de frequência industrial é considerada, pois levando em conta os requisitos de espaçamento de ar sob condições de balanço máximo de condutores e cadeias de isoladores, a probabilidade de ocorrência de um surto devido à manobra ou a impulso atmosférico é tão pequena que pode ser desconsiderada.

O primeiro passo para a elaboração do projeto da coordenação de isolamento em vista a tensão de frequência industrial é a determinação do tipo de isolador que será usado, do comprimento da cadeia de isoladores e do número de isoladores em função dos níveis de poluição da área percorrida pela LT. A relação dos níveis de poluição com as distâncias de escoamento necessárias para cada nível pode ser obtida por definições da IEC, conforme a Tabela 3.

Portanto, o número de isoladores, de acordo com as definições mencionadas, é dado pela seguinte equação

$$N = \frac{U_s \cdot D_e}{D_i} \quad (\text{Equação 1})$$

Onde:

$U_s$  é a tensão máxima do sistema e kV;

$D_e$  é a distância específica de escoamento fase-fase dependente do nível de poluição da região percorrida pela LT em mm/kV;

$D_i$  distância de escoamento do isolador selecionado em mm.

Por sua vez o ângulo de balanço deve ser calculado em função da velocidade do vento, da relação entre vão de peso e vão de vento e do diâmetro e peso do condutor como será visto no capítulo 6.2. A distância elétrica necessária à tensão de frequência industrial pode ser determinada pelo máximo esforço que ela exerce. O período de retorno associado ao máximo ângulo de balanço pode também ser considerado como o intervalo médio de recorrência (IMR) de centelhamento à tensão de frequência industrial, por exemplo, uma a cada 50 anos.

### 3.3.2 Projeto de isolamento para sobretensão de frente lenta ou surto de manobra.

Existem dois métodos básicos para o estudo da coordenação de isolamento de uma linha de transmissão aérea considerando sobretensões de frente lenta ou surto de manobra.

A primeira, denominada como determinística ou método convencional de coordenação de isolamento, assume que existe uma sobretensão máxima conhecida e definida,  $U_{max}$ , que pode exercer um esforço sobre o isolamento. É admitido também que existe uma tensão suportável de isolamento mínima,  $U_w$ . O isolamento é, então, projetado de modo que  $U_w$  seja maior que  $U_{max}$  por uma margem segura, como mostrado na Figura 7. A tensão suportável de isolamento é chamada nesse caso de “basic surge insulation level” (BSIL), pois se refere a sobretensões de frente lenta ou de manobra.

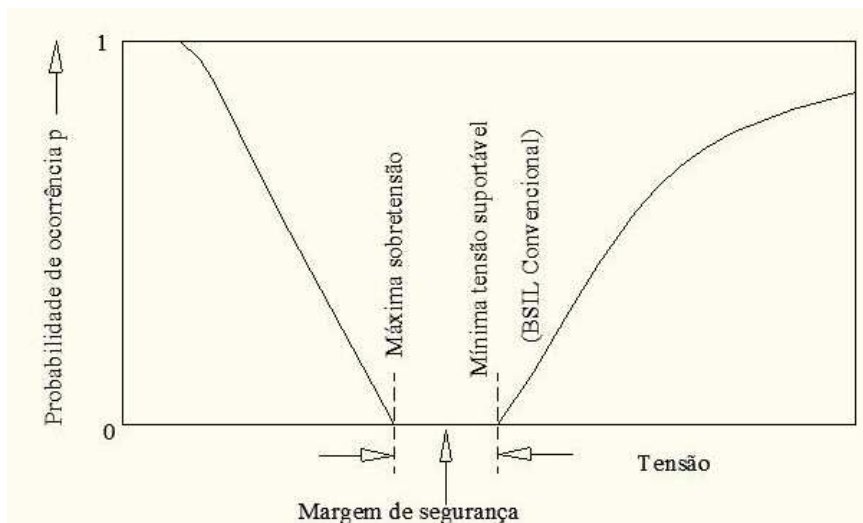


Figura 7 – Coordenação de isolamento tradicional

As Tabelas 1 e 2 mostram os níveis de isolamento mais comumente adotados para cada tipo de tensão. Essa aproximação vem sendo utilizada em procedimentos de coordenação de isolamento tradicionais; a sobretensão correspondente é chamada de máxima sobretensão de manobra convencional.

O método convencional é normalmente mais conservativo, já que da mesma forma como as sobretensões máximas raramente ocorrem, a resistência de isolamento raramente diminui ao seu mais baixo valor. Além disso, a probabilidade de os dois eventos ocorrerem ao mesmo tempo é muito limitada.

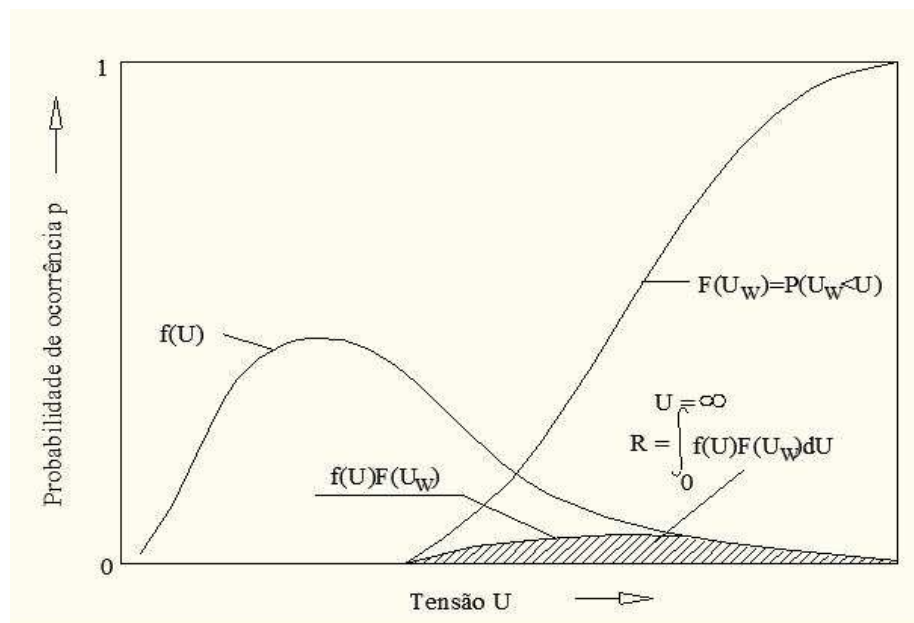


Figura 8 – Aproximação estatística para coordenação de isolamento.

Onde:

$f(U)$  – Distribuição da densidade de sobretensões;

$F(U_w)$  – Função probabilidade das tensões suportáveis;

$R$  – Risco de flashover.

Atualmente, é comum e mais adequado o uso de métodos estatísticos para estimar a probabilidade de falha (flashover) de uma certa isolação ou especificamente de uma linha. Os métodos estatísticos não prevêm as sobretensões específicas produzidas por cada operação de manobra, mas eles fornecem a probabilidade com que uma certa sobretensão pode ser esperada ou, de forma mais prática, a probabilidade de exceder um certo valor de sobretensão.

A sobretensão seria completamente descrita se fosse dada a sua função de densidade de probabilidade ou função de distribuição cumulativa.

Em contraste com a isolação sólida que não permite a ocorrência de descargas, a isolação das estruturas pelo ar é selecionada de modo que permita um certo número delas, desde que não interfira no desempenho desejado para a LT. A coordenação de esforços (sobretensões) e das forças dielétricas (distâncias elétricas), para se obter um desempenho desejado, é por natureza um procedimento estatístico, pois ambos, esforços elétricos e forças dielétricas, não possuem valores fixos e sim variam dentro de um intervalo que constitui uma distribuição de probabilidade de esforços e forças, cuja a probabilidade integrada constitui o desempenho ou probabilidade de flashover (PFO) ou risco de falha (Figura 8).

Para determinar a força de isolamento suportável dos diferentes tipos de espaçamentos da estrutura, os formatos desses espaçamentos devem ser levados em conta e o espaçamento do tipo de haste-a-plano é geralmente tomado como referência.

A tensão crítica,  $U_{50\%}$ , é calculada usando fórmulas empíricas, como será visto em seguida. A equação (15) se aplica a sobretensões de frente lenta e a equação (16) a sobretensões de frente rápida.

No entanto, o procedimento estatístico aqui apresentado, na prática se aplica somente pra sobretensões de surto de manobra.

A tensão crítica é calculada para condição atmosférica padrão, porém é necessário também levar em conta a influência das condições atmosféricas reais. A tensão crítica  $U_{50\%real}$  na condição atmosférica real é calculada como uma função da tensão em condição padrão  $U_{50\%}$  por:

$$U_{50-real} = U_{50} \cdot RIS \quad (2)$$

Sendo que:  $RIS = (\rho_r / k_{hm})^n$  (3)

é a força de isolamento resistente relativa.

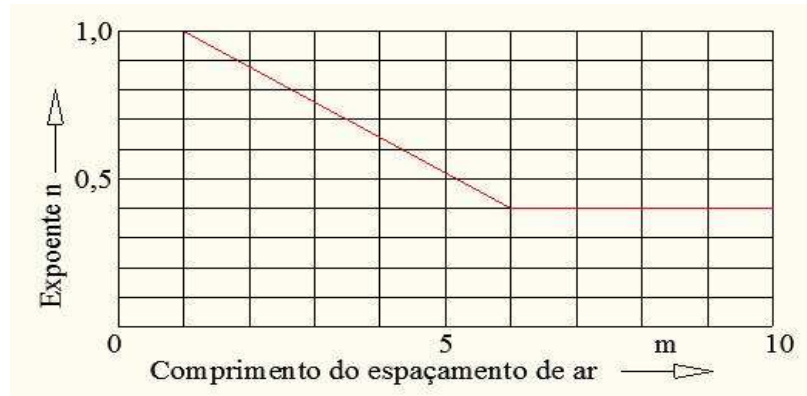


Figura 9 – Exponente n para correção da tensão crítica de flashover de acordo com a equação (3), dependente da temperatura, da umidade e da altitude.

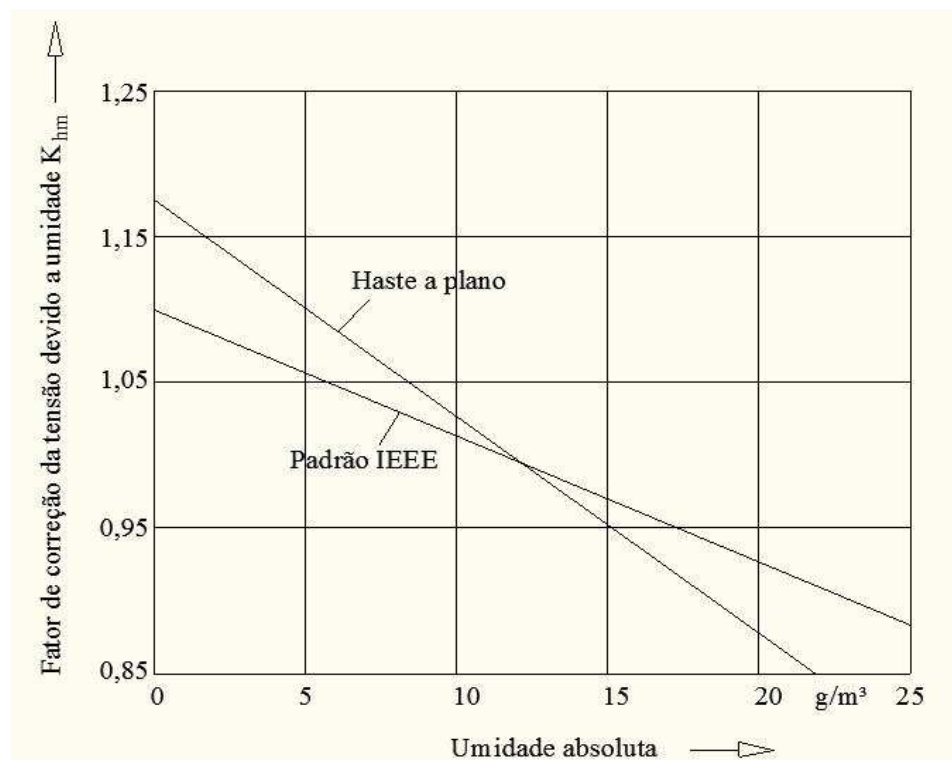


Figura 10 – Nomograma para determinar o fator de correção da tensão em função da umidade  $k_{hm}$ .

Onde,  $\rho_r$  é a densidade relativa do ar, que depende da temperatura absoluta do ar T e da altitude  $h_{al}$  em relação ao nível do mar, em metros. De acordo com (3)

$$\varrho_r' = \varrho_T / \varrho_{15} = (288/T) \cdot e^{-0,00012 \cdot h_{at}} \quad (4)$$

Para  $T=288\text{K}$  ( $+15^\circ\text{C}$ ) e  $h_{at}=0$ ,  $\varrho_r'$  será 1,0.

A quantidade  $k_{hm}$  é um fator de correção de tensão devido à umidade que depende da umidade absoluta do ar de acordo com a Figura 10 e  $n$  é um expoente dependente da distância do espaçamento de ar como na Figura 9 [2].

Se a verdadeira distribuição de sobretensões e forças dielétricas não forem conhecidas, uma aproximação do risco pode ser obtida por uma aproximação estatística simplificada como pode ser visto nas Figuras 11 e 12.

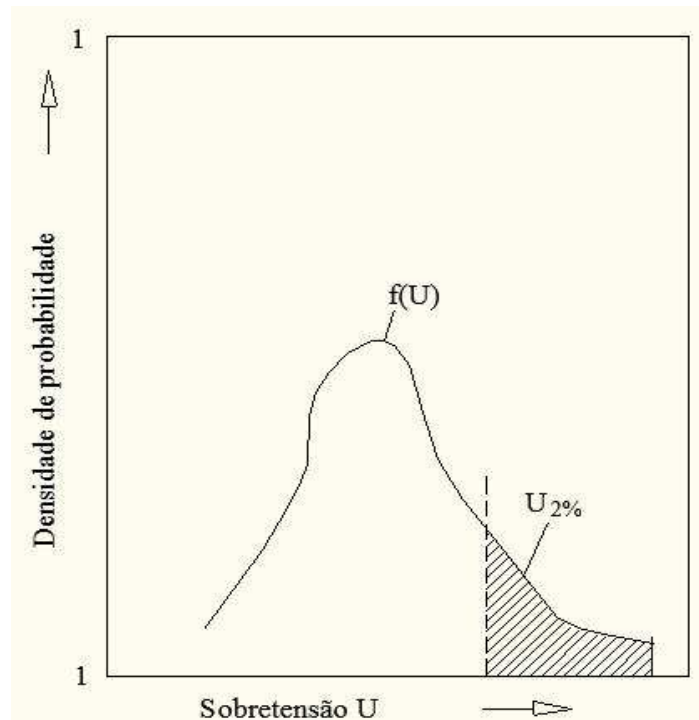


Figura 11 – Versão simplificada da função da densidade de probabilidade de sobretensões.



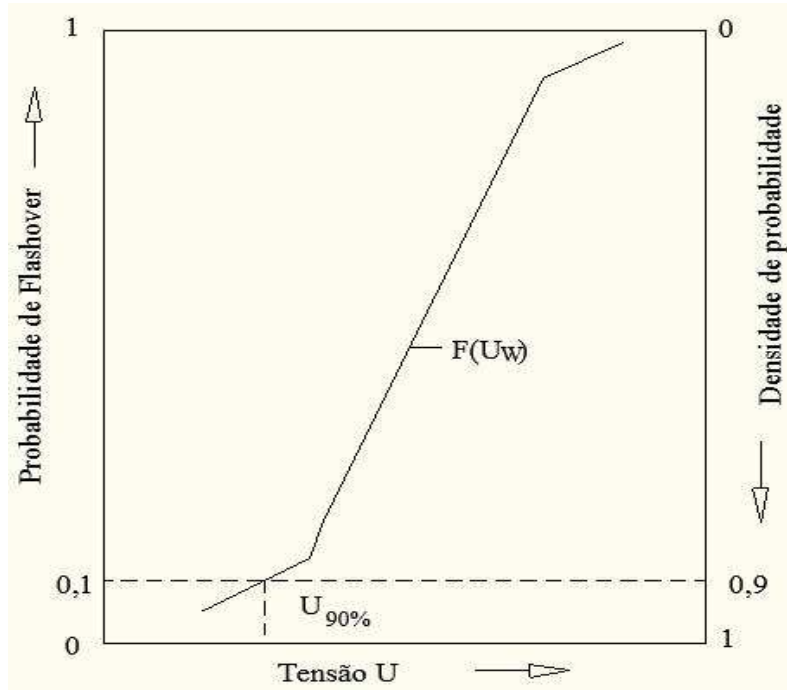


Figura 12 – Versão simplificada da função de distribuição cumulativa de tensão suportável.

Esta aproximação é baseada na premissa de que a forma da distribuição que representa as baixas sobretensões não é de grande importância, pois essas baixas sobretensões não causarão falhas. Da mesma forma, existe a necessidade de se manter um controle preciso da probabilidade de que a resistência de isolamento seja maior do que o normal. Portanto, a verdadeira distribuição é substituída pela distribuição simplificada, geralmente uma distribuição Gaussiana, que pode ser caracterizada por um ponto definido e um desvio padrão. Esse ponto pertence à distribuição de sobretensões e é caracterizada como sobretensão estatística,  $U_{2\%}$ , sendo essa a sobretensão no ponto de 2% na curva de distribuição Gaussiana.

A distribuição da tensão de isolamento resistente é descrita por  $U_{90\%}$ , a tensão de isolamento resistente estatística, medida no ponto de 90% da distribuição normal do isolamento resistente ou no ponto a 10% da ruptura. Estes pontos são ilustrados nas Figuras

11 e 12. A tarefa seria, portanto, coordenar as duas distribuições, a de sobretensões por surto de manobra de um lado com a distribuição de tensões de isolamento resistente do outro. Isto pode ser feito com uma adequada determinação do espaçamento de ar, ajustando, assim, a curva da Figura 12, correspondente a distribuição cumulativa de tensões de isolamento resistente. A máxima sobretensão de manobra, acima mencionada, deve ser combinada com a mínima tensão de isolamento resistente do mais estreito espaçamento da torre assumida como típica no projeto, assim, pode-se determinar o risco de falha para essa torre. Utilizando a fórmula estatística adequada, então, é possível determinar o risco de falha, também chamada de probabilidade de flashover, para o número de torres que, se supõe, serão atingidas pela sobretensão.

Considerando, portanto, o método estatístico de coordenação de isolamento para determinar o isolamento de uma certa LT, a prática consiste em especificar o máximo risco de falha ou probabilidade de flashover (PFO) que seja aceitável para uma LT. Os valores especificados para a PFO são normalmente na faixa de  $10^{-2}$  a  $10^{-4}$ , o que significa que no intervalo de 100 a 10000 operações de manobra efetuadas na LT, uma falha será aceita.

### **3.3.3 Projeto de isolamento para sobretensão de frente rápida ou impulso atmosférico.**

Sobretensão de frente-rápida ou de impulso atmosférico produzem sobretensões nas LTs através de dois mecanismos, são eles:

- Sobretensões devido a impulsos atmosféricos que não são bloqueados pelo cabo pára-raios e terminam atingindo diretamente o condutor de fase. Estas sobretensões são chamadas de falhas da proteção.

- Back-flashover, quando o impulso atmosférico alcança o cabo de proteção ou a torre e o impulso de corrente flui através da torre da LT, elevando seu potencial a um nível superior ao da malha de terra. Uma diferença de tensão, entre a torre e o condutor, é estabelecida, o que pode causar a ocorrência de um arco elétrico entre eles. Se a sobretensão de impulso

atmosférico é suficientemente alta a ponto de causar o rompimento do dielétrico ao longo da cadeia de isoladores, é provável que um arco de força se estabeleça, necessitando que a linha seja desligada para eliminá-lo.

No geral, os disjuntores dos terminais da LT são providos de operação de religamento automático, portanto, levando em conta que, em geral, 60 a 70% dos arcos voltaicos causados por impulsos atmosféricos são de natureza transitória, a linha é religada sem sofrer interrupção permanente. Entre vários fatores que afetam o desempenho da linha, podem ser mencionados:

- Densidade de relâmpagos no solo ou, alternativamente, frequência de impulsos atmosféricos ou nível cerâmico que mede o número médio de dias de trovoadas por ano na rota da linha;
- Magnitude e forma de onda do impulso;
- Tipo de torre, altura e geometria;
- Ângulos de blindagem da malha de terra;
- Tensão do sistema;
- Resistência de terra e características do solo;
- Tipo de terreno e blindagem natural através de árvores e montanhas e
- Instalação de pára-raios em paralelo com cadeias de isoladores ao longo da linha.

O parâmetro básico usado para medir o desempenho da LT em relação aos impulsos atmosféricos é o número de interrupções por 100 km por ano.

A tensão de isolamento resistente a ser usada deve ser considerada tão alta quanto ou igual à sobretensão que pode se propagar através de um certo número de torres a partir do ponto onde ocorreu a descarga atmosférica. Se não houver meios mais precisos de cálculo disponíveis, a sobretensão de frente rápida ou impulso atmosférico fase-terra pode ser tomada como a tensão de isolamento resistente do arranjo de isoladores, essa é a tensão de isolamento

resistente de impulso atmosférico no ponto de 90%,  $U_{90\%ff\_ins}$ , para a cadeia de isoladores. A tensão suportável nesse caso é chamada de “basic insulation level” (BIL), pois se refere a sobretensões de frente rápida ou de impulso atmosférico.

## 4 DISTÂNCIAS ELÉTRICAS

### 4.1 INTRODUÇÃO

Após de elaborado o projeto de coordenação de isolamento da linha de transmissão, inicia-se o processo para obtenção das distâncias elétricas que terão que satisfazer a necessidades impostas tanto pela própria coordenação de isolamento quanto por outros requisitos, que serão apresentados em seguida.

Inicialmente são apresentadas duas categorias de distâncias que devem ser levadas em conta no projeto da LT, as distâncias internas e as externas. As distâncias internas referem-se tanto aos espaçamentos de ar entre condutores quanto aos espaçamentos entre os condutores e a torre. Já as distâncias externas são utilizadas para determinar um perímetro de segurança entre condutores carregados e objetos localizados sob a linha de transmissão ou em sua vizinhança.

Essas distâncias externas são projetadas com o objetivo de evitar qualquer risco de descargas elétricas em direção ao público em geral, a pessoas realizando atividades nas cercanias da LT ou a trabalhadores realizando manutenção na rede elétrica. Outro requisito bastante importante no projeto de distâncias elétricas externas é o de que na ocorrência de uma descarga elétrica ela se mantenha dentro das partes componentes da LT e não se propague em direção às partes externas.

Para que os projetos de linhas de transmissão sejam considerados satisfatórios, é necessário considerar as condições climáticas envolvidas, tais como velocidades de vento e carga de gelo. Eventos de origem climática terão papel importante no estudo do comportamento dos cabos condutores durante a operação da LT. Um evento climático pode ser considerado como uma exceção se sua ocorrência não for esperada mais do que uma vez a cada cinquenta anos, nesse caso as distâncias de segurança obtidas no projeto não

necessariamente garantirão o perfeito funcionamento da LT e é considerada primordial a garantia de segurança do ser humano.

## **4.2 REQUISITOS PARA DISTÂNCIAS ELÉTRICAS**

### **4.2.1 Tipos de distâncias elétricas**

Tendo em mente as duas categorias de distâncias elétricas mencionadas anteriormente, as internas e as externas, são determinados cinco requisitos mínimos que serão considerados para o projeto de tais distâncias:

- Prevenir descargas entre condutor de fase e objetos com potencial de terra quando ocorrem surtos de manobra e impulso atmosférico. A distância elétrica que contempla essa necessidade é chamada de  $D_{ei}$  e pode ser tanto de natureza interna entre condutores e elemento aterrados da estrutura ou externa entre condutores e obstáculos.

- Prevenir descargas entre condutores de fase quando ocorrem surtos de manobra e impulso atmosférico. Denominada  $D_{pp}$ , a distância elétrica que satisfaz esse requisito é de natureza interna.

- A distância elétrica  $D_{pf_{pe}}$  também é de natureza interna e deve prevenir a ocorrência de descargas elétricas entre condutor e objeto a potencial de terra quando operando a tensão de frequência industrial.

- Prevenção de descargas elétricas entre condutores operando a tensão de frequência industrial. A distância elétrica que garante isso é definida como  $D_{pf_{pp}}$  e é de natureza interna.

- Por fim, deve ser feita a definição da distância elétrica mínima no ar entre a LT e objetos ou obstáculos cruzados por ela que garanta que, na ocorrência de uma descarga elétrica destrutiva, o arco se estabeleça dentro da LT e não entre a LT e os obstáculos

cruzados. Tendo isso em vista, a mínima distância elétrica deve ser maior do que a menor  $a_{\text{som}}$ , dentre as menores retas entre as partes vivas e aterradas da linha de transmissão aérea.

As distâncias elétricas mínimas,  $D_{el}$ ,  $D_{pp}$ ,  $D_{pf\_pf}$ ,  $D_{pf\_pp}$ , são obtidas a partir dos esforços elétricos aos quais os componentes da LT são submetidos considerando seus parâmetros elétricos e geométricos.

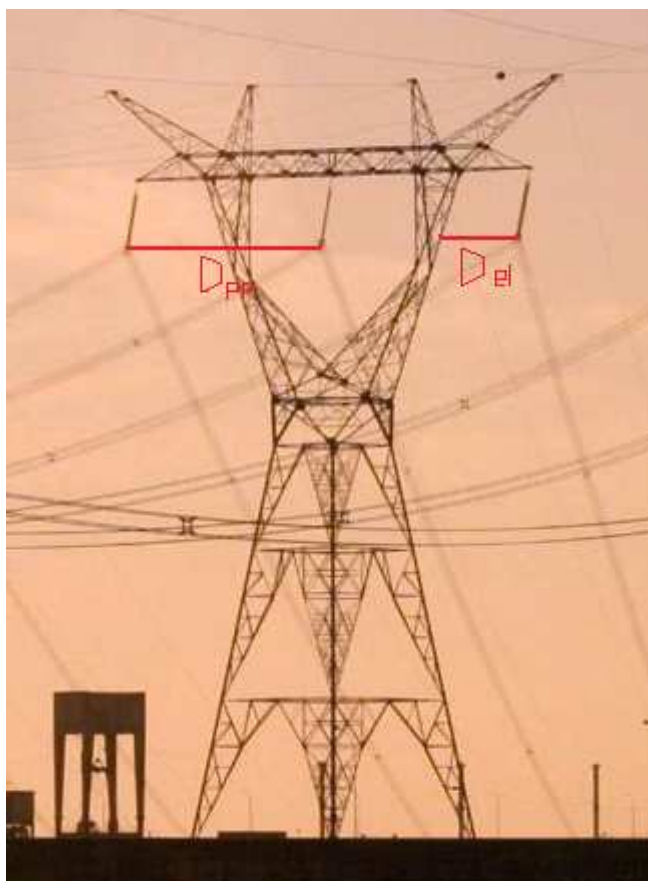


Figura 13 – Representação de  $D_{el}$  e  $D_{pp}$

#### 4.2.2 O cálculo das distâncias elétricas

A capacidade de um espaçamento de ar de suportar determinadas tensões de frequência industrial ou sobretensões impulsivas pode ser descrita através de conceitos estatísticos. Para um dado isolamento e para determinadas tensões impulsivas de uma determinada forma de onda a uma dada altitude da LT, a cada valor de tensão pode ser

associada uma probabilidade de ocorrência de centelhamento elétrico entre as partes da LT.

Tal probabilidade pode ser descrita pelos seguintes parâmetros:

$U_{50\%}$  - É o valor médio das tensões suportáveis pelo espaçamento de ar na curva Normal.

$\sigma_u$  - É o desvio padrão na distribuição Normal.

$N_x$  - É o número de desvios padrão que corresponde ao intervalo entre a probabilidade de 50% e de x%.

A tensão de isolamento resistente requerida de um espaçamento de ar é determinada considerando uma probabilidade de x% de que ela seja excedida, levando em conta a tensão crítica de  $U_{50\%}$ . Dessa forma tem-se que:

$$U_{rw} = U_x = U_{50} - N_x \cdot \sigma_u \quad (5)$$

Para casos em que as sobretensões são de origem transiente, ou seja, devidas a surtos de manobra ou impulso atmosférico, a tensão de isolamento resistente requerida deve ser de 90% da tensão de isolamento do espaçamento de ar, portanto  $x=90$  e é determinada como uma função de  $U_{50\%}$  da seguinte maneira:

$$U_{rw} = U_{90} = U_{50} - 1,3 \cdot \sigma_u \quad (6)$$

No entanto, na medida em que a tensão de frequência industrial é levada em conta, a tensão resistente de isolamento requerida  $U_{rw}$  é considerada como um parâmetro determinístico, ou seja,  $x=100$ . Isso se deve ao fato de que os espaçamentos pelo ar estão constantemente sendo submetidos a esforços elétricos devido à tensão de frequência industrial, o que exige que qualquer nível de tensão de frequência industrial que apareça na LT seja suportado pelo isolamento. Portanto:

$$U_{rw} = U_{100} = U_{50} - 3 \cdot \sigma_u \quad (7)$$



Para determinação da tensão resistente de projeto, três importantes fatores devem ser empregados no equacionamento. São os fatores de desvio  $K_z$ , de espaçamento  $K_g$  e de altitude  $K_a$ .

$K_z$  é um fator que depende do coeficiente de variação,  $v_u$ , e do número de desvios padrão  $N$ . Com o uso de  $K_z$ , a tensão de isolamento resistente pode ser expressa da seguinte maneira:

$$U_{rw} = (1 - v_u \cdot N) \cdot U_{50} = K_z \cdot U_{50} \quad (8)$$

A Tabela 4 apresenta os valores de  $K_z$  para os possíveis tipos de sobretensões.

Tabela 4 – Coeficientes de variação e fatores de desvio usualmente utilizados no cálculo de sobretensões suportáveis.

De modo geral, a resistência de isolamento de um dielétrico é afetada pelo tipo de espaçamento de ar a que ele é submetido, porém, a tensão de isolamento resistente de  $U_{50\%}$  de qualquer tipo de configuração de espaçamento de ar pode ser expressa através da tensão de isolamento resistente de haste-a-plano ou representativa,  $U_{rp}$ . Essa tensão é obtida através de testes com uma haste se aproximando de um plano com carga oposta a dela, desse teste é obtida a curva normal de tensão de isolamento resistente de haste-a-plano que é usada para obtenção das tensões de isolamento resistente de 50%,  $U_{50\%}$ , nas demais configurações de espaçamento de ar. Nesse contexto é que o fator  $K_g$  pode ser usado para representar a tensão de isolamento resistente de 50% da seguinte forma:

$$U_{50} = K_g \cdot U_{50rp} \quad (9)$$

A expressão para o fator de espaçamento  $K_g$  deve ser adaptada para cada tipo de esforço de tensão a qual o sistema é submetido. O valor  $K_g$  é relacionado ao fator de

espaçamento para sobretensões de manobra, aplicando as devidas adaptações, as seguintes expressões são obtidas:

Sobretensões de surto de manobra:

$$K_{g-sf} = K_g \quad (10)$$

Sobretensões de impulso atmosférico:

$$K_{g-ff} = 0,74 + 0,26 \cdot K_g \quad (11)$$

Tensão de frequência industrial:

$$K_{g-pf} = 1,35 \cdot K_g - 0,35 \cdot K_g^2 \quad (12)$$

Com o conhecimento dos fatores de desvio e de espaçamento, é possível expressar a tensão de isolamento resistente de projeto, da seguinte forma:

$$U_{rw} = K_z \cdot K_g \cdot U_{50rp} \quad (13)$$

Para determinação do fator de espaçamento de ar para surto de manobra, quatro possíveis tipos de arranjos de espaçamento são considerados [4]:

Condutor-a-obstáculo (distância elétrica externa);

Condutor-a-condutor na janela da torre (distância elétrica interna);

Condutor-a-torre devido a uma cadeia de isoladores balançando livremente ou uma cadeia-V a um “crossarm” ou ao corpo da torre. (distância elétrica interna);

Condutor-a-condutor (distância elétrica interna).

A Tabela 5 mostra exemplos de espaçamentos de ar de acordo com as referências [4], [6] e [8]. É válido salientar que outros valores para o fator de espaçamento, obtidos por experiência ou testes, também podem ser usados.

Tipo de espaçamento	Sobretensão de surto de manobra $K_{g-sf} = K_g$	Sobretensão de impulso atmosférico $K_{g-ff}$	Tensão de frequência industrial $K_{g-pf}$
Haste-a-plano	1,00	1,00	1,00
Condutor-a-obstáculo	1,30	1,08	1,16
Condutor-a-plano	1,15	1,04	1,09
Condutor-a-janela da torre	1,25	1,07	1,14
Condutor-a-torre	1,45	1,12	1,22
Condutor-a-pessoa	1,40	1,10	1,20
Condutor-a-condutor	1,60	1,16	1,26

Tabela 5 - Fatores de espaçamento para distâncias elétricas no ar

A norma [8] apresenta fórmulas que descrevem a reação do espaçamento de ar de haste-a-plano contra sobretensões, a tensão de isolamento resistente de 50%,  $U_{50\%rp}$  é usada como referência para a distância elétrica  $d$ . Portanto, a relação entre a tensão de isolamento resistente de um espaçamento de ar e a distância elétrica de isolamento  $d$  pode ser expressa como:

$$U_{rv} = K_z \cdot K_g \cdot f(d) \quad (14)$$

A tensão de isolamento resistente de qualquer isolamento de auto-restauração considerando sobretensões de surto de manobra com tempo de subida da onda de 250 $\mu$ s e tempo para atingir a metade do seu valor de 2500  $\mu$ s é significativamente menor do que o mesmo parâmetro para sobretensões de impulso atmosférico de mesma polaridade. Na prática, a tensão de isolamento resistente de um espaçamento de ar de haste-a-plano de até

25m de distância, para uma polaridade positiva e uma forma de onda padronizada de surto de manobra, pode ser determinada por:

$$U_{50rp-sf} = 1080 \cdot \ln(0,46 \cdot d + 1) \quad (15)$$

Onde  $d$  é a distância elétrica em m e  $U_{50\%rp\_sf}$  representa o valor de pico do impulso de sobretensão em kV.

Para um impulso atmosférico padrão, com tempo de subida de  $1,2 \mu s$  e tempo para atingir metade de seu valor de  $50 \mu s$  e para espaçamento de ar de haste-a-plano de até 10m, a tensão crítica de polaridade positiva é determinada por:

$$U_{50rp-ff} = 530 \cdot d \quad (16)$$

Onde  $d$  é a distância elétrica em m e  $U_{50\%rp\_ff}$  representa o valor de pico do impulso de sobretensão em kV.

Por fim, para a tensão de frequência industrial, a tensão de isolamento resistente de 50% para um espaçamento de ar de haste-a-plano,  $U_{50\%rp}$ , é dada por:

$$U_{50rp-pf} = 750 \cdot \sqrt{2} \cdot \ln(1 + 0,55 \cdot d^{1,2}) \quad (17)$$

Onde  $d$  é a distância elétrica em m e  $U_{50\%rp\_ff}$  representa o valor de pico da tensão em kV. A tensão crítica disruptiva depende da densidade do ar e, portanto da altitude acima do nível do mar em que a LT se encontra. Tal dependência torna necessária a utilização do fator de altitude  $K_a$ , de acordo com a Tabela 6 e com a equação abaixo:

$$U_{rw} = K_a \cdot K_z \cdot K_g \cdot U_{50-rp} \quad (18)$$

Tabela 6 – Fator de altitude  $K_a$  para coordenação de isolamento em função da tensão suportável.

### 4.2.3 Tensões a serem consideradas

As sobretensões de frente rápida devem ser levadas em conta no cálculo de distâncias elétricas dos sistemas elétricos dos Grupos I e II para qualquer tensão nominal. Já as sobretensões de frente lenta devem ser levadas em conta apenas nos sistemas elétricos do Grupo II, para tensões nominais iguais ou maiores do que 300kV.

#### 4.2.3.1 Sobretensões de descarga atmosférica

Para determinação da distância do espaçamento de ar considerando sobretensões devido a impulsos atmosféricos, deve ser considerada a tensão representativa que atinge certo ponto da LT e que se espalha por algumas estruturas na vizinhança desse ponto. Para determinar a distância elétrica de fase-terra, uma tensão igual a 90% da tensão de isolamento resistente para impulsos atmosféricos  $U_{90\%ff\_ins}$  do arranjo de isolamento deve ser considerada. Essa tensão depende da distância de centelhamento  $d_{ins}$  do arranjo de isolamento e do tipo de espaçamento de ar.

Para distâncias elétricas de fase-fase, a sobretensão representativa  $1,20U_{90\%ff\_ins}$  deve ser considerada. De acordo com [4], aplica-se:

$$U_{rp} = U_{90\%ff\_ins} = K_{z\_ff} \cdot K_{g\_ff\_ins} \cdot 530 \cdot d_{ins} \quad (19)$$

onde o  $K_{z\_ff}$  é o fator de desvio ( $K_{z\_ff}=0,961$ ),  $K_{g\_ff\_ins}$  é o fator de espaçamento de ar para sobretensões de impulso atmosférico do arranjo de isolamento e  $d_{ins}$  é a distância de flashover para o arranjo de isoladores.

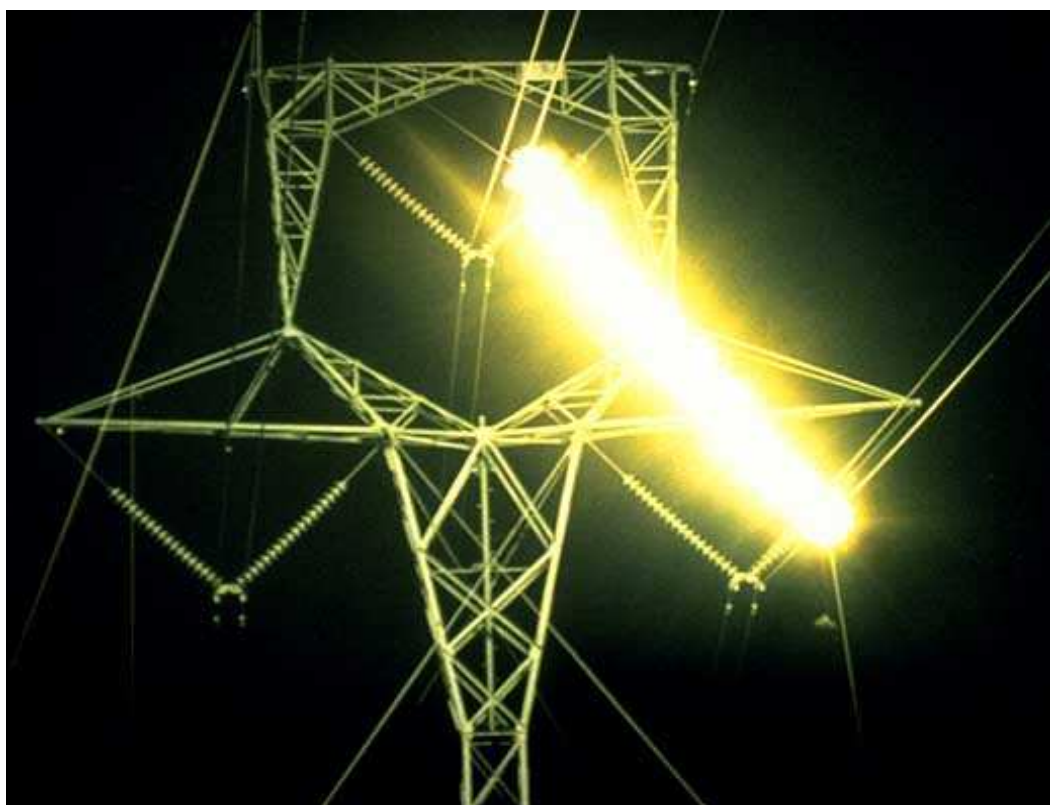


Figura 14 – “Flashover” entre condutores.

#### 4.2.3.2 Sobretensões de surto de manobra

Para a coordenação de isolamento de uma LT, considerando sobretensões devido a surtos de manobra, um método estatístico simplificado pode ser usado. Nesse caso assume-se que as distribuições, tanto de sobretensões quanto de tensões de isolamento resistente, podem ser definidas por um ponto das respectivas distribuições estatísticas.

A distribuição de sobretensão é representada pela sobretensão estatística de  $U_{2\%_{sf}}$ , que corresponde a 2% de probabilidade de ser excedida. A tensão de isolamento resistente. A tensão de isolamento resistente é representada pela tensão suportável estatística, que corresponde a 90% de probabilidade de suportabilidade. A sobretensão representativa  $U_{rp}$  é

determinada através da multiplicação da sobretensão estatística pelo fator de coordenação estatístico  $K_{cs}$ . Daí resulta:

Fase-terra:

$$U_{rp} = K_{cs} \cdot U_{2-sf} \quad (20)$$

Fase-fase:

$$U_{rp} = K_{cs} \cdot U_{2-sf} = 1,4 \cdot K_{cs} \cdot U_{2-sf} \quad (21)$$

O fator de coordenação estatística  $K_{cs}$  é relacionado com o risco de falha. Para determinar as distâncias elétricas,  $K_{cs}$  pode ser considerado igual a 1,05, que corresponde a um risco de descarga elétrica de 0,001.

#### 4.2.3.3 Tensões de frequência industrial

Com o propósito de definir a coordenação e o projeto do isolamento, a tensão permanente representativa deve ser considerada como constante, sendo tomada como o valor de pico da mais alta tensão de frequência industrial.

Fase-terra:

$$U_{rp} = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s \quad (22)$$

Fase-fase:

$$U_{rp} = \sqrt{2} \cdot U_s \quad (23)$$

Onde  $U_s$  é a máxima tensão do sistema.

A Tabela 7 é um resumo dos esforços representativos de tensão a serem considerados.

Tipo de esforço	Entre fase e terra	Entre fases
Impulso atmosférico	$U_{90\%ff\_is}$	$1,2 \cdot U_{90\%ff\_is}$
Surto de manobra	$K_{cs} \cdot U_{2\%\_sf}$	$1,4 \cdot K_{cs} \cdot U_{2\%\_sf}$
Frequência industrial	$(\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s$	$\sqrt{2} \cdot U_s$

Tabela 7 – Tensões representativas  $U_{rp}$ .

#### 4.2.4 Expressões finais para determinação das distâncias elétricas:

Para cada tipo de esforço de tensão a tensão suportável de isolamento representativo do espaçamento de ar deve ser igual ou maior do que as sobretensões representativas. As seguintes relações podem ser obtidas a partir da equação (18), considerando as equações (15), (16) e (17) e a Tabela 7 para as distâncias elétricas requeridas sob cada um dos três tipos de esforço de tensão mencionado:

- Sobretensões de impulso atmosférico

$$D_{el-ff} = U_{90ff-ins} / (530 \cdot K_a \cdot K_{z-ff} \cdot K_{g-ff}) \quad (24)$$

e

$$D_{pp-ff} = 1,2 \cdot U_{90ff-ins} / (530 \cdot K_a \cdot K_{z-ff} \cdot K_{g-ff}) \quad (25)$$

Na Tabela 8, são fornecidos valores de  $D_{el-ff}$  e  $D_{pp-ff}$  dependendo da sobretensão representativa para espaçamento de ar de condutor-a-obstáculo e de condutor-a-condutor, em altitudes até 1000m acima do nível do mar.

- Sobretensões de Surto de Manobra

$$D_{el-sf} = 2,17 \cdot \left[ \exp\left(\frac{K_{cs} \cdot U_{2-sf}}{1080 \cdot K_a \cdot K_{z-sf} \cdot K_{g-sf}}\right) - 1 \right] \quad (26)$$

$$D_{pp-sf} = 2,17 \cdot \left[ \exp\left(\frac{1,4 \cdot K_{cs} \cdot U_{2-sf}}{1080 \cdot K_a \cdot K_{z-sf} \cdot K_{g-sf}}\right) - 1 \right] \quad (27)$$

Tabela 8 - Distâncias elétricas  $D_{el}$  e  $D_{pp}$  correspondendo a tensões suportáveis de frente rápida, dos espaçamento no ar de condutor a obstáculo e de condutor a condutor em altitudes até 1000m acima do nível do mar.

Na Tabela 9, são fornecidos valores de  $D_{el-sf}$  e  $D_{pp-sf}$  dependendo da sobretensão representativa para espaçamento de ar de condutor-a-obstáculo e de condutor-a-condutor, em altitudes até 1000m acima do nível do mar.



- Tensões de Frequência Industrial

$$D_{pf-pe} = 1,64 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(U_s)}{750 \cdot \sqrt{3} \cdot K_a \cdot K_{z-pf} \cdot K_{g-pf}}\right) - 1 \right]^{0,833} \quad (28)$$

$$D_{pf-pp} = 1,64 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(U_s)}{750 \cdot K_a \cdot K_{z-pf} \cdot K_{g-pf}}\right) - 1 \right]^{0,833} \quad (29)$$

Distâncias elétricas Del e Dpp correspondendo as tensões suportáveis de frente lenta dos espaçamento no ar de condutor a obstáculo e de condutor a condutor, em altitudes até 1000m acima do nível do mar.		
Tensão suportável para surto atmosférico (kV)	Del_sf (m)	Dpp_sf (m)
400	0.88	1.02
600	1.44	1.67
800	2.07	2.45
1000	2.84	3.41
1200	3.71	4.57
1400	4.77	5.97
1600	6.02	7.66
1800	7.50	9.70

Tabela 9 - Distâncias elétricas Del e Dpp correspondendo as tensões suportáveis de frente lenta dos espaçamentos no ar de condutor-a-obstáculo e de condutor-a-condutor, em altitudes até 1000m acima do nível do mar.

Na Tabela 10, são fornecidos valores de Dpf\_pe e Dpf\_pp aplicáveis para espaçamentos de ar de condutor-a-torre e de condutor-a-condutor, eles se referem a considerações de coordenação de isolamento.

Tabela 10 - Distâncias elétricas mínimas no ar dependendo da máxima tensão no equipamento

## 5 ASPECTOS CLIMÁTICOS E DE CARREGAMENTO

### 5.1 TEMPERATURA MÁXIMA DO CONDUTOR NA CONDIÇÃO SEM VENTO

Distâncias elétricas verticais devem ser projetadas suficientemente grandes considerando a temperatura máxima de projeto do condutor e a sua posição ao longo do vão. A máxima temperatura do condutor é resultado da operação da LT ou pode ser considerada como a mais alta temperatura admissível para o condutor segundo as especificações do fabricante. De acordo com práticas internacionais, usa-se a faixa de 75 a 90°C para a temperatura máxima permanente. Distâncias elétricas normalizadas são estabelecidas para a temperatura máxima permanente do condutor. Se correntes e temperaturas mais altas são adicionalmente levadas em conta para condições de emergência, distâncias menores do que  $D_{el}$  e  $D_{pp}$  podem ser aceitas.

A temperatura dos condutores depende não só da carga elétrica que flui neles e da temperatura ambiente como também da velocidade e da direção do vento. Quanto mais a velocidade de vento aumenta, menos o aumento da temperatura do condutor será comparado com a temperatura do ambiente. Tais circunstâncias podem ser consideradas no projeto de uma linha de transmissão aérea, quando a verdadeira posição do condutor é calculada. Já de acordo com [10], o balanço do condutor é sempre calculado à temperatura de +40°C.

### 5.2 HIPÓTESES DE PRESSÕES DE VENTO

Considerando distâncias elétricas sob carga de vento, duas condições devem ser consideradas:

- *Pressão de vento moderado tendo uma frequência média de ocorrência* - Existem diversas referências que discutem e estimam as características a serem adotadas para esse tipo de pressão de vento. De acordo com [4], é sugerida uma pressão de vento com período de retorno de três anos. A referência [9] recomenda

uma velocidade de vento que não seja excedida durante pelo menos 99% do tempo. O primeiro caso pode levar a ângulos de balanço até duas vezes maiores do que o proposto por [9]. Maiores detalhes serão dados no item 6.1. De acordo com [10], a pressão de vento dinâmica a ser adotada alcança 80% do valor que seria considerado para um vento com período de retorno de 50 anos.

- *Pressão de vento extremo* - de acordo com uma velocidade de vento de projeto com período de retorno de, por exemplo, 50 anos. Essa pressão de vento leva a valores limites de balanço de condutores.

À pressão de vento média, as distâncias elétricas internas podem ser reduzidas comparadas às distâncias  $D_{el}$  e  $D_{pp}$ , isso porque a probabilidade de que ocorra uma sobretensão resultando em uma descarga desruptiva sobre pessoas ou propriedades de terceiros nessas circunstâncias é muito baixa. O quanto essas distâncias elétricas poderiam ser reduzidas é determinado pelo nível de confiabilidade estipulado para a linha. De acordo com [10], os valores de  $D_{el}$  e  $D_{pp}$  das Tabelas 8 e 9 podem ser multiplicados por um fator 0,75 nessas circunstâncias.

Nos sistemas com neutro diretamente aterrado e fator de falta de terra de 1,3 ou abaixo, as distâncias internas sob condições de vento extremo devem suportar a mais alta tensão de frequência industrial entre fase e terra do sistema. As distâncias elétricas da Tabela 10 aplicam-se sob essas condições. Para fatores de falta de terra mais altos do que esse, especialmente em sistemas com neutro com aterramento ressonante e isolado, podem ser necessárias considerações sobre sobretensões temporárias.

A prática em regiões não sujeitas à ação do gelo, como é o caso do Brasil, considerando a associação da velocidade de vento para cálculo de ângulo de balanço temperaturas e distâncias para projeto da torre, é:

- Consideração de condição sem vento a temperatura de EDS (do inglês everyday stress temperature) e de distâncias elétricas para sobretensões de frente rápida;
- uso de velocidade de vento moderado, igual a 50 a 60% da velocidade de vento extremo para 50 anos de período de retorno, para o cálculo do ângulo de balanço e sua combinação com a distância elétrica para a máxima sobretensão de frente lenta;
- Uso da velocidade de vento extremo com período de retorno de 50 anos para o cálculo do ângulo de balanço máximo e sua combinação com a distância elétrica para tensão de frequência industrial.

## 6 POSIÇÃO DE ISOLADORES E CONDUTORES SOB AÇÃO DO VENTO

### 6.1 DEFINIÇÃO DA AÇÃO DO VENTO

As distâncias disponíveis entre os condutores e entre os condutores e as partes aterradas da torre dependem da posição dos isoladores e dos condutores. No entanto essas posições variam de acordo com a ação do vento. A pressão de vento causa o balanço nos condutores e isoladores, causando assim a redução das distâncias no ar. A ação do vento varia com o tempo e de região para região e pode ser descrita como uma distribuição aleatória usando aproximações estatísticas. Da mesma forma, a posição do condutor, dependendo do tempo, pode ser considerada aleatoriamente distribuída. Adicionalmente, os ângulos de balanço dependem de parâmetros da linha como a relação do vão de vento com o vão de peso, o tipo de condutor e etc.

Para determinar a distribuição da posição do condutor dependendo do vento, é necessário considerar a distribuição da velocidade do vento ao longo do vão e como ela varia à medida que varia altura sobre o nível do solo. Para estimar uma distribuição temporal da posição do condutor, é necessário um conhecimento sobre a distribuição das velocidades do vento na região percorrida pela LT. As dificuldades para se obter esse tipo de estimativa de forma satisfatória aumentam se considerarmos que a componente perpendicular da direção do vento é a única que causa balanço nos condutores e isoladores, porém estatísticas de vento freqüentemente fornecem apenas dados de intensidade do vento e não de sua direção. Portanto, para estimar a probabilidade de ângulos de balanço, é necessário obter dados apropriados da direção do vento também.

Feitas essas considerações, torna-se tarefa importante obter ou desenvolver métodos para que, a partir dos dados estatísticos de vento, se determine o comportamento temporal dele através de distribuições probabilísticas. De acordo com a IEC 60 826 [1] a probabilidade de valores anuais extremos de velocidade de vento pode ser descrita através da distribuição de

Gumbel. De acordo com essa distribuição, a velocidade de vento  $V_\tau$ , correspondendo a um determinado período de retorno  $\tau$  (medido em anos), pode ser determinada a partir de:

$$V_\tau = \bar{V} - \sigma_V \cdot [0,45 + \ln(-\ln(1 - \frac{1}{\tau})) \cdot \sqrt{6}/\pi] \quad (30)$$

A equação (30) pode ser usada para estabelecer a velocidade de vento com alta probabilidade de ocorrer durante um ano, por exemplo, a velocidade de vento para um período de retorno de 2 anos, e para determinar a distribuição anual da velocidade do vento baseada neste valor. Pode-se assumir que a distribuição anual das velocidades de vento segue a *distribuição de Weibull*.

$$P(V \leq V_\tau) = (1 - \exp(-(V_\tau/V_\eta)^\beta)) \cdot 100 \quad (31)$$

A equação (2.58) determina a porcentagem de tempo em que a velocidade do vento  $V$  ficará abaixo do valor  $V_\tau$ . A distribuição de Weibull (31) é descrita pelos parâmetros  $\beta$  e  $V_\eta$ . De acordo com a literatura, o valor de  $\beta$  pode variar entre 1,8 e 2,2. Para estimar o parâmetro  $V_\eta$  a partir da estatística de valores extremos, recomenda-se assumir  $\beta$  como igual a 2,0. Portanto a probabilidade de que  $V$  exceda  $V_\tau$  é dada por:

$$P(V \geq V_\tau) = \exp(-(V_\tau/V_\eta)^\beta) \cdot 100 \quad (32)$$

Tendo em mente a prática habitual para medidas de vento, conclui-se que a velocidade de vento, tendo um período de retorno de dois anos, terá uma probabilidade anual de ocorrência de  $P=3,42 \cdot 10^{-4}$  (ver[9]). Assim,  $V_\eta$  pode ser determinado a partir de (33) com  $\beta=2,0$ :

$$V_\eta = V_{2a} / 2,825 \quad (33)$$

A velocidade do vento aumenta com o aumento da altura sobre o nível do solo, de acordo com a estrutura da camada limite do ar perto da superfície do terreno. Para determinar a velocidade do vento,  $V_H$ , a uma altura  $h$  sobre o solo, normalmente é aceita a lei da potência,

$$V_H = V_R \cdot (h/h_R)^\alpha \quad (34)$$

onde  $V_R$  é a velocidade de vento de referência para a altura  $z_R$ , onde o comportamento do vento é conhecido, e  $\alpha$  é o parâmetro de rugosidade dependendo da categoria do terreno. Para os coeficientes  $n$  ver Tabela 11 retirada da referência [13].

Tabela 11 – Valores de  $n$  para correção da velocidade de vento em função da altura

Categoria do terreno	n	
	t = 2 segundos	t = 30 segundos
A	13	12
B	12	11
C	10	9,5
D	8,5	8

Com os dados do vento que irá atuar sobre a LT é possível determinar a pressão dinâmica de referência, que será exercida por ele sobre os condutores e as cadeias de isoladores, através da seguinte equação:

$$q_o = \rho \cdot \frac{1}{2} \cdot V_R^2 \quad (35)$$

Onde:

$\rho$  – densidade do ar dependendo da temperatura, umidade e altitude sobre o nível do mar;  
 $V_R$  – velocidade de vento de referência;

A Figura 15 mostra o fator de vão  $G_L$  dependendo do vão de vento para vãos maiores do que 200m, de acordo com a IEC 60 826, EN 50 341-1 e EN 50341-3-4. O fator de arrasto pode ser assumido como 1,0 para condutores padrão.

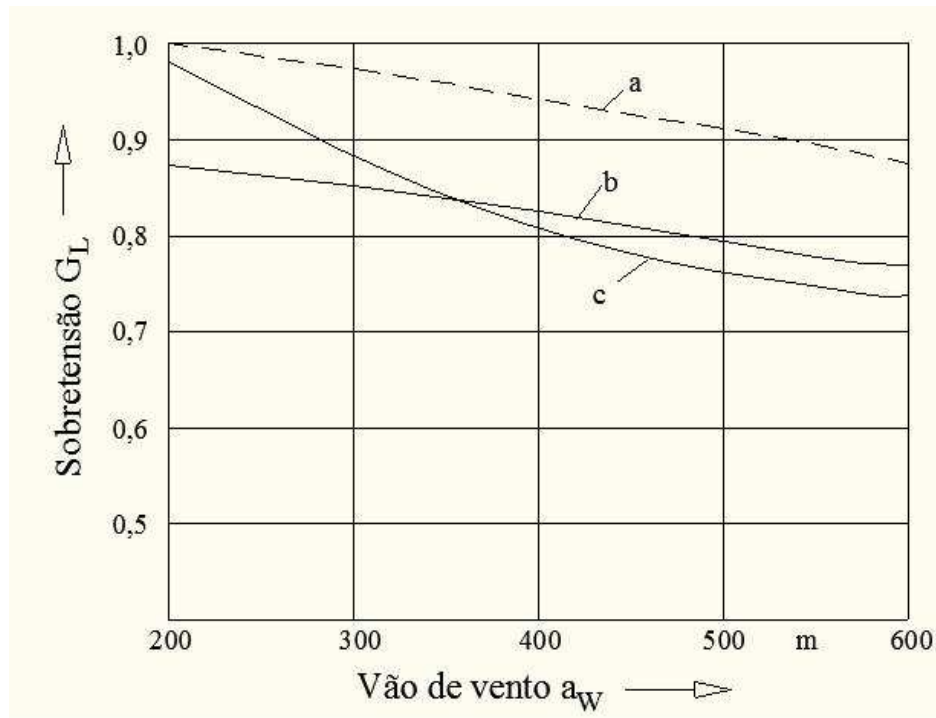


Figura 15 – Fator de Vão  $G_L$ .

## 6.2 CÁLCULO DO ÂNGULO DE BALANÇO

Obtidos os valores de pressão de vento atuando sobre condutores e cadeias de isoladores na LT, seria simples o cálculo dos ângulos de balanço se o vento agisse permanentemente ao longo da linha e constantemente por um longo período de tempo. No entanto, na realidade a oscilação do comportamento do vento afeta o ângulo de balanço consideravelmente. A velocidade de pico do vento não causará ângulos de balanço estatisticamente equivalentes aos calculados a partir das velocidades de pico dos ventos observadas localmente.

Os condutores de uma linha de transmissão possuem certa massa que será acelerada e movida para uma posição de oscilação, porém, antes, as forças exercidas pelo vento serão transmitidas aos suportes. Portanto, velocidades de vento de pico de curta duração não afetarão nem o ângulo de balanço nem as forças agindo sobre as torres. Somente valores médios de velocidade de vento medidos por um período de tempo suficientemente longo



afetam o ângulo de balanço. Esse fato pode ser diretamente observado em linhas de transmissão aéreas. Em fortes tempestades com rajadas altamente perceptíveis, os condutores e isoladores resistem em uma posição estável de oscilação sem reagir claramente às rajadas. Da mesma forma, várias investigações sobre ângulos de balanço indicam que os ângulos de balanço medidos são menores do que os esperados teoricamente a partir das velocidades de pico instantâneas do vento registradas considerando as relações básicas entre velocidades de vento, forças do vento e ângulos de balanço. A Figura 16 mostra registros de valores medidos obtidos em [11] em comparação com dados calculados. Essa figura confirma que a relação entre velocidade de vento e ângulo de balanço necessita de extensivas considerações para tornarem-se consistentes. Para condutores nus, é adequada a adoção de um coeficiente de arrasto  $C_c = 1,0$ , segundo a referência [1]. Para atingir concordância suficiente entre os cálculos e as medidas, os dados climáticos como densidade do ar devem ser devidamente considerados.

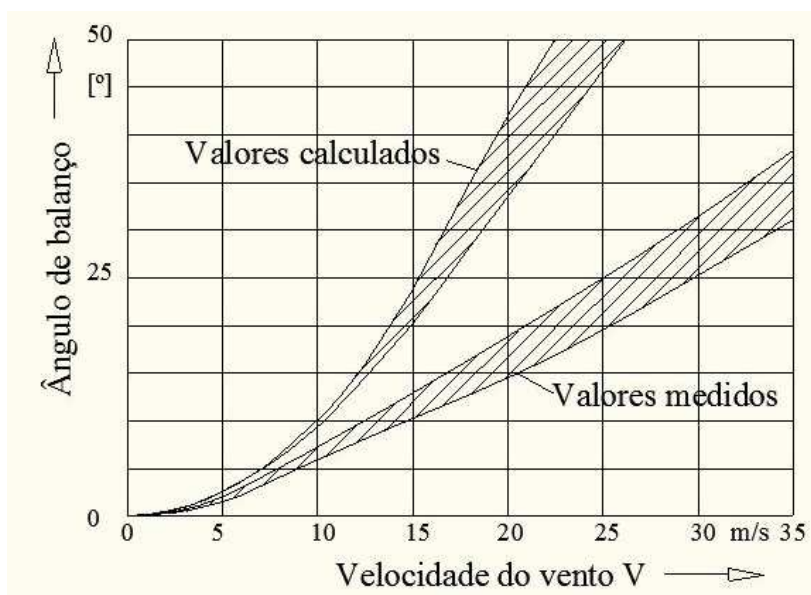


Figura 16 – Ângulos de balanço calculados e medidos em função da velocidade instantânea do vento.

O ângulo de balanço de um arranjo de isoladores pode ser relacionado à velocidade de vento por:

$$\bar{\phi}_{ins} = \arctan\left(\frac{\rho/2 \cdot C_c \cdot V_R^2 \cdot G_L \cdot D \cdot a_w + Q_{wins}/2}{W_c + W_{ins}/2}\right) \quad (36)$$

Onde, de acordo com [16]:

D – diâmetro do condutor;

$a_w$  – vão de vento;

$G_L$  – fator de vão levando em conta o efeito do comprimento do vão;

$C_c$  – fator de arrasto;

$Q_{wins}$  – pressão de vento no arranjo isolador;

$W_c$  – peso efetivo do condutor levando em conta as diferenças no nível dos pontos de fixação do condutor;

$W_{ins}$  – peso morto do arranjo isolador.

O peso morto efetivo do condutor é resultado do vão de peso sem considerar o aumento na tração devido à ação do vento.

O ângulo de balanço para um condutor segue de acordo com a expressão (37)

$$\bar{\phi}_{ins} = \arctan\left(\frac{\rho/2 \cdot C_c \cdot V_R^2 \cdot G_L \cdot D \cdot a}{m_c \cdot g \cdot a}\right) \quad (37)$$

Onde  $a$  é o comprimento do vão e  $m_c$  é a massa do condutor por unidade de comprimento.

Avaliando as medidas, demonstra-se que para a velocidade de vento  $V_R$  deve ser usado como referência o tempo de integração, ou tempo sobre a qual dados de vento serão avaliados, com média de 5 ou 10 minuto. As fórmulas (36) e (37) podem então ser usadas para calcular o valor médio dos ângulos de balanço das cadeias de isoladores e dos condutores, respectivamente, para qualquer velocidade de vento dada. Usar a velocidade de vento com tempo de integração da média de cinco minutos é uma hipótese conservativa, de acordo com as observações da referência [9].

Utilizando métodos estatísticos, pode ser assumido que o verdadeiro ângulo de balanço, para uma dada velocidade de vento média, segue a função da distribuição Normal, onde os valores obtidos a partir das fórmulas (36) e (37) são considerados os valores médios  $\Phi$  para esta distribuição e onde o desvio padrão é dado por:

$$\sigma_\phi = 2,25 \cdot (1 - \exp(-V_R^2/230)) \quad (38)$$

Para velocidades de vento baixas, o desvio padrão  $\sigma_\phi$  é  $0^\circ$  e para velocidades altas,  $\sigma_\phi$  é  $2,25^\circ$ .

Como mencionado, a maioria das estatísticas de vento se refere à ocorrência de valores absolutos sem relacionar a velocidade com a direção do vento. No entanto, somente os ventos que agem perpendicularmente à direção da linha causarão ângulos de balanço máximo. Portanto, estatísticas da direção dos ventos também são necessárias para estabelecer probabilidades temporais para ângulos de balanço. Como uma aproximação, na referência [9] é proposto que a probabilidade do ângulo de balanço deve ser assumida como a metade da que corresponde à velocidade de vento. Essa suposição pode ser adequada para ângulos de balanço maiores do que  $2^\circ$  [9].

Então, resumindo a prática para determinação da distribuição temporal dos ângulos de balanço, assume-se que uma função de Weibull, de acordo com (32), representa a distribuição temporal dos ângulos de balanço. Os parâmetros são derivados das velocidades de vento tendo o período de retorno de dois anos. A velocidade de vento média sob uma dada ação do vento pode ser calculada de forma confiável com as equações (36), para arranjos de isoladores, e (37), para condutores, usando uma velocidade de vento média e com período de integração de cinco a dez minutos, onde cinco minutos pode ser considerado como um valor conservativo. Essa aproximação produz valores conservativos para o valor médio do ângulo de balanço. A fórmula (38) dá uma estimativa para o desvio padrão dos ângulos de balanço. Somente os ventos com direção perpendicular à linha causam o máximo ângulo de balanço.

### 6.3 DETERMINAÇÃO DOS ÂNGULOS DE BALANÇO ATRAVÉS DE MEDIÇÕES

Diversos experimentos vêm sendo realizados para o estudo da relação entre o ângulo de balanço da cadeia de isoladores e as velocidades de vento observadas. Um método mundialmente utilizado para determinar o ângulo de balanço, como descrito em [2], é baseado

nas medidas realizadas em Hornisgrinde, Alemanha . Na Figura 16, são mostrados resultados das medidas de ângulo de balanço. A partir de tais medidas, alguns diagramas são preparados para mostrar a relação dos ângulos de balanço da cadeia de isoladores com a velocidade do vento e com o fator

$$k_w = (D/m_c) / (a_g / a_w) \quad (39)$$

onde  $D$  é o diâmetro do condutor em mm,  $m_c$  é a massa do condutor por unidade de comprimento em kg/m e  $a_g/a_w$  é a relação entre o vão de peso e o vão de vento. A Figura 17 apresenta os ângulos de balanço em função da velocidade do vento para vários parâmetros  $k_w$ .

Os diagramas da Figura 17 assumem que as velocidades de vento atuam sempre perpendicularmente à direção da linha, pois é o único esforço que exerce balanço nas partes da linha. As medidas foram feitas em vãos de 300m. Para vãos mais longos, os ângulos de balanço tendem a ser mais baixos, enquanto que em vão menores, os ângulos de balanço seriam maiores do que os indicados. Na consideração dos resultados das medidas, supõe-se que as condições do vento e sua a distribuição espacial e temporal no local da medição são semelhantes àquelas consideradas no caso da distribuição espacial e temporal de linhas de transmissão reais. Medições em Hornisgrinde proporcionaram ângulos de balanço mais baixos para feixes de condutores do que para condutores individuais com seção transversal similar. Essa diferença não é percebida na Figura 17. Portanto, para ângulos de balanço para feixes de condutores, a aproximação é conservativa. As velocidades de vento se referem a um tempo de integração da média de um minuto.

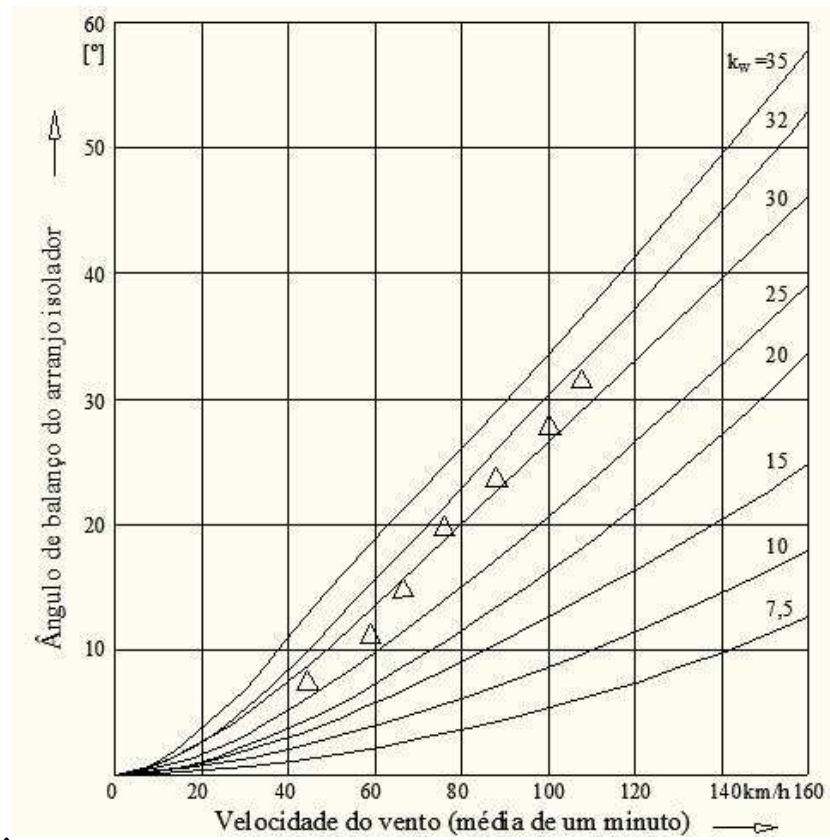


Figura 17 – Ângulo de balanço da cadeia de isoladores de acordo com a referência [2]

## 7 ESTUDO DE CASO

### 7.1 DADOS DA LINHA DA LINHA ARARAQUARA 2 – TAUBATÉ

#### 7.1.1 Dados Gerais

Para que sejam aplicados os conceitos e métodos desenvolvidos durante esse trabalho, será tomado como estudo de caso a Linha de Transmissão Araquara2 – Taubaté, de acordo com requisitos contidos no edital referente ao LEILÃO 001/2010 da ANEEL [12].

De acordo com o edital, a linha a ser implementada deve interligar a subestação existente de Araraquara 2 à uma subestação que está por ser construída e será chamada de SE Taubaté. O mapa apresentado na Figura 18 demonstra de forma simplificada o futuro arranjo do sistema elétrico na região em que a linha será construída.

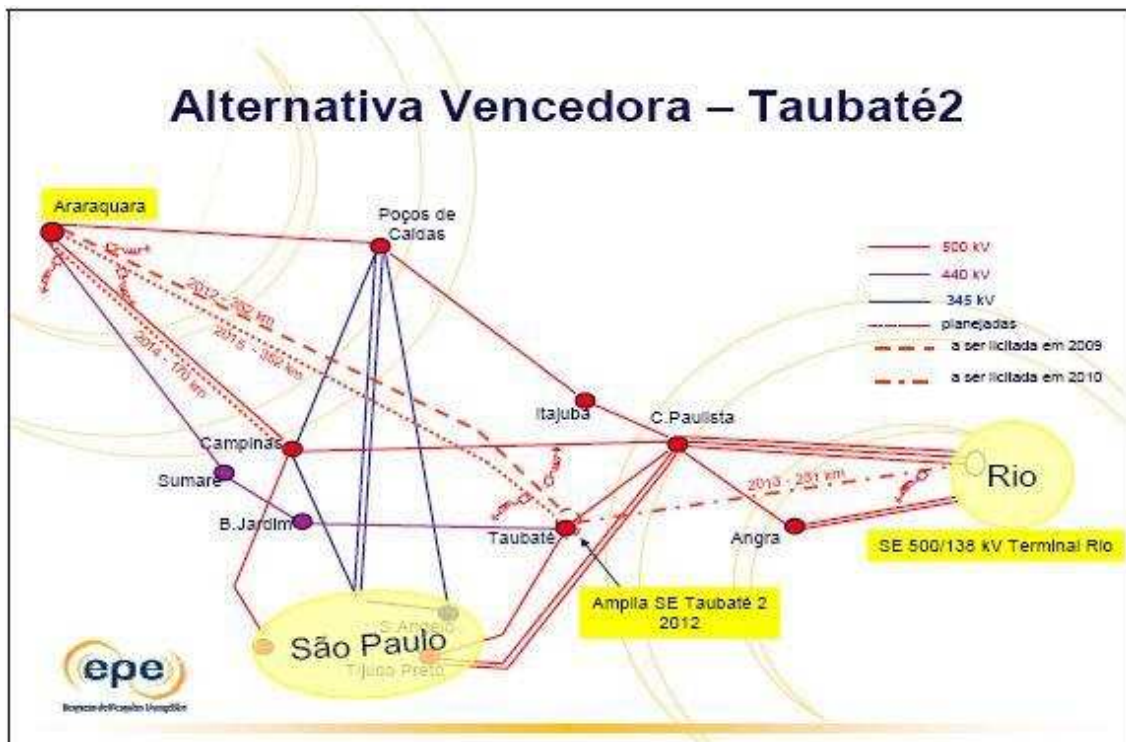


Figura 18 - Futuro arranjo do sistema elétrico na região em que a linha será construída.

A seguir são listadas as características importantes da LT, propostas pelo edital [12]:

- Tensão Nominal: 500kV e Tensão Máxima: 550kV;
- Comprimento da LT de 356km;
- Capacidade operativa: - Longa duração: 2770A; - Curta duração: 3580A;
- A linha deve ter pelo menos um cabo pára-raios do tipo Optical Ground Wire – OPGW;
- Resistência de seqüência positiva deve ser inferior  $0,0174\Omega/\text{km}$  para frequência nominal de 60Hz a  $50^{\circ}\text{C}$ ;
- Ciclo de transposição completa, de preferência com trechos de  $1/6$ ,  $1/3$ ,  $1/3$  e  $1/6$  do comprimento total. Caso não seja transposta, o desequilíbrio de tensão de seqüência negativa e zero deve estar limitado a 1,5% em vazio e a plena carga.

### **7.1.2 Requisitos de Coordenação de isolamento de acordo com o edital [12]**

Como mencionado na seção 3.1, três são os tipos de esforços tensão que devem ser considerados quando o projeto da coordenação de isolamento de uma linha de transmissão está sendo elaborado, a seguir estão listados os requisitos propostos pelo edital da ANEEL para o isolamento da linha em relação aos esforços de tensão de frequência industrial e de sobretensões de frente rápida e frente lenta:

#### **(a) Isolamento à tensão máxima operativa**

Para dimensionar o isolamento da linha de transmissão para tensão máxima operativa deve ser considerado o balanço da cadeia de isoladores sob ação de vento com período de retorno de, no mínimo, 30 (trinta) anos.

A distância de escoamento mínima da cadeia de isoladores deve ser determinada conforme a norma IEC 60815 [5], considerando o nível de poluição da região de implantação

da LT. Caso o nível de poluição da região seja classificado como inferior ao nível I – leve, a distância específica de escoamento deverá ser igual ou superior a 14 mm/kV eficaz fase-fase.

Deve ser garantida a distância de segurança entre qualquer condutor da linha e objetos situados na faixa de segurança, tanto para a condição sem vento quanto para a condição de balanço dos cabos e cadeias de isoladores devido à ação de vento com período de retorno de, no mínimo, 50 (cinquenta) anos. Na condição de balanço dos cabos e cadeias de isoladores devido à ação de vento, essa distância de segurança deve ser também garantida:

- ao longo de toda a LT, independentemente do comprimento do vão, mesmo que para tanto a largura da faixa de segurança seja variável ao longo da LT, em função do comprimento do vão; e
- para qualquer topologia de terreno na faixa de segurança, especificamente quando há perfil lateral inclinado (em aclave).

#### **b) isolamento para manobras**

A sobretensão adotada no dimensionamento dos espaçamentos elétricos das estruturas deverá ser, no mínimo, igual à maior das sobretensões indicadas nos estudos de transitórios eletromagnéticos.

Os riscos de falha (fase-terra e fase-fase) em manobras de energização e religamento devem ser limitados aos valores constantes da Tabela 12.

Manobra	Risco de falha (adimensional)	
	Fase - terra	Fase - fase
Energização	$10^{-3}$	$10^{-4}$
Religamento	$10^{-2}$	$10^{-3}$

Tabela 12: Risco máximo de falha por circuito em manobra de energização e religamento

#### **(c) Desempenho sob descargas atmosféricas**

Para os níveis de 345 e 500 kV, o número total de desligamentos por descargas atmosféricas deve ser inferior ou, no máximo, igual a um desligamento por 100 km por ano.



As estruturas deverão ser dimensionadas com pelo menos dois cabos pára-raios, dispostos sobre os cabos condutores de forma que, para o terreno predominante da região, a probabilidade de desligamento de um circuito, causado por descargas diretas nos cabos condutores, seja inferior a 0,01 desligamentos por 100 km por ano.

Além dos requisitos especificados pelo Edital da ANEEL, alguns outros dados definidos em outras etapas do projeto da LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté serão utilizados e citados, etapas essas que não fazem parte do escopo desse trabalho, mas que fornecem dados imprescindíveis para o desenvolvimento do estudo de caso. Como exemplo pode-se citar dados de estudos de vento da região percorrida pela linha, relação de estruturas que serão utilizadas, determinação do cabo a ser utilizado entre outros.

A partir dos requisitos de desempenho esperado para a coordenação de isolamento impostos pelo Edital da ANEEL para a linha Araraquara 2 – Taubaté, inicia-se o projeto.

O tipo de arranjo de condutores definido para utilização na linha pelo estudo de capacidade de corrente é um feixe de 4 (quatro) condutores 4x954 MCM (Rail). Este condutor apresenta os seguintes dados: Diâmetro:  $d = 29,61$  mm; Carga de ruptura:  $UTS=11750$  kgf; Peso: 1,602 kgf/m. Resistência elétrica  $R_{ca25} = 0,0617$   $\Omega$ /Km.

## **7.2 DETERMINAÇÃO DO ARRANJO DE ISOLADORES**

De acordo com os requisitos do Edital, a distância de escoamento específica das cadeias deve atender aos seguintes itens:

- a) ser definida com base na publicação IEC 60815 [5] e de acordo com no nível de poluição da região atravessada pela LT;
- b) ser  $\geq 14$  mm/kV fase-fase, valor eficaz. Esse valor remete ao nível de poluição “leve” (nível I) da Tabela 3 conforme a publicação IEC 60815 [5], para o qual é recomendada uma distância de escoamento específica de 16 mm/kV fase-fase, podendo ser aceitos valores menores, limitados a 12 mm/kV.

Para a determinação do número de isoladores será utilizado o valor de distância de escoamento específica,  $D_e$ , de 14 mm/kV, atendendo assim os requisitos da ANEEL. A escolha do tipo de isolador é feita de acordo com o capítulo 9 da referência [16] e assim é selecionado um isolador com as seguintes características:

Diâmetro – 280 mm;

Passo – 170 mm;

Distância de escoamento específica – 380 mm;

Carga de ruptura – 160 kN.

Portanto, determina-se o número mínimo de isoladores por cadeia de acordo com (1):

$$N = \frac{U_s \cdot D_e}{D_i} = \frac{550(kV) \cdot 14(mm/kV)}{380(mm)} = 20,26 \text{ isoladores}$$

Serão utilizados 21 isoladores nas cadeias de suspensão simples, tendo em vista a obtenção de um adequado desempenho sob descargas atmosféricas, além de prover uma boa margem de segurança. Assim, a distância de escoamento específica resultante a ser adotada será:

$$D_e(mm/kV) = \frac{21 \cdot 380}{550} = 14,5 \text{ mm/kV}$$

### 7.3 VENTOS BÁSICOS DE PROJETO

Para determinação dos dados de ventos a serem utilizados no projeto, foram coletadas informações estatísticas sobre o comportamento em determinados locais da região percorrida pela LT, esses locais são chamados de províncias meteorológicas. O resultado desse estudo encontra-se na referência [17]. As três tabelas a seguir fornecem os dados estatísticos de vento obtidos pelo estudo mencionado e o resultado de sua aplicação à teoria da seção 6.1.

Tabela 13 – Dados estatísticos de vento em cada estação (referidos a período de integração de 3s)

LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté	Num_anos	média (m/s)	desvio	c.v.(%)
Araraquara (SP)	8	19,75	3,16	16,00
Ibitinga (SP)	15	19,60	2,55	13,00
São Carlos (SP)	12	20,26	2,63	13,00
Poço de Caldas (MG)	12	22,21	3,55	16,00
Campinas (SP)	25	27,92	5,25	18,79
Cumbica (SP)	25	25,07	4,74	18,92
Pirassununga (S)	15	22,47	5,20	23,13
Santos (SP)	25	19,52	3,45	17,68
São Paulo (SP)	20	22,61	4,01	17,72

Tabela 14 – Coeficientes de distribuição de Gumbel, ponderados pelos anos de medidas de cada estação

LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté	Num_anos	Parâmetros estatísticos quantidade de anos	
		C1	C2
Araraquara (SP)	8	0,906	0,485
Ibitinga (SP)	15	1,020	0,513
São Carlos (SP)	12	0,983	0,503
Poço de Caldas (MG)	12	0,983	0,503
Campinas (SP)	25	1,092	0,531
Cumbica (SP)	25	1,092	0,531
Pirassununga (S)	15	1,020	0,513
Santos (SP)	25	1,092	0,531
São Paulo (SP)	20	1,063	0,524

Tabela 15 – Valores da velocidade de vento referidos a período de integração de 3s

LT 500 kV Araraquara 2 – Taubaté	“β”	“α”	Velocidade (m/s) para T=				
			3	10	30	50	250
Araraquara (SP)	18,06	0,29	21,21	25,91	29,87	31,67	37,32
Ibitinga (SP)	18,32	0,40	20,57	23,94	26,77	28,06	32,10
São Carlos (SP)	18,91	0,37	21,33	24,94	27,98	29,37	33,70
Poço de Caldas (MG)	20,39	0,28	23,65	28,52	32,62	34,49	40,33
Campinas (SP)	25,37	0,21	29,71	36,19	41,64	44,13	51,90
Cumbica (SP)	22,77	0,23	26,69	32,55	37,47	39,72	46,75
Pirassununga (S)	19,85	0,20	24,25	31,32	37,09	39,73	47,97
Santos (SP)	17,85	0,32	20,70	24,96	28,55	30,19	35,30
São Paulo (SP)	20,64	0,27	24,04	29,12	33,40	35,35	41,45

A Tabela 13 apresenta as estatísticas obtidas em cada uma das estações mencionadas anteriormente; a Tabela 14 apresenta os parâmetros de ajuste da distribuição de Gumbel para considerar adequadamente o número de registros; e por fim a Tabela 15 apresenta os parâmetros da distribuição de Gumbel ajustados para cada uma das estações, bem como as estimativas para velocidades de vento para diferentes períodos de retorno.

Na possibilidade do cálculo das velocidades de vento de projeto diretamente a partir dos dados das estações da região, com considerações de “províncias” meteorológicas, este se constitui no processo recomendável, inclusive sendo previsto pela IEC 60826 [1]. Este

procedimento pode ser realizado ponderando-se os valores de uma região de forma conveniente. Tal ponderação pode ser feita através de forma a dar maior peso àquelas estações com maior número de anos de observação, como foi realizado neste estudo.

A Tabela 16 resume os valores adotados para os posteriores cálculos de ação do vento nos condutores, nas cadeias e para o ângulo de balanço. Neste estudo adotou-se de forma conservadora o valor de 19% de coeficiente de variação para toda a região.

Resumo		
Velocidade vento	m/s	km/h
$V_{T=3\text{anos}; 3\text{s}; 10\text{m}}$	24,29	87,4
$V_{T=10\text{anos}; 3\text{s}; 10\text{m}}$	29,86	107,5
$V_{T=30\text{anos}; 3\text{s}; 10\text{m}}$	34,54	124,4
$V_{T=50\text{anos}; 3\text{s}; 10\text{m}}$	36,68	132,1
$V_{T=250\text{anos}; 3\text{s}; 10\text{m}}$	<b>43,37</b>	156,1
$V_{T=3\text{anos}; 10\text{min}; 10\text{m}}$	17,47	62,9
$V_{T=10\text{anos}; 10\text{min}; 10\text{m}}$	21,48	77,3
$V_{T=30\text{anos}; 10\text{min}; 10\text{m}}$	24,85	89,5
$V_{T=50\text{anos}; 10\text{min}; 10\text{m}}$	26,39	95,0
$V_{T=250\text{anos}; 10\text{min}; 10\text{m}}$	<b>31,20</b>	112,3

Tabela 16: Resumo dos valores de vento utilizados nos cálculos, com períodos de integração de 10min e 30s.

#### 7.4 CARREGAMENTOS DEVIDOS AO VENTO

Tomando a velocidade de vento básico com  $T=50\text{anos}$ , período de integração de 10min a 10m do solo, de acordo com a Tabela 16,  $V_0=26,39\text{m/s}$ . Adaptando ao período de integração de 30s, de acordo com a Figura 19 para um terreno de categoria B, tem-se

$$V_{50\text{anos},30\text{s},10\text{m}} = K_d \cdot V_0 = 1,22 \cdot 26,39 = 32,20\text{m/s}$$

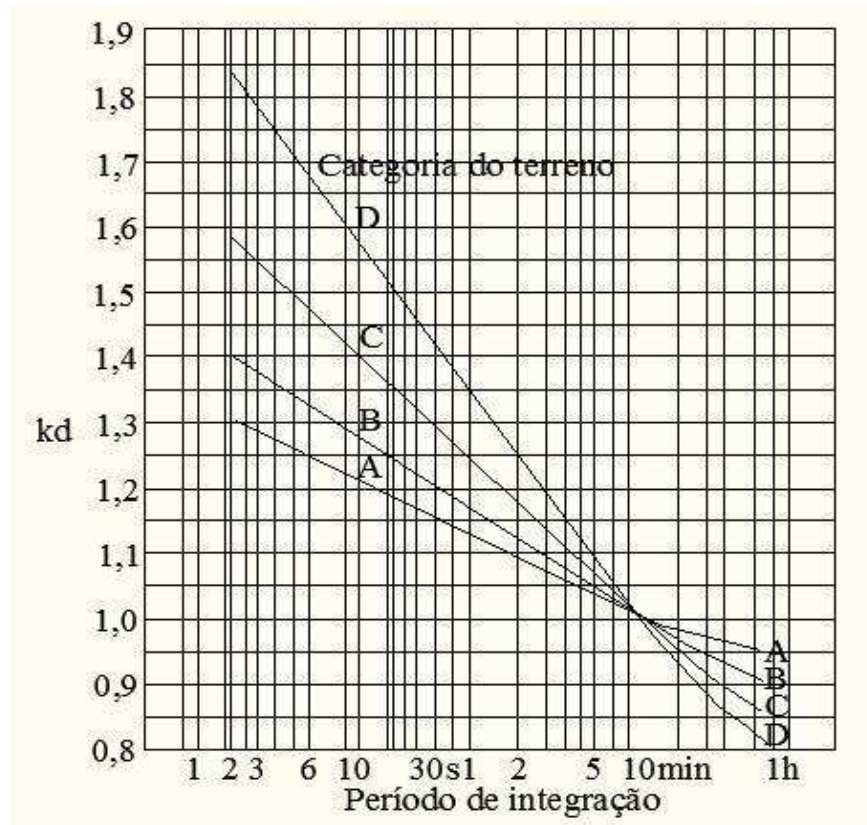


Figura 19 – Fator  $k_d$  que é relação entre valores médios de vento a 10m do solo, para diferentes períodos de integração e rugosidade de terrenos

Por fim, para obter-se o vento de projeto, deve ser levada em conta a altura média dos condutores ao longo da LT, para esse caso é considerada uma altura  $h=28\text{m}$ , portanto, tem-se, a partir da (34)

$$V_p = V_{50\text{anos}, 30\text{s}, 10\text{m}} \cdot \left(\frac{h}{10}\right)^{(1/n)}$$

Onde  $h$  é a altura média dos cabos condutores ao longo da LT e  $n$  é retirada da Tabela 11, para esse caso, com o terreno é da categoria B,  $n=11$ , dessa forma

$$V_p = 32,20 \cdot (28/10)^{0,09} = 35,33 \text{ m/s}$$

Para a região percorrida pela LT, com altitude média de 240m acima do solo, a massa específica do ar é  $\rho = 1,191 \text{ kg/m}^3$ .

De acordo com a fórmula (35), portanto, tem-se a pressão dinâmica de referência:

$$q_o = \frac{1}{2} \rho \cdot V_p^2 = \frac{1}{2} \cdot 1,191 \cdot 35,33^2 = 743,31 \text{ N/m}^2 = 75,84 \text{ kgf/m}^2$$

$$q_o = 75,84 \text{ kgf/m}^2$$

## 7.5 ISOLAMENTO PARA TENSÃO OPERATIVA

### 7.5.1 Cálculo do ângulo de balanço

O Edital especifica que o isolamento a tensão máxima operativa deve ser dimensionado considerando o balanço da cadeia de isoladores sob ação de vento com período de retorno de, no mínimo, 30 anos.

Para cálculo do ângulo de balanço está sendo adotada a metodologia indicada no item 10.1.4.3 da referência (14) e velocidade do vento com período de retorno de 50 anos, valor superior ao especificado no Edital.

Com base no critério indicado no item anterior, o ângulo de balanço das cadeias de suspensão é definido pela equação (ver número)

$$\tan \beta = K \cdot \frac{(q_o \cdot d)}{(p \cdot (V/H))} = 0,31 \cdot \frac{(743,31 \cdot 0,02961)}{(15,709 \cdot 0,9)} = 0,31 \cdot 1,5567 = 0,4826$$

$$\beta = \arctan(0,4826) = 25,76^\circ$$

### 7.5.2 Espaçamento Fase-terra

A solicitação máxima, Fase-terra, a frequência industrial de acordo com (22) é dada por:

$$U_{rp} = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s = 0,8165 \cdot 550 \text{ kV} = 450 \text{ kV}$$

Para o cálculo do Fator de clima RIS de acordo com a expressão (3), será tomada a altitude média conservativa de 500 m e uma temperatura de 20°C, isso resulta no seguinte cálculo.

Determina-se a densidade relativa do ar, que, para o caso presente será

$$\rho_r' = \rho_T / \rho_{15} = (288/T) \cdot e^{-0,00012 \cdot h_{al}} = (288/293) \cdot e^{-0,00012 \cdot 500} = 0,926$$

$h$  é a altitude local; o fator de correção da umidade  $k_{hm}$  depende da umidade absoluta do ar, sendo determinado pela curva da Figura 6. Para este caso variará entre 0,98 e 1,02 (será tomado o valor médio 1,0);  $n$  é um fator que depende do comprimento do espaçamento de ar (gap), para este caso, o espaçamento será considerado de 3m, portanto a partir da Figura 5 obtém-se o valor 0,77.

$$RIS = (\rho_r' / k_{hm})^n = (0,926 / 1,00)^{0,77} = 0,942$$

Agora, considerando a Tabela 2, obtém-se o valor de  $U_{50\%}$  a 3 desvios de  $U_s$ , através da Fórmula (8)

$$U_{50} = \frac{U_{rp}}{(1 - v_u \cdot N)} \cdot \frac{1}{RIS} = \frac{450}{(1 - 0,03 \cdot 3)} \cdot \frac{1}{0,942} = 508,20 \text{ kV}$$

Como tensão de pico fase-terra, a 60Hz, será adotado o valor  $U_{50\%} = 510 \text{ kV}$ .

Com esse valor de tensão, a partir das Fórmulas (28) e (29), obteve-se as distâncias mínimas de 0,875m entre condutor e janela da torre e de 0,817m entre condutor e torre e de 1,165m entre condutores. Para os dois primeiros casos será adotada a distância de

$$D_{pf\_pe} = 1,00 \text{ m}$$

e para o terceiro de

$$D_{pf\_pp} = 1,20 \text{ m}$$

### 7.6.1 Cálculo do ângulo de balanço

Como mencionado na seção 5.2, o ângulo de balanço para sobretensões de frente lenta é calculado considerando um vento reduzido de 50% a 60% do vento extremo com período de retorno de 50 anos. Nesse caso será adotado o valor conservativo de 60%. Desta forma, tem-se:

- Vento médio com período de retorno de 50 anos, período de integração de 10min a 10m de altura do solo  $V=26,39\text{m/s}$ . O seu valor reduzido, portanto, torna-se  $26,39 \cdot 0,6=15,83\text{m/s}$ . Assim, de modo similar ao feito no item 7.4.1.1, obtém-se o valor de vento de projeto  $V_p=21,23\text{m/s}$  para sobretensões de surto de manobra.
- Pressão dinâmica  $q_o=1,191 \cdot 1/2 \cdot 21,23^2=268,40\text{kg/m}^2$

Utilizando -se do mesmo método do item 7.5.1 tem-se

$$\tan \beta = K \cdot \frac{(q_o \cdot d)}{(p \cdot (V/H))} = 0,42 \cdot \frac{(268,40 \cdot 0,02961)}{(15,709 \cdot 0,9)} = 0,42 \cdot 0,5621 = 0,2361$$

$$\beta = \arctan(0,2361) = 13,3^\circ$$

### 7.6.2 Espaçamento Fase-terra

Para determinação dos espaçamentos de ar necessários entre condutores e entre cabos condutores e partes aterradas da LT devidos aos esforços exercidos por sobretensões de frente lenta ou surto de manobra foram realizadas simulações considerando as características das subestções. Dessas simulações resultaram três tabelas com dados estatísticos do comportamento das tensões na LT durante três diferentes situações. A primeira apresenta dados do comportamento da LT durante a energização a partir do terminal Araraquara 2, a segunda durante enegização pelo terminal Taubaté e por fim a terceira apresenta dados do comportamento durante reenergização da LT.



Caso	Config. do Sistema	Local do defeito	Terminal Araraquara II				% da LT			% da LT			% da LT			Terminal Taubaté			Figs. Nº	
			Vpré (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)		Pára-Raios (kJ)
1	Sistema Completo	--	1,088	1,124	0,013	1,187	1,277	0,079	1,472	1,342	1,103	1,623	1,379	0,115	1,668	1,422	0,129	1,851	0,71	
2		Araraquara II		1,539	0,031	1,602	1,707	0,051	1,838	17,797	0,066	1,955	1,839	0,080	2,011	1,829	0,072	1,940	61	
3		¼ LT		1,260	0,020	1,310	1,578	0,038	1,686	1,617	0,064	1,852	1,618	0,074	1,862	1,640	0,103	1,935	19	
4		¼ LT		1,197	0,022	1,287	1,573	0,108	1,862	1,790	0,137	2,158	1,852	0,172	2,223	1,855	0,134	2,008	193	11-5 a 11-7
5		¼ LT		1,176	0,023	1,262	1,594	0,148	1,952	1,719	0,183	2,158	1,799	0,154	2,205	1,858	0,133	1,983	184	
6		Taubaté		1,180	0,015	1,238	1,406	0,087	1,655	1,546	0,083	1,753	1,623	0,066	1,802	1,755	0,094	1,942	31	
7	Sem o reator do terminal de Taubaté	--	1,088	1,161	0,025	1,248	1,390	0,108	1,623	1,514	0,147	1,810	1,588	0,154	1,907	1,684	0,166	1,952	52	
8		Araraquara II		1,577	0,040	1,662	1,813	0,082	2,033	1,949	0,100	2,152	1,995	0,087	2,147	1,945	0,034	1,992	606	
9		¼ LT		1,291	0,025	1,352	1,669	0,048	1,862	1,751	0,071	2,002	1,802	0,086	2,107	1,854	0,066	1,984	235	
10		¼ LT		1,222	0,030	1,324	1,675	0,118	1,972	1,943	0,182	2,353	1,997	0,188	2,382	1,946	0,074	2,039	493	11-8 a 11-10
11		¼ LT		1,201	0,027	1,297	1,655	0,139	1,983	1,837	0,172	2,221	1,974	0,169	2,286	1,946	0,073	2,032	573	
12		Taubaté		1,162	0,026	1,248	1,396	0,118	1,708	1,516	0,156	1,924	1,592	0,164	1,962	1,687	0,182	1,947	42	

Tabela 17– Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a energização pelo terminal de Araraquara 2

Caso	Config. do Sistema	Local do defeito	Terminal Taubaté				% da LT			% da LT			% da LT			Terminal Araraquara II			Figs. Nº	
			Vpré (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)		Pára-Raios (kJ)
1	Sistema Completo	--	1,100	1,178	0,030	1,258	1,307	0,059	1,502	1,364	0,072	1,672	1,392	0,072	1,759	1,410	0,081	1,809	0,29	
2		Taubaté		1,174	0,029	1,288	1,300	0,056	1,508	1,357	0,068	1,686	1,385	0,071	1,723	1,400	0,077	1,741	0,12	
3		¼ LT		1,214	0,025	1,403	1,508	0,066	1,958	1,567	0,080	2,058	1,610	0,104	2,011	1,621	0,113	1,946	74	
4		¼ LT		1,203	0,036	1,410	1,418	0,099	1,822	1,578	0,119	2,101	1,623	0,136	2,103	1,641	0,143	1,968	184	11-11 a 11-13
5		¼ LT		1,202	0,033	1,342	1,456	0,074	1,709	1,636	0,089	1,910	1,758	0,075	1,939	1,779	0,092	1,939	51	
6		Araraquara II		1,226	0,051	1,358	1,473	0,104	1,858	1,586	0,112	1,908	1,674	0,101	1,911	1,768	0,104	1,934	57	
7	Sem o reator do terminal de Araraquara II	--	1,100	1,229	0,050	1,347	1,454	0,092	1,654	1,565	0,112	1,858	1,635	0,114	1,932	1,697	0,128	1,944	44	
8		Taubaté		1,236	0,052	1,349	1,462	0,093	1,658	1,576	0,119	1,888	1,643	0,120	1,972	1,706	0,127	1,960	73	
9		¼ LT		1,271	0,046	1,410	1,622	0,085	1,956	1,758	0,111	2,161	1,851	0,108	2,155	1,883	0,070	1,997	461	
10		¼ LT		1,259	0,055	1,443	1,550	0,094	1,914	1,750	0,128	2,203	1,835	0,127	2,227	1,863	0,095	2,018	474	11-14 a 11-16
11		¼ LT		1,250	0,043	1,374	1,563	0,086	1,858	1,805	0,098	2,086	1,958	0,081	2,621	1,935	0,034	1,986	370	
12		Araraquara II		1,298	0,073	1,458	1,625	0,148	1,957	1,784	0,152	2,058	1,897	0,127	2,107	1,930	0,081	1,998	376	

Tabela 18 – Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a energização pelo terminal de Taubaté

Caso	Terminal de Religamento	Configuração do Sistema	C/ ou S/ Sucesso	Terminal Fonte				Terminal Carga				Sobre-tensão Máxima ao Longo da LT (pu)	Figura Nº
				Vpré (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Vmed (pu)	$\sigma$ (pu)	Vmáx (pu)	Pára-Raios (kJ)		
1	Araraquara II	Sistema Completo	Com	1,088	1,792	0,000	1,792	1,780	0,049	1,952	47	2,024	
2			Sem		1,792	0,000	1,792	1,864	0,100	1,990	156	2,109	
3		Sem o reator da LT em Taubaté	Com	1,088	1,621	0,000	1,621	1,792	0,103	1,974	127	2,058	
4			Sem		1,621	0,000	1,621	1,929	0,0653	2,036	730	2,409	12-17 a 12-19
5	Taubaté	Sistema Completo	Com	1,100	1,781	0,000	1,781	1,825	0,015	1,951	45	1,951	
6			Sem		1,781	0,000	1,781	1,834	0,029	1,967	116	2,063	
7		Sem o reator da LT em Araraquara II	Com	1,100	1,663	0,000	1,663	1,640	0,122	1,961	92	2,010	
8			Sem		1,585	0,000	1,585	1,830	0,184	2,007	387	2,190	

Tabela 19 – Dados de tensões na LT ARA 2 – TAU, devido a religamento

A partir dos dados obtidos e expostos nas tabelas, podem-se determinar as situações em que as médias, os desvios padrão e os valores máximos de sobretensões atingem seus valores mais críticos para o três casos mencionados.

### **Energização**

Energização pelo Terminal de Araraquara 2:

$$\begin{aligned} \text{a)} \quad \mu &= 1,997 \text{ pu} \quad \sigma = 0,188 \text{ pu} \quad V_{\max} = 2,362 \text{ pu} \\ \mu + 3.\sigma &= 1,997 + 3.0,188 = 2,561 \text{ pu} \end{aligned}$$

Energização pelo Terminal de Taubaté (caso 11, a  $\frac{3}{4}$  da LT):

$$\begin{aligned} \text{b)} \quad \mu &= 1,958 \text{ pu} \quad \sigma = 0,081 \text{ pu} \quad V_{\max} = 2,621 \text{ pu} \\ \mu + 3.\sigma &= 1,958 + 3.0,081 = 2,201 \text{ pu} \end{aligned}$$

### **Religamento**

O pior caso é o de n° 4 (Terminal carga), onde se tem:

$$\begin{aligned} \mu &= 1,929 \text{ pu} \quad \sigma = 0,0653 \text{ pu} \quad V_{\max} = 2,409 \text{ pu} \\ \mu + 3.\sigma &= 1,929 + 3.0,0653 = 2,125 \text{ pu} \end{aligned}$$

Para os três casos os valores de  $\mu$  e  $\sigma$  e as tensões máximas estatísticas obtidas através deles por  $\mu+3.\sigma$  são utilizados para a determinação do risco de falha ou PFO e das distâncias na torre considerando incidência simultânea de vento, já o valor  $V_{\max}$  é utilizado para determinar as distâncias desconsiderando a incidência de vento, já que a probabilidade de ocorrência de tensões máximas simultaneamente com ventos consideráveis é muito pequena.

De acordo com os cálculos efetuados, percebe-se que o valor mais alto de tensão estatística ocorre para o caso 1, energização pelo terminal Araraquara 2, sendo de 2,561 pu. Portanto, para determinação dos espaçamento na torre será adotado esse valor.

$$U_{rp} = (\sqrt{2}/\sqrt{3}) \cdot U_s = 0,8165 \cdot 550 \text{ kV} = 450 \text{ kV}$$

#### **a) Com a ocorrência simultânea do chamado vento reduzido**

Com esse valor de tensão representativa, obtém-se a tensão com 2% de chance de ser excedida através de:

$$U_{2\%_{-sf}} = U_{rp} \cdot 2,561 = 450 \cdot 2,561 = 1.152,45 \text{ kV}$$

Fazendo uso das Fórmulas (26) e (27), portanto obtém-se as distâncias mínimas para os casos abaixo:

$$D_{el-sf} = 2,17 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(K_{cs} \cdot U_{2-sf})}{1080 \cdot K_a \cdot K_{z-sf} \cdot K_{g-sf}}\right) - 1 \right]$$

$$D_{pp-sf} = 2,17 \cdot \left[ \exp\left(\frac{(1,4 \cdot K_{cs} \cdot U_{2-sf})}{1080 \cdot K_a \cdot K_{z-sf} \cdot K_{g-sf}}\right) - 1 \right]$$

Para todos os casos  $K_a=0,99$ , de acordo com a Tabela 6 para altitude adotada de 240m. Assim como adota-se  $K_{z-sf}=0,922$ , de acordo com a Tabela 4, correspondendo a 3 desvios padrão e  $K_{cs}=1,05$ . Já o fator de espaçamento  $K_{g-sf}$  dependerá do tipo de espaçamento que está sendo determinado, de acordo com a Tabela 5. Assim, tem-se

a) Condutor – Corpo ou braço da torre

Fórmula (26)

$$d_m = 2,89 \text{ m} \quad (\text{Valor adotado} \rightarrow 2,90 \text{ m})$$

b) Condutor – Janela

Fórmula (26)

$$d_j = 3,623 \text{ m} \quad (\text{Valor adotado} \rightarrow 3,70 \text{ m})$$

c) Condutor – Estai

$$d_e = 2,504 \text{ m} \quad (\text{Adotado} \rightarrow 2,60 \text{ m})$$

d) Condutor – condutor (Distância entre fases)

Considerando conservativamente o máximo surto entre fases como tendo um valor igual a 40 % acima da sobretensão fase-terra,

Fórmula (27)

$$d_{FF} = 4,182 \text{ m} \quad (\text{Valor mínimo adotado} \rightarrow 4,20 \text{ m})$$

b) Sem a ocorrência simultânea de vento

Utilizando o valor máximo recomendado, ou seja  $V_{\max} = 2,621$  pu, se terá:

$V_{2\%_{sf}} = 2,621 * 450 = 1174,5$  kV, que deverá ser igual ou inferior à tensão suportável.

Assim, usando do mesmo método do caso anterior, tem-se as seguintes distâncias

a) Mastro ou mísula

$d_m = 2,972$  m (Valor adotado  $\rightarrow$  3,00 m)

b) Janela (ar livre)

$d_j = 3,733$  m (Valor adotado  $\rightarrow$  3,80 m)

c) Estai

$d_e = 2,573$  m (Valor adotado  $\rightarrow$  2,70 m)

d) Condutor – condutor (Distância entre fases)

Considerando conservativamente o máximo surto entre fases como tendo um valor igual a 40 % acima da sobretensão fase-terra,

Fórmula (27)

$d_{FF} = 4,314$  m (Valor mínimo adotado  $\rightarrow$  4,50 m)

.

## 7.7 ÂNGULOS DE BALANÇO E DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA SOBRETENSÕES DE IMPULSO ATMOSFÉRICO

Para o caso de sobretensões atmosféricas, serão avaliadas as distâncias de segurança, conforme recomendações internacionais e prática das empresas.

Para essa condição se tomará uma distância elétrica 3,60 m, ligeiramente acima do equivalente ao comprimento elétrico da cadeia com 21 isoladores de 160 kN, dimensões 0,170 x 0,280 m.

À distância elétrica acima, conforme Tabela 5.2 de [4], corresponde uma sobretensão suportável de impulso atmosférico (BIL) da ordem de 1930 kV, valor este superior à tensão suportável de impulso da cadeia, que é da ordem de 1680 kV.

De acordo com o cálculo de desempenho sob descargas atmosféricas, deve-se considerar uma resistência de aterramento média da ordem de 33 ohms, valor este que se adequa às condições de resistividade do solo e ao desempenho desejado. A atividade cerâmica na região da linha corresponde a um nível cerâmico conservativo de 80, conforme NBR-5419 (1993).

## **7.8 RESUMO DOS NÍVEIS DE ISOLAMENTO E DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA EXECUÇÃO DOS PROJETO DAS ESTRUTURAS**

### **7.8.1 Níveis de isolamento**

Os níveis de isolamento das cadeias, dimensionadas para a LT 525 kV Araraquara - Taubaté podem ser resumidos como a seguir, conforme se extrai da Norma IEC-60.383 [18]

Tensão suportável de impulso atmosférico (BIL): **1680 kV**

Tensão suportável à frequência industrial (a seco): **1005 kV**

Tensão suportável à frequência industrial (sob chuva): **700 kV**

Tensão suportável a impulso de manobra (Condições atmosféricas padrão): **1160 kV**

Tensão suportável a impulso de manobra (Condições atmosféricas reais): **1365 kV**

### **7.8.2 RESUMO DAS DISTÂNCIAS CRÍTICAS PARA DETERMINAR O PERFIL DA TORRE RESULTANTE**

Dessa forma, obtidas as distâncias elétricas e os ângulos de balanços pra todos os tipos de esforços elétricos e solicitações climáticas, pode-se resumir na Tabela 20 da seguinte forma

Tipo de Sobretensão	Ângulo de balanço (°)	Fase-fase (m)	Fase-cabo estai (m)	Fase-Janela da torre (m)	Fase-corpo ou braço da torre (m)
Frequência industrial	25,76	1,20	1,00	1,00	1,00
Frente-lenta (c/vento)	13,3	4,20	2,60	3,70	2,90
Frente-lenta (s/ vento)	0	4,50	2,70	3,80	3,00
Frente-rápida	0	3,60	3,60	3,60	3,60

Tabela 20 – Distâncias e ângulos de balanço para determinação do topo da torre

A Figura 20 apresenta a estrutura típica resultante do projeto de distâncias elaborado.

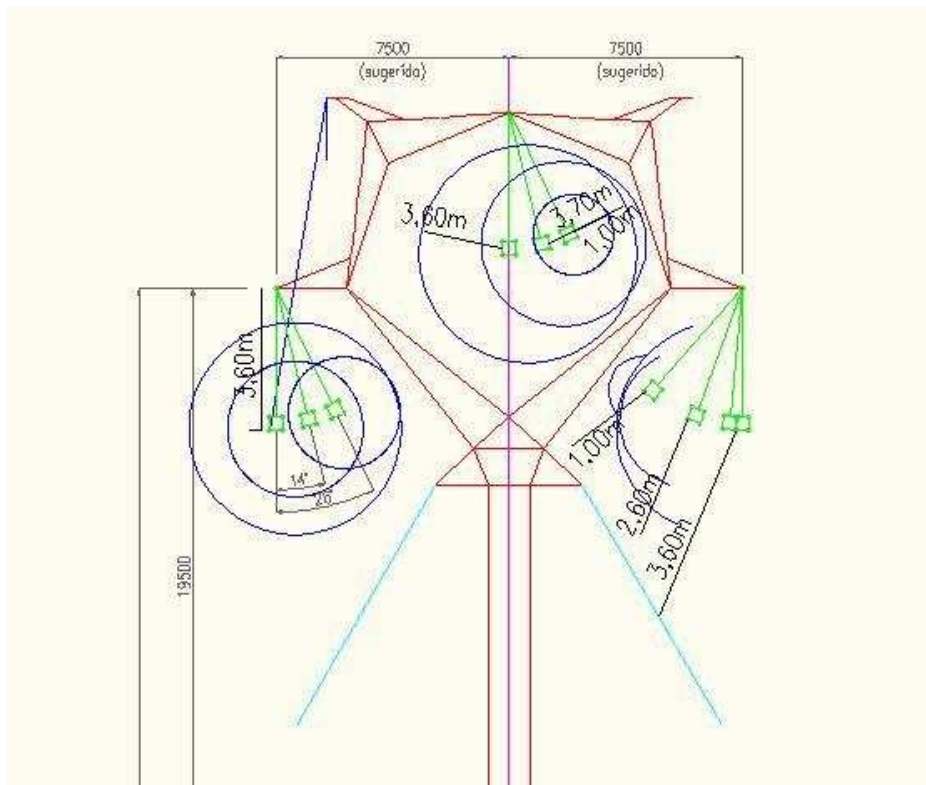


Figura 20 – Topo da estrutura típica, desenvolvido a partir do cálculo das distâncias críticas da coordenação do isolamento.

## 8 CONCLUSÕES

A constante expansão do sistema elétrico brasileiro, com previsões de um crescimento ainda maior para os próximos anos, é um forte incentivo para o aprimoramento de técnicas e a busca por conhecimento tanto da área técnica de engenharia envolvida, quanto para as áreas de estudos estatísticos climatológicos visando o aperfeiçoamento dos métodos de projeto de Linhas de Transmissão, instrumento responsável pelo transporte e transformação de grandes quantidades de energia advindas de usinas e destinadas a alimentar grandes centros.

Nesse contexto, o trabalho realizado tinha como objetivo apresentar os parâmetros relacionados aos esforços de tensão, à capacidade dielétrica do ar e de isoladores e aos aspectos climáticos, todos eles de natureza fundamentalmente aleatória e estatística que influenciam no comportamento e no funcionamento global das Linhas de Transmissão e por fim utilizar esses parâmetros, aplicando-os juntamente com técnicas e métodos de cálculos de coordenação de isolamento e de distâncias elétricas para determinar as características eletrogeométricas do topo das torres de sustentação.

Percebe-se que o caráter estatístico da maioria dos fatores que compõem os cálculos tanto da coordenação de isolamento, quanto das distâncias elétricas e dos ângulos de balanço, torna imprescindível a coleta de dados da forma mais precisa e criteriosa, pois qualquer erro em estimativas probabilísticas iniciais acabam se propagando em cálculos posteriores, fazendo, dessa forma, com que o erro final aumente. Por outro lado, a opção pelo uso de aproximações determinísticas torna o cálculo superestimado, cabendo, assim, ao projetista optar pelo melhor método a ser adotado para cada situação.

O estudo de caso proposto foi desenvolvido com sucesso resultando na determinação da geometria da torre típica a ser usada na LT 500kV Araraquara 2 – Taubaté. Em comparação com os resultados obtidos por outros projetistas para a mesma situação, o resultado final demonstrou-se satisfatório.

Como proposta para estudos futuros, sugere-se a elaboração de outras opções de geometria da torre, considerando as mesmas distâncias críticas de isolamento, e o estudo comparativo de seus desempenhos quanto à eficiência de transmissão de energia elétrica.



## REFERÊNCIAS

1. IEC 60 826: Loading and strength of overhead transmission lines. Geneva, IEC, 1991
2. EPRI: Transmission line reference book 345 kV and above. Palo Alto, Electric Power Research Institute, 2<sup>nd</sup> edition 1987
3. Fink, D.G.; Beaty, H.W: Standard handbook for electrical engineers. New York, McGraw-Hill, 12<sup>th</sup> edition 1987
4. EN 50 341-1: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV. Part 1: General requirements – Common specifications. Brussels, CENELEC, 2001
5. IEC 60 815: Guide for the selection of insulators in respect of polluted conditions. Geneva, IEC 1986
6. EN60 071-1: Insulation coordination. Part 1: Definitions, principles and rules (IEC 60 071-1). Brussels, CENELEC, 1995
7. Cigré SC33: Guidelines for evaluation of the dielectric strength of external insulation. Paris, Cigré Brochure No. 72, 1992
8. EN60 071-1: Insulation coordination. Part 2: Application guide (IEC 60 071-2). Brussels, CENELEC, 1997
9. Cigré SC32 WG22.06: Tower top geometry. Paris, Cigré Brochure No. 48, 1995
10. EN 50 341-1-3-4: Overhead electrical lines exceeding AC 45 kV. Part 3-4: National Normative Aspects for Germany. Brussels, CENELEC, 2001
11. Leibfried, W.; Mors, H.: The mechanical behaviour of bundled and single conductors – New measurements at the Hornisgrinde testing station. Paris, Cigré Report No. 209, 1960
12. ANEXO 6A LOTE A LT ARARAQUARA 2 - TAUBATÉ 500 KV -Características E Requisitos Técnicos Básicos Das Instalações De Transmissão
13. Programa computacional “Flash” para cálculo do desempenho de LTs sob descargas atmosféricas
14. NBR-5422: Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão
15. Empreendimento Araraquara 2 – Taubaté – Relatório R2 realizado pela empresa TACTA para detalhamento da alternativa de referência.
16. F. Kiessling et al: Overhead Power Lines – Springer – 2003
17. Estudo climático: Velocidades de vento de projeto para a LT 525 kV Araraquara 2 – Taubaté

18. IEC-60383: Insulators for overhead lines with nominal voltage above 1 kV.
19. D.E. Hedman: Coordenação de Isolamento. Santa Maria, RS: Universidade Federal de Santa Maria, Eletrobrás, 1979.