

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICARDO GUEDES DE OLIVEIRA JÚNIOR

TENSÕES INDUZIDAS EM LINHAS DE MÉDIA  
TENSÃO

ITAJUBÁ – MINAS GERAIS

2008

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RICARDO GUEDES DE OLIVEIRA JÚNIOR

PROTEÇÃO DE LINHAS DE MÉDIA TENSÃO  
CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como requisito parcial à obtenção de título de Mestre em Engenharia.

Área de concentração:  
Sistemas de Potência

Orientador:  
Prof. Dr. Manuel Luiz Barreira Martinez

ITAJUBÁ – MINAS GERAIS

Agosto de 2008

## ***Agradecimento***

A Deus e a todos que contribuíram com seus incentivos e apoio durante toda a minha vida para que se concretizasse este momento.

## **Resumo**

Atualmente, os problemas de qualidade da energia tornaram-se abundantes no vocabulário dos consumidores, preocupados com as possibilidades de queda na produção de seus insumos e por falha ou operação indevida de seus equipamentos elétricos. Dessa forma, o risco da diminuição da produtividade e o aumento das ocorrências de interrupções nas linhas de produção e nos setores de serviços em geral apresentam-se como fortes justificativas para a divulgação de metodologias e soluções adequadas ao tratamento destes fenômenos.

A coordenação de isolamento das linhas de média tensão frente a impulsos atmosféricos é executada por meio de métodos estatísticos baseados nos cálculos de risco de falha de isolamento. Este último pode ser estimado quando a distribuição estatística de sobretensões e a suportabilidade do isolamento são conhecidas. O método desenvolvido pela Universidade de Bologna para o cálculo da distribuição estatística das tensões induzidas por descargas em linhas de distribuição é primeiramente descrito e então aplicado a padrões de linhas de distribuição na Classe de 25kV da AES Sul.

Como resultado destes estudos, um conjunto de dados relativos a forma dos impulsos induzidos foi obtido e através de uma análise estatística é proposto uma forma de impulso para ensaiar equipamentos e sistemas frente a estas solicitações. Finalmente, foram verificados quais os valores dos resistores de frente e cauda a serem construídos para que o Gerador de Impulsos do Laboratório de Alta Tensão – LAT-EFEI possa realizar, de forma confiável, estes ensaios.

## ***Abstract***

Today, power quality problems are object of a huge concern amongst consumers and suppliers, due to the associated probability of production losses and also to damages or miss operation of electrical apparatus and devices. In this way, the risk of reduction of the efficiency during production and of increasing production line outages attached to the service sector income losses are strong claims to the study and development of solutions to these problems.

The “Lightning Insulation Coordination” of medium voltage lines is usually carried out by statistical methods based on the insulation risk of failure. The risk of failure is computed considering the statistical distribution of the stresses (applied voltages) and strength (insulation withstanding). The method developed by the University of Bologna to compute the induced voltages in medium voltage distribution lines is described and applied to standard AES Sul 25 kV distribution lines.

Part of the results of these studies, a data set populated by the voltage shape of the induced overvoltages, was statistically analyzed and some wave parameters are proposed to testing medium voltage apparatus and systems. Finally, it were verified the values of the front and tail resistors to be constructed in order to make possible to the impulse generator of the High Voltage Laboratory – LAT-EFEI – to carry out induced voltages withstanding tests.

# Sumário

Capítulo 1 – Introdução.....	1
Capítulo 2 – Sistema de Média Tensão e Descargas Atmosféricas.....	3
2.1 A descarga Atmosférica.....	4
2.2 Aspectos Estatísticos das Descargas Atmosféricas.....	7
2.2.1 Distribuições dos valores de pico de corrente de descargas.....	10
2.3 Modelos para as Correntes de Retorno.....	14
2.4 Sistemas de Localização de Descargas Atmosféricas.....	24
2.5 O Desempenho dos Sistemas de Média Tensão e sua Associação com as Descargas Atmosféricas.....	28
2.6 Descargas Atmosféricas em Linhas Aéreas de Distribuição.....	29
2.6.1 Altura da Estrutura da Linha.....	29
2.6.2 Proteção por Estruturas ou Árvores Vizinhas.....	30
2.6.3 Falas por Tensões Induzidas.....	32
Capítulo 3 – Fundamento e Equacionamento.....	35
3.2 Sobretensões nas Linhas – Equacionamento Geral.....	39
3.2.1 Sobretensões Frente a Descargas Diretas.....	39
3.2.2 Sobretensões Frente a Descargas Laterais à Linha.....	42
3.3 Modelos para Sobretensões frente Descargas Laterais a Linhas.....	49
3.3.1 O Modelo de Rusck.....	49
3.3.2 O Modelo de LIOV para Solos Perfeitamente Condutores....	51
3.4 A Suportabilidade das Linhas de Média Tensão.....	80
3.4.1 Impulso Padrão .....	80
3.4.2 Impulsos Induzidos.....	82
3.5 Técnicas de Coordenação de Isolamento.....	82
3.5.1 Presença de Condutores Aterados – Cabos Pára-raios.....	83
3.5.2 Aumento do Nível de Isolamento da Linha.....	87
3.5.3 Evitar que as Descargas Atnjam os cabos Condutores de Linha.....	89
Capítulo 4 – Surtos Induzidos.....	91
4.1 O Modelo LIOV – EMTP.....	92
4.2 Estudos de Linhas Multi-condutores sob Solos com Perdas.....	94
4.2.1 Geometria das Simulações.....	94
4.2.2 Resultados das Simulações.....	96
4.3 Comparações e Características de Desempenho.....	125
4.4 Forma de Impulsos Induzidos para Ensaios.....	126
Capítulo 5 – Adaptações para Ensaios do Gerador de Impulsos do LAT – EFEI.....	135
5.1 Gerador de Impulso de Tensão.....	136
5.1.1 Princípio de Funcionamento de Gerador de Impulso.....	138
5.1.2 Análise de Circuito Equivalente do Gerador de Impulso.....	139

5.1.3 Eficiência do Gerador de Impulso.....	142
5.1.4 Determinação das Resistências de Frente e de Cauda.....	143
5.2 Resistências de Impulso.....	143
5.3 Valores de Resistências de Frente e de Cauda Encontradas.....	144
Capítulo 6 – Conclusão.....	149
Bibliografia.....	151
Capítulo 2.....	151
Capítulo 3 .....	155
Capítulo 4.....	160
Capítulo 5.....	163

## ***Lista de Figuras***

Figura 2.1 - Processo de formação da descarga atmosférica.....	6
Figura 2.2 – A descarga atmosférica.....	7
Figura 2.3 - Mapa Isoceráunico do Brasil.....	8
Figura 2.4 – Descrição dos parâmetros da forma de onda de descarga.....	13
Figura 2.5 - Formas de onda de corrente versus tempo $t$ no solo ( $z'=0$ ), e em duas alturas $z'_1$ e $z'_2$ acima do chão, para os modelos de corrente de retorno TCS, BG e TL.....	17
Figura 2.6 - Corrente versus altura $z'$ acima do solo e um instante de tempo arbitrário $t=t_1$ para os modelos TL e TCS.....	17
Figura 2.7 - Representação das fontes distribuídas do canal da descarga atmosférica nos modelos tipo TCS (também aplicável para os modelos tipo TL) para o caso de não haver objetos para impactos e reflexões no terra. Adaptado de (Rachidi et al., 2002).....	21
Figura 2.8 – Fatores de proteção devidos a objetos de várias alturas nas redondezas de uma linha de distribuição de 10 m de altura.....	31
Figura 2.9 – Número de falhas por sobretensões induzidas em função do nível de isolamento de uma linha de distribuição.....	33
Figura 3.1 - Modelo Eletrogeométrico.....	37
Figura 3.2 – Espaçamento entre os pára-raios para proteção contra descargas diretas – OBS: CFO = 150 kV, H = 10 m, Ng = 1 Descarga/km2/Ano e Vão médio = 75 m.....	40
Figura 3.3 - Corrente induzida em um modelo de linha experimental iluminado por um simulador EMP. Linha contínua: corrente medida, linha traço: corrente simulada.....	45
Figura 3.4 - Comparação entre medidas em um modelo reduzido e resultados de simulações	45
Figura 3.5 - Tensão induzida em uma linha de 1 km, 10 m de altura, sem perdas, casadas com um solo perfeitamente condutor e ponto de impacto da descarga de 50 m do centro da linha e eqüidistante das terminações da linha.....	46
Figura 3.6 - Corrente da descarga de retorno na base do canal responsável pela tensão	



induzida na Figura 3.5.....	46
Figura 3.7 - Tensão induzida como função da distância. Mesma configuração usada para as Figuras 3.5 e 3.6.....	47
Figura 3.8 – Número de eventos versus NBI para uma linha de média tensão. [33].....	48
Figura 3.9 – Geometria do Sistema.....	52
Figura 3.10 – Ordenada – Distância D1 – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA].....	57
Figura 3.11 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – D1 [m] para uma distância ao longo da linha – D2 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx.....	58
Figura 3.12 – Ordenada – Distância D2+ 1000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA].....	59
Figura 3.13 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+1000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx.....	60
Figura 3.14 – Ordenada – Distância D2+ 2000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA].....	31
Figura 3.15 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+2000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx.....	62
Figura 3.16 – Ordenada – Distância D2+ 5000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA].....	63
Figura 3.17 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+5000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx .....	64
Figura 3.18 – Coeficiente “a” x Distância D2 [km] .....	65
Figura 3.19 – Erro do Coeficiente “a” x Distância D2 [km] .....	65

Figura 3.20 – Coeficiente “b” x Distância D2 [km] .....	66
Figura 3.21 – Erro do Coeficiente “b” x Distância D2 [km] .....	66
Figura 3.22 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead. ....	73
Figura 3.23 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love. ....	74
Figura 3.24 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution. ....	74
Figura 3.25 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead. ....	75
Figura 3.26 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.....	75
Figura 3.27 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.....	76
Figura 3.28 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.....	76
Figura 3.29 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.....	77
Figura 3.30 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & LAterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.....	77
Figura 3.31 – Número de Falhas por 100 km por Ano para a Condição de 1 Descarga por km2 por Ano em Função da Tensão Disruptiva Crítica da Linha – CFO [kV] .....	79
Figura 3.32 – Formas dos impulsos atmosféricos.....	81
Figura 3.33 – Configuração de linha de distribuição – Cabos horizontais.....	85
Figura 3.34 – Configuração de linha de distribuição – Cabos na vertical.....	86
Figura 3.35 – Influência da condutividade do solo .....	87
Figura 3.36 – $\alpha$ , ângulo de proteção ou ângulo de blindage.....	90

Figura 4.1 – Geometria dos condutores da linha de distribuição. ....	95
Figura – 4.2 – Característica V-I dos pára-raios de média tensão. ....	96
Figura 4.3 – Área das descargas laterais próximas à linha de distribuição (vista superior).....	96
Figura 4.4 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso I.1. ....	97
Figura 4.5 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso I.2. ....	98
Figura 4.6 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.1. ....	99
Figura 4.7 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.2. ....	100
Figura 4.8 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.3. ....	101
Figura 4.9 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.4. ....	102
Figura 4.10 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.1. ....	103
Figura 4.11 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.2. ....	104
Figura 4.12 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.3. ....	105
Figura 4.13 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.4. ....	106
Figura 4.14 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.1. ....	107
Figura 4.15 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.2. ....	108
Figura 4.16 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão	

de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.3. ....	109
Figura 4.17 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.4. ....	110
Figura 4.18 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso V.1. ....	111
Figura. 4.19 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso V.2. ....	112
Figura 4.20 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.1. ....	113
Figura 4.21 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.2. ....	114
Figura 4.22 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.3. ....	115
Figura 4.23 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão de classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.4. ....	116
Figura 4.24 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.1. ....	117
Figura 4.25 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.2. ....	118
Figura 4.26 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.3. ....	119
Figura 4.27 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão de classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.4. ....	120
Figura 4.28 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.1. ....	121
Figura 4.29 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.2. ....	122
Figura 4.30 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão	

de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.3. ....	123
Figura 4.31 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.4. ....	124
Figura 4.32 – Função de probabilidade das médias da amplitude da tensão induzida .....	127
Figura 4.33 – Função de probabilidade do tempo de frente das médias.....	127
Figura 4.34 – Função de probabilidade do tempo de cauda.....	128
Figura 4.35 – Função de probabilidade da média da amplitude da tensão induzida.....	129
Figura 4.36 – Função de probabilidade do tempo de frente.....	130
Figura 4.37 – Função de probabilidade do tempo de cauda.....	131
Figura 4.38 – Distribuições de probabilidades de mesma média – Exemplo de assimetria.....	132
Figura 5.1 – Gerador de impulso do LAT-EFEI.....	137
Figura 5.2 – Gerador de impulso de Marx.....	138
Figura 5.3 – Circuito equivalente simplificado do gerador de impulso de tensão.....	139
Figura 5.4 – Impulso composto por uma dupla exponencial (com ênfase para a frente donda)	141

## ***Lista de Tabelas***

Tabela 2.1 – Parâmetros de corrente de descarga do CIGRE.....	11
Tabela 2.2 - P(z') e v na Equação 2.7 para os cinco modelos de engenharia.....	15
Tabela 2.3 – Modelos tipo linha de transmissão para $t \geq z'/vf$ .....	18
Tabela 2.4 – Modelos tipo traveling-current-source para $t \geq z'/vf$ .....	18
Tabela 3.1 - Valores das constantes das equações (3.3) das distâncias de impacto propostas por diferentes autores.....	37
Tabela 3.2 – Valores das constantes para a Equação 3.4.....	38
Tabela 3.3 – Falhas Devido a Ocorrência de Descargas Diretas para Diferentes Espaçamentos entre Pára-raios.....	42
Tabela 3.4 – Coeficientes da Equação 3.17.....	56
Tabela 3.5 – Parâmetros Utilizados na Modelagem da Distância de Atração para o Cálculo do Número de Descargas Diretas.....	69
Tabela 3.6 – Resumo Geral dos Resultados sobre Falhas de Isolamento, conforme listado nas Figuras 32 a 42.....	78
Tabela 4.1 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 2kV – Caso I.1.....	97
Tabela 4.2 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso I.2. ....	98
Tabela 4.3 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso II.1. ....	99
Tabela 4.4 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	

– Caso II.2. ....	100
Tabela 4.5 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso II.3. ....	101
Tabela 4.6 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso II.4. ....	102
Tabela 4.7 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso III.1. ....	103
Tabela 4.8 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso III.2. ....	104
Tabela 4.9 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso III.3. ....	105
Tabela 4.10 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso III.4. ....	106
Tabela 4.11 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso IV.1. ....	107
Tabela 4.12 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso IV.2. ....	108
Tabela 4.13 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso IV.3. ....	109
Tabela 4.14 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV	
– Caso IV.4. ....	110

Tabela 4.15 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125kV – Caso V.1.....	111
Tabela 4.16 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso V.2. ....	112
Tabela 4.17 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.1. ....	113
Tabela 4.18 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.2. ....	114
Tabela 4.19 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.3. ....	115
Tabela 4.20 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.4. ....	116
Tabela 4.21 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.1. ....	117
Tabela 4.22 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.2. ....	118
Tabela 4.23 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.3. ....	119
Tabela 4.24 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.4. ....	120
Tabela 4.25 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de	



frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.1. ....	121
Tabela 4.26 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.2. ....	122
Tabela 4.27 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.3. ....	123
Tabela 4.28 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.4. ....	124
Tabela 4.29 – Resultado geral para as formas onda encontradas nas simulações utilizando os valores das médias encontradas.....	129
Tabela 4.30 – Resultado geral para as formas encontradas nas simulações utilizando os valores das medianas encontradas.....	131
Tabela 4.31 – Forma de ondas encontradas. ....	132

## Capítulo 1

### Introdução

Atualmente vêm crescendo a utilização de equipamentos e dispositivos eletro-eletrônicos no sistema elétrico. Tais equipamentos são sensíveis aos problemas relacionados à qualidade da energia elétrica. Isto motiva as concessionárias de energia elétrica a desenvolverem estudos e pesquisas sobre os fenômenos que ocasionam tais problemas. Dentre estes fenômenos, encontram-se as descargas atmosféricas, que são as principais causas do número de interrupções nos sistemas de energia elétrica, proporcionando parcela significativa das interrupções de fornecimento de energia.

No capítulo 2 desta dissertação é apresentado um estado da arte, um histórico das descargas atmosféricas, e a importância da expediência de *Benjamin Franklin*, em 1752, na tentativa de provar a existência de eletricidade nas nuvens bem como o processo de formação das descargas atmosféricas. Em seguida são trabalhados itens como: os aspectos estatísticos das descargas atmosféricas, tema este referenciado ao guia internacional IEEE 1410 “*Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines*”; os modelos para as correntes de retorno, tendo em vista que o modelo utilizado no cálculo das tensões induzidas nos dados mostrados nos resultados deste documento é o MTLE “*Modelo de linha de transmissão modificado com redução exponencial da corrente com a altura*”, modelo utilizado no programa LIOV, que é objeto de discussão neste documento; os sistemas de localização de descargas atmosféricas, descrevendo os métodos utilizados na detecção de ondas eletromagnéticas oriundas das descargas atmosféricas; os tipos de sensores utilizados e a RIDAT – *Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas no Brasil*, que tem por finalidade o intercâmbio de informações técnico-científicas, integração dos dados e sinais dos sensores de detecção e operação conjunta; e o desempenho dos sistemas de média tensão e sua

associação com as descargas atmosféricas, sendo comentados alguns fatores importantes no desempenho das construções de linhas de distribuição.

No capítulo 3 são estudados o fundamento e o equacionamento no que se refere às tensões induzidas por descargas diretas e laterais em estruturas; é exposto o modelo eletro-geométrico para o cálculo da distância de atração de uma estrutura, proposta por diversos autores; os estudos de modelos para sobretensões frente descargas diretas e laterais, dando ênfase ao modelo de *Rusck*, que é explicado posteriormente; os modelos *LIOV*, *EFEI-LIOV* ambos para solos perfeitamente condutores, que utilizam o modelo de acoplamento formulado por *Agrawal et al* (1980). Ainda neste capítulo, estuda-se a suportabilidade das linhas de média tensão frente a impulsos normalizados e impulsos induzidos e apresenta-se uma introdução à algumas técnicas de coordenação de isolamento.

No capítulo 4 é fornecido um melhor embasamento do programa *LIOV – EMTP*, ferramenta utilizada para o cálculo de tensões induzidas nas linhas de distribuição estudadas. São apresentados os resultados de tais estudos assim como as amplitudes das tensões induzidas, os tempos de frente e os tempos de cauda para as formas de onda. Posteriormente são apresentados os custos dos investimentos para cada uma das alternativas (tipo de construção de linha) estudadas. Finalmente são agrupados os resultados e apresentadas formas de onda para os impulsos induzidos a serem realizados no Laboratório de alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá.

No capítulo 5 são estudadas as equações gerais para um gerador de impulso de tensão. Em seguida apresentam-se os valores das resistências série e paralelas, responsáveis pelos tempos de frente e cauda dos impulsos de tensão, que foram utilizadas para os ensaios em laboratório.

Na conclusão, apresentam-se os resultados obtidos e a análise final destes.

## **Capítulo 2**

# **Sistemas de Média Tensão e Descargas Atmosféricas**

Desde o início da humanidade as pessoas vêm sendo afetadas pelas descargas atmosféricas. Aparentemente, a influência que este fenômeno causou e ainda causa nas pessoas não está relacionada apenas aos danos físicos e aos prejuízos materiais, mas também às crenças. No início, a única explicação que reinava era que estes fenômenos vinham do poder de Deus porém, há tempos estudos já mostravam que se tratava de um fenômeno natural. Mesmo assim, é muito importante lembrar como os antepassados se preocupavam em entender e explicar a existência das descargas atmosféricas.

Muitas civilizações tentaram explicar tal fenômeno. Os gregos acreditavam que a descarga atmosférica era uma arma de Zeus; os romanos a atribuíam a castigo de Júpiter.

Em 1752, Benjamin Franklin iniciou uma investigação na tentativa de verificar a existência de eletricidade nas nuvens e propôs uma experiência. Sugeriu que uma pessoa subisse no alto de uma montanha em um dia de tempestade e verificasse se de uma haste metálica isolada do chão pulariam faíscas em direção aos dedos da sua mão. Experiência esta, arriscadíssima, não se realizou, ou por não existirem montanhas suficientemente altas na Filadélfia, onde morava, ou pelos riscos. Todavia, em maio do mesmo ano, na França, Thomas François Dalibard a realizou.

Um mês depois, sem saber do sucesso da experiência de Dalibard, Benjamin Franklin conseguiu uma outra maneira de provar sua teoria. Em um dia de tempestade empinou uma pipa e observou faíscas pularem de uma chave amarrada próximo da extremidade da linha à sua mão.

Em prosseguimento a esses estudos, e de forma independente, os pesquisadores Lemonnier e De Romãs demonstraram a presença de um campo elétrico mesmo em tempo bom [3].

Estudos e medições dos parâmetros associados às descargas atmosféricas vêm sendo feitos desde então em várias regiões do planeta. Apesar do volume de dados obtidos, muitas dúvidas ainda permanecem.

Os fatos mencionados deixam claro que este fenômeno ainda assusta as pessoas, não devido aos danos que vêm causando, mas por permanecer um mistério.

## 2.1 A Descarga Atmosférica

Ao se tratar de descargas atmosféricas, é interessante compreender o processo de formação das nuvens das quais se originam. Somente as nuvens de tempestades, conhecidas como *cumulonimbus*, possuem os ingredientes necessários para produzir descargas atmosféricas: ventos intensos, grande extensão vertical e partículas de gelo e água em diversos tamanhos. Estas nuvens são caracterizadas pelo grande tamanho. Tem sua base a aproximadamente 2 ou 3 km de altitude e o topo a aproximadamente 20 km. Seu diâmetro varia de 10 a 20 km, com base normalmente escura, pois a luz solar é absorvida e espalhada pelas partículas de água e gelo de que são formadas. O topo das nuvens *cumulonimbus*, muitas vezes, atinge a base da estratosfera. Quando isto acontece, a nuvem não pode mais subir, pois a temperatura nessa camada tende a aumentar devido à absorção dos raios ultravioleta pela camada de ozônio. Sendo assim, estas nuvens se espalham horizontalmente na direção dos ventos nessa altitude, ficando com o aspecto de uma bigorna. As nuvens de tempestade geralmente estão associadas a chuvas torrenciais, enchentes, queda de granizo, ventos intensos ou “rajadas de vento” e, eventualmente, os temíveis tornados.

Um fato curioso é que a quantidade de energia envolvida em apenas uma tempestade modesta é assustadora, sendo algumas vezes superior à energia liberada pela primeira bomba atômica detonada em um deserto dos Estados Unidos em 1945. A diferença é que a bomba atômica libera toda sua energia em uma fração de segundo, enquanto uma tempestade o faz durante vários minutos ou várias horas.

Ainda não há uma teoria definitiva que explique a eletrificação da nuvem. O que existe, no entanto, é um consenso entre os pesquisadores de que a eletrificação surge da colisão entre partículas de gelo, água e granizo no seu interior. Uma das teorias mais aceita diz que o granizo, por ser mais pesado, ao colidir com cristais de gelo, mais leves, fica negativamente carregado; enquanto estes ficam positivamente carregados. Isso explicaria o fato de a maioria das nuvens de tempestade ter um centro de cargas negativas embaixo e um centro de cargas positivas na sua parte superior. Porém, algumas nuvens apresentam também um pequeno centro de cargas positivas próximo à sua base [1].

Um fato interessante é que a radiação eletromagnética incidente na atmosfera terrestre, através do processo de ionização, define uma região altamente ionizada, a *Ionosfera*, localizada a aproximadamente entre 70 e 1000 km. A Ionosfera mostra-se positivamente carregada e a superfície da Terra, negativamente, o que dá origem a um campo elétrico vertical apontando para baixo. A atmosfera contida entre essas regiões é uma mistura homogênea de gases (Nitrogênio  $\approx 75\%$  e Oxigênio  $\approx 24\%$ ), não constituindo um isolante elétrico perfeito. Esse relativo caráter condutor permite o fluxo de uma corrente elétrica de cima para baixo. Essa corrente elétrica de tempo bom anularia a diferença de potencial da Ionosfera. No entanto, essa diferença de potencial se mantém, sendo as nuvens *cumulonimbus* identificadas como as principais responsáveis pela manutenção dos potenciais. Elas atuam como um gerador elétrico, recompondo as cargas na atmosfera [2].

Uma descarga para a Terra processa-se em várias etapas, começando sob a forma de pequenas descargas originadas na nuvem em direção a Terra que

seguem um percurso tortuoso, geralmente ramificando-se. Estas descargas não são contínuas, mas se processam em etapas de algumas dezenas de metros e com intervalo de repouso de algumas dezenas de microssegundos, sendo estas primeiras descargas chamadas de descargas piloto. Quando a descarga piloto se aproxima da Terra, outras descargas que se originam na Terra, conhecidas como “*upward leaders*”, sobem ao encontro daquela que vem da nuvem, formando assim a descarga principal, ou seja, um canal ionizado entre a nuvem e a Terra. Neste instante, forma-se uma corrente de grande intensidade denominada *corrente de retorno*, como pode ser visto na Figura 2.1.

Os valores de correntes envolvidos na descarga piloto são de baixa intensidade. Por outro lado, a corrente de retorno é da ordem de quilo amperes, atingindo às vezes centenas de quilo amperes. Uma vez formada a primeira descarga, é comum a formação de descargas subseqüentes, que utilizam o mesmo canal ionizado formado na primeira descarga, o que caracteriza as chamadas descargas ou raios múltiplos. A Figura 2.2 ilustra uma descarga atmosférica.

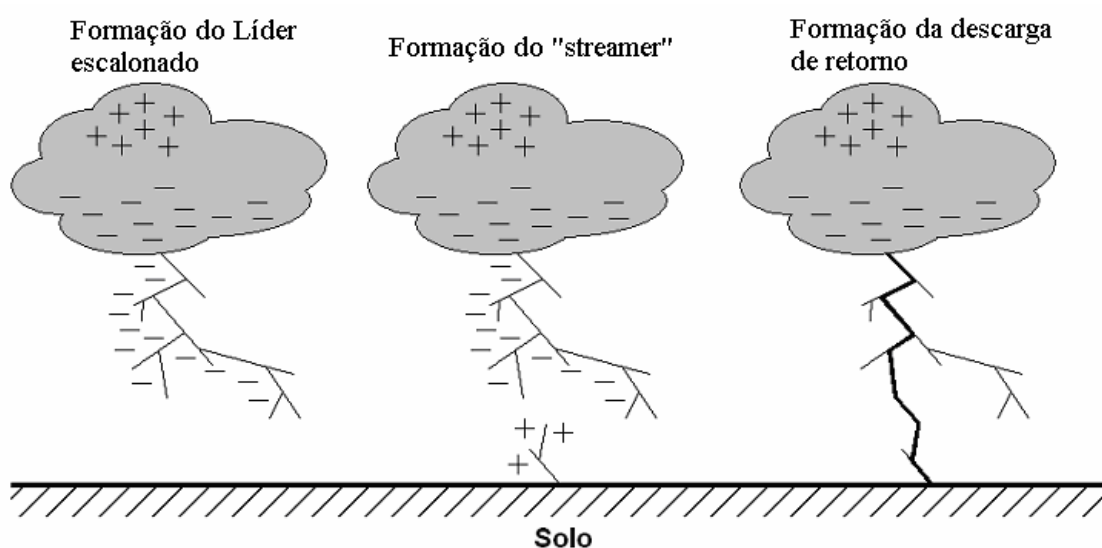


Figura 2.1 - Processo de formação da descarga atmosférica



Figura 2.2 – A descarga atmosférica

As maiorias das descargas nas regiões tropicais são de polaridade negativa, aproximadamente 95 %, ou seja, a nuvem se carrega negativamente em relação à Terra e a corrente de retorno é uma corrente de cargas negativas da nuvem para a Terra, sendo a duração da corrente de retorno da ordem de algumas dezenas de microssegundos.

## ***2.2 Aspectos Estatísticos das Descargas Atmosféricas***

Uma indicação da atividade das descargas atmosféricas, utilizada na maior parte do mundo, pode ser obtida através de dados ceráunicos (dias de tempestades com raios por ano). Um mapa isoceráunico do Brasil é mostrado na Figura 2.3.

O nível ceráunico é uma indicação regional da atividade das descargas atmosféricas e é baseado em quantidades médias obtidas a partir de observações históricas disponíveis em nível do solo. Atualmente existem dados ceráunicos mais detalhados e mapas para regiões específicas do mundo. Os mapas de



densidade de descargas ao solo (GFD – ground flash density) oferecem uma descrição mais detalhada sobre a atividade de descargas atmosféricas ao solo. Tais mapas são criados a partir de informações obtidas por meio de redes de detecção de descargas atmosféricas, que será comentado no item 2.4. Mapas GFD e sistemas de localização de descargas atmosféricas apresentam informações muito mais detalhadas e precisas se comparados com os dados cerâmicos (dias de tempestade por ano).



Figura 2.3 - Mapa Isoceráunico do Brasil

Os mapas GFD são usados em projetos de linhas de distribuição, estimativa de sobretensões causadas por descargas e em vários outros tipos de análises relacionadas a descargas atmosféricas.

A confiabilidade de uma linha de distribuição depende diretamente de sua exposição a descargas atmosféricas. Para se determinar o nível de exposição da linha, precisa-se do número anual de descargas por unidade de área e por unidade de tempo. Esta densidade (GFD) pode ser obtida de várias maneiras.

Uma estimativa de GFD pode ser obtida a partir de dados ceráunicos usando-se a Equação 2.1, [13].

$$N_g = 0,04 \cdot T_d^{1,25} \quad [\text{Descargas (Relâmpagos) / km}^2 / \text{ano}] \quad (2.1)$$

onde

$T_d$  = Número de dias de tempestade por ano – Nível ceráunico.

Outra estimativa de GFD pode ser obtida a partir de dados de horas de tempestade, como mostra a Equação 2.2, [14].

$$N_g = 0,054 \cdot T_H^{1,1} \quad (2.2)$$

onde

$T_H$  = Número de horas de tempestade por ano.

Estimativas dos índices GFD médios podem ser obtidas também diretamente a partir de dados de redes de detecção de descargas atmosféricas ou contadores de relâmpagos. Se forem disponíveis dados relacionados a um número suficiente de anos, essa estimativa tem a vantagem de identificar variações regionais.

Descargas e taxas de interrupções de fornecimento causadas por descargas variam consideravelmente de ano para ano (*DARVENIZA, MACGORMAN et al.*) [14, 15]. O desvio padrão histórico para medições anuais da atividade de descargas atmosféricas está numa faixa de 20% a 50% da média. Estimativas de GFD para regiões pequenas, como  $10 \times 10 \text{ km}$ , possuem um desvio padrão maior, que vai de 30% a 50% da média. Regiões maiores, como  $500 \times 500 \text{ km}$ , possuem um desvio padrão menor, que vai de 20% a 25% da média. Em áreas com níveis menores de atividade de descargas, o desvio padrão relativo é maior.

Com tais valores de desvio padrão, são necessários muitos anos de dados para se estimar precisamente uma média. Isso é especialmente verdade quando se usam dados de outras épocas para estimativas de taxas de interrupção de fornecimento de energia devido às falhas em linhas de distribuição causadas por descargas atmosféricas.

### **2.2.1 Distribuições dos valores de pico de corrente de descargas.**

No início de 1920 um grande número de investigações de campo foi feito para verificar as características da descarga atmosférica que afeta o desempenho de linhas de transmissão aéreas. Infelizmente, mesmo atualmente, a disponibilidade de informação não é definitiva nem completa.

Aproximações probabilísticas para a coordenação de isolamento de sistemas de potência requerem o conhecimento de distribuições dos parâmetros das correntes da descarga atmosférica [23]. Atualmente, as distribuições adotadas pelos engenheiros de potência são basicamente aquelas derivadas de dados experimentais por meio de torres instrumentadas elevadas nas últimas décadas [24, 25, 26, 27, 28]. Estas distribuições são conhecidas como convencionais. Porém, existe um entendimento geral no fato que estas distribuições são afetadas pela presença da torre [21], As correntes das descargas atmosféricas tendem a ser maiores com a presença das torres [29, 30, 31, 32, 33, 34], este fato acontece devido ao conceito de raio de atração.

A partir do sumário bem compreensivo apresentado pelo Grupo de Trabalho 33.01 do CIGRE [12], é assumida uma distribuição log-normal para os parâmetros da descarga atmosférica. A equação para a função densidade de probabilidade log-normal para qualquer parâmetro particular  $x$  é dado pela Equação 2.3:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \beta \cdot x}} \cdot \exp\left(-\frac{z}{2}\right) \quad (2.3)$$

onde

$$z = \frac{\ln(x/M)}{\beta}$$

$M$  é o valor da mediana e  $\beta$  é o desvio padrão logarítmico (base  $e$ ). Os valores de  $M$  e  $\beta$  para todos os parâmetros são mostrados na Tabela 2.1 [12].

Tabela 2.1 – Parâmetros de corrente de descarga do CIGRE

<b>Parâmetros da distribuição Log - normal para descargas descendentes negativas</b>				
<b>Parâmetro</b>	<b>Primeira descarga</b>		<b>Descarga subsequente</b>	
	<b>Média</b>	<b>Desvio padrão logarítmico (<math>\beta</math>)</b>	<b>Média</b>	<b>Desvio padrão logarítmico (<math>\beta</math>)</b>
<b>Frente [<math>\mu</math>s]</b>	-	-	-	-
<b><math>t_{d10/90} = T_{10/90}/0,8</math></b>	5,63	0,576	0,75	0,921
<b><math>t_{d30/90} = T_{30/90}/0,6</math></b>	3,83	0,553	0,67	1,013
<b><math>t_m = I_F/S_m</math></b>	1,28	0,611	0,308	0,708
<b>Inclinação [kA/<math>\mu</math>s]</b>	-	-	-	-
<b><math>S_m</math>, Máximo</b>	24,3	0,599	39,9	0,852
<b><math>S_{10}</math>, em 10%</b>	2,6	0,921	18,9	1,404
<b><math>S_{10/90}</math>, 10-90%</b>	5	0,645	15,4	0,944
<b><math>S_{30/90}</math>, 30-90%</b>	7,2	0,622	20,1	0,967
<b>Crista da corrente [kA]</b>	-	-	-	-
<b><math>I_i</math>, inicial</b>	27,7	0,461	11,8	0,53
<b><math>I_F</math>, Final</b>	31,1	0,484	12,3	0,53
<b>Inicial / Final</b>	0,9	0,23	0,9	0,207
<b>Tempo de Calda, <math>t_n</math> [<math>\mu</math>s]</b>	77,5	0,577	30,2	0,933
<b>Carga, <math>Q_i</math> [C]</b>	4,65	0,882	0,938	0,882
<b><math>\int i^2 dt</math> [(kA)<math>^2</math>s]</b>	0,057	1,373	0,0055	1,366
<b>Intervalo entre descargas [ms]</b>	-	-	35	1,066

Segue a descrição dos parâmetros da forma de onda da descarga, como observado na Figura 2.4:

$I_{10}$  = 10% do valor de pico da onda;

$I_{30}$  = 30% do valor de pico da corrente;

$I_{90}$  = 90% do valor de pico da corrente;

$T_{10/90}$  = tempo entre  $I_{10}$  e  $I_{90}$ ;

$T_{30/90}$  = tempo entre  $I_{30}$  e  $I_{90}$ ;

$S_m$  = Máxima taxa de subida da frente da onda – Maior valor de tangente;

$S_{10}$  = taxa de subida em  $I_{10}$ ;

$S_{10/90}$  = taxa média de crescimento entre  $I_{10}$  e  $I_{90}$ ;

$S_{30/90}$  = taxa média de crescimento entre  $I_{30}$  e  $I_{90}$ ;

$Q_1$  = Carga do Impulso [C].

Para o manuseio da distribuição probabilística dos valores de pico de corrente de um modo simples, são mostradas as Equações 2.4, 2.5 e 2.6 abaixo:

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (I_0 / 31)^{2,6}} \quad (2.4)$$

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (I_0 / 25)^{2,0}} \quad (2.5)$$

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (I_0 / 17,41)^{3,07}} \quad (2.6)$$

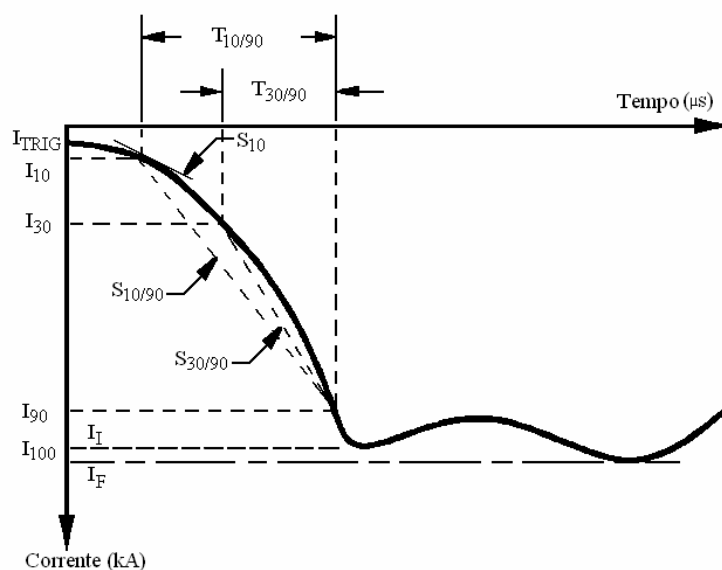


Figura 2.4 – Descrição dos parâmetros da forma de onda de descarga

As Equações 2.5 e 2.6 de *Popolansky et al.* e *Keprı* (1996-1999) são mostradas como exemplos de estudos. Entretanto, de acordo com a norma *IEEE Std 1410* [16], utiliza-se a Equação 2.4 [20] para a distribuição probabilística dos valores de pico de corrente para o solo. A Equação 2.4 mostra a probabilidade do pico de corrente  $I_0$  ser igual ou maior do que um dado valor  $i_0$ , em  $kA$ , e é aplicada para valores de  $I_0$  menores que  $200 kA$ .

*Pettersson* [32] estuda este problema e propõe uma fórmula analítica que permite obter a distribuição estatística da amplitude da corrente das descargas atmosféricas para o solo a partir dos dados obtidos pelas torres instrumentadas elevadas. Esta fórmula, que é aplicada somente quando a relação entre o raio de atração e a amplitude da corrente é exponencial, somente para a amplitude da corrente, tem sido posteriormente proposta por *Sabot* [33] para a distribuição da amplitude da corrente da descarga atmosférica do *CIGRE*. *Rizk* [35] apresenta a relação entre a função de densidade de probabilidade de picos de correntes relacionado a descargas atingindo um mastro, de descargas atingindo um condutor e de descargas atingindo o solo em terreno aberto. Estas relações são aplicadas em [35] por *Rizk* para a distribuição das correntes de descargas atmosféricas do *IEEE* [27], tendo um valor mediano de  $31 kA$  (adotado somente a partir de medidas em linhas de transmissão).

Este estudo está atualmente sob revisão (*BORGHETTI et al. [21]*) e recentes medidas obtidas de redes de detecção de descargas atmosféricas na América do Norte indicam a possibilidade de valores medianos de correntes menores (*CUMMINS et al. [35]*).

## **2.3 Modelos para as Correntes de Retorno**

Os modelos para as descargas de retorno são usados para calcular campos eletromagnéticos em vários estudos, incluindo o acoplamento eletromagnético das descargas atmosféricas com linhas de comunicação e potência (*ZEDDAN; DEGAUQUE, 1990; RACHIDI et al., 1996*), estimativa das propriedades das descargas atmosféricas a partir dos campos elétricos e magnéticos medidos (e correntes na base do canal no caso de “*triggered of lightning*”) (*BAKER et al., 1990; KRIDER et al., 1996; UMAN et al., 2002*), e a produção de emissões ópticas transitórias na parte mais baixa da ionosfera (*KRIDER, 1994; RAKOV e TUNI, 2003*).

Um modelo de descarga de retorno de engenharia, como usualmente definido, é simplesmente uma equação relacionando a corrente no canal longitudinal  $I(z', t)$  em qualquer altura  $z'$  e qualquer tempo  $t$  a partir da corrente  $I(0, t)$  na base do canal,  $z'=0$ . Do ponto de vista da engenharia, a corrente na base do canal é a única que pode ser medida, da qual existem muitos dados experimentais obtidos durante muitos anos por vários pesquisadores no mundo inteiro. Uma expressão equivalente em termos de densidade de carga linear  $\rho_L(z', t)$  no canal pode ser obtida usando-se a equação de continuidade (*THOTTAPPILLIL et al., 1997*).

*Thottappillil et al. (1997)* definem duas componentes de densidade de carga em uma dada seção do canal, uma componente sendo associada com a carga da descarga de retorno transferida através da seção do canal e outra com a carga depositada na seção do canal. Como resultado, esta formulação de densidade de carga revela aspectos novos dos mecanismos físicos por detrás dos modelos que

não estão claros na formulação da corrente longitudinal. Consideram-se, em primeiro lugar, as representações gráficas e matemáticas de alguns modelos simples. Depois, classificam-se e discutem-se os modelos de engenharia mais usados, baseados em suas implicações em relação ao mecanismo principal do processo da descarga de retorno. *Rakov (1997)* expressa diversos modelos de engenharia pela equação de corrente generalizada:

$$I(z', t) = u(t - z'/v_f) \times P(z') \times I(0, t - z'/v) \quad (2.7)$$

onde  $u$  é a função “Heaviside”, unitária para  $t \geq z'/v_f$  e zero para  $t < z'/v_f$ ;  $P(z')$  é o fator de atenuação da corrente dependente da altura, introduzido por *Rakov e Dulzon (1991)*;  $v_f$  é a velocidade de frente da descarga de retorno e  $v$  é a velocidade de propagação da onda de corrente. A Tabela 2.2 resume os valores de  $P(z')$  e  $v$  para cinco modelos de engenharia, que são:

- O modelo de linha de transmissão, *TL (Uman e McLain, 1969)*;
- O modelo de linha de transmissão modificado com redução linear da corrente com a altura, *MTLL (Rakov and Dulzon, 1987)*;
- O modelo de linha de transmissão modificado com redução exponencial da corrente com a altura, *MTLE (Nucci et al., 1988)*;
- O modelo *Bruce-Golde, BG (Bruce e Golde, 1941)*;
- O modelo de fonte de corrente viajante, *TCS (Heidler, 1985)*.

Tabela 2.2 -  $P(z')$  e  $v$  na Equação 2.7 para os cinco modelos de engenharia

<b>Model</b>	<b><math>P(z')</math></b>	<b><math>v</math></b>
<i>TL (Uman &amp; MacLain, 1969)</i>	1	$vf$
<i>MTLL (Rakov &amp; Dulzon, 1987)</i>	$1 - z'/H$	$vf$
<i>MTLE (Nucci et al., 1988a)</i>	$\exp(-z'/\lambda)$	$vf$
<i>BG (Bruce &amp; Golde, 1941)</i>	1	$\infty$
<i>TCS (Heidler, 1985)</i>	1	$-c$



Na Tabela 2.2,  $H$  é a altura total do canal;  $\lambda$  é a constante de redução da corrente (estimada por *NUCCI et al. (1998a)* como sendo 2000 m) e  $c$  é a velocidade da luz. O valor de  $v_f$  é considerado constante se não for especificado de outra forma.

Na tentativa de modelar a primeira descarga em um raio, (*Bruce and Golde, 1941; Uman and MacLain, 1969; Dulzon and Rakov, 1980*) usa-se velocidades de frente que se reduzem exponencialmente com o tempo; equivalente a uma redução linear com a altura, como mostrado por *Leise and Taylor (1977)*. Os três modelos mais simples, *TCS*, *BG* e *TL*, são ilustrados na Figura 2.5 e os modelos *TCS* e *TL*, de modo complementar, na Figura 2.6. Considerando primeiro a Figura 2.5, para os três modelos, assume-se a mesma forma de onda de corrente na base do canal ( $z'=0$ ) e a mesma velocidade de frente representada em coordenadas  $z'-t$  pela linha inclinada chamada  $v_f$ . A velocidade da onda de corrente é representada pela linha chamada  $v$  que coincide com o eixo vertical para o modelo *BG* e com a linha  $v_f$  para o modelo *TL*. É mostrado corrente versus tempo na base do canal ( $z'=0$ ) e nas alturas  $z'_1$  e  $z'_2$ . Por causa da velocidade de propagação da frente  $v_f$  ser um número finito, a corrente em uma altura, chamada  $z'_2$ , começa com um atraso de  $z'_2/v_f$  com relação a corrente na base do canal. A parte escura da forma de onda indica a corrente que realmente flui através de uma dada seção do canal, a parte clara sendo mostrada apenas para ilustração. Como visto na Figura 2.5, os modelos *TCS*, *BG* e *TL* são caracterizados por perfis de correntes diferentes ao longo do canal, sendo a diferença, do ponto de vista matemático, devida ao uso de valores diferentes de  $v$  (listado na Tabela 2.2) na Equação 2.7, generalizada com  $P(z')=1$ . Também segue da Figura 2.5 que, se a corrente na base do canal fosse uma função degrau, os modelos *TCS*, *BG* e *TL* seriam caracterizados pelo mesmo perfil de corrente ao longo do canal, embora estabelecidos de modo aparentemente diferente em cada um dos três modelos.

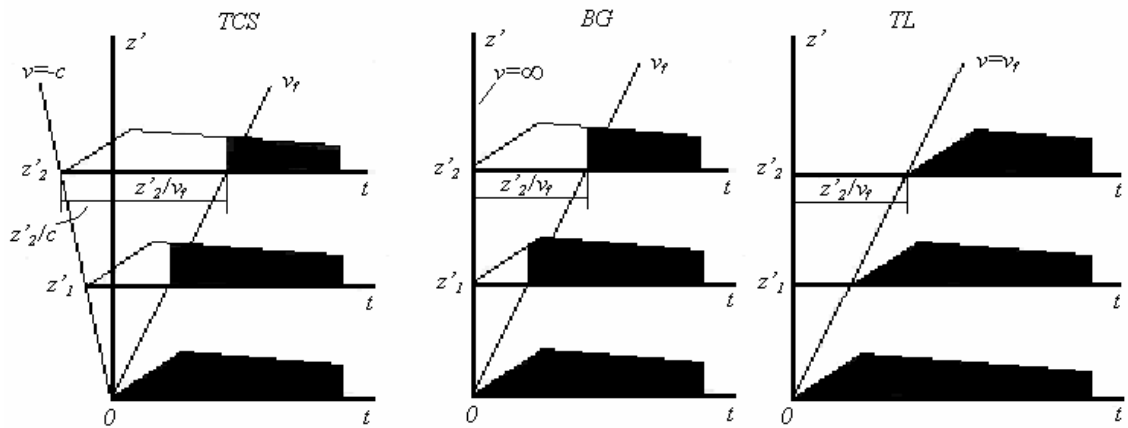


Figura 2.5 - Formas de onda de corrente versus tempo  $t$  no solo ( $z'=0$ ), e em duas alturas  $z'_1$  e  $z'_2$  acima do chão, para os modelos de corrente de retorno TCS, BG e TL.

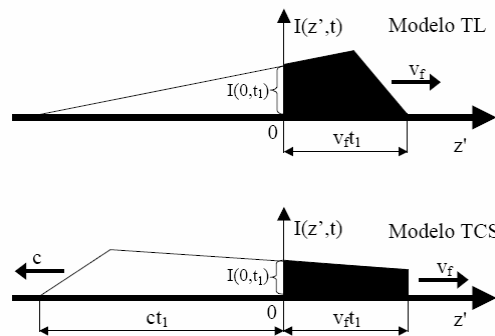


Figura 2.6 - Corrente versus altura  $z'$  acima do solo e um instante de tempo arbitrário  $t=t_1$  para os modelos TL e TCS.

As linhas inclinadas, chamadas  $v_f$ , representam a velocidade de subida da frente da descarga de retorno e as linhas chamadas  $v$  representam a velocidade da onda de corrente da descarga de retorno. Nota-se que a forma de onda da corrente em  $z'=0$  e a velocidade de frente  $v_f$  são as mesmas para os três modelos, (RAKOV, 1997).

A relação entre os modelos TL e TCS também é ilustrada na Figura 2.6, mostrando que a onda de corrente se move na direção positiva de  $z'$  para o modelo TL e na direção negativa de  $z'$  para o modelo TCS. Note que na Figura 2.6 a corrente no solo ( $z'=0$ ) e a velocidade de frente da descarga de retorno  $v_f$  são as mesmas para ambos os modelos TL e TCS. Como na Figura 2.5, a parte

escura da forma de onda indica a corrente que realmente flui no canal, a parte clara é mostrada somente para ilustração.

Tabela 2.3 – Modelos tipo linha de transmissão para  $t \geq z'/v_f$

TL (Uman e McLain, 1969)	$I(z', t) = I(0, t - z'/v)$ $\rho_L(z', t) = \frac{I(0, z'/v)}{v}$
MTLL (Rakov e Dulzon, 1987)	$I(z', t) = (1 - z'/H) \times I(0, t - z'/v)$ $\rho_L(z', t) = (1 - z'/H) \times \frac{I(0, t - z'/v)}{v} + \frac{Q(z', t)}{H}$
MTLE (Nucci et al., 1988a)	$I(z', t) = e^{-z'/\lambda} \times I(0, t - z'/v)$ $\rho_L(z', t) = e^{-z'/\lambda} \times \frac{I(0, t - z'/v)}{v} + \frac{e^{-z'/\lambda}}{\lambda} \times Q(z', t)$

onde:  $Q(z', t) = \int_{z'/v}^t I(0, \tau - z'/v) d\tau$ ;

$v = v_f = \text{constante}$ ;

$H = \text{constante}$ ; e

$\lambda = \text{constante}$ .

Tabela 2.4 – Modelos tipo traveling-current-source para  $t \geq z'/v_f$

BG (Brue e Golde, 1941)	$I(z', t) = I(0, t)$ $\rho_L(z', t) = \frac{I(0, z'/v_f)}{v_f}$
TCS (Heidler, 1985)	$I(z', t) = I(0, t + z'/c)$ $\rho_L(z', t) = -\frac{I(0, t + z'/c)}{c} + \frac{I(0, z'/v^*)}{v^*}$

<p>DU (Diendorfer e Uman, 1990)</p>	$I(z', t) = I(0, t + z'/c) - e^{-(t-z'/vf)/\tau_D} \times I(0, z'/v^*)$ $\rho_L(z', t) = -\frac{I(0, t + z'/c)}{c} - e^{-(t-z'/vf)/\tau_D} \times$ $\times \left[ \frac{I(0, z'/v^*)}{v_f} + \frac{\tau_D}{v^*} \times \frac{dI(0, z'/v^*)}{dt} \right] +$ $+ \frac{I(0, z'/v^*)}{v^*} + \frac{\tau_D}{v^*} \times \frac{dI(0, z'/v^*)}{dt}$
---	--

onde:  $v^* = v_f / (1 + v_f/c)$ ;

$v_f = \text{constante}$ ; e

$\tau_D = \text{constante}$ .

Os modelos de engenharia mais usados podem ser agrupados em duas categorias: os modelos tipo linha de transmissão e os modelos tipo fonte de corrente viajante, resumidos nas Tabelas 2.3 e 2.4, respectivamente. Cada modelo é representado por ambas as correntes e as equações de densidade de carga.

A Tabela 2.3 inclui o modelo *TL* em suas duas modificações: os modelos *MTLL* e *MTLE*. *Rakov e Dulzon (1991)*, adicionalmente, consideram modelos de linha de transmissão com fatores de atenuação de corrente diferentes das funções lineares e exponenciais usados nos modelos *MTLL* e *MTLE*, respectivamente. Os modelos tipo linha de transmissão podem ser vistos como a incorporação de uma fonte de corrente na base do canal, injetando neste ponto uma onda de corrente especificada. Esta onda, no modelo *TL*, propaga-se para cima, sem distorção ou atenuação. Nos modelos *MTLL* e *MTLE*, propaga-se sem distorção, porém com atenuação especificada, como visto nas equações de corrente correspondente, conforme Tabela 2.3. *Baba e Rakov (2003)*, usando o método das diferenças finitas para resolver as *Equações de Maxwell*, argumentam que o modelo *TL* é propriamente representado por uma matriz vertical de fontes de corrente, que é oposto a representação por um condutor vertical excitado na sua parte superior por uma fonte de corrente agrupada.

Para os modelos tipo *TL*, a separação da densidade de carga total nos seus componentes transferidos e depositados, descritos acima, tem um significado físico claro: a carga transferida é associada com a corrente no centro do canal longitudinal e a carga depositada com a corrente radial resulta da neutralização do corona formado ao redor do centro por um líder precedente.

A Tabela 2.4 inclui o modelo *BG* (Bruce e Golde, 1941), o modelo *TCS* (Heidler, 1985) e o modelo *Diendorfer-Uman* (*DU*) (Diendorfer e Uman, 1990). Nos modelos tipo fonte de corrente viajante, a corrente de retorno pode ser vista como gerada na frente da descarga de retorno e propagando para baixo. Estes modelos podem também ser vistos incluindo fontes de corrente distribuídas ao longo do canal da descarga, que são progressivamente ativadas pela frente da corrente de retorno (Figura 2.7).

No modelo *TCS*, a corrente em uma dada seção do canal é injetada instantaneamente assim que a frente passa esta seção, enquanto no modelo *DU* a corrente é injetada gradualmente, “turns on”, (exponencialmente com uma constante de tempo  $\tau_D$  se  $I(0, t+z'/c)$  por uma função degrau). O canal de corrente no modelo *TCS* pode ser visto como uma simples onda propagando para baixo, como mostra a Figura 2.6. O modelo *DU* inclui dois termos (Tabela 2.4), sendo uma corrente propagando para baixo no modelo *TCS*, que exibe uma descontinuidade inerente na frente, movendo-se para cima, Figura 2.5; outra, corrente de polaridade oposta, que cresce instantaneamente para um valor igual, em módulo, à corrente na frente e diminui exponencialmente com a constante de tempo  $\tau_D$ . A segunda componente da corrente no modelo *DU* pode ser vista como um “modificador de frente”. Esta propaga para cima com a frente e elimina qualquer descontinuidade na corrente. A constante de tempo  $\tau_D$  é a duração de tempo no qual a carga por unidade de comprimento depositada em uma dada seção do canal pelo líder precedente reduz para  $1/e$  (cerca de 37%) do seu valor original.

Thottappillil e Uman (1993) e Thottappillil et al. (1997) assumem que  $\tau_D=0,1$  s. Diendorfer e Uman (1990) consideraram duas componentes de densidade de

carga, cada uma com sua própria constante de tempo, de modo a casar o modelo dos campos previstos com os campos medidos. Se  $\tau_D=0$ , o modelo *DU* é reduzido ao modelo *TCS*. Em ambos os modelos *TCS* e *DU*, a velocidade da onda de corrente que propaga para baixo é igual à velocidade da luz. O modelo *TCS* é reduzido ao modelo *BG* se a velocidade de propagação da corrente para baixo for igual a infinito ao invés da velocidade da luz. Embora o modelo *BG* pode também ser visto matematicamente como caso especial do modelo *TL* com  $v$  fixado em infinito, escolhe-se incluir o modelo *BG* na categoria dos modelos tipo fonte de corrente viajante [4]. *Thottappillil et al. (1991)* generalizam matematicamente o modelo *DU* para incluir uma velocidade de frente variável (para cima) e uma velocidade da onda de corrente variável (para baixo), ambas as funções, arbitrariamente separadas da altura (este modelo é chamado *MDU* sendo, que *M* vem de “modified”). Uma outra generalização do modelo *DU* (*THOTTAPPILLIL e UMAN, 1994*) inclui uma única constante de tempo variável com a altura,  $\tau_D$ .

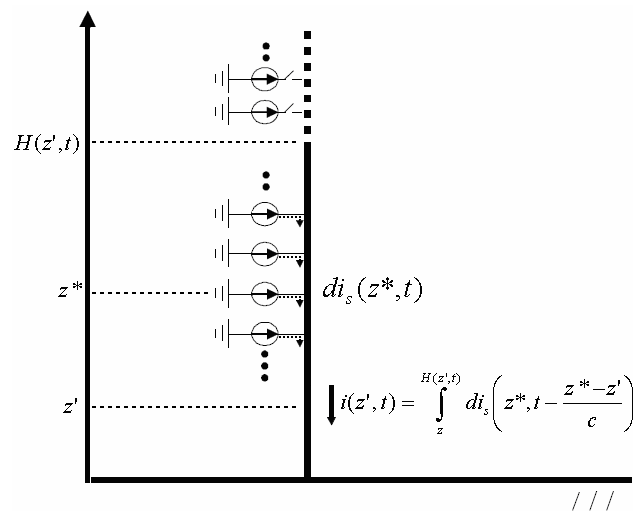


Figura 2.7 - Representação das fontes distribuídas do canal da descarga atmosférica nos modelos tipo *TCS* (também aplicável para os modelos tipo *TL*) para o caso de não haver objetos para impactos e reflexões na Terra. Adaptado de *Rachidi et al (2002)*.

A principal diferença entre os dois tipos de modelos usados na engenharia, formulados em termos de corrente, é a direção da propagação da onda de corrente: para cima para os modelos tipo *TL* ( $v=v_f$ ); para baixo para os modelos tipo *TCS* ( $v=c$ ), exceto para o modelo tipo *BG* para os modelos tipo *TL* e *TCS*, respectivamente, Figura 2.6. Como mencionado acima, o modelo *BG* pode ser

visto matematicamente como um caso especial ou do modelo *TCS* ou do modelo *TL*. O modelo *BG* inclui uma onda de corrente propagando sob uma velocidade infinitamente elevada e, como resultado, a direção da propagação é indeterminada. Como em todos os outros modelos, o modelo *BG* inclui uma frente movendo-se a uma velocidade infinita  $v_f$ . É importante notar que, embora a direção de propagação da onda de corrente em um modelo possa ser ou para cima ou para baixo, a direção da corrente é a mesma, isto é, carga de mesmo sinal é transportada para a Terra em ambos os tipos de modelos de engenharia.

A partir das formulações de densidade de carga dos modelos *TCS* e *DU*, a distribuição da densidade de carga total ao longo do canal é bipolar durante o processo da corrente de retorno (*THOTTAPPILLIL et al., 1997, p. 6992*). Esta distribuição é tal, que existem cargas próximas e na base do canal, aparentemente devido à uma taxa inadequada de remoção de carga da parte superior do canal. A segunda condição pode ser, antes de tudo, devido à proposição irreal que o coeficiente de reflexão de corrente no solo é igual à zero em ambos os modelos, *TCS* e *DU*. Esta distribuição de densidade de carga bipolar junto à parte superior do canal gera formas de onda de campo elétrico em distâncias muito perto (algumas dezenas de metros, ou menos, a partir da base do canal), que são inconsistentes com medidas, enquanto que quanto maior for a distância, melhor é a previsão do campo [4]. O valor esperado do coeficiente de reflexão de corrente no solo em uma situação prática é próximo de uma unidade, correspondente às condições próximas de curto circuito.

*Heidler e Hopf (1994)* modificam o modelo *TCS* para levar em conta as reflexões de onda no solo e na frente da descarga de retorno, usando a corrente do modelo como uma das entradas para o modelo completo. Ambas as ondas, ascendente e descendente por detrás da frente (movendo-se para cima), propagam-se sob a velocidade da luz, e o coeficiente de reflexão resultante na frente é uma função de  $v_f$  e  $v=c$ . A corrente na base do canal neste modelo depende do coeficiente de reflexão no ponto de descarga e na distribuição de densidade de carga inicial ao longo do canal. *Heidler e Hopf (1995)*, de modo adicional, modificam o modelo *TCS*, expressando a fonte de corrente e,

consequentemente, a distribuição de densidade de carga ao longo do canal, em termos de corrente em sua base e o coeficiente de reflexão de corrente no solo.

*Cvetic e Stanic (1997)* e *Cvetic et al. (1999, 2003)* propõem um equacionamento, no qual os modelos *TCS* e *DU* podem ser derivados como casos especiais. Dentro do conceito do modelo *TCS*, eles especificam, independentemente, a corrente na base do canal e a distribuição de densidade de carga inicial ao longo deste. A distribuição de corrente resultante ao longo do canal é determinada, usando-se a equação de continuidade de corrente.

O modelo *TL* prevê que, enquanto a altura acima do solo, da frente da descarga de retorno, for muito menor que a distância  $r$  entre o ponto de observação no solo e a base do canal, de forma que todos os pontos do canal são essencialmente equidistantes do observador, (2) a frente da corrente de retorno propaga em uma velocidade constante, (3) a frente da corrente de retorno não alcançou o topo do canal, e (4) a condutividade do solo é alta suficiente para que os efeitos de propagação sejam negligenciáveis a componente vertical  $E_z^{rad}$  do campo elétrico radiado e a componente azimutal do campo magnético radiado são proporcionais a corrente da base do canal  $I$  (e.g., *Uman et al., 1975*). Logo, o modelo para o campo elétrico radiado é dado pela Equação 2.8.

$$E_z^{rad}(r,t) = -\frac{v}{2\pi\epsilon_0 c^2 r} \times I(0,t-r/c) \quad (2.8)$$

Onde  $\epsilon_0$  é a permissividade do espaço livre;  $v$  é a velocidade de propagação para cima da onda de corrente, que é a mesma que a velocidade de frente  $v_f$  no modelo *TL*, assim como nos modelos *MTLL* e *MTLE*;  $c$  é a velocidade da luz. Para a corrente de retorno mais comum, com cargas negativas para o solo, o sentido do fluxo de carga positivo é ascendente. Então a corrente é assumida, derivando a Equação 2.8 na direção ascendente, pela convenção positiva;  $E_z^{rad}$  é, pela Equação 2.8, negativo, isto é, os pontos do vetor de campo elétrico são negativos na direção de  $z$ . Derivando esta equação em relação ao tempo, tem-se:



$$\frac{\partial E_z^{rad}(r,t)}{\partial t} = -\frac{v}{2\pi\epsilon_0 c^2 r} \times \frac{\partial I(0,t-r/c)}{\partial t} \quad (2.9)$$

As Equações 2.8 e 2.9 são comumente usadas, particularmente a primeira e sua contraparte do campo de radiação magnética, encontrado de  $*B_N^{rad*} = *E_Z^{rad*} / c$ , para a estimativa dos valores de pico da corrente de retorno e sua derivada no tempo, Equação 2.8. As Equações 2.8 e 2.9 tem sido usadas para estimar  $v$ , medida  $E_p/I_p$  e  $(dE/dt)_p / (dI/dT)_p$ , respectivamente, onde o subscrito “z” e o sobrescrito “rad” são abandonados e o subscrito “p” se refere ao valor de pico. Expressões relacionando a corrente na base do canal e o campo de radiação elétrica longe do canal para os modelos *BG*, *TCS* e *MTLE* são dadas por *Nucci et al. (1990)*.

Uma vantagem dos modelos de engenharia é o menor número de parâmetros de ajuste, usualmente um ou dois fora a corrente na base do canal. Nestes modelos, a física da descarga de retorno é propositalmente subestimada e a ênfase é colocada no alcance do acordo entre o modelo para prever os campos eletromagnéticos e aqueles observados a distâncias de dezenas de metros até centenas de quilômetros.

## 2.4 Sistema de Localização de Descargas Atmosféricas

As medidas de radiação eletromagnética gerada pela descarga atmosférica tiveram início na década de 20. Com o passar dos anos, esta técnica foi sendo aprimorada, através de medidas em uma larga faixa de frequências que se estende desde centésimos de hertz até centenas de megahertz, sendo atualmente a técnica mais utilizada no estudo das descargas atmosféricas. Os atuais sistemas de detecção de descargas atmosféricas são baseados na medida da radiação eletromagnética gerada pelo fenômeno, através de um conjunto de sensores distribuídos no solo, em uma adequada configuração.

Sistemas de localização e redes de contadores de descargas têm sido construídos e utilizados em todas as partes do mundo. Com experiência

suficiente, estas redes podem prover mapas *GFD* detalhados. Estes mapas apresentam muito mais detalhes e precisão se comparados com os dados isoceráunicos (dias de tempestade por ano). Sistemas de localização também apresentam dados que são mais úteis e detalhados que os dados isoceráunicos. Além da frequência de ocorrência de descargas, estas redes podem prover também: data, hora, localização, número de descargas, pico estimado da corrente de descarga e polaridade.

As descargas atmosféricas são as principais causas do número de interrupções nos sistemas de energia elétrica e também dos danos causados aos equipamentos instalados na rede, o que motiva, financeiramente, grande número de pesquisas em sistemas de localização de tempestades e de redes que possibilitam medições dos parâmetros da descarga.

Há décadas, estudos são feitos na tentativa de se desenvolver um método eficaz na detecção de descargas atmosféricas, como os de *Watson e Herd* [5], que desenvolveram, em 1926, um dispositivo de raios catódicos para localizar a direção de uma fonte de radiação (*cathode-ray direction finder, CRDF*) para detectar o campo magnético horizontal produzido pelas descargas atmosféricas. Sistemas de localização similares, denominados sistemas magnéticos de localização de direção (*magnetic direction finder, MDF*), foram usados até a Segunda Guerra Mundial em várias regiões do globo (*KRIDER. 1996*) [6].

*Krider et al, 1976*, [7] desenvolveu uma versão aprimorada do sistema *MDF* para localizar descargas nuvem-solo em um raio de, aproximadamente, 500 km. Esse sistema é projetado para responder apenas às formas de onda de radiação eletromagnética que caracterizam as descargas de retorno. O campo elétrico também era mostrado neste mesmo instante de tempo para determinar a polaridade da descarga e estimar seu pico de corrente. Redes compostas de dispositivos *MDF* seletivos e de banda larga como estes são usados até hoje em muitas regiões do planeta para a localização de relâmpagos.

Ao mesmo tempo, um método para localização de descargas, utilizando as diferenças entre os tempos de chegada de um pulso de rádio em várias estações

de medida, é descrito por *Lewis et al. (1960)* [8]. Como a velocidade de propagação dos sinais de rádio é igual à velocidade da luz, a diferença constante no tempo de chegada entre duas estações define uma hipérbole. Com isso, várias estações dão origem a múltiplas hipérbolas, cujas interseções definem a localização da fonte de radiação (*BENT, LYONS, 1984*) [9].

Métodos de localização por tempo de chegada (*time of arrival, TOA*) podem fornecer localizações mais precisas a longas distâncias do que a técnica MDF (*Lee, 1989*) [10] e, se as antenas detectoras estiverem posicionadas corretamente, os erros sistemáticos são mínimos. No final da década de 80, *Casper e Bent (1992)* [11] desenvolveram um receptor *TOA* de banda larga apropriado para localizar fontes *EM* de descargas a médias e longas distâncias, utilizando o método hiperbólico.

Com o objetivo de fornecer dados de descargas em tempo real para agências florestais e empresas de energia elétrica (*Cummins et al. 1992, 1995*), nos Estados Unidos, os dois tipos de dispositivos de detecção *MDF* e *TOA* foram integrados em uma grande rede que cobre todo o território americano, denominada *Rede Nacional de Detecção de Descargas (National Lightning Detection Network, NLDN)* [36, 37]. A operação da rede norte-americana teve início em 1987, com a união dos dados obtidos de várias redes regionais que cobriam o oeste e centro-oeste do país, para fornecer informações sobre descargas em escala nacional. Os sensores que a compunham utilizavam a tecnologia *MDF* e eram fabricados pela *Lightning Location and Protection Inc. (LLP)*.

Em 1989, esta rede norte-americana passou a operar em tempo real. Quase simultaneamente, uma rede de sensores *TOA*, fabricados pela *Atmospheric Research Systems Inc. (ARSI)* e denominados *Lightning Positioning and Tracking System (LPATS)*, foi instalada em escala nacional (*Casper e Bent, 1992*) [38]. Em 1991, o reconhecimento pela indústria de energia elétrica dos benefícios gerados pela localização das descargas nuvem-solo e o crescimento do interesse comercial por esta informação em âmbito nacional justificaram a criação de uma

companhia especializada para o fornecimento comercial dos dados. Da fusão entre *LLP*, *ARSI* e *Electric Power Research Institute (EPRI)*, surgiu a *Global Atmospheric Inc. (GAI)*. Até então, a maior parte dos métodos utilizados na localização das descargas eram baseados nas tecnologias *MDF* e *TOA*. Em 1992, a *LLP* (agora uma divisão da *GAI*) desenvolveu um método que, combinando as informações provenientes de ambas as técnicas, prometia melhorar significativamente a precisão da localização das descargas, dando origem à tecnologia *Improved Accuracy from Combined Technology (IMPACT)* e aos sistemas de detecção capazes de processar tanto informações provenientes de sensores *LPATS (TOA)* e *MDF* como de sensores *IMPACT*, os quais podem medir, tanto o tempo de chegada, quanto a direção magnética das descargas (*CUMMINS et al. 1998*) [22]. A maioria dos estudos sobre sistemas de localização de tempestades concentra-se nos Estados Unidos, devido à existência da *NLDN*, maior rede de detecção do planeta. Por esse motivo, ao longo deste trabalho, todas as considerações que dizem respeito a padrões de configuração e princípios de funcionamento dos diversos componentes de uma rede de detecção (funcionamento e configuração de sensores, técnicas de detecção, algoritmos e modelos matemáticos utilizados no cálculo das localizações) referem-se à rede norte americana, salvo menção contrária. Na próxima seção, são detalhados, de acordo com *Cummins et al. (1993)* [39] e *GAI (1999)* [40], os três principais métodos empregados nos atuais sistemas de localização de tempestades: *MDF*, *TOA* e *IMPACT*.

Um convênio entre o *SIMEPAR* e duas companhias de setor elétrico brasileiro, *FURNAS* e *CEMIG*, assinado em 1998, forma a *RIDAT* [41] – *Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas no Brasil*, com objetivos de intercâmbio de informações técnico-científicas, integração dos dados e sinais dos sensores de detecção e operação conjunta. Com a integração, estendeu-se a área de monitoramento e, por conseqüência, melhorou a eficiência de detecção e precisão da informação de localização das descargas elétricas atmosféricas. Atualmente a *RIDAT* tem mais de 30 sensores instalados e em operação, cobrindo uma área aproximada de 2.240.000 quilômetros quadrados, integrando-se a outras informações (satélites meteorológicos e radares, por exemplo), pode

ser considerada uma área de cobertura ainda maior. A rede atual detecta descargas atmosféricas no sul, sudeste e centro-oeste do Brasil, além do Paraguai, Uruguai e nordeste da Argentina.

Os sinais dos sensores são transmitidos através de canal de comunicação dedicado a um ambiente computacional que configura, monitora, coleta, armazena e processa as informações detectadas pelos sensores remotos. As posições dos raios e os parâmetros relacionados (intensidade e polaridade) são obtidos com uso de uma combinação de informações de ângulo, tempo e intensidade do sinal.

Com as informações de descargas atmosféricas, são gerados produtos destinados a aplicações na previsão de tempo; na análise e manutenção de sistemas elétricos; em projetos de proteção de redes de transmissão e distribuição de energia e de telecomunicações; na emissão de laudos de análise de eventos severos para seguradoras e empresas de engenharia em geral; entre outros produtos.

## ***2.5 O Desempenho dos Sistemas de Média Tensão e sua Associação com as Descargas Atmosféricas***

Descargas podem ser responsáveis por várias causas de interrupção de fornecimento em circuitos de distribuição. As sobretensões podem ser causadas por:

- 1- Descargas diretas;
- 2- Tensões induzidas por descargas que atingem as redondezas da linha.

Descargas diretas em linhas de distribuição causam sobretensões que ultrapassam o isolamento na grande maioria dos casos. Por exemplo, uma descarga com amplitude de 10kA, considerada relativamente pequena, causa uma sobretensão de aproximadamente 2000 kV, o que está muito acima do nível

de isolamento de uma linha de distribuição que opera em 36,2 kV. No entanto, observações feitas mostram que muitos dos desligamentos de linhas de distribuição com nível de isolamento reduzido, derivadas de descargas atmosféricas, são provenientes de descargas que atingem a vizinhança da linha [16]. A maioria das tensões induzidas em linhas por descargas que atingem suas proximidades é inferior a 300kV. Prédios, árvores ou torres altas podem atrair descargas, portanto, a altura e a distância desses elementos com relação a uma determinada linha de distribuição possuem influência no desempenho desta linha.

## **2.6 Descargas Atmosféricas em Linhas Aéreas de Distribuição**

### **2.6.1 Altura da Estrutura da Linha**

Descargas atmosféricas podem ter um efeito bastante significativo na confiabilidade de uma linha de distribuição, especialmente se os postes forem mais elevados que o perfil do terreno onde se encontra, pois, estruturas elevadas coletam mais descargas. A taxa  $N$  de descargas coletadas pela linha, em terreno aberto (sem prédios, árvores ou torres altas), é estimada por *Eriksson* [17], como mostrado na Equação 2.10.

$$N = N_g \cdot \left( \frac{28 \cdot h^{0,6} + b}{10} \right) \quad (2.10)$$

onde

$h =$  Altura da linha (m);

$b =$  Largura da estrutura da linha (m);

$N_g =$  Densidade de descargas ao solo da região (descargas / km<sup>2</sup> / ano);

$N =$  Taxa de descargas coletadas (descargas / 100 km / ano).

Para a maioria das linhas de distribuição, o parâmetro  $b$  é desprezável, podendo ser aproximado de zero.

Da Equação 2.10, se a altura da linha aumenta de 20%, a taxa  $N$  de descargas aumenta de cerca de 12%. A linha de distribuição pode coletar muito mais descargas que seria previsto pelo modelo  $4 \times H$ , que foi usado por muitos anos. No modelo  $4 \times H$ , o número de descargas coletadas pela linha de distribuição é estimado por uma largura de duas vezes a altura da linha em ambos os lados.

A exposição das linhas de distribuição a descargas depende do terreno onde se localiza. Estruturas localizadas ao longo do topo de montanhas ou montes são alvos melhores para o impacto de descargas atmosféricas do que aquelas protegidas por características naturais do terreno.

### **2.6.2 Proteção por Estruturas ou Árvores Vizinhas**

Árvores e Prédios têm papel importante no desempenho de uma linha de distribuição em relação às descargas atmosféricas, pois estes objetos podem interceptar muitas descargas que, de outro modo, atingiriam a linha. O fator de proteção –  $F_S$  – é definido como um valor de 0 a 1 que indica quanto da linha está sendo protegida por estruturas elevadas ou árvores. 0 significa que a linha está em terreno aberto. 1 significa que ela está completamente protegida contra descargas diretas. O número de descargas à linha é calculado pela Equação 2.11.

$$N_s = N(1 - F_s) \quad (2.11)$$

Onde  $N$  = Taxa de descargas coletadas (descargas / 100 km / ano).

A Figura 2.8 mostra uma aproximação para o fator de proteção –  $F_S$  – para objetos de várias alturas em relação a uma linha de distribuição de 10 m. Assume-se que os objetos estão alinhados, paralelamente à linha de distribuição.

Isso, por exemplo, pode representar árvores ou prédios paralelos à linha de distribuição.

A Figura 2.8 também pode ser utilizada para objetos presentes em ambos os lados da linha de distribuição. Nesses casos, os fatores de proteção dos lados são somados (se a soma for maior que 1, o valor 1 é assumido). Como exemplo, seja uma linha aérea de 10m de altura, com o seguinte conjunto de prédios em cada lado.

- Prédios de 7,5 m de altura, a 30 m e ao lado esquerdo da linha –  $FS_{Esquerdo} = 0,23$ ;

- Árvores de 15 m de altura, a 40 m e ao lado direito da linha –  $FS_{Direito} = 0,4$ .

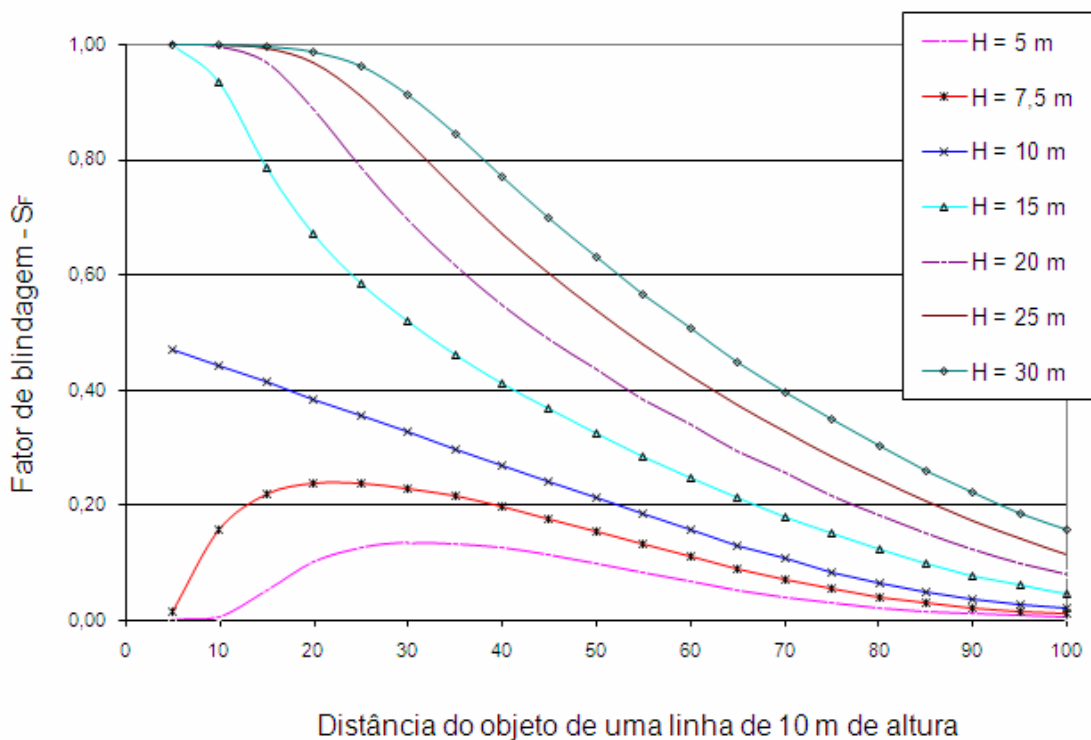


Figura 2.8 – Fatores de proteção devidos a objetos de várias alturas nas redondezas de uma linha de distribuição de 10 m de altura.



Caso o  $GFD$  seja de 1 [descarga/ km<sup>2</sup>/ ano], o número de descargas diretas que atingem a linha de distribuição, segundo a Equação 2.10, é de 11,15 [descargas/ 100km/ ano]. Devido à presença dos prédios e árvores, o número de descargas diretas se reduz, conforma mostra a Equação 2.12, ou seja:

$$N_s = N \cdot [1 - (F_{S-Esquerdo} + F_{S-Direito})] \quad (2.12)$$

$$N_s = 11,15 \cdot [1 - (0,23 + 0,4)]$$

$$N_s = 4,12 \text{ [Descargas / 100 km / ano].}$$

A menos que a linha de distribuição seja protegida com um cabo guarda ou pára-raios, todas as descargas diretas resultam em falhas independente do nível de isolamento da rede e do espaçamento entre condutores ou aterramento. Portanto, para se estimar o número de falhas causadas por descargas diretas é recomendado usar a Equação 2.10 para linhas de distribuição em terreno aberto, ou as Equações 2.10 e 2.11 para linhas parcialmente protegidas.

### 2.6.3 Falhas por Tensões Induzidas

De acordo com *Rusk* [18,19], e assumindo a velocidade da descarga de retorno de  $1,2 \times 10^8$  m/s e uma função degrau forma para a corrente da descarga atmosférica, a maior tensão que pode ser induzida –  $U_{MAX}$  [kV] em uma linha, no ponto mais próximo do impacto da descarga pode ser estimada pela Equação 2.13.

$$U_{MAX} = 38,8 \frac{I_0 h_a}{y} \quad (2.13)$$

onde

$I_0$  = Pico da corrente de descarga [kA];

$h_a$  = Altura média da linha em relação ao solo [m];

$y =$  Menor distância entre a linha e o ponto de impacto [m].

A Equação 2.13 é usada, considerando-se um único condutor de comprimento infinito e solo com condutividade ideal. Um cabo guarda ou neutro aterrado reduz a tensão ao longo do isolamento por um fator que depende do aterramento e da proximidade do condutor aterrado em relação às fases. Este fator varia tipicamente de 0,6 a 0,9.

A frequência de ocorrência de falhas por tensão induzida pode aumentar bastante para linhas com baixo nível de isolamento. A Figura 2.9 mostra a frequência de falhas devida às sobretensões por descargas laterais em função da tensão disruptiva crítica – *CFO* – da linha e aos resultados para duas configurações de aterramento. O circuito não aterrado não tem um neutro aterrado ou um cabo-guarda sobre a linha. O circuito aterrado apresenta um cabo guarda ou neutro aterrado ao longo da linha e um número menor de falhas para um mesmo *CFO* que o circuito não aterrado, pelo fato do cabo guarda ou neutro aterrado reduzir a sobretensão ao longo do isolamento. O circuito não aterrado e o circuito aterrado com um neutro ou um cabo-guarda tendem a ter uma tensão disruptiva crítica – *CFO* fase-solo maior que um circuito multi-aterrado equivalente, devido à ausência do neutro aterrado. Os valores são normalizados para 1 [descarga/ km<sup>2</sup>/ ano] e linhas de distribuição de 10 m de altura.

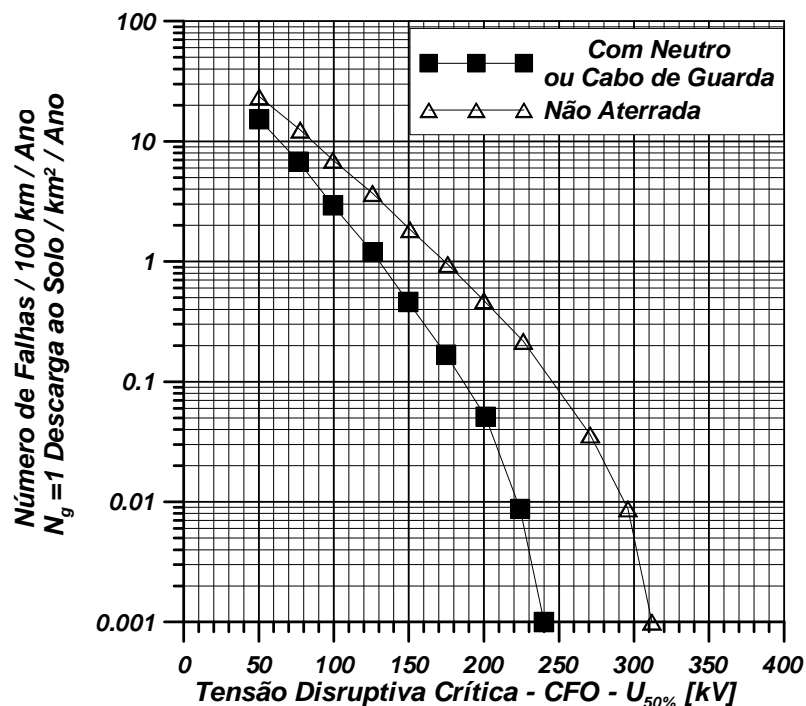


Figura 2.9 – Número de falhas por sobretensões induzidas em função do nível de isolamento de uma linha de distribuição

Os resultados mostrados na Figura 2.9 são para uma linha de distribuição em terreno aberto, sem árvores ou estruturas na sua vizinhança. O número de falhas por sobretensões induzidas é afetado pela presença de objetos como estes nas redondezas que podem proteger a linha contra descargas diretas, mas aumentam o número de falhas por sobretensões induzidas.

Como referência, uma linha de 10 m de altura em terreno aberto, com *GFD* de 1 [descarga/km<sup>2</sup>/ano] apresenta, segundo a Equação 4, aproximadamente, 11 [descargas/100km/ano]. Em terreno aberto, tensões induzidas são um problema apenas para linhas com nível de isolamento reduzido. O número de falhas por sobretensões induzidas é maior que o número de sobretensões por descarga direta, em um circuito não aterrado, conforme mostrado na Figura 2.9, apenas para linhas com *CFO* inferior a 75 kV. Para linhas que se localizam em áreas onde há árvores ou estruturas, as sobretensões induzidas preocupam mais que as causadas por descargas diretas. Considera-se que, para linhas com *CFO* maior que 300 kV, todos os efeitos nocivos, devido à sobretensões induzidas, são

inexistentes. Conforme mostra a Figura 2.9, uma linha com *CFO* maior que 300 kV apresenta poucas falhas devido a sobretensões induzidas. Outro fator a se considerar é que a maioria das linhas de distribuição possui transformadores protegidos por pára-raios, que também impõem certa redução na amplitude das sobretensões induzidas. Entretanto, esta redução pode ser pequena em regiões rurais ou suburbanas.

## **Capítulo 3**

### **Fundamento e Equacionamento**

O número total de faltas nas linhas de média tensão resultante das descargas atmosféricas diminui normalmente com a redução do número de descargas diretas às torres ou estruturas. Entretanto, à medida que o nível de isolamento diminui, o número de faltas associado às descargas atmosféricas aumenta, de modo que o total das faltas ultrapassa consideravelmente o número de faltas resultantes das descargas diretas. Este fato acontece devido às descargas que atingem a vizinhança da linha, chamadas de descargas laterais, capazes de induzir sobretensões elevadas para o sistema.

Nos sistemas de distribuição, nos quais o nível de isolação é baixo, se comparado com as linhas de transmissão, o módulo da sobretensão, a freqüência de ocorrência e, conseqüentemente, os problemas de proteção são determinados em sua maioria pelas descargas laterais à linha.

Neste capítulo, são estudados os fundamentos e o equacionamento de sobretensões oriundas de descargas diretas e da vizinhança das linhas de distribuição. Também são analisados o modelo eletrogeométrico, o equacionamento de *Rusck* para sobretensões frente a descargas laterais, o Programa *LIOV* simplificado e o estudo realizado em parceria com o Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá e a Universidade de Bologna, o *LIOV-EFEI*.

### 3.1 Descargas Diretas e Laterais - Modelo EletroGeométrico

Quando, no processo de formação da descarga atmosférica, um *líder* desce em direção a um objeto elevado, alcança um ponto conhecido como “*striking point*” ou ponto de impacto. Neste momento, inicia-se uma ligação, ou com o objeto ou com o solo, dependendo da carga, da distância à estrutura, do tipo de construção (mastro vertical ou condutor horizontal) e da altura da estrutura. Assumindo o canal da descarga “*leader channel*”, perpendicular ao plano do solo, geralmente é adotado que a descarga atinge a estrutura se seu ponto prospectivo de terminação para o solo, isto é, seu local de incidência na ausência de estruturas, dá-se no interior de uma faixa definida por uma linha imaginária conhecida como “*raio de atração*”  $r_l$  (também chamada de “*distância lateral*” para o caso de condutores horizontais, assim como em linhas aéreas de distribuição).

Várias expressões estão disponíveis para avaliar a distância de atração e algumas delas são baseadas no *Modelo Eletrogeométrico* [35], como mostrado na Figura 3.1, sendo o valor de  $r_l$  (geralmente dado em metros) determinado através das Equações 3.1 e 3.2:

$$r_l = \sqrt{r_s^2 - (r_g - h)^2} \quad \text{para } h < r_g \quad (3.1)$$

$$r_l = r_s \quad \text{para } h \geq r_g \quad (3.2)$$

onde  $h$  é a altura da estrutura (em metros) e  $r_s$  e  $r_g$  são as chamadas distâncias críticas ou de impacto (em metros) para a estrutura e para o solo respectivamente e estão relacionadas com a corrente da descarga atmosférica por meios das Equações 3.3.

$$r_s = \alpha \cdot I_p^\beta \quad \text{e} \quad r_g = k \cdot r_s \quad (3.3)$$

onde  $I_p$  é a amplitude da corrente em  $kA$  e os valores de  $\alpha$ ,  $\beta$  e  $k$  são independentes de  $I_p$ . A Tabela 3.1 mostra alguns dos valores propostos na

literatura em “transmission line shielding”. A Equação 3.3 é uma aproximação da fórmula proposta por Love [36], usando o formato exponencial [37].

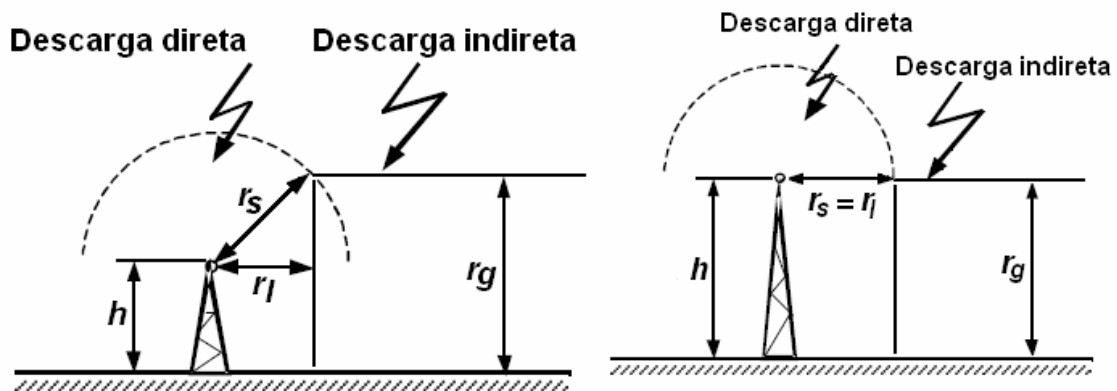


Figura 3.1 - Modelo Eletrogeométrico

Outras expressões, conhecidas como expressões de *Eriksson* [40], *Rizk* [41], *Dellera e Garbagnati* [42,43] estão disponíveis. Estas são deduzidas, mais recentemente, através de análises de regressões, a partir dos resultados de modelos mais complexos e orientados fisicamente que o *Modelo Eletrogeométrico*. Para estas expressões a Equação 3.4 pode ser usada para o raio de atração.

Tabela 3.1 - Valores das constantes das equações (3.3) das distâncias de impacto propostas por diferentes autores.

Modelo	$\alpha$	$\beta$	$k$
1. Armstrong e Whitehead [38]	6,7	0,80	0,9
2. IEEE [36,37]	10	0,65	0,55* 0,9**

\* adotada pela IEEE Std. 1243 [35] uma altura média de um condutor maior que 40 m.

\*\* adotada pela IEEE Std. 1410 [39] para linhas de distribuição.

$$r_l = c + a \cdot I_p^b \tag{3.4}$$

onde os valores de  $a$ ,  $b$  e  $c$  dependem da expressão específica e são mostrados na Tabela 3.2 abaixo.

Tabela 3.2 – Valores das constantes para a Equação 3.4

Modelo	c	A	b
3. Eriksson [40]	0	0,84h <sup>0,6*</sup> 0,67h <sup>0,6**</sup>	0,7h <sup>0,02*</sup>
4. Rizk [41]	0	2,83h <sup>0,4*</sup> 1,57h <sup>0,45**</sup>	0,63* 0,69**
5. Deller e Garbagnati [42,43]	3h <sup>0,6</sup>	0,028h	1

\* para torres

\*\* para condutores horizontais

É importante notar, a respeito da *Expressão de Eriksson* [40], que são propostas duas equações para a distância lateral, uma para mastros com altura acima de 100 m e outra para condutores horizontais, com uma redução de 80% do parâmetro A (ver Tabela 3.2).

Com respeito à *Expressão de Rizk* [41], é proposta uma equação analítica para condutores horizontais com faixa de altura entre 10 e 50 m e correntes de descarga atmosférica com amplitude -  $I_p$  na faixa entre 5 e 31kA, sendo necessário consultar os parâmetros na Tabela 3.2. Para “free standing structures” [18] são válidas as Equações 3.5 e 3.6:

$$r_l = 24,6 \cdot h^{0,40}, \text{ para } I_p = 31 \text{ kA e } h \text{ na faixa entre } 10 \text{ e } 60 \text{ m} \quad (3.5)$$

$$r_l = 12,4 \cdot I^{0,63}, \text{ para } h = 40 \text{ m e } I_p \text{ na faixa entre } 5 \text{ e } 60 \text{ kA} \quad (3.6)$$

Das Equações 3.5 e 3.6, uma primeira aproximação para o coeficiente A da Tabela 3.2 é derivado dividindo 24,6 por 31<sup>0,63</sup>, obtendo-se então, para diferentes alturas de torres, curvas similares às mostradas em Bernardi et all [41].

Com relação à *Expressão de Deller and Garbagnati*, os valores das constantes são inferidos [44], interpolando-se os gráficos da distância lateral de uma estrutura “mais fina” (calculado usando o modelo de progressão do líder de Deller- Garbagnati [42, 43]) versus sua altura (na faixa entre 5 e 100 m),.



## **3.2 Sobretensões nas Linhas - Equacionamento Geral**

Em 1924, o *Oscilógrafo de raios catódicos* foi utilizado pela primeira vez para registrar sobretensões atmosféricas em linhas de transmissão [1, 2, 3, 4]. Observações de descargas para a Terra, adjacentes a linhas de alta tensão, que não causaram acionamento da proteção ou desligamento, conduziram à conclusão de que tensões induzidas oriundas de descargas atmosféricas em linhas de alta tensão são menos problemáticas [1, 5]. Oscilogramas trifásicos de surtos atmosféricos em linhas aéreas logo estabeleceram que, em linhas com tensões superiores a 60 kV, o risco de falhas é causado exclusivamente por descargas diretas [6].

Abaixo são estudadas as sobretensões oriundas de descargas que atingem diretamente ou lateralmente as linhas de distribuição.

### **3.2.1 Sobretensões Frente a Descargas Diretas**

Descargas atmosféricas que atingem diretamente as linhas de distribuição podem causar sobretensões da ordem de milhões de volts, resultando em falhas na grande maioria dos casos. Por exemplo, seja uma descarga atmosférica de 10 kA, considerada de baixa amplitude, atingindo uma linha com uma impedância de surto da linha de 450 ohms. Deste modo, tem-se uma sobretensão com um valor de 2250 kV, que é muito superior ao nível de isolamento de uma linha de distribuição. A suportabilidade dos isoladores, frente a surtos atmosféricos, é, normalmente, expressa através da suportabilidade para o impulso de tensão padronizado 1,2/50  $\mu$ s. Em relação à forma padronizada, as linhas de distribuição de até 34,5 kV, com cruzetas metálicas ou de concreto e postes de concreto, tem suportabilidade inferior a 200 kV.

É difícil proteger as linhas de distribuição contra descargas diretas devido às altas correntes, altas taxas de crescimento da corrente e à grande energia contida em uma descarga atmosférica. Teoricamente, os pára-raios podem efetivamente proteger as linhas contra descargas diretas, mas isto depende do intervalo no

qual eles são instalados. A Figura 3.2 mostra a estimativa de falhas para vários espaçamentos entre pára-raios, de modo a prover proteção contra descargas diretas. Na Figura 3.2 é assumido que o cabo neutro é aterrado a cada poste.

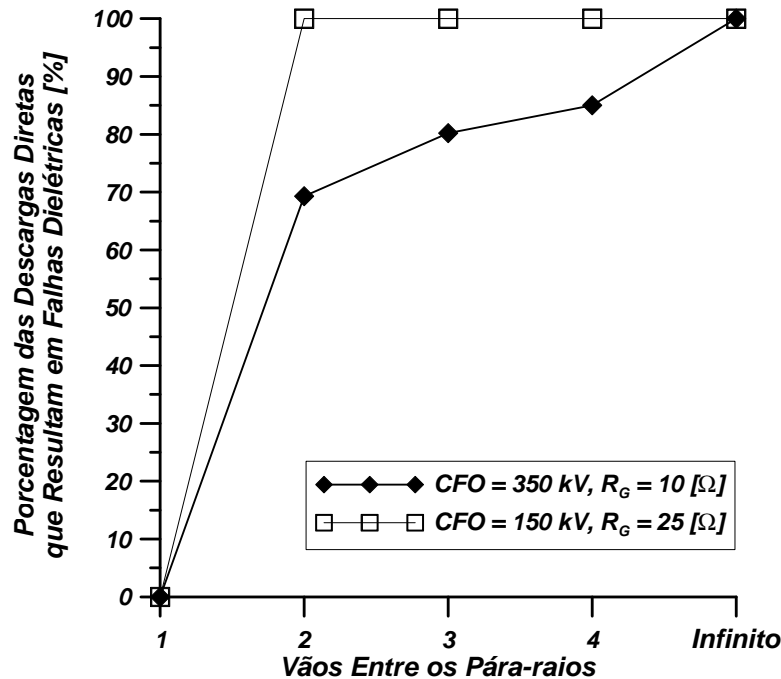


Figura 3.2 – Espaçamento entre os pára-raios para proteção contra descargas diretas –  
OBS: CFO = 150 kV, H = 10 m, Ng = 1 Descarga/km<sup>2</sup>/Ano e Vão médio = 75 m.

### 3.2.1.1 Falhas de Isolamento por Descargas Diretas

Se uma descarga atinge um ponto de uma linha de distribuição entre um poste com pára-raios e um sem pára-raios, a tensão  $U$  que pode aparecer no poste desprotegido é basicamente determinada pela distância de separação entre o ponto de impacto e o poste com pára-raios. Deste modo, este valor é determinado pela distância de separação até o próximo poste com pára-raios ( $L/2$ ), pelo nível de tensão disruptiva do pára-raios –  $U_{IR}$ , pela velocidade da onda –  $c$  ( $3 \times 10^8$  m/s), pela impedância de surto da linha ( $Z_0$ ) e pela taxa de crescimento da tensão –  $|Z_0/2T_f$ , na qual  $T_f$  é o tempo de frente da onda (Equação 3.7).

$$U = \left( U_{IR} + \frac{L}{c} \frac{I \cdot Z_0}{2T_f} \right) \quad (3.7)$$

O pico de corrente necessário para causar uma falha pode ser calculado considerando  $U = 1,5 \times CFO$  (Equação 3.8).

$$I_{metade-v\tilde{a}o} = \frac{2cT_f(1,5 \times CFO - U_{IR})}{L \cdot Z_0} \quad (3.8)$$

O fator 1,5 tem por objetivo modelar o incremento da suportabilidade dos isolamentos em ar frente a impulsos íngremes, fato adequado para descargas diretas.

Considerando  $T_f = 2 \mu s$ ,  $CFO = 350 \text{ kV}$ ,  $Z_0 = 400 \Omega$ ,  $L = 75 \text{ m}$  e  $U_{IR} = 40 \text{ kV}$ , o pico de corrente pode ser calculado como:

$$I_{metade-v\tilde{a}o} = \frac{2 \times 300 \times 2 \times (1,5 \times 350 - 40)}{75 \times 400} = 19,4 \text{ kA}$$

De acordo com Equação 2.4 do capítulo 2, citada novamente abaixo, a probabilidade de esta corrente ser excedida fornece a probabilidade de falha do isolamento da linha:

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (I_0 / 31)^{2,6}} = P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (19,4 / 31)^{2,6}} = 77.2\%$$

Se uma descarga atinge diretamente um poste com fases sem pára-raios, considera-se que a probabilidade de falha de isolamento da linha é de 100%. Porém, se uma descarga atinge as fases de um poste, protegidas por pára-raios, a probabilidade de falha de isolamento para o próximo poste desprotegido é determinada pelo CFO deste poste e pela resistência de aterramento do poste que possui pára-raios instalados (Equação 3.9):

$$I_{Poste} = \frac{1,5 \times CFO - U_{IR}}{R_0} \quad (3.9)$$

A probabilidade de falha pode ser calculada a partir de uma corrente crítica  $I_{poste}$  com  $U_{IR} = 40 \text{ kV}$ .

Considerando  $CFO = 150 \text{ kV}$ ,  $R_0 = 25 \Omega$  e  $U_{IR} = 40 \text{ kV}$  (valor típico para sistemas classe  $15 \text{ kV}$ ) obtêm-se a corrente crítica  $I_{\text{poste}}$ :

$$I_{\text{poste}} = \frac{1,5 \times 150 - 40}{25} = 7,4 \text{ kA}$$

$$P(I_0 \geq i_0) = \frac{1}{1 + (7,4/31)^{2,6}} = 97,6 \%$$

Considerando  $R_0 = 10 \Omega$  e o  $CFO = 350 \text{ kV}$ , obtêm-se, de forma similar:

$$I_{\text{poste}} = 48,5 \text{ kA}$$

Utilizando as probabilidades de descargas em postes com pára-raios, os postes sem pára-raios, e no meio do vão entre postes, considerando que em 50% das vezes a descarga atmosférica atinge o meio do vão, é possível avaliar o número de falhas de isolamento versus distância entre pára-raios, como mostrado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Falhas Devido a Ocorrência de Descargas Diretas para Diferentes Espaçamentos entre Pára-raios.

Espaçamento entre pára-raios (Vãos)	Percentual de falhas $R_0=25\Omega$ ; $CFO=150\text{kV}$ .	Percentual de falhas $R_0=10\Omega$ ; $CFO=350\text{kV}$ .
1	0	0
2	100	70
3	100	80
4	100	85
$\infty$	100	100

### 3.2.2 Sobretensões Frente a Descargas Laterais a Linha

O mecanismo de sobretensões geradas por descargas laterais à linha é mais complexo do que por sobretensões causadas por descargas diretas.

O problema relacionado a transitórios produzidos por tensões induzidas por descargas laterais às linhas de distribuição foi cuidadosamente reconsiderado nos últimos anos pelas concessionárias de energia elétrica. Este fato foi motivado pelo amplo uso de dispositivos eletrônicos sensíveis em equipamentos do sistema e, em paralelo, pelo aumento da demanda dos consumidores pela qualidade do fornecimento de energia elétrica. Sem dúvida, as sobretensões induzidas por descargas atmosféricas são responsáveis pela maioria das faltas em linhas aéreas de distribuição, causando interrupções, e, de maneira geral, perturbações em dispositivos eletrônicos sensíveis.

Uma descarga nuvem-solo gera um campo magnético transitório o qual pode induzir tensões de magnitudes consideráveis em linhas aéreas situadas em sua vizinhança. A descarga de retorno, no processo de formação da descarga atmosférica, é considerada a maior responsável pelas tensões induzidas [8]. Este fato acontece porque a radiação eletromagnética mais intensa ocorre durante este processo. O cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas requer os seguintes passos:

- Primeiramente, um modelo para a descarga de retorno que especifique a distribuição espacial e temporal da corrente ao longo do canal durante o processo da descarga de retorno;

- Segundo, calcula-se ao longo da linha a mudança no campo eletromagnético produzido por esta distribuição de corrente, em condições ideais, incluindo efeitos de propagação no campo;

- Por último, utilizando um *modelo de acoplamento*, obtêm-se as tensões resultantes da interação eletromagnética entre o campo e os condutores da linha.

Para distâncias de poucos quilômetros, a adoção do solo como perfeitamente condutor pode ser considerada como uma aproximação razoável para as componentes verticais do campo elétrico e para as componentes horizontais do campo magnético [9,10]. A componente horizontal do campo elétrico, por outro lado, é consideravelmente afetada por um solo de

condutividade finita. Há expressões simplificadas [10, 11, 12] por vários autores, capazes de prever, com aproximação razoável, o campo elétrico em várias distâncias [9,10,29].

Três modelos são comumente adotados na literatura para descrever o acoplamento entre os campos da descarga de retorno e as linhas aéreas: o modelo de *Rusck* [13], o modelo de *Chowdhuri e Gross* [14] e o modelo de *Agrawal et al.* [15]. Somente o modelo de *Agrawal* e suas formulações equivalentes [16] podem ser considerados como rigorosas dentro dos limites da hipótese adotada (aproximações por meio de modelos de linha de transmissão) [17, 18].

Os modelos de acoplamento têm sido testados por meios de descarga atmosféricas naturais [19, 20, 21] e artificiais (“*triggered lightning*”) [22,23]. O uso de descargas atmosféricas é complicado, devido à dificuldade intrínseca em desenvolver um experimento controlado, mesmo sabendo que as descargas artificiais tenham mais potencial neste aspecto. O acordo a respeito da forma de onda pode ser considerado satisfatório, porém, a respeito da intensidade, existem ainda discrepâncias inexplicáveis. As possíveis causas para o desacordo podem ser: erros de calibração; determinação incorreta do ângulo de incidência da onda eletromagnética; incertezas à respeito da condutividade do solo; a presença de árvores e outros objetos na vizinhança da linha; entre outros.

Mais condições controladas podem ser obtidas usando simuladores *NEMP* [24, 25] ou modelos em escala reduzida [26, 27]. Sem dúvida, a comparação entre teoria e resultados experimentais para este caso é satisfatória (Figuras 3.3 e 3.4).

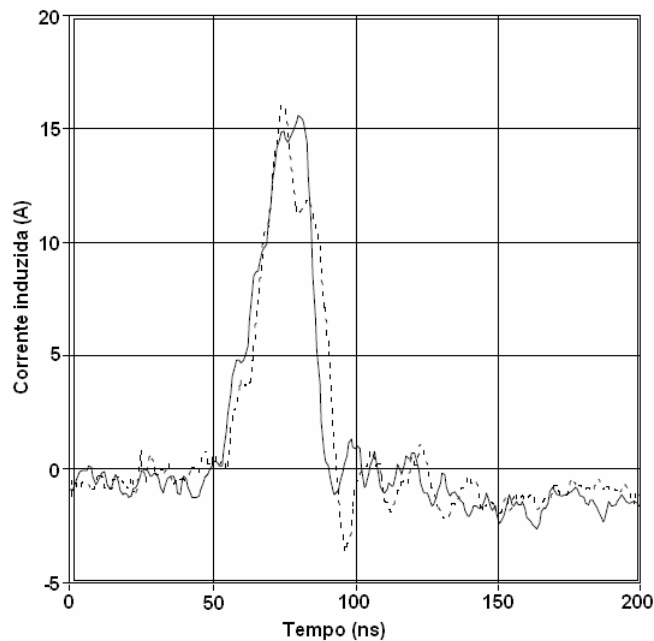


Figura 3.3 - Corrente induzida em um modelo de linha experimental, iluminado por um simulador EMP. Linha contínua: corrente medida, linha traço: corrente simulada.

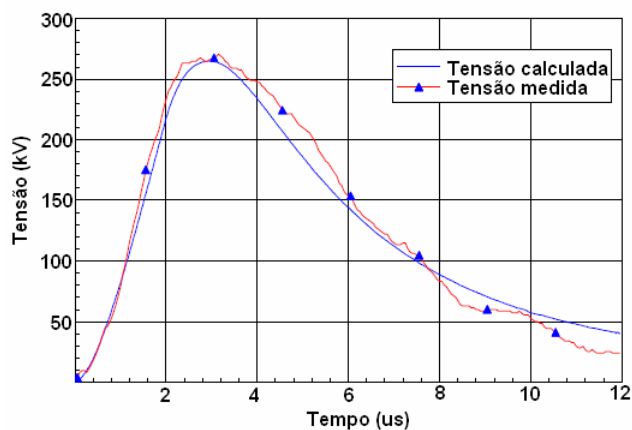


Figura 3.4 - Comparação entre medidas em um modelo reduzido e resultados de simulações

A Figura 3.5 mostra a tensão induzida por uma descarga de retorno subsequente típica, caracterizada pela corrente na base do canal, mostrada na Figura 3.6, para uma linha sem perdas, com 1 km de comprimento, cabos com 10 m de altura e casada em suas duas terminações. O ponto de incidência da descarga é localizado a 50 m do centro da linha e equidistante das suas terminações. Como pode ser visto pelas Figuras 3.5 e 3.6, as tensões induzidas pelas descargas atmosféricas são caracterizadas, em geral, por tempos de subida

rápidos e durações lentas em relação à forma da corrente associada a descarga de retorno.

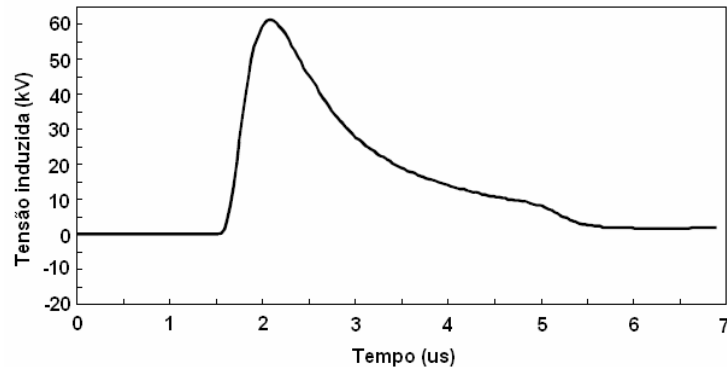


Figura 3.5 - Tensão induzida em uma linha de 1 km, 10 m de altura, sem perdas, casada com um solo perfeitamente condutor e ponto de impacto da descarga de 50 m do centro da linha e equidistante das terminações da linha.

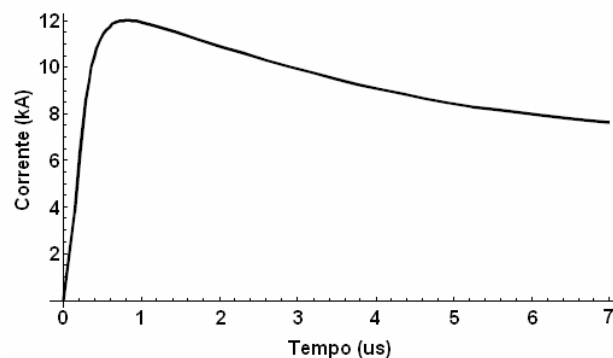


Figura 3.6 - Corrente da descarga de retorno na base do canal responsável pela tensão induzida na Figura 3.5.

As sobretensões induzidas pelas descargas atmosféricas laterais à linha podem atingir valores de algumas centenas de kV. Portanto, podem, ocasionalmente, causar uma falha. Se o terminal da linha não é protegido por pára-raios, mas particularmente por centelhadores, micro-interrupções podem ocorrer, devido à atuação destes dispositivos. O valor e a forma das tensões induzidas, de modo significativo, dependem dos parâmetros da descarga de retorno (parâmetros da corrente na base do canal e velocidade da corrente de retorno); da distância e da posição relativa em relação à linha; de parâmetros elétricos do solo; de terminações e configurações da linha [28,29].



A distância de uma descarga atmosférica nuvem-solo é capaz de causar uma falha devida a tensões induzidas é geralmente inferior a  $200\text{ m}$  [8]. Esta distância depende da severidade da descarga (pico de corrente e máxima derivada no tempo, velocidade da descarga de retorno); da configuração da linha (comprimento, altura); do local de incidência da descarga; da condutividade elétrica do solo e do *NBI* (nível básico de impulso) da linha. Descargas atmosféricas que incidem ao solo, além de algumas centenas de metros da linha, podem vir a causar falha quando os solos apresentam condutividade muito baixa [21].

Para os mesmos parâmetros e assumindo um solo perfeitamente condutor, a tensão induzida em um dado ponto decresce de modo inversamente proporcional à distância de impacto ao solo e à linha. A Figura 3.7 apresenta a tensão induzida como uma função da distância para os mesmos parâmetros como nas Figuras 3.5 e 3.6.

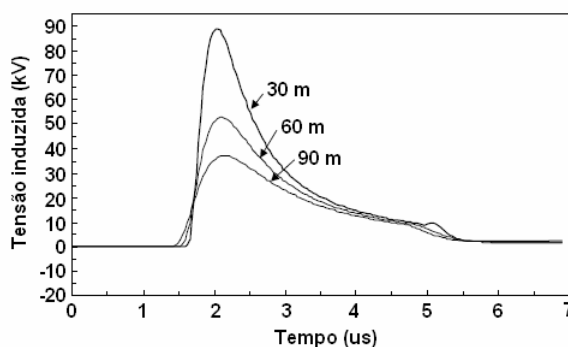


Figura 3.7 - Tensão induzida como função da distância. Mesma configuração usada para as Figuras 3.5 e 3.6.

Em contraste com descargas diretas, nas quais sempre ocorre falha na linha, o número de falhas por descargas laterais às linhas diminui com o aumento do *NBI* da rede. Esta é a razão pela qual sobretensões por descargas laterais à linha são preocupantes, principalmente para linhas de distribuição [30, 31, 32]. A altura da linha e a condutividade do solo afetam consideravelmente o número de tensões induzidas superiores a um dado *NBI* [33]. Na Figura 3.8, obtida de Borghetti e Nucci [33], mostra-se a dependência do número de eventos como função do *NBI* para uma linha de  $2\text{ km}$  de comprimento, considerando-se

diferentes valores para a condutividade do solo. Como pode ser visto na Figura 3.8, linhas com *NBI* inferiores a 300 kV tendem a apresentar maior número de falhas por tensões induzidas por descargas na vizinhança da linha.

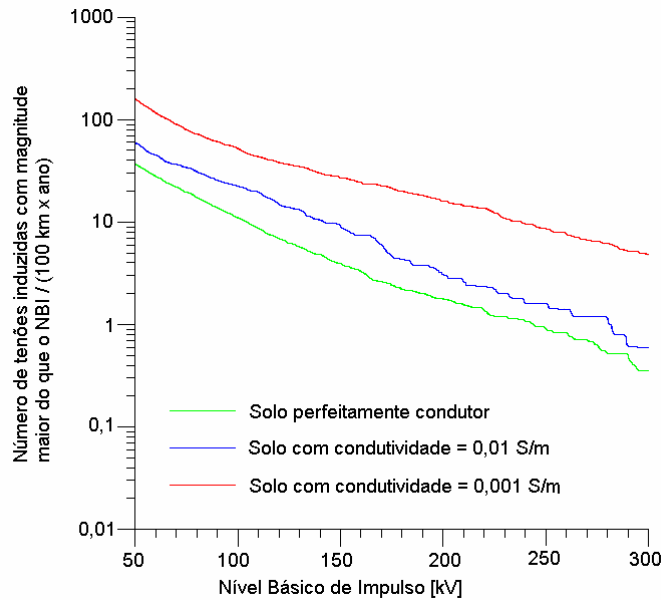


Figura 3.8 – Número de eventos versus NBI para uma linha de média tensão. [33]

As tensões induzidas por descargas atmosféricas laterais constituem importante fator na análise do desempenho de linhas de distribuição. O modelo proposto por *Rusck* mostra-se adequado para o cálculo dessas tensões, porém apresenta algumas limitações em sua aplicabilidade em função de não permitir que determinadas situações sejam consideradas.

A Equação 3.10, também mencionada no item 2.5.2, recomendada pelo Guia *IEEE 1410* [39], faz uso de algumas aproximações para a Equação 3.14, *Expressão de Rusck* (1958) para o cálculo de tensões induzidas [34]. Neste caso, assume-se  $1,2 \times 10^8$  m/s como velocidade da descarga de retorno e uma função degrau como forma da corrente. Deste modo, a maior tensão que pode ser induzida, em uma linha –  $U_{MAX}$  [kV] –, no ponto mais próximo do impacto da descarga é:

$$U_{MAX} = 38,8 \frac{I_0 h_a}{y} \quad (3.10)$$

onde

$I_0 =$  Pico da corrente de descarga [kA];

$h_a =$  Altura média da linha em relação ao solo [m];

$y =$  Menor distância entre a linha e o ponto de impacto [m].

*Piantini e Janiszewski* [7] desenvolveram uma extensão do modelo de *Rusck* visando a análise da influência do comprimento finito da linha e dos casos de linhas em ângulo para diferentes condições de terminação, apresentando resultados a partir de ensaios em escala reduzida, simulações computacionais para uma forma triangular para a corrente da descarga de retorno. Mostra-se, por exemplo, entre outros resultados, que as tensões induzidas em linhas com ângulo podem diferir daquelas relativas a linhas retas, principalmente se o ponto de incidência da descarga for próximo a uma derivação.

### **3.3 Modelos para Sobretensões frente Descargas Laterais a Linha**

#### **3.3.1 O Modelo de Rusck**

O modelo desenvolvido por *Rusck* [34] pode ser considerado como um dos mais importantes métodos analíticos para o estudo de tensões induzidas por descargas atmosféricas. Nesta seção são apresentados os principais aspectos a respeito da metodologia de *Rusck* [34] para a estimativa das tensões induzidas geradas por descargas laterais às linhas aéreas.

*Rusck* (1958) assume, a partir de investigações feitas por *Wagner e McCann* (1942) [47] e *Lundholm* (1955) [48], que durante o processo “líder escalonado”, a carga é uniformemente distribuída ao longo do canal da descarga atmosférica. Além disso, *Rusck* fez algumas considerações complementares, como a relativa forma da corrente da descarga de retorno aproximado por uma função degrau

propagando-se do solo para nuvem com velocidade  $v$  e neutralizando a carga, bem como desconsiderando o tempo de frente.

O método de *Rusck* calcula o campo elétrico gerado pela corrente de retorno na superfície do solo, a partir da Equação 3.11:

$$\vec{E} = -grad(V) - \frac{\partial \vec{A}}{\partial t} \quad (3.11)$$

onde:

$V$  é o potencial escalar

$\vec{A}$  é o vetor potencial.

Para o potencial escalar induzido em um condutor  $j$ , tem-se a Equação 3.12:

$$\frac{\partial^2 V_j(x,t)}{\partial x^2} - \frac{1}{c^2} \times \frac{\partial^2 V_j(x,t)}{\partial t^2} = -\frac{1}{c^2} \times \frac{\partial^2 V_{eij}(x,t)}{\partial t^2} \quad (3.12)$$

A Equação 3.12 mostra que o potencial escalar induzido em um condutor não depende da presença de outros condutores, uma vez que nenhum deles está aterrado. A tensão induzida na linha é obtida integrando o campo elétrico vertical total a partir de  $0$  (solo) até  $h$  (altura do condutor), sendo assim, tem-se a Equação 3.13:

$$U(x,t) = V(x,t) + h \times \frac{\partial A(x,t)}{\partial t} \quad (3.13)$$

Onde  $A$  representa o vetor de potencial magnético associado à corrente da descarga de retorno.

*Rusck* calcula o potencial escalar induzido a partir da Equação 3.14:

$$V = 2Z_0 I_0 h \frac{v_0}{v} \left( \frac{1}{\sqrt{L^2 + r_0^2}} - \frac{1}{\sqrt{(vt)^2 + [1 - (v/v_0)^2]r_0^2}} \right) \quad (3.14)$$

onde:

$$Z_0 = \frac{1}{4\pi\sqrt{\mu_0\epsilon_0}} = 30[\Omega]$$

$I_0 =$  Amplitude da corrente de descarga;

$h =$  Altura média da linha;

$v =$  Velocidade da descarga de retorno;

$v_0 =$  Velocidade da luz;

$L =$  Comprimento total do caminho da descarga;

$r_0 =$  Distância entre um ponto na linha e o ponto de impacto da descarga.

A partir da Equação 3.14 e da Equação 3.13 tem-se a Equação 3.15 que calcula a máxima tensão induzida, em uma linha, no ponto mais próximo do ponto de impacto da descarga.

$$U_{\max} = \frac{Z_0 I_0 h}{y} \left( 1 + \frac{1}{\sqrt{2}} \frac{v}{v_0} \frac{1}{\sqrt{1 - \frac{1}{2} \left( \frac{v}{v_0} \right)^2}} \right) \quad (3.15)$$

onde:

$y =$  Menor distância entre o Ponto de Impacto e a Linha de Distribuição;

### 3.3.2 O Modelo LIOV para Solos Perfeitamente Condutores

A versão do *Código LIOV* (Lightning Induced Overvoltages – Versão Reduzida sem Perdas) disponível no *LAT – EFEI* – Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá - trabalha com as seguintes variáveis:

- Corrente de descarga (amplitude e forma);
- Posição em relação à linha, na forma de coordenadas  $x$  e  $y$ ;
- Parâmetros da linha, diâmetro do cabo e altura média em relação ao solo;
- Modo de terminação da linha.

O Programa *LIOV* utiliza um sistema de condutores com a geometria mostrada na Figura 3.9. Já o modelo para a corrente de descarga atmosférica é o fornecido pela Equação (3.16):

$$i(0,t) = i_{H1}(0,t) + i_{H2}(0,t) + i_{DE}(0,t) \quad (3.16)$$

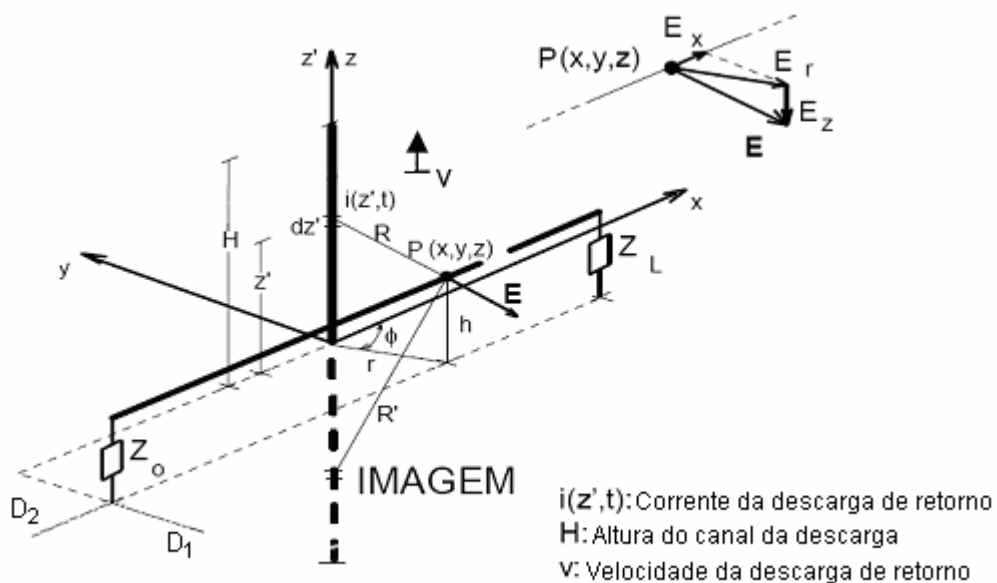


Figura 3.9 – Geometria do Sistema

### 3.3.3 O Modelo EFEI-LIOV para Solos Perfeitamente Condutores

#### 3.3.3.1 Objetivo

Esta parte deste documento tem por objetivo descrever o método utilizado para a obtenção de uma função geral, adequada para simulações de surtos

induzidos, envolvendo as *Técnicas de Monte Carlo*. Dada sua característica geral, esta função é utilizada tanto para o cálculo das tensões quanto para o das correntes trafegantes nas linhas de distribuição sob a ação de descargas laterais. Deste modo, os dados relativos às solicitações impostas aos sistemas de isolamento – Amplitude de Tensão – podem ser determinados.

Os estudos de coordenação de isolamento que fazem uso das técnicas de *Monte Carlo* demandam tempo de cálculo elevado, principalmente se todas as descargas que caem ao redor das linhas são computadas. De maneira a reduzir o tempo de simulação, foi desenvolvido o *Modelo EFEI – LIOV*, que, na sua versão simplificada, permite calcular, para cada ponto ao longo de uma linha de distribuição, a amplitude da tensão induzida. Isto permite definir, entre outros, um risco de falha do isolamento.

Os dados obtidos com o auxílio do *Modelo EFEI – LIOV* são similares aos definidos pelo *Modelo Simplificado de Rusck*, ou seja, consideram somente surtos íngremes. Existem alguns comentários sobre a precisão deste procedimento. No entanto, como este maximiza a amplitude das tensões induzidas, considera-se que os erros introduzidos compensam outros aspectos, como, por exemplo, o fato de se trabalhar com um solo perfeitamente condutor.

### **3.3.3.2 Modelagem Estatística Utilizada**

Para definir um modelo simplificado, na forma de uma equação que relacione amplitude de corrente e tensão induzida, escolhe-se um conjunto de dados aleatórios de posicionamento da descarga. Deste modo, as coordenadas do ponto de impacto das descargas atmosféricas são sorteadas na forma de um *Método de Monte Carlo Simplificado*. No presente processo, a amplitude e a forma da corrente da descarga são assumidas como fixas e o conjunto de dados é analisado segundo o *Código LIOV*. Logo, os valores da tensão induzida são determinados em função de sua posição ao longo da linha de distribuição monofásica.

Com base nestes valores são definidas funções que relacionam os valores da amplitude da corrente de descarga e das coordenadas de seu ponto de impacto com as amplitudes da tensão induzida e da corrente trafegante pelas linhas de distribuição. Assim, as características de tensão induzida versus probabilidade de descarga, que em conjunto com a suportabilidade estatística do isolamento definem as taxas de risco de ruptura, ou seja, falhas de isolamento, bem como as características  $\hat{P}t$  dos elos fusíveis, que por sua vez definem as condições de continuidade do sistema de alimentação, são determinadas. Logo, em uma etapa posterior do trabalho, é possível diferenciar os desligamentos por falha de isolamento daqueles por atuação dos elos fusíveis, se é que estes fenômenos ocorrem. Isto é de importância capital na definição dos índices de desempenho das linhas de distribuição, pois, os parâmetros de custo envolvendo multas e sobre-custos em termos de proteção são diretamente dependentes destes resultados.

### **3.3.3.3 Estudos preliminares realizados**

Conforme apresentado, os resultados dos estudos iniciais, quando tratados matematicamente por meio de um software para aproximação de funções, permitem determinar um conjunto de expressões que correlacionam a amplitude da corrente de descarga com a amplitude máxima da tensão ao longo de uma linha monofásica. Uma vez percebida a importância destas funções, é desenvolvido um novo conjunto de simulações com o objetivo de complementar a base de dados necessária à depuração das mesmas através da aplicação simplificada das *Técnicas de Monte Carlo*. Deste modo, é possível obter curvas características para a tensão induzida e a corrente trafegante devidas às descargas atmosféricas laterais.

Neste caso, optou-se pela simulação com todos os parâmetros fixos, exceto a distância  $D_1$ , a posição perpendicular da descarga em relação à linha (que varia de 50 metros a 5000 metros), mantendo-se fixa  $D_2$ , distância ao longo da linha. A geração dos arquivos de dados para o *Código LIOV* foi implementada no software *MATLAB*. Os valores utilizados, ponderados por meio de distribuições de



probabilidade adequadas, são os mesmos utilizados em todas as etapas anteriores.

Finalmente, a Dependência Estatística assumida ao longo de todo este procedimento é na forma de *Weibull Simétrica* - Limitada em 4 (quatro) Desvios Padrões, conforme Equação 3.XX.

### 3.3.3.4 Resultados das Simulações – LIOV/Monte Carlo

#### A – Descrição do Procedimento de Simulação

Uma vez que o objetivo deste trabalho é definir uma expressão genérica para o cálculo da tensão induzida ao longo das linhas de distribuição, torna-se necessário trabalhar com a relação entre a posição da descarga em relação à linha de modo a ter em conta as distâncias longitudinais, ou seja, a distância  $D_2$ , mostrada na Figura 3.9.

O presente desenvolvimento trabalha com a relação entre a amplitude da tensão induzida e da corrente de descarga mostrada pela Equação 3.17.

$$kV = \frac{kA}{a + bD_1 \ln D_1} \quad (3.17)$$

A generalização do procedimento de cálculo de tensão induzida, ao longo das linhas, implica em obter as Equações 3.18 e 3.19.

$$a = f_1(D_2) \quad (3.18)$$

$$b = f_2(D_2) \quad (3.19)$$

Para obter as funções mostradas pelas Equações 3.18 e 3.19, foi gerado um conjunto de dados aleatórios de descarga atmosférica, com amplitude fixa, dividido, e 2 sub-conjuntos com 30 e 300 descargas respectivamente.

Para o primeiro subconjunto, são geradas descargas com valores de distância  $D_1$ , perpendicular à linha de distribuição, variando entre *50 metros* e *500 metros*. Já para o segundo subconjunto, são geradas descargas com valores de distância  $D_1$ , perpendicular à linha de distribuição, variando entre *500* e *5000 metros*.

Por estas condições, são calculados os valores de tensão induzida na linha no ponto perpendicular ao impacto, ou seja,  $D_2$  para pontos afastados *250 m*, *500 m*, *750 m*, *1500 m*, *3500 m* e *5000 m* de  $D_2$ , ao longo da linha.

Com a disponibilidade desses dados e através do Software *TABLECURVE* é possível determinar funções matemáticas que expressam os gráficos correspondentes.

Através dos coeficientes  $a$  e  $b$  da Equação 3.17, obtidos para as diferentes distâncias, obteve-se a Tabela 3.4. As características tensão induzida versus corrente de descarga correspondentes são apresentadas nas Figuras de 3.10 a 3.17.

Tabela 3.4 – Coeficientes da Equação 3.17

Localização – coeficiente	a	b
D2	0,055343351	0,00061592874
D2+250 m	0,10290709	0,00063779111
D2+500 m	0,10346859	0,00068615658
D2+750 m	0,09956844	0,00071949502
D2+1000 m	0,094908434	0,00074667294
D2+1500 m	0,089565453	0,00077567655
D2+2000 m	0,086013681	0,00079351099
D2+3500 m	0,080573817	0,00081924317
D2+5000 m	0,073053477	0,00083234594

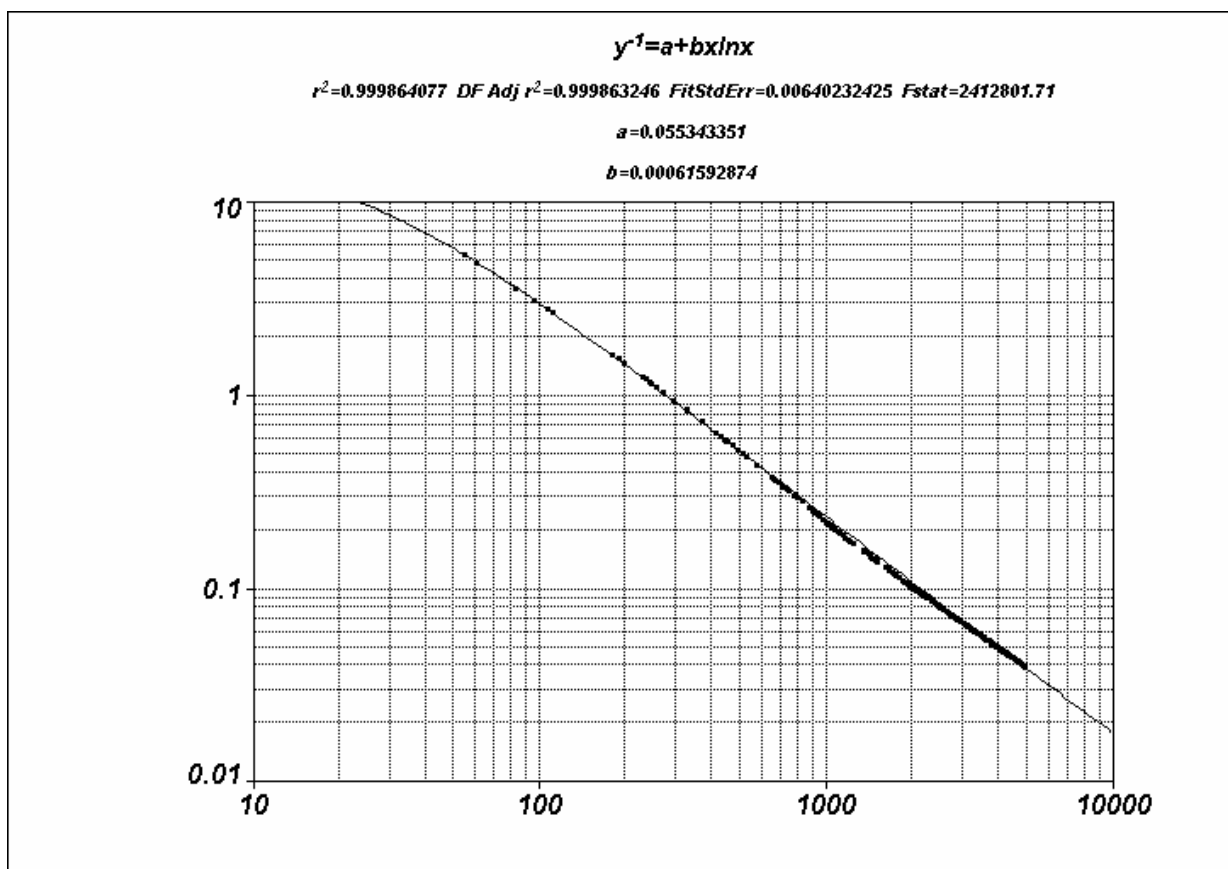


Figura 3.10 – Ordenada – Distância D1 – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros],  
 Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA]

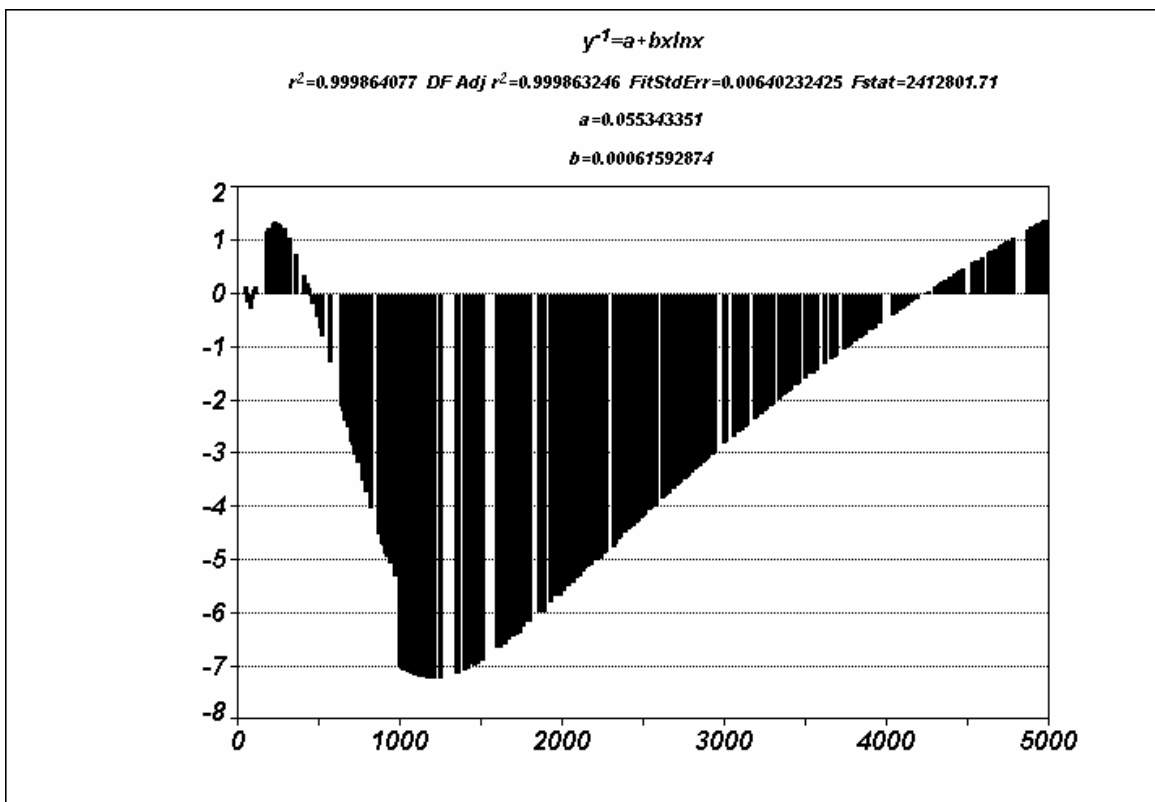


Figura 3.11 – Erro da tensão induzida [kV/kA] x Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – D1 [m] para uma distância ao longo da linha – D2 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx

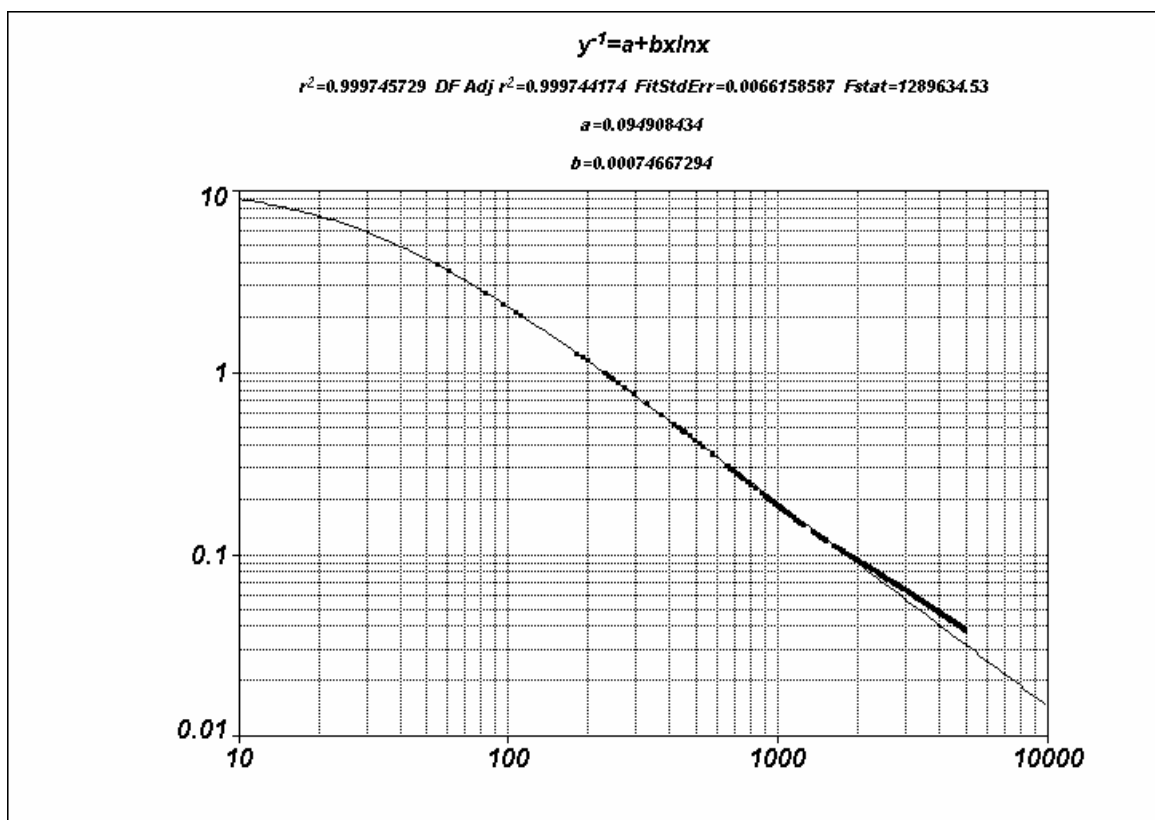


Figura 3.12 – Ordenada – Distância D2+ 1000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA]

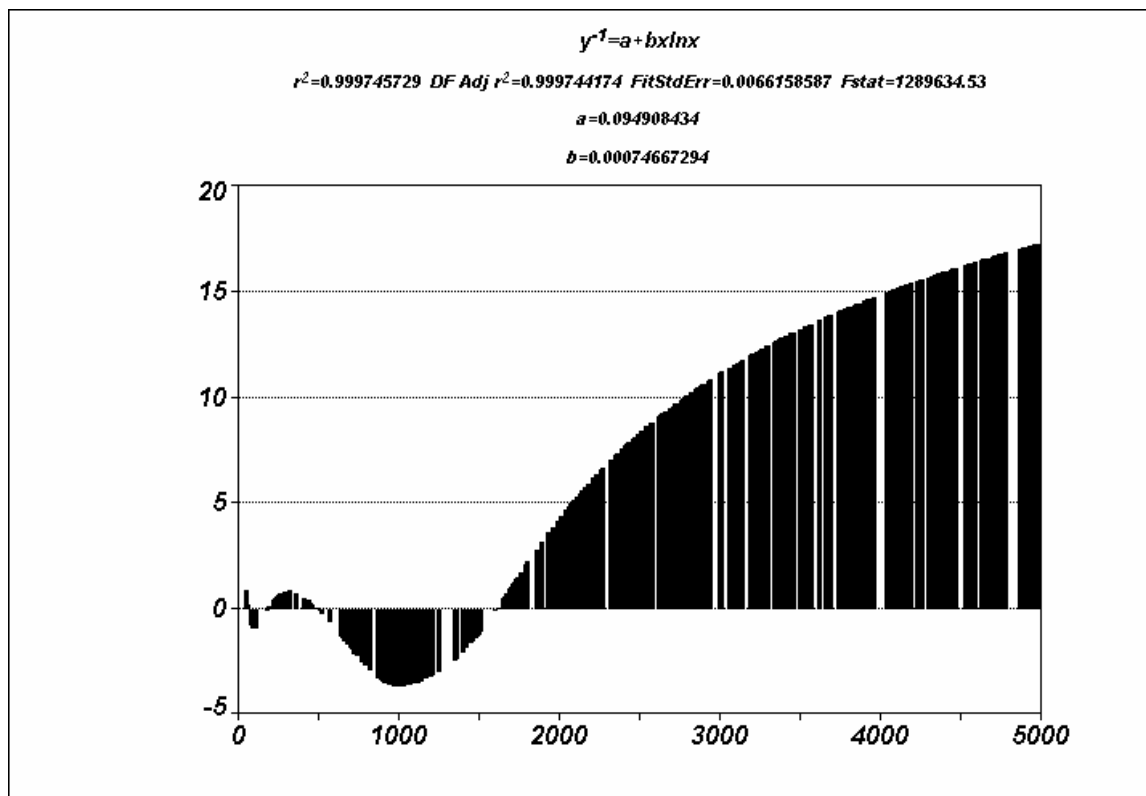


Figura 3.13 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+1000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx

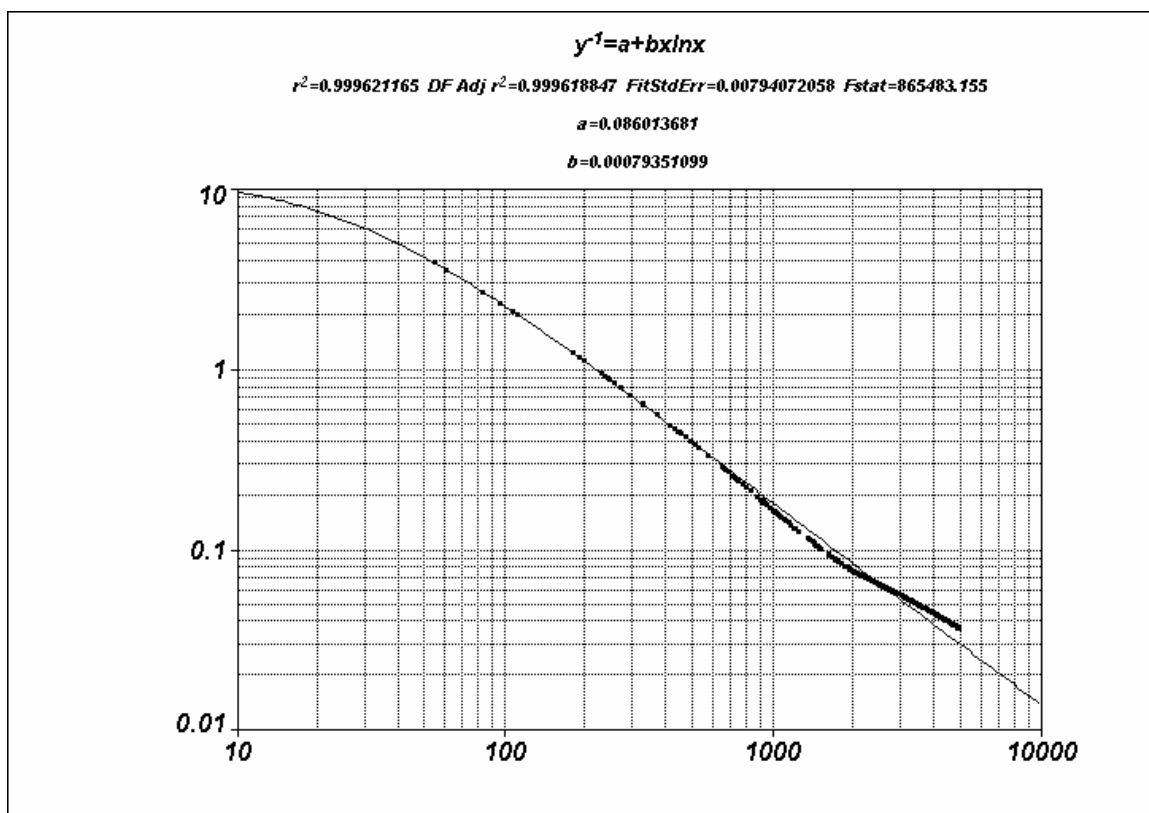


Figura 3.14 – Ordenada – Distância D2+ 2000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA]

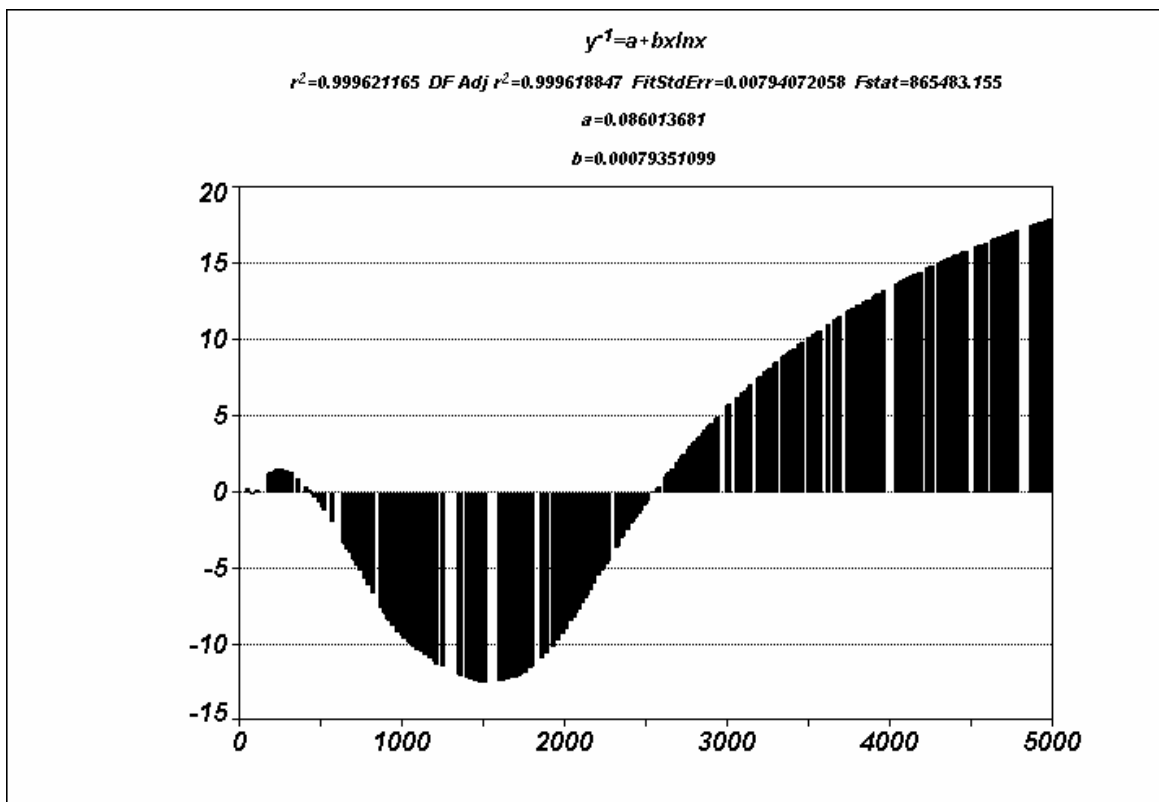


Figura 3.15 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+2000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx



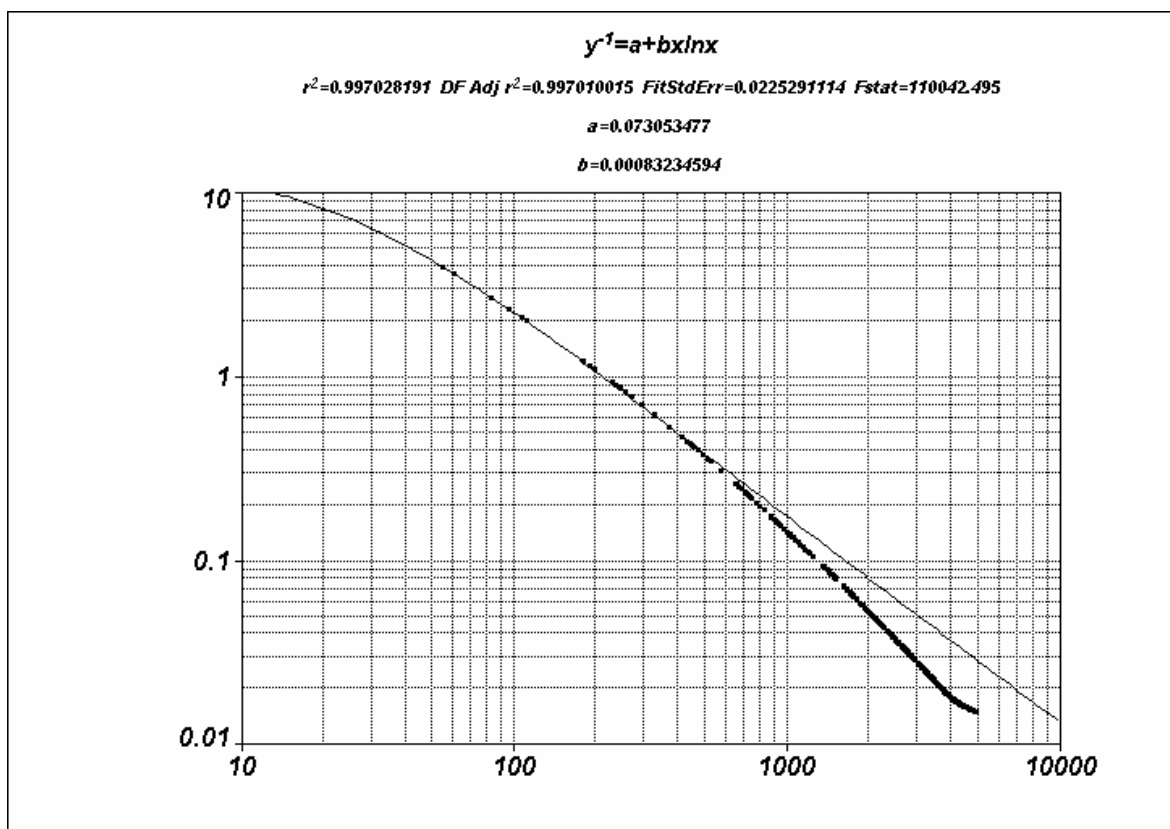


Figura 3.16 – Ordenada – Distância D2+ 5000 m fixa – Ponto de impacto em relação ao eixo da linha – [metros], Abscissa – Tensão induzida – [kV/kA]

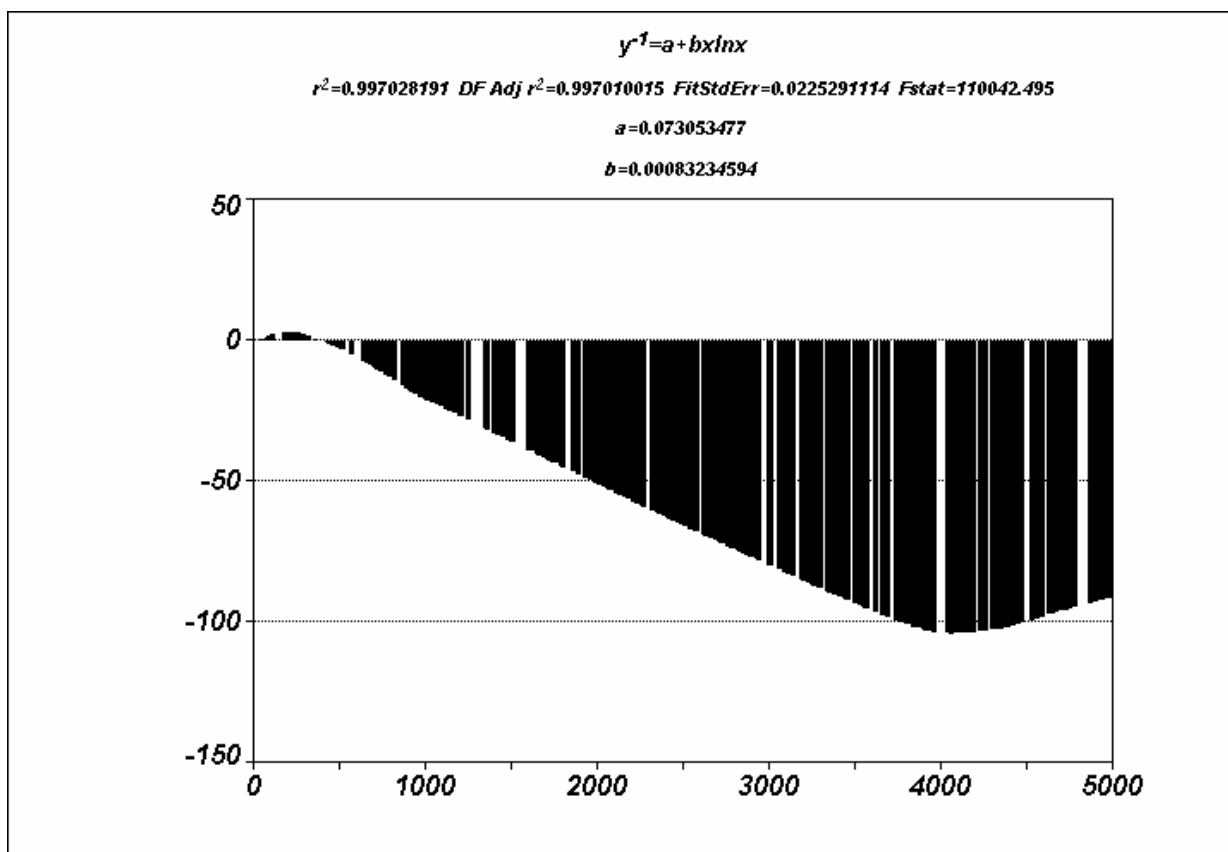


Figura 3.17 – Erro da tensão induzida [kV/kA]×Distância do ponto de impacto em relação ao eixo da linha – (D2+5000) [m] para uma distância ao longo da linha – D1 fixa – Posição de maior tensão induzida – Umáx

Com os dados mostrados na Tabela 3.4 com o Software TABLECURVE, conforme mostram as Figuras 3.18 a 3.21, é possível determinar as expressões para os coeficientes “a” e “b”, ou seja, as Equações 3.18 e 3.19.

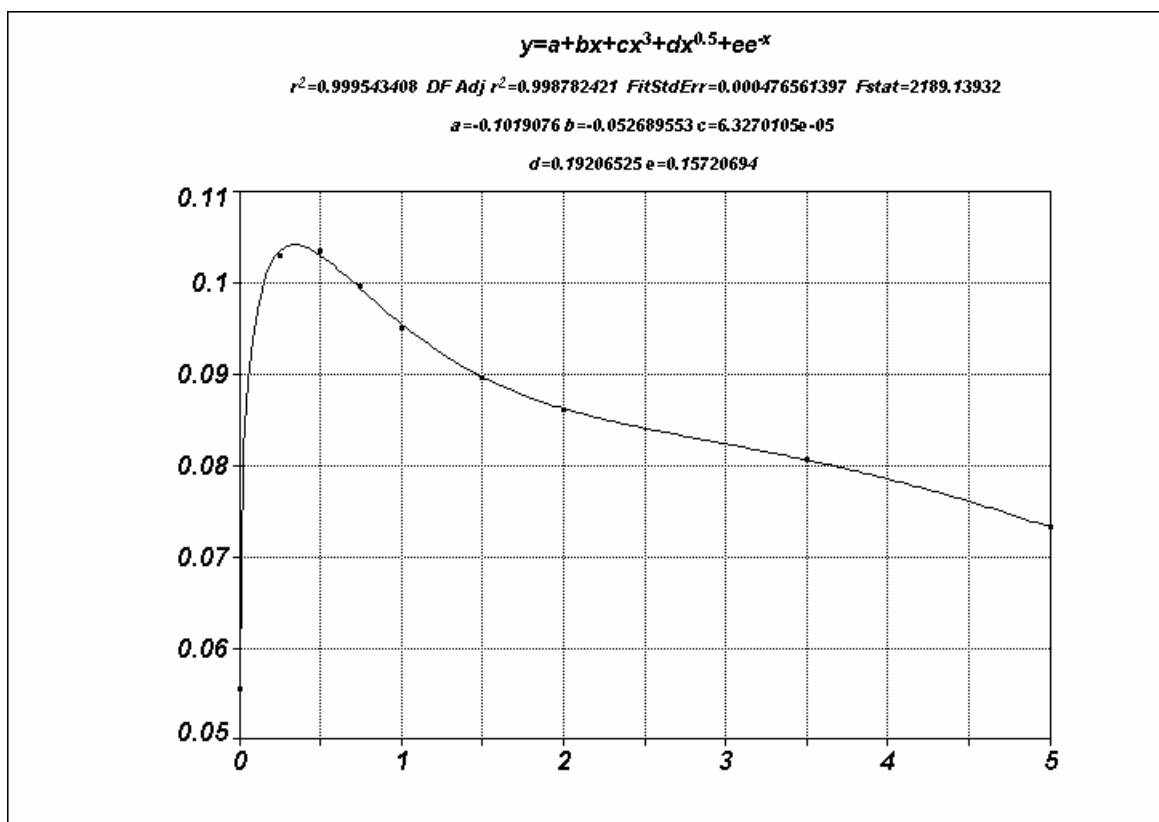


Figura 3.18 – Coeficiente “a” x Distância D2 [km]

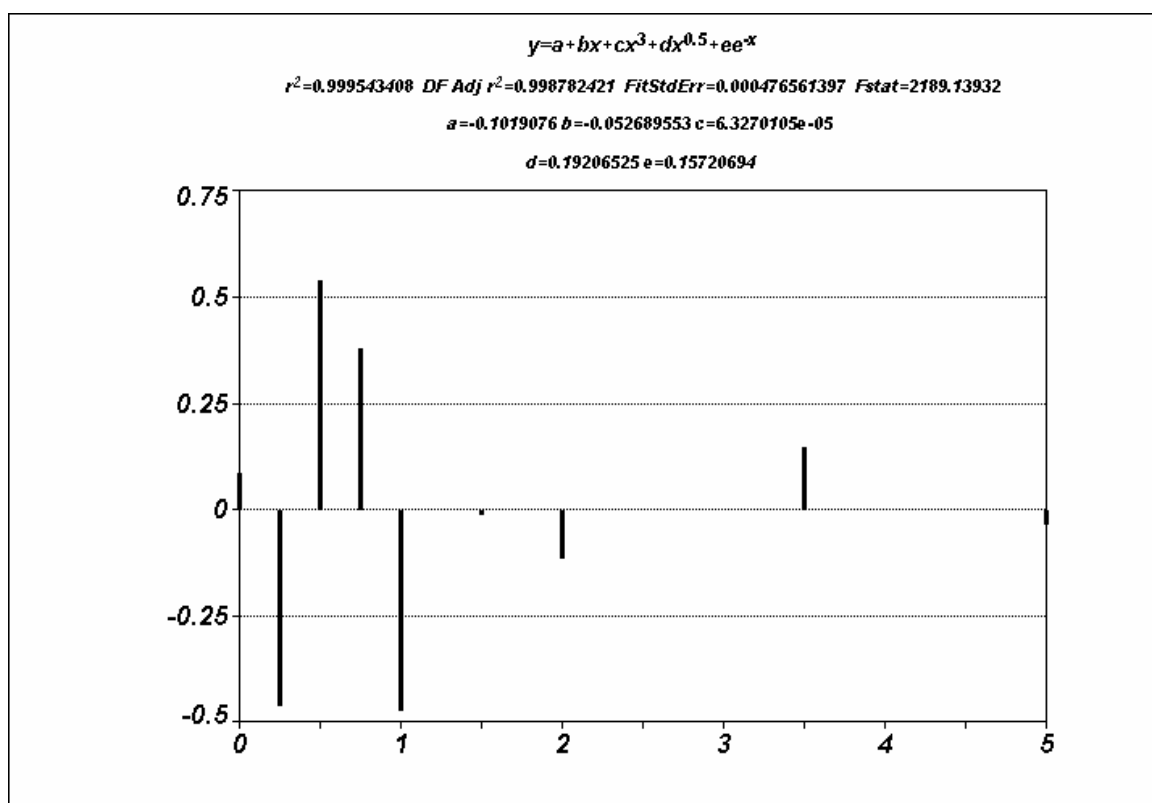


Figura 3.19 – Erro do Coeficiente “a” x Distância D2 [km]

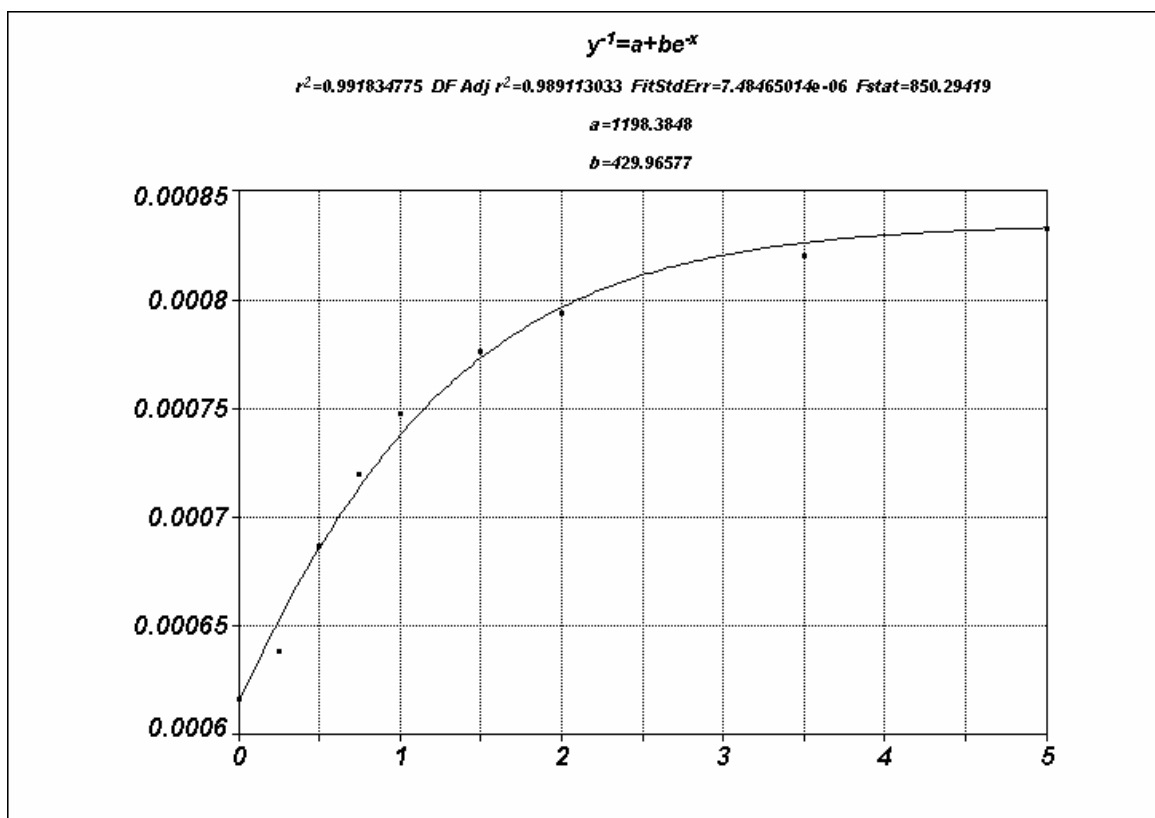


Figura 3.20 – Coeficiente “b” x Distância D2 [km]

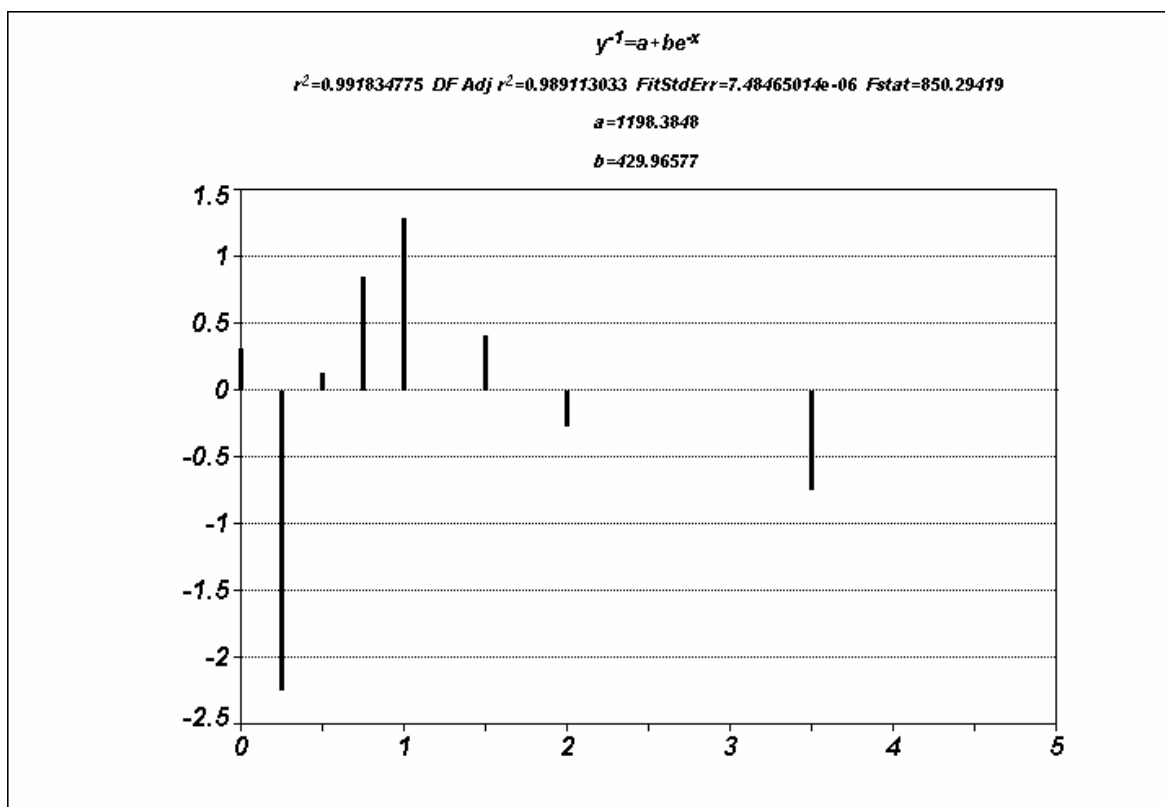


Figura 3.21 – Erro do Coeficiente “b” x Distância D2 [km]

### 3.3.3.5 Comentários

As Equações 3.18 e 3.19 compostas com a Equação 3.17 resultam em uma expressão geral que permite calcular a tensão induzida em qualquer ponto de uma linha de distribuição monofásica, conforme mostrado pelas Equações 3.20 a 3.22. Nestas equações, os valores de  $D_1$  e  $D_2$  devem estar na forma de [km].

$$kV = \frac{kA}{a + bD_1 \ln D_1} \quad (3.20)$$

$$a = -0,1019076 - 0,052689553D_2 + 6,3270105 \times 10^{-5} D_2^3 + 0,19206525\sqrt{D_2} + 0,15720694e^{-D_2} \quad (3.21)$$

$$b = \frac{1}{1198,3848 + 429,96577e^{-D_2}} \quad (3.22)$$

As Equações 3.20 a 3.22 permitem calcular a máxima tensão induzida em qualquer ponto de uma linha monofásica. No entanto, pode ser ainda que um processo de simulação, considerando maiores amplitudes de correntes incidentes a pontos mais próximos da linha, apresente valores de sobretensão de maior relevância para o presente estudo. Por outro lado, acredita-se que a inclusão da resistividade do solo pode ser mais significativa, conforme recentemente reportado. Este é um ponto polêmico e deve ser abordado com muito cuidado.

A inclusão da resistividade do solo implica em mudar o programa de simulação para uma versão mais elaborada.

### 3.3.3.6 Aplicação do Programa de Análise Estendido

O Programa *LIOV* – Estendido foi desenvolvido para permitir a análise de simulações de Monte Carlo, considerando um elevado número de descargas ao solo.

A modelagem utilizada nesse trabalho assume a geração de números aleatórios para o posicionamento  $D_1$  e  $D_2$  e para os parâmetros das descargas atmosféricas. A área de impacto considerada é de  $5 \text{ km}^2$ . Este valor está de

acordo com o usualmente publicado na literatura internacional sobre o tema Surtos Induzidos.

O cálculo do número de descargas aplicadas ao solo parte do conhecimento do número real de descargas ao solo que varia de 3 a 10 descargas ao solo por  $km^2$  por ano. Este número possui uma correlação com o Número de Dias com Trovoadas por Ano – Índice Ceráunico, ou seja, pode ser derivado, com relativa precisão, de um mapa que contenha esses dados.

Para uma condição de linha casada em ambos os terminais, linha infinita sem reflexões, o número de descargas ao solo pode alcançar valores elevados.

De modo simplificado, o número de descargas ao solo necessário a uma modelagem pelo *Método de Monte Carlo* pode ser calculado pela Equação 3.23.

$$N_{D-S} = 2D_{LT}ND_SAF_I \quad (3.23)$$

onde:

$N_{D-S}$  = Número de Descargas ao Solo.

$D_{LT}$  = Comprimento da Linha de Distribuição – [km].

$ND_S$  = Número de Descargas ao Solo Real – Obtido do Índice Ceráunico.

$AF_I$  = Área da Faixa de Incidência – [ $km^2$ ].

No caso do estudo mostrado neste capítulo, para efeito de simulação, adota-se o seguinte número de descargas ao solo.

$D_{LT} = 100$  – [km].

$ND_S = 1$  – Descarga por  $km^2$  por ano – Obtido do Índice Ceráunico.

$AF_I = 5$  – [ $km^2$ ].

Logo este trabalho considera:

$$N_{D-S} = 2 \times 100 \times 5 \times 1 = 1000$$

A característica estatística do processo assume então a simulação de 100 ciclos (ANOS) nos quais ocorrem 1000 descargas por ano. Isto implica em um total de 100.000 descargas.

As descargas incidentes ao solo por ano podem ser agrupadas de dois modos distintos:

- Descargas diretas – Falha Inquestionável do Isolamento da linha de distribuição;
- Descargas laterais – Falha do Isolamento dependente da tensão desenvolvida nas fases da linha de distribuição.

Os eventos são agrupados em três classes:

- Falhas de Isolamento por descargas diretas;
- Falhas de Isolamento por descargas laterais;
- Falhas totais de isolamento, ou seja, a soma dos anteriores.

As descargas que atingem as fases das linhas trabalham com modelos empíricos e a Tabela 3.5 mostra os parâmetros utilizados para o cálculo da distância de atração entre as fases e o ponto terminal da descarga, conforme a Equação 3.24.

Tabela 3.5 – Parâmetros Utilizados na Modelagem da Distância de Atração para o Cálculo do Número de Descargas Diretas

Modelo	$k_1$	$k_2$
Armstrong & Whitehead	6,7	0,80
Love	10	0,65
Transmission & Distribution	9	0,5

$$R_{AT} = k_1 I^{k_2} \quad (3.24)$$

onde:

$R_{AT}$  = Raio de Atração [m].

$k_1$  e  $k_2$  = Constantes Empíricas

$I$  = Amplitude da corrente de descarga [kA].

A Equação 3.25 fornece a distância de atração entre as fases e o *Step Leader*, ou seja, qualquer coordenada  $D_1$  inferior a este valor implica em queda direta ao condutor de fase e, por conseguinte, desligamento.

$$D_{AT} = \sqrt{2hk_1 I^{k_2} - h} \quad (3.25)$$

onde:

$D_{AT}$  = Distância de Atração [m].

$k_1$  e  $k_2$  = Constantes Empíricas

$I$  = Amplitude da Corrente de Descarga [kA].

$h$  = Altura Média da Fase em Relação ao Solo [m].

As tensões induzidas trafegam pelas linhas de distribuição até atingirem seus terminais. No presente, caso é considerada uma simplificação que leva em conta a ausência de atenuação por corona, bem como um número de isoladores em paralelo (Gap's em ar devido aos Isoladores) da ordem de 300. Isto praticamente implica em considerar que, uma vez atingida a suportabilidade mínima da linha, por indução, a falha dielétrica ocorre de modo inquestionável.

A suportabilidade dielétrica mínima para uma linha aérea é calculada segundo a Equação 3.26.

$$U_0 = U_{50\%} (1,2 - 4\sigma) \quad (3.26)$$



onde:

$U_0$  = Tensão Suportável Mínima [kV];

$U_{50\%}$  = Tensão Disruptiva Crítica [kV];

$\sigma$  = Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica [p.u.].

O fator de multiplicação 1,2 tende a cobrir conformidades laboratoriais e vai contra o fator 1,5 recomendado pelo *IEEE Std 1410*.

A Tensão Disruptiva Crítica pode ser calculada com base no Nível Básico de Isolamento declarado para a linha, conforme mostra a Equação 3.27, sendo que, no caso de tensões induzidas, é necessário considerar a suportabilidade frente a impulsos positivos.

$$U_{50\%} = \frac{1}{1 - 1,29 \times \sigma} U_{10\%} \quad (3.27)$$

onde:

$U_{10\%}$  = Nível Básico de Isolamento [kV].

Deste modo, obtém-se de (3.26) e (3.27) a Equação 3.28.

$$U_0 = \left( \frac{1,2}{1 - 1,29\sigma} - 4\sigma \right) U_{10\%} \text{ [kV]} \quad (3.28)$$

Quando é assumida a existência de “n” espaçamentos em paralelo, é possível utilizar a simplificação mostrada na Equação 3.29.

$$U_{50\%} = (1 + 4\sigma) \cdot U_{10\%} \quad (3.29)$$

Isto implica alternativamente na Equação 3.30.

$$U_0 = (1,2 - 4\sigma) \cdot U_{10\%} \cdot (1 + 4\sigma) \quad (3.30)$$

Neste estudo foi considerado um Isolador Santana – PI-43272, onde:

$U_{50\%}$  = Tensão Disruptiva Crítica = 175 [kV].

$\sigma$  = Desvio padrão da Tensão Disruptiva Crítica = 0,03 [p.u.].

Deste modo, a suportabilidade da linha segundo a Equação 3.26 é igual a:

$$U_0 = U_{50\%} (1,2 - 4 \times 0,03) \approx 190 [kV]$$

As Figuras 3.22 a 3.30 mostram os resultados no primeiro ciclo de resultados de 100 anos e 1000 descargas, que correspondem a 1 descarga por  $km^2$  por ano, para 100 km de linha. A Dependência Estatística assumida é, segundo *Weibull*, simétrica, conforme mostrado na Equação 3.31.

$$p_I = 0.5 \left\{ 1 - \frac{N - N_{50\%}}{4 \cdot \sigma} \right\}^{4,8137} \quad (3.31)$$

onde:

$p_I$  = Probabilidade do valor da variável ser inferior a  $N$ .

$N_{50\%}$  = Valor Crítico do Número de Falhas de Isolamento da Linha de Distribuição.

$\sigma$  = Desvio Padrão do Número de Falhas de Isolamento da Linha de Distribuição.

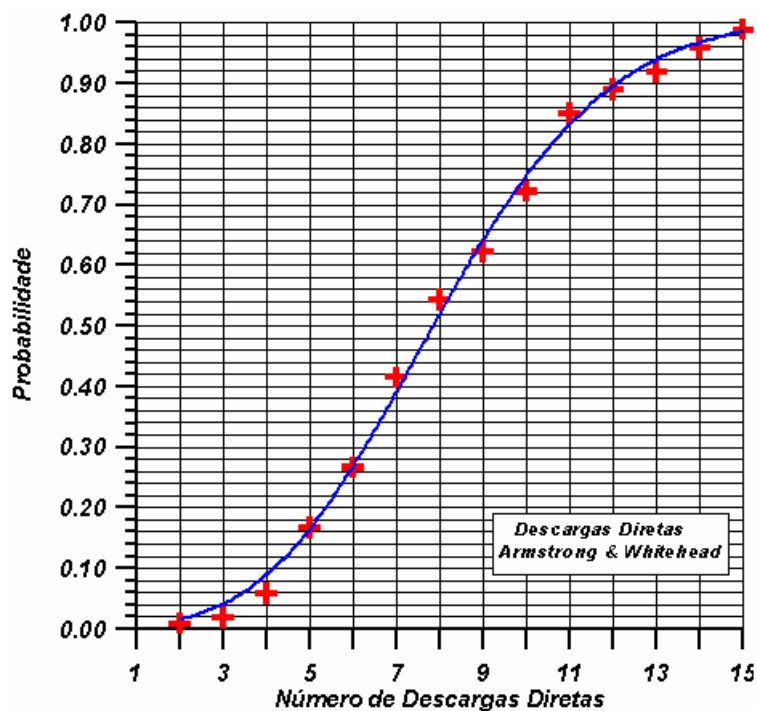


Figura 3.22 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.

A Figura 3.22 e demais devem ser interpretadas da seguinte forma:

- 10% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 4 por ano;
- 50% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 8 por ano – (Número de Falhas por Descargas Diretas Crítico);
- 90% das Falhas de Isolamento por Descargas Diretas são Inferiores a 12 por ano;

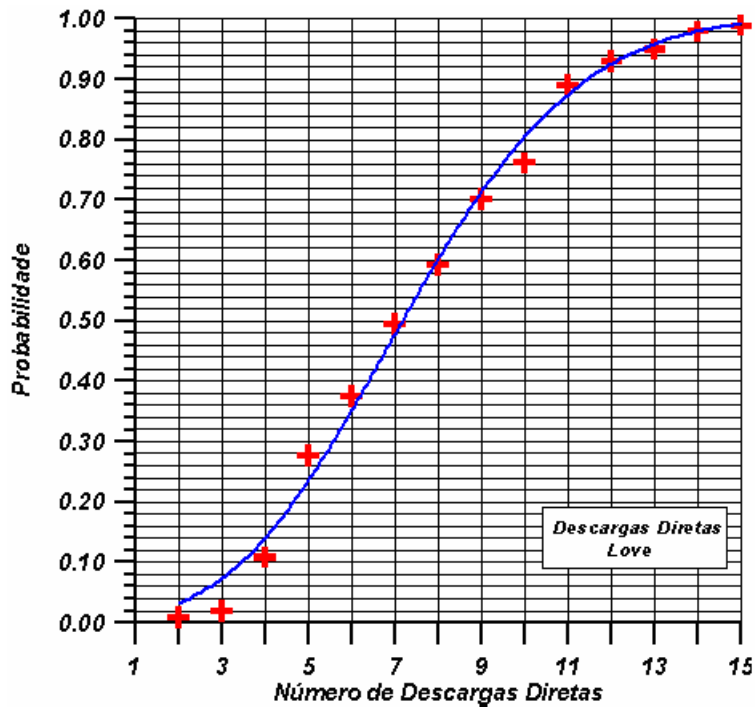


Figura 3.23 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love.

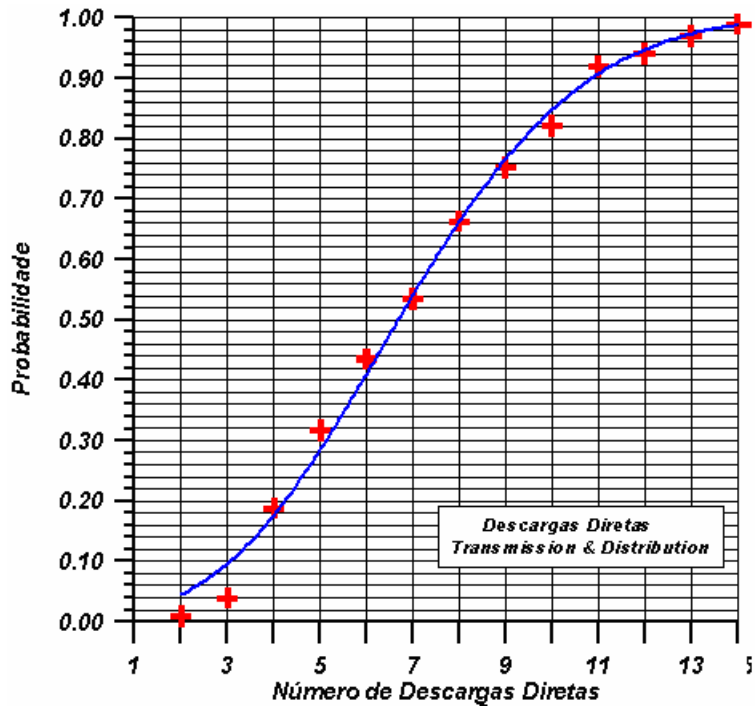


Figura 3.24 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Diretas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution.

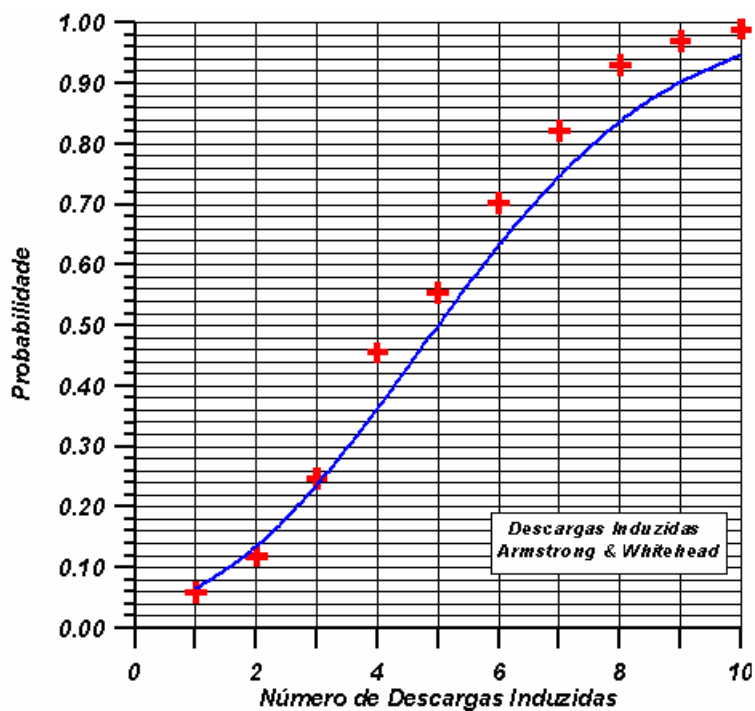


Figura 3.25 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.

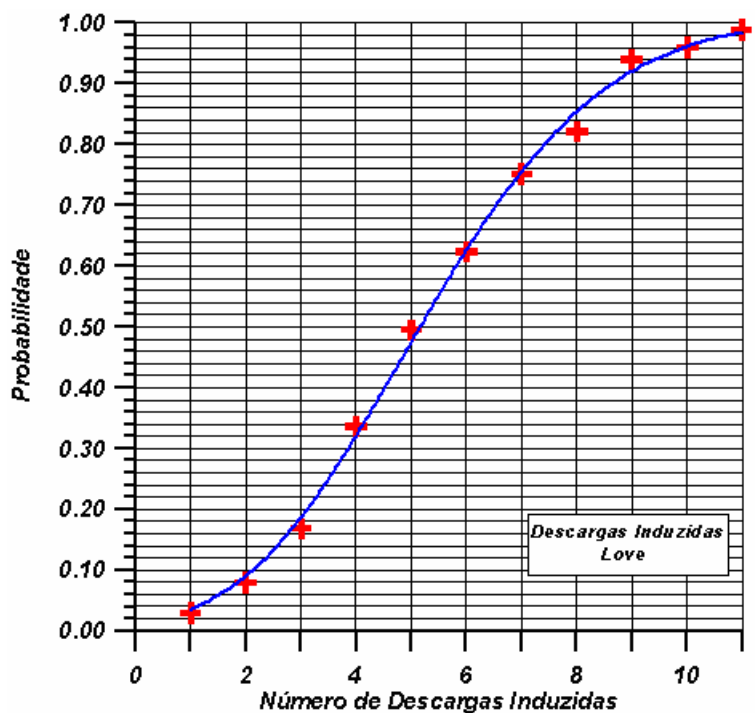


Figura 3.26 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love

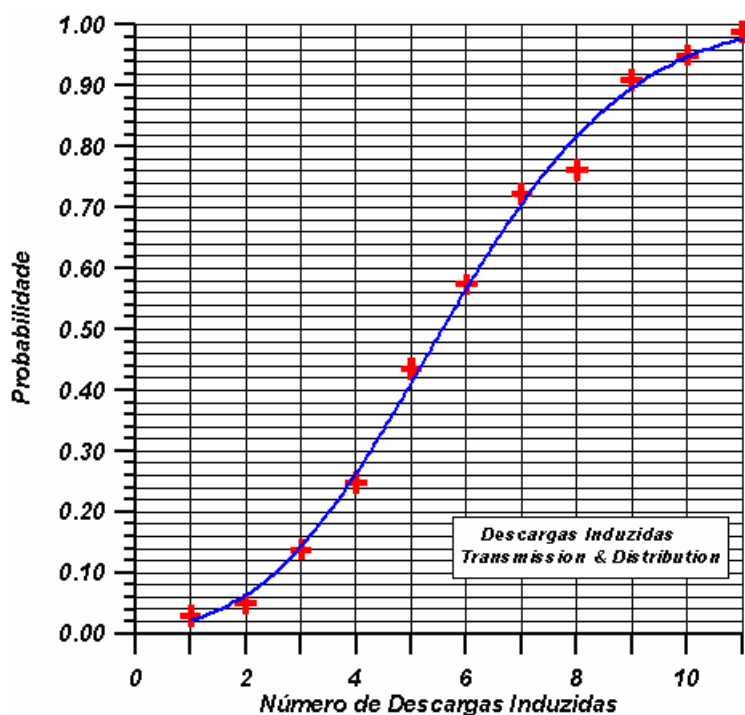


Figura 3.27 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution

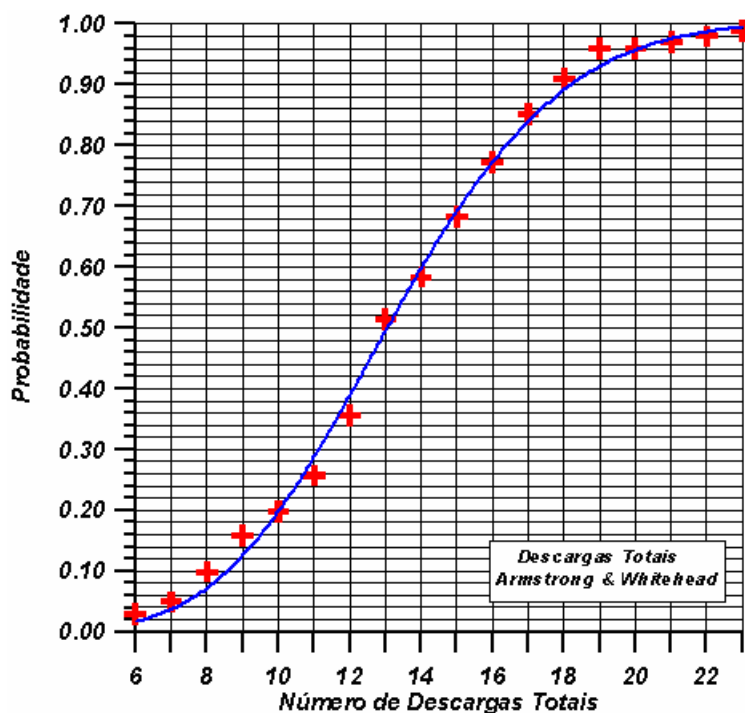


Figura 3.28 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Induzidas ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Armstrong & Whitehead.

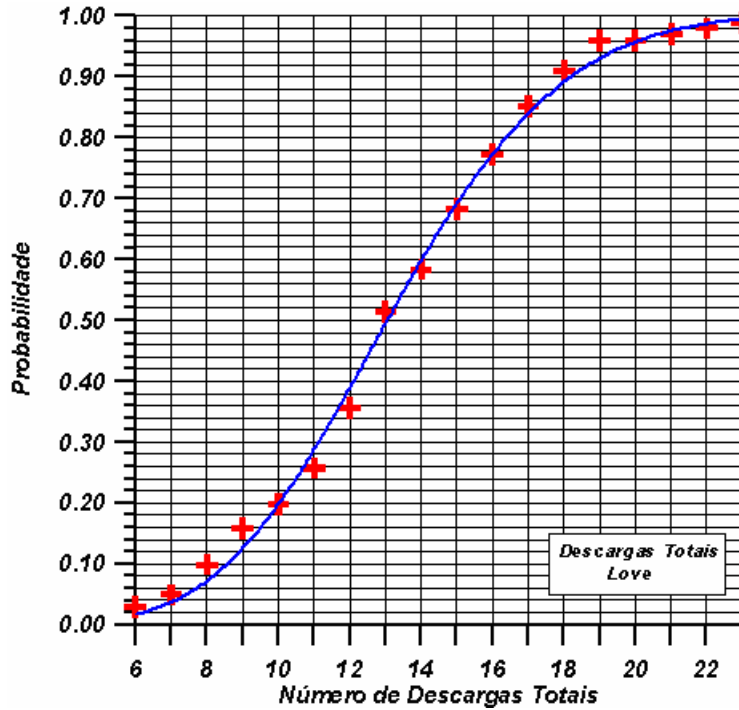


Figura 3.29 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Love

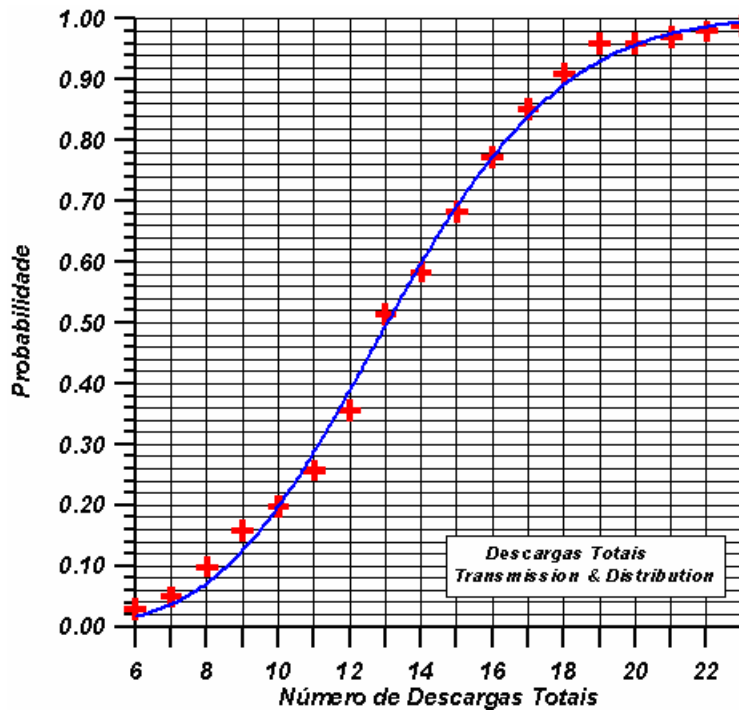


Figura 3.30 – Probabilidade do Número de Falhas Dielétricas por Descargas Totais - Diretas & Laterais ser Inferior ao Valor do Eixo x – Segundo Transmission & Distribution

A Tabela 3.6 mostra um resumo geral dos resultados mostrados nas Figuras 3.22 a 3.30.

Tabela 3.6 – Resumo Geral dos Resultados sobre Falhas de Isolamento, conforme listado nas Figuras 32 a 42.

Modelo	ARMSTRONG & WHITEHEAD				
	$N_{50\%}$	$\sigma$	0,1 p.u.	0,5 p.u.	0,9 p.u.
Diretas	7,88	2,84	4,10	7,88	12,00
INDUZIDAS	4,56	2,23	1,60	4,55	7,78
TOTAIS	13,09	3,45	8,50	13,08	18,09
Modelo	LOVE				
	$N_{50\%}$	$\sigma$	0,1 p.u.	0,5 p.u.	0,9 p.u.
Diretas	7,22	2,87	3,40	7,22	11,38
INDUZIDAS	5,19	2,34	2,08	5,18	8,58
TOTAIS	13,09	3,45	8,50	13,08	18,09
Modelo	TRANSMISSION & DISTRIBUTION				
	$N_{50\%}$	$\sigma$	0,1 p.u.	0,5 p.u.	0,9 p.u.
Diretas	6,72	2,80	3,00	6,72	10,80
INDUZIDAS	5,30	2,35	2,47	5,30	9,00
TOTAIS	12,98	3,45	8,39	13,08	17,99

Conforme mostram os totais da Tabela 3.6, os resultados independem dos dados de distância de atração, pelo menos com relação aos adotados. No entanto, a importância das descargas laterais à linha em relação às diretas é variável, oscilando entre 57.8% (33.0%) – Modelo Whitehead & Armstrong à 78.9% (40.5%) – Modelo Transmission & Distribution (o valor entre parênteses é relativo a porcentagem sobre o número total de falhas de isolamento).

Os resultados acima podem ser agrupados de maneira a fornecer uma curva que relaciona a Tensão Disruptiva Crítica – CFO de uma Linha de Distribuição e o seu Desempenho Médio Operativo, conforme mostra a Figura 3.31.

A Figura 3.31 permite calcular o desempenho médio de uma linha de distribuição em média tensão em função do valor de sua Tensão Disruptiva Crítica – CFO em [kV], Comprimento em [km] e Número de Descargas ao Solo por km<sup>2</sup> por ano, conforme mostrado pela Equação 3.32.

$$N_F = N_{F-100} N_{D-Solo} \frac{L_{LD}}{100} \quad (3.32)$$



onde:

$N_F$  = Número Médio Total de Falhas por Ano

$N_F - 100$  = Número Médio Total de Falhas por Ano Padrão – Figura 3.31.

$N_{D-Solo}$  = Número de Descargas por  $km^2$  por ano

$L_{LD}$  = Comprimento da Linha de Distribuição [km]

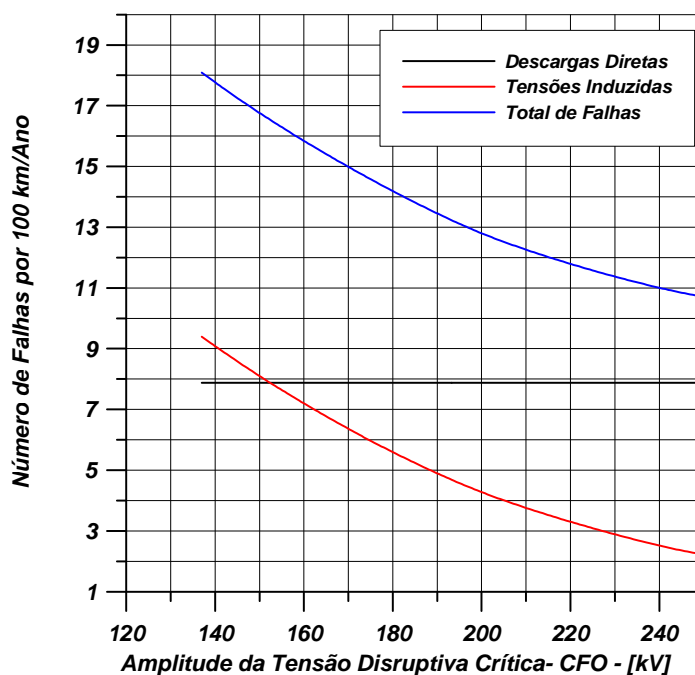


Figura 3.31 – Número de Falhas por 100 km por Ano para a Condição de 1 Descarga por  $km^2$  por Ano em Função da Tensão Disruptiva Crítica da Linha – CFO [kV]

Deste modo considerando:

- Tensão Disruptiva Crítica – CFO = 180 kV
- Figura 3.31 → 14 Falhas /100 km / Ano
- Número de Descargas por  $km^2$  por ano = 4 Descargas
- Comprimento da Linha de Distribuição = 45 [km]

$$N_F = 14 \times 4 \times \frac{45}{100} = 25,2 \quad \text{Falhas Médias por Ano}$$

### 3.4 A Suportabilidade das Linhas de Média Tensão

No que se diz respeito à suportabilidade das linhas de media tensão, deve-se considerar o que as normas brasileiras, a exemplo a *NBR 8186 “Guia de aplicação de coordenação de isolamento”*[61], e internacionais, a exemplo a *IEEE Std C57.98-1993 “Guide for Transformer Impulse Tests”* [62], recomendam medidas a serem tomadas para a coordenação de isolamento nos sistemas de distribuição, como, por exemplo, a forma dos impulsos padronizados para a verificação da suportabilidade dielétrica das linhas.

A seguir são tratados aspectos sobre as formas dos impulsos padronizados por normas e as formas das sobretensões induzidas em linhas de distribuição obtidas através do Programa *LIOV*

#### 3.4.1 Impulsos Padrão

Os ensaios de impulso são realizados com formas que permitem representar, simplificadaamente, àquelas encontradas em serviço. A partir de dados compilados pelo “*AIEE-EEI-NEMA Committee on Insulation Coordination – 1937*” sobre descargas atmosféricas, concluí-se que distúrbios no sistema, oriundos de descargas atmosféricas, podem ser representados por três formas de impulso básicos – impulso pleno, impulso cortado e frente de impulso. Na Figura 3.32, estes impulsos são representados.

É conhecido que os distúrbios devidos às descargas atmosféricas não apresentam estas formas básicas. Entretanto, a partir da definição da amplitude e da forma destes impulsos, é possível estabelecer uma suportabilidade dielétrica mínima que os equipamentos da rede devem apresentar. Uma curva pode ser desenhada através dos pontos estabelecidos pela amplitude e duração dos impulsos, como mostrado na Figura 3.32. Para a frente do impulso e para o

impulso cortado, os pontos são localizados na interseção da linha vertical desenhada no tempo de corte e uma linha horizontal desenhada através da crista, enquanto para o impulso pleno, a linha vertical é localizada no tempo de 50 % do valor de crista, (conforme *IEEE Std 4-1978*) [60]. A suportabilidade do isolamento para impulsos diferentes dos definidos nesta norma pode ser aproximada a partir da curva tensão versus tempo.

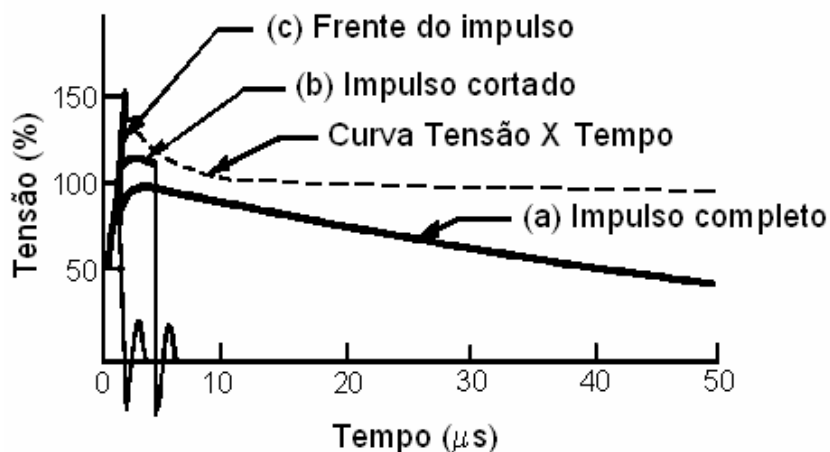


Figura 3.32 – Formas dos impulsos atmosféricos

Ensaios de impulso demonstram que o isolamento suporta impulsos situados abaixo da curva tensão versus tempo. Aplicando equipamentos de proteção que apresentam curvas tensão versus tempo, inferiores às dos equipamentos a serem protegidos, fica garantido a proteção adequada para o isolamento do sistema. Se um distúrbio oriundo de uma descarga atmosférica viaja alguma distância ao longo da linha antes de atingir um equipamento, um transformador, por exemplo, a forma deste distúrbio fica próxima da relativa ao impulso pleno na Figura 3.32, Curva “a”. Este é um impulso que cresce a partir de zero para o valor de crista em  $1,2 \mu\text{s}$  e então decai para 50 % deste valor em  $50 \mu\text{s}$ . Esta forma é usualmente denominada de  $1,2 \times 50 \mu\text{s}$ . A parte do impulso entre zero e a crista é chamada de frente e a parte depois da crista é conhecida como cauda.

Um distúrbio viajando ao longo da linha pode ocasionar a falha de um isolador após o tempo para atingir a onda do impulso. Este impulso, Curva “b” da Figura 3.32, é simulado por impulso cortado por um dispositivo externo ao gerador, conforme normalização.

Se uma descarga atmosférica severa atinge diretamente ou muito perto um transformador, por exemplo, a tensão sobe rapidamente até acontecer a disrupção do isolamento resultando em um colapso na tensão. Esta condição é representada pela Curva “c” da Figura 3.32.

### **3.4.2 Impulsos Induzidos**

As tensões induzidas por descargas atmosféricas possuem formas que atualmente são objeto de discussão por pesquisadores no mundo inteiro. Em um estudo desenvolvido pelo Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá e a Universidade de Bologna, são simulados eventos atmosféricos em configurações de linhas de distribuição da rede da *AES-Sul* através do programa *LIOV-EMTP* para solos com perdas, cujos resultados são apresentados no Capítulo 4. Neste caso, foram encontradas formas com tempos de frente maiores e tempos de cauda menores em comparação com os propostos pela norma internacional. Tais resultados são considerados de alta relevância, uma vez que os ensaios de dispositivos para redes de distribuição, como isoladores, por exemplo, com tensões de impulso com tempos de frente e cauda diferentes podem resultar em tensões disruptivas diferentes das previstas pelos métodos e normas atuais.

## **3.5 Técnicas de Coordenação de Isolamento**

As medidas disponíveis para aumentar o desempenho de linhas de distribuição são principalmente restritas ao aumento do nível de isolamento, quantidade de pára-raios ou a utilização de cabos aterrados.

Na medida em que se aumenta o nível de isolamento de uma linha, o número de faltas diminui. Existe uma grande diferença questionável entre o desempenho de linhas com postes de madeira e linhas com postes de material condutor, tal como concreto ou aço. Normalmente a madeira, mesmo em condições úmidas, age como um isolante para surtos atmosféricos. A tensão

disruptiva da madeira pode ser estimada em  $3 \text{ kV/cm}$ . No entanto, experiências realizadas com cruzetas de madeira e postes de concreto não resultam em efeitos positivos da madeira para surtos de manobra ou tensão, na frequência industrial, são, entretanto, pobres. Quando se calcula a suportabilidade dielétrica de um isolador em série com a madeira, a distribuição de tensão entre os dois componentes deve ser levada em consideração. É claro que, para um grande comprimento de madeira, quase toda a tensão é aplicada no trecho de madeira, caso típico para um poste. Por outro lado, se o comprimento da madeira for pequeno, o isolador fica submetido a uma solicitação maior de tensão e, provavelmente, irá falhar primeiro.

Se uma linha de distribuição estiver equipada com um cabo aéreo aterrado, as sobretensões oriundas de descargas laterais são reduzidas de 25% a 40 %, isto implica em uma mesma redução da frequência de falha.

Existem algumas possibilidades de reduzir o número de desligamentos de uma linha devido às descargas diretas: (1) aumentar o nível de isolamento da linha, (2) evitar que as descargas atinjam os cabos condutores, (3) evitar que as tensões que se desenvolvem através dos isoladores atinjam valores superiores a sua suportabilidade, (4) qualquer combinação dessas três possibilidades.

### **3.5.1 Presença de condutores aterrados – cabos pára-raios**

Os cabos pára-raios são utilizados nas linhas de transmissão com tensão nominal maior ou igual a  $69 \text{ kV}$  para protegê-las contra as descargas diretas. São extremamente eficientes quando adequadamente dispostos sobre os cabos condutores e aterrados na base das torres.

As linhas de distribuição não são normalmente providas de cabos pára-raios, pois, mesmo que esses cabos sejam dispostos de maneira a interceptar todas as descargas que eventualmente atingiriam seus cabos condutores, na maioria das vezes, a tensão desenvolvida no topo da estrutura é suficiente para resultar em descargas de retorno devido à baixa suportabilidade dos isoladores.

Apesar da pouca eficiência dos cabos pára-raios na proteção das linhas de distribuição contra as descargas diretas, sua presença contribui para reduzir a amplitude da tensão induzida nos condutores de fase.

O efeito da presença do cabo pára-raios pode ser calculado através da Equação 3.34 simplificada [49]:

$$RA_i = 1 - \frac{h_s}{h_i} \cdot \frac{c \times L_{is}}{c \times L_{ss} + R_e} \quad (3.34)$$

onde,

$RA_i$  = relação entre a amplitude da tensão induzida no condutor  $i$  com e sem a presença do cabo pára-raios;

$h_i$  = altura do condutor  $i$ ;

$h_s$  = altura do cabo pára-raios;

$L_{ss}$  = auto-indutância do cabo pára-raios;

$L_{is}$  = indutância mútua entre o condutor  $i$  e o cabo pára-raios;

$R_e$  = resistência de aterramento do cabo pára-raios; e

$c$  = velocidade da luz.

Para a linha da Figura 3.33 com condutores dispostos horizontalmente e uma resistência de aterramento de  $50 \Omega$ :

$$RA_a = 0,68$$

$$RA_b = 0,65$$

$$RA_c = 0,68$$

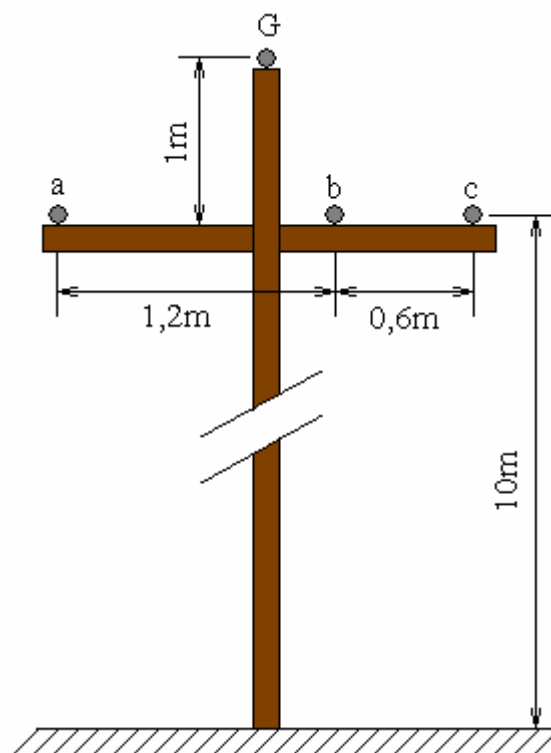


Figura 3.33 – Configuração de linha de distribuição – Cabos horizontais

Para a linha da Figura 3.34 com condutores dispostos verticalmente e uma resistência de aterramento de  $50 \Omega$  :

$$RA_a=0,71$$

$$RA_b=0,69$$

$$RA_c=0,71$$

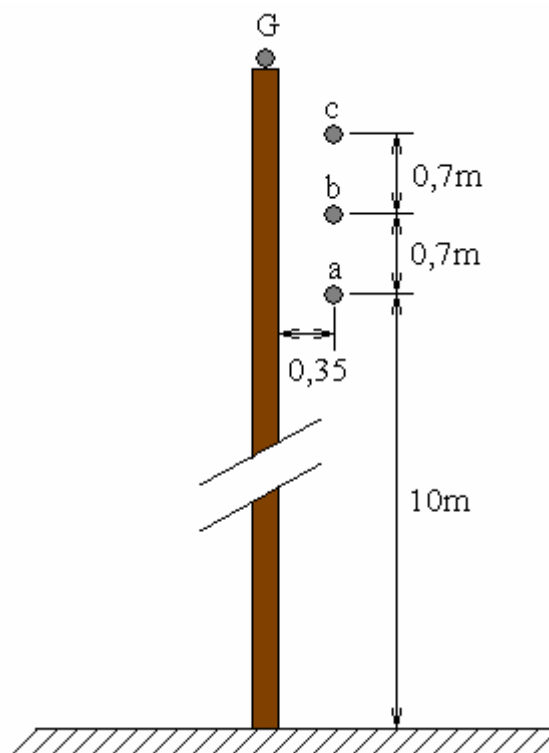


Figura 3.34 – Configuração de linha de distribuição – Cabos na vertical

O efeito do cabo pára-raios é mais acentuado no condutor superior da configuração vertical e no condutor central da configuração horizontal.

### 3.5.1.1 Influência da condutividade do solo

A condutividade do solo afeta tanto a amplitude como a forma de onda da tensão induzida. Dependendo da posição da descarga em relação à linha e do ponto de observação ao longo da linha, o efeito da condutividade pode ser no sentido de aumentar, de diminuir e/ou de provocar uma inversão na polaridade da tensão induzida [50].



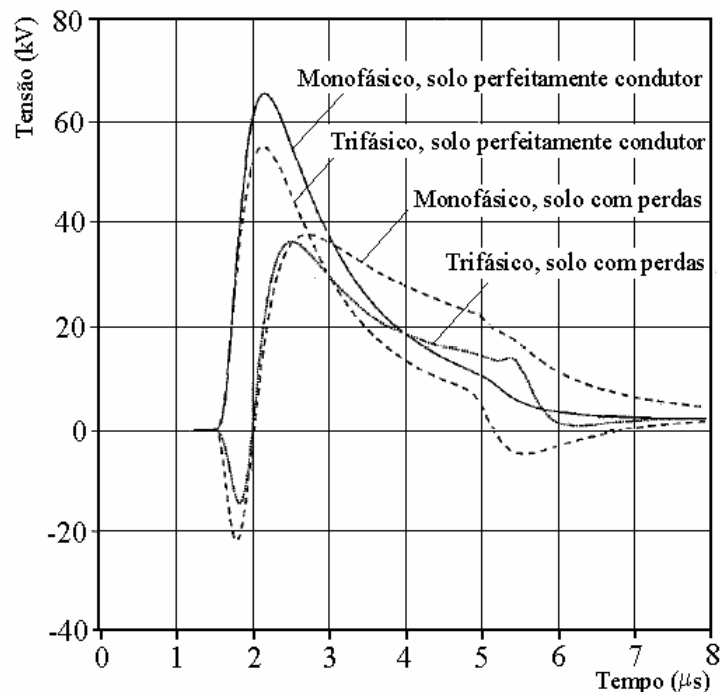


Figura 3.35 – Influência da condutividade do solo

A Figura 3.35 [51] mostra o efeito da condutividade na tensão induzida no terminal de uma linha monofásica e num dos condutores de uma linha trifásica. Para o solo com perdas utiliza-se uma condutividade de  $\sigma_{solo} = 0,001 \text{ S/m}$ .

Quanto menor a condutividade do terreno, menor é a amplitude da tensão induzida e maior é o tempo de cauda. Apesar da acentuada diferença entre as amplitudes das tensões induzidas nos dois casos, devida ao maior tempo de cauda da tensão de menor amplitude, ambas as tensões devem impor oscilações dielétricas semelhantes ao isolamento de ar que contorna os isoladores da linha.

### 3.5.2 Aumento do nível de isolamento da linha

Dada à amplitude das sobretensões geradas devido às descargas diretas, o simples aumento do nível de isolamento da linha, sem a combinação com outros meios de redução, como a instalação de pára-raios ou cabos pára-raios, é ineficiente na redução do número de desligamentos.

Apesar de níveis de isolamento de até 400 kV não serem suficientes para evitar descargas disruptivas nos isoladores da linha devido às descargas diretas,

o aumento no nível de isolamento da linha, como o obtido através do uso de cruzetas isolantes, pode resultar no aumento do comprimento do arco elétrico que se estabelece quando da ocorrência das falhas dielétricas. O aumento do comprimento do arco dificulta a evolução da descarga para um arco de potência, ou seja, de um curto-circuito e, conseqüentemente, o desligamento da linha [39, 52].

Cabe observar que o nível de isolamento da linha não depende apenas dos seus isoladores, mas também do tipo de cruzeta utilizada, do arranjo dos isoladores na cruzeta, da fixação da cruzeta ao poste, etc. O nível de isolamento da linha é muito próximo daquele levantado em laboratório através do ensaio de impulso atmosférico normalizado sob chuva, aplicado em arranjos iguais aos das montagens no campo.

O principal fator que determina a probabilidade de uma descarga elétrica resultante de uma descarga atmosférica sobre uma linha ou nas suas proximidades evoluir para um arco de potência e estabelecer um curto-circuito na linha é o gradiente médio  $E$  do campo elétrico ao longo do arco, devido à tensão normal de operação [53], conforme a Equação 3.35.

$$E = \frac{Tensão_{(fase-terra)}}{L} \quad (\text{arco entre fase-terra}) \quad (3.35)$$

Onde  $L$  é o comprimento do arco e  $Tensão_{(fase-terra)}$  é a tensão de fase nominal do sistema.

Para gradientes da ordem de  $7 \text{ kV/m}$  a  $10 \text{ kV/m}$ , é praticamente zero a probabilidade de uma descarga elétrica evoluir para um arco de potência. O gradiente crítico  $E_{cr}$  ( $\text{kV/m}$ ) necessário para o estabelecimento do arco elétrico em função da tensão de operação  $U$  (entre  $0 \text{ kV}$  e  $9 \text{ kV}$ ) e da corrente de curto-circuito  $I_{cc}$  (entre  $0 \text{ A}$  e  $1000 \text{ A}$ ) no local da ocorrência da descarga pode ser aproximado pela Equação 3.36:

$$E_{cr} = \frac{100 \cdot (42 - 3,4U)}{I_{cc}} \quad (\text{valores de pico}) \quad (3.36)$$

Como o campo elétrico resultante da tensão de operação varia de forma senoidal, com uma frequência muito menor que a dos surtos atmosféricos, a probabilidade de uma descarga atmosférica sobre uma linha evoluir para um arco de potência depende, também, do quão próximo é o instante da ocorrência da descarga do instante da passagem da tensão de operação por um zero e da multiplicidade da descarga atmosférica.

O comprimento do arco  $L$  é maior nas estruturas com cruzetas de madeira, ou de outro material isolante, do que nas estruturas com cruzetas metálicas ou de concreto, o que poderia justificar eventual melhor desempenho das linhas com cruzetas de madeira [52]. Na realidade, a mão francesa fixada à cruzeta, junto a um dos isoladores de pino, elimina a vantagem das cruzetas de madeira sobre as de concreto ou metal.

Uma melhor avaliação das probabilidades de um arco elétrico decorrente de uma descarga atmosférica evoluir para um arco sustentado somente é possível através de ensaios de arco de potência em laboratório, simulando as condições de campo, no que diz respeito aos arranjos dos isoladores na cruzeta ou no poste e ao nível de curto-circuito no local do arco.

### ***3.5.3 Evitar que as descargas atinjam os cabos condutores da linha***

É possível evitar a incidência de descargas diretamente sobre os cabos condutores, estendendo-se sobre a linha cabos pára-raios, adequadamente dispostos (adequando ângulo de proteção – ângulo  $\alpha$  na Figura 3.36) e aterrados. Quanto menor é o ângulo  $\alpha$ , menor é a probabilidade dos condutores da linha serem atingidos por descargas atmosféricas. Para uma blindagem perfeita, a disposição dos cabos pára-raios deve ser de maneira a interceptar as descargas com amplitudes capazes de ocasionar surtos de tensão superiores ao isolamento da linha quando nos cabos condutores.

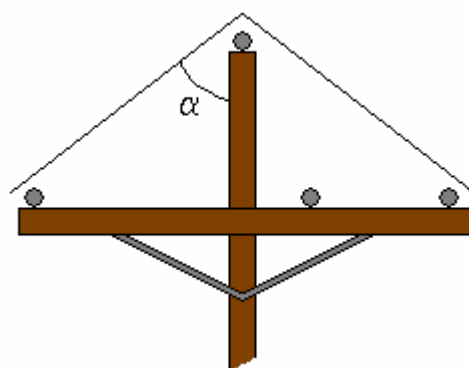


Figura 3.36 –  $\alpha$ , ângulo de proteção ou ângulo de blindagem

Conforme discutido, as conseqüências de uma descarga atmosférica direta em um condutor são sobretensões da ordem de milhões de volts, que, dependendo da distância entre o cabo pára-raios e os condutores de fase, pode ser suficiente para provocar uma descarga disruptiva do cabo pára-raios para os condutores fase. No entanto, bem antes da tensão  $U_i$  atingir o seu valor máximo, sofre atenuações devido ao efeito corona e reflexões provenientes de estruturas adjacentes. Há de se considerar, também, a redução da tensão desenvolvida entre o cabo pára-raios e condutores de fase devido o efeito da pré-descarga [59] e devido ao seu acoplamento magnético, que é responsável pela indução de surtos de tensão nos cabos condutores de mesma polaridade que os desenvolvidos no cabo pára-raios.

## Capítulo 4

### Surtos Induzidos

A coordenação de isolamento de linhas aéreas de média tensão, desenvolvida através de métodos estatísticos, é baseada no cálculo dos riscos de falha que podem ser estimadas quando as distribuições estatísticas das sobretensões e das solicitações no isolamento são conhecidas. Este é o foco deste capítulo. Um método desenvolvido pela *Universidade de Bologna* para o cálculo de distribuições estatísticas de tensões induzidas por descargas laterais a linhas de distribuição aéreas é primeiramente descrito, posteriormente aplicado para a linha de distribuição de média tensão padrão, de classe 25 kV da *AES-Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia*.

A avaliação de desempenho de linhas de distribuição frente a descargas atmosféricas laterais envolve modelos precisos do mecanismo de indução de sobretensões. Além disso, para alcançar a coordenação de isolamento adequada, é necessário levar em conta a presença de dispositivos de proteção basicamente constituídos por pára-raios e/ou cabos guardas. A conseqüente complexidade do fenômeno envolvido e o alto número de não-linearidades resultam em difícil estimativa das tensões induzidas. Por esta razão, nos últimos anos, modelos mais precisos, comparados com os modelos propostos na literatura na primeira parte do último século [1, 2, 3, 4], foram desenvolvidos.

A seguir, é descrito o procedimento estatístico para avaliar o desempenho de linhas aéreas frente a descargas atmosféricas apresentadas em [5] e estendido em [6, 7, 8, 9]. Este procedimento é baseado nos modelos mencionados em [1, 2, 3, 4] que permitem uma descrição mais detalhada do mecanismo de indução de sobretensão de descargas laterais e no método estatístico de *Monte Carlo*.

## 4.1 O Modelo LIOV - EMTP

Os resultados apresentados neste texto tiveram como ferramenta de cálculo o *Código LIOV (lightning induced overvoltage)*. Este código foi desenvolvido por meio de uma colaboração internacional entre a *Universidade de Bologna* (Departamento de Engenharia Elétrica), o *Instituto Federal Suíço de Tecnologia* (Laboratório de Sistemas de Potência) e a *Universidade de Roma “La Sapienza”* (Departamento de Engenharia Elétrica). O código LIOV é baseado no modelo de acoplamento entre a linha e o campo formulado por *Agrawal et al.* (1980) [15], adequadamente adaptado para o caso de uma linha aérea iluminada por um campo eletromagnético devido a uma descarga lateral. O campo eletromagnético da descarga de retorno é calculado, considerando-se um modelo de engenharia *MTLE* para a corrente da descarga de retorno, utilizando a fórmula de *Cooray-Rubinstein* para o caso de solo com perdas (*NUCCI et al., 1993; RACHIDI et al., 1995*) [54, 28].

A respeito do efeito da resistividade do solo no cálculo dos parâmetros de linha, utiliza-se a expressão de *Carson* [55], com referência particular à impedância do solo. Uma vez que todos os modelos acima mencionados são implementados no domínio do tempo e a resistência transitória do solo é derivada da fórmula de *Timotin* [56]. Recentemente, foi introduzida no *Código LIOV* uma nova expressão proposta por *Rachidi, Loyka, Nucci e Ianoz* [57], correspondendo à expressão geral de *Sunde* [58] para a impedância do solo. Isto permite o cálculo de tensões induzidas por descargas atmosféricas ao longo da linha de distribuição com uma função da forma da corrente (amplitude, tempo de frente, duração); da velocidade da descarga de retorno; da geometria da linha (altura, comprimento, número e posição dos condutores); do local de impacto da descarga atmosférica em relação à linha; da resistividade e permissividade relativa do solo e do valor das impedâncias das terminações.

De acordo com o modelo de acoplamento de *Agrawal*, as funções que excitam a linha são as componentes horizontal e vertical do campo elétrico incidente, definidas como a soma do campo irradiado pela descarga e o campo

refletido pelo solo, supondo-se a ausência dos condutores da linha. O campo total é a soma do campo incidente e o campo espalhado “*Scattered field*” pela linha. A tensão total  $u_k(x, t)$  induzida no ponto  $x$  de um condutor  $k$  genérico de uma linha multi-condutores no tempo  $t$  é dada pela Equação 4.1.

$$u_k(x, t) = u_k^i(x, t) + u_k^s(x, t) \quad (4.1)$$

onde:

$u_k^s(x, t)$  – Tensão espalhada “*Scattered voltage*”, e

$u_k^i(x, t)$  – Tensão incidente, definida pela Equação (4.2)

$$u_k^i(x, t) = - \int_0^{h_k} E_{z_k}^i(x, z, t) dz \quad (4.2)$$

onde:

$E_{z_k}^i(x, z, t)$  – Componente vertical do campo elétrico incidente; e

$h_k$  – Altura do condutor  $k$  da linha multi-condutores.

O vetor das tensões espalhadas “*scattered voltages*” [ $u^s(x, t)$ ] pode ser obtido da solução das Equações (4.3) e (4.4).

$$\frac{\partial}{\partial x} [u^s(x, t)] + [L] \frac{\partial}{\partial t} [i(x, t)] + [\xi'_g] \otimes \frac{\partial}{\partial t} [i(x, t)] = [E_x^i(x, h_k, t)] \quad (4.3)$$

$$\frac{\partial}{\partial x} [i(x, t)] + [C'] \frac{\partial}{\partial t} [u^s(x, t)] = 0 \quad (4.4)$$

onde:

- [ $L$ ] e [ $C'$ ] são as matrizes da linha por unidade de comprimento de indutância e capacitância respectivamente;

- [ $\xi'_g$ ] é a matriz da impedância transitória de terra (a impedância do condutor é negligenciada);

- $[E_x^i(x, h_k, t)]$  é o vetor dos componentes do campo elétrico de excitação (incidente) no ponto  $x$  dos vários condutores da linha;
- $[i(x, t)]$  é o vetor de correntes no ponto  $x$  dos vários condutores da linha;
- $\otimes$  denota o produto de convolução.

No *Código LIOV*, o campo elétrico vertical incidente é calculado com as equações de campo eletromagnético conforme proposto por *Uman*. O campo elétrico horizontal é calculado com a fórmula de *Cooray e Rubinstein*.

Embora, como mencionado, a tensão induzida possa ser calculada a partir de qualquer forma da corrente de descarga no canal base, com o objetivo de reduzir o tempo computacional, o formato da corrente é aproximado para uma rampa até o valor de pico  $I_p$  no tempo  $t_f$  (tempo de frente), a partir do qual a amplitude da corrente é mantida constante. Correntes de descarga com formas de onda diferentes, mas com a mesma amplitude e declividade média entre 30% e 90%, são razoavelmente assumidas como dando origem a tensões induzidas semelhantes.

## **4.2 Estudo de Linhas Multi-Condutores sob Solos com Perdas**

### **4.2.1 Geometria das simulações**

Todas as simulações descritas neste texto são relativas a uma linha com 2 km de comprimento e distância entre postes subsequentes igual a 100 m. A geometria dos condutores da linha é a mostrada na Figura 4.1. A posição do condutor aterrado é a do neutro, ou seja, condutor #7 da Figura 4.1.

A característica V-I dos pára-raios de média tensão é a mostrada na Figura 4.2. As resistividades do solo são 0,01 S/m e 0,0033 S/m; as resistências de aterramento, ou seja, pé de poste, são: 10  $\Omega$  e 40  $\Omega$ .



A localização das descargas aleatoriamente geradas na área ao redor da linha ( $80 \times 10^3$  eventos) é mostrada na Figura 4.3. Nestas simulações, a área de incidência é de  $24 \text{ km}^2$  e o número anual de descargas por quilômetro quadrado por ano foi considerado como unitário,  $N_g=1$ . No procedimento estatístico, a velocidade da descarga de retorno pode ser considerada como uma variável aleatória, dependendo da corrente da descarga de retorno [5], ou considerada como um valor fixo. Nas simulações mostradas, este valor foi considerado constante e igual a  $1,5 \times 10^8 \text{ m/s}$ .

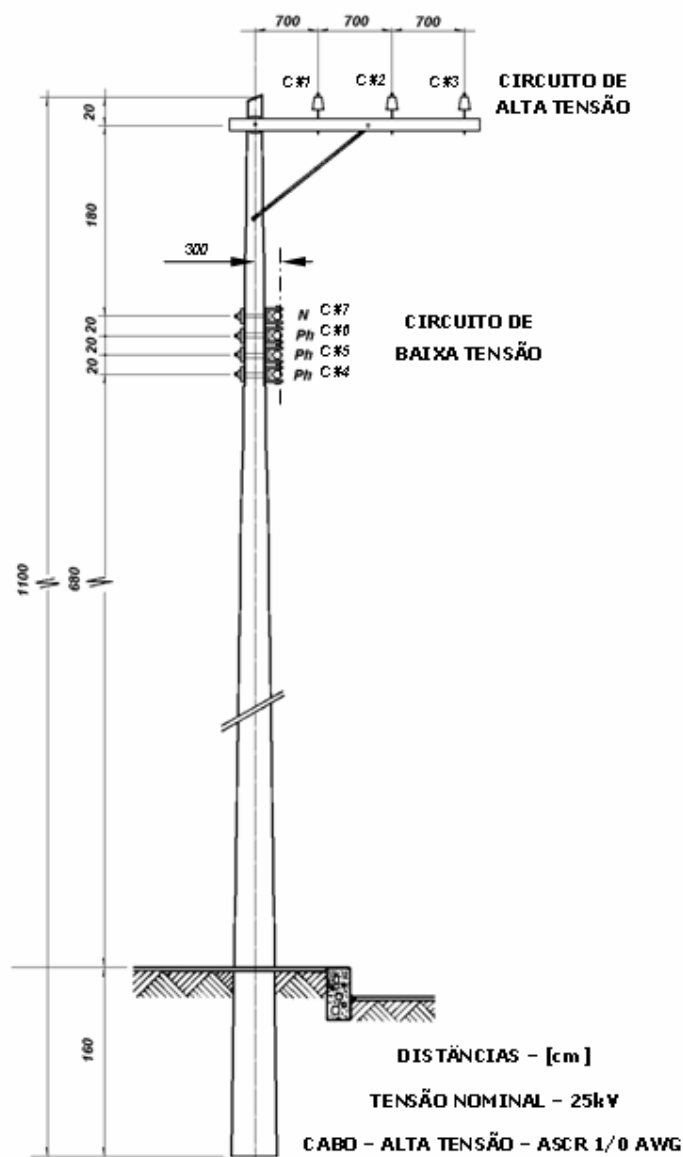


Figura 4.1 – Geometria dos condutores da linha de distribuição.

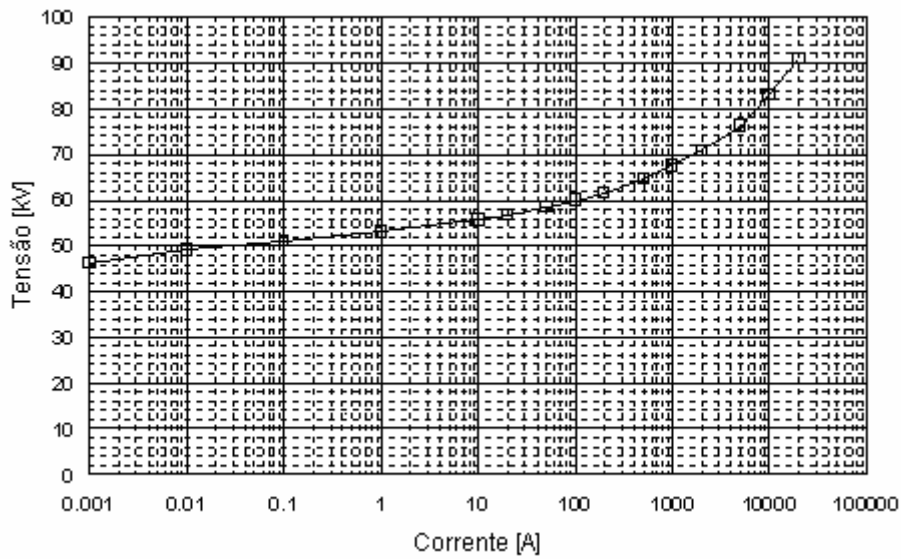


Figura – 4.2 – Característica V-I dos para-raios de média tensão.

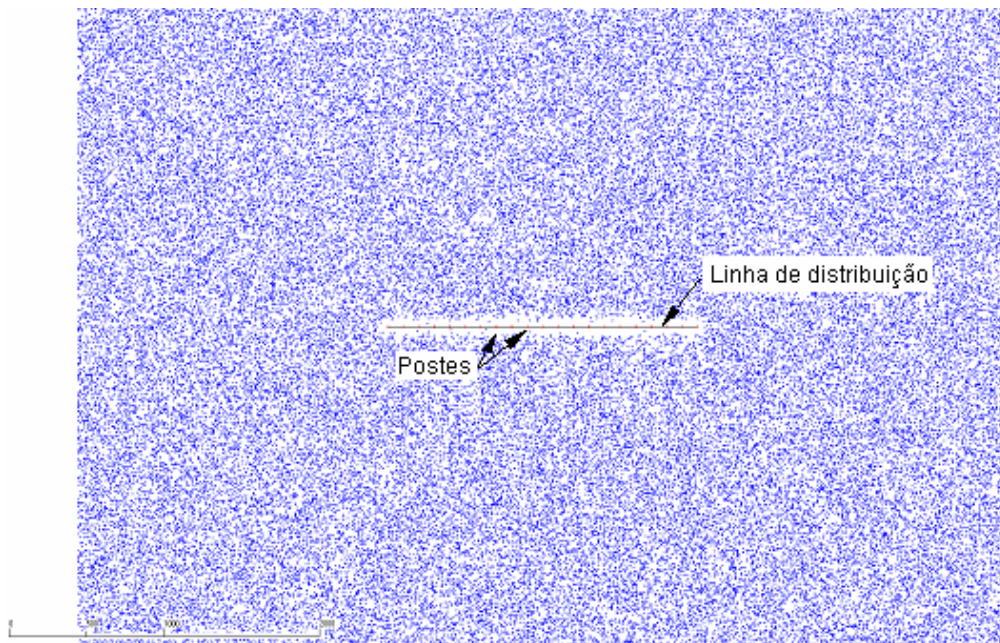


Figura 4.3 – Área das descargas laterais próximas à linha de distribuição (vista superior).

### 4.2.2 Resultado das simulações

Oito casos foram estudados e analisados, considerando diferentes tipos de construção de linha. A seguir são mostrados os resultados relevantes para cada uma das condições consideradas. As Figuras 4.4 a 4.31 mostram o número de vezes que a amplitude da tensão induzida excedeu o valor da abscissa para a

condição de 100 km/ano. Adicionalmente, para os casos excedendo 125 kV, os seguintes valores de medianas e de médias foram calculados: amplitude da sobretensões induzidas, tempo de frente e tempo de cauda, que são mostrados nas Tabelas 4.1 a 4.28.

I. Construção de linha padrão: sistema trifásico sem cabos aterrados e sem pára-raios. Linha casada em ambas as terminações.

I.1 Condutividade do Solo de 0,01 S/m – Caso I.1.

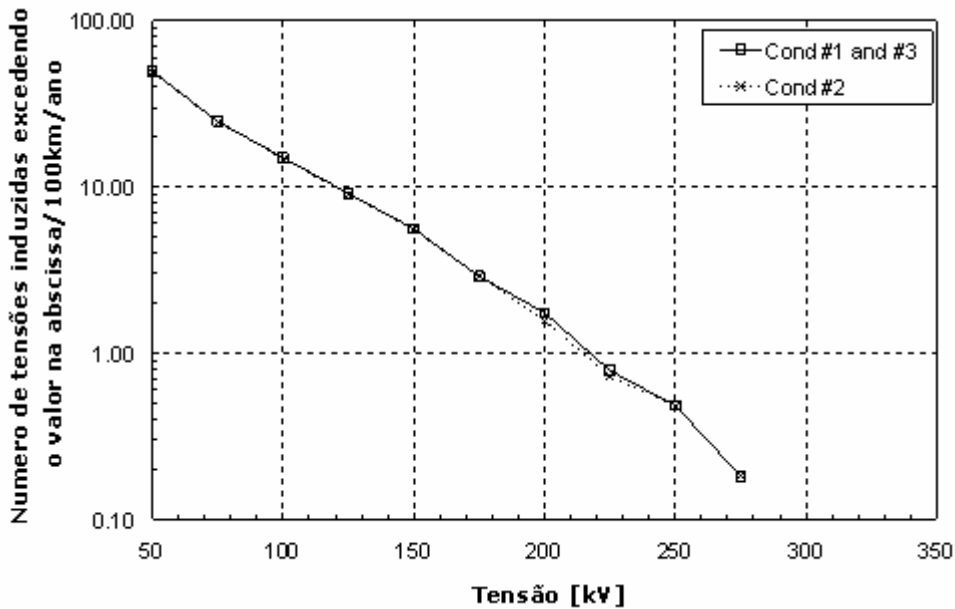


Figura 4.4 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso I.1.

Tabela 4.1 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso I.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (µs)		Tempo de cauda (µs)	
	Média	Mediana	Média	Mediana	Média	Mediana
Cond #1	169,10	156,81	4,99	4,56	9,16	8,72
Cond #2	168,71	156,59	4,93	4,55	8,93	8,53
Cond #3	169,10	156,81	4,99	4,56	9,16	8,72

1.2 Condutividade do solo de 0,0033 S/m – Caso I.2.

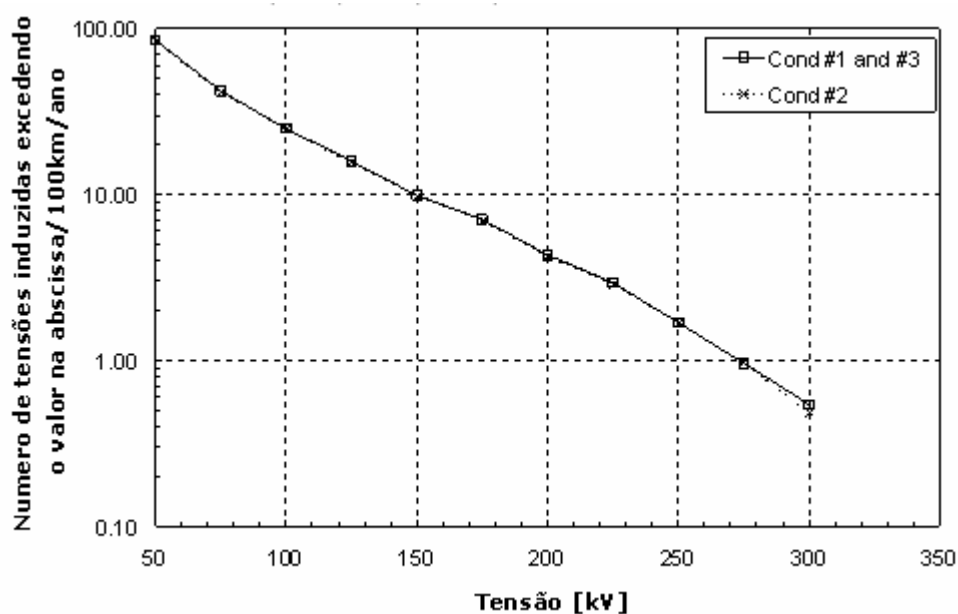


Figura 4.5 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso I.2.

Tabela 4.2 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso I.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente ( $\mu$ s)		Tempo de cauda ( $\mu$ s)	
	Média	Mediana	Média	Mediana	Média	Mediana
Cond #1	180,53	168,69	5,46	4,84	11,68	10,66
Cond #2	180,95	168,67	5,40	4,80	11,32	10,40
Cond #3	180,53	168,69	5,46	4,84	11,68	10,66

II. Construção de linha padrão incluindo a presença de cabo aterrado: sistema trifásico com o quarto condutor aterrado e sem pára-raios; linha casada em ambas as terminações.

II.1 Aterramento a cada 1 km, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento 10 Ω - Caso II.1.

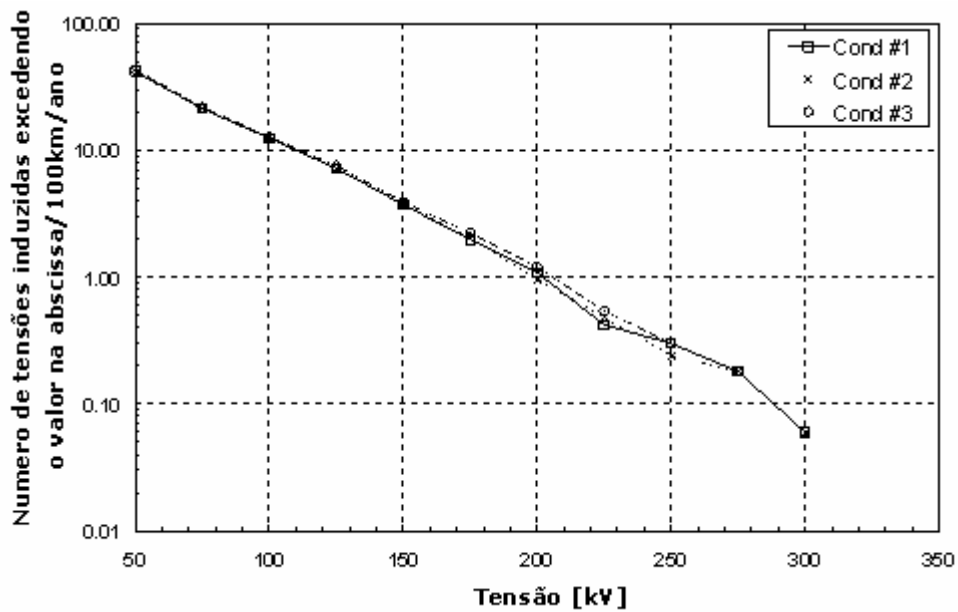


Figura 4.6 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.1.

Tabela 4.3 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso II.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Mediana	Média	Mediana
Cond #1	163,76	153,83	4,62	4,15	8,63	8,30
Cond #2	164,21	154,89	4,61	4,14	8,39	7,84
Cond #3	164,59	151,89	4,69	4,26	8,76	8,48

II.2 Aterramento a cada 1 km, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento 40  $\Omega$  - Caso II.2.

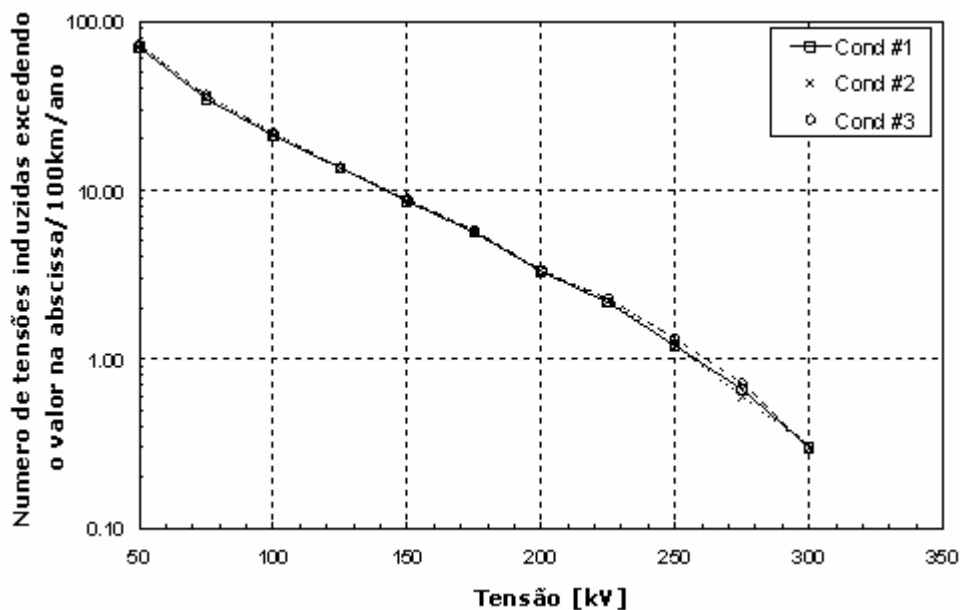


Figura 4.7 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.2.

Tabela 4.4 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso II.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente ( $\mu$ s)		Tempo de cauda ( $\mu$ s)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	177,44	165,40	5,26	4,62	11,84	11,68
Cond #2	177,83	165,99	5,28	4,62	11,62	11,46
Cond #3	179,20	168,09	5,29	4,62	11,91	11,60

II.3 Aterramento a cada 0,1 km (em cada poste), condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω – Caso II.3.

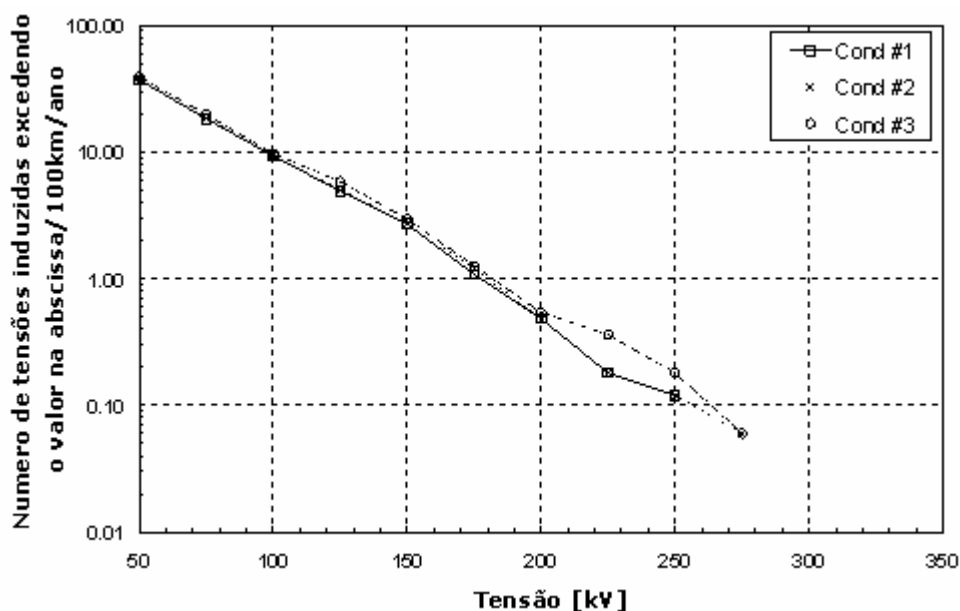


Figura 4.8 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.3.

Tabela 4.5 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso II.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	158,45	152,51	4,84	4,50	9,47	8,93
Cond #2	158,89	152,94	4,80	4,47	9,16	8,72
Cond #3	158,05	150,06	4,80	4,46	9,36	8,92

II.4 Aterramento a cada 0,1 km (a cada poste), condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso II.4.

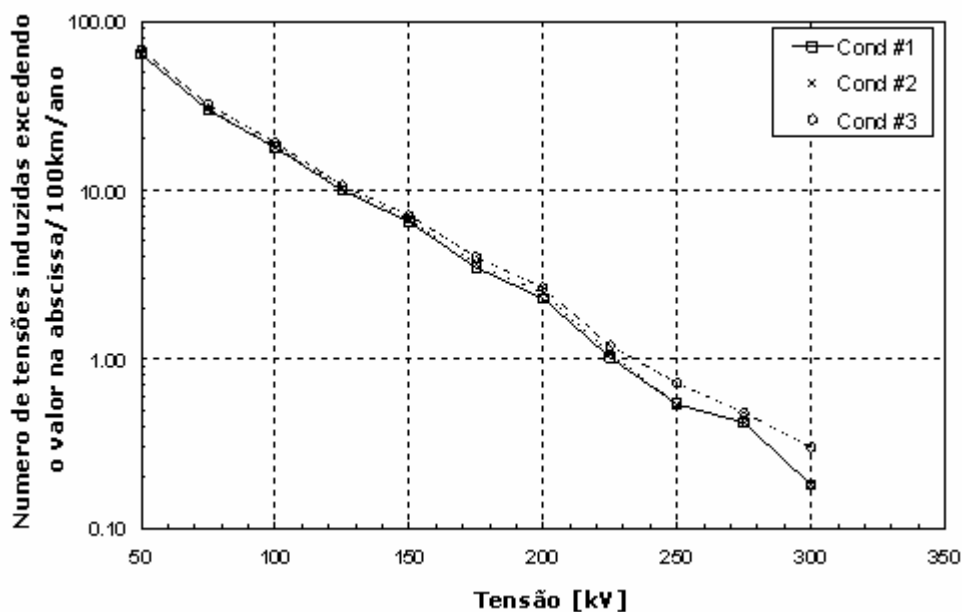


Figura 4.9 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso II.4.

Tabela 4.6 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso II.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	173,61	160,60	5,42	4,90	12,69	11,64
Cond #2	173,50	160,65	5,48	5,06	12,46	11,44
Cond #3	175,63	161,80	5,48	5,10	12,63	11,70



III. Construção de linha padrão incluindo a presença de pára-raios: sistema trifásico, sem cabo aterrado e pára-raios de óxido metálico (MOSA); distância entre os pára-raios de 200 e 400 metros; linha casada em ambas terminações.

III.1 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω – Caso III.1.

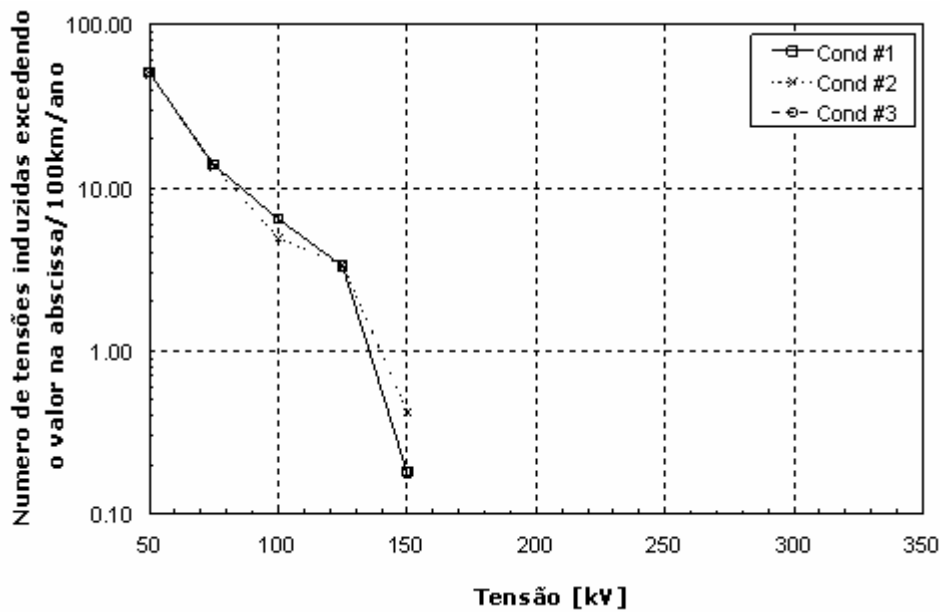


Figura 4.10 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.1.

Tabela 4.7 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso III.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	136,90	135,58	13,15	13,96	14,90	14,98
Cond #2	143,11	142,61	13,12	13,53	14,25	14,24
Cond #3	136,90	135,58	13,15	13,96	14,90	14,98

III.2 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω – Caso III.2.

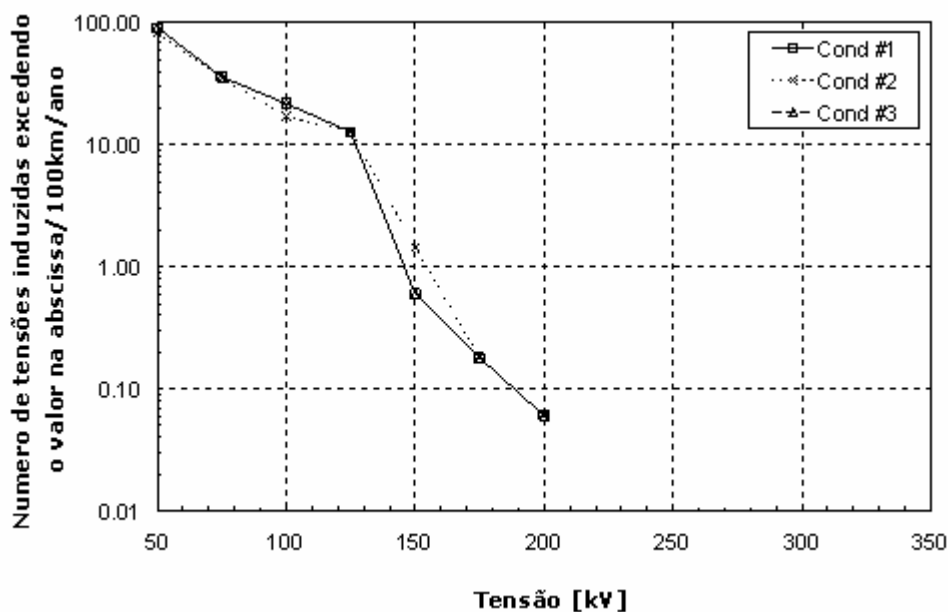


Figura 4.11 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.2.

Tabela 4.8 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso III.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	136,96	135,59	12,37	12,82	15,13	15,30
Cond #2	142,80	141,98	12,44	13,30	14,18	14,86
Cond #3	136,96	135,59	12,37	12,82	15,13	15,30

III.3 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω – Caso III.3.

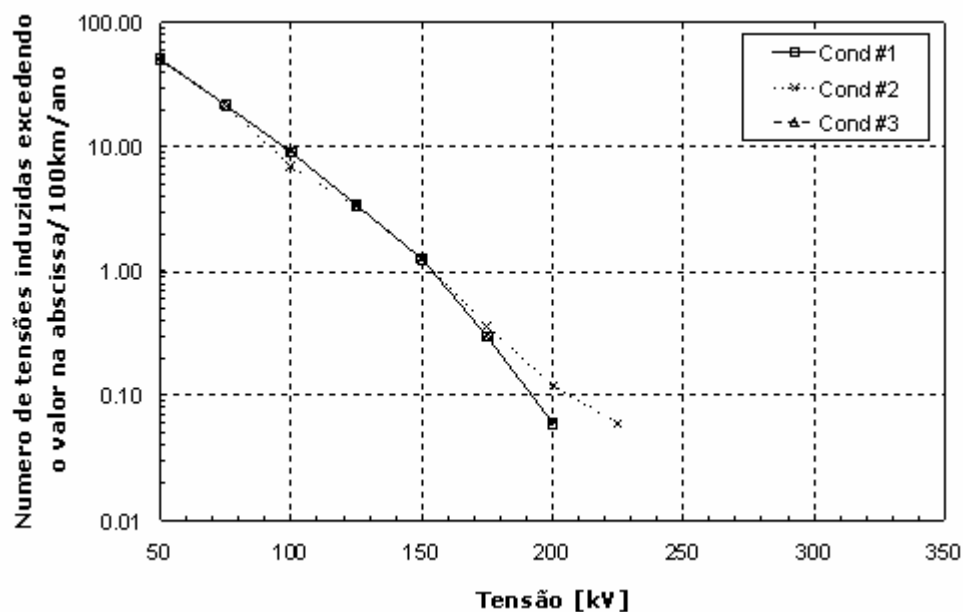


Figura 4.12 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.3.

Tabela 4.9 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso III.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	148,45	140,66	5,78	3,90	9,74	7,16
Cond #2	150,33	146,16	6,28	4,49	9,52	8,13
Cond #3	148,45	140,66	5,78	3,90	9,74	7,16

III.4 Distância entre pára-raios de 400 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω – Caso III.4.

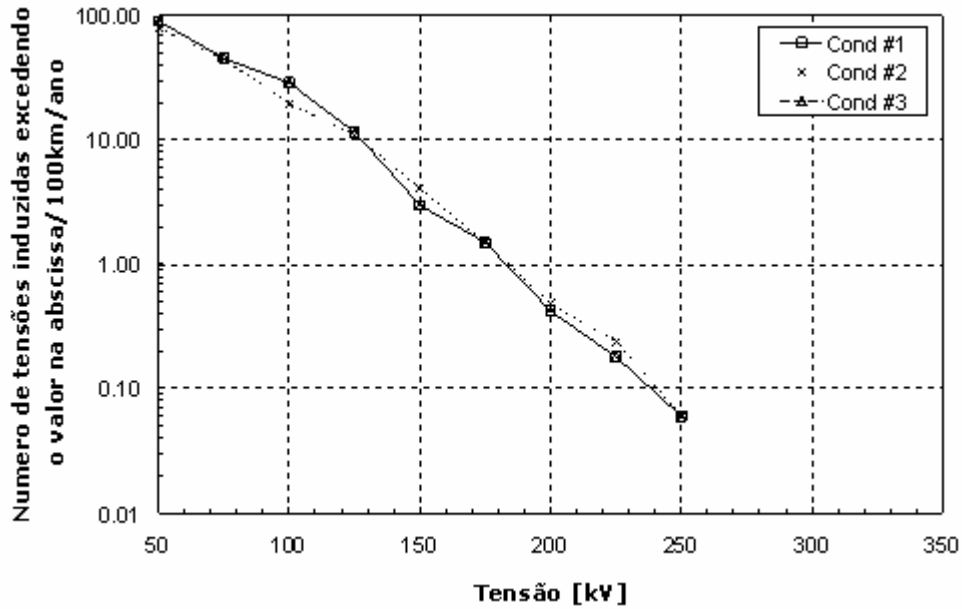


Figura 4.13 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso III.4.

Tabela 4.10 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso III.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	146,67	138,76	9,69	8,17	14,81	14,69
Cond #2	150,98	144,85	9,45	7,85	14,34	14,67
Cond #3	146,67	138,76	9,69	8,17	14,81	14,69

IV. Construção de linha padrão incluindo a presença de pára-raios: sistema trifásico, cabo guarda e pára-raios de óxido metálico (MOSA), distância entre pára-raios de 200 e 400 metros; linha casada em ambas as terminações.

IV.1 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, pontos de aterramento a cada 200 m (correspondendo as posições dos pára-raios), resistência de aterramento de 10 Ω – Caso IV.1.

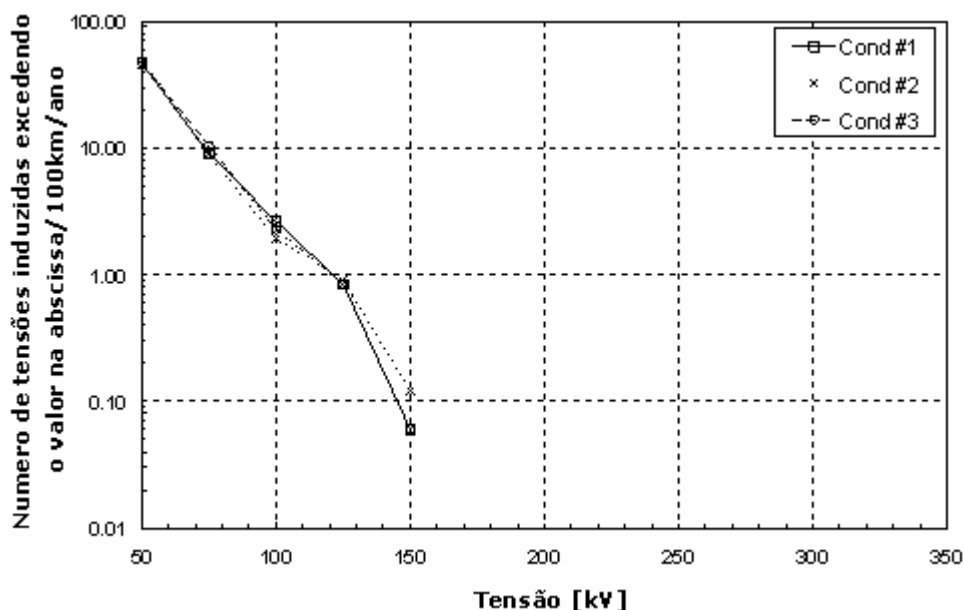


Figura 4.14 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.1.

Tabela 4.11 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso IV.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	136,53	133,89	10,15	9,52	13,74	13,29
Cond #2	140,10	140,77	9,47	7,00	11,42	11,10
Cond #3	135,74	132,73	10,19	9,51	13,69	13,29

IV.2 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, pontos de aterramento a cada 200 m (correspondendo as posições dos pára-raios), resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso IV.2.

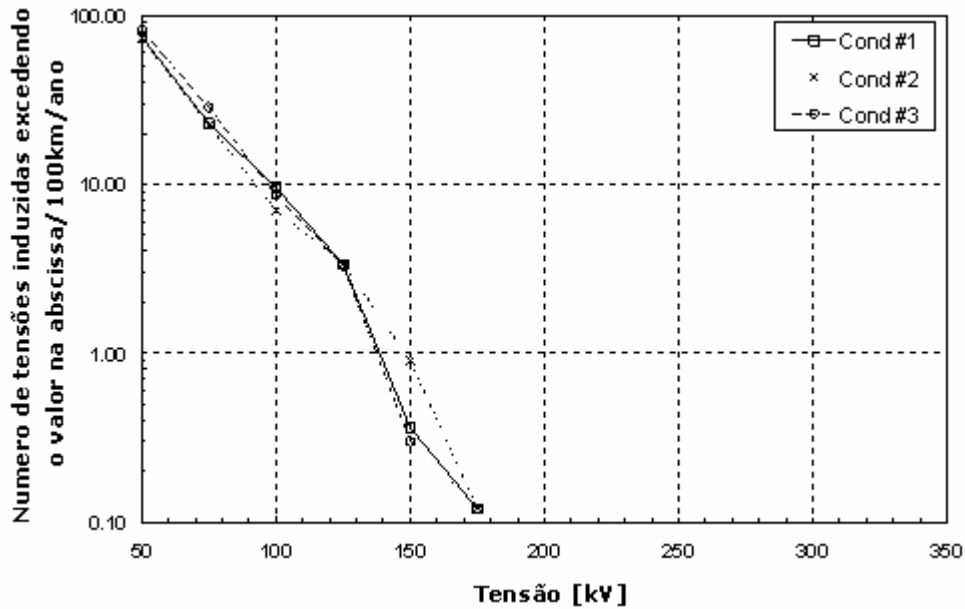


Figura 4.15 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.2.

Tabela 4.12 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso IV.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	140,09	138,53	10,70	10,54	16,80	16,04
Cond #2	145,10	143,73	10,77	10,34	14,02	13,68
Cond #3	140,15	138,30	10,60	10,54	17,15	16,86

IV.3 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, pontos de aterramento a cada 400 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso IV.3.

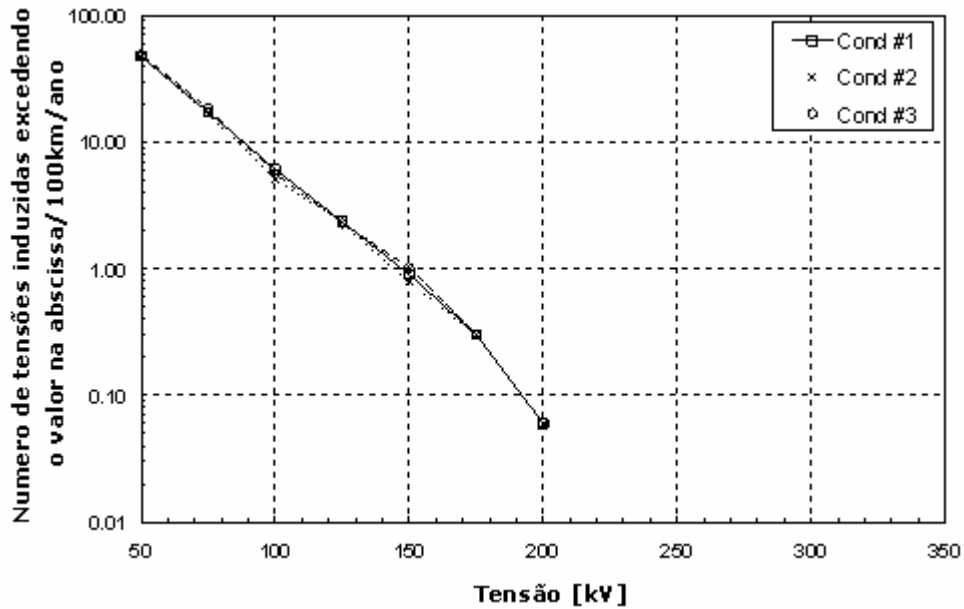


Figura 4.16 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.3.

Tabela 4.13 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso IV.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	147,97	139,61	4,93	3,52	9,86	6,24
Cond #2	150,22	143,90	4,94	3,14	8,40	5,99
Cond #3	149,62	140,80	4,76	3,03	9,34	5,68

IV.4 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, resistividade do solo de 0,0033 S/m, pontos de aterramento a cada 400 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso IV.4.

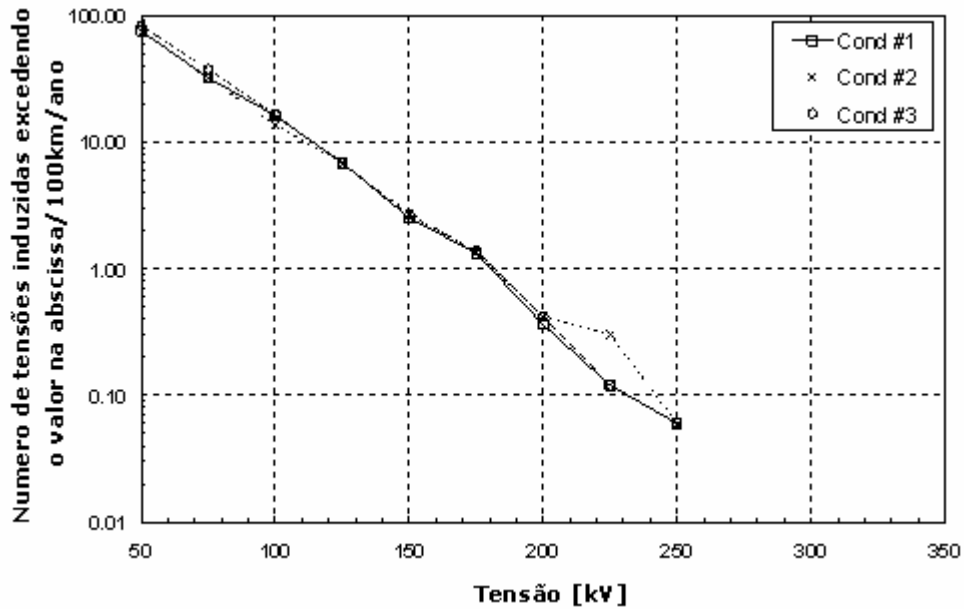


Figura 4.17 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso IV.4.

Tabela 4.14 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso IV.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	151,72	141,61	6,58	5,57	13,60	13,59
Cond #2	155,14	146,97	6,32	5,39	12,42	12,20
Cond #3	152,90	142,19	6,52	5,55	13,27	12,81



V. Construção de linha padrão: sistema trifásico sem cabos aterrados. Terminações da linha: pára-raios colocados em uma terminação da linha (MOSA), outra terminação da linha casada.

V.1 Condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω – Caso V.1.

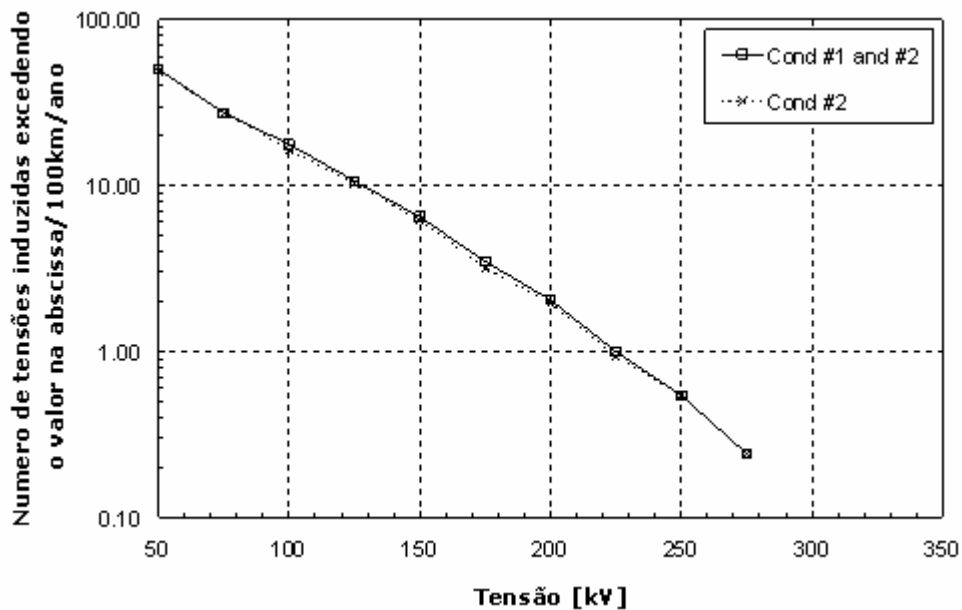


Figura 4.18 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso V.1.

Tabela 4.15 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso V.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	169,36	157,01	5,42	4,84	11,32	10,30
Cond #2	169,07	156,99	5,38	4,80	10,94	9,96
Cond #3	169,36	157,01	5,42	4,84	11,32	10,30

V.2 Condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω  
 – Caso V.2.

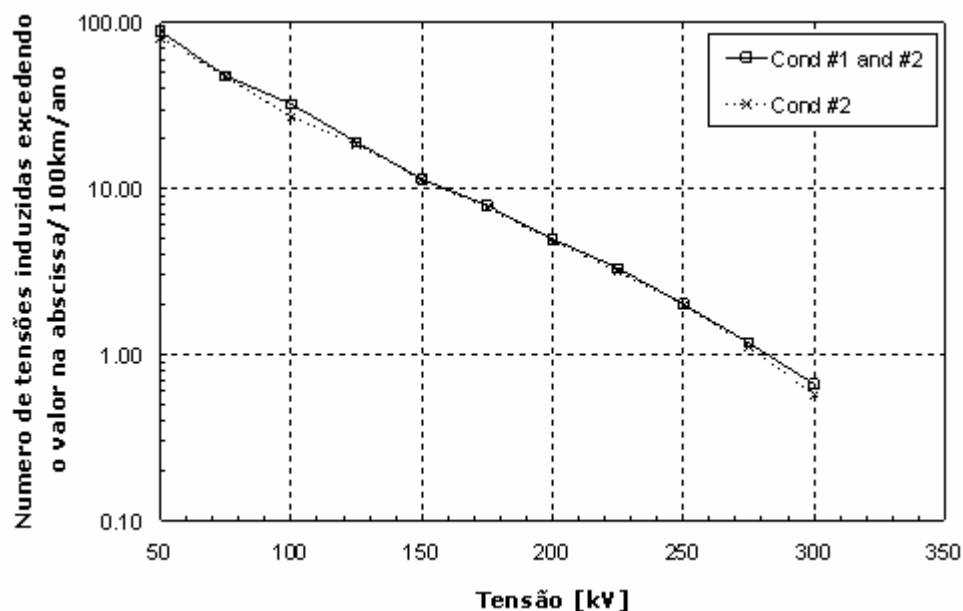


Figura. 4.19 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso V.2.

Tabela 4.16 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso V.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	178,65	161,80	6,53	5,50	14,04	12,71
Cond #2	179,23	162,04	6,51	5,42	13,68	12,16
Cond #3	178,65	161,80	6,53	5,50	14,04	12,71

VI. Construção de linha padrão incluindo a presença de cabo aterrado: sistema trifásico com o 4º condutor aterrado. Terminações da linha: pára-raios colocados em uma terminação da linha, outra terminação da linha casada.

VI.1 Aterramento colocado a cada 1 km, condutividade do solo 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso VI.1.

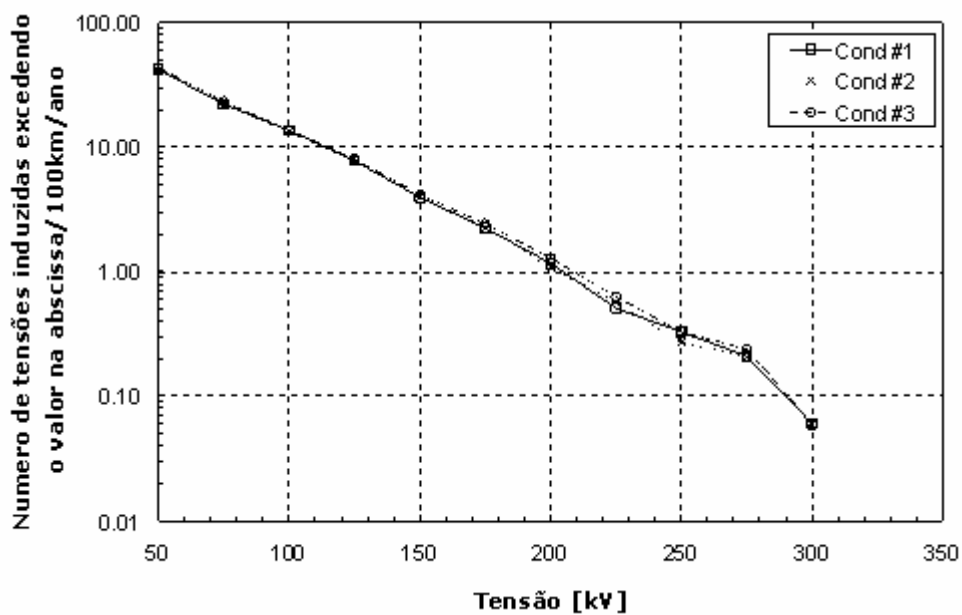


Figura 4.20 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.1.

Tabela 4.17 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (µs)		Tempo de cauda (µs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	164,28	152,57	4,95	4,28	10,18	9,44
Cond #2	164,94	151,92	5,00	4,28	9,97	8,86
Cond #3	164,97	152,12	5,03	4,34	10,39	9,49

VI.2 Aterramento colocado a cada 1 km, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso VI.2.

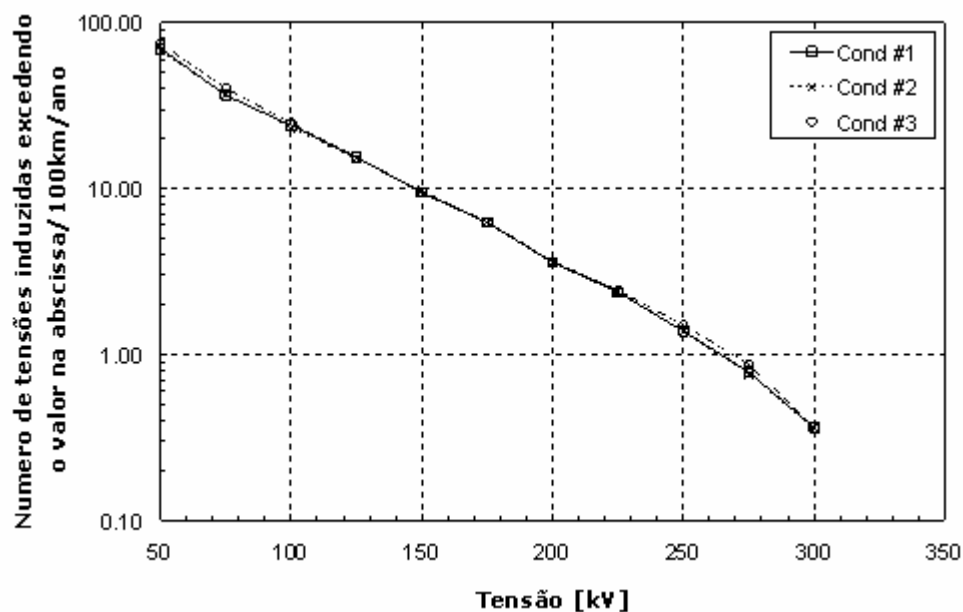


Figura 4.21 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.2.

Tabela 4.18 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	176,35	162,92	6,14	5,00	13,78	12,62
Cond #2	177,84	163,74	6,13	4,96	13,45	12,36
Cond #3	177,68	163,06	6,18	5,14	13,96	12,70

VI.3 Aterramento colocado a cada 0,1 km, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso VI.3.

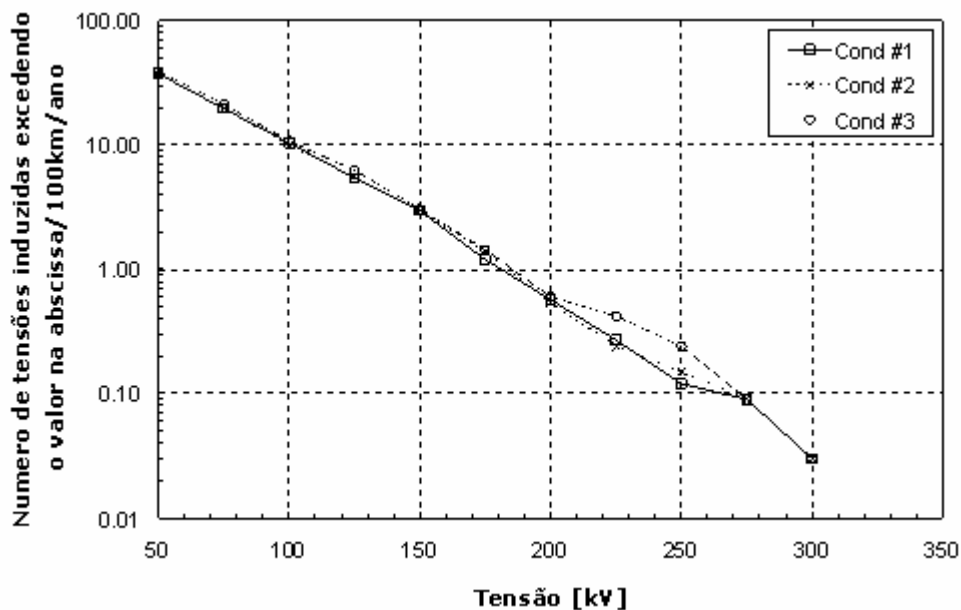


Figura 4.22 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.3.

Tabela 4.19 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (µs)		Tempo de cauda (µs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	158,75	152,66	5,09	4,56	11,25	10,02
Cond #2	159,53	153,14	5,27	4,56	11,10	9,84
Cond #3	158,67	149,18	5,04	4,48	11,13	10,00

VI.4 Aterramento colocado a cada 0,1 km, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso VI.4.

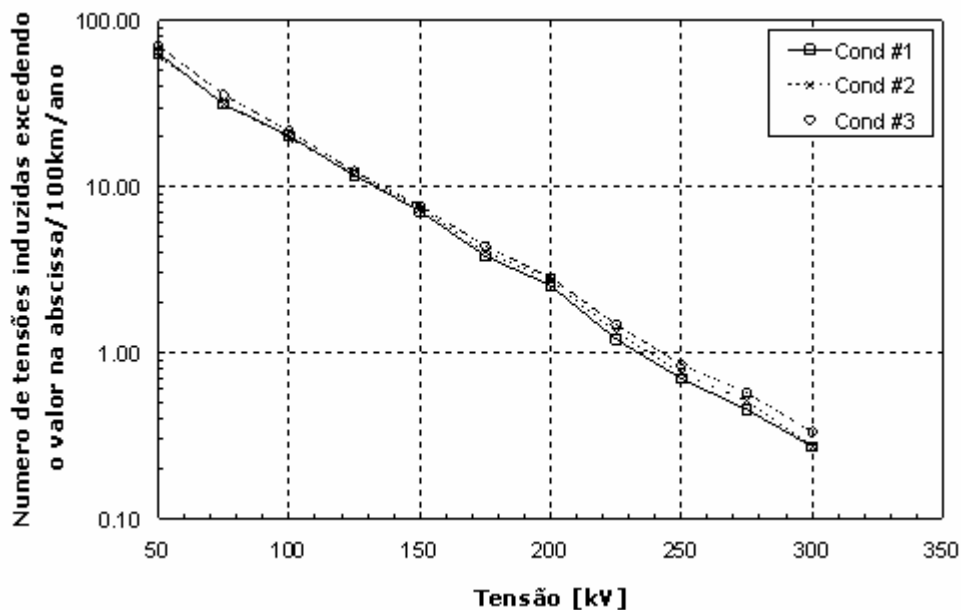


Figura 4.23 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão de classe 25 kV da AES-Sul – Caso VI.4.

Tabela 4.20 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VI.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	171,90	157,25	6,35	5,39	14,54	12,92
Cond #2	172,72	158,40	6,45	5,46	14,28	12,64
Cond #3	173,69	159,08	6,42	5,48	14,66	12,97

VII. Construção de linha padrão incluindo a presença de pára-raios: sistema trifásico, sem cabo aterrado, pára-raios de óxido metálico (MOSA), distância entre pára-raios igual a 200 metros e 400 metros. Terminações da linha: pára-raios colocados em uma terminação da linha, a outra terminação da linha casada.

VII.1 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso VII.1.

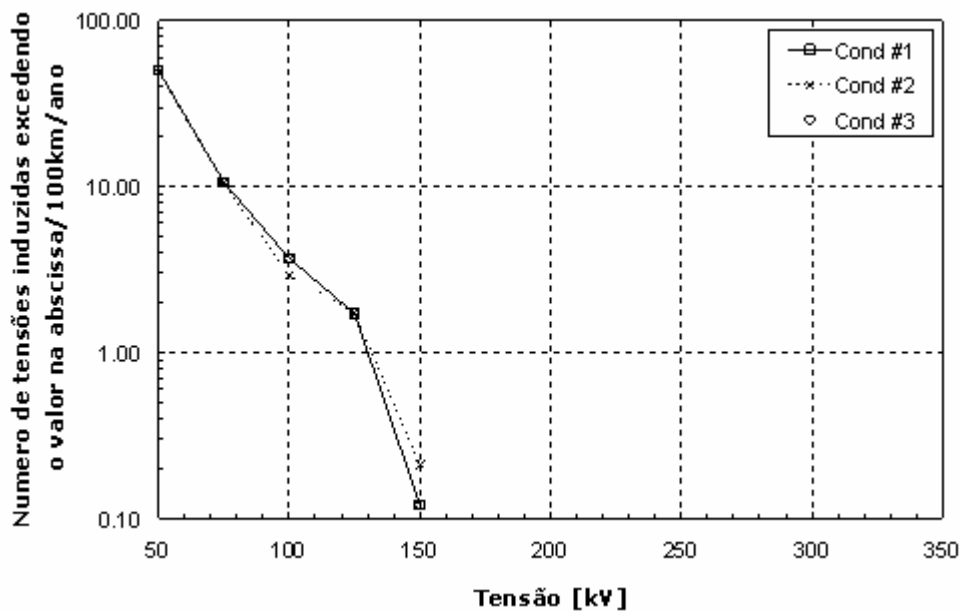


Figura 4.24 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.1.

Tabela 4.21 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	136,90	135,55	12,72	13,10	14,67	14,98
Cond #2	142,81	142,61	12,85	12,57	14,18	14,24
Cond #3	136,90	135,55	12,72	13,10	14,67	14,98

VII.2 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso VII.2.

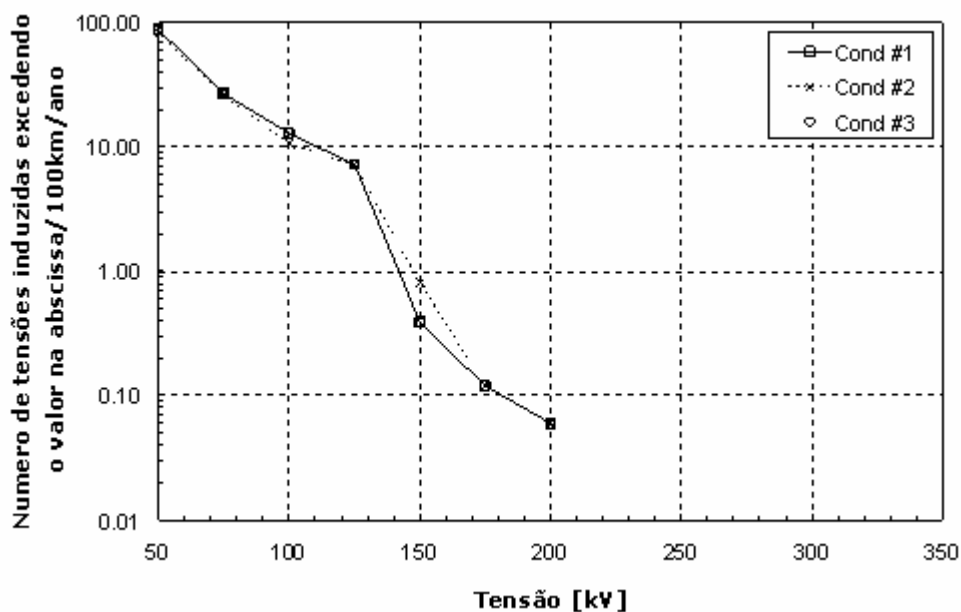


Figura 4.25 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.2.

Tabela 4.22 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	137,36	135,83	12,94	13,16	15,92	15,86
Cond #2	143,25	142,59	13,32	13,94	15,22	15,66
Cond #3	137,36	135,83	12,94	13,16	15,92	15,86



VII.3 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso VII.3.

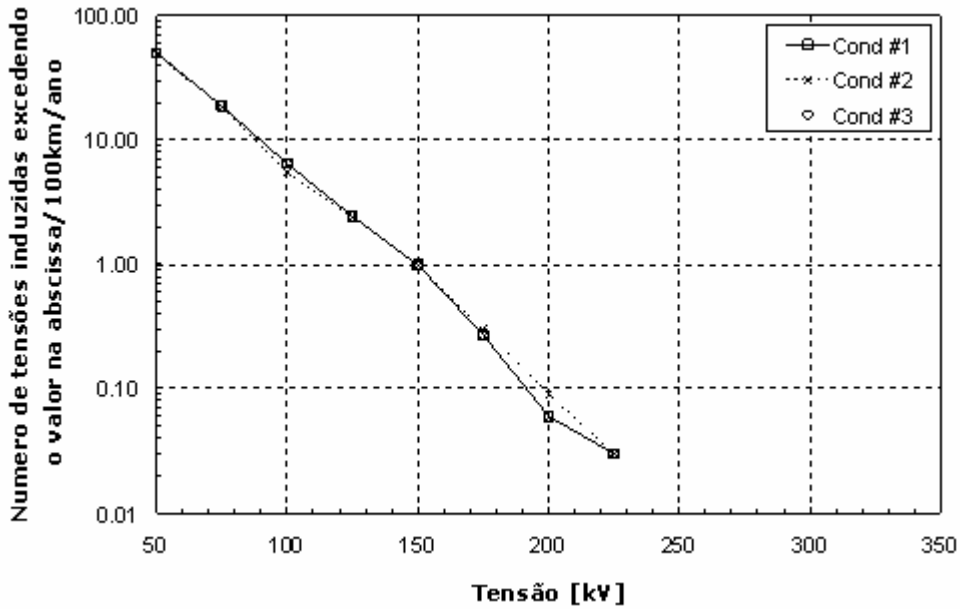


Figura 4.26 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.3.

Tabela 4.23 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	149,77	144,55	5,08	3,14	9,29	5,70
Cond #2	150,93	146,26	5,45	3,40	8,82	5,73
Cond #3	149,77	144,55	5,08	3,14	9,29	5,70

VII.4 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, resistência de aterramento de 40 Ω – Caso VII.4.

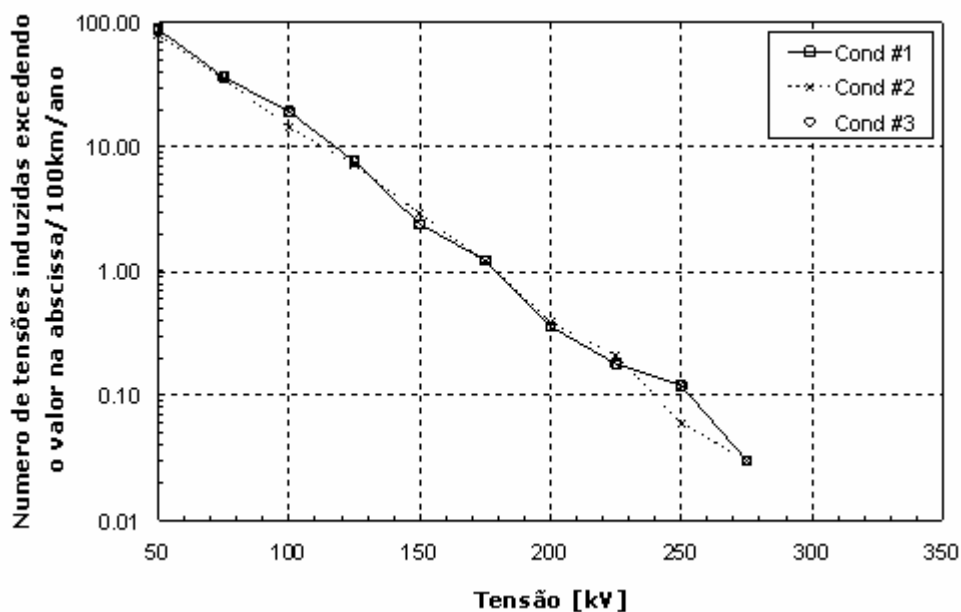


Figura 4.27 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão de classe 25 kV da AES-Sul – Caso VII.4.

Tabela 4.24 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VII.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	149,56	140,35	7,97	6,40	14,47	14,08
Cond #2	152,90	145,79	7,88	5,92	14,24	14,08
Cond #3	149,56	140,35	7,97	6,40	14,47	14,08

VIII. Construção de linha padrão incluindo a presença de pára-raios: sistema trifásico, cabo aterrado, pára-raios de óxido de zinco (MOSA) e distância entre pára-raios igual a 200 metros e 400 metros. Terminações da linha: pára-raios colocados em uma terminação da linha, outra terminação da linha casada.

VIII.1 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, pontos de aterramento a cada 200 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 10 Ω. – Caso VIII.1.

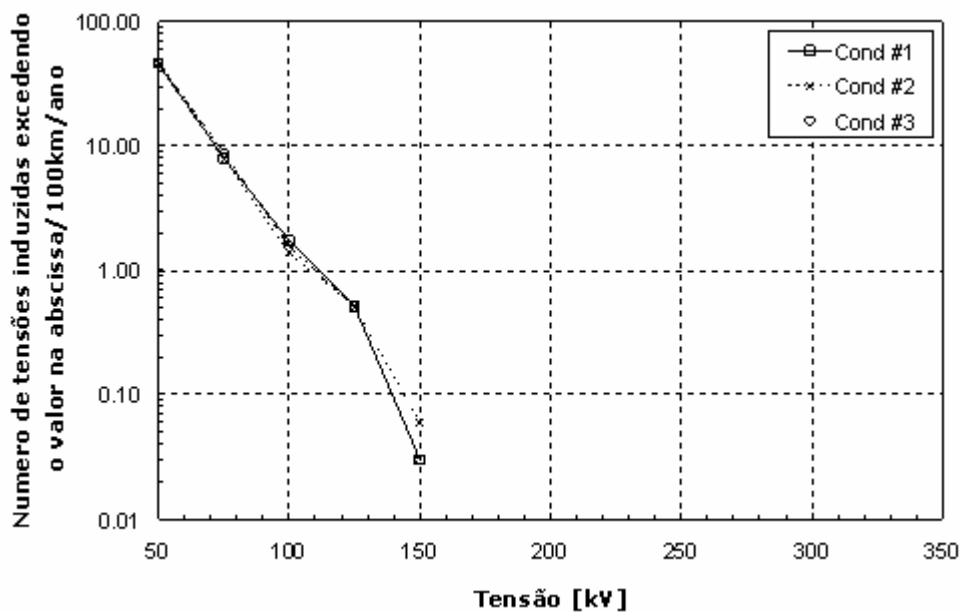


Figura 4.28 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão, classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.1.

Tabela 4.25 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.1.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	135,23	131,42	8,99	7,54	12,81	12,10
Cond #2	138,55	136,90	8,63	7,00	11,13	11,10
Cond #3	134,92	131,69	9,03	7,22	12,82	12,10

VIII.2 Distância entre pára-raios igual a 200 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, pontos de aterramento a cada 200 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 40  $\Omega$ . – Caso VIII.2.

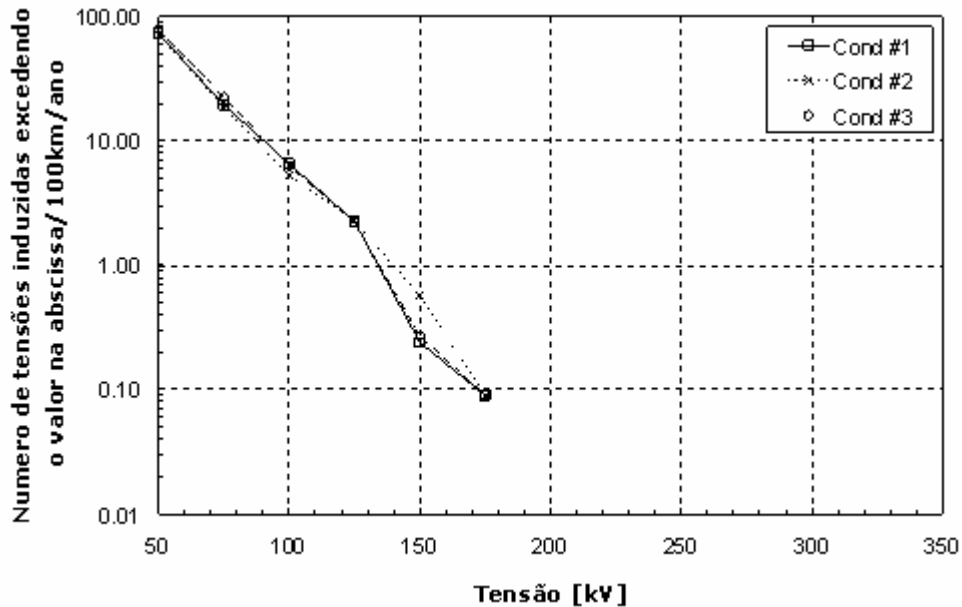


Figura 4.29 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.2.

Tabela 4.26 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.2.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente ( $\mu$ s)		Tempo de cauda ( $\mu$ s)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	140,80	138,94	10,66	10,42	17,20	16,86
Cond #2	145,04	144,10	10,80	10,48	14,88	14,70
Cond #3	141,47	139,95	10,66	10,48	17,44	17,72

VIII.3 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,01 S/m, pontos de aterramento a cada 400 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 10  $\Omega$  – Caso VIII.3.

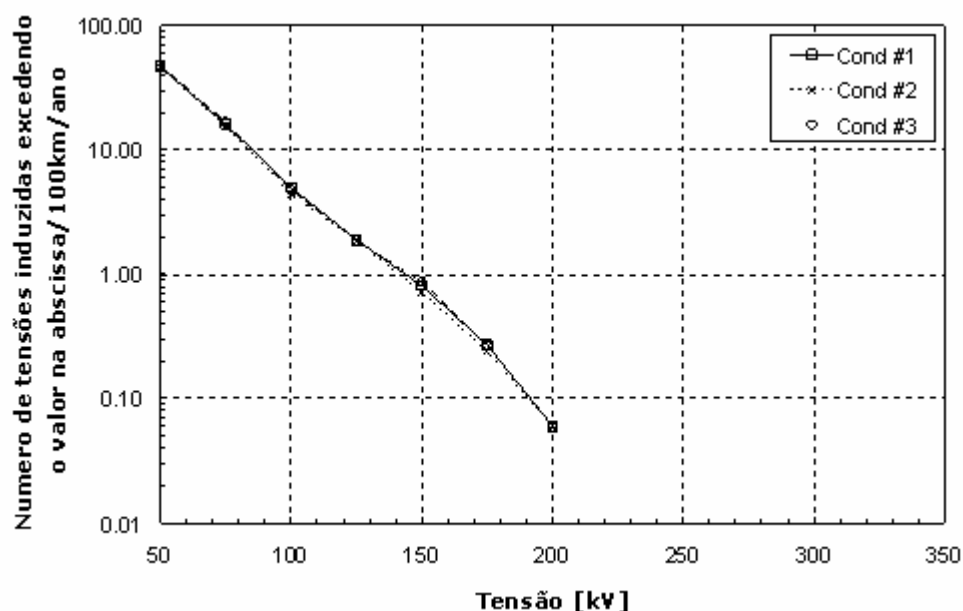


Figura 4.30 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.3.

Tabela 4.27 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.3.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente ( $\mu$ s)		Tempo de cauda ( $\mu$ s)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	149,63	140,91	4,27	2,26	8,88	4,42
Cond #2	150,83	143,90	4,30	2,20	7,81	3,94
Cond #3	150,86	143,54	4,34	2,24	8,68	3,94

VIII.4 Distância entre pára-raios igual a 400 metros, condutividade do solo de 0,0033 S/m, pontos de aterramento a cada 400 m (correspondendo a posição dos pára-raios), resistência de aterramento de 40 Ω. – Caso VIII.4.

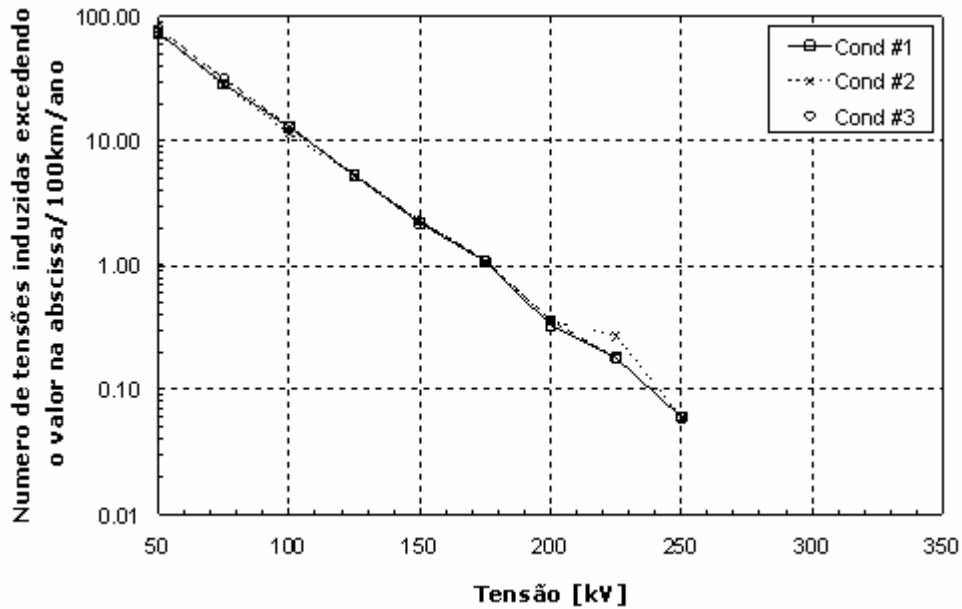


Figura 4.31 – Desempenho frente a descargas laterais de uma linha de distribuição padrão de média tensão classe 25 kV da AES-Sul – Caso VIII.4.

Tabela 4.28 – Valores de medianas e médias da amplitude das sobretensões, tempo de frente e tempo de cauda para os casos amplitude das tensões induzidas excedendo 125 kV – Caso VIII.4.

	Amplitude da tensão induzida (kV)		Tempo de frente (μs)		Tempo de cauda (μs)	
	Média	Mediana	Média	Média	Mediana	Média
Cond #1	153,62	142,36	6,09	4,72	13,94	13,74
Cond #2	155,69	146,94	6,04	4,72	13,03	12,54
Cond #3	154,14	142,87	6,11	4,73	13,86	13,04

### 4.3 Comparação e Características de Desempenho

A seguir, são simulados e discutidos os efeitos dos diferentes parâmetros que exercem papel importante no desempenho de configurações de linhas frente a descargas atmosféricas levadas em consideração neste texto.

**Efeito da condutividade do solo:** para cada configuração de linha, dois valores de condutividade do solo são considerados como sendo 0,01 S/m e 0,0033 S/m. Pode ser observado que valores menores de condutividade do solo resultam, na maioria dos casos, em amplitudes das tensões induzidas ligeiramente maiores, sendo que, em alguns casos, não ocorreu diferença significativa, como acontece nos casos III e VII, por exemplo. Este resultado pode ser explicado pelo fato de as amplitudes das tensões induzidas serem maiores para um solo mais pobre do que para o caso de solos perfeitamente condutor, dependendo da posição de impacto da descarga atmosférica e do ponto de observação [2, 3, 28, 29]. Em relação aos tempos de frente e cauda das ondas, nota-se que estes são maiores para valores menores de condutividade do solo, como em casos extremos tais como III.3 e III.4; e VII.3 e VII.4.

**Influência de cabos aterrados:** pode-se notar que a instalação de cabos aterrados tem grande influência no desempenho de linhas de distribuição frente a descargas atmosféricas, o que fica claro ao se comparar os casos I.1 e I.2 com os casos II.1 e II.2. Observa-se também que espaçamentos menores entre os aterramentos proporcionam melhor desempenho da linha, o que pode-se notar comparando o caso II.1 com o caso II.3 e o caso II.2 com o caso II.4.

**Influência de pára-raios:** a instalação de pára-raios torna-se algo de grande importância para o desempenho das linhas de distribuição, uma vez que possuem grande influência nas formas de ondas das sobretensões induzidas nas linhas, o que pode ser observado, por exemplo, ao se comparar os casos I.1 e II.2 com os casos V.1 e V.2.

É importante ressaltar os casos III.1 e III.2; e VII.1 e VII.2, os quais tiveram suas formas de onda praticamente iguais, tendo como semelhança a instalação

de pára-raios a cada 200 metros e a ausência de cabos aterrados, confirmando a influência dos pára-raios, mais acentuada com distâncias menores entre eles.

#### **4.4 Forma de Impulsos Induzidos para Ensaios**

Dentre os resultados encontrados através das simulações computacionais, levando em consideração os diversos tipos de construções de linhas de distribuição, são obtidas médias e medianas para formas dos surtos induzidos nos condutores #1, #2 e #3 para cada tipo de construção.

O objetivo da análise mostrada a seguir é encontrar um impulso com forma que melhor se adapte aos resultados encontrados nas simulações. A apresentação da forma do impulso considera a distribuição dos valores médios e das medianas. As frentes íngrimes e as caudas lentas tendem a ser mais solicitantes. Os resultados das análises estatísticas foram obtidos com o *Programa Minitab - Release 14 da Minitab Inc.* Desconsidera-se a posição dos condutores para a realização da análise.

As Figuras 4.32, 4.33 e 4.34 mostram os resultados das análises estatísticas quando se considera os valores médios da amplitude da tensão induzida, tempo de frente e tempo de cauda encontrados nos estudos de sobretensões induzidas com o *Programa LIOV*. Após cada figura, estão os dados referentes a distribuição que melhor se adapta aos dados processados pelo *Programa Minitab - Release 14*.



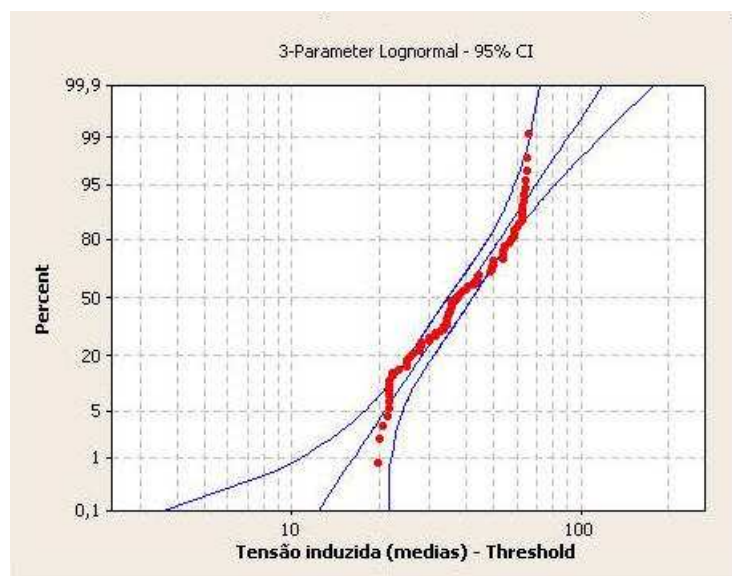


Figura 4.32 – Função de probabilidade das médias da amplitude da tensão induzida

Dados da Função de Probabilidade:

- *Lognormal*:  $\mu = 3,64178$ ,  $\sigma = 0,36718$  e  $\lambda = 115,192$

Função de densidade de probabilidade 3 - *parameter lognormal*:

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma(x-\lambda)} \exp\left(-\frac{[\ln(x-\lambda)-\mu]^2}{2\sigma^2}\right)$$

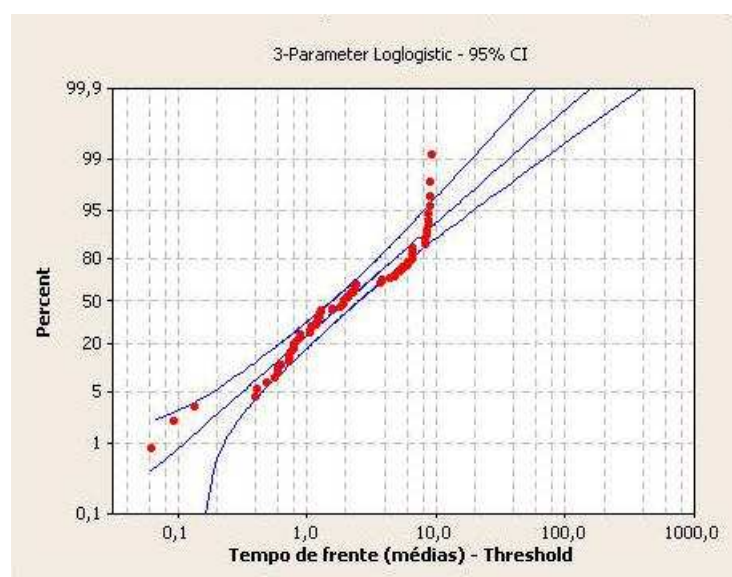


Figura 4.33 – Função de probabilidade do tempo de frente das médias

Dados da Função de Probabilidade:

- 3 - *Parameter Logistic*:  $\mu = 0,69839$ ,  $\sigma = 0,62893$  e  $\lambda = 4,20773$

Função de densidade de probabilidade 3 - *parameter loglogistic*:

$$p(x) = \frac{\exp\left(\frac{\ln(x - \lambda) - \mu}{\sigma}\right)}{\sigma \left[1 + \exp\left(\frac{\ln(x - \lambda) - \mu}{\sigma}\right)\right]^2}$$

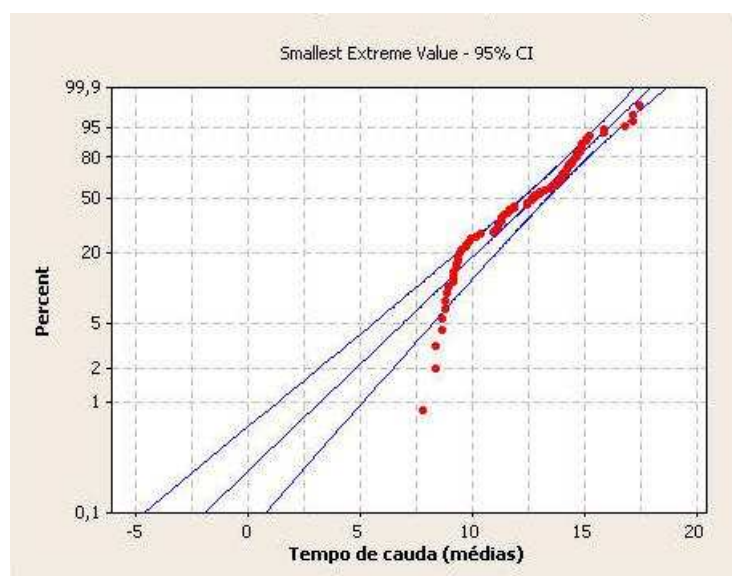


Figura 4.34 – Função de probabilidade do tempo de cauda

Dados da Função de Probabilidade:

- Smallest Extreme Value:  $\mu = 13,60756$  e  $\sigma = 2,25515$

Função de densidade de probabilidade *Smallest extreme value*:

$$p(x) = \left(\frac{1}{\sigma}\right) \exp\left[\frac{(x - \mu)}{\sigma}\right] \cdot \exp\left\{-\exp\left[\frac{(x - \mu)}{\sigma}\right]\right\}$$

Em seguida, foram calculados os valores para as probabilidades de ocorrência de 5%, 50% e 95%, considerando-se o grau de confiança de 95%.

Tabela 4.29 – Resultado geral para as formas onda encontradas nas simulações utilizando os valores das médias encontradas

Amplitude da tensão induzida (kV)		
Probabilidade Ocorrência >	Probabilidade Ocorrência =	Probabilidade Ocorrência >
5%	50%	95%
136	154	185
Tempo de frente (µs)		
Probabilidade Ocorrência >	Probabilidade Ocorrência =	Probabilidade Ocorrência >
5%	50%	95%
4,5	6,2	17,0
Tempo de Cauda (µs)		
Probabilidade Ocorrência >	Probabilidade Ocorrência =	Probabilidade Ocorrência >
5%	50%	95%
6,9	12,8	16,0

De forma complementar, as Figuras 4.35, 4.36 e 4.37 apresentam os resultados das análises estatísticas quando são considerados os valores para as medianas dos resultados dos estudos de sobretensões induzidas com o Programa LIOV.

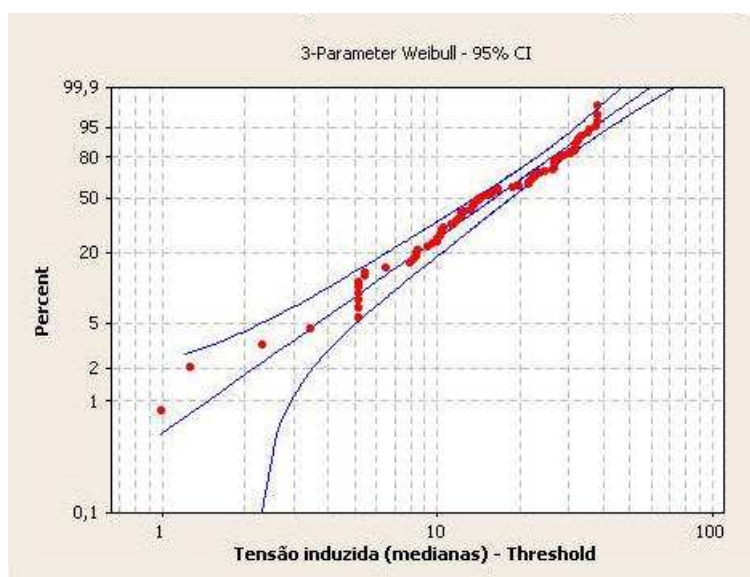


Figura 4.35 – Função de probabilidade da média da amplitude da tensão induzida

Dados da Função de Probabilidade:

- Lognormal:  $\beta = 1,76573$ ;  $\alpha = 19,83029$  e  $\lambda = 130,43829$

Função de densidade de probabilidade 3 - parameter Weibull:

$$p(x) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} (x - \lambda)^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{x - \lambda}{\alpha}\right)^\beta\right]$$

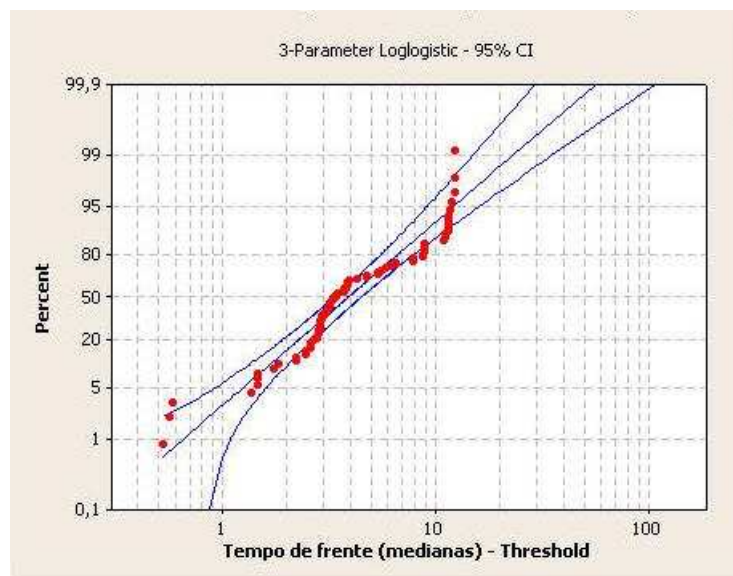


Figura 4.36 – Função de probabilidade do tempo de frente

Dados da Função de Probabilidade:

- 3 - Parameter Loglogistic:  $\mu = 1,35605$ ,  $\sigma = 0,38743$  e  $\lambda = 1,67693$

Função de densidade de probabilidade 3 - parameter loglogistic:

$$p(x) = \frac{\exp\left(\frac{\ln(x - \lambda) - \mu}{\sigma}\right)}{\sigma \left[1 + \exp\left(\frac{\ln(x - \lambda) - \mu}{\sigma}\right)\right]^2}$$

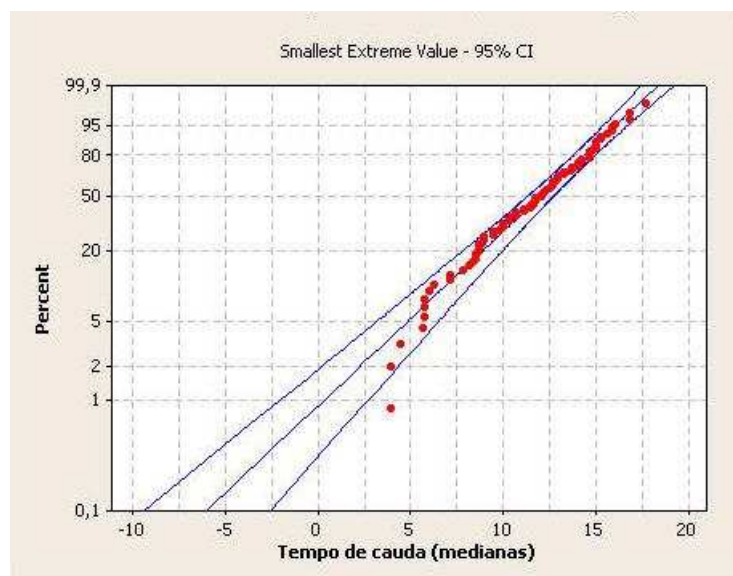


Figura 4.37 – Função de probabilidade do tempo de cauda

Dados da Função de Probabilidade:

- *Smallest Extreme Value*:  $\mu = 13,03479$  e  $\sigma = 2,76115$

Função de densidade de probabilidade *Smallest extreme value*:

$$p(x) = \left(\frac{1}{\sigma}\right) \exp\left[\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right] \cdot \exp\left\{-\exp\left[\frac{(x-\mu)}{\sigma}\right]\right\}$$

Tabela 4.30 – Resultado geral para as formas encontradas nas simulações utilizando os valores das medianas encontradas

Amplitude da tensão induzida (kV)		
Probabilidade Ocorrência > 5%	Probabilidade Ocorrência = 50%	Probabilidade Ocorrência > 95%
134	147	167
Tempo de frente (µs)		
Probabilidade Ocorrência > 5%	Probabilidade Ocorrência = 50%	Probabilidade Ocorrência > 95%
2,9	5,6	13,8
Tempo de Cauda (µs)		
Probabilidade Ocorrência > 5%	Probabilidade Ocorrência = 50%	Probabilidade Ocorrência > 95%
4,8	12,0	16,1

De modo a complementar a análise dos resultados obtidos com o *Software Minitab 14* é analisado o conceito de simetria e assimetria de uma distribuição de probabilidade. Como foram considerados somente os valores da média e da mediana, deve-se entender quão importante são estes valores para a compreensão do comportamento da forma e da dispersão dos dados de uma distribuição. As distribuições de probabilidade ou frequência não diferem apenas quanto ao valor médio e à variância. Deve-se considerar também sua forma, que pode ser simétrica ou assimétrica. A assimetria é a medida da desigualdade da distribuição dos valores em torno de uma média.

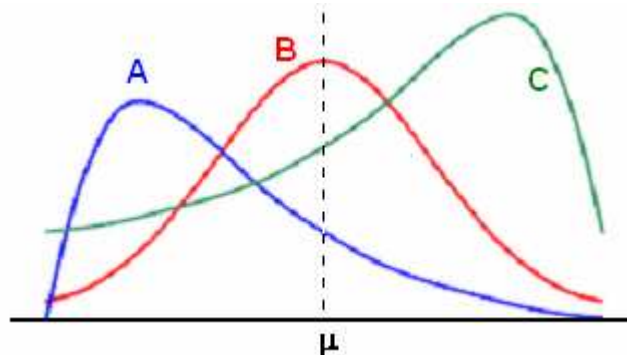


Figura 4.38 – Distribuições de probabilidades de mesma média – Exemplo de assimetria

Assimetria negativa significa que os valores da distribuição estão concentrados à direita da média – Curva C da Figura 4.38. Neste caso, em geral, a média é menor que a mediana. Assimetria positiva indica valores concentrados à esquerda da média – Curva A da Figura 4.38, e em geral, a média é maior que a mediana.

Uma distribuição, cuja curva da função de densidade tem simetria geométrica em relação à média, tem assimetria nula. Um exemplo é a distribuição normal, curva B da Figura 4.38.

De acordo com o *processo de Pearson* [32], se uma distribuição de frequência for unimodal e pouco assimétrica, a moda ( $M_o$ ) pode ser aproximada pela fórmula empírica de *Pearson*, Equação 4.3:

$$M_o = 3M_d - 2\mu \quad (4.3)$$

onde  $Mo$  é a moda,  $Md$  é a mediana e  $\mu$  é a média de um conjunto de dados.

Como não se teve acesso ao conjunto de dados que resultaram nas médias e medianas apresentados nas Tabelas 4.1 a 4.28, considera-se a aproximação da Equação 4.3 como válida para a análise que se segue.

Utilizaram-se estes três valores, média, mediana e moda, para aferir o comportamento das distribuições encontradas. Se uma distribuição é simétrica, os valores da moda ( $Mo$ ), mediana ( $Md$ ) e média ( $\mu$ ) são iguais,  $Mo=Md=\mu$ .

Caso uma distribuição apresente uma assimetria negativa, a média é menor que a mediana, que, por sua vez, é menor que a moda,  $Mo>Md>\mu$ . Por outro lado, caso uma distribuição apresente uma assimetria positiva, a média é maior que a mediana, que, por sua vez, é maior que a moda,  $Mo<Md<\mu$ .

Desta maneira, analisaram-se todos os 84 (oitenta e quatro) casos, considerando cada condutor separadamente para cada valor de média e de mediana encontrado e para o valor da moda calculado. Para a amplitude da tensão induzida, em 99% dos casos, a assimetria encontrada é a positiva. Para os tempos de frente e cauda, a assimetria encontrada em 85% e 86% dos casos, respectivamente, também é a positiva.

A análise estatística das medidas de tendência central é importante para a definição dos tempos de frente e cauda e da amplitude da tensão que são os parâmetros para a forma do impulso utilizado nos ensaios. Como todas as distribuições foram, em sua maioria, assimétricas positivas, é possível afirmar que não existem limites superiores para os valores destas distribuições. Isso implica em uma proposta para a escolha dos tempos de cauda e da amplitude da tensão induzida com base nos valores com probabilidade de ocorrência de 95%. Este limite foi escolhido, pois não se devem utilizar valores elevados para o tempo de cauda e a amplitude, devido a suas baixas probabilidades de ocorrência. No entanto, cabe ressaltar que a escolha de um maior tempo de cauda e de uma maior amplitude para a tensão induzida resulte uma forma de impulso que solicita mais o isolamento dos equipamentos e sistemas ensaiados. Para o tempo de

frente a análise é um pouco diferente, pois é possível atribuir um limite inferior para uma distribuição com assimetria positiva. Neste caso, optou-se por escolher um tempo de frente menor, pois assim são aplicados maiores esforços dielétricos aos equipamentos e sistemas ensaiados, conseqüentemente, o tempo de frente proposto é o valor com probabilidade de ocorrência de 5%.

Deste modo, as formas do impulso encontradas nesta dissertação têm caráter de recomendação e são apresentadas na Tabela 4.31

Tabela 4.31 – Forma de ondas encontradas.

Forma de impulso	Amplitude (kV)	$T_f$ ( $\mu$ s)	$T_c$ ( $\mu$ s)
Médias	185	4,5	16,0
Medianas	167	2,9	16,1

Pode-se perceber que a forma do impulso obtida com base nos valores médios impõe maior sollicitação dielétrica, devida à maior amplitude de tensão. Entretanto, o impulso com base nos valores das medianas possui menor tempo de frente, o que, por sua vez, também impõe esforços dielétricos maiores. Como os tempos de cauda são praticamente iguais, nada se conclui a respeito destes.



## **Capítulo 5**

### **Adaptações para Ensaios do Gerador de Impulsos do LAT – EFEI**

O Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá foi criado em 1963, então Instituto de Eletrotécnica de Itajubá – IEI. Naquele ano, foi feita a aquisição de um gerador de impulso de tensão marca Haefely, importado da Suíça, que se transformou no marco de criação do Laboratório. O gerador de impulso instalado no Laboratório de Alta Tensão, ainda em condições operacionais, com partes originais mantidas em perfeito estado, é capaz de simular tensões de impulso atmosférico com amplitudes de até 450 kV. Tal fato, naquela época, alçou o Instituto à condição de única escola de engenharia elétrica do país capaz de realizar ensaios de impulso elétrico, em alta tensão, sobre equipamentos do sistema elétrico brasileiro.

Este gerador de impulso atmosférico, em funcionamento até hoje, é o utilizado nos ensaios pertinentes a este trabalho, sendo necessária apenas a troca dos resistores série e paralelo para obter as formas de ondas que são calculadas neste capítulo.

Atualmente, o *LAT-EFEI* segue sua vocação de formar em técnicas de alta tensão os alunos da Universidade Federal de Itajubá, realizando pesquisas para empresas do setor elétrico na área de desempenho de equipamentos e componentes para redes de média e alta tensão. Mantém pesquisas de mestrado e doutorado em áreas correlatas à alta tensão, oferecendo ao setor privado a possibilidade de execução de ensaios por solicitação de terceiros.

## 5.1 Gerador de impulso de tensão

Desde o início da transmissão de potências em alta tensão, fez-se necessário demonstrar a capacidade dos equipamentos elétricos em suportar sobretensões decorrentes de descargas atmosféricas. Tais sobretensões exigem esforços dielétricos nos diversos equipamentos existentes no sistema, tais como, disjuntores, seccionadoras, transformadores, etc.

A fim de conhecer a resposta desses equipamentos frente às sobretensões impostas ao sistema, os laboratórios de alta tensão utilizam o gerador de impulso de tensão, que consegue simular uma onda semelhante a uma descarga atmosférica. Um gerador de impulso de tensão possui diversas utilidades, porém, para este trabalho, convém discutir apenas sua aplicação em simulações de descargas atmosféricas para o estudo de suportabilidade dielétrica de sistemas de distribuição.

As sobretensões desenvolvidas no sistema elétrico estão relacionadas ao surto de corrente injetado pela descarga atmosférica que incide diretamente em uma linha de distribuição ou nas suas proximidades de. Estas sobretensões podem atingir várias dezenas de milhares de volts, com taxas de crescimento elevadas, representando real perigo aos equipamentos elétricos, submetendo principalmente o isolamento entre espiras das porções iniciais dos enrolamentos de transformadores e geradores a severos esforços dielétricos.

Os equipamentos elétricos, de acordo com estudos de coordenação de isolamento, caracterizam-se por possuir níveis de isolamento padronizados, ditados pela sua tensão nominal de operação. Estes são denominados: *NBI* (nível básico de isolamento) para determinar a suportabilidade do equipamento em relação às sobretensões de origem externa e *NIM* (nível básico de impulso de manobra) para as sobretensões de origem interna.

Os geradores de impulso são necessários para verificar as condições de suportabilidade dos equipamentos elétricos de alta tensão, quando submetidos a esforços dielétricos normalizados. Adicionalmente, os geradores de impulso são

necessários na pesquisa e desenvolvimento de novos equipamentos elétricos e materiais isolantes, bem como no estudo dos fenômenos associados às altas tensões.

A Figura 5.1 apresenta um gerador de impulso *HAEFELY* do Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá. Este gerador possui tensão máxima de impulso de  $450\text{ kV}$ , energia de  $1,25\text{ kJ}$ , capacitância de impulso por estágio de  $0,075\text{ }\mu\text{F}$  e capacitância de carga (de surto) no valor de  $1200\text{ pF}$ .



Figura 5.1 – Gerador de impulso do LAT-EFEI

Quando o ar constitui a isolação principal do equipamento sob ensaio, este é de natureza não destrutiva e o fenômeno físico associado à aplicação dos impulsos tem caráter probabilístico. Deste modo, para determinar a suportabilidade dielétrica é comum a adoção de procedimentos de ensaio que utilizam métodos estatísticos, com amostragens constituídas de um número significativo de aplicações.

Em aplicações práticas de laboratórios de alta tensão, os ensaios de impulso atmosférico são realizados com maior frequência do que os ensaios de impulso de manobra. Isto se dá em virtude da maioria dos equipamentos utilizados no sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica estar mais sujeitos às sobretensões de origem atmosférica provocadas pela incidência direta ou indireta de raios. Segundo a norma brasileira, é recomendada a realização de ensaios de impulso de manobra somente em equipamentos com tensão nominal não inferior a 230 kV.

### 5.1.1 Princípio de Funcionamento do Gerador de Impulso

Entre as diversas técnicas utilizadas para a geração de impulsos de tensão, a mais prática e eficiente é a que utiliza uma associação de capacitores em série, em um circuito desenvolvido por Marx, no início do Século XX, podendo ser utilizado tanto para a geração de impulsos atmosféricos, quanto os de manobra.

O circuito multiplicador de Marx, representado na Figura 5.2, é constituído por apenas quatro estágios, onde:  $R_L$  é denominada resistência de carga;  $R_S$  a resistência de frente;  $R_P$  a resistência de cauda;  $C_S$  a capacitância de cada estágio, sendo o objeto de ensaio representado por sua capacitância  $C_b$ , em relação à terra.

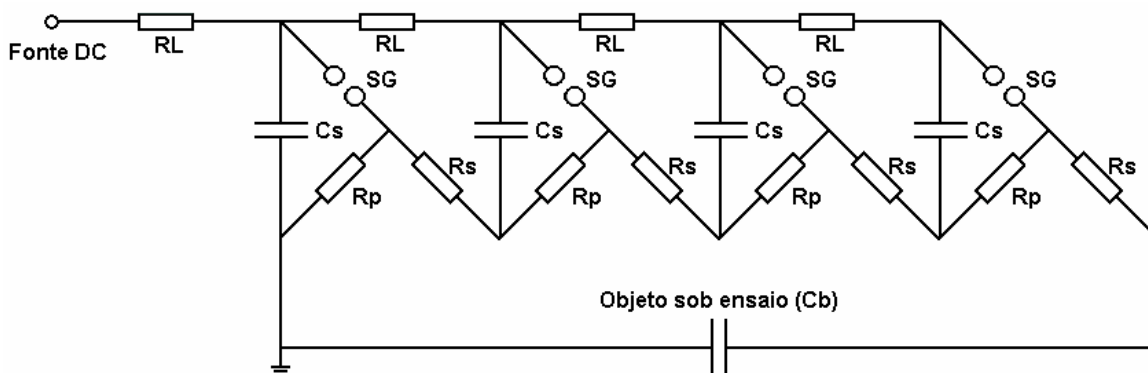


Figura 5.2 – Gerador de impulso de Marx

O princípio de funcionamento do gerador de impulso consiste em carregar os capacitores  $C_S$  de todos os estágios em paralelo, através de uma fonte de corrente contínua, usualmente com tensão máxima da ordem de 50 kV a 200 kV.

Terminado o período de carga, a energia armazenada no gerador de impulso é descarregada no terminal de alta tensão do objeto sob ensaio, pela disrupção intencional dos centelhadores de esfera SG, conectando, assim, todos os estágios em série. A tensão máxima a ser aplicada ao objeto sob ensaio é a soma das tensões de carga armazenadas nos estágios individuais. Considerando-se, por exemplo, um gerador de impulso formado por 16 estágios, sua tensão máxima de carga é equivalente a 3200 kV, quando todos os estágios tiverem sido individualmente carregados com a tensão de 200 kV.

### 5.1.2 Análise do Circuito Equivalente do Gerador de Impulso

O objetivo desta análise é determinar a tensão  $U$  aplicada ao objeto de ensaio  $C_b$ , representado na Figura 5.3, somente por sua capacitância em relação à terra.

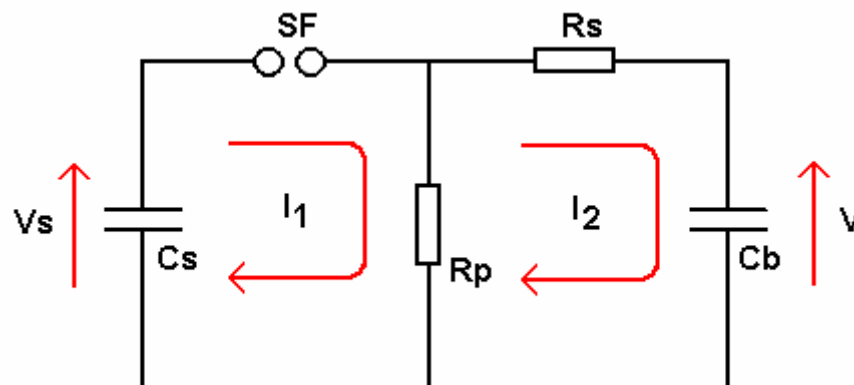


Figura 5.3 – Circuito equivalente simplificado do gerador de impulso de tensão

Deste modo,

$$\begin{cases} R_p [I_1(t) - I_2(t)] + \int \frac{I_1(t)}{C_s} dt = U_s \\ R_s I_2(t) - R_p [I_1(t) - I_2(t)] + \int \frac{I_2(t)}{C_b} dt = 0 \end{cases} \quad (5.1)$$

Para facilitar a resolução de equações diferenciais, aplica-se a transformada de Laplace, convertendo o sistema de equações para o domínio da frequência.

$$\begin{cases} R_p[I_1(s) - I_2(s)] + \frac{I_1(s)}{sC_s} = \frac{U_s}{s} \\ R_s I_2(s) - R_p[I_1(s) - I_2(s)] + \frac{I_2(s)}{sC_b} = 0 \end{cases} \quad (5.2)$$

Operando-se algebricamente as expressões da Equação 5.2, obtém-se:

$$I_2(s) = \frac{sR_p C_s C_b}{s^2 R_s R_p C_s C_b + s(R_p C_s + R_s C_b + R_p C_b) + 1} U_s \quad (5.3)$$

Por outro lado, sabe-se que:

$$U(s) = \frac{1}{sC_b} I_2(s) \quad (5.4)$$

Substituindo a Equação 5.3 em 5.4, obtém-se:

$$U(s) = \frac{U_s}{R_s C_b} \times \frac{1}{s^2 + s \left( \frac{1}{R_s C_b} + \frac{1}{R_p C_s} + \frac{1}{R_s C_s} \right) + \frac{1}{R_s R_p C_s C_b}} \quad (5.5)$$

A anti-transformada de Laplace da Equação 5.5 fornece a tensão desenvolvida no objeto sob ensaio no domínio do tempo, ou seja:

$$V(t) = \frac{U_s}{R_s C_b} \times \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \times \left( e^{-\frac{t}{T_1}} - e^{-\frac{t}{T_2}} \right) \quad (5.6)$$

onde  $T_1$  e  $T_2$  definem as constantes de tempo das duas exponenciais componentes do impulso no domínio do tempo. Graficamente, pode-se observar que a forma de onda produzida pelo gerador de impulso é determinada basicamente pela diferença de duas exponenciais, Figura 5.4.

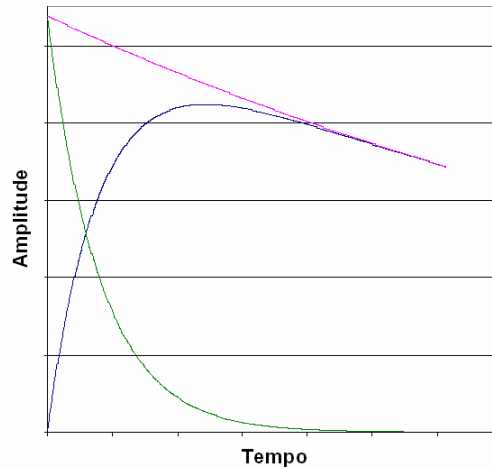


Figura 5.4 – Impulso composto por uma dupla exponencial (com ênfase para a frente da onda)

Na geração de impulsos atmosféricos, ao se levar em consideração que a resistência de cauda  $R_P$  possui valor significativamente maior que o da resistência de frente  $R_S$  e que a capacitância  $C_S$  deve ser pelo menos cinco vezes superior a capacitância do objeto sob ensaio  $C_b$ , para o gerador de impulso ter rendimento satisfatório, a determinação das constantes de tempo  $T_1$  e  $T_2$  que aparecem na Equação 5.6 pode ser apreciavelmente simplificada. Assim, como  $R_P C_S \gg R_S C_b$ , obtém-se:

$$\begin{cases} T_1 = R_P \cdot (C_S + C_b) \\ T_2 = R_S \left( \frac{C_S \cdot C_b}{C_S + C_b} \right) \end{cases} \quad (5.7)$$

Das curvas apresentadas na Figura 5.4 e das expressões da Equação 5.7, pode-se verificar que a constante de tempo  $T_1$  está diretamente relacionada com o estabelecimento da cauda do impulso e a constante de tempo  $T_2$  com a sua frente de onda. Assim, face ao tempo virtual de cauda ser significativamente superior ao tempo virtual de frente em ondas de impulso atmosférico, o circuito equivalente do gerador de impulso poderia ser analisado em duas etapas distintas. A primeira delas, quando os capacitores  $C_S$  se descarregam sobre o objeto de ensaio, carregando a capacitância  $C_b$  através dos resistores de frente  $R_S$ . A segunda, quando tanto os capacitores  $C_S$  do gerador de impulso quanto o capacitor  $C_b$  representativo do objeto sob ensaio se descarregam sobre a resistência de cauda  $R_P$ . Adicionalmente, para a geração de impulsos

atmosféricos, com forma de onda  $1,2/50 \mu s$ , as constantes de tempo  $T_1$  e  $T_2$  assumem respectivamente os valores de  $68,5 \mu s$  e  $0,405 \mu s$ .

### 5.1.3 Eficiência do Gerador de Impulso

A eficiência do gerador de impulso é definida como a relação entre o valor de crista do impulso aplicado ao objeto sob ensaio e a tensão de carga previamente armazenada nos capacitores  $C_s$ , ou seja:

$$\eta = \frac{U(t_m)}{U_s} = \frac{1}{R_s C_b} \times \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \left( e^{-\frac{t_m}{T_1}} - e^{-\frac{t_m}{T_2}} \right) \quad (5.8)$$

onde  $t_m$  é o tempo correspondente ao valor máximo da onda de impulso e pode ser determinado igualando-se a zero a derivada no tempo da Equação 5.6. Feitos os cálculos necessários, obtém-se a Equação 5.9.

$$t_m = \frac{T_1 \cdot T_2}{T_1 - T_2} \cdot \ln \left( \frac{T_1}{T_2} \right) \quad (5.9)$$

Deve-se observar que o tempo correspondente ao valor da crista de impulsos  $1,2/50 \mu s$ , sem oscilações sobrepostas, é de  $2,1 \mu s$ , pouco superior, portanto, ao tempo virtual de frente normalizado ( $1,2 \mu s$ ). Assim, como  $T_1 \gg T_2$ , a eficiência do gerador de impulsos pode ser determinado aproximadamente por:

$$\eta = \frac{C_s}{C_s + C_b} \quad (5.10)$$

Tal aproximação é válida sempre que a relação entre os tempos virtuais de cauda e de frente e, conseqüentemente, a relação entre as constantes de tempo  $T_1$  e  $T_2$  para superior a 10. De qualquer modo, é usual que o rendimento do gerador de impulso seja de aproximadamente 95 % para impulsos atmosféricos e de 80 % para impulsos de manobra.



### 5.1.4 Determinação das Resistências de Frente e Cauda

A determinação da resistência de frente e de cauda necessárias para a geração de impulsos atmosféricos é realizada, tomando-se como base as expressões da Equação 5.7, ou seja:

$$\begin{cases} R_S = \frac{T_2}{\eta \cdot C_b} = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot C_b} \\ R_P = \frac{T_1 \cdot \eta}{C_S} = \frac{t_c \cdot \eta}{0,73 \cdot C_S} \end{cases} \quad (5.11)$$

onde  $t_f$  e  $t_c$  correspondem respectivamente aos tempos virtuais de frente e de cauda do impulso atmosférico.

Considerando-se a operação do gerador de impulso com um rendimento satisfatório, a resistência de frente  $R_S$  necessária para a obtenção do tempo virtual de frente de  $1,2 \mu s \pm 30 \%$  é função praticamente da capacitância do objeto sob ensaio. Assim, é necessário o ajuste dos resistores de frente do gerador de impulso a cada novo equipamento ensaiado, ou ainda, a cada nova configuração determinada pelos procedimentos de ensaio. Por outro lado, para o ajuste do tempo virtual de cauda em  $50 \mu s \pm 20 \%$ , pode-se verificar que a resistência de cauda  $R_P$  é função da capacitância  $C_S$  instalada no gerador de impulso e, com exceção do ensaio aplicado a transformadores de médio e grande porte, praticamente independe do equipamento ensaiado.

Em laboratórios de alta tensão que realizam ensaios em uma grande variedade de tipos de equipamentos elétricos de alta tensão, a capacitância do objeto sob ensaio é usualmente desconhecida. Neste caso, o ajuste adequado do gerador de impulso pode ser obtido experimentalmente, alterando-se o valor da resistência de frente até que a forma de onda do impulso de calibração atenda aos limites de tolerância normalizados, sendo suficiente, em geral, a realização de duas ou três tentativas para o seu correto ajuste.

## **5.2 Resistências de impulso**

A construção de resistências para utilização em ensaios de impulso atmosférico requer cuidados especiais, uma vez que a existência de valores significativos de indutância em tais componentes pode resultar em oscilações indesejáveis. Outro fator muito importante é a capacidade de dissipação de calor oriunda das correntes que circulam nos resistores.

A partir deste princípio, o Laboratório de Alta Tensão da Universidade Federal de Itajubá iniciou estudos para a construção de resistências que possuíssem tais características e que as indutâncias encontradas fossem menores ou iguais aos valores encontrados nos resistores existentes atualmente no mercado.

Em princípio, conhecendo-se os tipos de resistências comercializadas atualmente, as resistências manufaturadas pelo *LAT-EFEI* apresentaram valores bem pequenos de indutância, comparadas com as resistências comerciais. Os ensaios nestas resistências mostraram ótimos resultados e quaisquer imperfeições foram corrigidas à medida que se aperfeiçoou o projeto.

Consequentemente, o *LAT-EFEI* se mostra apto a construir as resistências para serem utilizadas nos ensaios de suportabilidade frente a impulso de tensão deste trabalho.

## **5.3 Valores de Resistências de Frente e Cauda Encontrados**

Para o cálculo da eficiência do gerador, considera-se arranjar-lo de modo que tenha tensão máxima de impulso de  $300kV$ , com a conexão conhecida por  $3S2P$  no diagrama de conexões de ensaio do gerador do LAT-EFEI. Esta conexão coloca três estágios em série de dois estágios em paralelo. De acordo com esta conexão a capacitância de impulso seria de  $66,7\%$  da capacitância de um

estágio, ou seja,  $0,05\mu F$  e a capacitância de surto de  $1200pF$ . Sendo assim, tem-se:

$$\eta = \frac{C_s}{C_s + C_b} = \frac{0,05 \times 10^{-6}}{0,05 \times 10^{-6} + 1200 \times 10^{-12}} = 98\% \quad (5.12)$$

São calculadas as resistências para as formas obtidas para os valores médios e medianos apresentados na Tabela 4.34, ou seja  $4,5 \times 16,0\mu s$  e  $2,9 \times 16,1\mu s$  respectivamente. As resistências são calculadas a partir das expressões da Equação 5.11.

Para a forma de impulso para as médias, tem-se:

$$R_s(\mu) = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot C_b} = \frac{4,5 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 1200 \times 10^{-12}} = 1297 \Omega$$

$$R_p(\mu) = \frac{t_c \cdot \eta}{0,73 \cdot C_s} = \frac{16,1 \times 10^{-6} \times 0,98}{0,73 \times 0,02 \times 10^{-6}} = 428 \Omega$$

Como a norma brasileira prevê uma faixa de  $\pm 30\%$  para o tempo de frente, esta também foi adotada neste trabalho, visto que a capacitância do objeto sob ensaio pode variar de objeto para objeto, calcula-se os valores limites para estas capacitâncias para o valor de resistência de frente encontrado. Como  $t_f = 4,5\mu s$ , a faixa é de  $3,15\mu s < t_f < 5,85\mu s$ .

$$\text{Para } t_f=3,15\mu s, C_b = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot R_s(\mu)} = \frac{3,15 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 1297} = 837 pF$$

$$\text{Para } t_f=5,85\mu s, C_b = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot R_s(\mu)} = \frac{5,85 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 1297} = 1555 pF$$

Logo, para a resistência de frente e tempo de frente calculados, a faixa para valores de capacitância de surto (ensaio) é de  $837 pF < C_b < 1555 pF$ .

A seguir são mostrados os cálculos das resistências para a forma das medianas.

$$R_s(Md) = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot C_b} = \frac{2,9 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 1200 \times 10^{-12}} = 836 \Omega$$

$$R_p(Md) = \frac{t_c \cdot \eta}{0,73 \cdot C_s} = \frac{16,1 \times 10^{-6} \times 0,98}{0,73 \times 0,02 \times 10^{-6}} = 431 \Omega$$

Novamente, são calculados os valores das capacitâncias de surto limites para o valor de resistência de frente encontrada. Como  $t_f = 4,5 \mu s$ , a faixa é de  $2,03 \mu s < t_f < 3,77 \mu s$ .

$$\text{Para } t_f=3,15 \mu s, C_b = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot R_s(Md)} = \frac{2,03 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 836} = 837 pF$$

$$\text{Para } t_f=5,85 \mu s, C_b = \frac{t_f}{2,96 \cdot \eta \cdot R_s(Md)} = \frac{3,77 \times 10^{-6}}{2,96 \times 0,98 \times 836} = 1555 pF$$

Como se pode ver, as capacitâncias apresentaram os mesmos valores limites,  $837 pF < C_b < 1555 pF$ . Isto pode ser verificado com análise direta das expressões que conduzem aos valores de resistências e eficiência do gerador.

Desta maneira os valores de resistência  $R_s$  e  $R_p$  são agrupados na Tabela 5.1:

Tabela 5.1 – Valores das resistências de frente e cauda calculados

Forma de onda das médias		Forma de onda das medianas	
$R_s (\Omega)$	1297	$R_s (\Omega)$	836
$R_p (\Omega)$	428	$R_p (\Omega)$	431

Para os valores das resistências que são fabricadas para a realização destes ensaios, considera-se o circuito completo do gerador de impulso. Deste modo  $R_s$  é composto pelas resistências de conexão ( $R_{SI}$ ) do gerador e das resistências série ( $R_{SE}$ ), considerando o tipo de ligação do gerador de impulso, e

$R_P$  é composta pelas resistências paralelas ( $R_{PI}$ ), considerando também a ligação utilizada no gerador de impulso. Sendo assim, tem-se as Equações 5.13 e 5.14.

$$R_S = N_{ES} \times R_{SI} + R_{SE} \quad (5.13)$$

onde  $N_{SE}$  é o número de estágios em série do gerador de impulso.

$$R_P = \frac{R_{PI}}{N_{EP}} \times N_{ES} \quad (5.14)$$

onde  $N_{EP}$  é o número de estágios em paralelo do gerador de impulso.

Considera-se como uma premissa que  $R_{SI} \approx 0,05 \cdot R_P$ , logo:

$$R_{SI}(\mu) \approx 0,05 \cdot R_P(\mu) = 0,05 \times 428 = 21,4 \Omega$$

$$R_{SI}(Md) \approx 0,05 \cdot R_P(Md) = 0,05 \times 431 = 21,5 \Omega$$

Sendo assim, considera-se  $R_{SI}(\mu) = R_{SI}(Md) = R_{SI} = 20 \Omega$ .

Conseqüentemente, calculam-se os valores de  $R_{SE}$  e  $R_{PI}$  para a forma de impulso para as médias e para a forma das medianas. Como neste caso é utilizada a conexão 3S2P do gerador de impulso, três estágios em série de dois estágios em paralelo, ou seja,  $N_{ES} = 3$  e  $N_{EP} = 2$ , tem-se:

Para a forma de impulso das médias:

$$R_{SE}(\mu) = R_S(\mu) - N_{ES} \times R_{SI} = 1297 - 3 \times 20 = 1237 \Omega$$

$$R_{PI}(\mu) = R_P(\mu) \times \frac{N_{EP}}{N_{ES}} = 428 \times \frac{2}{3} = 285 \Omega$$

E para a forma de impulso das medianas:

$$R_{SE}(Md) = R_S(Md) - N_{ES} \times R_{SI} = 836 - 3 \times 20 = 776 \Omega$$

$$R_{PI}(Md) = R_p(Md) \times \frac{N_{EP}}{N_{ES}} = 431 \times \frac{2}{3} = 287 \Omega$$

Desta forma, é possível assumir, para as resistências paralelas encontradas, o valor de  $R_{PI}(\mu) = R_{PI}(Md) = R_{PI} = 280 \Omega$  para a resistência série externa; para a média, o valor de  $R_{SE}(\mu) \approx 1250 \Omega$  e para a resistência série externa, para a mediana, o valor de  $R_{SE}(Md) \approx 750 \Omega$ .

Resumindo na Tabela 5.2., têm-se as resistências que devem ser manufaturadas pelo LAT-EFEI para a realização dos ensaios de suportabilidade frente a impulsos induzidos conforme resultados obtidos e apresentados neste texto.

Tabela 5.2 – Valores das resistências série e paralela calculadas

Forma de impulso para as médias	Forma de impulso para as medianas
$R_{SE} = 1250 (\Omega)$	$R_{SE} = 750 (\Omega)$
$R_{PI} = 280 \Omega$	

## Capítulo 6

### Conclusão

Convém, neste momento, citar a enorme contribuição feita a esta dissertação pelo MsC Eng. Pedro H. Mendonça dos Santos em sua pesquisa sob a orientação do Professor Dr. Manuel L. B. Martinez. Nesta pesquisa foi estudado o método estatístico de Monte Carlo em conjunto com programa LIOV para o cálculo de sobretensões induzidas, o LIOV-EFEI. Este programa foi de grande utilidade neste trabalho e nos forneceu dados valiosos que proporcionaram o sucesso desta pesquisa.

Conforme visto nos resultados apresentados na Tabela 6.1, os valores de tempo de frente e cauda para as formas para ensaios com impulsos induzidos diferem razoavelmente da forma de impulso padronizada, 1,2/50  $\mu$ s. Em geral, os tempos de frente encontrados são de aproximadamente 3 vezes superiores aos valores padronizados e os tempos de cauda, aproximadamente 3 vezes inferiores. Isto mostra que a forma de impulso normalizada impõe maiores esforços dielétricos do que as formas encontradas neste documento, para uma mesma amplitude de tensão.

De acordo com os dados disponíveis para análise, obteve-se, através do software Minitab - Release 14 da Minitab Inc. os resultados que deram origem às formas de impulso da Tabela 6.1. Estas formas são recomendações para os ensaios. No entanto, é necessário, antes de uma aplicação generalizada destes valores, proceder a uma análise mais elaborada, contemplando, se possível, um maior número de dados, bem como as formas das distribuições.

Tabela 6.1 – Forma de ondas encontradas.

Forma de onda	Amplitude (kV)	$T_f$ ( $\mu$ s)	$T_c$ ( $\mu$ s)
Médias	185	4,5	16
Medianas	165	3	16

Como não se teve acesso a base de dados que originaram os parâmetros de médias e medianas das Tabelas 4.1 a 4.28, considera-se válida a análise estatística realizada neste trabalho. Porém, para uma análise mais profunda e sólida, é conveniente a construção de um novo banco de dados, através de novas simulações, para, deste modo, construir distribuições estatísticas e obter um maior número de parâmetros estatísticos.

As resistências de ensaios, calculadas a partir das equações apresentadas no Capítulo 5, são mostradas na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Valores das resistências série e paralela calculadas

Forma de impulso para as médias	Forma de impulso para as medianas
$R_{SE} = 1250 \text{ } (\Omega)$	$R_{SE} = 750 \text{ } (\Omega)$
$R_{PJ} = 280 \text{ } \Omega$	

Os valores de resistências encontrados devem ser fabricados e adaptados ao gerador de impulso LAT-EFEI, para que assim sejam ensaiadas as diversas configurações de construção de linhas de distribuição utilizadas pela Distribuidora Gaúcha de Energia AES-Sul.

Finalmente, é necessário ressaltar que as formas de impulso, Tabela 6.1, tem por origem aproximações estatísticas e resultados de simulações com o Programa LIOV em configurações de linhas de distribuição da rede de média tensão da AES-Sul. Deste modo, neste texto não se discutem propostas para o cálculo de tensões induzidas, uma vez que este tópico ainda se encontra em estudos. No momento, considera-se que o Programa LIOV é a ferramenta mais adequada para este tipo de estudo, portanto, qualquer resultado de sua aplicação é tomado como ótima aproximação.



## **Bibliografia**

### **Capítulo 2**

1. Grupo de eletricidade atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE;
2. Odim Mendes Jr., DGE-CEA/INPE, Margarete Oliveira Dominguesy, LMO-CPTEC/INPE, Introdução a Eletrodinâmica Atmosférica, Revista Brasileira de Ensino de Física, vol. 24, no. 1, Março, 2002;
3. J.A. Chalmers, Atmospheric Electricity, Pergamon, Oxford, London, 1967.
4. Rakov, V. A., Engineering models of the lightning Return Stroke, University of Flórida, Gainesville, USA, VII International Symposium on Lightning Protection;
5. Watt, R. A. W.; Herd, J. F. An instantaneous direct-reading radio goniometer. Journal of Institution Electrical Engineers, v. 64, p. 611-622, 1926.
6. Krider, E. P. 75 years of research on the physics of a lightning discharge. In: Fleming, J. R. ed. Historical essays on meteorology 1919-1995. Boston: American Meteorological Society, 1996. Cap. 11, p. 321-350.
7. Krider, E. P.; Noggle, R. C.; Uman, M. A. A gated, wide-band magnetic direction finder for lightning return strokes. Journal of Applied Meteorology, v. 15, n. 3, p. 301-306, Mar. 1976.
8. Lewis, E. A.; Harvey, R. B.; Rasmussen, J. E. Hyperbolic direction finding with sferics of transatlantic origin. Journal of Geophysical Research, v. 65, n. 7, p. 1879-1905, July 1960.
9. Bent, R. S.; Lyons, W. A. Theoretical evaluations and initial operational experiences of LPATS (Lightning Positioning and Tracking System) to monitor lightning ground strikes using a time-of-arrival (TOA) technique. In: International Conference on Atmospheric Electricity, 7., Albany, 1984. Proceedings. Albany: American Meteorological Society, 1984. p. 317-324.
10. Lee A. C. L. Ground truth confirmation and theoretical limits of an experimental VLF arrival time difference lightning flash locating system. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 115, n. 489, Part B, p. 1147-1166, July 1989.
11. Casper, P. W.; Bent, R. B. Results from the LPATS U.S.A. National Lightning Detection and Tracking System for the 1991 lightning season. In: International

Conference on Lightning Protection, 21., Berlin, 1992. Proceedings. Berlin: Association of German Electrical Engineers, 1992. p. 339-342.

12. Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltages and Insulation Co-ordination), "Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines," CIGRE Brochure #63, Oct. 1991, Paris

13. Anderson, R. B., Eriksson, A. J., Kroninger, H., Meal, D. V., and Smith, M. A., "Lightning and Thunderstorm Parameters," IEE Conference Publication No. 236, Lightning and Power Systems, London, pp. 57-61, June 1984.

14. MacGorman, D. R., Maier, M. W., and Rust, W. D., "Lightning Strike Density for the Contiguous United States from Thunderstorm Duration Records," Report to U.S. Nuclear Regulatory Commission, NUREG/CR-3759, 1984.

15. Darveniza, M., Electrical Properties of Wood and Line Design, University of Queensland Press, St. Lucia, Queensland, 1980.

16. IEEE Std 1410-2004 (Review of the IEEE Std 1410-1997) "IEEE Guide for Improving the lightning performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", IEEE 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 12 Julho 2004. Eriksson, "The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWRD-2, no. 2, pp. 859-870, July 1987.

17. Rusck, S., "Protection of Distribution Lines," in Lightning, vol. 2, R. H. Golde, ed., London: Academic Press, pp. 747-771, 1977.

18. Rusck, S., "Induced Lightning Overvoltages on Power Transmission Lines with Special Reference to the Overvoltage Protection of Low Voltage Networks," Transactions of the Royal Institute of Technology, Stockholm, no. 120, 1958.

19. Anderson, J. G., "Lightning Performance of Transmission Lines," Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, Electric Power Research Institute: Palo Alto, CA, 1982, ch. 12.

20. Borghetti, A., Nucci, C.A., and Paolone, M., "Effect of Tall Instrumented Towers on the Statistical DistriAssessment," Proc. PMAPS, Naples, Sept. 2002.

21. Cummins, K. L., Krider, E. P., and Malone, M. D., "The U.S. National Lightning Detection Network™ and Applications of Cloud-to-Ground Lightning Data by Electric Power Utilities," IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, vol. 40, no. 4, pp. 465-480, Nov. 1998.

22. L. O. Barthold and L. Paris, "The probabilistic approach to insulation coordination", Electra, no. 13, pp. 41-58, 1970

23. F. Popolansky, "Frequency distribution of amplitudes of lightning currents", Electra, no. 22, 1972. [3] K. Berger, R. B. Anderson and H. Kroninger, "Parameters of Lightning Flashes", Electra, no. 41, pp. 23-37, July 1975.

24. R. B. Anderson and A.J. Eriksson, "Lightning Parameters for Engineering Applications", *Electra*, no. 69, pp. 65-102, March 1980.
25. R.B. Anderson and A.J. Eriksson, "A Summary of Lightning Parameters for Engineering Applications", in *Proc. of CIGRE*, paper no. 33-06, 1980.
26. J. G. Anderson, "Lightning performance of EHV-UHV lines", in *Transmission line reference book, 345 kV and above*, Palo Alto: EPRI, 1982.
27. E. Garbagnati and G. B. Lopiparo, "Lightning Parameters - Results of 10 Years of Systematic Investigation in Italy", in *Proc. International Aerospace Conference on Lightning and Static Electricity*, Oxford, AL, pp. A1-1 to A1-12, 1982.
28. M.A. Sargent, "The Frequency Distribution of Current Magnitudes of Lightning Strokes to Tall Structures", *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*, PAS-91(5), pp. 2224-2229, September/October 1972.
29. R. Golde, "The lightning conductor", in *Lightning: Volume 2, Lightning protection*, R. Golde, Ed., New York: Academic Press, pp. 545 -573, 1977.
30. A.M. Mousa, K.D. Srivastava, "The implications of the electrogeometric model regarding effect of height of structure on the median amplitude of collected lightning strokes", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1450 -1460, 1989.
31. P. Pettersson, "A unified probabilistic theory of the incidence of direct and indirect lightning strikes", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 6, no. 3, pp. 1301 - 1310, July 1991
32. A. Sabot, "An engineering review on lightning, transient overvoltages and the associated elements of electrogeometric compatibility", in *Proc. Ninth International Symposium on High Voltage Engineering*, Graz, Austria, 1995.
33. G. Diendorfer, W. Schulz, "Lightning incidence to elevated objects on mountains", in *Proc. International Conference on Lightning Protection*, Birmingham, UK, 1998.
34. F.A.M. Rizk, "Modelling of lightning incidence to tall structures", *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 9, no. 1, pp. 162-193, January 1994.
35. Cummins, K. L.; Hiscox W. L.; Pifer A. E.; Maier, M. W. Performance analysis of the U.S. National Lightning Detection Network. *International Conference on Atmospheric Electricity*, 9., St. Petersburg, 1992. *International Commission on Atmospheric Electricity*.
36. Cummins, K. L.; Bardo, E. A.; Hiscox, W. L., Pyle, R. B.; Pifer, A. E. NLDN'95: A combined TOA/MDF technology upgrade of the U.S. National Lightning Detection Network. *International Aerospace & Ground Conference on*

Lightning and Static Electricity, Williamsburg, 1995. National Interagency Coordination Group.

37. Casper, P. W.; Bent, R. B. Results from the LPATS U.S.A. National Lightning Detection and Tracking System for the 1991 lightning season. In: International Conference on Lightning Protection, 21., Berlin, 1992. Proceedings. Berlin: Association of German Electrical Engineers, 1992. p. 339-342.

38. Cummins, K. L.; Burnett, R. O.; Hiscox, W. L.; Pifer, A. E. Line reliability and fault analysis using the National Lightning Detection Network. Precise Measurements in Power Conference, Arlington, 1993. National Science Foundation and Center for Power Engineering at Virginia Tech.

39. Global Atmospheric (GAI). LP2000 - Lightning Processor user's guide. Tucson, 1999.

40. Beneti, C.A.A., Leite E. A., Garcia S. A. M., Assunção L. A. R., Cazeta Filho A., Reis R. J. "RIDAT – Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas no Brasil: situação atual, aplicações e perspectivas"; Congresso Brasileiro de Meteorologia, 11, Rio de Janeiro, RJ. 2000.

### Capítulo 3

1. R. H. Golde, "Lightning Protection", Academic Press, 1978.
2. Norinder, H. (1925). Recherches sur la nature des décharges électriques des orages. Conf. Int. grands Res. 73, 1889-1896.
3. Berger, K. (1928). Weiterentwicklung des KO von Dufour. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 19, 292-301.
4. Berger, K. (1930). Ueberspannungen in elektr. Anlagen. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 21, 77-108.
5. Fortescue, C. L. (1930). Direct Strokes - not Induced Surges - Chief Causes of High-Voltage Lines Flashovers. Electl. J. 27, 459-462.
6. Berger, K. (1936). Resultate der Gewittermessungen in den Jahren 1934/35. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 27, 145-163.
7. Alexandre Piantini, Jorge M. Janiszewski, Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas em Linhas com Diferentes Configurações, Universidade de São Paulo.
8. C.A. Nucci, F. Rachidi, Lightning-Induced Overvoltages, IEEE Transmission and Distribution Conference, Panel Session "Distribution Lightning Protection", New Orleans, April 14, 1999.
9. Zeddani A., P. Degauque, "Current and voltage induced on telecommunications cable by a lightning return stroke", Lightning Electromagnetics, Edited by R. L. Gardner, Hemisph. publ. Corp., pp.377-400, 1990.
10. Rubinstein M., "An approximate formula for the calculation of the horizontal electric field from lightning at close, intermediate, and long range", IEEE Trans. on EMC, Vol. 38, No. 3, Aug. 1996.
11. Cooray V., "Lightning-induced overvoltages in power lines. Validity of various approximations made in overvoltage calculations", Proc. 22nd International Conference on Lightning Protection, Budapest, Hungary, 19-23 Sept. 1994.
12. Wait J.R., "Concerning horizontal electric field of lightning", IEEE Trans. on EMC, Vol. 39, No. 2, May 1997.
13. Rusck S., "Induced lightning overvoltages on power transmission lines with special reference to the overvoltage protection of low voltage networks", Transactions of the Royal Institute of Technology, Stockholm, No. 120, 1958.

14. Chowdhuri P., E.T.B. Gross, "Voltage surges induced on overhead lines by lightning strokes" Proc. IEE, Vol. 114, No. 12, pp. 1899-1907, Dec. 1967.
15. Agrawal A.K., H.J. Price, S.H. Gurbaxani, "Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", IEEE Trans. on EMC, Vol. EMC-22, No. 2, pp. 119-129, May 1980.
16. Nucci C.A., F. Rachidi, "On the contribution of the electromagnetic field components in field-to-transmission lines interaction", IEEE Trans. On Electromagnetic Compatibility, Vol. 37, No. 4, pp. 505-508, Nov. 1995.
17. Nucci C.A., F. Rachidi, M. Ianoz, C. Mazzetti, "Comparison of two coupling models for lightning-induced overvoltage calculations", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.10, No1, pp 330-338, Jan. 1995.
18. Cooray V., "Calculating lightning-induced overvoltages in power lines: a comparison of two coupling models", IEEE Trans. on EMC, Vol. 36, No. 3, pp. 179-182, Aug. 1994
19. Yokoyama S., K. Miyake, H. Mitani, A. Takanishi, "Simultaneous measurement of lightning induced voltages with associated stroke currents", IEEE Trans. on PAS, Vol. PAS-102, No. 8, pp. 2420-2429, Aug. 1983.
20. Master M.J., M.A. Uman, W.H. Beasley, and M. Darveniza, "Lightning induced voltages on power lines: experiment", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No.9, pp. 2519-2529, Sept. 1984.
21. De la Rosa F., R. Valdiviva, H. Pérez, J. Loza, "Discussion about the inducing effects of lightning in an experimental power distribution line in Mexico", IEEE Trans. on PWDR, Vol. 3, No. 3, pp. 1080-1089, July 1988.
22. Rubinstein M., A.Y. Tzeng, M.A. Uman, P.J. Medelius, E.W. Thomson, "An experimental test of a theory of lightning-induced voltages on an overheda lines", IEEE Trans. on Electromagnetic Compatibility, Vol. EMC-31, pp. 376-383, Nov. 1989.
23. Barker P.P., T.A. Short, A. Eybert-Berard, J.B. Berlandis, "Induced voltage measurements on an experimental distribution line during nearby rocket triggered lightning flashes", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, pp. 980-995, 1996.
24. Guerrieri S., F. Rachidi, M. Ianoz, P. Zweiacker, A. Borghetti, C.A. Nucci, "Effet d'une impulsion électromagnétique sur des reseaux électriques à plusieurs branches. Modélisation et validation expérimentale", Proc. 7ème Colloque International sur la CEM, pp. 475-480, Toulouse, 2-4 March 1994.
25. Guerrieri S., M. Ianoz, F. Rachidi, P. Zweiacker, C.A. Nucci, "A timedomain approach to evaluate induced voltages on tree-shaped electrical networks by external electromagnetic fields", Proc. 11th Int. Symp. On EMC, Zurich, March 1995

26. Ishii M., K. Michishita, Y. Hongo, S. Ogume, "Lightning-induced voltage on an overhead wire dependent on ground conductivity", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 9, No. 1, pp. 109-118, Jan. 1994.
27. Nucci C.A., A. Borghetti, A. Piantini, J.M. Janiszewski, "Lightning-induced voltages on distribution overhead lines: comparison between experimental results from a reduced scale model and most recent approaches", Int. Conf. On Lightning Protection, Birmingham, Sept. 1998.
28. Rachidi F., C.A. Nucci, M. Ianoz, C. Mazzetti, "Influence of a lossy ground on lightning-induced voltages on overhead lines", IEEE Trans. On Electromagnetic Compatibility, Vol. 38, No. 3, pp. 250-264, Aug. 1996.
29. Nucci C.A., "Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part II: Coupling models for the evaluation of the induced voltages", Electra, No. 162, pp. 121-145, Oct. 1995.
30. Chowdhuri P., "Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground", IEEE Transactions on PWDR, Vol. 4, No. 3, pp. 1982-1988, July 1989.
31. IEEE WG on the Lightning performance of distribution lines, "Calculating the lightning performance of distribution lines", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, pp. 1408-1417, July 1990.
32. Jankov V., S. Grzybowski, "Flashover rates of overhead distribution lines caused by nearby lightning strokes", Proc. of 10th International Symposium on high Voltage Engineering (ISH'97), Montréal, Canada, August 25-29 1997.
33. Borghetti A., C.A. Nucci, "Estimation of the frequency distribution of lightning-induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", Int. Conf. On Lightning Protection, Birmingham, Sept. 1998.
34. Rusck, S. Induced lightning over-voltages on power-transmission lines with special reference to the over-voltage protection of low-voltage networks. Transactions of the Royal Institute of Technology, n. 120, p. 1-118, 1958.
35. R.H. Golde, "The Frequency of occurrence and the distribution of lightning flashes to transmission lines", AIEE Trans., 64, pp. 902-910, 1945.
36. E.R. Love, "Improvements on lightning stroke modeling and applications to the design of EHV and UHV transmission lines", M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973.
37. J. G. Anderson, "Lightning performance of EHV-UHV lines", in Transmission line reference book, 345 kV and above, Palo Alto: EPRI, 1982.
38. H.R. Amstrong and E.R. Whitehead, 'Field and Analytical Studies of Transmission Lines Shielding', IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, PAS-87, pp.270-281, January 1968.

39. IEEE Std 1410-2004 (Review of the IEEE Std 1410-1997) "IEEE Guide for Improving the lightning performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", IEEE 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 12 Julho 2004.
40. A.J. Eriksson, "An improved electrogeometric model for transmission line shielding analysis", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 2, pp. 871- 886, July 1987.
41. F.A.M. Rizk, 'Modelling of Transmission Line Exposure to Direct Lightning Strokes', IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no.4, pp. 1983-1997, October 1990.
42. L. Deller, E. Garbagnati, "Lightning stroke simulation by means of the leader progression model, Parts I and II", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no. 4, pp. 2009-2029, October 1990.
43. M. Bernardi, L. Deller, E. Garbagnati, G. Sartorio, "Leader progression model of lightning: updating of the model on the basis of recent test results", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Florence, pp. 399-407, 1996
44. A. Borghetti, C.A. Nucci, M. Paolone, M. Bernardi, "Effect of the lateral distance expression and of the presence of shielding wires on the evaluation of the number of lightning induced voltages", in Proc. 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Greece, September 2000.
45. M.J. Master and M.A. Uman, "Transient electric and magnetic fields associated with establishing a finite electrostatic dipole," Journal of Physics, vol. 51, pp. 118-126, 1983.
46. Rusck, S., "Protection of Distribution Lines," in Lightning, vol. 2, R. H. Golde, ed., London: Academic Press, pp. 747-771, 197
47. Wagner, C. F. e McCann, G. D. (1942). Induced voltages on transmission lines. *Am. Inst. Elect. Engrs* 61, 916-930.
48. Lundholm, R. (1955). "Induced overvoltages on transmission line and their bearing on the lightning performance of medium voltage networks". Duplic, Göteborg.
49. Rachidi, F., et al., "Response os multiconductor power lines to nearby lightning return stroke electromagnetics fields", IEEE transactions on power delivery, Vol. 12, No 3, July 1997.
50. Working group, "Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part II", *Electra* No. 161, August 1995.
51. Rachidi, F., et al., "Transient analysis of multiconductor lines above a lossy ground", IEEE transactions on power delivery, Vol. 14, No 1, January 1999.



52. Task force report, "Investigation and evaluation of lightning protective methods for distribution circuits. Part I: Model study and analysis", IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol. Pas-88, No 8, August 1969.
53. Nakada, K., et al., "Energy absorption of surge arresters on power distribution lines due to lightning strokes", IEEE transactions on power delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997.
54. Nucci C.A., Rachidi F., Ianoz M., Mazzetti C., "Lightning-induced overvoltages on overhead lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 35, No. 1, pp. 75-86, February 1993.
55. Carson J.R., Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal 5 (1926) 539-554.
56. Timotin A. L., "Longitudinal transient parameters of a unifilar line with ground return", Rev. Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. 12-4 (1967) 523-535.
57. Rachidi F., Loyla S. L., Nucci C. A., Ianoz M., "A new expression for the ground transient resistance matrix elements of multiconductor overhead transmission lines", Electric Power Systems Research 65 (2003) 41-46.
58. Sunde E. D., "Earth conduction effects in transmission systems", New York, Dover 1968.
59. Darvenia, M., G. J. Limbourn, S. A. Prentice, "Line Design and Properties of Wood", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-86, No. 11, November 1967.
60. IEEE Std 4-1978; "IEEE standard techniques for high-voltage testing".
61. NBR 8186, "Guia de aplicação de coordenação de isolamento".
62. IEEE Std C57.98-1993 "Guide for Transformer Impulse Tests".

## Capítulo 4

1. Nucci C.A., Rachidi F., Ianoz M. and Mazzetti C., "Lightning-induced voltages on overhead power lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 35, Feb. 1993.
2. Rachidi F., Nucci C.A., Ianoz M., Mazzetti C., "Influence of a lossy ground on lightning-induced voltages on overhead lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 38, No. 3, pp. 250-263, August 1996.
3. Rachidi F., Nucci C.A., Ianoz M., "Transient analysis of multiconductor lines above a lossy ground", IEEE Trans. on PWDR, Vol.14, No.1, pp. 294-302, Jan. 1999.
4. Meliopoulos A. P. S., Cokkinides G., Kennedy J., "An integrated model for lightning performance evaluation of overhead distribution lines", Proc. 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Greece, 2000.
5. Borghetti A., Nucci C.A., "Estimation of the frequency distribution of lightning induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Birmingham, UK, September 1998.
6. Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., "Effect of the lateral distance expression and of the presence of shielding wires on the evaluation of the number of lightning induced voltages", Proc. of the 25th International Conference on Lightning Protection 18-22 Sept. 2000, Rhodes Greece.
7. Borghetti A., Nucci, C.A., Paolone M., "Lightning performances of distribution lines: sensitivity to computational methods and to data", Power Engineering Society Winter Meeting, 2001 IEEE , Volume: 2 , 2001, pp 796-798.
8. Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., "Statistical Evaluation of Lightning Performances of Distribution Lines", Proc. of the International Conference on Power System Transient 24-28 June 2001, Rio de Janeiro Brazil.
9. Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., Malgarotti S., Mastandrea I., "Influence of surge arresters on the statistical evaluation of lightning performance of distribution lines", Proc. Of the 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 776 – 781, 12-16 Sept. 2004.
10. Agrawal A.K., Price H.J., Gurbaxani S.H., "Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", IEEE Trans. on EMC 22-2 (1980) 119-129.
11. Paolone M., Nucci C.A., Rachidi F., "A New Finite Difference Time Domain Scheme for the Evaluation of Lightning Induced Overvoltage on Multiconductor

Overhead Lines”, Proc. 5th Int. Conf. on Power System Transient, vol. 2, Rio de Janeiro, Brazil, 2001, pp. 596-602.

12. Paolone M., “Modeling of Lightning-Induced Voltages on Distribution Networks for the Solution of Power Quality Problems, and Relevant Implementation in a Transient Program”, Ph.D. Thesis, University of Bologna, 2001.

13. Uman M.A., McLain D.K., Krider E.P., “The electromagnetic radiation from a finite antenna”, American Journal of Physics, 1975, Vol. 43, p. 33-38.

14. Nucci C.A., Mazzetti C., Rachidi F., Ianoz M., “On lightning return stroke models for LEMP calculations”, Proc. 19th International Conference on Lightning protection, Graz, Austria, Aprile 1988.

15. Rachidi F., Nucci C.A., “On the Master, Lin, Uman, Standler and the Modified Transmission Line lightning return stroke current models”, Journal of Geophysical Research 95 (1990) 20389-20394.

16. Cooray V., “Horizontal fields generated by return strokes”, Radio Science 27-4 (1992) 529-537.

17. Rubinstein M., “An approximate formula for the calculation of the horizontal electric field from lightning at close, intermediate, and long range”, IEEE Trans. on EMC 38-3 (1996) 531-535.

18. Cooray V., “Some consideration on the ‘Cooray-Rubinstein’ approximation used in deriving the horizontal electric field over finitely conducting ground”, in: Proc. 24th Int. Conf. on Lightning Protection, Birmingham, UK, 1998, pp. 282-286.

19. Wait J.R., Concerning the horizontal electric field of lightning, IEEE Trans. on EMC 39-2 (1997) 186.

20. Carson J.R., Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal 5 (1926) 539-554.

21. Timotin A.L., “Longitudinal transient parameters of a unifilar line with ground return”, Rev. Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. 12-4 (1967) 523-535.

22. Rachidi F., Loyka S.L., Nucci C.A., Ianoz M., “A new expression for the ground transient resistance matrix elements of multiconductor overhead transmission lines”, Electric Power Systems Research 65 (2003) 41-46.

23. Sunde E.D., “Earth Conduction Effects in Transmission Systems”, New York, Dover, 1968.

24. IEEE Std 1410-2004 (Review of the IEEE Std 1410-1997) “IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines”, IEEE 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 12 July 2004.

25. Anderson R.B., Eriksson A.J., "Lightning parameters for engineering application", *Electra*, No. 69, 1980.
26. Chowdhuri P., "Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground", *IEEE Transactions on PWDR*, Vol. 4, No. 3, pp. 1982-1988, July 1989.
27. Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., "Effect of tall instrumented towers on the statistical distributions of lightning current parameters and its influence on the power system lightning performance assessment", *European Transactions on Electrical Power*, Vol. 13, No. 6, November/December 2003, pp. 365-372.
28. Guerrieri S., Ianoz M., Mazzetti C., Nucci C.A., Rachidi F., "Lightning-induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", *Proc. of 23rd International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, Florence, Italy, 23-27 Sept. 1996.
29. Guerrieri S., Nucci C.A., Rachidi F., "Influence of the ground resistivity on the polarity and intensity of lightning induced voltages", *Proc. of 10th International Symposium on High Voltage Engineering*, Montréal, Canada, 25-29, 1997.
30. Paolone M., Nucci C.A., Petrache E., Rachidi F., "Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and of Surge Arresters: Modelling and Experimental Validation", *IEEE Trans. on PWDR*, Vol. 19, Issue 1, January 2004, pp. 423-431.
31. IEEE Fast Front Transients Task Force, "Modeling guidelines for fast front transients", *IEEE Trans. on PWRD*, Vol. 11, No. 1, pp. 493 – 506, Jan. 1996.
32. Sérgio Francisco Costa, "Introdução Ilustrada à Estatística", 2<sup>o</sup> edição, editora Harbra, 1992

## **Capítulo 5**

33. Dieter Kina, Kart Feser, High-Voltage Test Techniques, 2nd Revised and Enlarged Edition, Newnes, 2001.
34. High Voltage Technology; L. L. Alston, at alli; Oxford University Press 1968 – London.
35. Industrial High Voltage – Volume 1 & 2; F. H. Kreuger; Delft Press University 1991 – Delft.

## **Bibliografia Geral**

A. Borghetti, C.A. Nucci, M. Paolone, M. Bernardi, "Effect of the lateral distance expression and of the presence of shielding wires on the evaluation of the number of lightning induced voltages", in Proc. 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Greece, September 2000.

A. Sabot, "An engineering review on lightning, transient overvoltages and the associated elements of electrogeometric compatibility", in Proc. Ninth International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria, 1995.

A.J. Eriksson, "An improved electrogeometric model for transmission line shielding analysis", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 2, pp. 871- 886, July 1987.

A.M. Mousa, K.D. Srivastava, "The implications of the electrogeometric model regarding effect of height of structure on the median amplitude of collected lightning strokes", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 4, no. 2, pp. 1450 –1460, 1989.

Agrawal A.K., Price H.J., Gurbaxani S.H., "Transient response of a multiconductor transmission line excited by a nonuniform electromagnetic field", IEEE Trans. on EMC 22-2 (1980) 119-129.

Alexandre Piantini, Jorge M. Janiszewski, Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas em Linhas com Diferentes Configurações, Universidade de São Paulo.

Anderson R.B., Eriksson A.J., "Lightning parameters for engineering application", Electra, No. 69, 1980.

Anderson, J. G., "Lightning Performance of Transmission Lines," Transmission Line Reference Book, 345 kV and Above, Electric Power Research Institute: Palo Alto, CA, 1982, ch. 12.

Anderson, R. B., Eriksson, A. J., Kroninger, H., Meal, D. V., and Smith, M. A., "Lightning and Thunderstorm Parameters," IEE Conference Publication No. 236, Lightning and Power Systems, London, pp. 57–61, June 1984.

Barker P.P., T.A. Short, A. Eybert-Berard, J.B. Berlandis, "Induced voltage measurements on an experimental distribution line during nearby rocket triggered lightning flashes", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 11, pp. 980-995, 1996.

Beneti, C.A.A., Leite E. A., Garcia S. A. M., Assunção L. A. R., Cazeta Filho A., Reis R. J. "RIDAT – Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas no Brasil: situação atual, aplicações e perspectivas"; Congresso Brasileiro de Meteorologia, 11, Rio de Janeiro, RJ. 2000.

Bent, R. S.; Lyons, W. A. Theoretical evaluations and initial operational experiences of LPATS (Lightning Positioning and Tracking System) to monitor lightning ground strikes using a time-of-arrival (TOA) technique. In: International Conference on Atmospheric Electricity, 7., Albany, 1984. Proceedings. Albany: American Meteorological Society, 1984. p. 317-324.

Berger, K. (1928). Weiterentwicklung des KO von Dufour. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 19, 292-301.

Berger, K. (1930). Ueberspannungen in elektr. Anlagen. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 21, 77-108.

Berger, K. (1936). Resultate der Gewittermessungen in den Jahren 1934/35. Bull. Schweiz. Elektrotech. Ver. 27, 145-163.

Borghetti A., Nucci C.A., "Estimation of the frequency distribution of lightning induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Birmingham, UK, September 1998.

Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., "Effect of tall instrumented towers on the statistical distributions of lightning current parameters and its influence on the power system lightning performance assessment", European Transactions on Electrical Power, Vol. 13, No. 6, November/December 2003, pp. 365-372.

Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., "Statistical Evaluation of Lightning Performances of Distribution Lines", Proc. of the International Conference on Power System Transient 24-28 June 2001, Rio de Janeiro Brazil.

Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., "Effect of the lateral distance expression and of the presence of shielding wires on the evaluation of the number of lightning induced voltages", Proc. of the 25th International Conference on Lightning Protection 18-22 Sept. 2000, Rhodes Greece.

Borghetti A., Nucci C.A., Paolone M., Bernardi M., Malgarotti S., Mastandrea I., "Influence of surge arresters on the statistical evaluation of lightning performance of distribution lines", Proc. Of the 2004 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, pp. 776 – 781, 12-16 Sept. 2004.

Borghetti A., Nucci, C.A., Paolone M., "Lightning performances of distribution lines: sensitivity to computational methods and to data", Power Engineering Society Winter Meeting, 2001 IEEE , Volume: 2 , 2001, pp 796-798.

Borghetti, A., Nucci, C.A., and Paolone, M., "Effect of Tall Instrumented Towers on the Statistical DistriAssessment," Proc. PMAPS, Naples, Sept. 2002.

C.A. Nucci, F. Rachidi, Lightning-Induced Overvoltages, IEEE Transmission and Distribution Conference, Panel Session "Distribution Lightning Protection", New Orleans, April 14, 1999.

Carson J.R., Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal 5 (1926) 539-554.

Casper, P. W.; Bent, R. B. Results from the LPATS U.S.A. National Lightning Detection and Tracking System for the 1991 lightning season. In: International Conference on Lightning Protection, 21., Berlin, 1992. Proceedings. Berlin: Association of German Electrical Engineers, 1992. p. 339-342.

Chowdhuri P., "Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground", IEEE Transactions on PWDR, Vol. 4, No. 3, pp. 1982-1988, July 1989.

Chowdhuri P., E.T.B. Gross, "Voltage surges induced on overhead lines by lightning strokes" Proc. IEE, Vol. 114, No. 12, pp. 1899-1907, Dec. 1967.

Cooray V., "Calculating lightning-induced overvoltages in power lines: a comparison of two coupling models", IEEE Trans. on EMC, Vol. 36, No. 3, pp. 179-182, Aug. 1994

Cooray V., "Lightning-induced overvoltages in power lines. Validity of various approximations made in overvoltage calculations", Proc. 22nd International Conference on Lightning Protection, Budapest, Hungary, 19-23 Sept. 1994.

Cooray V., "Horizontal fields generated by return strokes", Radio Science 27-4 (1992) 529-537.

Cooray V., "Some consideration on the 'Cooray-Rubinstein' approximation used in deriving the horizontal electric field over finitely conducting ground", in: Proc. 24th Int. Conf. on Lightning Protection, Birmingham, UK, 1998, pp. 282-286.

Cummins, K. L., Krider, E. P., and Malone, M. D., "The U.S. National Lightning Detection Network™ and Applications of Cloud-to-Ground Lightning Data by Electric Power Utilities," IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, vol. 40, no. 4, pp. 465–480, Nov. 1998.

Cummins, K. L.; Bardo, E. A.; Hiscox, W. L., Pyle, R. B.; Pifer, A. E. NLDN'95: A combined TOA/MDF technology upgrade of the U.S. National Lightning Detection Network. International Aerospace & Ground Conference on Lightning and Static Electricity, Williamsburg, 1995. National Interagency Coordination Group.

Cummins, K. L.; Burnett, R. O.; Hiscox, W. L.; Pifer, A. E. Line reliability and fault analysis using the National Lightning Detection Network. Precise Measurements in Power Conference, Arlington, 1993. National Science Foundation and Center for Power Engineering at Virginia Tech.

Cummins, K. L.; Hiscox W. L.; Pifer A. E.; Maier, M. W. Performance analysis of the U.S. National Lightning Detection Network. International Conference on Atmospheric Electricity, 9., St. Petersburg, 1992. International Commission on Atmospheric Electricity.



Darvenia, M., G. J. Limbourn, S. A. Prentice, "Line Design and Properties of Wood", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-86, No. 11, November 1967.

Darveniza, M., Electrical Properties of Wood and Line Design, University of Queensland Press, St. Lucia, Queensland, 1980.

De la Rosa F., R. Valdiviva, H. Pérez, J. Loza, "Discussion about the inducing effects of lightning in an experimental power distribution line in Mexico", IEEE Trans. on PWDR, Vol. 3, No. 3, pp. 1080-1089, July 1988.

Dieter Kina, Kart Feser, High-Voltage Test Techniques, 2nd Revised and Enlarged Edition, Newnes, 2001.

E. Garbagnati and G. B. Lopiparo, "Lightning Parameters - Results of 10 Years of Systematic Investigation in Italy", in Proc. International Aerospace Conference on Lightning and Static Electricity, Oxford, AL, pp. A1-1 to A1-12, 1982.

E.R. Love, "Improvements on lightning stroke modeling and applications to the design of EHV and UHV transmission lines", M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973.

Eriksson, "The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. PWRD-2, no. 2, pp. 859–870, July 1987.

F. Popolansky, "Frequency distribution of amplitudes of lightning currents", Electra, no. 22, 1972. [3] K. Berger, R. B. Anderson and H. Kroninger, "Parameters of Lightning Flashes", Electra, no. 41, pp. 23-37, July 1975.

F.A.M. Rizk, 'Modelling of Transmission Line Exposure to Direct Lightning Strokes', IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no.4, pp. 1983-1997, October 1990.

F.A.M. Rizk, "Modelling of lightning incidence to tall structures", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 9, no. 1, pp. 162-193, January 1994.

Fortescue, C. L. (1930). Direct Strokes - not Induced Surges - Chief Causes of High-Voltage Lines Flashovers. *Electl. J.* 27, 459-462.

G. Diendorfer, W. Schulz, "Lightning incidence to elevated objects on mountains", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Birmingham, UK, 1998.

Global Atmospheric (GAI). LP2000 - Lightning Processor user's guide. Tucson, 1999.

Grupo de eletricidade atmosférica do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE;

Guerrieri S., F. Rachidi, M. Ianoz, P. Zwiackner, A. Borghetti, C.A. Nucci, "Effet d'une impulsion électromagnétique sur des reseaux électriques à plusieurs

branches. Modélisation et validation expérimentale", Proc. 7ème Colloque International sur la CEM, pp. 475-480, Toulouse, 2-4 March 1994.

Guerrieri S., Ianoz M., Mazzetti C., Nucci C.A., Rachidi F., "Lightning-induced voltages on an overhead line above a lossy ground: a sensitivity analysis", Proc. of 23rd International Conference on Lightning Protection (ICLP), Florence, Italy, 23-27 Sept. 1996.

Guerrieri S., M. Ianoz, F. Rachidi, P. Zwiack, C.A. Nucci, "A time-domain approach to evaluate induced voltages on tree-shaped electrical networks by external electromagnetic fields", Proc. 11th Int. Symp. On EMC, Zurich, March 1995

Guerrieri S., Nucci C.A., Rachidi F., "Influence of the ground resistivity on the polarity and intensity of lightning induced voltages", Proc. of 10th International Symposium on High Voltage Engineering, Montréal, Canada, 25-29, 1997.

H.R. Armstrong and E.R. Whitehead, 'Field and Analytical Studies of Transmission Lines Shielding', IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, PAS-87, pp.270-281, January 1968.

High Voltage Technology; L. L. Alston, et al.; Oxford University Press 1968 – London.

IEEE Fast Front Transients Task Force, "Modeling guidelines for fast front transients", IEEE Trans. on PWRD, Vol. 11, No. 1, pp. 493 – 506, Jan. 1996.

IEEE Std 1410-2004 (Review of the IEEE Std 1410-1997) "IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines", IEEE 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 12 July 2004.

IEEE Std 4-1978; "IEEE standard techniques for high-voltage testing".

IEEE Std C57.98-1993 "Guide for Transformer Impulse Tests".

IEEE WG on the Lightning performance of distribution lines, "Calculating the lightning performance of distribution lines", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 5, No. 3, pp. 1408-1417, July 1990.

Industrial High Voltage – Volume 1 & 2; F. H. Kreuger; Delft Press University 1991 – Delft.

Ishii M., K. Michishita, Y. Hongo, S. Ogume, "Lightning-induced voltage on an overhead wire dependent on ground conductivity", IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 9, No. 1, pp. 109-118, Jan. 1994.

J. G. Anderson, "Lightning performance of EHV-UHV lines", in Transmission line reference book, 345 kV and above, Palo Alto: EPRI, 1982.

J.A. Chalmers, Atmospheric Electricity, Pergamon, Oxford, London, 1967.

Jankov V., S. Grzybowski, "Flashover rates of overhead distribution lines caused by nearby lightning strokes", Proc. of 10th International Symposium on high Voltage Engineering (ISH'97), Montréal, Canada, August 25-29 1997.

Krider, E. P. 75 years of research on the physics of a lightning discharge. In: Fleming, J. R. ed. Historical essays on meteorology 1919-1995. Boston: American Meteorological Society, 1996. Cap. 11, p. 321-350.

Krider, E. P.; Noggle, R. C.; Uman, M. A. A gated, wide-band magnetic direction finder for lightning return strokes. Journal of Applied Meteorology, v. 15, n. 3, p. 301-306, Mar. 1976.

L. Deller, E. Garbagnati, "Lightning stroke simulation by means of the leader progression model, Parts I and II", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 5, no. 4, pp. 2009-2029, October 1990.

L. O. Barthold and L. Paris, "The probabilistic approach to insulation coordination", Electra, no. 13, pp. 41-58, 1970

Lee A. C. L. Ground truth confirmation and theoretical limits of an experimental VLF arrival time difference lightning flash locating system. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, v. 115, n. 489, Part B, p. 1147-1166, July 1989.

Lewis, E. A.; Harvey, R. B.; Rasmussen, J. E. Hyperbolic direction finding with spherics of transatlantic origin. Journal of Geophysical Research, v. 65, n. 7, p. 1879-1905, July 1960.

Lundholm, R. (1955). "Induced overvoltages on transmission line and their bearing on the lightning performance of medium voltage networks". Duplic, Göteborg.

M. Bernardi, L. Deller, E. Garbagnati, G. Sartorio, "Leader progression model of lightning: updating of the model on the basis of recent test results", in Proc. International Conference on Lightning Protection, Florence, pp. 399-407, 1996

M.A. Sargent, "The Frequency Distribution of Current Magnitudes of Lightning Strokes to Tall Structures", IEEE Trans. Power Apparatus and Systems, PAS-91(5), pp. 2224-2229, September/October 1972.

M.J.Master and M.A.Uman, "Transient electric and magnetic fields associated with establishing a finite electrostatic dipole," Journal of Physics, vol. 51, pp. 118-126, 1983.

MacGorman, D. R., Maier, M. W., and Rust, W. D., "Lightning Strike Density for the Contiguous United States from Thunderstorm Duration Records," Report to U.S. Nuclear Regulatory Commission, NUREG/CR-3759, 1984.

Master M.J., M.A. Uman, W.H. Beasley, and M. Darveniza, "Lightning induced voltages on power lines: experiment", IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-103, No.9, pp. 2519-2529, Sept. 1984.

Meliopoulos A. P. S., Cokkinides G., Kennedy J., "An integrated model for lightning performance evaluation of overhead distribution lines", Proc. 25th International Conference on Lightning Protection, Rhodes, Greece, 2000.

Nakada, K., et al., "Energy absorption of surge arresters on power distribution lines due to lightning strokes", IEEE transactions on power delivery, Vol. 12, No. 4, October 1997.

NBR 8186, "Guia de aplicação de coordenação de isolamento".

Norinder, H. (1925). Recherches sur la nature des décharges électriques des orages. Conf. Int. grands Res. 73, 1889-1896.

Nucci C.A., "Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part II: Coupling models for the evaluation of the induced voltages", Electra, No. 162, pp. 121-145, Oct. 1995.

Nucci C.A., A. Borghetti, A. Piantini, J.M. Janiszewski, "Lightning induced voltages on distribution overhead lines: comparison between experimental results from a reduced scale model and most recent approaches", Int. Conf. On Lightning Protection, Birmingham, Sept. 1998.

Nucci C.A., F. Rachidi, "On the contribution of the electromagnetic field components in field-to-transmission lines interaction", IEEE Trans. On Electromagnetic Compatibility, Vol. 37, No. 4, pp. 505-508, Nov. 1995.

Nucci C.A., F. Rachidi, M. Ianoz, C. Mazzetti, "Comparison of two coupling models for lightning-induced overvoltage calculations", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.10, No1, pp 330-338, Jan. 1995.

Nucci C.A., Mazzetti C., Rachidi F., Ianoz M., "On lightning return stroke models for LEMP calculations", Proc. 19th International Conference on Lightning protection, Graz, Austria, April 1988.

Nucci C.A., Rachidi F., Ianoz M. and Mazzetti C., "Lightning-induced voltages on overhead power lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 35, Feb. 1993.

Odim Mendes Jr., DGE-CEA/INPE, Margarete Oliveira Dominguesy, LMO-CPTEC/INPE, Introdução a Eletrodinâmica Atmosférica, Revista Brasileira de Ensino de Física, vol. 24, no. 1, Março, 2002;

P. Pettersson, "A unified probabilistic theory of the incidence of direct and indirect lightning strikes", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 6, no. 3, pp. 1301 -1310, July 1991

Paolone M., "Modeling of Lightning-Induced Voltages on Distribution Networks for the Solution of Power Quality Problems, and Relevant Implementation in a Transient Program", Ph.D. Thesis, University of Bologna, 2001.

Paolone M., Nucci C.A., Petrache E., Rachidi F., "Mitigation of Lightning-Induced Overvoltages in Medium Voltage Distribution Lines by Means of Periodical Grounding of Shielding Wires and of Surge Arresters: Modelling and Experimental Validation", IEEE Trans. on PWDR, Vol. 19, Issue 1, January 2004, pp. 423-431.

Paolone M., Nucci C.A., Rachidi F., "A New Finite Difference Time Domain Scheme for the Evaluation of Lightning Induced Overvoltage on Multiconductor Overhead Lines", Proc. 5th Int. Conf. on Power System Transient, vol. 2, Rio de Janeiro, Brazil, 2001, pp. 596-602.

R. B. Anderson and A.J. Eriksson, "Lightning Parameters for Engineering Applications", Electra, no. 69, pp. 65-102, March 1980.

R. H. Golde, "Lightning Protection", Academic Press, 1978.

R.B. Anderson and A.J. Eriksson, "A Summary of Lightning Parameters for Engineering Applications", in Proc. of CIGRE, paper no. 33-06, 1980.

R.H. Golde, "The Frequency of occurrence and the distribution of lightning flashes to transmission lines", AIEE Trans., 64, pp. 902-910, 1945.

Rachidi F., C.A. Nucci, M. Ianoz, C. Mazzetti, "Influence of a lossy ground on lightning-induced voltages on overhead lines", IEEE Trans. On Electromagnetic Compatibility, Vol. 38, No. 3, pp. 250-264, Aug. 1996.

Rachidi F., Loyka S.L., Nucci C.A., Ianoz M., "A new expression for the ground transient resistance matrix elements of multiconductor overhead transmission lines", Electric Power Systems Research 65 (2003) 41-46.

Rachidi F., Nucci C.A., "On the Master, Lin, Uman, Standler and the Modified Transmission Line lightning return stroke current models", Journal of Geophysical Research 95 (1990) 20389-20394.

Rachidi F., Nucci C.A., Ianoz M., Mazzetti C., "Influence of a lossy ground on lightning-induced voltages on overhead lines", IEEE Trans. on EMC, Vol. 38, No. 3, pp. 250-263, August 1996.

Rachidi, F., et al., "Response of multiconductor power lines to nearby lightning return stroke electromagnetic fields", IEEE transactions on power delivery, Vol. 12, No 3, July 1997.

Rachidi, F., et al., "Transient analysis of multiconductor lines above a lossy ground", IEEE transactions on power delivery, Vol. 14, No 1, January 1999.

Rakov, V. A., Engineering models of the lightning Return Stroke, University of Florida, Gainesville, USA, VII International Symposium on Lightning Protection;

Rubinstein M., "An approximate formula for the calculation of the horizontal electric field from lightning at close, intermediate, and long range", IEEE Trans. on EMC, Vol. 38, No. 3, Aug. 1996.

Rubinstein M., A.Y. Tzeng, M.A. Uman, P.J. Medelius, E.W. Thomson, "An experimental test of a theory of lightning-induced voltages on an overhead lines", IEEE Trans. on Electromagnetic Compatibility, Vol. EMC-31, pp. 376-383, Nov. 1989.

Rusck S., "Induced lightning overvoltages on power transmission lines with special reference to the overvoltage protection of low voltage networks", Transactions of the Royal Institute of Technology, Stockholm, No. 120, 1958.

Rusck, S., "Induced Lightning Overvoltages on Power Transmission Lines with Special Reference to the Overvoltage Protection of Low Voltage Networks," Transactions of the Royal Institute of Technology, Stockholm, no. 120, 1958.

Rusck, S., "Protection of Distribution Lines," in Lightning, vol. 2, R. H. Golde, ed., London: Academic Press, pp. 747-771, 197

Sérgio Francisco Costa, "Introdução Ilustrada à Estatística", 2ª edição, editora Harbra, 1992

Sunde E. D., "Earth conduction effects in transmission systems", New York, Dover 1968.

Task force report, "Investigation and evaluation of lightning protective methods for distribution circuits. Part I: Model study and analysis", IEEE Transactions on power apparatus and systems, Vol. Pas-88, No 8, August 1969.

Timotin A. L., "Longitudinal transient parameters of a unifilar line with ground return", Rev. Roum. Sci. Techn. Electrotechn. et Energ. 12-4 (1967) 523-535.

Uman M.A., McLain D.K., Krider E.P., "The electromagnetic radiation from a finite antenna", American Journal of Physics, 1975, Vol. 43, p. 33-38.

Zeddarn A., P. Degauque, "Current and voltage induced on telecommunications cable by a lightning return stroke", Lightning Electromagnetics, Edited by R. L. Gardner, Hemisph. publ. Corp., pp.377-400, 1990.

Wagner, C. F. e McCann, G. D. (1942). Induced voltages on transmission lines. Am. Inst. Elect. Engrs 61, 916-930.

Wait J.R., "Concerning horizontal electric field of lightning", IEEE Trans. on EMC, Vol. 39, No. 2, May 1997.

Watt, R. A. W.; Herd, J. F. An instantaneous direct-reading radio goniometer. Journal of Institution Electrical Engineers, v. 64, p. 611-622, 1926.

Working Group 01 (Lightning) of Study Committee 33 (Overvoltages and Insulation Co-ordination), "Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines," CIGRE Brochure #63, Oct. 1991, Paris

Working group, "Lightning-induced voltages on overhead power lines. Part II", *Electra* No. 161, August 1995.

Yokoyama S., K. Miyake, H. Mitani, A. Takanishi, "Simultaneous measurement of lightning induced voltages with associated stroke currents", *IEEE Trans. on PAS*, Vol. PAS-102, No. 8, pp. 2420-2429, Aug. 1983.