

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO**  
**CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE**  
**ELETRICIDADE**

**ESTUDO TEÓRICO E COMPUTACIONAL DO**  
**DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA-**  
**TENSÃO NA PRESENÇA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**FERNANDO HENRIQUE COSTA PINHEIRO**

**SÃO LUÍS**

**2008**

**ESTUDO TEÓRICO E COMPUTACIONAL DO  
DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA-  
TENSÃO NA PRESENÇA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Por

**FERNANDO HENRIQUE COSTA PINHEIRO**

**SÃO LUÍS  
2008**

Pinheiro, Fernando Henrique Costa

Estudo Teórico e Computacional do Desempenho de Linhas de Transmissão de Alta-Tensão na Presença de Descargas Atmosféricas / Fernando Henrique Costa Pinheiro. – São Luís, 2008.

133f.

Impresso por computador (fotocópia).

Orientador: José Eduardo Onoda Pessanha.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós – Graduação em Engenharia de Eletricidade, São Luís, 2008.

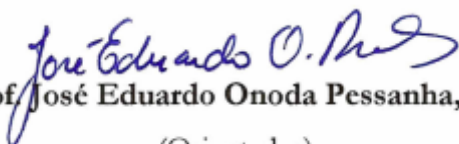
1. Linhas de Transmissão. 2. Descargas Atmosféricas. 3. Simulações Computacionais. I. Pessanha, José Eduardo Onoda, orient. II. Título.

CDU 621.316.98:004.94


**ESTUDO TEÓRICO E COMPUTACIONAL DO  
DESEMPENHO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO DE ALTA-  
TENSÃO NA PRESENÇA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**FERNANDO HENRIQUE COSTA PINHEIRO**

Dissertação aprovada em 17 de Outubro de 2008

  
Prof. José Eduardo Onoda Pessanha, Dr.  
(Orientador)

  
Prof. Tadeu da Mata Medeiros Branco, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)

  
Prof. João Viana da Fonseca Neto, Dr.  
(Membro da Banca Examinadora)

## AGRADECIMENTOS

A Deus, por ter me dado força e perseverança necessárias à conclusão de mais uma etapa da minha vida profissional.

Ao meu orientador, Prof Dr. José Eduardo Onoda Pessanha, pela oportunidade que me concedeu em participar do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento que originou este trabalho, e sobretudo, por sua paciência e compreensão, fundamentais para que esta dissertação fosse finalmente concluída.

Às Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE), pela infraestrutura do laboratório do Grupo de Sistemas de Potência da Universidade Federal do Maranhão (GSP /UFMA), local onde foi desenvolvida boa parte desse trabalho e, principalmente, pelo apoio financeiro através do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico – Ciclo 2003/2004 - N° 45000049102.

Ao Eng° Djalma Pereira Campos Filho, da ELETRONORTE, pelos dados e informações fornecidos referentes à linha de transmissão analisada nesse trabalho, que tornaram possível a realização desse estudo.

Ao CNPq, pelo apoio financeiro durante meu período de bolsista no Programa de Mestrado.

A todos os professores e funcionários do Programa de Pós – Graduação em Engenharia de Eletricidade da UFMA.

Aos amigos do Grupo de Sistemas de Potência da UFMA, principalmente Alex Paz, Fábio Mendes, Aniceto Neto, Marcelo e Júlio César.

A todos os amigos da ELETROBRÁS pelo apoio, especialmente a Ricardo Dumans e Pedro Henrique, e a meu chefe, Paulo Lucena, pela compreensão ao longo do desenvolvimento desse trabalho.

Finalmente, agradeço a toda minha família, especialmente à Conceição, minha Mãe; Débora, minha noiva; Socorro, minha tia, madrinha e segunda Mãe; à Eunice, minha avó, que ficaria muito feliz com a conclusão do meu curso de mestrado; ao Baima; e aos meus dois irmãos, Júnior e Neto.

*Às mulheres que mais torceram pelo meu sucesso:  
Conceição, Débora, Socorro e Eunice.*

## RESUMO

Este trabalho aborda a modelagem de linhas de transmissão para análises e simulações no domínio do tempo de transitórios eletromagnéticos resultantes de descargas atmosféricas incidentes. É estudado e apresentado os principais mecanismos associados à formação das descargas atmosféricas, os aspectos relevantes à incidência de descargas em linhas de transmissão e os seus mecanismos de propagação em relação ao ponto de incidência. Em seguida é apresentado e analisado modelos de linhas de transmissão, cabos pára-raios e de torres disponíveis para uso no programa computacional ATPDraw. Por fim, é elaborado um modelo de um trecho real da ELETRONORTE – MA incluindo linha de transmissão, suas torres e seus cabos pára-raios, através de modelos disponíveis na versão usada do programa ATPDraw. São realizadas simulações computacionais, onde o modelo é testado para vários cenários: surto atmosférico na forma de onda padrão incidindo sobre uma torre; surto atmosférico na forma de onda padrão incidindo sobre uma torre com resistência de dispersão reduzida; surtos atmosféricos incidentes sobre torres nos cenários de solos secos e úmidos; e impactos nos isolamentos no meio do vão e em uma torre de um surto atmosférico incidente nos cabos pára-raios. Para todos os testes realizados, a resposta do modelo esteve de acordo com o comportamento esperado.

**Palavras – chave:** Linhas de Transmissão. Transitórios Eletromagnéticos. Descargas Atmosféricas. Simulações Computacionais.

## **ABSTRACT**

This work depicts transmission line modeling for lightning strike time domain simulation. It is studied and presented the main mechanisms associated to lightning formation and striking high-voltage transmission lines and wave propagation theory concerned to the hit point. Following, it is presented and analyzed transmission lines, shield wires and tower models available in the used ATPDraw computer program. Finally, a complete model is constructed taking into account a real utility transmission branch (ELETRONORTE-Ma), including transmission lines, respective towers and shield wires, through computational models available in the ATPDraw computer program. Computer simulations are carried out and the final model is tested for different scenarios: a standard lightning striking a transmission tower; a standard lightning striking a transmission tower with lower tower foot resistance; lightning striking transmission tower for different soil conditions (dry and humid); insulation strength analysis taking into account different hit points (middle of a shield wire and at the top of a transmission tower). The results show that the model behaved as expected.

**Keywords:** Transmission Lines. Electromagnetic Transients. Lightning Discharges. Computer Simulations.



## SUMÁRIO

<b>LISTA DE ABREVIATURAS</b>	<b>x</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	<b>xi</b>
<b>LISTA DE TABELAS</b>	<b>xiii</b>
<b>CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO</b> .....	<b>01</b>
1.1 O Problema .....	01
1.2 Motivação .....	02
1.3 Objetivos .....	03
1.4 Estrutura do Trabalho .....	03
<b>CAPÍTULO 2 – TEORIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS</b> .....	<b>05</b>
2.1 Introdução .....	05
2.2 Distribuição Global de Descargas Atmosféricas e Métodos Aplicados na sua Determinação .....	06
2.2.1 Ferramentas de Determinação da Distribuição de Descargas Atmosféricas .....	06
2.2.2 Distribuição Global de Descargas Atmosféricas .....	10
2.3 O Processo de Formação das Descargas Atmosféricas .....	14
2.4 Tipos de Descargas Atmosféricas entre Nuvem e Solo .....	16
2.4.1 Evolução da Descarga Descendente Negativa .....	17
2.5 Caracterização das Descargas Atmosféricas .....	19
2.5.1 Corrente de Pico .....	21
2.5.2 Tempo de Frente .....	25
2.5.3 Tempo de Meia Onda .....	27
2.5.4 Derivada da Corrente em Relação ao Tempo .....	29
2.5.5 Correlação entre Parâmetros das Descargas .....	31
2.6 Resumo do Capítulo .....	35
<b>CAPÍTULO 3 – A INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO</b> .....	<b>36</b>
3.1 Introdução .....	36
3.2 Aspectos Relevantes à Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão .....	37

3.2.1 Características Topográficas e do Solo .....	37
3.2.2 Densidade de Queda de Descargas .....	40
3.3 Mecanismo de Propagação das Descargas Atmosféricas em Relação ao Ponto de Incidência .....	42
3.3.1 Descargas Diretas.....	47
3.3.2 Descargas Indiretas .....	49
3.3.2.1 Descargas nas Torres .....	50
3.3.2.2 Descargas nos Cabos Pára-Raios .....	52
3.3.3 Descargas Incidentes Próximas às Linhas .....	55
3.4 Resumo do Capítulo .....	55
<b>CAPÍTULO 4 – MODELAGEM IMPLEMENTADA PARA A REALIZAÇÃO DE ESTUDOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO.....</b>	<b>57</b>
4.1 Introdução .....	57
4.2 Caracterização da Linha de Transmissão de Interesse.....	58
4.3 Modelo da Linha de Transmissão.....	60
4.4 Modelo das Estruturas.....	69
4.5 Modelo das Impedâncias de Aterramento.....	74
4.6 Modelo Resultante para Simulação de Descargas Atmosféricas .....	78
4.7 Resumo do Capítulo .....	80
<b>CAPÍTULO 5 – SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS .....</b>	<b>82</b>
5.1 Introdução.....	82
5.2 Simulação de Surto Atmosférico na Forma de Onda Padrão Incidindo sobre uma Torre.....	83
5.3 Simulação de Surto Atmosférico na Forma de Onda Padrão Incidindo sobre uma Torre com Resistência de Dispersão Reduzida .....	89
5.4 Simulação de Surtos Atmosféricos Incidentes sobre Torres nos Cenários de Solos Secos e Úmidos .....	90
5.5 Simulação Comparativa dos Impactos nos Isolamentos no Meio do Vão e em uma Torre de um Surto Atmosférico Incidente no Cabo Pára-Raios .....	97
5.6 Resumo dos Resultados.....	100
<b>CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES.....</b>	<b>102</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>105</b>
<b>ANEXO.....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE ABREVIATURAS

LT – Linha de Transmissão

ATP – Alternative Transients Program

EMTP – Electromagnetic Transients Program

ELN – Centrais Elétricas do Norte do Brasil

ELETRONORTE – Centrais Elétricas do Norte do Brasil

IEC – International Electrotechnical Commission

LPATS – Lightning Position and Tracking System

OTD – Optical Transient Detector

LIS – Lightning Imaging Sensor

LLP – Lightning Location and Protection

IMPACT – Improved Accuracy from Combined Technology

CEMIG – Companhia Energética de Minas Gerais

FURNAS – Furnas Centrais Elétricas

SIMEPAR – Sistema Meteorológico do Paraná

INPE – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

RINDAT – Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas

SIDDEM – Sistema de Informações Integradas Baseado em Detecção de Descargas Atmosféricas

SIPAM – Sistema de Proteção da Amazônia

BrasilDAT – Rede Brasileira de Detecção de Descargas Atmosféricas

EPRI – Electric Power Research Institute

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers

SIN – Sistema Interligado Nacional

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

## LISTA DE FIGURAS

2.1: Mapa isoceraúnico do Brasil extraído da norma NBR 5419 de 1993.....	09
2.2: Mapa de localização dos sensores da BrasilDAT.....	13
2.3: Distribuição de cargas na nuvem com conseqüente indução de cargas positivas na superfície da terra.....	15
2.4: Progressão da descarga piloto em direção ao solo .....	18
2.5: Encontro da descarga piloto com as descargas ascendentes positivas estabelecendo o canal da descarga.....	18
2.6: Forma de onda típica de descargas atmosféricas descendentes negativas.....	20
2.7: Distribuições de probabilidade de intensidades de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas .....	22
2.8: Distribuições de probabilidade de tempos de frente da onda de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas .....	26
2.9: Distribuições de probabilidade de tempos de meia onda de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas .....	28
2.10: Distribuições de probabilidade da derivada máxima de corrente em relação ao tempo: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas.....	30
3.1: Variação da resistividade do solo em função da temperatura.....	39
3.2: Distância de atração da descarga piloto.....	43
3.3: Distâncias de atração referenciadas à geometria da linha e ao solo .....	44
3.4: Áreas de exposição do condutor em função da corrente do raio.....	45
3.5: Descarga atmosférica incidente sobre cabo condutor ao longo de um vão de linha de transmissão.....	47
3.6: Descarga atmosférica incidente sobre uma torre de linha de transmissão.....	51
3.7: Descarga atmosférica incidente sobre o cabo pára-raios de uma linha de transmissão .....	53
4.1: Configuração do sistema de transmissão em agosto de 2005 .....	59
4.2: Configuração do sistema de transmissão maio de 2008 .....	60

4.3: Disposição dos condutores de fase e cabos pára-raios nas estruturas da linha de transmissão analisada.....	68
4.4: Torre de transmissão Cônica .....	70
4.5: Torre de transmissão Pórtico.....	70
4.6: Torre de transmissão Cilíndrica.....	71
4.7: Torre de transmissão e seu modelo de impedância de surto segmentado .....	72
4.8: Impedância de surto da torre em função do raio do cabo embutido na estrutura .....	73
4.9: Arranjos de aterramento.....	75
4.10: Comportamento da impedância de aterramento: (a) Contrapesos radiais e paralelos longos; (b) Hastes e arranjo “Crow – foot” .....	75
4.11: Circuito equivalente da impedância de aterramento em resposta a um degrau de corrente.....	77
4.12: Modelo para simulação de incidências de descargas atmosféricas em uma linha de transmissão. Exemplo de incidência sobre uma torre .....	79
5.1: Formas de onda das tensões sobre as cadeias de isoladores das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) da torre 30.2 quando atingida por uma descarga atmosférica com corrente máxima de 30kA.....	87
5.2: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C no limite de sua suportabilidade, quando a torre 30.2 é atingida por uma descarga atmosférica com corrente máxima de 36kA.....	88
5.3: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C da torre 30.2 para correntes de pico de surto atmosférico de 36kA(vermelho), 50kA(verde) e 73,5kA(azul) .....	89
5.4: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C das torres 04.3 (vermelho), 10.1 (verde) e 30.2 (azul) para correntes de pico de surto atmosférico de 30kA no cenário de solo seco .....	93
5.5: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C das torres 00.4 (vermelho), 15.1 (verde) e 20.2 (azul) para correntes de pico de surto atmosférico de 30kA no cenário de solo úmido .....	95
5.6: Comparação entre as maiores sobretensões sobre as cadeias de isoladores observadas nos cenários solo seco – torre 10.1 (verde) – e solo úmido – torre 20.2 (vermelho) .....	96
5.7: Comparação entre as sobretensões sobre a cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2 (vermelho) e o isolamento em ar entre a fase C e o cabo pára-raios 1 no meio do vão (verde).....	99

## LISTA DE TABELAS

2.1: Valores estimados na literatura para as constantes empíricas .....	08
2.2: Medições realizadas para estimação da corrente de pico de descargas negativas.....	23
2.3: Medições realizadas para estimação do tempo de frente das descargas negativas .....	27
2.4: Medições realizadas para estimação do tempo de meia onda das descargas negativas .....	28
2.5: Medições realizadas para estimação da derivada de corrente das descargas negativas.....	31
2.6: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das primeiras descargas negativas .....	32
2.7: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das descargas negativas subseqüentes .....	32
2.8: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das descargas positivas.....	33
2.9: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das primeiras descargas descendentes negativas obtidos na estação de medição da serra do cachimbo.....	34
3.1: Valor das constantes (a) e (b) segundo diversos autores para as Equações das distâncias de atração do solo e dos cabos.....	46
4.1: Disposição geométrica dos cabos nas estruturas de transmissão e na metade de um vão de linha .....	67
4.2: Parâmetros físicos e elétricos empregados na modelagem da linha de transmissão.....	68
4.3: Dados utilizados para modelar as torres de transmissão .....	74
5.1: Comprimentos dos vãos em simulação de descarga na torre 30.2.....	83
5.2: Resistências de dispersão em simulação de descarga na torre 30.2.....	84
5.3: Parâmetros da descarga incidente na torre 30.2.....	84
5.4: Ajustes dos parâmetros de simulação.....	86
5.5: Tensões máximas sobre a cadeia de isoladores da fase C.....	90
5.6: Parâmetros da descarga incidente nas simulações dos cenários solos seco e úmido.....	91
5.7: Comprimentos dos vãos para as simulações de descargas atmosféricas em solo seco .....	91
5.8: Resistências de dispersão das estruturas representadas na simulação de descargas atmosféricas em solo seco .....	92
5.9: Valores das sobretensões sobre as cadeias de isoladores na simulação do caso das resistências de dispersão em solo seco em três torres .....	92
5.10: Comprimentos dos vãos para as simulações de descargas atmosféricas em solo úmido .....	93

5.11: Resistências de dispersão das estruturas representadas na simulação de descargas atmosféricas em solo úmido.....	94
5.12: Valores das sobretensões sobre as cadeias de isoladores na simulação do caso das resistências de dispersão em solo úmido .....	94
5.13: Torres e respectivas resistências de dispersão para comparação entre os cenários de solo úmido e solo seco .....	96
5.14: Comprimentos dos vãos em simulação de descarga no cabo pára-raios no meio do vão entre as torres 45.1 e 45.2.....	97
5.15: Resistências de dispersão em simulação de descarga no cabo pára-raios no meio do vão entre as torres 45.1 e 45.2.....	98
5.16: Valores das sobretensões sobre a cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2 e o isolamento em ar entre a fase C e o cabo pára-raios 1 no meio do vão .....	98

# CAPÍTULO 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 O Problema

Sobretensões em sistemas de energia elétrica podem ser causadas por correntes e por tensões transitórias após ações de chaveamento, durante condições anormais de operação, ou após eliminação de faltas. Podem resultar também de fontes externas, neste caso sendo originadas por descargas atmosféricas. As descargas nuvem-solo podem atingir diretamente as torres de transmissão, os condutores fase, os cabos ou os mastros pára-raios, e as subestações. As sobretensões originadas dessas descargas podem causar, em muitas oportunidades, a falha dos isolamentos de linhas de transmissão (LT) e subestações, consequentemente ocasionando desligamentos nos sistemas de energia elétrica que poderão se estender aos consumidores do sistema. As interrupções no fornecimento, bem como, os danos aos equipamentos do sistema gerados por essas descargas originam anualmente grandes prejuízos financeiros às concessionárias e aos consumidores dos sistemas de energia elétrica.

Portanto, um sistema de transmissão de energia elétrica deve ser protegido contra essas descargas, caso contrário, elevadas sobretensões superiores à suportabilidade dos isolamentos podem ser desenvolvidas através de equipamentos das linhas. De uma forma geral, o isolamento de um equipamento deve ser dimensionado para resistir a uma grande variedade de surtos de sobretensões, de diferentes formas, magnitudes e duração. Ao engenheiro ocorre que não é possível dimensionar o sistema elétrico de modo a resistir a todas as solicitações devido a sobretensões que possam ocorrer no mesmo. Não tanto por motivos técnicos, mas sim devido a limitações de natureza econômica. Por isso, deve-se encontrar um limite, no qual o custo do aumento do grau de confiabilidade não possa ser justificado na economia decorrente da redução do número de interrupções. Desse modo, deve-se aceitar uma probabilidade de ocorrer certo número de interrupções no sistema por falhas no isolamento. Todavia, estas falhas, quando ocorrem, devem ser restritas a áreas onde os danos por ela provocados sejam o mínimo possível.



Descargas atmosféricas em linhas de transmissão aéreas tem sido tema de pesquisa em diversos países. Embora várias técnicas já tenham sido desenvolvidas e aplicadas com sucesso em diversos sistemas de transmissão, geralmente esses tipos de estudos são complexos, requerendo uma investigação detalhada de fatores relacionados com: condições ambientais (temperatura e umidade), índice pluviométrico, geometria das linhas, características dos condutores (parâmetros de linha), resistividade do solo, parâmetros característicos das descargas (corrente, tempo de frente, etc), faixa de frequência dos transitórios, e outros fatores julgados relevantes durante as investigações. Esses estudos podem ser divididos basicamente em dois grupos. O grupo de ensaios em laboratórios de alta-tensão e o grupo de desenvolvimento de programas/modelos de simulação computacional. O presente trabalho está associado ao segundo grupo.

## 1.2 Motivação

Alguns trechos do sistema de transmissão da ELETRONORTE (ELN), regional do Maranhão (ELN-MA), apresentavam um desempenho em termos de desligamentos abaixo do esperado devido à incidência de descargas atmosféricas nestas áreas. Este é o caso da linha de transmissão Peritoró – Teresina e sua respectiva derivação na época de início do estudo, (ano de 2005) a linha Caxias – Coelho Neto II, onde se registrava um número de desligamentos muito acima do esperado e, em função das características das ocorrências e das proteções atuadas, concluiu-se que as descargas atmosféricas eram responsáveis por esse excesso de desligamentos (comunicação privada com a ELN-MA). Existem também períodos de seca onde a resistividade média do solo aumenta de forma considerável, tornando, portanto a linha muito vulnerável às primeiras descargas atmosféricas. Esse elevado número de desligamentos por descargas atmosféricas pode causar muitos problemas aos consumidores.

Desse modo, em razão dos problemas resultantes das descargas atmosféricas nas linhas de transmissão citadas, e considerando a disponibilidade de dados para desenvolvimento do estudo, as análises e testes realizados nesse trabalho estão baseadas na LT Caxias – Coelho Neto II, que está situada no Estado do Maranhão. Conforme já citado, na época de início do estudo (2005), esta linha era originada de uma derivação, em Caxias, da LT Peritoró – Teresina (junto a sua torre 310) e se estende até a Subestação de Coelho Neto II, nas proximidades da cidade de Coelho Neto. É formada por circuito simples de transmissão, com três fases por circuito e um condutor por fase, sem possuir ciclo de

transposição entre os condutores. Apresenta tensão nominal de 230 kV, frequência de operação de 60 Hz e comprimento de aproximadamente 80 km.

A linha de transmissão de interesse possui blindagem através de dois cabos pára-raios dispostos acima dos condutores fase, com o intuito de reduzir a quantidade de desligamentos devido às descargas atmosféricas. Ao longo de toda a sua extensão, a linha de transmissão possui 244 estruturas, sendo todas de concreto armado, existindo variações apenas em suas topologias: estrutura de suspensão (HSS) e estruturas de ancoragem (HAP, HAG e HAT). Tais estruturas possuem isoladores de dois tipos: isoladores de vidro temperado e isoladores poliméricos.

### **1.3 Objetivos**

O objetivo fundamental desse trabalho é implementar um modelo para simulação computacional no domínio de tempo e análise de transitórios eletromagnéticos em linhas de transmissão resultantes de descargas atmosféricas incidentes, que possua aplicação em análises de casos práticos.

Os dados utilizados para construção e parametrização do modelo básico e execução das simulações de teste desse modelo são baseados, conforme já explanado, na LT Caxias – Coelho Neto II. Contudo, destaca-se que a intenção é estabelecer uma ferramenta útil para análise de descargas incidentes também em diferentes linhas de transmissão, podendo ser utilizado então pela concessionária de energia da região para análises na LT Caxias – Coelho Neto II, bem como, em outras linhas sempre que for de interesse (nesses casos devem ser parametrizados os dados dessas linhas necessários à configuração do modelo).

Além disso, é intenção que o modelo sirva como uma referência inicial nesse tipo de modelagem no âmbito do sistema ELETRONORTE no estado do Maranhão, norteador os desenvolvimentos futuros em estudos de descargas atmosféricas no domínio do tempo nessa região.

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O presente trabalho envolveu uma investigação teórica sobre descargas atmosféricas (Capítulos 2 e 3) e desenvolvimento de um modelo completo para investigação do fenômeno na linha de interesse a partir de modelos computacionais disponíveis no programa ATP-Draw [1] (Capítulo 4), e está organizado da seguinte forma:

- Capítulo 1 – Introdução;
- Capítulo 2 – Teoria de Descargas Atmosféricas;
- Capítulo 3 – A Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão;
- Capítulo 4 – Modelagem Implementada para a Realização de Estudos de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão;
- Capítulo 5 – Simulações Computacionais;
- Capítulo 6 – Conclusões e Recomendações.

A pesquisa efetuada para o desenvolvimento desse trabalho envolveu:

- Levantamento de informações e dados junto a ELN-MA;
- Estudo do mecanismo de formação das descargas atmosféricas e análise dos principais elementos influentes no desempenho de linhas de transmissão face a uma descarga atmosférica;
- Estudo da aplicação do modelo eletrogeométrico e das sobretensões causadas pela descarga atmosférica quando atinge um cabo condutor, um cabo pára-raios ou uma torre;
- Desenvolvimento de um modelo computacional para análise de sobretensões na linha de interesse, testes e verificações diversas com o modelo desenvolvido e de gráficos mostrando a influência dos diversos parâmetros nas sobretensões resultantes;
- Elaboração de Conclusões e Recomendações para futuros trabalhos.

# CAPÍTULO 2

## TEORIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

### 2.1 Introdução

A elevada concentração de cargas elétricas positivas ou negativas em determinada região da atmosfera gera um campo elétrico que, dependendo de sua intensidade, poderá ser suficiente para causar a ruptura da rigidez dielétrica do ar, ocasionando uma descarga elétrica entre a região carregada e outra com diferente potencial elétrico. As regiões envolvidas nesse processo podem ser:

- Pontos interiores de uma nuvem;
- Duas nuvens próximas;
- Uma nuvem e o solo ou mesmo uma nuvem e o ar vizinho.

O fenômeno natural em questão é conhecido como descarga (ou surto) atmosférica (o), e apesar de estar normalmente associado a dias com ocorrência de chuvas, também pode ocorrer durante tempestades de neve, tempestades de areia e erupções vulcânicas.

A maioria das descargas atmosféricas ocorre no interior das nuvens ou entre nuvens. Tais tipos de descargas não geram problemas aos sistemas de energia. Em contrapartida, as descargas entre nuvem e solo constantemente afetam a operação de linhas de transmissão e subestações. Desse modo, a teoria apresentada neste capítulo, bem como ao longo de todo este trabalho será pautada nas descargas entre nuvem e solo.

Descargas atmosféricas entre nuvem e solo frequentemente apresentam correntes elevadas e de curta duração, descendentes ou ascendentes, cuja incidência pode acontecer próximo, ou sobre elementos de um sistema de energia, como por exemplo, linhas de transmissão ou subestações. Os seus efeitos nos sistemas de energia são diversos, desde danos físicos aos equipamentos de subestações e linhas de transmissão, até interrupções no fornecimento a grande número de consumidores de energia. De fato, os surtos atmosféricos são responsáveis por grande parte das interrupções no fornecimento aos

consumidores dos sistemas de energia elétrica e, por essa razão, apresentam relevante importância no projeto do isolamento de linhas de transmissão e subestações.

De modo a efetuar qualquer estudo relacionado a esse fenômeno, primeiramente é necessário conhecer algumas de suas características básicas. Sendo assim, neste capítulo são apresentados: a distribuição global das descargas atmosféricas; o processo de formação das descargas, tipos de descargas entre nuvem e solo e seu processo de evolução; e, finalmente, os principais parâmetros envolvidos na caracterização da descarga.

## **2.2 Distribuição Global de Descargas Atmosféricas e Métodos Aplicados na sua Determinação**

A determinação da distribuição de descargas atmosféricas sobre a superfície terrestre tem bastante relevância no cálculo da taxa de incidência de descargas em linhas de transmissão em operação, bem como, ao planejamento de rotas para instalação de novas linhas e seus respectivos mecanismos de proteção no caso de incidência de surtos atmosféricos.

Ao longo dos anos, diversos métodos têm sido desenvolvidos no sentido de mensurar essa distribuição com a maior precisão possível. A seguir serão comentados os principais e, em seguida, será feita uma descrição associada à distribuição global de descargas.

### **2.2.1 Ferramentas de Determinação da Distribuição de Descargas Atmosféricas**

Como citado anteriormente, o conhecimento da distribuição de descargas atmosféricas sobre a superfície terrestre de determinada região constitui-se em uma importante informação para o projeto de linhas de transmissão, e para o estabelecimento dos seus mecanismos de proteção. Entre os principais métodos desenvolvidos para a medição ou estimação da distribuição de descargas, têm-se:

- Estimação por intermédio do nível cerâmico;
- Dados coletados de satélites;
- Sistemas de localização de descargas;

Os primeiros estudos para determinação da distribuição global de descargas atmosféricas, em termos do número de descargas nuvem-solo por quilômetro quadrado (densidade de descargas) por ano, foram realizados com base em observações feitas ao longo das décadas de 40 e 50, do número de dias de tempestade que ocorrem por ano em um dado local, também conhecido como nível ceráunico. Dias de tempestade são definidos como aqueles em que um observador, num dado local, registra a ocorrência de trovão.

O nível ceráunico de uma localidade pode ser convertido em sua densidade anual de descargas nuvem-solo por intermédio da Equação (2.1), obtida empiricamente por estudos realizados em diversas partes do mundo, incluindo o Brasil.

$$N_g = a.N_i^b \quad (2.1)$$

Onde:

$N_g$  = Densidade de descargas [número de raios/km<sup>2</sup>.ano];

a e b = constantes, cujos valores são determinadas empiricamente;

$N_i$  = nível ceráunico.

Trabalhos mais recentes têm sugerido uma correção em (2.1) com a latitude, resultando na Equação (2.2):

$$N_g = a.N_i^b .LAT^c \quad (2.2)$$

Onde:

LAT = Latitude da região na qual será calculado  $N_g$ ;

c = Constante empírica.

Para determinar a partir do nível ceráunico a densidade de descargas ( $N_g$ ) em (2.1) e (2.2), é necessária a definição dos valores a serem utilizados para as constantes empíricas (a), (b) e (c). Existem diversos valores recomendados na literatura para essas constantes, onde, na maioria dos casos, as suas estimações basearam-se no seguinte procedimento: Por meio de contadores ou sistemas de localização de descargas atmosféricas nuvem-solo, é calculada a densidade de descargas para a terra na região de interesse ( $N_g$ ). Além disso, são feitas medições do nível ceráunico ( $N_i$ ) durante o mesmo período de obtenção da densidade de descargas atmosféricas. A medição do nível ceráunico pode ser realizada

também por meio de contadores ou sistemas de localização de descargas nuvem-solo, ou mesmo através de sensores não situados no solo, como satélites ou balões. Uma vez obtidos  $N_g$  e  $N_i$  é efetuada uma correlação entre esses valores, de modo a determinar valores ótimos para as constantes (a), (b) e (c).

Na Tabela 2.1 são mostrados alguns dos valores propostos para essas constantes[2]:

Tabela 2.1: Valores estimados na literatura para as constantes empíricas.

FONTES	CONSTANTES EMPÍRICAS			COMENTÁRIOS
	a	b	c	
CHAMBERS E ALMON [3]	0,15	1,0	0,0	Em 1962, efetuou estimações com base em estudos do desempenho de linhas de transmissão de 115 e 161 kV situadas nos Estados Unidos.
ERIKSSON [4,5]	0,023	1,3	0,0	Analisou 120 medições de descargas atmosféricas realizadas por intermédio de contadores do tipo CIGRE 10kHz, no período de 1976 a 1978 em estações localizadas na África do Sul, sob uma variação de nível cerâmico entre 3 e 110
ANDERSON, ERIKSSON E KRONINGER [6]	0,04	1,25	0,0	Em 1984, agruparam e analisaram 340 medições realizadas na África do Sul em um período de 6 anos, sob amplas variações de nível cerâmico, entre 2 e 100, sugerindo coeficientes otimizados, em relação ao trabalho publicado por Eriksson em 1978.
CEMIG [7,8]	0,03	1,12	0,0	Publicou em 1996 os resultados de seus estudos para determinar os coeficientes em observações realizadas no estado de Minas Gerais empregando contadores de descargas do tipo CIGRÉ 10kHz.
TORRES [9]	0,00000054 176	2,5 1,0	1,6 -3,8	Em 2001, agrupou dados de cerca de 10 milhões de descargas medidas na Colômbia no período de 1996 a 1999 pelo sistema de localização de descargas – LPATS – e obteve correlações entre densidade de descargas e nível cerâmico dependentes do tipo de terreno da região e da latitude. Os resultados mostrados referem-se, respectivamente, a regiões montanhosas e regiões próximas à costa.

Vale destacar que os valores mostrados na Tabela 2.1 propostos por [6] são os sugeridos, na ausência de levantamentos específicos, pelo CIGRÉ [10], pela norma NBR 5419 [11] e norma IEC1024 [12], de onde se conclui que estão entre os mais empregados na literatura.

Uma vez configuradas as constantes (a), (b) e (c), para as quais é freqüente serem empregados alguns dos valores mostrados na Tabela 2.1, pode-se estimar a densidade de descargas atmosféricas de uma região por intermédio do seu nível ceráunico, obtido através de mapas isoceráunicos extensamente empregados em estudos de descargas atmosféricas. Esses mapas representam os níveis ceráunicos observados em determinadas regiões – cidades, estados, países, etc, durante um longo período de tempo. Na Figura 2.1 é apresentado o mapa isoceráunico do Brasil contido na norma NBR 5419 [11].

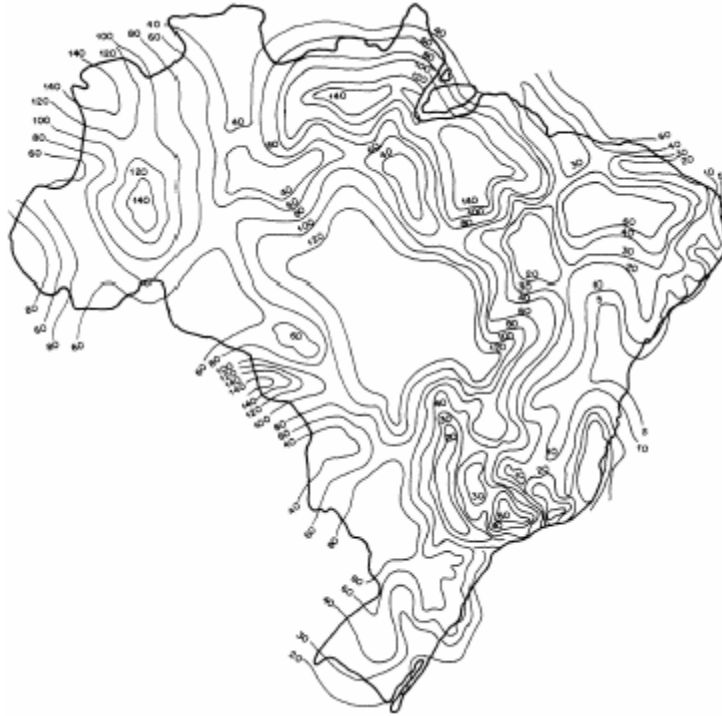


Figura 2.1: Mapa isoceráunico do Brasil extraído da norma NBR 5419 de 1993.

Através deste mapa e utilizando (2.1) ou (2.2), pode-se estimar a densidade de descargas atmosféricas em qualquer região do Brasil.

A partir de 1995 tornou-se também possível a obtenção da distribuição global de descargas através de observações feitas com sensores ópticos instalados a bordo de satélites, como o sistema OTD (Optical Transient Detector), e posteriormente em 1997 com o sistema LIS (Lightning Imaging Sensor) da NASA. Entretanto, tais satélites tendem a representar a densidade total de descargas, visto que seu sensor não é capaz de discriminar os diferentes tipos de raios (entre nuvens, nuvem-solo, etc). Além disso, geralmente mapeiam uma área limitada da superfície terrestre, no caso do sistema LIS, por exemplo, a área de cobertura se situa entre as latitudes de 35°N e 35°S.

Outras ferramentas aplicadas para determinação da distribuição de descargas são os sistemas de localização de surtos atmosféricos com bases de medição situadas na terra.



Estes são capazes de distinguir entre descargas nuvem-solo ou entre duas nuvens, encaminhando a uma central de processamento somente os dados referentes às descargas nuvem-solo. Podem utilizar variados métodos para determinar os parâmetros das descargas (contudo boa parte desses sistemas não é capaz de estimar os tempos de frente e meia onda da descarga) e sua localização, onde se ressaltam entre mais comuns àqueles que empregam medições remotas de campos eletromagnéticos e elétricos. Destacam-se como outras metodologias menos freqüentes para estimação da localização e determinação dos parâmetros das descargas, a medição a partir da luminosidade emitida pela descarga ou medições com base em análises dos espectros de freqüência agregados ao surto [2, 13, 14].

Entre os sistemas de localização mais conhecidos e implantados ao redor do mundo pode-se citar o LLP (Lightning Location and Protection), LPATS (Lightning Position and Tracking System) e o IMPACT (Improved Accuracy from Combined Technology). Todos diferem um pouco entre si, contudo, apresentam em comum a utilização de antenas localizadas a distância dos pontos de impacto das descargas. A estimação do ponto de impacto é feita pelo cruzamento das informações coletadas por cada antena, processadas através de uma central de processamento que calcula também alguns parâmetros da descarga, como corrente de pico, polaridade e multiplicidade. O cálculo desses parâmetros é efetuado por meio de medições dos campos eletromagnéticos ou elétricos gerados pela descarga incidente [15].

Cabe ressaltar que apesar de serem os mais utilizados, os sistemas de localização que empregam medições de campos eletromagnéticos e elétricos podem apresentar possíveis imprecisões agregadas à localização das descargas, bem como, à estimativa da amplitude das correntes de surto, relacionadas principalmente a simplificações do modelo do canal de descarga (como consideração de velocidade constante da descarga de retorno, que na realidade é função da corrente de pico [13]), consideração de condutividade infinita do solo e interferência de objetos condutivos nas medições, como LT's, cercas, entre outros. As imprecisões ocasionadas podem ser atenuadas por meio de uma correta calibração dos sistemas de previsão, efetuada através de comparação com medições efetuadas por registradores de descargas instalados na região durante certo período de tempo.

## **2.2.2 Distribuição Global de Descargas Atmosféricas**

Cerca de 100 descargas atmosféricas ocorrem no mundo a cada segundo, o que equivale a cerca de 5 a 10 milhões por dia ou de 1 a 3 bilhões por ano. Sua ocorrência é

predominante no verão, devido ao maior aquecimento solar, embora ocorram em qualquer período do ano. Em médias latitudes, já foram registradas em dias com temperaturas tão baixas quanto  $-10^{\circ}\text{C}$ .

Apesar do fato de a maior parte da superfície de nosso planeta estar coberta por água, menos de 10% do total de descargas ocorrem nos oceanos, devido, entre outros fatores, à maior dificuldade destes responderem às variações de temperatura ao longo do dia e o relevo menos acidentado. Além disso, as observações de satélite confirmam que a maioria dos raios ocorre em regiões tropicais.

De um modo geral, sabe-se que as principais regiões de ocorrência de raios são a região central da África, o sul da Ásia e a região sul dos Estados Unidos no hemisfério norte, e o Brasil (exceto pela região nordeste), a região norte da Argentina, o sul da África, a ilha de Madagascar, a Indonésia e a região norte da Austrália no hemisfério sul. Em alguns pontos destas regiões, como Uganda e a ilha de Java, a densidade de raios por ano atinge valores próximos àqueles registrados no famoso edifício "Empire State" em Nova York, que com seus 410 metros de altura é atingido em média por cerca de 20 descargas por ano, a maioria solo-nuvem [16].

Descargas atmosféricas são raras em regiões de altas latitudes geográficas (latitudes maiores que  $60^{\circ}$ ), devido à baixa temperatura do ar, e em regiões desérticas, onde não há umidade suficiente para a formação das nuvens de tempestade.

Vale ressaltar que a atividade humana parece estar afetando a frequência de ocorrência das descargas atmosféricas. Estudos recentes têm mostrado uma elevação significativa na incidência de raios sobre grandes áreas urbanas em relação a áreas vizinhas. Acredita-se que este efeito esteja relacionado ao maior grau de poluição sobre estas regiões e ao fenômeno conhecido como "ilha de calor", aquecimento provocado pela alteração do tipo de solo e a presença de prédios. Os raios também tendem a aumentar em decorrência do fenômeno conhecido como aquecimento global. Estima-se que para cada grau de aumento de temperatura aumente de 20% a 30% o número de descargas atmosféricas no planeta, sendo mais afetada a região tropical [16].

### ➤ ***Incidência no Brasil: Rede Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas***

O Brasil, devido a sua grande extensão territorial e ao fato de estar próximo do equador geográfico, é um dos países de maior ocorrência de relâmpagos no mundo.

Estima-se, com base em dados de satélite, que cerca de 50 milhões de descargas nuvem-solo atinjam o solo brasileiro por ano, ou seja, cerca de dois raios por segundo. Isto equivale a uma média de quase 7 raios por quilômetro quadrado por ano, que atingem inclusive linhas de transmissão e equipamentos em geral de sistemas de energia, causando prejuízos entre desligamentos e queima de equipamentos da ordem de R\$ 600 milhões/ano [17].

Há uma tendência de que o número de raios incidentes no país aumente cada vez mais, como uma consequência do aumento dos centros urbanos, que concentram grande quantidade de descargas, e ao aquecimento global. Entre as áreas mais afetadas no país estão o Sul do Mato Grosso do Sul, a Grande São Paulo, o Oeste do Paraná e o Sul de Minas Gerais [17]. O município de São Caetano do Sul, em São Paulo, foi o que apresentou a maior densidade de queda de raios (12,15 raios/km<sup>2</sup>.ano), segundo medições realizadas em 3183 municípios, pertencendo aos estados do Sul e Sudeste e boa parte dos municípios do Centro – Oeste do país, entre o início de 2005 e meados de 2006 [18].

As pesquisas sobre relâmpagos no país têm sido intensificadas principalmente nessa última década. A partir de 1998, com a integração dos sistemas de detecção de descargas atmosféricas então operados pela CEMIG (Companhia Energética de Minas Gerais), FURNAS (Furnas Centrais Elétricas) e SIMEPAR (Sistema Meteorológico do Paraná), formou-se a Rede Integrada de Detecção de Descargas Atmosféricas [17,19]. Posteriormente, no ano de 2004, com a inclusão do INPE (Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais), essa rede passou a ser chamada de RINDAT, Rede Integrada Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas. No início do ano de 2005 a RINDAT já cobria cerca de um terço do país com 25 sensores instalados e desde então vem passando constantemente por ampliações, cobrindo boa parte do território nacional, sobretudo nas regiões Sul, Sudeste e também Centro-Oeste [19, 20].

No ano de 2006, a RINDAT passou a compor juntamente com duas novas redes de detecção de descargas atmosféricas, a SIDDEM (Sistema de Informações Integradas Baseado em Detecção de Descargas Atmosféricas), que possui sensores instalados nas regiões Sul e Centro-Oeste, e a SIPAM (Sistema de Proteção da Amazônia), com sensores instalados em parte da região Norte, a chamada Rede Brasileira de Detecção de Descargas Atmosféricas (BrasilDAT) [16, 21].

Até março de 2008 essa rede possuía 46 sensores instalados, cujas informações obtidas a respeito da incidência de descargas são disponibilizadas através do site do INPE. As informações mostradas nesse site consistem na localização geográfica dos raios

incidentes nos últimos 15, 30, 45 e 60 minutos dentro da área de cobertura dos sensores. Pode-se também visualizar a localização dos sensores instalados. Na Figura 2.2 é apresentado o mapa de localização dos sensores da BrasilDAT com círculos indicativos de sua área de cobertura [16].

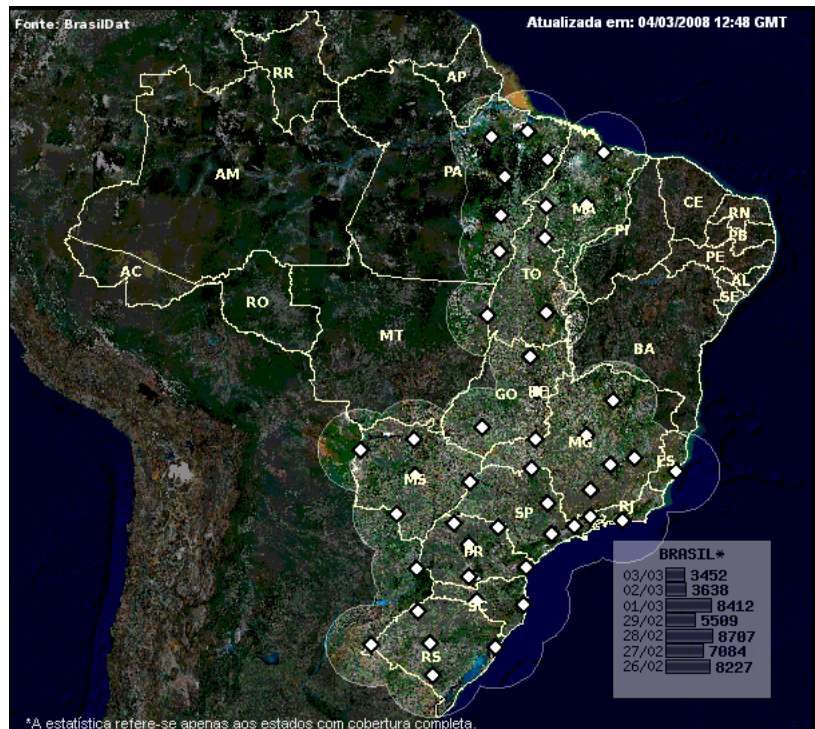


Figura 2.2: Mapa de localização dos sensores da BrasilDAT

Até o final de 2008, com a adição prevista de novos sensores, sobretudo nas regiões Centro – Oeste, no estado do Mato Grosso, e na região Sul, no Oeste do Paraná, essa rede deverá conter 60 sensores instalados disponibilizando dados através da plataforma do INPE. Os sensores no Estado do Mato Grosso possuirão área de cobertura que se estenderá também a parte do Estado de Rondônia [16, 17].

Uma vez que a RINDAT foi a primeira e, além disso, pelo fato de ser a maior em número de sensores e área de cobertura das três redes que compõem a BrasilDAT, serão destacadas algumas informações sobre os sensores utilizados nessa rede, e as informações que estes são capazes de fornecer. A RINDAT é composta por uma rede de sensores e centrais que permitem detectar em tempo real as descargas atmosféricas nuvem-solo em parte do território brasileiro. Dois tipos básicos de sensores são utilizados: LPATS e IMPACT. Enquanto os sensores LPATS registram somente a componente elétrica da radiação produzida pelas descargas na faixa de frequência de VLF/LF (Very Low Frequency e Low Frequency), os sensores IMPACT registram tanto a componente elétrica

como magnética. Além disso, os sensores apresentam diferenças na forma de processamento para determinar a localização e demais características das descargas. Após os sinais das descargas serem registrados pelos sensores, eles são enviados às estações centrais onde são processados para obter-se a localização e características das descargas, e disponibilizados para visualização em tempo real ou armazenados para análises históricas [22].

A precisão das informações de localização de raios é, em média, de 500 metros dentro do perímetro definido pela posição das estações remotas de recepção. O sistema de localização opera através do Sistema de Posicionamento Global (GPS), o qual proporciona informações de temporização de raios com resoluções de até 300 nanossegundos.

Entre os produtos de visualização gerados pelos sistemas instalados na RINDAT se destacam:

- Localização geográfica e temporal de descargas atmosféricas nuvem-terra;
- Localização de temporais;
- Determinação de características de descargas como: valor estimado do pico da corrente de retorno, polaridade e número de componentes (multiplicidade) se a descarga for de natureza múltipla.

### **2.3 O Processo de Formação das Descargas Atmosféricas**

As descargas atmosféricas são fenômenos bastante complexos e não completamente compreendidos. Por esta razão, existem diversas teorias que tentam explicar de que modo ocorre a formação das descargas. Embora todas as teorias existentes considerem que a ação do vento é preponderante para a separação das cargas opostas nas nuvens, essas divergem entre si no que diz respeito ao papel da ionização da atmosfera, bem como de outros efeitos.

O modelo para a distribuição das cargas elétricas nas nuvens começou a ser desenvolvido a partir da década de 20, com o auxílio de medições realizadas a partir da terra dos campos elétricos nas nuvens de tempestade, e também, nas mudanças de campo elétrico geradas quando ocorrem descargas atmosféricas. Por esse modelo, inicialmente foi considerado que a formação das descargas atmosféricas se iniciava com a separação das cargas elétricas nas nuvens, através da formação, por ação das correntes de ar, de um único dipolo elétrico, composto por cargas positivas na parte superior da nuvem e cargas

negativas na parte inferior. De forma resumida pode-se explicar: à medida que correntes de ar ascendentes circulam na nuvem a partir de sua parte inferior (base da nuvem) em direção a superior (topo da nuvem), encontram temperaturas cada vez menores de ar, e o vapor de água a elas associado começa a condensar, o que resulta na formação de gotículas de água no interior da nuvem. Ao passo que cada gota cai no interior da nuvem, são induzidas cargas positiva e negativa em suas partes superior e inferior, respectivamente, formando um dipolo elétrico [2, 23, 24].

Posteriormente, no final da década de 30, baseado em medições efetuadas internamente às nuvens com o auxílio de balões, Simpson [25, 26] verificou que a ação dos ventos ascendentes na separação das cargas na nuvem origina, na realidade, a formação de dois dipolos elétricos. Por intermédio dessas medições, foi observada uma pequena quantidade de cargas positivas localizadas em uma reduzida área na base da nuvem. Medições subseqüentes do campo elétrico internamente e externamente à nuvem confirmaram essa estrutura proposta por Simpson. Apesar da identificação de cargas positivas na base da nuvem, o modelo de Simpson ainda considera que a parte inferior está majoritariamente ocupada com cargas negativas, o que, de certa forma, não invalida o modelo anterior.

As cargas negativas na base da nuvem induzem quantidade similar de cargas positivas na superfície da terra, originando, desta forma, uma diferença de potencial entre nuvem e solo. As cargas positivas na superfície terrestre deslocam-se conforme a movimentação da nuvem, percorrendo edifícios, montes, rios, etc. Na Figura 2.3 está ilustrada a distribuição de cargas em uma nuvem, bem como, as cargas positivas induzidas no solo.

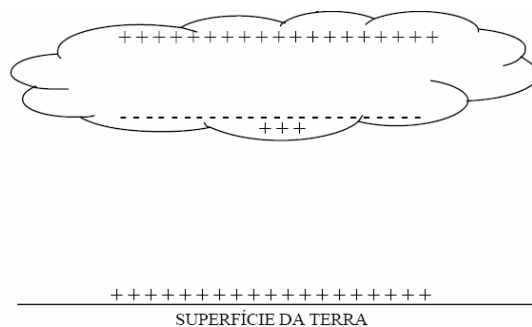


Figura 2.3: Distribuição de cargas na nuvem com conseqüente indução de cargas positivas na superfície da terra.

Caso a concentração de cargas aumente de modo que o campo elétrico desenvolvido ultrapasse a capacidade de isolamento do ar em determinada região da nuvem (ou da terra), se iniciará o processo da descarga atmosférica entre a nuvem e o solo. Essa capacidade de

isolamento do ar é da ordem de 30 kV/cm para o ar seco em condições atmosféricas padronizadas, contudo pode ser bem menor, devido tanto à redução da pressão atmosférica, em função da altura da nuvem, como também devido à presença de gotas de água na nuvem, e neste caso, da ordem de 10 kV/cm [2].

## 2.4 Tipos de Descargas Atmosféricas entre Nuvem e Solo

Apesar da maioria das descargas atmosféricas ocorrer dentro das nuvens ou entre nuvens (a relação entre descargas que ocorrem entre nuvens e entre nuvens e a terra varia de 1,5 a 3 em zonas temperadas e de 3 a 6 em climas tropicais), as descargas entre nuvem e solo, geralmente, são as que estimulam maior interesse nas análises aplicadas aos sistemas de energia elétrica. Essas descargas podem ser classificadas quanto ao sentido de propagação da descarga piloto (nuvem-solo ou solo-nuvem) e à polaridade de sua carga da seguinte forma [23]:

- Descargas Descendentes Negativas: é o tipo mais usual de descarga, representando em torno de 90% da totalidade das descargas descendentes. São associadas a estruturas não muito altas, como linhas de transmissão. Constituem-se freqüentemente por descargas intermitentes (subseqüentes), usualmente de 2 a 4, e separadas por um intervalo de tempo de 30 a 80 ms [2].
- Descargas Descendentes Positivas: representam aproximadamente 10% das descargas descendentes. Aumentam proporcionalmente, em relação ao total de descargas descendentes, durante tempestades de inverno, embora durante tais tempestades não sejam originadas efetivamente muitas descargas atmosféricas. No verão são relativamente raras, aumentando aparentemente em relação ao total de descargas descendentes conforme elevação na latitude geográfica [24]. São associadas a estruturas não muito elevadas, como linhas de transmissão. Geralmente são constituídas de uma única descarga e podem apresentar correntes de pico bem superiores às observadas nas descargas descendentes negativas.
- Descargas Ascendentes Negativas: representam o tipo mais raro de descargas entre nuvem e solo, sendo associadas a estruturas muito elevadas ou alto de montanhas.

- Descargas Ascendentes Positivas: associadas a estruturas muito elevadas e alto de montanhas, embora não tão raras quanto às ascendentes negativas.

De modo geral, as descargas descendentes constituem-se nos fenômenos mais representativos quanto a possíveis impactos nos sistemas de energia elétrica. Ao considerar-se que destas, cerca de 90% são negativas, isso implica em uma informação de grande valia para a proteção de linhas de transmissão e de equipamentos atingidos por descargas atmosféricas, em virtude da resposta dos isolamentos ser influenciada pela polaridade da descarga atmosférica incidente [23]. O processo de evolução de uma descarga descendente negativa será tratado a seguir.

### **2.4.1 Evolução da Descarga Descendente Negativa**

Após a formação das cargas na nuvem, conforme ilustrado na Figura 2.3, caso seja gerado um campo elétrico que exceda a suportabilidade do ar, será principiado o processo de evolução da descarga atmosférica.

A evolução da descarga atmosférica se inicia com a formação de um canal ionizado por onde serão transportadas as cargas, projetado gradativamente por impulsos de corrente. A partir da nuvem, surge a descarga piloto (stepped leader), que pode transportar 10 ou mais coulombs de carga negativa, e progride em direção ao solo por meio de impulsos com duração de tipicamente 1  $\mu$ s, e comprimento que varia de 15 a 50 metros. O tempo entre cada um dos impulsos é de 20 a 50  $\mu$ s. A corrente média dessa descarga está entre 0,1 e 1 kA, e cada nova progressão apresenta valores de pico de pelo menos 1 kA. Tipicamente, tem-se uma velocidade de propagação entre  $10^5$  e  $10^6$  m/s para os impulsos, e durante suas progressões ocorre a formação de ramificações [2, 16, 24]. A Figura 2.4 ilustra a descarga piloto progredindo em direção ao solo.



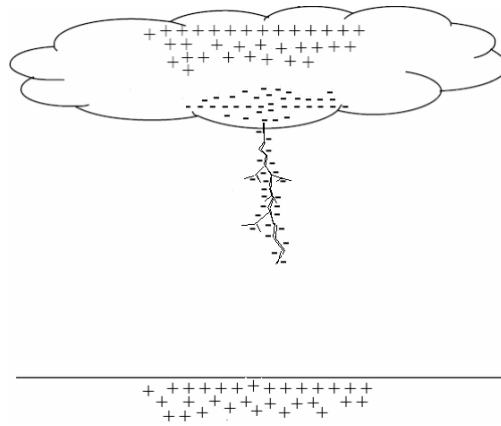


Figura 2.4: Progressão da descarga piloto em direção ao solo.

À medida que a descarga piloto se aproxima do solo, a carga elétrica contida no canal produz um campo elétrico intenso entre a extremidade desse canal e o solo, correspondente a um potencial elétrico que pode superar  $10^7$  V. Quando a descarga atingir algumas dezenas de metros da superfície da terra, o intenso campo elétrico gerado causa a quebra da rigidez dielétrica do ar próximo ao solo, fazendo com que uma ou mais descargas positivas ascendentes, saiam do solo, em geral, de pontos irregulares na superfície ou de objetos situados em maiores altitudes. Quando uma das descargas ascendentes positivas encontra a descarga piloto, em geral entre 10 a 100 metros do solo, a formação do canal ionizado está concluída, conforme pode ser visto na Figura 2.5 [2, 16, 24]:

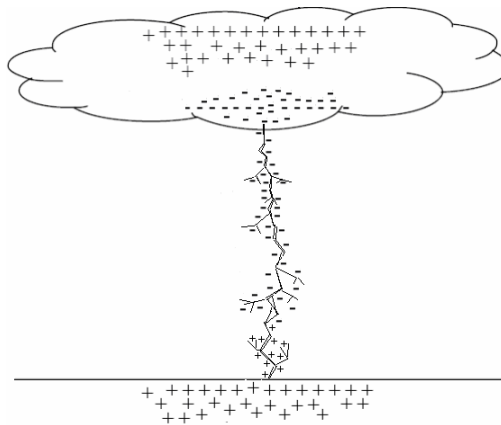


Figura 2.5: Encontro da descarga piloto com as descargas ascendentes positivas estabelecendo o canal da descarga.

Após a conexão da descarga ascendente com a descarga piloto e o conseqüente estabelecimento de um canal ionizado completo, o ponto de conexão entre as duas descargas fica submetido ao potencial da terra (positivo). Neste momento surge uma onda, chamada “primeira descarga de retorno”, submetida ao potencial elétrico do solo e que se

propaga continuamente, a partir do ponto de conexão entre as descargas, em direção à nuvem.

Durante a sua propagação, a corrente de retorno descarrega para a terra as cargas negativas existentes no canal ionizado, bem como, parte das cargas (negativas) presentes na base da nuvem. Por essa razão, a descarga de retorno, apesar de envolver cargas positivas se propagando em direção à nuvem a partir da terra, é tratada na literatura como uma descarga de polaridade negativa, fluindo no sentido oposto. Todo esse processo ocorre de modo a equalizar o potencial existente entre a nuvem e a terra [2, 23, 24, 27, 28].

A velocidade da descarga de retorno varia tipicamente de  $1/3$  a  $1/2$  da velocidade da luz próximo à superfície do solo, decrescendo conforme há uma elevação na altitude. O tempo total de trânsito entre o solo e a nuvem gira em torno de  $100 \mu\text{s}$ . O movimento rápido de grande quantidade de cargas através do canal ionizado durante essa descarga produz uma luminosidade de grande intensidade - conhecida como relâmpago - e o aquecimento e conseqüente expansão do ar ocasiona um estrondo - o trovão.

Uma vez cessada a primeira descarga de retorno, poderá ser encerrado o processo da descarga atmosférica. Contudo, em alguns casos, poderão ocorrer “descargas múltiplas”. Nessa situação, após o término da primeira descarga de retorno surge uma nova descarga descendente negativa partindo da base da nuvem, a qual se propaga de modo contínuo, geralmente sem ramificações e com velocidade superior à da descarga piloto, através do canal da primeira descarga. Esse processo é conseqüência da ionização residual existente no canal anteriormente formado, aliado à disponibilidade de cargas negativas na nuvem. Após a descarga descendente atingir o solo, é estabelecida uma nova corrente de retorno ascendente partindo da terra em direção à nuvem.

Enquanto houver condições propícias à ocorrência das descargas subseqüentes, como ionização residual no canal da descarga e quantidade considerável de cargas negativas disponíveis na base da nuvem, outras descargas poderão suceder a essa segunda. Descargas múltiplas ocorrem em torno de 80% dos casos de descargas negativas entre nuvem e solo, e nessas situações são verificadas, conforme já citado, em média de 2 a 4 descargas de retorno, separadas por um intervalo de tempo de 30 a 80 ms [2].

## **2.5 Caracterização das Descargas Atmosféricas**

A forma de onda da corrente de surto atmosférico pode ser modelada em termos dos valores típicos agregados aos seguintes parâmetros:

- Corrente de pico;
- Tempo de frente;
- Tempo de meia onda;
- Derivada da corrente em relação ao tempo.

O estabelecimento de modelos matemáticos para as correntes de retorno empregando os parâmetros destacados é bastante freqüente em estudos de descargas atmosféricas, sendo de suma importância que valores típicos adequados sejam definidos. A partir do estabelecimento dos seus valores, a descarga atmosférica pode ser representada através de sua forma de onda típica, mostrada na Figura 2.6.

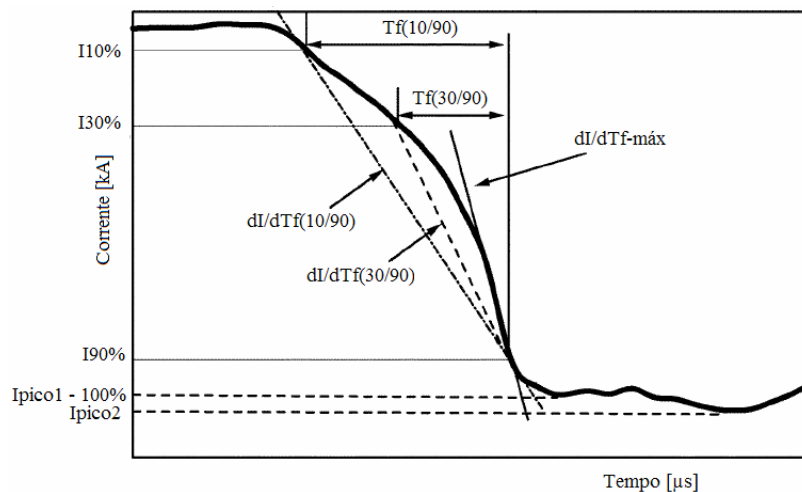


Figura 2.6: Forma de onda típica de descargas atmosféricas descendentes negativas

Essa forma de onda é válida para uma descarga atmosférica descendente negativa, e foi derivada, principalmente, dos resultados obtidos no trabalho de Berger [29] e apresentada em [5, 30] em 1980. Adicionalmente, Berger concluiu que as descargas positivas coletadas em seu trabalho não possuíam características comuns o suficiente para produzirem uma forma de onda típica aceitável. Contudo, foi ressaltado que isso pode ter ocorrido em decorrência da menor quantidade de descargas positivas registradas, se comparado à quantidade de descargas negativas.

Diversas formas têm sido empregadas/desenvolvidas ao longo dos anos para a determinação de valores típicos para os parâmetros das descargas. Apesar de em todos os métodos de estimação utilizados haver imprecisões associadas ao processo de medição ou

modelagem da descarga, esses não deixam de contribuir positivamente para uma melhor definição dos parâmetros dos surtos atmosféricos.

Os meios de estimação tradicionalmente mais explorados e cujos resultados mais se popularizaram ao longo dos anos baseiam-se na realização de medições das descargas incidentes em altas estruturas, como torres de transmissão de energia ou de TV, por meio da instalação de transdutores no topo e nos pés da torre.

Outros métodos baseiam-se na realização de medições através de elos magnéticos (lâminas metálicas de alguns centímetros) instalados em vários locais nos cabos pára-raios e nas bases das torres de transmissão. As correntes que fluem através dos cabos pára-raios ou da torre magnetizam os elos magnéticos, e a corrente de pico da descarga pode ser estimada de acordo com o grau de magnetização das lâminas metálicas.

Há ainda as medições realizadas por sistemas de localização de descargas, os quais já foram discutidos em um tópico anterior. Vale ressaltar que esses sistemas são empregados principalmente para determinação da amplitude máxima da corrente de surto, uma vez que, em sua maioria, não são capazes de estimar os tempos de frente, meia onda e a derivada máxima de corrente da descarga [13].

A seguir são apresentados valores típicos dos parâmetros das descargas atmosféricas, resultantes das avaliações e medições realizadas ao longo dos anos por diversos pesquisadores. Em razão de sua maior representatividade, e conseqüentemente por corresponderem a grande maioria das observações já realizadas, serão prioritariamente enfatizados os valores típicos referentes às descargas descendentes negativas.

### 2.5.1 Corrente de Pico

Tanto na determinação da proteção de sistemas de energia elétrica, quanto no desempenho de linhas de transmissão, a amplitude/pico da corrente do raio é o parâmetro mais importante da descarga atmosférica. Quanto maior a corrente de pico de uma descarga maior o risco de rompimento da isolação de linhas de transmissão.

Conforme apresentado em [30] e mostrado na Figura 2.6, a corrente de pico da forma de onda típica das descargas atmosféricas descendentes negativas é caracterizada por dois valores:

$I_{\text{pico1}}$  = primeiro pico da corrente de descarga;

$I_{\text{pico2}}$  = segundo pico da corrente de descarga.

O segundo pico de corrente ocorre em torno de 5 a 10  $\mu$ s após o primeiro [2]. As correntes de pico apresentadas nos estudos de estimação dos parâmetros das descargas geralmente se referem ao segundo valor de pico, em virtude desse ser usualmente superior ao primeiro.

Um dos trabalhos mais analisados e cujos resultados tem sido extensamente empregados por outros pesquisadores ao longo dos anos está associado às observações feitas por Berger [29] em duas torres de TV na estação de medição do Monte San Salvatore entre os anos de 1963 e 1971. Nesse trabalho foram feitas diversas medições de descargas atmosféricas negativas (descendentes), descargas negativas subsequentes (descendentes) e as descargas positivas, cujos resultados são representados sob a forma das distribuições de probabilidade das amplitudes/pico de corrente do raio, mostrados na Figura 2.7.

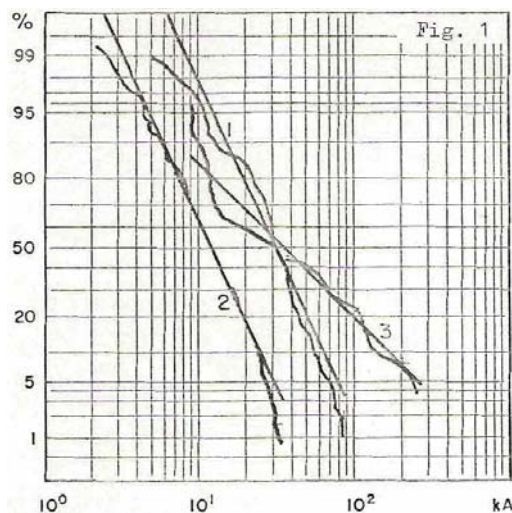


Figura 2.7: Distribuições de probabilidade de intensidades de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas.

Pelas curvas mostradas na Figura 2.7 observa-se um valor médio de 30 kA para as primeiras descargas negativas, enquanto para as descargas positivas, um valor de 35 kA. Apesar de apresentarem valores médios bem próximos, há uma razoável distinção entre as descargas positivas e negativas quanto à frequência de ocorrência de amplitudes mais elevadas. Proporcionalmente, as descargas positivas apresentam amplitudes maiores. Por exemplo, enquanto 5% das descargas negativas excedem 80 kA, em torno de 25% das descargas positivas superam esse valor. Adicionalmente, 5% das descargas positivas excedem 250 kA. No caso das descargas negativas subsequentes é observado um valor

médio de aproximadamente 12 kA, que é inferior ao valor médio obtido para as primeiras descargas negativas.

É importante destacar que apesar de Berger ter afirmado que todas as análises mostradas basearam-se em descargas descendentes, no caso específico das descargas positivas, posteriormente o próprio autor em [31] esclareceu que as medições mostradas referem-se a descargas ascendentes.

Outros pesquisadores também realizaram medições com o intuito de identificar valores típicos para as correntes de pico das descargas atmosféricas. Na Tabela 2.2 são apresentados os resultados obtidos para os valores médios de pico de descargas negativas, em alguns dos trabalhos mais conhecidos.

Tabela 2.2: Medições realizadas para estimação da corrente de pico de descargas negativas\*.

FONTES	CORRENTE DE PICO MÉDIA(KA)		COMENTÁRIOS
	PRIMEIRA DESCARGA	DESCARGAS SUBSEQUENTES	
AIEE [32]	15	-	Tomou como base 2.721 medições oriundas de laços magnéticos instalados nas bases de torres de transmissão. Posteriormente, foi citado em [33] que o valor apurado foi bem inferior ao que deveria ter sido obtido, em virtude de que as medições realizadas não terem considerado as correntes que fluíam em todas as partes metálicas das torres.
POPOLANSKY [5, 34]	25	-	Utilizou 624 medições realizadas na Europa, Austrália e Estados Unidos. Incluiu também 192 medições efetuadas por Berger no Monte San Salvatore, Suíça, onde, nesse caso, misturou medições de ambas as polaridades, e, em razão das alturas das torres de medição, seus resultados também incluem descargas ascendentes.

\* Em alguns trabalhos são configurados nos equipamentos de medição níveis iniciais de mensuração da descarga(threshold). Na maioria desses casos, os equipamentos são configurados para medir todas as correntes que ultrapassarem o valor de 2 kA, contudo observam-se em outros trabalhos aplicações de valores mínimos diferentes, como 7 kA ou 9 kA. Ao adotarem-se níveis mínimos de medição, os valores de pico médios observados tendem a ser superiores aos que seriam verificados, no caso de que fossem registradas todas as descargas atmosféricas, ou seja, incluindo aquelas inferiores ao nível mínimo. Vale destacar que a adoção de valores mínimos é na realidade uma tentativa de eliminar possíveis contaminações nas medições, geradas por descargas incidentes nas **proximidades** dos objetos de medição, que podem ocasionar um registro de correntes induzidas de menores amplitudes (dentro da faixa mínima) pelos equipamentos de medição. Como exemplo, na Tabela 2.2, Berger [29] utilizou 2 kA e Narita [39] empregou 9 kA.

Tabela 2.2 (continuação):

FONTES	CORRENTE DE PICO MÉDIA(KA)		COMENTÁRIOS
	PRIMEIRA DESCARGA	DESCARGAS SUBSEQUENTES	
SARGENT [35]	13	-	Resultado derivado matematicamente, ao aplicar o modelo eletrogeométrico às medições de Berger entre 1955 e 1963, com o intuito de corrigir os valores medidos em estruturas altas para equivalentes ao nível do solo. Sargent acreditava que as medições realizadas em estruturas altas influenciaria as correntes coletadas a apresentar valores mais elevados. Contudo, medições realizadas por outros pesquisadores mostram que na faixa de 20 à 60 m de altura não há grande variação das correntes em relação ao nível do solo. Acima dessas altitudes muitas descargas são ascendentes e com amplitudes menores [14].
BERGER, ANDERSON e KRONINGER [29]	30	12	Empregaram respectivamente 101 e 135 medições de primeiras descargas negativas e suas descargas subseqüentes realizadas em duas torres de TV no Monte San Salvatore, na Suíça, entre os anos de 1963 a 1971.
ANDERSON e ERIKSSON [5]	31	12,3	Eliminaram dados de descargas ascendentes da análise de Popolansky, trabalhando somente com as primeiras descargas descendentes. Trabalharam também com o refino computacional das análises efetuadas por Berger para as primeiras e subseqüentes descargas. A partir disso, obtiveram para as primeiras descargas negativas resultados semelhantes aos obtidos da análise feita no trabalho de Popolansky, 31,1 kA.
CORTINA [36]	33	18	Empregaram respectivamente 42 e 33 medições de primeiras descargas descendentes, e descargas subseqüentes, realizadas em duas torres de TV de 40 m na Itália no período de 1968 a 1978.
ERIKSSON [37]	36	-	Realizou 22 medições em um mastro de 60m de altura na África do Sul.
CEMIG/UFMG [7]	44,6	16	Empregaram medições por meio de elo magnéticos instalados no topo de torres de 138 kV em Minas Gerais.
FISHER [38]	-	13	Realizaram medições em 45 descargas artificialmente geradas.
NARITA [39]	39,2	-	Realizaram 36 medições ao longo de 60 torres de transmissão em 500 kV no Japão, entre os anos de 1994 a 1997.

No que concerne às descargas positivas e tomando como referência os resultados do trabalho de Berger, conforme já citado os valores médios de pico dessas descargas são similares aos valores das descargas negativas. Do mesmo modo, nas medições realizadas por [40] em duas torres no Japão constatou-se não haver grandes diferenças entre os valores médios das descargas positivas e negativas. Em [41], por intermédio de medições realizadas no Japão em uma torre de 200 m de altura, obteve-se um valor médio de 33 kA para as descargas positivas, valor que também é próximo aos mostrados na Tabela 2.2 para as descargas negativas.

### 2.5.2 Tempo de Frente

O tempo de frente é outro parâmetro importante da corrente de surto atmosférico. Diferentes definições são empregadas na literatura para essa grandeza, sendo que as mais freqüentes são descritas a seguir, e algumas podem ser observadas na Figura 2.6 (mostrada anteriormente):

$T_{f2kA}$  = intervalo de tempo entre os pontos em que o módulo da corrente vale respectivamente 2 kA e o seu primeiro pico;

$T_{f(10/90)}$  = intervalo de tempo entre os pontos em que o módulo da corrente vale respectivamente 10% e 90% do seu primeiro pico;

$T_{f(10/90)-cor}$  = tempo  $T_{f(10/90)}$  corrigido.  $T_{f(10/90)-cor} = T_{f(10/90)}/0,8$ ;

$T_{f(30/90)}$  = intervalo de tempo entre os pontos em que o módulo da corrente vale respectivamente 30% e 90% do seu primeiro pico;

$T_{f(30/90)-cor}$  = tempo  $T_{f(30/90)}$  corrigido.  $T_{f(30/90)-cor} = T_{f(30/90)}/0,6$ ;

Quanto menores os tempos de frente da corrente de surto, maiores sobretensões serão geradas sobre os isoladores de linhas de transmissão [13]. Isto nem sempre representa uma maior probabilidade de ocorrência de arco através das cadeias de isoladores, pois geralmente essas apresentam uma maior suportabilidade à medida que o tempo de frente dos surtos incidentes é reduzido.



Na Figura 2.8 são mostradas as curvas de distribuição de probabilidade dos tempos de frente de onda para as primeiras descargas negativas (descendentes), descargas negativas subseqüentes (descendentes) e descargas positivas obtidas através das medições feitas por [29] no Monte San Salvatore.

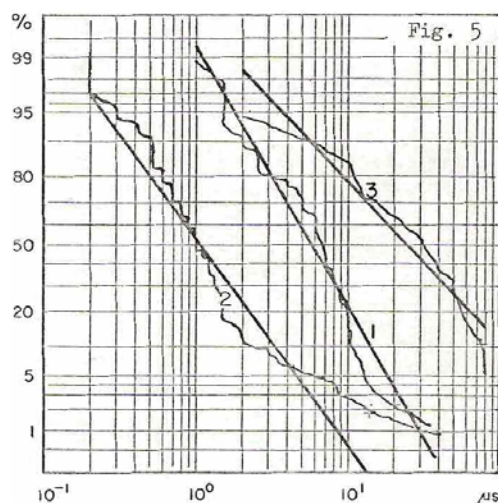


Figura 2.8: Distribuições de probabilidade de tempos de frente da onda de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas.

Os resultados das observações de [29] ilustrados na Figura 2.8 indicam que as descargas negativas apresentam frentes de onda mais rápidas que as descargas positivas. Os valores médios de tempo de frente das primeiras descargas negativas e das descargas subseqüentes foram respectivamente de 5,5 e 1,1  $\mu\text{s}$ , enquanto que para as descargas positivas esse valor foi de 22  $\mu\text{s}$ .

A constatação, de um modo geral, que o valor médio do tempo de frente das descargas positivas é superior ao observado para as descargas negativas, é verificada também em outros trabalhos. Como exemplo, em [40], por intermédio de medições realizadas durante o inverno em duas torres no Japão, foi obtido um valor médio para o tempo de frente das descargas positivas aproximadamente 16 vezes superior ao tempo de frente das negativas.

Na Tabela 2.3 são apresentados os resultados obtidos em alguns trabalhos onde foram estimados os valores médios de tempo de frente das descargas negativas.

Tabela 2.3: Medições realizadas para estimação do tempo de frente das descargas negativas.

FONTES	TEMPO DE FRENTE MÉDIO( $\mu$ s)		COMENTÁRIOS
	PRIMEIRA DESCARGA	DESCARGAS SUBSEQUENTES	
BERGER, ANDERSON e KRONINGER [29]	5,5	1,1	Empregaram respectivamente 89 e 118 medições de primeiras descargas negativas e suas descargas subseqüentes realizadas em duas torres de TV no Monte San Salvatore, na Suíça, entre os anos de 1963 a 1971, determinando $T_{f2kA}$ .
ANDERSON e ERIKSSON [5]	4,5	0,6 0,4	Trabalharam com o refino computacional das análises efetuadas por Berger para as primeiras e subseqüentes descargas. No caso das primeiras descargas, os valores apresentados referem-se a $T_{f(10/90)}$ ; e $T_{f(10/90)}$ e $T_{f(30/90)}$ no caso das descargas subseqüentes.
CORTINA [36]	9	1,1	Empregaram respectivamente 42 e 33 medições de primeiras descargas descendentes, e descargas subseqüentes, realizadas em duas torres de TV de 40 m na Itália no período de 1968 a 1978.
NARITA [39]	4,5	-	Realizaram 36 medições ao longo de 60 torres de transmissão em 500 kV no Japão, entre os anos de 1994 a 1997, determinando $T_{f(10/90)-cor}$ .

### 2.5.3 Tempo de Meia Onda

O tempo de meia onda, de cauda ou de descida de uma descarga atmosférica tem bastante influência nas solicitações térmicas, sobretudo em equipamentos de proteção contra surtos atmosféricos instalados nos sistemas de energia. Maiores valores desse parâmetro podem significar um maior risco de danificação a estes equipamentos, em virtude da grande quantidade de energia a que poderão estar submetidos.

O tempo de meia onda -  $T_{mo}$  - é definido como o intervalo de tempo entre os pontos em que o módulo da corrente vale 0 (zero) e o ponto da cauda em que a amplitude atinge 50% do valor de pico. Em alguns trabalhos podem também ser encontradas definições que consideram diferentes pontos iniciais para o intervalo de tempo, como 2kA ( $T_{mo2kA}$ ), por exemplo [29].

Na Figura 2.9 são ilustradas as distribuições obtidas por [29] para os tempos de meia-onda das primeiras descargas negativas (descendentes), descargas negativas subseqüentes (descendentes) e descargas positivas.

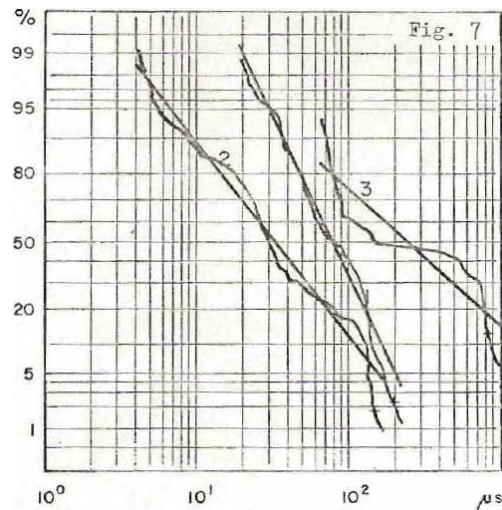


Figura 2.9: Distribuições de probabilidade de tempos de meia onda de corrente: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas.

As curvas de distribuição de probabilidades mostradas na Figura 2.9 indicam que as descargas positivas possuem um valor médio para o tempo de meia-onda superior ao observado para as descargas negativas. O tempo médio de meia-onda das descargas positivas foi 230  $\mu\text{s}$ , enquanto que para as primeiras descargas negativas e subseqüentes, 75 e 32  $\mu\text{s}$ , respectivamente.

Na Tabela 2.4 são apresentados alguns resultados obtidos em trabalhos onde foram estimados os valores médios de tempo de meia-onda referente às descargas negativas.

Tabela 2.4: Medições realizadas para estimação do tempo de meia onda das descargas negativas.

FONTES	TEMPO DE MEIA ONDA MÉDIO( $\mu\text{s}$ )		COMENTÁRIOS
	PRIMEIRA DESCARGA	DESCARGAS SUBSEQUENTES	
BERGER, ANDERSON e KRONINGER [29]	75	32	Empregaram respectivamente 90 e 115 medições de primeiras descargas negativas e suas descargas subseqüentes realizadas em duas torres de TV no Monte San Salvatore, na Suíça, entre os anos de 1963 a 1971, determinando $T_{mo2kA}$ .
CORTINA [36]	56	28	Empregaram respectivamente 42 e 33 medições de primeiras descargas descendentes, e descargas subseqüentes, realizadas em duas torres de TV de 40m na Itália no período de 1968 a 1978.

Particularmente no que concerne às descargas positivas, outros trabalhos reforçam a constatação de Berger [29] de que essas descargas possuem valores médios de tempos de meia-onda mais expressivos que as descargas negativas. Em [40], por exemplo, foram observados tempos de 596  $\mu\text{s}$  para as descargas positivas e 28  $\mu\text{s}$  para as primeiras descargas negativas.

O maior tempo de meia-onda das descargas positivas resulta em uma maior quantidade de energia dissipada ( $\int I^2 dt$ ) agregada a esses surtos, bem como, em uma maior quantidade de carga elétrica transportada ( $\int Idt$ ), o que aumenta a possibilidade dessas descargas excederem a capacidade térmica de equipamentos instalados em linhas de transmissão ou subestações [13].

#### 2.5.4 Derivada da Corrente em Relação ao Tempo

A derivada da corrente de descarga é um parâmetro utilizado para caracterização da corrente de surto cujos valores possuem bastante influência sobre as sobretensões que são geradas sobre os isolamentos de linhas de transmissão. Maiores valores dessa derivada podem implicar em sobretensões mais elevadas sobre as cadeias de isoladores, podendo resultar na ocorrência de rompimentos na isolação.

Este parâmetro encontra várias representações na literatura, sendo algumas mostradas a seguir:

$dI/dT_{f(10)}$  = derivada da corrente no ponto em que seu módulo vale 10% do primeiro pico;

$dI/dT_{f(10/90)}$  = derivada média da corrente entre os pontos em que seu módulo vale 10% e 90% do primeiro pico;

$dI/dT_{f(30/90)}$  = derivada média da corrente entre os pontos em que seu módulo vale 30% e 90% do primeiro pico;

$dI/dT_{f(\text{máx})}$  = derivada máxima da corrente durante o tempo de frente.

Berger [29] efetuou medições da derivada máxima de corrente para as descargas positivas, primeiras descargas negativas e descargas negativas subseqüentes, cujas curvas de distribuição de probabilidade são mostradas na Figura 2.10.

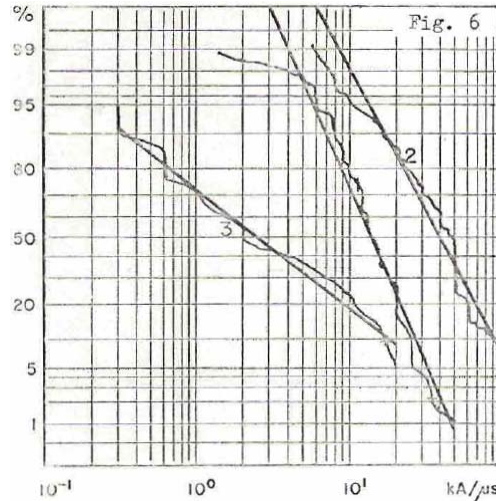


Figura 2.10: Distribuições de probabilidade da derivada máxima de corrente em relação ao tempo: 1. Primeiras Descargas Negativas; 2. Descargas Negativas Subseqüentes; 3. Descargas Positivas.

Conforme ilustrado na Figura 2.10, as observações de [29] indicam que as descargas negativas possuem valores médios de derivada máxima superiores aos obtidos nas descargas positivas. Para as primeiras descargas e descargas subseqüentes foram obtidos valores de 12 e 40 kA/μs respectivamente, enquanto que para as descargas positivas esse valor foi de 2,4 kA/μs.

O resultado observado na Figura 2.10 é bastante coerente com trabalhos de estimação realizados por outros autores, que também confirmam o fato de as descargas negativas possuírem maiores taxas de crescimento, em média, que as positivas.

Na Tabela 2.5 são apresentados os resultados das medições da derivada de corrente de descargas negativas em alguns trabalhos.

Tabela 2.5: Medições realizadas para estimação da derivada de corrente das descargas negativas.

FONTES	DERIVADA DA CORRENTE (kA/ $\mu$ s)		COMENTÁRIOS
	PRIMEIRA DESCARGA	DESCARGAS SUBSEQUENTES	
BERGER, ANDERSON e KRONINGER [29]	12	40	Empregaram respectivamente 92 e 122 medições de primeiras descargas negativas e suas descargas subseqüentes realizadas em duas torres de TV no Monte San Salvatore, na Suíça, entre os anos de 1963 a 1971, determinando $DI_o/DI_{fmax}$ .
ANDERSON e ERIKSSON [5]	2,6 5 7,2 24,3	18,9 15,4 20,1 39,9	Trabalharam com o refino computacional das análises efetuadas por Berger para as primeiras e subseqüentes descargas. Os resultados apresentados referem-se a respectivamente, $DI_o/DI_{f10}$ , $DI_o/DI_{f(10/90)}$ , $DI_o/DI_{f(30/90)}$ e $DI_o/DI_{fmax}$ .
CORTINA [36]	14	33	Empregaram respectivamente 42 e 33 medições de primeiras descargas descendentes, e descargas subseqüentes, realizadas em duas torres de TV de 40m na Itália no período de 1968 a 1978, determinando $DI_o/DI_{fmax}$ .
EPRI [42]	24	-	-

### 2.5.5 Correlação entre Parâmetros das Descargas

A implementação de regressões lineares e avaliação dos seus coeficientes de correlação podem fornecer valiosas informações a respeito das características dos parâmetros das descargas atmosféricas. A partir dessas análises podem ser identificadas possíveis relações entre os parâmetros das descargas, auxiliando na definição de modelos mais realistas para as formas de onda das correntes de surto.

Berger [29] analisou a relação entre os parâmetros das descargas coletadas no Monte San Salvatore ao efetuar regressões lineares entre os logaritmos dos parâmetros mostrados anteriormente. Desse modo, considerando  $y$  e  $x$  parâmetros quaisquer das descargas atmosféricas,  $A$  e  $B$  constantes, as expressões obtidas por Berger estão na seguinte forma:

$$\log y = \log A + B \log x \Rightarrow y = Ax^B \quad (2.3)$$

Os coeficientes de correlação ( $r^*$ ) entre os parâmetros obtidos por Berger [29] para as descargas negativas e positivas são mostrados nas Tabelas 2.6 a 2.8.

Tabela 2.6: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das primeiras descargas negativas.

	Corrente de pico( $I_{pico}$ )	Tempo de Frente( $T_{f2kA}$ )	Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )
Corrente de pico( $I_{pico}$ )	1	-	-	-
Tempo de Frente( $T_{f2kA}$ )	0,37	1	-	-
Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	0,36	-0,21	1	-
Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )	0,56	0,33	0,1	1

Tabela 2.7: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das descargas negativas subsequentes.

	Corrente de pico( $I_{pico}$ )	Tempo de Frente( $T_{f2kA}$ )	Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )
Corrente de pico( $I_{pico}$ )	1	-	-	-
Tempo de Frente( $T_{f2kA}$ )	0,28	1	-	-
Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	0,11	-0,49	1	-
Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )	0,25	-0,05	0,3	1

\* Mede a “força” ou grau de relacionamento entre duas variáveis, podendo assumir valores entre -1 e 1. Se  $r=1$  existe correlação perfeita entre as variáveis de forma diretamente proporcional, e caso  $r=-1$  existe correlação perfeita de forma inversamente proporcional. Se  $r=0$  não existe correlação entre as variáveis.

Tabela 2.8: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das descargas positivas

	Corrente de pico( $I_{pico}$ )	Tempo de Frente( $T_{2kA}$ )	Derivada máxima de corrente( $DI_0/DT_{fmax}$ )	Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )
Corrente de pico( $I_{pico}$ )	1	-	-	-
Tempo de Frente( $T_{2kA}$ )	0,07	1	-	-
Derivada máxima de corrente( $DI_0/DT_{fmax}$ )	0,49	-0,68	1	-
Tempo de meia-onda( $T_{mo2kA}$ )	0,58	0,48	0,02	1

Posteriormente, Anderson [5] efetuou análises adicionais sobre os dados obtidos por Berger [29], utilizando ferramentas computacionais para revisar esses resultados e aumentar sua acurácia. Nesse trabalho concluiu-se não haver correlações entre as amplitudes das primeiras descargas negativas e das subseqüentes. Apesar disso, observou-se que as subseqüentes podem atingir 40% das amplitudes das primeiras descargas [2].

Em 1999, como resultado de 31 medições de descargas descendentes negativas realizadas na estação da serra do cachimbo, Minas Gerais, os autores de [43] obtiveram os coeficientes de correlação para os parâmetros das descargas ilustrados na Tabela 2.9.



Tabela 2.9: Coeficientes de correlação entre os parâmetros das primeiras descargas descendentes negativas obtidos na estação de medição da Serra do Cachimbo.

	Corrente de pico( $I_{pico1}$ )	Corrente de pico( $I_{pico2}$ )	Tempo de Frente ( $T_{f(10/90)}$ )	Tempo de Frente ( $T_{f(30/90)}$ )	Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	Derivada de corrente( $DI_o/DT_{f(10/90)}$ )	Derivada de corrente( $DI_o/DT_{f(30/90)}$ )
Corrente de pico( $I_{pico1}$ )	1	-	-	-	-	-	-
Corrente de pico( $I_{pico2}$ )	0,953	1	-	-	-	-	-
Tempo de Frente ( $T_{f(10/90)}$ )	0,304	0,244	1	-	-	-	-
Tempo de Frente ( $T_{f(30/90)}$ )	0,258	0,190	0,961	1	-	-	-
Derivada máxima de corrente( $DI_o/DT_{fmax}$ )	0,331	0,305	-0,249	-0,218	1	-	-
Derivada de corrente( $DI_o/DT_{f(10/90)}$ )	0,427	0,439	-0,540	-0,446	0,376	1	-
Derivada de corrente( $DI_o/DT_{f(30/90)}$ )	0,300	0,330	-0,651	-0,666	0,372	0,862	1

Apesar de observadas pequenas correlações entre alguns parâmetros mostrados nas Tabelas 2.6 a 2.9, podem ser tiradas algumas valiosas conclusões dos resultados obtidos.

1. Pelo fato de o coeficiente de correlação entre as correntes de pico e os tempos de frente serem positivos, existe a tendência de que quanto maiores os valores das correntes de pico, maiores também os tempos de frente de onda. Em alguns trabalhos, inclusive, cita-se que é pequena a probabilidade de ocorrência de descargas com elevadas correntes de pico e tempos de frente de onda pequenos, da mesma forma que correntes de pico reduzidas e tempos de frente elevados [44].
2. Conforme os resultados do trabalho de Berger[29], observa-se também que, principalmente no caso das primeiras descargas negativas e das positivas, quanto

maiores as correntes de pico, há uma tendência de maiores tempos de meia-onda para as descargas.

Apesar de essas correlações não estabelecerem relações exatas entre os parâmetros, as informações extraídas podem ser válidas para a modelagem de formas de onda de descargas atmosféricas em estudos em sistemas de energia. Como exemplo: A partir das informações destacadas, em um processo de simulação de descargas atmosféricas pode-se evitar a configuração de descargas com elevadas correntes de pico e reduzidos tempos de frente, bem como, elevadas correntes de pico e reduzidos tempos de meia-onda, pelo fato de haver uma indicação oriunda das correlações mostradas, de que descargas com essas características possuem uma menor probabilidade de ocorrência.

## **2.6 Resumo do Capítulo**

Este capítulo apresentou uma teoria geral referente às descargas atmosféricas. Foram apresentados a distribuição global das descargas e alguns métodos e ferramentas aplicados na sua determinação. Mostrou-se o processo de formação das descargas, os tipos de descargas entre nuvem e solo e seu processo de evolução. Além disso, explanou-se a respeito dos principais parâmetros envolvidos na caracterização da descarga: a corrente de pico, tempo de frente, tempo de meia onda e derivada da corrente em relação ao tempo. Foram apresentados valores típicos obtidos de diversos estudos realizados na literatura e, finalmente, mostrou-se uma breve discussão a cerca das correlações existentes entre esses parâmetros.

# CAPÍTULO 3

## A INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

### 3.1 Introdução

As descargas atmosféricas são responsáveis por grande parte do número de desligamentos em sistemas de energia elétrica, bem como, pelos danos totais ou parciais de equipamentos submetidos a tais fenômenos transitórios. Como exemplo, no Brasil, cerca de 70% dos desligamentos nos sistemas de transmissão são provocados por descargas atmosféricas [16]. Tal percentual de desligamentos ocasionados por descargas atmosféricas pode se traduzir em grandes impactos na confiabilidade do sistema, conseqüentemente afetando a continuidade do fornecimento aos consumidores de energia conectados. Em termos financeiros, as descargas atmosféricas causam prejuízos entre desligamentos e danos em equipamentos da ordem de R\$ 600 milhões/ano [17].

O desligamento de uma linha de transmissão devido a uma descarga pode ser produzido pelo impacto direto desta sobre uma fase da linha, gerando uma sobretensão ao longo da fase atingida, que caso seja elevada o suficiente poderá resultar em uma quebra do isolamento e um curto – circuito na forma de um arco elétrico visível através das cadeias de isoladores ou pelo ar. Outra forma de ocorrer um desligamento está associada ao impacto direto da descarga sobre o cabo pára-raios ou na torre, produzindo um arco entre essas partes normalmente não energizadas e uma fase da linha. Nesse último caso, o arco é facilitado quando a torre não possuir uma baixa impedância de aterramento. Adicionalmente, desligamentos podem ser ocasionados pelas tensões induzidas por descargas incidentes nas proximidades das linhas. Esse último tipo de desligamento é mais comum em linhas de distribuição, em virtude de que nos níveis de transmissão o isolamento quase sempre é suficiente para suportar estas sobretensões induzidas.

Em razão dos efeitos prejudiciais aos sistemas de energia, os surtos atmosféricos possuem relevante importância no projeto do isolamento de subestações e linhas de transmissão, de modo a suportar as elevadas sobretensões produzidas pelas descargas.

Contudo, geralmente em sistemas com tensões superiores a 345 kV, desde que as linhas sejam projetadas adequadamente, as descargas atmosféricas perdem um pouco sua importância em virtude de um natural aumento do nível de isolamento para suportar as elevadas sobretensões de manobra associadas a essas tensões operativas [23].

Além da influência das descargas atmosféricas no projeto do isolamento de linhas de transmissão, diversas técnicas têm sido desenvolvidas, direcionadas, sobretudo, para o aperfeiçoamento dos sistemas de aterramento e inclusão de pára-raios de linha com o objetivo de minimizar o elevado número de desligamentos provocados por essas descargas. Tais técnicas, por sua vez, podem ser aplicadas em regiões críticas das linhas, onde a incidência de descargas é maior.

Neste capítulo são apresentados alguns aspectos relevantes à incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão; e os mecanismos de propagação das descargas atmosféricas em relação ao ponto de incidência, com a discussão sobre quedas diretas, indiretas e sobretensões induzidas nas linhas de transmissão.

## **3.2 Aspectos Relevantes à Incidência de Descargas Atmosféricas em Linhas de Transmissão**

Antes de um aprofundamento nos estudos de descargas atmosféricas em linhas de transmissão, o conhecimento de alguns aspectos básicos relacionados ao local onde está instalada uma determinada linha é importante. Os pontos destacados a seguir são relevantes inclusive na fase de projeto, durante o processo de escolha da rota de construção.

### **3.2.1 Características Topográficas e do Solo**

A avaliação das características topográficas e do solo ao longo da rota de uma linha de transmissão deve ser considerada durante seu projeto, bem como, nas análises realizadas durante a fase de operação da linha. Isto é justificado em razão de que o seu desempenho frente à incidência de surtos atmosféricos ser bastante influenciado por essas características.

Linhas instaladas no alto de montanhas possivelmente estarão mais expostas a descargas atmosféricas do que outras situadas ao longo de vales ou em qualquer região na qual as características topográficas existentes ofereçam algum tipo de blindagem natural. Ressalta-se que uma mesma linha de transmissão pode atravessar regiões com distintas condições topográficas, apresentando, portanto, incidências diferenciadas de surtos em

cada região percorrida. Diferentes famílias de torres, alturas de cabos pára-raios e cabos condutores, e espaçamento entre cabos podem ser necessários em cada um dos trechos ao longo da rota da linha para aperfeiçoar sua blindagem, assegurando um desempenho adequado frente aos surtos atmosféricos.

Adicionalmente, destaca-se que os diferentes perfis de terreno ao longo da rota afetam a maneira como é estimada a altura média dos cabos pára-raios e condutores da linha de transmissão. A altura média desses cabos é um parâmetro empregado no cálculo da taxa de descargas incidentes na linha de transmissão, como será observado no tópico seguinte. A seguir são destacados os três tipos básicos de perfis de terreno que são costumeiramente considerados ao longo da literatura, juntamente com a forma de estimação da altura média dos cabos para cada um desses perfis [45]:

**Terreno Plano:** Altura média dos condutores e dos cabos pára-raios igual a sua altura na torre menos dois terços da flecha;

**Terreno Ondulado:** Altura média dos condutores e dos cabos pára-raios igual a sua altura na torre; e

**Terreno Montanhoso:** Altura média dos condutores e dos cabos pára-raios superior a sua altura na torre. Nesse caso pode ser necessário um detalhamento do perfil do terreno para determinar uma melhor estimativa para a altura média dos cabos.

De modo geral, considera-se que além de uma boa especificação dos mecanismos de blindagem, o projetista da linha de transmissão deve evitar, na medida do possível, a instalação de estruturas em pontos com altitudes superiores em relação à região em suas vizinhanças, como por exemplo, alto de montanhas. A instalação de torres de transmissão em grandes campos abertos pode representar também grandes riscos de incidência de surtos, onde nesses casos, podem ser utilizadas torres de transmissão com menores alturas, com o intuito de reduzir ao máximo à exposição da linha [46].

Outro fator que afeta o desempenho de linhas frente a surtos atmosféricos é a resistividade do solo ao longo do seu percurso. Esse parâmetro é expresso em  $\Omega.m$ , e pode variar de acordo com os seguintes fatores [47]:

- Tipo de solo;
- Teor de umidade;
- Temperatura;

- Compactação e pressão;
- Teor de salinidade do solo.

Com relação à influência do tipo do solo, destaca-se para efeito de ilustração, em terrenos rochosos, que ocorrem principalmente em regiões montanhosas, geralmente observam-se elevadas resistividades. Enquanto isso, terrenos próximos a rios tendem a possuir baixas resistividades [46].

Com relação à influência da umidade, uma porcentagem maior faz com que os sais existentes no terreno se dissolvam formando um meio eletrolítico favorável à passagem da corrente elétrica, reduzindo a resistividade. Sendo assim, o valor da resistividade do solo é bastante sensível aos períodos de seca e de chuva de uma região, o que será inclusive abordado posteriormente nas simulações. Em relação à influência da temperatura, segundo [47], de modo geral a variação da resistividade do solo segue uma curva semelhante à Figura 3.1.

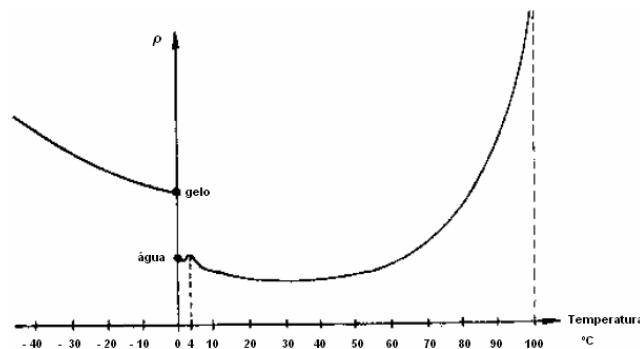


Figura 3.1: Variação da resistividade do solo em função da temperatura.

Observa-se que a resistividade atinge um valor mínimo em uma temperatura entre 0 e 100°C. A partir desse valor, com o decréscimo da temperatura e a conseqüente contração e aglutinação da água, é produzida uma dispersão nas ligações iônicas entre os grânulos da terra no solo, o que resulta num maior valor da resistividade. Observa-se que no ponto de temperatura de 0°C (água) a curva sofre descontinuidade, aumentando o valor da resistividade no ponto 0°C (gelo). Isto é devido ao fato de ocorrer uma mudança brusca no estado da ligação entre os grânulos que formam a concentração eletrolítica. Com um maior decréscimo na temperatura há uma concentração no estado molecular tornando o solo mais seco, aumentando assim sua resistividade. Já em outro extremo, com temperaturas elevadas, próximas a 100 °C, o estado de vaporização deixa o solo mais seco, com a

formação de bolhas internas, dificultando a condução de corrente, conseqüentemente, elevando o valor de sua resistividade [47].

A resistividade do solo pode sofrer variações também em função de processos de ionização, ocorridos durante a propagação das correntes de descargas atmosféricas no sistema de aterramento. O campo elétrico gerado durante a propagação dessas correntes pode provocar reduções na resistividade. Tal efeito é observado principalmente em sistemas de aterramento mais compactos, aonde não são empregados cabos contrapesos, e em conseqüência disso, a corrente fica mais concentrada na sua distribuição pelo solo.

A importância do conhecimento da resistividade do solo consiste no fato desta grandeza possuir uma relação linear com a impedância de aterramento, desse modo, devendo ser bem conhecida para um projeto adequado do aterramento [46]. Valores menores de resistividade indicam que o terreno favorece o escoamento das correntes resultantes dos surtos atmosféricos, reduzindo o impacto dessas descargas. Por outro lado, valores maiores dessa grandeza podem significar sobretensões de topo de torre mais elevadas resultantes das descargas atmosféricas incidentes na linha, podendo, deste modo, aumentar as possibilidades de ocorrência de arcos elétricos através das cadeias de isoladores e possíveis desligamentos.

De acordo com os valores de resistividade do solo, podem ser empregados desde aterramentos mais compactos (resistividade baixa), compostos por cabos contrapesos mais curtos, até sistemas de aterramento mais extensos (resistividade elevada), construídos com cabos contrapesos dispostos em arranjos paralelos ou radiais com maiores extensões, possibilitando a obtenção de menores valores para a impedância de aterramento [45]. No próximo capítulo são mostrados alguns desses esquemas de aterramento utilizados nos sistemas de transmissão.

### **3.2.2 Densidade de Queda de Descargas**

A determinação da densidade de descargas atmosféricas para o solo em uma específica área geográfica onde se planeja instalar uma linha de transmissão é uma valiosa informação que deve ser considerada no projeto desta, em virtude deste fator exercer influência sobre o seu desempenho frente a surtos atmosféricos durante a fase de operação. Uma vez conhecida essa densidade, o projetista poderá estimar o número de descargas que incidirão sobre a linha de transmissão planejada, e desse modo, escolher uma rota otimizada no que se refere à sua proteção quanto às descargas atmosféricas [46].

A densidade de queda de descargas foi amplamente discutida no capítulo sobre a teoria de descargas atmosféricas. Foi mostrado que essa pode ser obtida por intermédio de sistemas de localização de descargas nuvem-solo, ou mesmo através de mapas isocerânicos. A Equação (3.1) mostra a estimação de densidade de queda de descargas ( $N_g$ ) através do nível cerâmico da região em análise ( $N_i$ ), no caso de não haver dados de sistemas de localização disponíveis [6, 10, 11].

$$N_g = 0,04N_i^{1,25} \quad (3.1)$$

De posse do valor de  $N_g$ , pode-se estimar o número de descargas que efetivamente atingem uma particular linha de transmissão. Whitehead, conforme mostrado na referência [48], sugeriu a Equação (3.2) para a determinação desse valor para cada 100km de linha, ao longo de um ano.

$$N_1 = \frac{N_g}{10} (4h_{m,cp}^{1,09} + b) \quad (3.2)$$

Onde:

$N_1$  = número de descargas incidentes sobre a LT – [descargas/100km.ano];

$N_g$  = densidade de queda de descargas – [número de raios/km<sup>2</sup>.ano];

$h_{m,cp}$  = altura média dos cabos pára-raios – [m];

$b$  = espaçamento horizontal entre os cabos pára-raios – [m];

Uma outra fórmula bastante explorada na literatura é a Equação (3.3), sugerida por Eriksson em [37].

$$N_1 = \frac{N_g}{10} (28h_t^{0,6} + b) \quad (3.3)$$

Onde:

$h_t$  = altura da torre – [m];

A partir das Equações (3.2) e (3.3) conclui-se que além de o número de descargas que atingem uma linha ser dependente da densidade de queda de descargas na região, esse



também é sensível aos fatores de geometria da linha. Isso indica que além de uma análise da densidade de descargas do local, durante a fase de projeto da linha devem ser considerados os melhores modelos da torre a serem empregados, com a definição mais adequada para a altura média dos cabos ao longo do trajeto e da torre, bem como, a blindagem efetiva dos condutores de fase por meio dos cabos pára-raios, o que afeta a distância entre esses cabos de proteção.

Os raios que atingem os cabos pára-raios e as torres de transmissão são distribuídos ao longo dos vãos, com alguma tendência para as proximidades das torres, pelo fato destas constituírem os pontos mais elevados da linha de transmissão. Essa tendência é mais ou menos acentuada de acordo com o tipo de torre e sua massa metálica [23]. Vale destacar que a Equação (3.3), proposta por Eriksson, é função da altura da torre, ao contrário da Equação (3.2), proposta por Whitehead, que emprega a altura média dos cabos pára-raios. Nesse último caso, para a determinação da altura média dos cabos pára-raios é necessário considerar as condições topográficas existentes nos locais percorridos pela linha, conforme citado anteriormente.

### **3.3 Mecanismo de Propagação das Descargas Atmosféricas em Relação ao Ponto de Incidência**

Os efeitos das descargas atmosféricas sobre os sistemas de energia podem ser analisados de modos distintos de acordo com o seu local de incidência, em virtude disto afetar a maneira como o sistema irá se comportar frente à solicitação imposta pelo surto. Comumente a seguinte classificação é empregada para discriminar os tipos de descargas quanto ao seu ponto de incidência:

- Descargas Diretas – Incidentes diretamente nos cabos condutores;
- Descargas Indiretas – Incidentes nos cabos pára-raios, torres, e mastros; e
- Incidências próximas à Linha – Incidência nas vizinhanças da LT.

Para efetuar análises quanto ao ponto de incidência dos surtos atmosféricos em um sistema de energia, frequentemente é empregado um método conhecido como Modelo Eletrogeométrico. Este modelo foi desenvolvido com base nos estudos realizados por diversos autores a partir da década de 60, na tentativa de estabelecer uma relação entre a corrente do raio, parâmetros geométricos da linha e o ponto de incidência da descarga [48,

49, 50, 51, 52]. De fato, a sua base é definir o ponto de incidência de uma descarga atmosférica a partir dos seus parâmetros elétricos e das características geométricas da linha, o que justifica a sua denominação por “Modelo Eletrogeométrico”.

Para a definição do ponto de incidência, o interesse está na análise do último passo da descarga piloto, que indica o momento em que a distância entre a ponta da descarga e os cabos condutores ou cabos pára-raios ou o solo é menor ou igual à distância de atração, sendo nesse momento atraída para um desses pontos[23]. A Figura 3.2 ilustra a descarga piloto juntamente com um raio ( $r_s$ ), simbolizando a distância de atração em processo de aproximação do solo.

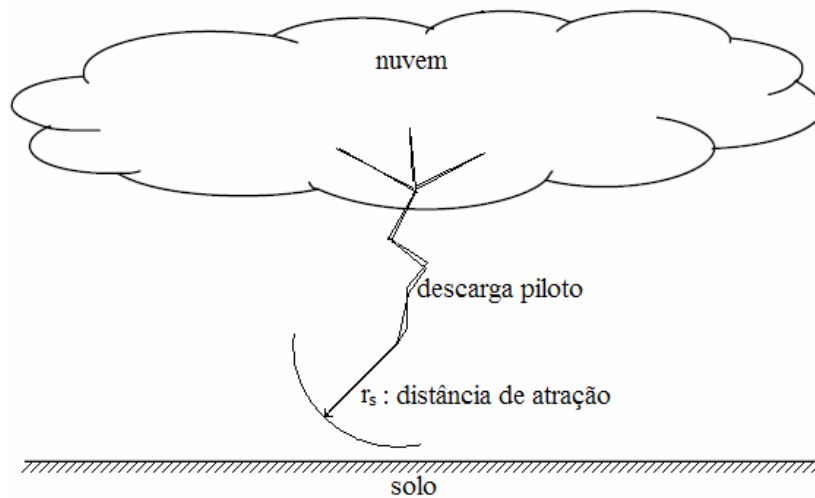


Figura 3.2: Distância de atração da descarga piloto

Contudo, ao invés de ser referenciado à ponta da descarga piloto, o Modelo Eletrogeométrico é montado para melhor visualização com as distâncias referenciadas à geometria da linha de transmissão e considerando o plano do solo, como mostrado na Figura 3.3 contida na referência [45].

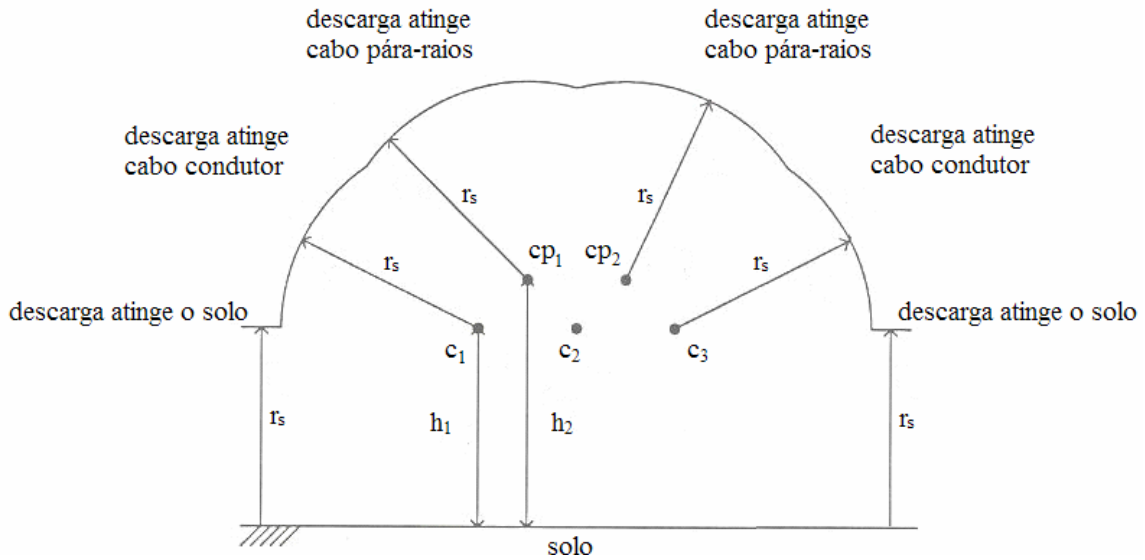


Figura 3.3 : Distâncias de atração referenciadas à geometria da linha e ao solo.

Na Figura 3.3 observa-se que a descarga piloto irá incidir sobre algum condutor –  $c_1$  ou  $c_3$  – pois  $c_2$  está blindado, cabo pára-raios –  $cp_1$  ou  $cp_2$  – ou solo, de acordo com a envoltória ( $r_s$ ) na qual esta primeiramente adentrar.

A Equação (3.4) é uma fórmula geral bastante empregada para a distância de atração dos objetos [23, 45].

$$r_s = a \cdot I^b \quad (3.4)$$

Onde:

- $r_s$  = distância de atração;
- $I$  = corrente do raio;
- $a$  e  $b$  = constantes.

Tomando como referência a Equação (3.4), onde se observa como a distância de atração varia com a corrente do raio, pode-se ilustrar na Figura 3.4 (extraída da referência [45]) o efeito da variação dessa corrente nas áreas de exposição dos condutores.

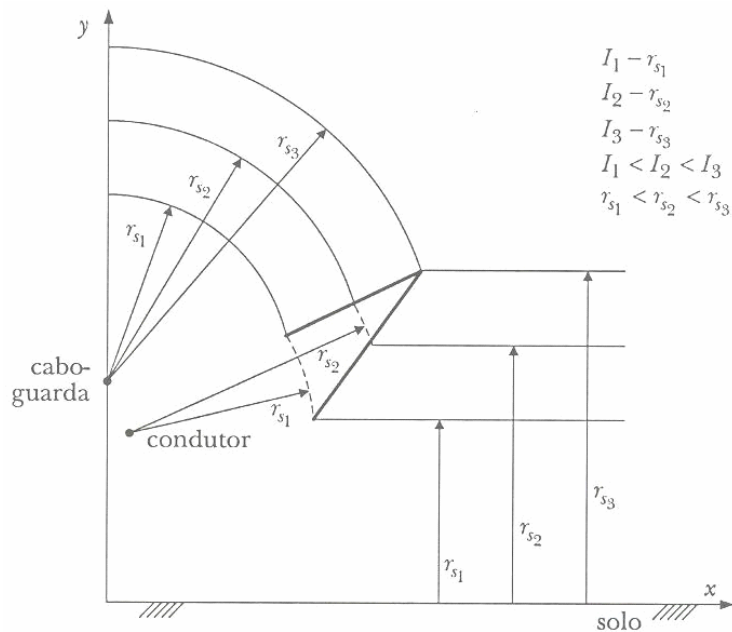


Figura 3.4: Áreas de exposição do condutor em função da corrente do raio.

Na Figura 3.4 observa-se a correspondência entre as correntes e as respectivas distâncias de atração, bem como a relação de magnitude entre essas correntes. Para uma corrente de raio  $I_1$  o condutor apresenta uma zona de exposição delimitada pela linha pontilhada com raio  $r_{s1}$ . À medida que descargas pilotos com correntes mais elevadas se aproximam da linha, a zona de exposição é cada vez mais reduzida, até chegar ao nível de corrente  $I_3$ , a partir do qual o cabo condutor passa a estar completamente protegido. Desse modo, para correntes maiores que  $I_3$  o cabo condutor estará blindado pelo cabo pára-raios (cabo-guarda) e pelo solo. Em contrapartida, haverá casos em que a descarga possua corrente reduzida de tal maneira que passe a inexistir qualquer blindagem dos cabos pára-raios e do solo, pois não haverá intersecção entre as três distâncias de atração.

Existem diversas formulações empregadas para representar as distâncias de atração seguindo o modelo da Equação geral (3.4). Parte dos autores emprega distâncias iguais para os condutores, cabos pára-raios, e solo. Outros modelos promovem diferenças no tratamento das distâncias do solo, ou representam influências da altura das estruturas em suas distâncias de atração. A Tabela 3.1 ilustra os diversos modelos utilizados na literatura para as constantes (a) e (b), quando referidas às distâncias de atração dos cabos condutores e pára-raios e do solo.

Tabela 3.1: Valor das constantes (a) e (b) segundo diversos autores para as Equações das distâncias de atração do solo e dos cabos.

FONTES	SOLO		CABOS CONDUTORES E CABOS PÁRA-RAIOS*	
	a	b	a	b
YOUNG et.al. [52]	27,0	0,32	$12.000/(462-h);$ $a > 27$	0,32
ARMSTRONG [49]	6,0	0,80	6,7	0,80
BROWN [53]	6,4	0,75	7,1	0,75
LOVE [54]	10,0	0,65	10,0	0,65
EPRI [42]	6,4/8,0/10,0	0,65	10,0	0,65
IEEE [55]	5,12/6,4/8,0	0,65	8,0	0,65
ERIKSSON** [56]	-	-	$0,67h^{0,6}$	0,74
RIZK** [57]	-	-	$1,57h^{0,45}$	0,69

Vale ressaltar que os estudos elaborados por Eriksson [37,56] e Rizk [57] apresentam uma diferença fundamental em relação aos outros mostrados na Tabela 3.1. Esses dois autores implementaram modelos eletrogeométricos modificados, onde estabelecem, entre outras coisas, que não há a necessidade de considerar distâncias de atração para o solo no estudo da incidência sobre os condutores de determinada estrutura. Discussões aprofundadas a cerca de cada um desses modelos não estão no escopo desse trabalho. Desse modo, para maiores informações podem ser consultadas as referências constantes na Tabela 3.1.

De forma resumida, a principal utilidade do Modelo Eletrogeométrico nos sistemas de energia é servir de ferramenta em estudos de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas, auxiliando no dimensionamento dos mecanismos de blindagem da linha de transmissão. A partir de uma análise baseada nesse modelo pode-se ter um ponto de

\* Altura dos cabos = h.

\*\* Nos estudos de Eriksson e Rizk a grandeza definida é o chamado raio de atração.

partida para determinar a quantidade necessária e a localização dos cabos pára-raios, com a definição de seus respectivos ângulos de blindagem, para uma melhor proteção da linha de transmissão frente aos surtos atmosféricos. Pode ser especificado o posicionamento dos cabos pára-raios de modo que somente correntes de magnitudes admissíveis ao isolamento atinjam diretamente os condutores de fase da linha de transmissão, conforme o conceito apresentado anteriormente na Figura 3.4. Além disso, o modelo pode ser empregado para analisar linhas de transmissão em operação, investigando se eventuais desligamentos resultantes de descargas atmosféricas estariam ligados a problemas na especificação do sistema de blindagem.

Após a breve descrição do Modelo Eletrogeométrico, nos tópicos seguintes serão discutidos os tipos de descargas atmosféricas quanto ao seu ponto de incidência, conforme a classificação mostrada no início desse tópico.

### 3.3.1 Descargas Diretas

As descargas atmosféricas que incidem diretamente sobre os cabos condutores de uma linha de transmissão são classificadas como descargas diretas. Esse tipo de incidência está associada à falha na blindagem proporcionada pelos cabos pára-raios aos cabos condutores.

A Figura 3.5 ilustra uma descarga atmosférica ( $I$ ) incidindo sobre um cabo condutor ao longo de um vão de uma linha de transmissão, gerando um surto de tensão ( $V$ ) se propagando através desse cabo em dois sentidos.

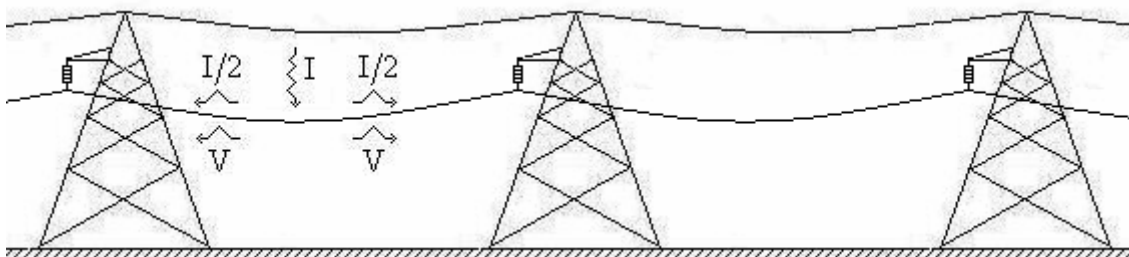


Figura 3.5: Descarga atmosférica incidente sobre cabo condutor ao longo de um vão de linha de transmissão.

A partir da Figura 3.5, e considerando a impedância de surto (característica) do cabo condutor ( $Z_C$ ), depreende-se que o surto de tensão ( $V$ ) que se propaga na linha de transmissão pode ser obtido através da Equação (3.5).

$$V = Z_c \frac{I}{2} \quad (3.5)$$

A ocorrência de falhas na isolação e conseqüentes desligamentos resultantes desse tipo de incidência vão depender principalmente da intensidade da corrente do raio, além da impedância de surto dos condutores, isolamento do sistema e do valor da tensão de fase no instante da descarga [23]. Na realidade, conforme comentado durante a discussão do Modelo Eletrogeométrico, o projeto de localização dos cabos pára-raios deve impor que a região de falha de blindagem ocorra apenas para correntes que resultem em sobretensões aceitáveis nos equipamentos conectados ao condutor e que não provoquem desligamentos na linha de transmissão. Nesse contexto deve ser levada em consideração a corrente crítica de falha de blindagem, que representa o maior valor de corrente para o qual é possível uma falha de blindagem sem provocar desligamentos [45]. Por exemplo, em uma linha de transmissão cuja suportabilidade a impulso atmosférico dos isoladores seja de 900 kV e a impedância característica dos condutores seja 400  $\Omega$ , a corrente crítica de falha na blindagem seria, desconsiderando nesse caso a tensão operativa da linha:

$$I_{\text{crit}} = 2 \frac{V}{Z_c} = 2 \times \frac{900}{400} = 4,5 \text{ kA}$$

Nesse exemplo a corrente crítica é 4,5 kA. Como conseqüência, os cabos pára-raios deveriam ser posicionados de tal maneira a interceptar quaisquer correntes de surto com magnitudes superiores a essa.

O surto de tensão resultante de uma queda direta propaga-se pela linha podendo ocasionar um arco elétrico entre a fase atingida e uma das outras fases (nestas fases são gerados surtos de tensão induzidos pela fase atingida) se a distância entre estas não for grande o suficiente, ou através da cadeia de isoladores da fase atingida, possivelmente resultando em um desligamento da linha de transmissão [28]. Caso não ocorra nenhuma dessas descargas, o surto se propagará em direção às subestações existentes nas extremidades da linha. Se não houver atenuação significativa nesse percurso poderão ser geradas sobretensões nos equipamentos da subestação. O valor máximo da sobretensão que atingirá a subestação é limitado pela suportabilidade ao impulso atmosférico do isolador da linha de transmissão [45]. As atenuações e distorções que o surto de tensão sofre durante sua propagação são resultantes principalmente das dissipações de energia na

resistência da linha e pelo efeito corona.

A influência da resistência da linha é acentuada pelo efeito pelicular. Contudo, as atenuações e distorções causadas pelo efeito corona são as mais significativas aos surtos atmosféricos. As pequenas descargas elétricas que aparecem no ar ao redor do condutor devido ao efeito corona provocam perdas de energia (com a conseqüente redução da amplitude do surto) como também têm o efeito de retardar a parte da frente de onda acima da tensão crítica de corona, reduzindo sua taxa de crescimento. A distorção geralmente é de 1 $\mu$ s para cada quilômetro percorrido. Desse modo, quanto maior a distância do ponto de incidência da descarga para a subestação mais próxima, maior possibilidade de uma atuação bem sucedida dos pára-raios existentes na entrada da subestação, e conseqüentemente haverá um menor risco de impactos nos equipamentos e de interrupções no suprimento de energia aos consumidores [23].

Outra situação gerada pelo efeito corona é o aumento em termos elétricos do raio dos cabos, que resulta em um maior acoplamento entre os cabos condutores e pára-raios. Essa elevação no acoplamento reduz as solicitações à isolação da linha provenientes de um surto de tensão [23].

Distorções nos surtos de tensão em propagação em linhas de transmissão são também ocasionadas pelo efeito capacitivo da linha, que tende a diminuir progressivamente a severidade do surto, por intermédio de reduções em sua taxa de crescimento. Essas alterações são significativamente mais intensas nas proximidades das torres de transmissão, aonde o efeito capacitivo é bem mais acentuado em virtude da maior proximidade entre os condutores e a torre [28].

A referência [28] apresenta uma descrição quantitativa no que se refere à propagação de surtos de tensão através de elementos resistivos de linhas de transmissão e capacitâncias em derivação, a partir da qual se podem extrair as conclusões citadas à cerca dos fatores responsáveis pela atenuação e modificação nas formas de onda desses surtos.

### **3.3.2 Descargas Indiretas**

Uma descarga atmosférica que incide sobre torres, mastros ou cabos pára-raios é classificada como descarga indireta. O estudo desse tipo de descarga envolve uma grande quantidade de parâmetros de origem aleatória, como corrente do raio, isolamento do sistema e aterramento das torres [23].

A queda indireta é uma condição que é avaliada durante a fase de planejamento dos



sistemas de blindagem da linha de transmissão. Conforme já citado, através do modelo eletrogeométrico pode ser determinado o posicionamento dos cabos pára-raios, de modo que somente correntes com magnitudes inferiores à corrente crítica de falha na blindagem atinjam os cabos condutores. Descargas com amplitudes superiores à crítica, que não seriam suportadas pela isolação, devem ser desviadas para os cabos pára-raios. Todavia, vale ressaltar que caso não sejam tomadas providências adequadas, as descargas desviadas para os cabos pára-raios ou incidentes sobre as torres poderão também ocasionar desligamentos na linha.

Nesse contexto, o dimensionamento dos sistemas de aterramento torna-se primordial nas descargas indiretas, em razão de que a redução na possibilidade de ocorrência dos desligamentos decorrentes dessas descargas é buscada, sobretudo, através de um projeto otimizado do aterramento das estruturas. O objetivo principal é a obtenção de valores mínimos para a impedância de aterramento das torres de transmissão, sendo que, de acordo com as características do solo podem ser empregados esquemas de aterramento distintos, a fim de atingir os valores de impedância desejados. Na realidade a impedância de aterramento ocasiona uma redução na tensão de topo de torre após a reflexão dos surtos incidentes na base da torre, atenuando os impactos na isolação oriundos desses surtos. A atenuação é mais significativa à medida que os valores dessa impedância são mais reduzidos. Em contrapartida, para valores elevados a redução na tensão no topo da estrutura pode não ser suficiente para evitar eventuais problemas ao isolamento.

Nos dois próximos tópicos é feita uma descrição do modo como se propaga uma descarga atmosférica indireta incidente sobre uma torre ou sobre um cabo pára-raios.

### **3.3.2.1 Descargas nas Torres**

Quando um raio atinge uma das torres de uma linha de transmissão é estabelecido um processo de propagação de ondas de tensão e corrente nos cabos pára-raios, nas torres próximas e nos sistemas de aterramento, com reflexões conforme as impedâncias características envolvidas. Essa incidência está ilustrada na Figura 3.6.

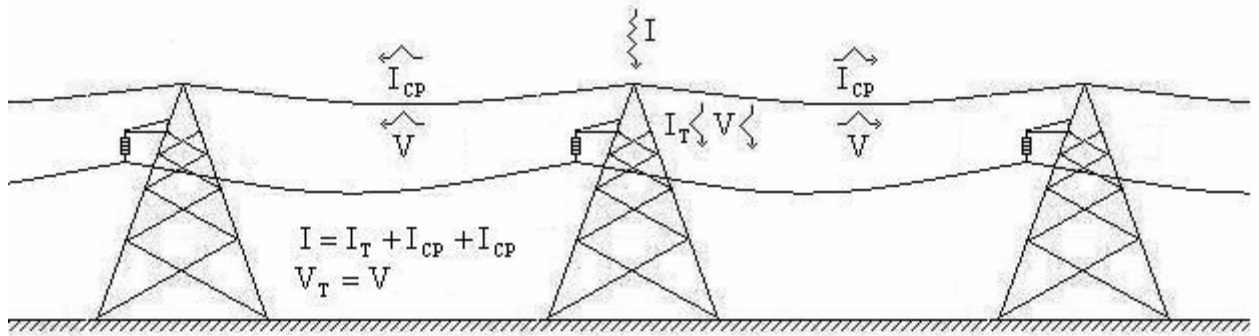


Figura 3.6: Descarga atmosférica incidente sobre uma torre de linha de transmissão.

A tensão resultante ( $V$ ) de uma descarga atmosférica é calculada pelo produto da corrente de raio ( $I$ ) pelo valor da impedância de surto (característica) equivalente ( $Z$ ) vista no ponto de incidência. A partir da Figura 3.6 observa-se que para a descarga na torre a impedância de surto equivalente ( $Z$ ) é o equivalente entre a impedância de surto da torre ( $Z_T$ ) e as impedâncias de surto dos cabos pára-raios ( $Z_{CP}$ ), conforme a Equação (3.6).

$$Z = Z_T / (1 + 2Z_T / Z_{CP}) \quad (3.6)$$

A onda de tensão resultante é modificada durante sua propagação por reflexões na base da torre e ainda por reflexões nas torres adjacentes. Além disso, à medida que o surto incidente começa a se propagar pelos cabos pára-raios são induzidas ondas de tensão acopladas nos condutores de fase (através da relação de impedâncias mútuas e próprias desses cabos) de mesma polaridade e  $k$  vezes a tensão do cabo (igual a tensão de topo de torre). O cálculo do fator de acoplamento ( $k$ ) para o caso de torres contendo apenas um cabo pára-raios pode ser realizado através da Equação (3.7) [45].

$$k = \frac{Z_M}{Z_{CP}} \quad (3.7)$$

Onde:

$Z_M$  = impedância de surto mútua entre o cabo pára-raios e o condutor de interesse;

$Z_{CP}$  = impedância de surto própria do cabo pára-raios.

Assim, a cadeia de isoladores, ponto onde o isolamento entre os cabos pára-raios e os condutores é mais fraco, ficará sujeita à diferença entre a tensão no topo da torre ( $V_T$ ) e a tensão induzida no condutor através do acoplamento ( $kV_T$ ). As Equações (3.8) e (3.9)

representam a tensão de topo de torre e a diferença de potencial à qual estará submetida a cadeia de isoladores ( $\Delta V_{\text{isol}}$ ).

$$V_T = Z.I \quad (3.8)$$

$$\Delta V_{\text{isol}} = (1-k)V_T = (1-k).I.\frac{Z_T}{1+2Z_T/Z_{CP}} \quad (3.9)$$

O fator de acoplamento ( $k$ ) é geralmente da ordem de 0,15 a 0,30, o que indica que a solitação ao isolamento ( $\Delta V_{\text{isol}}$ ) fica substancialmente aliviada pelo acoplamento existente [23].

Além do acoplamento existente entre os cabos, um fator importante, e já citado, para atenuação da sobretensão sobre a cadeia de isoladores é a impedância de aterramento da torre. O valor da impedância de aterramento é bastante significativo para o desenvolvimento da tensão de topo de torre, pois sendo normalmente inferior à impedância de surto da torre, o coeficiente de reflexão para as ondas que são refletidas na base da estrutura será negativo, fazendo com que o crescimento da tensão em seu topo sofra uma acentuada redução em um intervalo de tempo relativamente pequeno, correspondente à duas vezes o tempo de trânsito do surto pela torre.

O coeficiente de reflexão para as ondas refletidas nas torres adjacentes é também negativo, fazendo com que as tensões refletidas sejam de polaridade inversa. Contudo, uma vez que o tempo de propagação relativo ao vão é da ordem de 10 vezes superior ao tempo de propagação na torre, estas ondas refletidas podem chegar à torre atingida num instante em que a tensão em seu topo já tenha passado pelo seu valor máximo [23].

### 3.3.2.2 Descargas nos Cabos Pára-Raios

A incidência de raios nos cabos pára-raios, ilustrada na Figura 3.7, apresenta como característica básica uma tensão no ponto de incidência muito maior do que para a incidência nas torres. Este fato pode ser facilmente entendido ao observar-se que a impedância de surto equivalente vista do ponto de incidência ( $Z$ ) é muito maior neste caso do que em descargas nas torres. Para uma descarga ( $I$ ) atingindo o cabo pára-raios em algum ponto ao longo do vão, a tensão resultante nos cabos pára-raios ( $V_{CP}$ ) é calculada pela Equação (3.10).

$$V_{CP} = \left( \frac{Z_{CP}}{2} \right) \cdot I \quad (3.10)$$

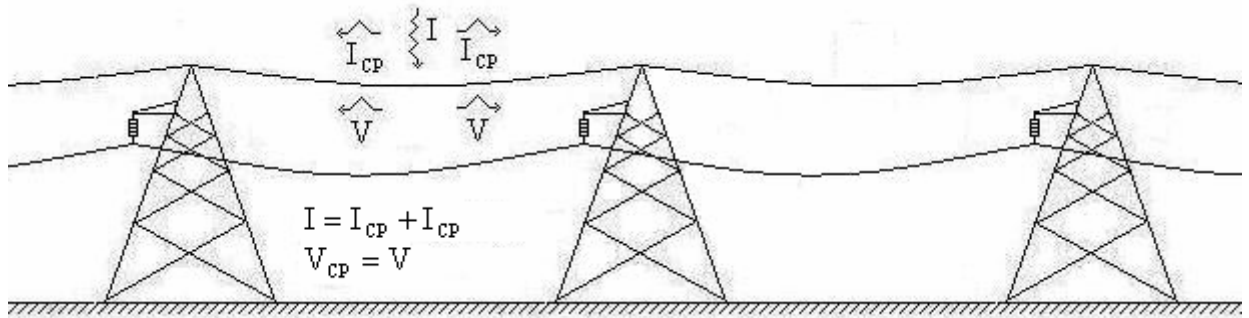


Figura 3.7: Descarga atmosférica incidente sobre o cabo pára-raios de uma linha de transmissão.

Para as descargas ao longo do vão, os efeitos das torres adjacentes e sistemas de aterramento começam a ser sentidos após duas vezes o tempo de propagação até as torres mais próximas. Desse modo, o surto de tensão atingirá valores tanto maiores quanto maior o afastamento em relação às torres, sendo, portanto, o meio do vão o ponto de incidência que provoca o maior crescimento da tensão. Isto ocorre pelo fato de no meio do vão resultar em mais tempo para o crescimento da onda de tensão antes que a reflexão na torre mais próxima retorne ao ponto de incidência. A tensão à qual o isolamento em ar entre os cabos pára-raios e condutores ficará submetido no ponto de incidência da descarga ( $\Delta V_{ar}$ ) é calculada pela Equação (3.11).

$$\Delta V_{ar} = (1-k) V_{CP} \quad (3.11)$$

A diferença de potencial no isolamento em ar calculada através da Equação (3.11) é consideravelmente maior do que a tensão à qual a cadeia de isoladores ficaria submetida se uma descarga de mesma intensidade ( $I$ ) atingisse a torre (vide Equação (3.9)). Contudo, normalmente a flecha dos cabos pára-raios é bem menor do que a dos condutores e, desse modo, eles poderão estar suficientemente afastados para impedir a ocorrência de desligamentos devido à ruptura do isolamento entre condutores e cabos pára-raios ao longo do vão. Como consequência disso, assumindo que não ocorreu falha no meio do vão, a onda de tensão ( $V_{CP}$ ) irá trafegar pelo cabo pára-raios em direção às torres adjacentes, onde será atenuada por reflexões. A torre se apresenta como uma descontinuidade para as ondas que chegam pelos cabos pára-raios. Assim, ondas refletidas retornam ao ponto de impacto da descarga atmosférica enquanto duas ondas refratadas são

geradas. Uma seguirá para o próximo vão pelo cabo pára-raios e a outra desce pela torre até o solo. A tensão no topo da torre ( $V_T$ ) é calculada pela Equação (3.12).

$$V_T = b.V_{CP} \quad (3.12)$$

em que  $b$  é o coeficiente de refração obtido através da Equação (3.13).

$$b = 2 \frac{Z_T // Z_{CP}}{(Z_T // Z_{CP}) + Z_{CP}} \quad (3.13)$$

A impedância em paralelo ( $Z_T // Z_{CP}$ ) da Equação (3.13) representa a impedância equivalente ao cabo pára-raios e a torre, expressa pela Equação (3.14).

$$Z_T // Z_{CP} = \frac{Z_T Z_{CP}}{Z_T + Z_{CP}} \quad (3.14)$$

A partir das Equações (3.12), (3.13) e (3.14) pode-se obter a Equação (3.15).

$$V_T = V_{CP} \frac{Z_T}{Z_T + Z_{CP}/2} \quad (3.15)$$

Considerando o fator de acoplamento ( $k$ ) da Equação (3.7), bem como as Equações (3.10) e (3.15), a tensão resultante sobre a cadeia de isoladores ( $\Delta V_{isol}$ ) é calculada através da Equação (3.16).

$$\Delta V_{isol} = (1-k)V_T = (1-k).I. \frac{Z_T}{1 + 2Z_T/Z_{CP}} \quad (3.16)$$

A Equação (3.16), que expressa a solicitação sobre a cadeia de isoladores no caso de uma descarga de corrente ( $I$ ) incidente sobre o cabo pára-raios, é idêntica à Equação (3.9), obtida para avaliação da solicitação à cadeia no caso de uma queda sobre a torre. Dessa forma, para descargas atingindo os cabos pára-raios, as máximas solicitações que são impostas ao isolamento das torres são da mesma ordem de grandeza daquelas onde a torre é atingida diretamente, e por conseqüência, são bem inferiores à sobretensão, calculada por

intermédio da Equação (3.11), que é gerada no ponto de incidência ao longo do vão do cabo pára-raios. Ressalta-se que para a magnitude de sobretensão expressa pela Equação (3.16) podem ser ocasionados arcos elétricos nos isoladores das torres, mesmo que nada tenha ocorrido ao longo vão.

Finalmente, vale destacar que tanto nos casos de descarga incidentes sobre as torres, quanto em descargas incidentes sobre os cabos pára-raios, uma condição que não foi incluída nas Equações (3.9) e (3.16) e relevante para a determinação da ocorrência de falha no isolamento, é a consideração da tensão operativa do condutor na frequência nominal. Desse modo, a solicitação ao isolamento de linhas de transmissão calculada por intermédio das Equações (3.9) e (3.16) necessita da consideração adicional da tensão à frequência de 60Hz, presente no condutor no momento em que esta isolação é submetida à tensão resultante do surto atmosférico [45].

### **3.3.3 Descargas Incidentes Próximas às Linhas**

As descargas incidentes nas proximidades de linhas de transmissão podem ocasionar sobretensões induzidas que raramente excedem 500 kV. Linhas de transmissão maiores que 69 kV e blindadas com cabos pára-raios geralmente possuem isolamento suficiente para não apresentarem problemas em sua isolação mediante a ocorrência desses surtos induzidos [23].

No caso de linhas com níveis de isolamento bem menores, tipicamente com tensão nominal entre 13,8 kV e 34,5 kV, poderão ocorrer falhas na isolação. Entretanto, como o número de falhas por descargas diretas é bem superior aos resultantes de surtos induzidos, a avaliação dos impactos desse tipo de incidência não apresenta tanta relevância.

## **3.4 Resumo do Capítulo**

Este capítulo apresentou teoria relativa à incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão. Foram mostrados alguns aspectos relevantes, referentes aos efeitos da topografia e resistividade do solo, bem como da densidade de queda de descargas, no desempenho de LT's submetidas a descargas atmosféricas. Apresentou-se também teoria a cerca do Modelo Eletrogeométrico e dos mecanismos de propagação das descargas em relação ao ponto de incidência, com a discussão sobre quedas diretas, indiretas e sobretensões induzidas nas linhas de transmissão e os respectivos efeitos gerados sobre o

isolamento das LT's decorrentes desses tipos distintos de incidências.

# CAPÍTULO 4

## MODELAGEM IMPLEMENTADA PARA A REALIZAÇÃO DE ESTUDOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

### 4.1 Introdução

Neste capítulo são descritos os modelos considerados no trabalho para a representação de uma linha de transmissão em simulações de descargas atmosféricas incidentes. Foi utilizada como ferramenta computacional para a modelagem e posterior execução das simulações computacionais o programa computacional ATP/Draw [1], muito utilizado em estudos de transitórios eletromagnéticos.

Dificuldades inerentes ao próprio fenômeno das descargas atmosféricas são geralmente encontradas na etapa de modelagem para a execução de estudos direcionados à determinação do desempenho de linhas de transmissão submetidas a esses fenômenos eletromagnéticos, bem como ao projeto do isolamento, sistemas de blindagem de surtos, etc. Algumas dessas dificuldades são relacionadas a seguir [58]:

- 1° Os fenômenos da descarga apresentam grande complexidade física;
- 2° Os parâmetros das descargas possuem grande dispersão e, por esta razão, em muitos estudos pode ser necessário um tratamento desses parâmetros através de distribuições estatísticas; e
- 3° É bastante complexa a propagação das descargas na região próxima à linha e ao longo da linha. Além disso, alguns parâmetros envolvidos com o cálculo variam com a frequência, o que dificulta tratamentos no domínio do tempo.

Com o intuito de implementar os modelos para simulação das descargas atmosféricas



foi então necessária a realização de ampla pesquisa na literatura, de modo a obter um maior embasamento teórico através do conhecimento de trabalhos correlatos, e a partir disso, identificar as possibilidades de aplicação de modelos semelhantes, utilização de parâmetros típicos em alguns casos, entre outros. Os modelos adotados tentam reproduzir as características de uma linha de transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN. Na modelagem são utilizados dados extraídos de documentos como o memorial descritivo do projeto da linha, tabela de locação das estruturas, resultados de medições de resistências de aterramento das torres, além de, conforme já citado, parâmetros típicos pesquisados na literatura.

Deve-se ressaltar que apesar da modelagem apresentada ser testada no trabalho exclusivamente para a linha em análise, a estrutura geral do modelo permite, e é esse o objetivo, sua utilização no estudo de LT's com outras configurações, desde que nesses casos sejam efetuadas devidas adaptações nos modelos individuais, relacionadas às especificidades naturais de cada caso, como: diferentes modelos de torre, geometria da linha e aterramento.

São apresentados nesse capítulo a caracterização geral da linha de transmissão modelada; os modelos individuais empregados para os cabos da linha de transmissão, torres, impedâncias de aterramento; e posteriormente o modelo resultante empregado nas simulações, desenvolvido com base nesses modelos individuais. Destaca-se ainda que a meta principal desse modelo é proporcionar resultados coerentes aliado à praticidade dos modelos individuais empregados, tornando-o aplicável em análises de casos reais de descargas atmosféricas em linhas de transmissão, e, sobretudo, servir como uma referência inicial nesse tipo de modelagem no âmbito do sistema ELETRONORTE-MA, norteando os desenvolvimentos futuros em estudos de descargas atmosféricas no domínio do tempo.

## **4.2 Caracterização da Linha de Transmissão de Interesse**

A modelagem implementada refere-se à configuração em agosto de 2005 da linha de transmissão em 230 kV Caxias – Coelho Neto II, no Estado do Maranhão, na época inserida na região Norte-Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Figura 4.1 ilustra a partir de um mapa do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) a configuração existente na ocasião do estudo.

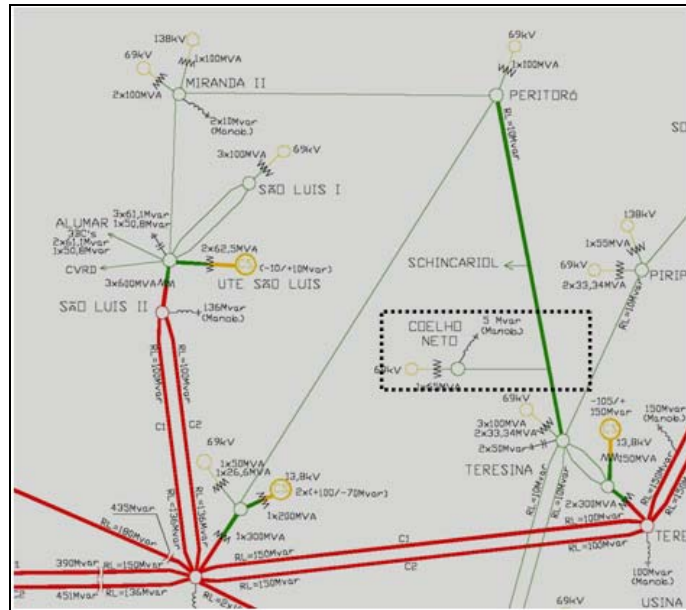


Figura 4.1: Configuração do sistema de transmissão em agosto de 2005.

Conforme ilustrado na Figura 4.1, a linha originava-se de uma derivação (na altura do município de Caxias-MA) da linha de transmissão Peritoró - Teresina (junto a sua torre 310), estendendo-se até a Subestação de Coelho Neto II, nas proximidades da cidade de Coelho Neto. Constituía-se de um circuito simples de transmissão, com três fases por circuito e um condutor por fase, sem possuir ciclo de transposição entre os condutores, tensão nominal de 230 kV, frequência de operação de 60 Hz e comprimento de aproximadamente 80 km. Havia ainda blindagem através de dois cabos pára-raios dispostos acima dos condutores fase, com o intuito de proteger contra descargas atmosféricas.

Ao longo de toda a extensão da linha havia 244 estruturas, sendo todas de concreto armado, existindo variações apenas em suas topologias: estrutura de suspensão (HSS) e estruturas de ancoragem (HAP, HAG e HAT). Tais estruturas possuíam isoladores de dois tipos: isoladores de vidro temperado e isoladores poliméricos.

Ressalta-se que no segundo semestre do ano de 2006 a configuração do sistema de transmissão ilustrada na Figura 4.1 sofreu uma modificação. Em maio de 2008 a configuração do sistema estava de acordo com o mapa do ONS apresentado na Figura 4.2.

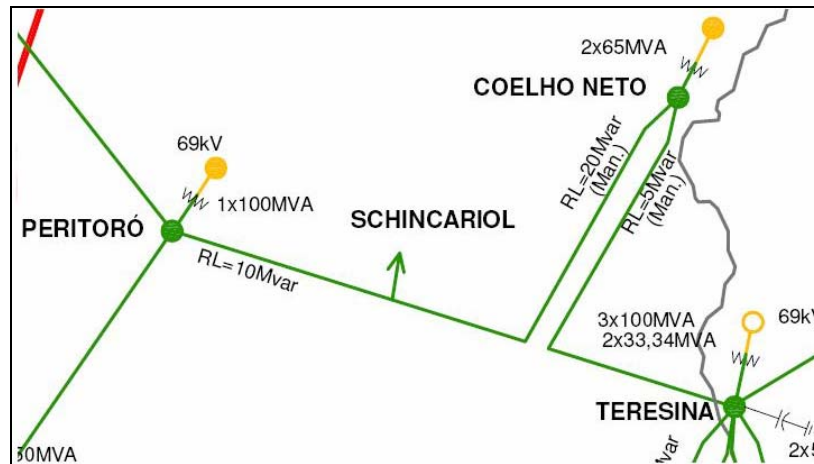


Figura 4.2: Configuração do sistema de transmissão maio de 2008

Conforme a Figura 4.2 observa-se que houve modificações significativas em relação à configuração apresentada na Figura 4.1. Nessa nova configuração a LT Caxias – Coelho Neto II não é mais uma derivação da LT Peritoró – Teresina. A LT Peritoró – Teresina foi seccionada, e a partir desse ponto de seccionamento foi construído paralelamente à LT Caxias – Coelho Neto II um novo circuito em 230 kV com destino à Subestação de Coelho Neto II.

Ressalta-se que o fator motivador à época do estudo para modelar a linha Caxias – Coelho Neto II foram informações obtidas da concessionária de energia da região (ELETRONORTE) de que essa linha de transmissão, juntamente com a LT da qual esta derivava (Peritoró - Teresina), era uma das mais problemáticas para a empresa dentro do estado do Maranhão no que se refere à incidência de descargas atmosféricas, apresentando um dos índices de desligamento mais significativos dessa região (comunicação privada com a ELN-MA).

### 4.3 Modelo da Linha de Transmissão

A modelagem de linhas de transmissão é uma das etapas fundamentais à execução de simulações computacionais em sistemas de energia. Diversos modelos são apresentados na literatura para esse propósito, sendo que a escolha de qual utilizar depende do tipo de fenômeno estudado. No programa computacional ATP encontram-se disponíveis alguns desses modelos: modelos a parâmetros concentrados (modelo PI); modelos de parâmetros distribuídos sem variação dos parâmetros com a frequência (modelo de Bergeron); e modelos de parâmetros distribuídos que consideram a variação dos parâmetros com a frequência (modelos de J. Martí e Semlyen) [1].

Em estudos de descargas atmosféricas os modelos mais adequados são os que consideram as variações dos parâmetros da linha com a frequência, em virtude da extensa faixa de frequências às quais o sistema é submetido durante a propagação de um surto atmosférico. Nesses casos a adoção de modelos a parâmetros constantes (sem variação com a frequência) poderia causar uma majoração das harmônicas mais elevadas do sinal e, conseqüentemente, uma distorção geral das formas de onda e exagerados valores de pico [59].

Entre os modelos dependentes da frequência, aqueles que são empregados e discutidos por outros pesquisadores mais amplamente são os modelos desenvolvidos pelo pesquisador José R. Martí. No modelo de linha de J. Martí disponível na versão utilizada do programa, as equações polifásicas das linhas são primeiramente transformadas de coordenadas de fase para coordenadas modais [59]. Dessa forma, cada modo pode ser avaliado individualmente como uma linha monofásica. Após a solução das Equações modais é feita a transformação inversa, passando as soluções de coordenadas modais para as coordenadas de fase a cada passo de integração [59, 60, 61].

A seguir é apresentada uma descrição resumida da abordagem através de coordenadas modais nesse modelo. Contudo, para informações mais detalhadas, incluindo deduções completas do método e as formas de implementação em programas computacionais de análise no domínio do tempo (ATP/EMTP) sugere-se consultar as referências [45, 59, 61].

As equações matriciais básicas de linhas de transmissão para tensões e correntes em coordenadas de fase (a,b,c) em função de um ponto (x) ao longo da linha e no domínio da frequência (s), são:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [V_{a,b,c}(x,s)] = [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [V_{a,b,c}(x,s)] \quad (4.1)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [I_{a,b,c}(x,s)] = [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [I_{a,b,c}(x,s)] \quad (4.2)$$

Onde:

$[V_{a,b,c}(x,s)]$  = Vetor de tensões em coordenadas de fase e no domínio da frequência (s) no ponto (x) da linha;

$[I_{a,b,c}(x,s)]$  = Vetor de correntes em coordenadas de fase e no domínio da frequência (s) no ponto (x) da linha;

$[Z_{a,b,c}(s)]$  = Matriz de impedâncias série em parâmetros distribuídos (por unidade de comprimento) em coordenadas de fase e no domínio da frequência (s);

$[Y_{a,b,c}(s)]$  = Matriz de admitâncias shunt em parâmetros distribuídos (por unidade de comprimento) em coordenadas de fase e no domínio da frequência (s).

Duas matrizes,  $[T_V(s)]$  e  $[T_I(s)]$ , são definidas de modo a diagonalizar os sistemas de equações diferenciais formados pelas Equações (4.1) e (4.2), passando as variáveis dessas equações de coordenadas de fase (a,b,c) para coordenadas modais (0,1,2). Empregando essas matrizes obtêm-se as Equações (4.3) e (4.4).

$$[Z_{0,1,2}(s)] = [T_V(s)]^{-1} \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [T_I(s)] \quad (4.3)$$

$$[Y_{0,1,2}(s)] = [T_I(s)]^{-1} \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [T_V(s)] \quad (4.4)$$

Onde:

$[Z_{0,1,2}(s)]$  = Matriz de impedâncias série em coordenadas modais (diagonalizada) e no domínio da frequência (s);

$[Y_{0,1,2}(s)]$  = Matriz de admitâncias shunt em coordenadas modais (diagonalizada) e no domínio da frequência (s);

$[T_V(s)]$  = Matriz de transformação modal de tensões;

$[T_I(s)]$  = Matriz de transformação modal de correntes.

A partir das Equações (4.3) e (4.4) obtêm-se:

$$[Z_{0,1,2}(s)] \cdot [Y_{0,1,2}(s)] = [T_V(s)]^{-1} \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [T_V(s)] \quad (4.5)$$

$$[Y_{0,1,2}(s)] \cdot [Z_{0,1,2}(s)] = [T_I(s)]^{-1} \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [T_I(s)] \quad (4.6)$$

As matrizes  $[Z_{0,1,2}(s)] \cdot [Y_{0,1,2}(s)]$  e  $[Y_{0,1,2}(s)] \cdot [Z_{0,1,2}(s)]$  nas Equações (4.5) e (4.6) são diagonais. Pelo fato de  $[Z_{0,1,2}(s)]$  e  $[Y_{0,1,2}(s)]$  também serem diagonais resulta que:

$$[Z_{0,1,2}(s)] \cdot [Y_{0,1,2}(s)] = [Y_{0,1,2}(s)] \cdot [Z_{0,1,2}(s)] \quad (4.7)$$

As matrizes de transformação modal são empregadas também para transformar os vetores de tensões e correntes entre coordenadas modais e de fase, conforme as Equações (4.8) e (4.9).

$$[V_{a,b,c}(x,s)] = [T_V(s)] \cdot [V_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.8)$$

$$[I_{a,b,c}(x,s)] = [T_I(s)] \cdot [I_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.9)$$

Onde:

$[V_{0,1,2}(x,s)]$  = Vetor de tensões em coordenadas modais e no domínio da frequência (s) no ponto (x) da linha;

$[I_{0,1,2}(x,s)]$  = Vetor de correntes em coordenadas modais e no domínio da frequência (s) no ponto (x) da linha.

Substituindo as Equações (4.8) e (4.9) nas equações básicas da linha em coordenadas de fase, Equações (4.1) e (4.2), resulta em:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [T_V(s)] \cdot [V_{0,1,2}(x,s)] = [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [T_V(s)] \cdot [V_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.10)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [T_I(s)] \cdot [I_{0,1,2}(x,s)] = [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [T_I(s)] \cdot [I_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.11)$$

Multiplicando os dois lados das Equações (4.10) e (4.11) pelas respectivas inversas das matrizes de transformação obtêm-se:

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [V_{0,1,2}(x,s)] = [T_V(s)]^{-1} \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [T_V(s)] \cdot [V_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.12)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [I_{0,1,2}(x,s)] = [T_I(s)]^{-1} \cdot [Y_{a,b,c}(s)] \cdot [Z_{a,b,c}(s)] \cdot [T_I(s)] \cdot [I_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.13)$$

Aplicando as Equações (4.5) e (4.6) nas Equações (4.12) e (4.13), obtêm-se, respectivamente, as Equações (4.14) e (4.15).

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [V_{0,1,2}(x,s)] = [Z_{0,1,2}(s)] \cdot [Y_{0,1,2}(s)] \cdot [V_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.14)$$

$$\frac{\partial^2}{\partial x^2} [I_{0,1,2}(x,s)] = [Y_{0,1,2}(s)] \cdot [Z_{0,1,2}(s)] \cdot [I_{0,1,2}(x,s)] \quad (4.15)$$

As Equações diferenciais (4.14) e (4.15) correspondem às Equações (4.1) e (4.2) transformadas para coordenadas modais, e conseqüentemente diagonalizadas. Essa diagonalização implica que as equações diferenciais dos modos estão desacopladas entre si, o que permite, como já citado, uma solução individual para cada modo como se fossem linhas monofásicas. Para uma linha de transmissão de n-fases as matrizes envolvidas em uma solução em coordenadas de fase são  $n \times n$ , enquanto em coordenadas modais é resolvida uma equação diferencial para cada um dos n-modos de propagação existentes (variando de 0 à n-1). Assim sendo, para um modo genérico de propagação (i) de uma linha de transmissão de n-fases têm-se:

$$\frac{\partial^2 V_i(x,s)}{\partial x^2} = Z_i(s) \cdot Y_i(s) \cdot V_i(x,s) \quad (4.16)$$

$$\frac{\partial^2 I_i(x,s)}{\partial x^2} = Z_i(s) \cdot Y_i(s) \cdot I_i(x,s) \quad (4.17)$$

Onde:

$V_i(x,s)$  = Tensão no modo de propagação (i) no domínio da freqüência (s) no ponto x da linha;

$I_i(x,s)$  = Corrente no modo de propagação (i) no domínio da freqüência (s) no ponto x da linha;

$Z_i(s)$  = Elemento da matriz de impedância série modal correspondente ao modo de propagação (i);

$Y_i(s)$  = Elemento da matriz de admitância shunt modal correspondente ao modo de propagação (i).

As respectivas soluções clássicas das Equações diferenciais de tensão, (4.16), e corrente, (4.17), para o modo (i) em termos de suas ondas progressivas e regressivas são representadas pelas Equações (4.18) e (4.19).

$$V_i(x, s) = e^{-\sqrt{Z_i(s) \cdot Y_i(s)} x} \cdot V_i^+(0, s) + e^{\sqrt{Z_i(s) \cdot Y_i(s)} x} \cdot V_i^-(0, s) \quad (4.18)$$

$$I_i(x, s) = e^{-\sqrt{Z_i(s) \cdot Y_i(s)} x} \cdot I_i^+(0, s) + e^{\sqrt{Z_i(s) \cdot Y_i(s)} x} \cdot I_i^-(0, s) \quad (4.19)$$

Onde:

$V_i^+(0, s)$  = Componente progressiva de tensão no modo (i) no ponto  $x = 0$  (começo da linha);

$V_i^-(0, s)$  = Componente regressiva de tensão no modo (i) no ponto  $x = 0$ ;

$I_i^+(0, s)$  = Componente progressiva de corrente no modo (i) no ponto  $x = 0$ ;

$I_i^-(0, s)$  = Componente regressiva de corrente no modo (i) no ponto  $x = 0$ .

A partir das Equações (4.18) e (4.19) no domínio da frequência são empregadas técnicas e procedimentos descritos nas referências [45, 59, 61] para obter as tensões e correntes nos dois terminais ( $x=k$  e  $x=m$ ) da linha para cada modo de propagação no domínio do tempo. Ao final de cada passo de integração da solução das equações de tensão e corrente em coordenadas modais são obtidas as grandezas correspondentes em coordenadas de fase. Para efetuar essa transformação são aplicadas as Equações (4.8) e (4.9) convertidas para o domínio do tempo. Pela teoria da transformada de Laplace as Equações (4.8) e (4.9), que são multiplicações no domínio da frequência, são convertidas para o domínio do tempo através de convoluções entre os vetores de tensão e corrente em coordenadas modais e suas respectivas matrizes de transformação [61].

Com o intuito de evitar a realização dessas convoluções no domínio do tempo, as quais elevariam de maneira considerável o esforço computacional em cada passo de integração, o método de J. Martí efetua uma aproximação nas matrizes de transformação



modal no domínio da frequência por matrizes constantes. Sendo assim, o cálculo das tensões e correntes em coordenadas de fase no domínio do tempo se resumirá a uma simples multiplicação do vetor de tensões ou correntes obtidos no passo de integração em questão pela sua respectiva matriz de transformação constante. A definição dessas matrizes constantes é feita conforme as Equações (4.20) e (4.21).

$$[T_V(s)] \cong [T_V(s_{med})] \quad (4.20)$$

$$[T_I(s)] \cong [T_I(s_{med})] \quad (4.21)$$

Onde:

$s_{med}$  = frequência média dentro da faixa de frequências que a linha estará submetida;

$[T_V(s_{med})]$  = Matriz constante de transformação de tensão, calculada na frequência  $s_{med}$  ;

$[T_I(s_{med})]$  = Matriz constante de transformação de corrente, calculada na frequência  $s_{med}$  .

A definição de uma frequência média, conforme abordado nas referências [59, 61] é uma boa aproximação da matriz de transformação ao longo de amplas faixas de frequências, como aquelas preponderantes em estudos de descargas atmosféricas. Nesses estudos, onde as frequências de interesse estão entre 10 kHz e 3 MHz, as matrizes de transformação são praticamente reais e constantes ao longo dessas frequências, de acordo com a referência [61]. Nessa referência inclusive é sugerida uma frequência média para cálculo das matrizes de transformação em 500 kHz. O valor de 5 kHz é outra frequência média sugerida e/ou utilizada em simulações nas referências [62, 63, 64]. Ressalta-se ainda que a aproximação das matrizes de transformação é necessária somente no caso de linhas não transpostas em sistemas desequilibrados, pois em outras configurações de sistemas essas matrizes serão independentes da frequência por natureza.

Destaca-se ainda que posteriormente ao desenvolvimento do modelo de linha baseado na transformação em coordenadas modais, que é o existente na versão do programa ATP empregada nesse estudo, J.Martí desenvolveu um novo modelo de linha [63, 64]. Nesse caso as equações da linha são resolvidas diretamente em coordenadas de fase, não necessitando portanto o cálculo de matrizes de transformação modal. O principal intuito é tentar eliminar possíveis incoerências no modelo anterior resultantes da

aproximação da matriz de transformação em linhas sob condições de severa assimetria [64], onde a consideração de matrizes constantes pode não apresentar resultados tão precisos.

Em simulações de transitórios eletromagnéticos realizadas pelo próprio J.Martí [63] foi constatado que o modelo existente no ATP (com as matrizes calculadas em 5 kHz) apresentou maiores diferenças em relação ao novo modelo nas condições de regime permanente subsequentes ao período transitório. Isso ocorreu em virtude das matrizes de transformação serem naturalmente mais sensíveis em baixas frequências (como as de regime permanente), variando significativamente em relação às matrizes calculadas em frequências mais elevadas, como 5 kHz, e deste modo, reduzindo a precisão dos resultados em regime permanente. Em contrapartida, houve uma boa concordância entre os modelos durante a fase transitória das simulações, evidenciando que caso o interesse principal seja observar as condições transitórias, o modelo em coordenadas modais pode apresentar resultados satisfatórios.

Sendo assim, a partir do modelo de linha de J.Martí existente no ATP e descrito anteriormente, foi modelada a linha de transmissão de interesse, representando os cabos condutores e cabos pára-raios. Para a configuração do modelo são necessários diversos dados da linha de transmissão, como: parâmetros geométricos, físicos e elétricos.

Na Tabela 4.1 podem ser verificados os parâmetros geométricos, obtidos a partir do memorial descritivo do projeto da linha de transmissão, e que foram utilizados no referido modelo da linha. Estes parâmetros correspondem à disposição geométrica dos condutores de fase e cabos pára-raios nas torres e no meio de um vão segundo dois eixos de coordenadas: eixo de referência horizontal(x), que é o plano do solo; e o eixo de referência vertical(y) que corresponde ao eixo de simetria de cada torre de transmissão. Esses dados geométricos estão entre os parâmetros necessários para que o programa determine a matriz de impedâncias características da linha.

Tabela 4.1: Disposição geométrica dos cabos nas estruturas de transmissão e na metade de um vão de linha.

	CONDUTORES DE FASE			CABOS PÁRA-RAIOS	
	A	B	C	1	2
<b>X(m)</b>	-7	0	7	-3,5	3,5
<b>Y<sub>torre</sub>(m)</b>	17,2	17,2	17,2	24,2	24,2
<b>Y<sub>meio-vão</sub>(m)</b>	8,2	8,2	8,2	18,7	18,7

A Figura 4.3 ilustra a disposição geométrica dos cabos condutores e pára-raios para uma torre conforme mostrado na Tabela 4.1.

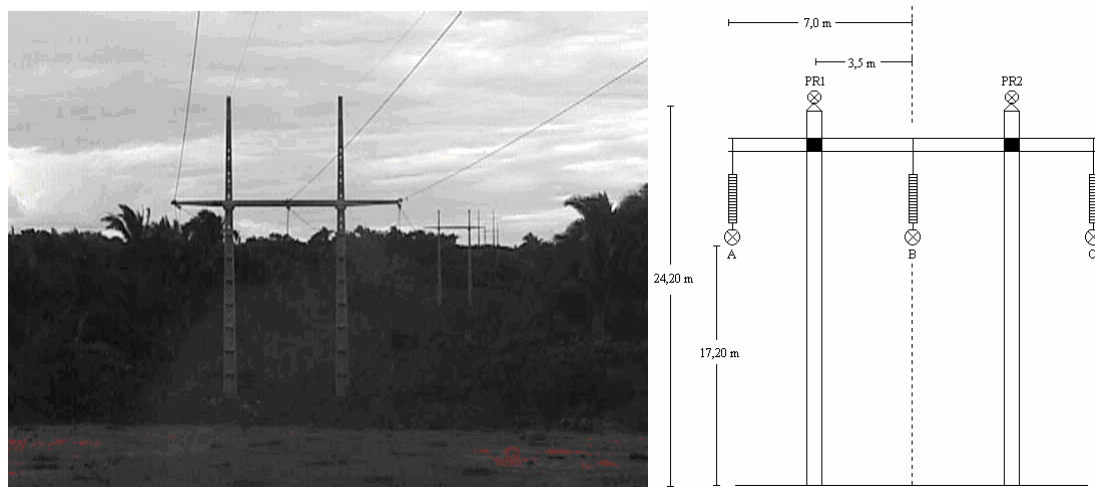


Figura 4.3: Disposição dos condutores de fase e cabos pára-raios nas estruturas da linha de transmissão analisada.

Outros dados necessários à modelagem são destacados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2: Parâmetros físicos e elétricos empregados na modelagem da linha de transmissão.

	RAIO(cm)	RAIO INTERNO(cm)	RESISTÊNCIA( $\Omega$ /km) A 20°C
CONDUTORES DE FASE	1,2575	0,4635*	0,090**
CABOS PÁRA-RAIOS	0,4565	0	3,44

A resistividade do solo é um parâmetro também requerido na modelagem. De acordo com o memorial descritivo, a resistividade média do solo ao longo do percurso da linha apresenta um valor de 1000  $\Omega$ .m.

No que se refere à configuração da faixa de frequências para o cálculo das matrizes de impedâncias característica e de propagação modais foram ajustadas as frequências entre 0.01Hz e 10 MHz, conforme recomendado em [62], que inclusive compreende a faixa usual verificada em estudos de descargas atmosféricas (10 kHz à 3 MHz) [61]. A matriz de transformação modal foi configurada no modelo para ser calculada na frequência de 5 kHz.

\* Raio da alma de aço do cabo. Coletado na referência [65].

\*\* A resistência contida no memorial descritivo do projeto está na temperatura de 40°C, cujo valor é de 0,0976 Ohm/km. Foi efetuada a correção para a temperatura de 20°C aplicando procedimento conforme a referência [65].

Conforme já explicado essa matriz é mantida constante durante toda a faixa de frequências considerada no processo de simulação (0.01Hz à 10 MHz).

#### 4.4 Modelo das Estruturas

A modelagem das estruturas (torres) das linhas de transmissão também constitui-se em uma parte essencial nos estudos de descargas atmosféricas. Ao longo dos anos algumas formas de representação têm sido propostas. Os modelos mais simples e mais adequados para torres não muito elevadas utilizam representações através de indutâncias concentradas [45]. A vantagem é a possibilidade de executar simulações com menores esforços computacionais, apesar da simplicidade desses modelos nem sempre resultar em resultados mais precisos.

Os modelos mais tradicionais possuem um grau maior de complexidade. Estes representam as torres através de uma impedância de surto e o respectivo tempo de propagação do surto ao longo de sua extensão [45]. Contudo, a determinação da impedância de surto, por exemplo, não é algo trivial, em virtude deste parâmetro variar ao longo da torre (decrece do topo para a base) e com o tempo [66]. Desse modo, com o intuito de facilitar o estudo de descargas atmosféricas em sistemas de energia, os modelos apresentados na literatura para as torres freqüentemente estabelecem impedâncias equivalentes de magnitude constante, para os quais se obtém variações da tensão de topo de torre bastante próxima daquela que ocorreria na prática [23].

Modelos de impedâncias de surto para torres de geometrias típicas, derivados de estudos empíricos realizados em modelos de escala reduzida, podem ser encontrados em alguns trabalhos e estudos relacionados ao tema [23, 45, 67, 68, 69]. Nesses estudos são feitas comparações entre os valores de tensões de topo de torre medidas nos modelos de escala e as tensões calculadas por intermédio dos métodos de ondas viajantes. Para cada valor de entrada de corrente há uma medição da tensão resultante. Um valor para a impedância de surto da torre é então variado sistematicamente a fim de encontrar uma forma de onda de tensão através do método de ondas viajantes similar ao valor medido, e portanto identificar o valor mais adequado para a impedância da torre. As correlações em muitos casos são feitas com impedâncias de surto invariantes com o tempo, embora a utilização de impedâncias variáveis possa também ser simulada, sobretudo no caso de não serem encontrados resultados satisfatórios para os valores constantes [23, 45]. A referência [45] cita impedâncias de surto entre 70 e 250  $\Omega$  como valores típicos.

Entre as equações muito recomendadas na literatura para modelos de impedâncias de surto equivalentes de torres típicas ( $Z_T$ ) podem-se destacar [23, 45, 67, 68, 69]:

1º Torres tipo Cônicas:

$$Z_T = 30 \ln \left[ \frac{2(h_t^2 + r^2)}{r^2} \right] \quad (4.22)$$

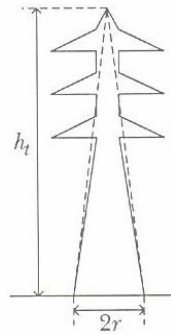


Figura 4.4: Torre de transmissão Cônica. Fonte: [45].

2º Torres tipo Pórtico:

$$Z_P = 60 \ln \left( \frac{h_t}{r} \right) + 90 \left( \frac{r}{h_t} \right) - 60 \quad (4.23)$$

$$Z_M = 60 \ln \left( \frac{h_t}{b} \right) + 90 \left( \frac{b}{h_t} \right) - 60 \quad (4.24)$$

$$Z_T = \frac{1}{2} (Z_P + Z_M) \quad (4.25)$$

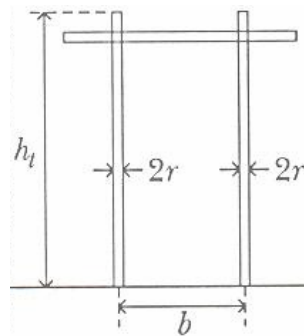


Figura 4.5: Torre de transmissão Pórtico. Fonte: [45].

3° Torres tipo Cilíndricas:

Para correntes de surto com forma de onda de uma rampa ou exponencial:

$$Z_T = 60 \left[ \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h_t}{r} \right) - 1 \right] \quad (4.26)$$

Para correntes de surto com forma de onda de um Degrau:

$$Z_T = 60 \ln \left( \sqrt{2} \frac{2h_t}{r} \right) \quad (4.27)$$

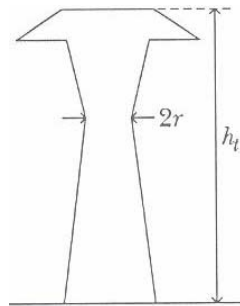


Figura 4.6: Torre de transmissão Cilíndrica. Fonte: [45].

Além dos modelos de representação de torres através de impedâncias de surto equivalentes, outros trabalhos têm proposto modelagens baseadas no cálculo de impedâncias de surto de forma segmentada para as torres [70, 71, 72]. Através destes métodos as torres são divididas em diversos segmentos. Os segmentos horizontais correspondem aos braços das torres, onde estão posicionados os isoladores e seus respectivos cabos. Os segmentos verticais são as subdivisões realizadas ao longo do tronco da torre. Como exemplo, mostra-se na Figura 4.7 uma torre de transmissão de circuito duplo com dois cabos pára-raios e ao lado sua representação de forma segmentada conforme a referência [71].

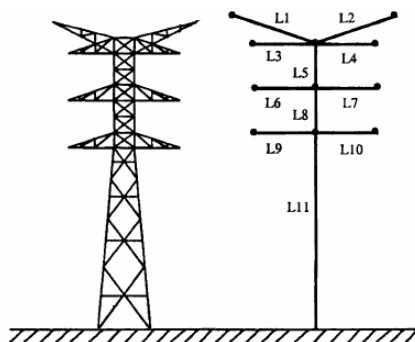


Figura 4.7: Torre de transmissão e seu modelo de impedância de surto segmentado.

O modelo da Figura 4.7 apresenta 11 segmentos para a torre mostrada, onde cada um é tratado como uma linha de transmissão, para a qual se deseja calcular a impedância de surto. Os valores geralmente são determinados com base em fórmulas empíricas desenvolvidas a partir de comparações com medições em modelos de escala. Como exemplo de modelos segmentados pode-se destacar os propostos por Ametani et al em [70], Gutiérrez et al em [71] e T.Hara e O.Yamamoto em [72], onde pode-se obter maiores informações sobre tais métodos.

Os principais diferenciais dos modelos segmentados em relação aos mais tradicionais, que representam a torre através de uma única impedância equivalente, é que, nos primeiros, há um ganho de detalhamento na modelagem, decorrente da representação dos segmentos dos braços da torre conforme a sua geometria. Uma consequência direta seria um cálculo mais preciso das sobretensões resultantes sobre as cadeias de isoladores das fases, por exemplo. Essa vantagem torna-se mais relevante nos cálculos de sobretensões em cadeias de isoladores de fases mais distantes do topo da torre, como aquelas referentes aos segmentos L9 e L10 da Figura 4.7.

Gutiérrez, em [68], apresenta um trabalho de comparação entre modelos de torres de impedâncias de surto equivalentes e os modelos propostos por Ametani em [70] e pelo próprio Gutiérrez em [71] para representações segmentadas. Nesse trabalho o autor concluiu que caso seja observado apenas a tensão equivalente de topo de torre, geralmente não há ganho significativo nos modelos segmentados em relação àqueles onde se considera uma única impedância equivalente para a torre, uma vez que as tensões de topo de torre nos dois casos são bastante próximas.

Nota-se na Figura 4.3 que as torres da linha de transmissão estudada nesse trabalho apresentam configuração similar à torre tipo pórtico apresentada na Figura 4.5. Sendo assim, é possível o emprego das Equações (4.23), (4.24) e (4.25) para calcular sua impedância de surto. Através da Figura 4.3 definem-se os valores de dois dos parâmetros

necessários para o cálculo da impedância da torre: a distância entre os postes verticais da estrutura ( $b$ ) e a altura da torre ( $h_t$ ), resultando em:

$$b = 7\text{m}; \text{ e } h_t = 24,2\text{m}.$$

O último parâmetro necessário ao cálculo da impedância da torre é o raio do condutor inserido na estrutura de concreto ( $r$ ), que se destina à conexão dos cabos pára-raios e das cadeias de isoladores ao sistema de aterramento. Pelo fato de não ter sido disponibilizado material com essa informação foi necessário a realização de uma estimativa desse raio. Em decorrência disso montou-se a impedância de surto conforme a Equação (4.25) em função de valores para o raio do condutor embutido na estrutura. A Figura 4.8 mostra a variação dessa impedância ao longo de uma faixa bastante extensa de raios; desde um valor mínimo bem reduzido (0,5 mm) até um máximo bastante elevado (12,5mm), sendo que esse último corresponde inclusive ao mesmo raio dos cabos condutores nas fases da linha de transmissão. Deste modo, apesar de não haver conhecimento do raio do condutor introduzido na estrutura, devido à amplitude da faixa montada, certamente o valor real do raio estará inserido na faixa considerada no gráfico da Figura 4.8.

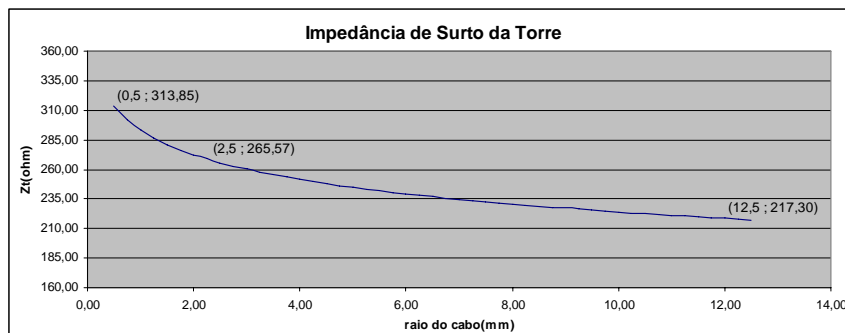


Figura 4.8 : Impedância de surto da torre em função do raio do cabo embutido na estrutura.

A partir da Figura 4.8 estimou-se um valor para a impedância de surto da torre pela média aritmética do máximo (313,85  $\Omega$ ) e mínimo (217,30  $\Omega$ ) da impedância (respectivamente nos raios mínimo e máximo). Esse cálculo resultou em uma impedância de surto da torre ( $Z_T$ ) de 265,57  $\Omega$ . Vale ressaltar que o valor calculado para a impedância é equivalente para um raio de 2,5mm do condutor. Esse raio apresenta certa compatibilidade com o condutor existente em torre similar, modelada na referência [73]. No artigo citado o raio do condutor da estrutura da linha de transmissão é de 2mm.



Na Tabela 4.3 são apresentados, além do valor da impedância de surto estimada, os outros parâmetros utilizados para representação da torre no modelo de simulação computacional.

Tabela 4.3: Dados utilizados para modelar as torres de transmissão.

$Z_T(\Omega)$	$V(\text{km/s})$	$d(\text{m})$
265,57	300.000	24,2

Conforme se pode verificar na Tabela 4.3, foi assumida a velocidade da luz como velocidade de propagação do surto na torre, o que inclusive é recomendado por boa parte das referências consultadas. Entretanto, ressalta-se que existem trabalhos que sugerem utilização de valores diferentes, como 80% desse valor, por exemplo. Em relação à distância de propagação do surto através das torres( $d$ ), foi considerado o percurso desde o topo da torre até o plano solo, que representa sua altura ( $h$ ).

#### 4.5 Modelo das Impedâncias de Aterramento

Conforme citado no capítulo anterior, o aterramento das torres de transmissão, representado quantitativamente por intermédio de sua impedância de aterramento, tem como função primordial atenuar os efeitos de descargas atmosféricas incidentes, através da redução da tensão de topo de torre. Por meio de um aterramento adequado das estruturas das linhas de transmissão pode ser oferecido um melhor escoamento para a corrente do raio para o solo, e, portanto reduzir o número de desligamentos. Entre os fatores que mais influenciam o valor da impedância do aterramento estão a resistividade do solo, bem como as características construtivas do sistema de aterramento. O aterramento é sempre construído através de eletrodos conectados ao solo das seguintes formas [67]:

- Eletrodos verticais: constituem-se em hastes de aterramento cravadas no solo que podem estar dispostas em grupos e são conectadas à estrutura das torres;
- Eletrodos horizontais: referem-se aos chamados cabos contrapesos, que são constituídos por condutores longos de cobre ou ferro galvanizado, de secção

cilíndrica ou em forma de fitas e que podem ser enterrados em várias profundidades.

A Figura 4.9 ilustra as diversas formas de arranjos de aterramento compostos por hastes ou cabos contrapesos.

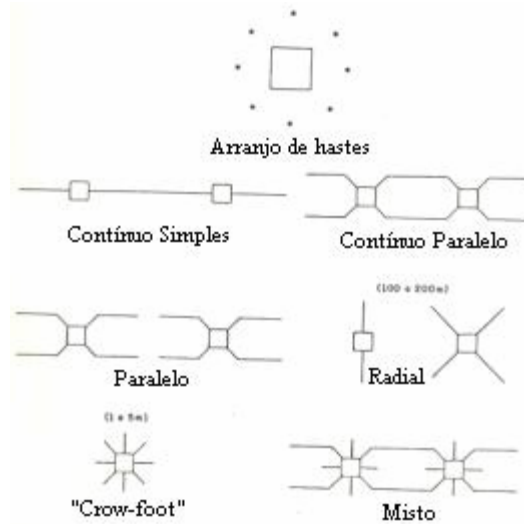


Figura 4.9: Arranjos de aterramento.

Os arranjos mostrados na Figura 4.9 apresentam uma impedância variável durante a ocorrência de uma descarga atmosférica, variando desde um valor inicial chamado de impedância de impulso ( $Z_0$ ), até o valor da resistência de dispersão ( $R_d$ ), que representa a resistência do aterramento em regime permanente [45]. Essa variação pode ser decrescente ou crescente, de acordo com os esquemas de aterramento empregados, e é ilustrada na Figura 4.10 [23, 67].

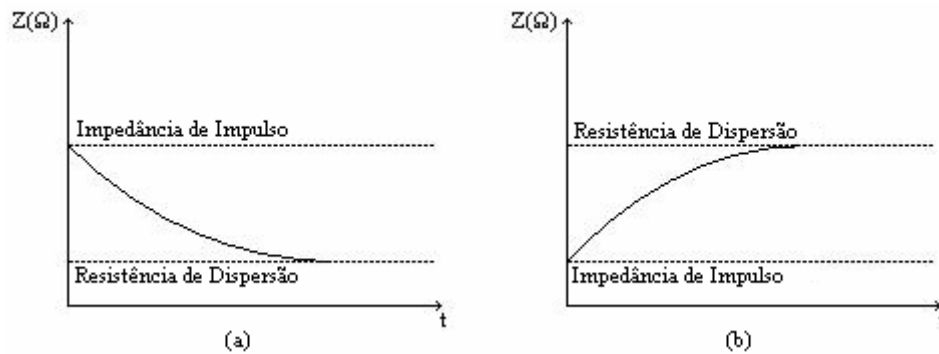


Figura 4.10: Comportamento da impedância de aterramento: (a) Contrapesos radiais e paralelos longos; (b) Hastes e arranjo “Crow – foot”.

A impedância de impulso ( $Z_o$ ) depende principalmente do número de cabos contrapesos que partem de cada estrutura. A resistência de dispersão ( $R_d$ ) depende da resistividade do solo, número, comprimento e arranjo dos cabos contrapesos. O tempo para a impedância de impulso ser reduzida ou elevada até a resistência de dispersão depende do processo de reflexão das ondas de corrente ao longo do aterramento, sendo portanto influenciado pelo comprimento do cabo e a velocidade de propagação do surto. Em um cabo contrapeso, a velocidade de propagação do surto é considerada, em geral, equivalente a 1/3 da velocidade da luz. Diversos trabalhos na literatura apresentam fórmulas para obtenção da impedância de impulso e resistência de dispersão, dos quais podem ser destacadas as referências [45, 46, 67, 74].

Os arranjos radiais ou paralelos (instalados radialmente ou paralelamente a partir do ponto de terra da torre) são geralmente utilizados em terrenos com elevada resistividade de solo, pelo fato de que proporcionam um maior impacto na redução da resistência de dispersão, compensando, portanto, o efeito da elevada resistividade do terreno sobre essa resistência (conforme Figura 4.10 (a)). Além disso, no caso do arranjo paralelo pode haver inclusive a conexão entre o aterramento de todas as estruturas, formando o aterramento paralelo contínuo, com o objetivo de atingir uma maior redução na impedância de aterramento. O arranjo “crow-foot” se assemelha estruturalmente ao radial. Entretanto, nesse arranjo geralmente são empregadas maiores quantidades de cabos e de menores comprimentos (1 a 5m) que no radial. Esse tipo de aterramento tem um maior impacto sobre a impedância de impulso, sendo portanto melhor recomendado quando o terreno não possui elevada resistividade (conforme Figura 4.10 (b)). O arranjo misto é uma solução que engloba as características dos outros arranjos citados.

As curvas mostradas na Figura 4.10 são derivadas de testes realizados em laboratório, aonde são aplicadas ondas retangulares de corrente (simulando a descarga atmosférica por uma onda correspondente a um degrau de corrente) em cabos contrapesos. A partir desses testes obtém-se uma resposta à onda de corrente aplicada, dada pela variação em função do tempo da impedância de aterramento ( $Z(t)$ ) de maneira aproximada conforme a Equação (4.28) [67].

$$Z(t) = R_d + (Z_o - R_d)e^{-t/\tau} \quad (4.28)$$

Onde:

$R_d$  = Resistência de dispersão( $\Omega$ );

$Z_o$  = Impedância de impulso (surto) do cabo contrapeso( $\Omega$ );

$\tau = 2T/c =$  Constante de tempo ( $\mu\text{s}$ );

$T =$  Comprimento do cabo contrapeso(m);

$c =$  Velocidade da luz (300m/  $\mu\text{s}$ ).

A Equação (4.28) é representada em termos elétricos pela configuração mostrada na Figura 4.11 [67].

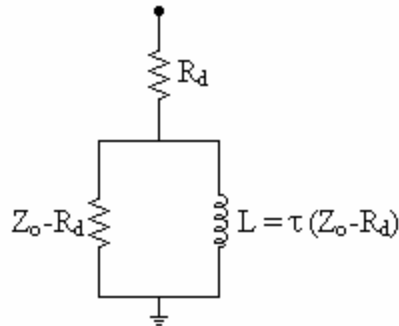


Figura 4.11: Circuito equivalente da impedância de aterramento em resposta a um degrau de corrente.

Além da representação da impedância de aterramento em termos de sua impedância de impulso e resistência de dispersão, outros modelos apresentados na literatura tentam modelar o efeito da ionização do solo quando da propagação dos surtos atmosféricos ao longo do aterramento, que ocasiona a redução do valor dessa impedância [10,14]. Entretanto, conforme já explanado no capítulo anterior, a ionização do solo é geralmente relevante somente nos casos de aterramentos mais compactos, onde não existem cabos contrapesos. Por esse motivo a modelagem desse efeito é desprezada em grande parte dos estudos de descargas atmosféricas.

Existem ainda outros modelos que tentam representar a impedância de aterramento incluindo as variações com a frequência das principais variáveis envolvidas no cálculo dessa impedância, como a resistividade do solo [45].

De acordo com o que foi apresentado nota-se que existe uma boa diversidade de modelos propostos na literatura para representar as impedâncias de aterramento das torres de transmissão. Entretanto, pelo fato de grande parte dos modelos existentes possuírem um considerável grau de complexidade e, além disso, ainda não haver um consenso sobre os mais adequados, a adoção de um modelo simples, o qual considera a impedância de aterramento como uma simples resistência de dispersão equivalente, pode ser utilizado como solução satisfatória em alguns casos, sendo recomendada por alguns autores [23, 45]. Tal premissa foi adotada nesse trabalho, onde se representou as impedâncias de

aterramento das torres de transmissão modeladas por intermédio de elementos puramente resistivos (resistência de dispersão).

A adoção de valores constantes de resistência representa uma vantagem na utilização do modelo para simulação de descargas atmosféricas em casos práticos. Há uma maior simplicidade para definição dos valores de impedância a serem empregados, uma vez que estes são obtidos diretamente a partir de tabelas construídas com valores medidos *in loco*, não necessitando de cálculos adicionais necessários em modelos mais complexos. Sendo assim, os valores de resistência para a modelagem do aterramento das torres e posteriores simulações de descargas atmosféricas são baseados em resultados de medições de campo cujos dados foram disponibilizados pela ELETRONORTE. Nos dados fornecidos foi possível inclusive tomar conhecimento do tipo e das condições do solo no momento da medição.

Entretanto, por razões práticas, não houve disponibilidade de informações referentes a medições em todas as torres de transmissão da linha analisada. Os dados disponibilizados referem-se a algumas estruturas com variações, em alguns casos, de até 5 km entre torres com valores medidos. Desta forma, durante a realização das simulações, usou-se para as torres onde as resistências não foram medidas os mesmos valores disponibilizados para as torres adjacentes cujo parâmetro foi medido. Essa hipótese tem como base a consideração de que as resistências de dispersão não apresentam grandes variações entre estruturas próximas, pelo fato de ser adotado o mesmo esquema de aterramento e que não haja grandes variações da resistividade do solo entre essas torres.

Os valores de resistência de dispersão empregados não serão apresentados neste tópico, justamente pelo fato de que estes variam em função da torre que está sendo analisada. Esses parâmetros serão apresentados especificamente em cada simulação realizada (Capítulo 5).

#### **4.6 Modelo Resultante para Simulação de Descargas Atmosféricas**

Após as informações associadas aos modelos adotados para a linha de transmissão, torres e impedâncias de aterramento, chega-se ao modelo para simulação das descargas atmosféricas, o qual é resultado da junção de todas as partes abordadas.

O modelo final da linha de transmissão está representado através de diversos segmentos (blocos), correspondente às distâncias reais dos vãos entre torres. Os comprimentos desses vãos foram obtidos na tabela de locação das estruturas, que é parte

integrante do memorial descritivo do projeto da linha. Sendo assim, os vãos de linha são representados como blocos individuais do modelo de J Martí, onde geralmente, no caso de torres blindadas, é suficiente considerar 3 vãos de cada lado do ponto de impacto das descargas [61, 69, 75]. Para torres não blindadas ou em casos de descargas diretas em torres blindadas é necessária a representação de maior quantidade, em média 18 vãos [61, 69, 75]. As atenuações durante a propagação do surto tendem a impedir que ocorram problemas ao isolamento nos vãos posteriores às quantidades recomendadas em cada caso [61, 69, 75]. Nas extremidades de cada vão são conectadas aos dois cabos pára-raios as impedâncias de surto das torres e impedâncias de aterramento (resistências de dispersão) em série.

Após o conjunto de vãos individuais, estabelecidos nas quantidades recomendadas no parágrafo anterior, são conectados dois blocos do modelo de J. Martí, um em cada extremidade da linha. Tais blocos foram configurados como linhas com comprimentos de 25 km, cada uma, de modo a simularem linhas infinitas. As reflexões da onda no final desses dois blocos retornam à última torre modelada em um tempo de aproximadamente 166  $\mu$ s (considerando duas vezes o comprimento dividido pela velocidade da luz), que é bem superior ao tempo final de simulação, e portanto, não afetam os resultados.

Finalmente, nas extremidades dos dois últimos blocos são conectadas duas fontes com a mesma tensão de operação do sistema real (230 kV entre fases nesse caso), a fim de considerar a sobreposição da tensão do sistema às sobretensões geradas pelas descargas. A Figura 4.12 ilustra esse modelo no caso de uma descarga incidente ( $I_{surto}$ ) sobre uma torre de transmissão.

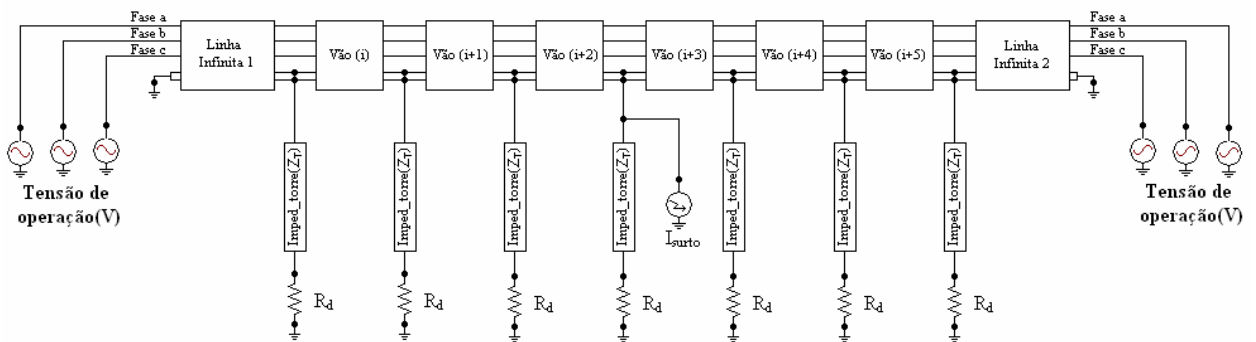


Figura 4.12: Modelo para simulação de incidências de descargas atmosféricas em uma linha de transmissão. Exemplo de incidência sobre uma torre.

Caso seja necessário efetuar a simulação de uma descarga incidente sobre os cabos pára-raios ao longo de um vão, ao invés de numa torre, dividi-se o vão onde a descarga incide em duas partes a partir do ponto de impacto, e utiliza-se o mesmo modelo mostrado

na Figura 4.12. No caso de uma simulação sobre os cabos condutores o modelo é similar, sendo que será necessária apenas a representação de maior quantidade de vãos (18 vãos), conforme informado anteriormente.

Ao longo das simulações que serão mostradas no próximo capítulo, a avaliação das sobretensões sobre o isolamento das torres é feita através da diferença de tensão entre os cabos condutores e o topo da torre. É considerado nesse modelo, portanto, que o ponto de fixação da cadeia de isoladores está no mesmo potencial elétrico do topo da torre. Essa premissa foi adotada pelo fato do modelo de torre aplicado não ser segmentado, conforme já mostrado anteriormente. Entretanto, em função da proximidade entre o topo da torre e o ponto de fixação da cadeia de isoladores não é esperado que sejam introduzidas imprecisões significativas na modelagem. Observa-se que algumas referências, como [23, 66], recomendam esse procedimento.

Finalmente, destaca-se que apesar do modelo viabilizar a avaliação do comportamento da tensão sobre o isolamento, seja das cadeias de isoladores ou dos isolamentos em ar ao longo dos vãos, não existe ainda a funcionalidade de simular o processo de arco elétrico do isolamento no caso de descargas que ultrapassem a sua suportabilidade a impulso atmosférico. Isto ocorre em virtude de não ter sido implementada uma modelagem específica para os isolamentos nas torres ou vãos, condição que ainda necessita de avanços para a elaboração de um modelo mais adequado e preciso, que possa ser empregado em análises de surtos de tensão com formas de onda genéricas (não padronizadas).

De qualquer modo, a possibilidade de avaliar as magnitudes das solicitações as quais os isolamentos são submetidos, já credencia o modelo como uma boa ferramenta de análise, objetivando contornar os possíveis problemas decorrentes dos surtos atmosféricos. Essas análises podem ser efetuadas através de simulações no próprio modelo de possíveis soluções para a redução das sobretensões resultantes.

## **4.7 Resumo do Capítulo**

Este capítulo apresentou a modelagem implementada no trabalho para a realização de estudos de descargas atmosféricas em linhas de transmissão no domínio do tempo. Mostrou-se uma caracterização geral da linha de transmissão empregada para a parametrização do modelo resultante, que será testado no capítulo de simulações computacionais. Esse modelo é composto de modelos individuais para os cabos da linha de

transmissão, torres e impedâncias de aterramento. Foi exposta teoria relativa à definição de cada um desses modelos individuais, justificando as suas utilizações. Finalmente, foi apresentado e discutido o modelo resultante que será empregado nas simulações, desenvolvido com base nesses modelos individuais explicados.



# CAPÍTULO 5

## SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

### 5.1 Introdução

Após as apresentações no capítulo anterior dos modelos para simulação de descargas atmosféricas em linhas de transmissão, são mostradas neste capítulo simulações computacionais realizadas com a linha de transmissão de interesse, com o objetivo de testar o modelo empregado e demonstrar sua utilidade para aplicação em casos reais de análises de descargas atmosféricas. São mostrados quatro casos de simulações, conforme descritos a seguir:

- 1º Simulação de surto atmosférico na forma de onda padrão incidindo sobre uma torre;
- 2º Simulação de surto atmosférico na forma de onda padrão incidindo sobre uma torre com resistência de dispersão reduzida;
- 3º Simulação de surtos atmosféricos incidentes sobre torres nos cenários de solos secos e úmidos; e
- 4º Simulação comparativa dos impactos nos isolamentos no meio do vão e em uma torre de um surto atmosférico incidente nos cabos pára-raios.

Ao final do capítulo será efetuada uma análise global dos resultados dessas simulações. Deve-se ressaltar que, a validação dos resultados está baseada em “sensibilidade”, ou seja, certos parâmetros são variados e verifica-se a resposta do modelo para tais variações. Não foram disponibilizados pela concessionária dados para tal fim (características das descargas, curvas capturadas por registradores, ou quaisquer outras informações relevantes), sendo, portanto, impossível uma comparação com dados reais. Dados associados a geometria das torres, parâmetros dos cabos pára-raios e dos condutores, resistências de aterramento e resistividade do solo foram fornecidos pela ELETRONORTE.

## 5.2 Simulação de Surto Atmosférico na Forma de Onda Padrão Incidindo sobre uma Torre

Nesse primeiro caso é efetuada uma simulação de uma descarga atmosférica indireta incidente sobre a torre 30.2 da linha de transmissão (segunda torre do quilômetro 30 da linha) com a forma de onda de impulso atmosférico padronizada pela IEC [28]. Os dados de comprimentos dos vãos entre torres, resistência de dispersão obtida das medições da concessionária de energia na torre 30.2 e replicadas para as adjacentes (conforme explanado no capítulo anterior), e da forma de onda padrão, empregados para configurar o modelo são mostrados nas Tabelas 5.1, 5.2 e 5.3.

Tabela 5.1: Comprimentos dos vãos em simulação de descarga na torre 30.2.

<b>TORRE ATINGIDA POR DESCARGA ATMOSFÉRICA: 30.2</b>	
<b>VÃOS ENTRE TORRES</b>	<b>COMPRIMENTO(m)</b>
29.2 à 29.3	310
29.3 à 30.1	300
30.1 à 30.2	325
30.2 à 30.3	335
30.3 à 31.1	340
31.1 à 31.2	300

Tabela 5.2: Resistências de dispersão em simulação de descarga na torre 30.2.

<b>RESISTÊNCIAS DE DISPERSÃO</b>	
<b>TORRES</b>	<b>R<sub>d</sub>(Ω)</b>
29.2	96,6
29.3	96,6
30.1	96,6
<b>30.2</b>	<b>96,6</b>
30.3	96,6
31.1	96,6
31.2	96,6

Tabela 5.3: Parâmetros da descarga incidente na torre 30.2.

<b>PARÂMETROS DA DESCARGA</b>		
<b>I<sub>pico</sub>(kA)</b>	<b>T<sub>f</sub>(μs)</b>	<b>T<sub>mo</sub>(μs)</b>
30	1,2	50

São padronizados na forma de onda da Tabela 5.3 apenas os tempos de frente (T<sub>f</sub>) e de meia onda (T<sub>mo</sub>). O valor da corrente pico (I<sub>pico</sub>), 30kA, foi escolhido com base nos valores médios apresentados no Capítulo 2.

Em um estudo baseado na forma de onda de impulso atmosférico padronizada pode-se analisar a suportabilidade das cadeias de isoladores através da Equação (5.1) [14, 45, 46], obtida a partir de testes em cadeias de isoladores aplicando-se a forma de onda padrão.

$$V = \left( 400 + \frac{710}{t^{0.75}} \right) \cdot d \quad (5.1)$$

Onde:

V = Valor máximo da tensão de ruptura (kV) – suportabilidade da isolação;

d = comprimento da cadeia de isoladores (m);

t = tempo em que ocorrerá a ruptura (μs) – (entre 0,2μs e 16 μs);

Na Equação (5.1) o valor da tensão avaliado em  $16 \mu\text{s}$  é chamado de tensão crítica de disrupção ( $V_{\text{CFO}}$ ), que indica o nível de tensão de pico da onda padrão ( $1,2 \times 50\mu\text{s}$ ) onde a probabilidade de disrupção é de 50% ( $V_{50\%}$ ). Em algumas análises realizadas na literatura, como no capítulo 17 de [45] e em [76], é considerado que caso a tensão de pico a que o isolamento esteja submetido exceda  $V_{\text{CFO}}$  ( $V_{50\%}$ ) o isolamento irá falhar, caso contrário, não. Para a linha estudada, cujo comprimento da cadeia de isoladores é de 2,19m (para os isoladores de vidro temperado nas estruturas tipo HSS), ao empregar-se a Equação (5.1) obtém-se  $V_{\text{CFO}} = 1,07\text{MV}$ .

Além da utilização da Equação (5.1) avaliada em  $16 \mu\text{s}$ , podem ser encontrados valores de suportabilidade críticos para cadeias de isoladores fornecidos pelos fabricantes. Em [77] há um catálogo para isoladores de mesmas características dos aplicados na linha em análise, onde se observa que os valores críticos estão em consonância com o valor calculado por intermédio da Equação (5.1) em  $16 \mu\text{s}$ .

Entretanto, em outras análises, aplicadas nesse caso mais especificamente às descargas indiretas, e que tomam como base a Equação (5.1), a onda padrão de descarga e, sobretudo a interação dos isoladores com o restante do sistema de transmissão, é recomendado o cálculo da tensão de disrupção por intermédio da Equação (5.1) no tempo de  $2 \mu\text{s}$  ou, no máximo, até o momento em que retornam as primeiras reflexões do surto de tensão das torres adjacentes [14, 46]. A justificativa é que após o retorno dessas ondas refletidas, a onda sobre a cadeia de isoladores não apresentará mais o formato da onda padronizada, não sendo possível a aplicação da Equação (5.1). Além disso, é citado em [14] que caso não ocorra o arco elétrico através da isolação até o momento anterior ao retorno das ondas refletidas, em geral, é improvável que essa disrupção ocorra posteriormente, em virtude da atenuação que a onda de tensão através da cadeia de isoladores sofrerá no momento do retorno dessas ondas.

Análises para tensões não padronizadas podem ser desenvolvidas através de ensaios específicos sobre o isolamento para a forma de onda de interesse, ou mesmo avaliar a aplicação de outros métodos mostrados na literatura para ondas não padronizadas, como os métodos de integração da tensão. Apesar disso, ressalta-se que não existem ainda métodos plenamente consolidados para aplicação em ondas não padronizadas [14, 45, 61].

Baseado no que foi exposto, é então realizada uma simulação empregando a forma de onda padrão, e avalia-se o nível de suportabilidade que os isoladores da linha possuem em um tempo de disrupção igual a duas vezes o tempo de trânsito do surto entre a torre atingida e a torre adjacente mais próxima. Sendo assim, conforme a Tabela 5.1, a torre 30.1

está a uma distância de 325 m da torre 30.2, e considerando a velocidade da luz, calcula-se que o retorno da onda de tensão ocorrerá em um tempo de 2,166  $\mu$ s. Aplicando esse tempo na Equação (5.1) e usando o comprimento da cadeia de isoladores da linha (2.19m), a suportabilidade obtida é de 1,74 MV, valor 63% superior à suportabilidade crítica avaliada em 16  $\mu$ s (1,07 MV).

Na simulação realizada são então assumidas as seguintes premissas, em concordância ao que foi explicado nos parágrafos anteriores e baseado nas referências [14, 46]:

- Para tensões superiores a 1,74 MV assume-se um arco elétrico através das cadeias de isoladores. Este fato é compreensível sobretudo em razão de que a tensão de 1,74 MV é, conforme já informado, 63% superior à tensão  $V_{CFO}$  (1,07 MV), para a qual a probabilidade de ruptura seria de 50%. Desse modo, apesar de não se conhecer o seu valor, não é arriscado afirmar que para tensões superiores a 1,74MV a probabilidade de ocorrer disrupção é de fato significativa, justificando a premissa adotada;
- No caso de tensões menores ou iguais a 1,74MV considera-se que não há arco elétrico. Isto é justificado pelo fato de que arcos elétricos nesses níveis de tensões somente poderiam ocorrer em tempos posteriores à chegada das reflexões (de acordo com a Equação (5.1)), o que, conforme já citado, é considerado improvável de acontecer em virtude da atenuação da onda de tensão após a chegada das ondas refletidas.

Antes da execução da simulação foram ajustados também os parâmetros mostrados na Tabela 5.4, adotados em todas as demais simulações deste capítulo.

Tabela 5.4: Ajustes dos parâmetros de simulação.

<b>PARÂMETROS DE SIMULAÇÃO</b>	
<b>PASSO DE INTEGRAÇÃO(ns)</b>	<b>TEMPO TOTAL DE SIMULAÇÃO(<math>\mu</math>s)</b>
30	100

As formas de onda das tensões sobre as cadeias de isoladores das fases A, B e C da torre 30.2 provenientes da simulação são mostradas na Figura 5.1 em duas escalas distintas.

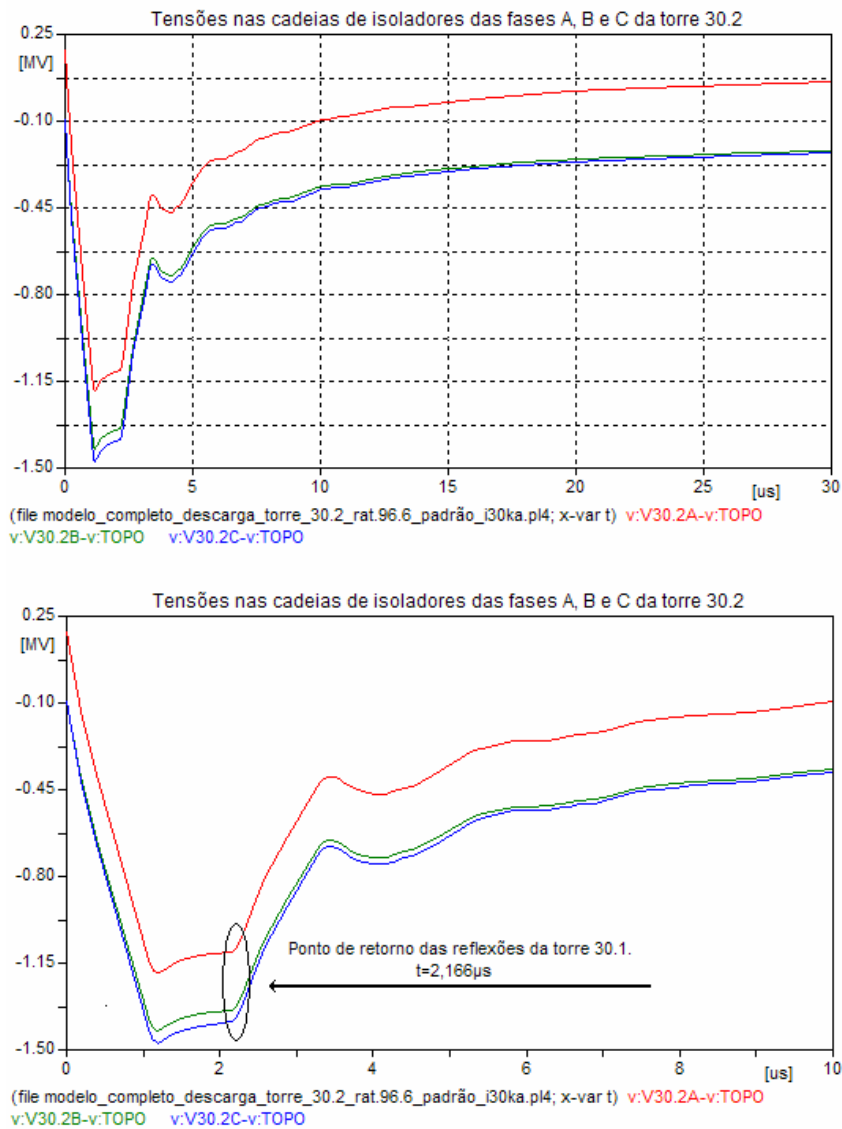


Figura 5.1: Formas de onda das tensões sobre as cadeias de isoladores das fases A (vermelho), B (verde) e C (azul) da torre 30.2 quando atingida por uma descarga atmosférica com corrente máxima de 30kA.

A maior sobretensão ocorreu na cadeia da fase C, cujo valor atingiu a magnitude de 1,47MV. Entretanto, este valor não foi suficiente para superar a suportabilidade de 1,74MV, calculada através da Equação (5.1) para o tempo de 2,166  $\mu$ s, implicando que não ocorrerá descarga através da cadeia de isoladores. O nível de suportabilidade é atingido na fase C somente para uma corrente de surto de 36 kA, conforme mostrado na Figura 5.2.

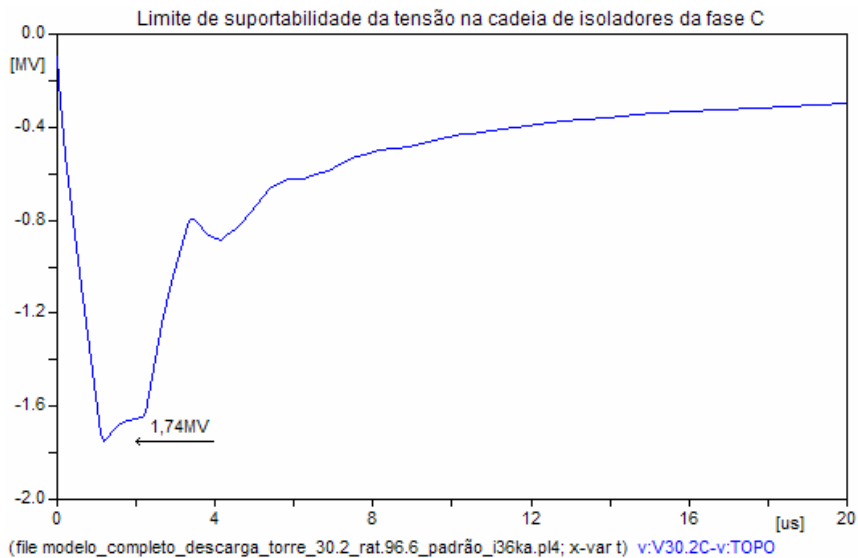


Figura 5.2: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C no limite de sua suportabilidade, quando a torre 30.2 é atingida por uma descarga atmosférica com corrente máxima de 36kA.

Desse modo, para correntes superiores a 36 kA com a mesma forma de onda da descarga padrão, ocorrerá um arco elétrico na cadeia de isoladores da fase C. Isto ocasionará um curto circuito fase-terra, que dependendo da atuação do sistema de proteção poderá resultar na saída de operação da linha, e, em último caso, gerar problemas ao suprimento de energia dos consumidores.

Apesar da análise se deter à forma de onda padrão de descarga atmosférica, pode-se concluir que, de modo geral, a linha de transmissão apresenta um ponto de vulnerabilidade evidente quando atingida por uma descarga atmosférica na torre considerada. Isto acontece em razão das descargas com magnitudes de 36 kA estarem muito próximas das correntes médias típicas apresentadas no Capítulo 2. Sendo assim, possuem probabilidades de serem excedidas próximas a 50%, ou seja, não é raro que ocorram correntes superiores a essa. Como um exemplo mais preciso, na curva de distribuição de probabilidade gerada pelas medições de Berger [29] para correntes negativas (Figura 2.7 do capítulo 2), correntes maiores que 36 kA ocorrem em torno de 40% do total das descargas\*.

\* Obviamente as distribuições de probabilidade ao longo da rota da linha de transmissão modelada não são as mesmas do trabalho de [29], contudo, as curvas geradas por esse autor fornecem bons números para referência.

### 5.3 Simulação de Surto Atmosférico na Forma de Onda Padrão Incidindo sobre uma Torre com Resistência de Dispersão Reduzida

Nesse segundo caso efetua-se novamente uma simulação de uma descarga atmosférica, com forma de onda padrão, incidindo sobre a torre 30.2. Entretanto, a intenção aqui é avaliar o efeito da melhora da resistência de dispersão da torre no desempenho da linha frente às descargas atmosféricas.

No caso anterior, utilizou-se uma resistência de dispersão de  $96,6 \Omega$  na torre 30.2, sendo esta bastante elevada. Isto se torna mais evidente se for comparada às menores resistências medidas ao longo da linha, onde se encontram valores em alguns casos inferiores até a  $10 \Omega$  (medições efetuadas pela concessionária). Além disso, valores típicos de resistências de aterramento devem variar de 1 a  $50 \Omega$  [66]. Em decorrência disso, alterou-se a resistência de aterramento da torre 30.2 e suas adjacentes para o valor de  $20 \Omega$ , sendo este o valor máximo de referência considerado no projeto de aterramento das torres da linha [78], e executaram-se novas simulações para avaliar o efeito sobre as tensões nas cadeias de isoladores da torre. As formas de onda das tensões sobre a cadeia de isoladores da fase C (onde a tensão foi maior) para três valores máximos de corrente de descarga, 36kA, 50kA e 73,5kA, estão apresentados na Figura 5.3. A Tabela 5.5 apresenta os valores máximos de tensões no isolamento.

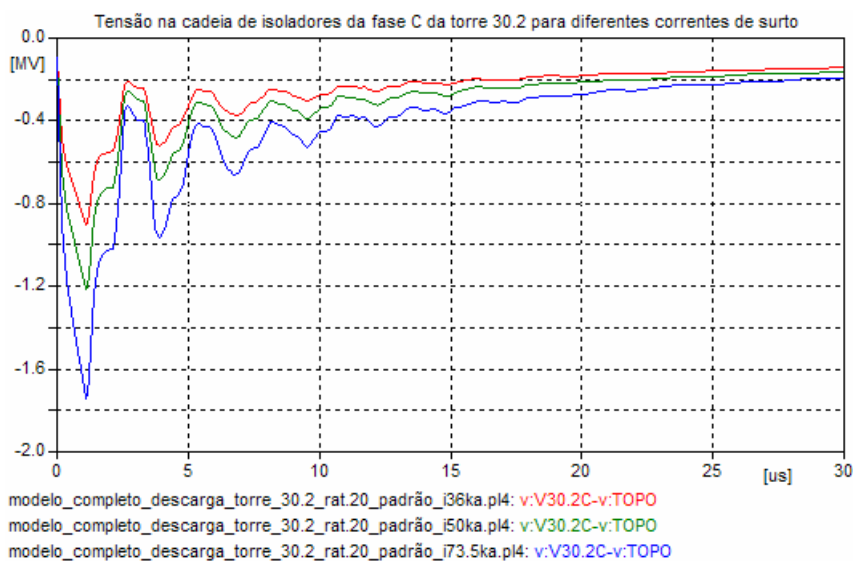


Figura 5.3: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C da torre 30.2 para correntes de pico de surto atmosférico de 36kA(vermelho), 50kA(verde) e 73,5kA(azul).



Tabela 5.5: Tensões máximas sobre a cadeia de isoladores da fase C.

$I_{\text{pico}}$ (kA)	$\Delta V_{\text{Max - fase C}}$ (MV)
36	0,90
50	1,21
73,5	1,74

Observa-se que usando-se uma resistência de aterramento de  $20 \Omega$  há uma redução considerável na tensão sobre o isolamento da fase C. Enquanto que, no caso simulado anteriormente a tensão para uma corrente de 36 kA atingia o nível de suportabilidade da isolação, 1,74MV, nesta simulação a tensão alcançou 0,9MV para a mesma corrente de surto. Essa tensão aumentou à medida que a corrente aplicada também aumentou, sendo que para a corrente de 73,5 kA é atingido o nível de suportabilidade da isolação.

Observando-se novamente a curva de distribuição de probabilidade de Berger [29] no Capítulo 2, verifica-se que descargas negativas com correntes maiores que 73,5 kA ocorrem apenas entre 5 a 10% do total de descargas, número bem menos expressivo do que o obtido na simulação anterior, onde o nível de suportabilidade seria ultrapassado em cerca de 40% das correntes. Isto serve de constatação quanto à importância de um bom aterramento, e conseqüentes baixas resistências de dispersão, para o bom desempenho da linha de transmissão quando submetida a descargas atmosféricas.

#### 5.4 Simulação de Surtos Atmosféricos Incidentes sobre Torres nos Cenários de Solos Secos e Úmidos

A intenção aqui é mostrar como as condições do solo onde as torres estão aterradas podem influenciar no desempenho da linha. Desse modo, são efetuadas simulações de descargas atmosféricas em torres aterradas em solos com características secas e úmidas. Conforme já explanado no Capítulo 3, o nível de umidade do solo é uma das características que mais afeta a resistividade do solo, e portanto, altera a resistência de dispersão do aterramento. Para exemplificar isto, destaca-se que de acordo com as medições ao longo da rota da linha, o valor médio da resistência de dispersão para as torres em condições de solo úmido foi de  $19,88 \Omega$  (bem próximo ao valor máximo de projeto do aterramento da linha), enquanto nas condições de solo seco foi de  $64,32 \Omega$ . Nessa simulação foram selecionadas

as torres com as três maiores resistências de dispersão medidas em cada um dos dois cenários (solos seco e úmido). Os parâmetros da descarga incidente foram definidos a partir dos valores médios observados pela referência [29] para descargas negativas mostrados no Capítulo 2, e estão destacados na Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Parâmetros da descarga incidente nas simulações dos cenários solos seco e úmido.

<b>PARÂMETROS DA DESCARGA</b>			
<b><math>I_{pico}(kA)</math></b>	<b><math>T_f(\mu s)</math></b>	<b><math>T_{mo}(\mu s)</math></b>	<b><math>dI/dT_{fmax}(kA/\mu s)</math></b>
30	5,5	75	12

Nas Tabelas 5.7 e 5.8 são mostrados respectivamente os comprimentos dos vãos e resistências de dispersão para as simulações das descargas incidentes nas três torres referentes ao cenário solo seco.

Tabela 5.7: Comprimentos dos vãos para as simulações de descargas atmosféricas em solo seco.

<b>TORRE ATINGIDA POR DESCARGA ATMOSFÉRICA</b>					
<b>04.3</b>		<b>10.1</b>		<b>30.2</b>	
<b>VÃOS ENTRE TORRES</b>	<b>(m)</b>	<b>VÃOS ENTRE TORRES</b>	<b>(m)</b>	<b>VÃOS ENTRE TORRES</b>	<b>(m)</b>
03.3 à 04.1	300	09.2 à 09.3	260	29.2 à 29.3	310
04.1 à 04.2	310	09.3 à 09.4	315	29.3 à 30.1	300
04.2 à 04.3	265	09.4 à 10.1	130	30.1 à 30.2	325
04.3 à 05.1	290	10.1 à 10.2	450	30.2 à 30.3	335
05.1 à 05.2	295	10.2 à 10.3	185	30.3 à 31.1	340
05.2 à 05.3	340	10.3 à 11.1	290	31.1 à 31.2	300

Tabela 5.8: Resistências de dispersão das estruturas representadas na simulação de descargas atmosféricas em solo seco.

CENÁRIO SOLO SECO: RESISTÊNCIAS DE DISPERSÃO					
DESCARGA EM 04.3		DESCARGA EM 10.1		DESCARGA EM 30.2	
TORRES	$R_d(\Omega)$	TORRES	$R_d(\Omega)$	TORRES	$R_d(\Omega)$
03.3	69,33	09.2	137	29.2	96,6
04.1	69,33	09.3	137	29.3	96,6
04.2	69,33	09.4	137	30.1	96,6
<b>04.3</b>	<b>69,33</b>	<b>10.1</b>	<b>137</b>	<b>30.2</b>	<b>96,6</b>
05.1	69,33	10.2	137	30.3	96,6
05.2	69,33	10.3	137	31.1	96,6
05.3	69,33	11.1	137	31.2	96,6

A partir das simulações foram obtidos os valores máximos de tensões sobre as cadeias de isoladores de cada uma das fases das torres atingidas, ilustrados na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Valores das sobretensões sobre as cadeias de isoladores na simulação do caso das resistências de dispersão em solo seco em três torres.

	$\Delta V_{Max} (pu)^*$		
	04.3	10.1	30.2
<b>FASE A</b>	3,11	4,55	4,14
<b>FASE B</b>	4,45	5,84	5,45
<b>FASE C</b>	<b>4,61</b>	<b>6,05</b>	<b>5,64</b>

Observa-se na Tabela 5.9 que nas três torres as maiores sobretensões ocorreram nas cadeias de isoladores da fase C. Na Figura 5.4 são mostradas as formas de onda das tensões sobre as cadeias de isoladores das fases C para essas torres.

---


$$* V_{base} = 230 \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} kV$$

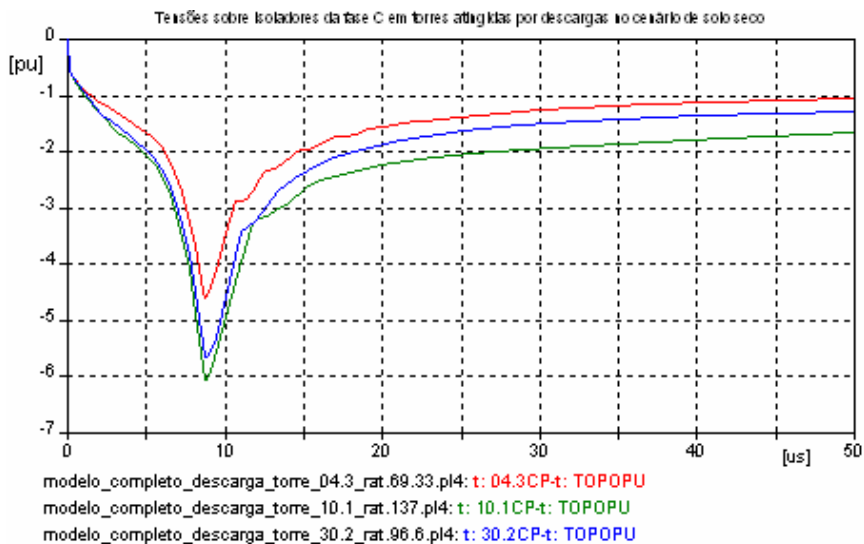


Figura 5.4: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C das torres 04.3 (vermelho), 10.1 (verde) e 30.2 (azul) para correntes de pico de surto atmosférico de 30kA no cenário de solo seco.

Nas Tabelas 5.10 e 5.11 são mostrados respectivamente os comprimentos dos vãos e resistências de dispersão para as simulações das descargas incidentes nas três torres referentes ao cenário solo úmido.

Tabela 5.10: Comprimentos dos vãos para as simulações de descargas atmosféricas em solo úmido.

TORRE ATINGIDA POR DESCARGA ATMOSFÉRICA					
00.4		15.1		20.2	
VÃOS ENTRE TORRES	(m)	VÃOS ENTRE TORRES	(m)	VÃOS ENTRE TORRES	(m)
00.1 à 00.2	323,5	14.1 à 14.2	289,8	19.2 à 19.3	400
00.2 à 00.3	190	14.2 à 14.3	285	19.3 à 20.1	340
00.3 à 00.4	340	14.3 à 15.1	290	20.1 à 20.2	470
00.4 à 01.1	215	15.1 à 15.2	335	20.2 à 20.3	335
01.1 à 01.2	315	15.2 à 15.3	330	20.3 à 21.1	330
01.2 à 01.3	265	15.3 à 16.1	340	21.1 à 21.2	355

Tabela 5.11: Resistências de dispersão das estruturas representadas na simulação de descargas atmosféricas em solo úmido.

<b>CENÁRIO SOLO ÚMIDO: RESISTÊNCIAS DE DISPERSÃO</b>					
<b>DESCARGA EM 00.4</b>		<b>DESCARGA EM 15.1</b>		<b>DESCARGA EM 20.2</b>	
<b>TORRES</b>	<b><math>R_d(\Omega)</math></b>	<b>TORRES</b>	<b><math>R_d(\Omega)</math></b>	<b>TORRES</b>	<b><math>R_d(\Omega)</math></b>
00.1	46	14.1	43,33	19.2	41,60
00.2	46	14.2	43,33	19.3	41,60
00.3	46	14.3	43,33	20.1	41,60
<b>00.4</b>	<b>46</b>	<b>15.1</b>	<b>43,33</b>	<b>20.2</b>	<b>41,60</b>
01.1	46	15.2	43,33	20.3	41,60
01.2	46	15.3	43,33	21.1	41,60
01.3	46	16.1	43,33	21.2	41,60

Observa-se na Tabela 5.11 que em nenhuma das três maiores resistências de dispersão medidas no cenário de solo úmido foi ultrapassada a faixa típica de 1 a 50  $\Omega$  [66], ao contrário do que foi observado no cenário de solo seco. Apesar disso, a exemplo do ocorrido no cenário anterior, nas condições de solo úmido as resistências de dispersão também foram superiores ao valor máximo de projeto do aterramento (20  $\Omega$ ). A partir das simulações foram obtidos os valores máximos de tensões sobre as cadeias de isoladores de cada uma das fases das torres atingidas, conforme a Tabela 5.12.

Tabela 5.12: Valores das sobretensões sobre as cadeias de isoladores na simulação do caso das resistências de dispersão em solo úmido.

	<b><math>\Delta V_{Max}</math> (pu)</b>		
	<b>00.4</b>	<b>15.1</b>	<b>20.2</b>
<b>FASE A</b>	2,25	2,28	2,38
<b>FASE B</b>	3,63	3,65	3,75
<b>FASE C</b>	<b>3,75</b>	<b>3,78</b>	<b>3,89</b>

Do mesmo modo como foi observado na simulação do cenário anterior, as maiores sobretensões ocorreram nas cadeias de isoladores da fase C das três torres, conforme mostrado na Tabela 5.12. Dessa forma, na Figura 5.5 são mostradas as formas de onda das tensões sobre as cadeias de isoladores das fases C para essas torres, onde a cadeia de isoladores da torre 20.2 apresentou tensão um pouco superior as demais.

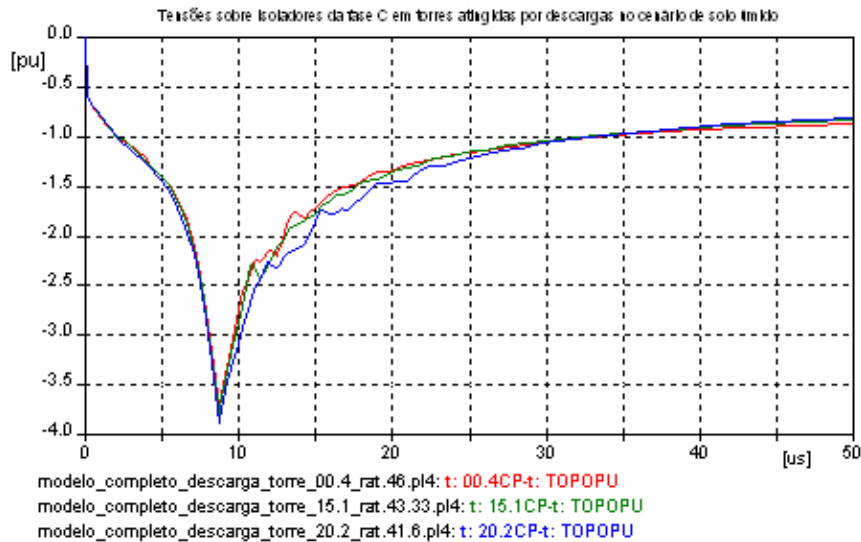


Figura 5.5: Forma de onda da tensão sobre a cadeia de isoladores da fase C das torres 00.4 (vermelho), 15.1 (verde) e 20.2 (azul) para correntes de pico de surto atmosférico de 30kA no cenário de solo úmido.

Apesar da torre 00.4 possuir a maior resistência de dispersão entre as três torres (conforme Tabela 5.11), esta foi submetida ao menor nível de tensão. Isto ocorreu em razão dos menores comprimentos dos vãos adjacentes dessa torre em relação as demais (conforme Tabela 5.10), proporcionando que as ondas refletidas retornem a esta torre em tempo menor do que nos outros dois casos, e conseqüentemente, atenuando mais rapidamente a onda de tensão sobre a cadeia de isoladores dessa torre.

Depois de mostrados os resultados das simulações nos cenários de solos seco e úmido, é feita uma comparação entre as maiores solicitações ao isolamento observadas em cada um desses cenários. Sendo assim, na Tabela 5.13 foram agrupadas as torres onde se obtiveram as maiores sobretensões, destacando o respectivo cenário simulado.

Tabela 5.13: Torres e respectivas resistências de dispersão para comparação entre os cenários de solo úmido e solo seco.

CENÁRIO	TORRE	$R_d(\Omega)$	$\Delta V_{Max - fase C}$ (pu)
Solo úmido	20.2	41,60	3,89
Solo seco	10.1	137	6,05

Conforme a Tabela 5.13 são então comparadas na Figura 5.6 as formas de onda das sobretensões máximas sobre as cadeias de isoladores da fase C observadas nos dois cenários simulados.

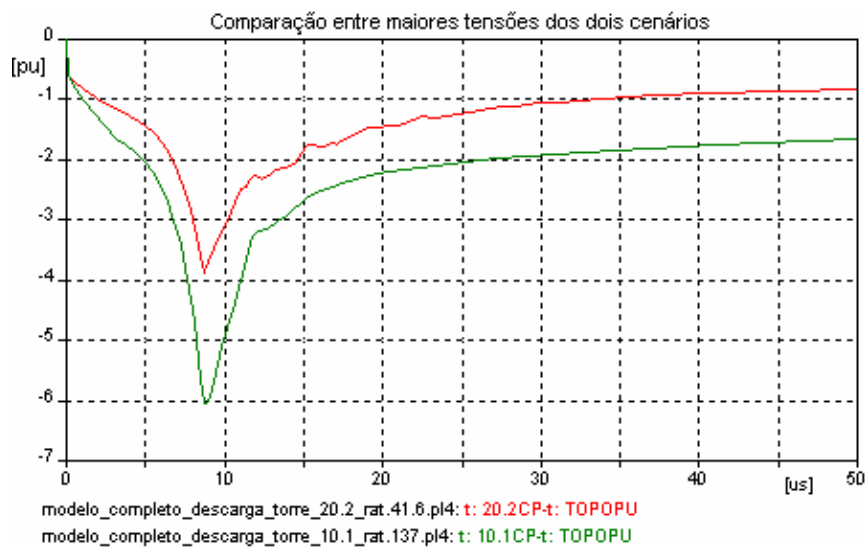


Figura 5.6: Comparação entre as maiores sobretensões sobre as cadeias de isoladores observadas nos cenários solo seco – torre 10.1 (verde) – e solo úmido – torre 20.2 (vermelho).

A tensão do cenário solo seco é 2,16 pu maior que a obtida no cenário solo úmido. Em termos percentuais a tensão para a torre 10.1 é 55% maior que a tensão para a torre 20.2.

As diferenças expressivas entre os valores de resistências de dispersão e tensões obtidas em cada cenário reforçam o que já foi citado no Capítulo 3 a respeito da influência que as condições do solo têm sobre a resistência de aterramento, e que, conseqüentemente afetam o desempenho da linha. Condições adversas no solo podem gerar problemas a um aterramento satisfatório em linhas de transmissão, facilitando a ocorrência de desligamentos.

## 5.5 Simulação Comparativa dos Impactos nos Isolamentos no Meio do Vão e em uma Torre de um Surto Atmosférico Incidente no Cabo Pára-Raios

Nesta simulação é feita uma comparação entre o impacto gerado sobre o isolamento, no ponto de incidência e em uma das torres mais próximas, de uma descarga indireta incidente sobre o cabo pára-raios 1 (mais distante da fase C, conforme a Figura 4.3 do Capítulo 4) no meio de um vão entre duas torres. Desse modo, simulou-se uma descarga atmosférica atingindo o cabo pára-raios no meio do vão entre as torres 45.1 e 45.2 da linha de transmissão. Os parâmetros dessa descarga foram os mesmos empregados na simulação anterior, e estão mostrados na Tabela 5.6. Os dados para a configuração do modelo são mostrados nas Tabelas 5.14 e 5.15.

Tabela 5.14: Comprimentos dos vãos em simulação de descarga no cabo pára-raios no meio do vão entre as torres 45.1 e 45.2.

<b>DESCARGA ATMOSFÉRICA NO VÃO ENTRE TORRES: 45.1 E 45.2</b>	
<b>VÃOS ENTRE TORRES</b>	<b>(m)</b>
44.1 à 44.2	325
44.2 à 44.3	325
44.3 à 45.1	320
45.1 à 45.2	335
45.2 à 45.3	340
45.3 à 46.1	340
46.1 à 46.2	340



Tabela 5.15: Resistências de dispersão em simulação de descarga no cabo pára-raios no meio do vão entre as torres 45.1 e 45.2.

<b>RESISTÊNCIAS DE DISPERSÃO</b>	
<b>TORRES</b>	<b><math>R_d(\Omega)</math></b>
44.1	14,67
44.2	14,67
44.3	14,67
45.1	14,67
<b>45.2</b>	<b>14,67</b>
45.3	14,67
46.1	14,67
46.2	14,67

Verifica-se pela Tabela 5.14 que a descarga atmosférica atingiu o cabo pára-raios a 167,5 metros das torres 45.1 e 45.2, metade do vão entre essas torres. Efetuou-se então uma simulação comparando a sobretensão gerada sobre o isolamento em ar, entre a fase C e o cabo pára-raios no ponto de incidência (cabo pára-raios 1), e a sobretensão sobre a cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2, conforme a Tabela 5.16 e a Figura 5.7.

Tabela 5.16: Valores das sobretensões sobre a cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2 e o isolamento em ar entre a fase C e o cabo pára-raios 1 no meio do vão.

<b><math>\Delta V_{\text{Max} - \text{fase C}} (\text{pu})</math></b>	
<b>CADEIA DE ISOLADORES DA TORRE 45.2</b>	<b>MEIO DO VÃO ENTRE TORRES 45.1 E 45.2</b>
1,91	9,45

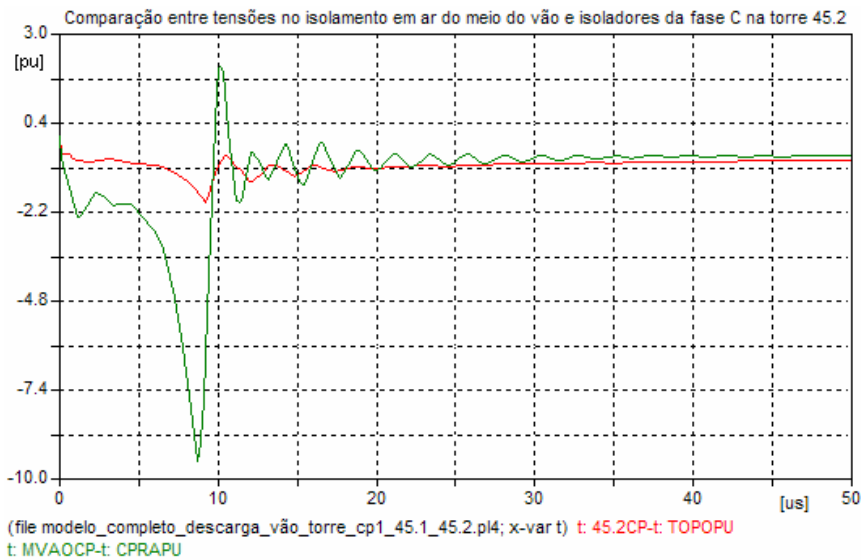


Figura 5.7: Comparação entre as sobretensões sobre a cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2 (vermelho) e o isolamento em ar entre a fase C e o cabo pára-raios 1 no meio do vão (verde).

De acordo com a Tabela 5.16 e a Figura 5.7 observa-se uma diferença expressiva entre as solicitações impostas aos dois isolamentos. O isolamento em ar no meio do vão apresenta uma tensão máxima aproximadamente 5 vezes superior ao observado para a solicitação na cadeia de isoladores da fase C na torre 45.2. O resultado obtido nessa simulação reafirma o exposto no Capítulo 3, onde foi explicado que no caso de descargas indiretas incidentes sobre cabos pára-raios, as solicitações aos isolamentos no ponto de incidência são bem superiores às solicitações ao isolamento das torres. Nesses casos, a onda de tensão que trafega pelo cabo pára-raios a partir do ponto de impacto da descarga encontra um ponto de descontinuidade ao chegar na torre, dado pela impedância de surto da torre e a impedância de surto do cabo pára-raios que prossegue pelo próximo vão. O resultado da interação entre essas impedâncias ocasiona a geração de uma onda refletida nesse ponto que irá atenuar o impacto sobre a isolação das torres. Entretanto, essa onda chegará no meio do vão (ponto de impacto da descarga) somente após o tempo de viagem do surto entre a torre e o meio do vão. Durante esse tempo, a forma de onda da tensão no meio do vão continua a sua evolução natural sem quaisquer atenuações, ocasionando, portanto, sobretensões bem mais significativas no meio do vão do que as geradas sobre as cadeias de isoladores das torres.

Ressalta-se, entretanto que, conforme já citado no Capítulo 3, apesar das altas sobretensões no meio do vão, não é garantido que ocorra um arco elétrico através do isolamento em ar. A maior flecha dos cabos condutores em relação aos cabos pára-raios resulta em um grande distanciamento entre esses cabos no meio do vão. Esse

distanciamento pode ser suficiente para impedir que as altas sobretensões geradas ocasionem a disrupção do isolamento em ar. Adicionalmente, mesmo que não ocorra a disrupção no meio do vão, nada impede que isto possa ocorrer na cadeia de isoladores na torre, onde as solicitações resultantes da descarga incidente são bem menores.

## 5.6 Resumo dos Resultados

Neste capítulo foram executadas simulações computacionais baseadas em cenários hipotéticos de descargas atmosféricas incidentes sobre a linha de transmissão modelada. Tais cenários, contudo, podem perfeitamente representar situações de risco real a que a linha é submetida durante a ocorrência de tempestades, e que devem ser superadas de modo a evitar desligamentos e conseqüentes possíveis interrupções ao suprimento de energia aos consumidores.

Nas duas primeiras simulações foram feitas análises baseadas no estudo do comportamento da isolação da linha quando exposta a uma onda padrão de impulso atmosférico incidente sobre uma torre. Observou-se nesses casos a importância de valores adequados para a resistência de dispersão (aterramento) das torres para o bom desempenho do isolamento, reduzindo a probabilidade de ocorrência de descargas disruptivas através das cadeias de isoladores.

Na terceira simulação avaliou-se a influência das condições do solo no desempenho da linha. Nesse caso constatou-se o efeito de uma condição adversa (solo seco) e uma condição favorável do solo (solo úmido) no seu desempenho. Verificou-se que de modo geral, conforme as medições efetuadas pela concessionária de energia, o solo em condições úmidas proporcionou menores resistências de dispersão nas torres. Em condições de solo seco os valores medidos foram maiores. Observou-se que as condições de solo seco afetaram negativamente de forma mais destacada do que o cenário de solo úmido o desempenho da linha frente às descargas atmosféricas.

Na quarta simulação optou-se por efetuar uma comparação entre as solicitações ao isolamento da linha no meio de um vão e na torre quando esta linha é submetida a uma descarga incidente no cabo pára-raios. Verificou-se que as solicitações no meio do vão foram significativamente maiores que as obtidas na torre.

Ressalta-se que não foi possível a validação dos resultados dessas quatro simulações através da comparação com dados reais medidos, exatamente pelo fato de que não havia, pelo menos à época do estudo, ferramentas de medição/registro de eventos de descargas

incidentes sobre a linha estudada e das respectivas ondas de tensão e corrente geradas. Contudo, vale destacar que no âmbito das quatro simulações efetuadas os resultados obtidos pelo modelo apresentado se mostraram bastantes coerentes com a teoria exposta nos capítulos anteriores. Essa constatação é uma indicação quanto a fidelidade dos resultados gerados, e em decorrência disso, credencia positivamente o modelo para aplicação em análises de casos reais.

# CAPÍTULO 6

## CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Grande parte dos desligamentos de equipamentos em sistemas de energia e as subsequentes interrupções de fornecimento aos consumidores são decorrentes de descargas atmosféricas, que inclusive, anualmente, geram significativos prejuízos financeiros às concessionárias e aos consumidores em consequência da queimas de equipamentos e desligamentos. Desse modo, a realização de estudos e análises da incidência de descargas atmosféricas é de fundamental importância durante as fases de projeto e operação de linhas de transmissão e subestações, visando assegurar um bom funcionamento dos sistemas de energia elétrica.

Entretanto, na realização de estudos de descargas atmosféricas em sistemas de energia algumas dificuldades inerentes ao próprio fenômeno eletromagnético em questão são encontradas, como: os fenômenos da descarga apresentam grande complexidade física; os parâmetros das descargas possuem grande dispersão e, por esta razão, em muitos estudos pode ser necessário um tratamento desses parâmetros através de distribuições estatísticas; e é bastante complexa a propagação das descargas na região próxima à linha e ao longo da linha. Além disso, alguns parâmetros envolvidos com o cálculo variam com a frequência, o que dificulta tratamentos no domínio do tempo.

Nesse trabalho foi implementado através do programa computacional ATP/Draw[1] um modelo de aplicação geral, para simulação e análise no domínio do tempo de descargas atmosféricas incidentes em linhas e torres de transmissão, sendo testado em estudos envolvendo um sistema real de energia elétrica. O trabalho incluiu uma investigação criteriosa sobre as descargas atmosféricas, cujas teorias associadas estão presentes nos Capítulos 2, 3 e 4, sendo que este último abordou os componentes do modelo final.

A modelagem apresentada baseou-se na linha de transmissão operando em 230kV Caxias – Coelho Neto II, situada na região Norte - Nordeste do Sistema Interligado Nacional (SIN), para a qual dados necessários à configuração do modelo foram disponibilizados pela ELETRONORTE. Na época de início deste trabalho (2005), essa linha de transmissão apresentava taxas de desligamento resultantes de descargas

atmosféricas entre as mais críticas para essa concessionária de energia dentro do estado do Maranhão (comunicação privada com a ELN-MA).

O modelo implementado foi testado por intermédio de simulações computacionais de casos hipotéticos. Nas duas primeiras simulações foi analisada a possibilidade de disrupção das cadeias de isoladores das torres quando submetidas à forma de onda padrão de impulso atmosférico com diferentes amplitudes e configurando distintos valores de resistências de aterramento. Nessas simulações foi demonstrada a importância de valores reduzidos de resistência de aterramento para a melhoria do desempenho do isolamento. No terceiro caso simulado foram constatados quantitativamente os efeitos de condições adversas no solo, afetando as resistências de aterramento de torres, na deterioração do desempenho de linhas submetidas a surtos atmosféricos. Na última simulação foi possível averiguar as grandes diferenças existentes entre as solicitações geradas aos isolamentos das torres e ao longo dos vãos quando uma descarga incide nos cabos pára-raios. De modo geral, os resultados obtidos através dessas simulações evidenciaram que, apesar da inexistência de dados reais de registros de eventos de descargas na linha para a efetuação de validações, os resultados gerados pelo modelo estão em pleno acordo com a teoria exposta ao longo do trabalho.

Um ponto a ser buscado para complementação da modelagem é a implementação de modelos gerais adequados para a representação dos isolamentos das linhas de transmissão, permitindo a simulação dos processos de disrupção dos isolamentos quando estes são submetidos a formas de onda de tensão genéricas que excedam à sua suportabilidade.

Ressalta-se, todavia, que a coerência dos resultados apresentados pelo modelo, aliado às extensas possibilidades de análises de sensibilidade que este já possibilita de serem realizadas, o indica como uma ferramenta útil de análise de descargas incidentes em LT's em casos práticos, podendo ser utilizado pela concessionária para análises similares, até em outras linhas de interesse (nesses casos devem empregados os dados das linhas de interesse necessários à configuração do modelo). Podem ser realizadas análises de sensibilidade, como exemplo, da influência das resistências de dispersão das torres sobre os valores máximos das tensões sobre os isolamentos em descargas indiretas; ou dos valores máximos das tensões sobre o isolamento em função dos parâmetros da descarga incidentes (corrente máxima, tempo de frente, tempo de meia onda ou derivada máxima de corrente).

Outras análises que podem ser realizadas com o modelo apresentado são relacionadas à verificação da eficácia dos sistemas de blindagem de linhas de transmissão. Nessas

análises seria necessária uma aplicação conjugada do modelo implantado com o Modelo Eletrogeométrico.

É possível ainda a realização de análises de modelagem de pára-raios de linha para inclusão no modelo em paralelo aos pontos onde são fixadas as cadeias de isoladores. Podem ser definidos, por exemplo, procedimentos de aplicação de pára-raios de linha por torres ou mesmo determinadas fases de torres com maior vulnerabilidade à incidência de descargas, onde soluções relacionadas, por exemplo, à busca de reduções de resistência de dispersão foram ineficazes ou mesmo impraticáveis.

Finalmente, destaca-se que em função dos resultados proporcionados, o modelo apresentado poderá efetivamente servir de referência inicial nesse tipo de modelagem no âmbito do sistema ELETRONORTE-MA, norteando os desenvolvimentos futuros em estudos de descargas atmosféricas no domínio do tempo.

Desse modo, recomendam-se algumas sugestões para trabalhos futuros:

1. Implementação no modelo de representação para os isolamentos em ar, nos vãos e nas torres, bem como para as cadeias de isoladores, quando submetidos a surtos de tensão com formas de onda genéricas, permitindo a simulação do processo de disrupção dos isolamentos de linhas de transmissão;
2. Estudo da modelagem de pára-raios de linha para inclusão no modelo, possibilitando a realização de análises de alternativas para melhorar o desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas mediante a inclusão destes equipamentos;
3. Abordagem da aplicação do modelo desenvolvido em conjunto com o Modelo Eletrogeométrico, como uma ferramenta de avaliação dos sistemas de blindagem de linhas de transmissão durante as fases de projeto ou operação das linhas;
4. Investigação de modelos segmentados de impedâncias de surto de torres, para aplicação nos casos de análises de LT's em cujas torres haja grande distanciamento entre alguns cabos condutores e o topo da torre, alterando de forma relevante a tensão no ponto de fixação dos isoladores em relação à tensão no topo da estrutura.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PRIKLER, L.; HOIDALEN, H. K.; **ATPDRAW version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP User's Manual**. Norway, 2002. 247p.
- [2] SALARI FILHO, J. C.; **Características das Descargas Atmosféricas para Estudos de Desempenho de Linhas de Distribuição e Transmissão – Relatório Técnico DPP/PER n° 737 CEPEL**. Rio de Janeiro, Brasil, 2002.
- [3] CHAMBERS, F.; ALMON, C. P.; **Performance of 161 kV and 115 kV Transmission Lines**. IEEE Transactions on P.A.S., vol. 81, Oct, 1962, pp. 431 - 459.
- [4] ERIKSSON, A. J.; **Lightning and Tall Structures**. IEEE Transactions on P.A.S, vol. 69, Aug, 1978.
- [5] ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J.; **A Summary of Lightning Parameters for Engineering Applications**. CIGRE, Paris, n° 33-06, 1980.
- [6] ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, R. B.; KRÖNINGER, H.; MEAL, D. V.; SMITH, M. A.; **Lightning and Thunderstorm Parameters**. IEE Conference Publication, n° 236, Londres, Jun, 1984.
- [7] DINIZ, J. H.; CARVALHO, A. M.; CHERCHIGLIA, L. C. L.; **Lightning Research Carried out by Companhia Energética de Minas Gerais**. CIGRE. International Workshop on Line Surge Arresters and Lightning. Rio de Janeiro, Brazil, Apr, 1996.
- [8] DINIZ, J. H.; CHERCHIGLIA, L.C. L.; CARVALHO, A.; **A Brief Report on CEMIG LPATS – Relatório Interno**, CEMIG, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brazil, 1993.
- [9] TORRES, H. et al.; **Variation of Ground Stroke Density With Latitude**. VI International Symposium on Lightning Protection (SIPDA), São Paulo, Brazil, Nov, 2001, pp. 8 - 11.



- [10] CIGRE WG 33-01. **Guide to Procedures for Estimating the Lightning Performance of Transmission Lines**. CIGRE Technical Brochure n° 63, Paris, França, Out, 1991.
- [11] ABNT. **Proteção de Edificações contra Descargas Atmosféricas**. Norma Técnica NBR – 5419, 1993.
- [12] IEC. **Protection of Structures Against Lightning**. Norma Técnica Internacional n° 1024, 1ª edição, 1993.
- [13] CHOWDHURI, P. et al.; **Parameters of Lightning Strokes: A Review**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20. n° 1, Jan, 2005.
- [14] IEEE Working Group Report, **Estimating Lightning Performance of Transmission Lines II. Updates to Analytical Models**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8. n° 3, Jul, 1993, pp. 1254 - 1267.
- [15] CUMMINS, K. L. et al.; **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. n° 4, Nov, 1998, pp. 465 – 480.
- [16] Descargas Atmosféricas. Disponível em <<http://www.inpe.br/webelat/homepage/>> Acesso em: 04 mar. 2008.
- [17] Revista Eletrobrás. Rio de Janeiro, RJ: Eletrobrás. ano 4. n° 8. Jan/Fev. 2008.
- [18] Ranking de Incidência de Descargas Atmosféricas por Município no Brasil. Disponível em <[http://www.inpe.br/ranking/Ranking\\_Municipios\\_Geral\\_2005-2006.pdf](http://www.inpe.br/ranking/Ranking_Municipios_Geral_2005-2006.pdf) > Acesso em: 27 fev. 2008.
- [19] Revista FURNAS. Rio de Janeiro, RJ: FURNAS. ano XXXI. n° 316. Jan. 2005. pág 19.

- [20] Rede Integrada Nacional de Descargas Atmosféricas. Disponível em <<http://www.rindat.com.br>> Acesso em: 29 set. 2007.
- [21] SIDDEM. Disponível em <[http://ciram.epagri.rct-sc.br:8080/cms/ti/sub\\_ti.jsp](http://ciram.epagri.rct-sc.br:8080/cms/ti/sub_ti.jsp)> Acesso em: 27 fev. 2008.
- [22] BENETI, C. A. et al.; **Sistema Integrado de Monitoramento e Análise de Descargas Atmosféricas nas Linhas de Transmissão da CTEEP**. Projeto de P&D, SIMEPAR.
- [23] D'AJUZ, A. et al.; **Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento: Aplicação em Sistemas de energia elétrica de Alta – Tensão**. Rio de Janeiro: FURNAS; Niterói: Universidade Federal Fluminense, 1987. 435p.
- [24] UMAN, M. A.; **Natural Lightning**. IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 30, n° 3. may/jun, 1994.
- [25] SIMPSON, G. S.; SCRASE, F. J.; **The Distribution of Electricity in Thunderclouds**. Proc. R. Soc., vol. A161, p. 309, 1937.
- [26] SIMPSON, G. S.; ROBINSON, G. D.; **The Distribution of Electricity in Thunderclouds, Part II**. Proc. R. Soc., vol. A177, p. 281, 1941.
- [27] THOTTAPPILLIL, R.; **Electromagnetic Pulse Environment of Cloud – to – Ground Lightning for EMC Studies**. IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility, vol. 44, n° 1, Feb, 2002.
- [28] SLUIS, Lou van der.; **Transients in Power Systems**. New York: JOHN WILEY & SONS, LTD, 2002. 207p.
- [29] BERGER, K.; ANDERSON, R. B.; KRÖNINGER, H.; **Parameters of Lightning Flashes**. Electra. n°41, Jun. 1975, pp. 23-37.

- [30] ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J.; **Lightning Parameters for Engineering Applications**. Electra, n°69, Mar. 1980, pp. 65 – 102.
- [31] BERGER, K.; **Lightning Current Parameters of Upward Strokes Measured at Monte San Salvatore**, Lugano – C.E. Transactions 7358, Bull. SEV/VSE 69, Apr. 1978, pp. 353 – 359.
- [32] AIEE Committee Report.; **A Method of Estimating Lightning Performance of Transmission Lines** . Transactions AIEE, vol. 69, part II, 1950, pp. 1187 – 1196.
- [33] JOHNSON, I. B.; SCHULTZ, A. J.; **A Hypothesis Concerning Lightning Phenomena and Transmission – Line Flashover**. Transactions AIEE, Feb. 1958, pp. 1470 – 1479.
- [34] POPOLANSKY, F.; **Frequency Distribution of Amplitudes of Lightning Currents**. Electra, n°22, May. 1972, pp. 139 – 147.
- [35] SARGENT, M. A.; **The Frequency Distribution of Current Magnitude of Lightning Strokes to Tall Structures**. IEEE Transactions on P.A.S., Sep/Oct. 1972, pp. 2224 – 2229.
- [36] CORTINA, R. et al; **Some Aspects of the Evaluation of the Lightning Performance of Electrical Systems**. CIGRE, 33 – 13, 1980.
- [37] ERIKSSON, A. J.; **The Incidence of Lightning Strikes to Power Lines**. IEEE Transactions on P.D. vol. 2, Jul. 1987, pp. 859 – 870.
- [38] FISHER, R. J. et al; **Parameters of Triggered – Lightning Flashes in Florida and Alabama**. J. Geophys. Res., vol. 98, n° D12, Dec. 1993, pp. 22887 – 22902.
- [39] NARITA, T.; et al.; **Observation of Current Waveshapes of Lightning Strokes on Transmission Towers**. IEEE Transactions on Power Delivery, vol.15, Jan. 2000, pp. 429 – 435.

- [40] MIYAKE, K.; et al.; **Characteristics of Winter Lightning Current on Japan Sea Coast.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, n° 3, Jul. 1992, pp. 1450 – 1457.
- [41] ASAKAWA, A.; et al.; **Two Types of Lightning Discharges to a High Stack on the Coast of the Sea of Japan in Winter.** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, Jul. 1997, pp. 1222-1231.
- [42] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. **Transmission Line Reference Book: 345 kV and Above.** 2. ed. Palo Alto, 1982.
- [43] SCHROEDER, M. A. O.; et al.; **Evaluation of Directly Measured Lightning Parameters.** V International Symposium on Lightning Protection (SIPDA), São Paulo, Brazil, May. 1999, pp. 7 – 11.
- [44] ANDERSON, R. B.; **A Comparison Between Some Lightning Parameters Measured in Switzerland with those in Southern Africa.** CSIR Special Report ELEK n° 6, Pretoria, 1971.
- [45] ZANETTA Jr, L. C.; **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência.** São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003. 720p.
- [46] **IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines,** IEEE Std 1243 – 1997, 16 Dec. 1997.
- [47] OLIVEIRA Jr, A. M.; SILVA, R. J.; **Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas e Aterramento.** 2004. 83f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Goiás, Goiânia, 2004.
- [48] GOLDE, R. H.; **Lightning.** Academic Press. London, 1977.
- [49] ARMSTRONG, H. R.; WHITEHEAD, E. R.; **Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding.** IEEE PAS 87, 1968.

- [50] WAGNER, C. F.; HILEMAN, A. R.; **A New Approach to the Calculation of the Lightning Performance of Transmission Lines – II.** AIEE Trans. on PA&S, vol. 78, 1959, pp. 996 – 1022.
- [51] WAGNER, C. F.; **The Relation Between Stroke Current and the Velocity of the Return Stroke.** IEEE Trans. on PA&S, Oct. 1963, pp. 609 – 617.
- [52] YOUNG, F. S. et al.; **Shielding of Transmission Lines.** IEEE Trans. on PA&S, vol. S82, 1963, pp. 132 – 154.
- [53] BROWN, G. W.; WHITEHEAD, E. R.; **Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding – II.** IEEE Trans. on PA&S, vol. 88, 1969, pp. 617 – 626.
- [54] LOVE, E. R.; **Improvements in Lightning Stroke Modelling and Applications to the Design of EHV and UHV Transmission Lines.** M.Sc. Thesis, University of Colorado, Denver, CO, 1973.
- [55] IEEE Working Group on Estimating Lightning Performance of Transmission Lines, **A Simplified Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines.** IEEE Trans. vol. PAS – 104 n° 4, Apr. 1985, pp. 919 – 932.
- [56] ERIKSSON, A. J.; **An Improved Electrogeometric Model for Transmission Line Shielding Analysis.** IEEE Transactions on P.D. vol. PWRD – 2, n° 3, Jul. 1987, pp. 871 – 886.
- [57] RIZK, F. A.; **Modeling of Transmission Line Exposure to Direct Lightning Strokes.** IEEE Transactions on P. D., vol. 5, n°. 4, Nov. 1990, pp. 1983 – 1997.
- [58] PORTELA, C. M.; **Regimes Transitórios.** COPPE/UFRJ. vol. 1 – 4, 1983.
- [59] MARTI, J. R.; **Accurate Modelling of Frequency – Dependent Transmission Lines in Electrogeometric Transient Simulations.** IEEE Transactions on PA&S. vol. PAS - 101, n° 1, Jan. 1982, pp. 147 – 157.

- [60] ABUR, A.; OZGUN, O.; MAGNAGO, F. H.; **Accurate Modeling and Simulation of Transmission Line Transients Using Frequency Dependent Modal Transformations.** IEEE, 2001. pp. 1443 – 1448.
- [61] MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W.; **Line Models for Lightning Studies.** Transactions Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, vol. 28, Mar. 1989, pp. 1 – 15.
- [62] **Alternative Transients Program Rule Book**, Leuven EMTP Center, Chapter XVII, July. 1987.
- [63] MARTI, J. R.; CASTELLANOS, F.; **Full Frequency – Dependent Phase – Domain Transmission Line Model.** IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, vol. 12, n<sup>o</sup>. 3, Aug. 1997, pp. 1331 – 1339.
- [64] NGUYEN, H. V.; DOMMEL, H. W.; MARTI, J. R.; **Direct Phase – Domain Modelling of Frequency – Dependent Overhead Transmission Lines.** IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, vol. 12, n<sup>o</sup>. 3, July. 1997, pp. 1335 – 1342.
- [65] CELG. **Especificação de Cabos de Alumínio Nu com Alma de Aço.** Norma Técnica CELG, NTC – 42. dez. 2005.
- [66] HEDMAN, D. E.; **Teoria das Linhas de Transmissão.** Santa Maria, Edições UFSM. vol. 2, 2<sup>a</sup> ed., 1983. 182p.
- [67] FERREIRA, C.; **Desempenho de Linhas de Transmissão Face a Descargas Atmosféricas.** Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Elétrica, UNB, Brasília, Brasil, 1983.
- [68] GUTIÉRREZ, J. A. et al.; **Comparison of Transmission Tower Models for Evaluating Lightning Performance.** IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italy. 23 – 26. Jun. 2003.

- [69] DARVENIZA, M. et al.; **Modeling for Lightning Performance Calculations.** IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS – 98, n°. 6, nov/dec. 1979.
- [70] AMETANI, A. et al.; **Frequency – Dependent Impedance of Vertical Conductors and a Multiconductor Tower Model.** IEE Proc – Gener. Transm. Distrib., vol. 141, n°4, Jul. 1994, pp. 339 – 345.
- [71] GUTIÉRREZ, J. A. et al.; **Nonuniform Transmission Tower Model for Lightning Transient Studies.** IEEE Transactions on PWRD. 15. Feb. 2003.
- [72] HARA, T.; YAMAMOTO, O.; **Modelling of a Transmission Tower for Lightning Surge Analysis.** IEE Proc – Gener. Transm. Distrib. vol. 143, n°. 3, May. 1996, pp. 283 – 289.
- [73] DAWALIBI, F. P. et al.; **Computation of Power Line Structure Surge Impedances Using the Electromagnetic Field Method.** IEEE, 2001, pp. 663 – 668.
- [74] BEWLEY, L.V.; **Travelling Waves on Transmission Systems.** 2. ed. New York, Dover, 1963.
- [75] MARTINEZ, J. A.; CASTRO-ARANDA, F.; **Lightning Performance Analysis of Overhead Transmission Lines Using the EMTP.** IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, vol. 20, n°. 3, July, 2005.
- [76] BRÍTTES. J. L.; RIBEIRO. J. E.; **Desempenho de Linhas de Transmissão que Utilizam Pára-Raios de ZnO.** CPFL.
- [77] Santa Terezinha Isoladores. Disponível em <<http://www.cst-isoladores.com.br/>> Acesso em: 21 ago. 2008.
- [78] PESSANHA, J. E.; PINHEIRO, F. H. C. et al; **Modeling a 230 kV Transmission Line for Lightning Analysis.** International Conference on Grounding and Earthing & 2<sup>nd</sup> International Conference on Lightning Physics and Effects. Maceió, Brazil. Nov. 2006.

## **ANEXO**

- Modeling a 230 kV Transmission Line for Lightning Analysis.



## MODELING A 230 KV TRANSMISSION LINE FOR LIGHTNING ANALYSIS

José E. O. Pessanha Fernando H. C. Pinheiro Sérgio R. Silva  
Universidade Federal do Maranhão – Brasil

Cláudio Ferreira Carlos A. Mohallem Natalia S. Caldeira  
Universidade Federal de Itajubá – Brasil

Djalma F. C. Filho Julio C. R. Buzar Mauro Aquino  
Centrais Elétricas do Norte do Brasil SA - ELETRONORTE

**Abstract** - One of the 230 kV overhead transmission systems operated by The Brazilian North Power System Utility – ELETRONORTE (ELN) has been exposure to severe lightning strokes which have cause insulation breakdown and the opening of the respective lines. As a result, the line opening rate due to single-phase short circuits resulting form lightnings became a matter of concern. These lines are located in a severe region under environmental point of view. The lines are subject to extreme heat and dry conditions during daylight summer season and moderate heat and intense humidity during rainy season, identified as winter. These seasons cycles last six months each, in general.

In order to evaluate the impacts caused by lightning and provide remedial measures, the particular 230 kV transmission system and respective shield wires were modeled in the ATPDrawn computer program through J. Marti model. The present work presents the line performance under lightning conditions and the main steps engaged in the modeling process.

### 1 - INTRODUCTION

Power systems overvoltages may result from current and voltage transients after switching operations, or after faults clearing. Overvoltages may also result from external sources, such as lightnings. Cloud-to-ground lightnings may hit transmission towers, phase conductors, shield wires or masts, and substations. Therefore, power systems must be shielded against lightnings, otherwise dangerous overvoltages will appear across equipment and line insulation. In general, the insulation must be designed to resist a large variety of lightning surges overvoltages, amplitudes and duration. However, this is a very difficult task mainly due to economical restrictions.

A limit must be found, for which the cost associated to the power system reliability profile can not be justified by economy savings related to the reduction of line outages. Therefore, the probability associated to a certain number of outages due to insulation breakdown is acceptable. However, these failures must be restricted to areas where the resulting damages are as low as possible.

Some of the ELN transmission systems presented low performance for lightning strokes. This is the case for the 230 kV transmission system under investigation in this work. This particular transmission system, referred to as

Coelho-Neto/Caxias, is located in a severe region under environmental point of view and it is operated by The Brazilian North Power System Utility – ELETRONORTE (ELN). The weather is basically six months dry and extremely hot (summer) and six months wet and hot (winter). It is during the rainy season that the region is subjected to severe lightnings and there are not specific monitoring systems in this region. Therefore, it was not possible to obtain reliable lightning data/characteristics related to this specific region. The soil presents a high and non-homogenous resistivity during the summer, and at the beginning of the rainy season when the lightning activity starts, the soil resistivity is unfavorable for draining part of the lightnings surges. In recent years, the ELN utility has registered a large number of line outages due to single-phase short circuits resulting from lightnings strokes/insulation flashover.

The present work investigates the Coelho-Neto/Caxias transmission line performance under lightning conditions using the ATP-Draw computer program. The objective is to provide a reliable model for further investigations.

### 2 – THE TRANSMISSION POWER SYSTEM

The analysis performed in this paper has been addressed to a particular transmission circuit, known as Coelho-Neto/Caxias, located in the Northeast Brazilian geographical region. This particular transmission line is operated by the ELN utility, and it is part of the National Interconnected System.

This particular power system has long transmission lines, transporting heavy energy blocks, mainly at 500 kV levels. At the substations near the loads, the voltage level is usually reduced to 230 kV. Table 1 illustrates basic characteristics related to the ELN main transmission lines.

Nominal voltage	Total length
500 kV	2721km
230 kV	798 km

Table 1- Transmission line basic data

# GROUND'2006

and

## 2<sup>nd</sup> LPE

International Conference on Grounding and Earthing  
&  
2<sup>nd</sup> International Conference on  
Lightning Physics and Effects  
Maceió - Brazil November, 2006

It can be seen that 500kV transmission lines are the major paths and some of these have series reactive power compensation devices, in order to turn the transmission more economic and to improve system stability margins (series controlled capacitors). There are also shunt reactive devices and synchronous compensators installed at selected substations.

### 2.1 – Line Description

The line is composed by a single transmission circuit, three conductors per phase with no transposition along the way (Figure 1). The line operates at 230 kV nominal voltage, 60 Hz frequency and 80 km long. There are two shield wires placed above the phase conductors in order to protect them against direct strokes. Along the transmission line path there are 244 concrete towers, with slight differences in their topologies, comprising glass or polymeric insulators.

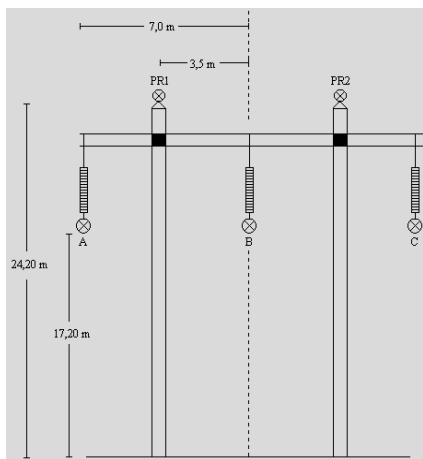


Figure 1 – Tower (concrete) and line geometric arrangement

### 2.2 – Transmission System Model

The line model used in the ATPdraw to represent the transmission line was the JMarti [1], which required geometric, physical and electrical data. This model may be used to represent a completely transposed line, multiple conductors per phase (bundle), shield wires, conductors' skin effect (frequency dependency).

The applied model also evaluates conductors' electrical parameters at each half span taking into account the conductors sags along the path. At each span there are changes in the phase conductors and shield wires height, with average sags of 9 m and 5.5 m, respectively. The physical and electrical conductors and shield wires data were made available by the ELN utility.

### Ground Resistance

This parameter is also important to get reliable overvoltages/overcurrents studies/simulations results due to lightnings. It dictates the "amount" of energy that will be drained from the surge directly to the ground.

Just to illustrated and remembering that the transmission line under investigation is located in a severe region under environmental point of view, Figure 2 plots ground resistance (ohms) as function of measurement points along the line path (80 km long).

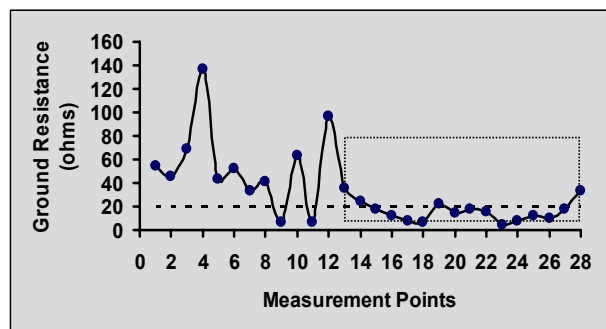


Figure 2 – Ground Resistance ( $\Omega$ )

These measurements were taken in different days for different soil conditions. All values inside the box, including the points 2, 5, 7, 8 and 9, correspond to humid soil conditions. The remaining tower grounding resistances are related to dry conditions and some of these values are extremely high, reaching 137  $\Omega$ . On the other hand the lowest value is 4.9  $\Omega$ . The dotted line corresponds to the design value (20 $\Omega$ ).

There is a variety of models available in the literature to represent tower footing resistances, including simple ones, such as those considering just the resistances, and the complex ones which consider transient surge impedances or the soil ionization. The use of a complex model may offer more realistic results but the parameters associated to the model may be difficult to be obtained. In this work a simple resistance was used to represent each tower footing resistance [2,3].

The values shown in Figure 2 do not correspond for all transmission towers but for intervals of 5 km between one measurement and the next one. In the case of unavailability, the available value was considered for the near by towers. This approach is based on the fact that, ground resistances do not vary significantly for nearby towers.

# GROUND'2006

and

## 2<sup>nd</sup> LPE

International Conference on Grounding and Earthing  
&  
2<sup>nd</sup> International Conference on  
Lightning Physics and Effects  
Maceió - Brazil November, 2006

### Tower Modeling

An adequate and reliable tower modeling is very important for transmission line lightning analysis since towers structures are also a surge path to the ground. In general the tower structure is represented by characteristic impedance, traveling time or velocity of propagation, and the surge path length along the tower [4].

Gathering the required parameters for a reliable tower structure modeling is not a straightforward task. In order to overcome the absence of some real data, the present work applies theoretical values, as indicated in Table 2, representing the characteristic impedance ( $Z_s$ ) in ohms, velocity of propagation ( $v$ ) in kilometers per second, and the surge path length along the tower ( $L$ ) in meters.

$Z_s(\Omega)$	$v(\text{km/s})$	$L(\text{m})$
200	300,000	24.2

Table 2 - Tower data

The characteristic impedance is based on some similarities found in the literature taking into account the characteristics of the towers under investigation. The speed of light (approximately) was considered for the speed of the surge.

### 2.3 – The Resulting Model

The line model used to represent the Coelho-Neto/Caxias transmission line in the ATPdraw software was the JMarti [1]. However, to carry out the computer simulations, the transmission line was not represented as a single block, but as several sections placed according to the real arrangement. This approach normally applies three or four sections, and it is a common procedure in this type of study [5,6]. Each section length is based on real information covering 244 transmission towers for a total length of 80 km. Figure 3 illustrates the simplified transmission line arrangement for a lightning striking a transmission tower (N) including shield wires.

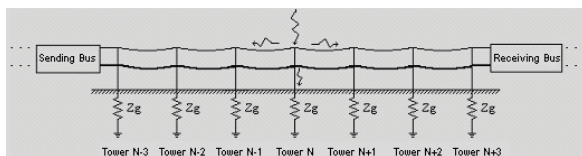


Figure – 3 Transmission line arrangement

Based on the sketch presented above, one can see how the lightning surge propagates through shield wires and through the tower structure to the ground.

Part of the North Brazilian power system is illustrated in Figure 4 where the red lines correspond to 500 kV transmission systems and the green ones to 230 kV

systems. Inside the dotted line box, one can see the transmission system under investigation including the derivation from PERITORO – TERESINA through a fly-tap.

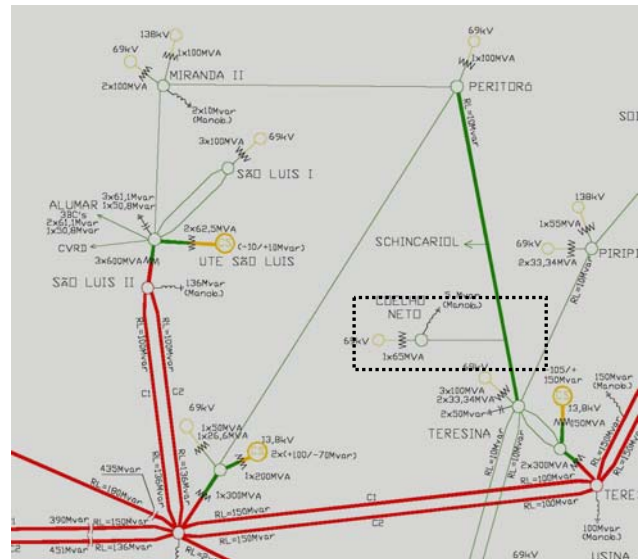


Figure 4 – Part of the Brazilian North Power System

The remaining power system (outside the box) was represented using Thevenin equivalent circuit, as illustrated in Figure 5. This approach reduces the computational effort since the system dimension is also reduced.

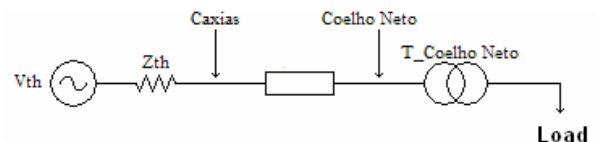


Figure 5 – Reduced Brazilian North Power System including Thevenin equivalent circuit

Once properly adjusted, the Thevenin equivalent circuit developed here was validated through steady-state simulation in order to verify voltage peak (phase) magnitude and angle at the connection point. Table 3 presents the values obtained before and after the Thevenin circuit has been implemented and as can be seen the results are similar.

Complete	Reduced (Thevenin)
180.72919 kV	180.72918 kV
-3.148517°	-3.148516°

Table 3 - Phase voltage and angle at the connection point

# GROUND'2006

and

## 2<sup>nd</sup> LPE

International Conference on Grounding and Earthing  
&  
2<sup>nd</sup> International Conference on  
Lightning Physics and Effects  
Maceió - Brazil November, 2006

### 3 – LIGHTNING ANALYSIS USING ATPDRAW

The ATPDraw is a graphical preprocessor to the ATP-EMTP on the MS Windows platform. The user can build up an electric circuit, selecting predefined components from a wide menu just using the mouse. Based on the graphical drawing of the circuit, ATPDraw generates the ATP file in the suitable format [5].

#### Lightning striking a single tower with a single shield wire

Just to illustrate the application of the ATPDraw, it is simulated a lightning striking a single tower with a single shield wire, as shown Figure 6, and the objective is the resulting overvoltage (Figure 7) at the top of the tower. From the model,  $Z_t$  is the tower surge impedance,  $R_{at}$  is the tower footing resistance,  $Z_{cp}$  is the shield wire surge impedance and  $V$  is the voltage at the top of the tower. The tower resistance is  $0.0001\Omega$  and the surge propagation speed is  $300,000\text{ km/s}$ .

The lightning characteristics are:  $30\text{ kA}$  (current peak),  $4\mu\text{s}$  (time to crest), and  $50\mu\text{s}$  (time to tail), and the integration step is  $0.01\mu\text{s}$ .

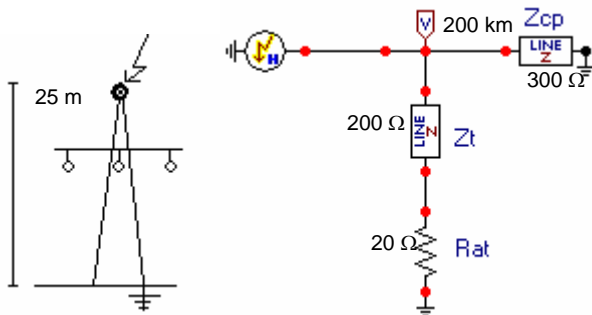


Figure 6 – Single transmission tower hit by a lightning including a single shield wire (ATPDraw)

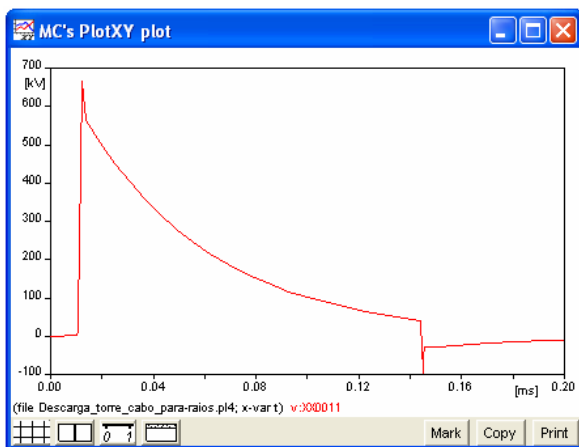


Figure 7 – Overvoltage at the top of the tower

#### Lightning striking Coelho-Neto/Caxias transmission line

The representation of the Coelho-Neto/Caxias transmission line in the ATPdraw is not as simple as the first example, where only the tower was represented by the single-phase Clarke model. Here, the JMarti [1] model has been considered (LCC group) to represent the transmission lines.

The next step is to provide information about transmission line and tower geometries, conductors' resistance (phase and shield wires). The generic ATPdraw model including transmission towers, overhead lines and shield wires representing a particular section of the Coelho-Neto/Caxias transmission path is shown in Figure 8.

The frequency range considered in the line parameters calculations covered  $0.01\text{ Hz}$  up to  $10\text{ MHz}$ , which takes into account the frequency range normally observed in lightning studies [4]. However, for the modal transformation matrix calculation the frequency considered was  $5\text{ kHz}$  [1, 6, 7]. This matrix was assumed constant (imaginary part neglected) and the eigenvectors are rotated near to the real axis, according to the recommendations found in reference [8].

#### Computer Simulations

Different simulation sets are considered in this work based on the model illustrated in Figure 8. The objective is to check the overvoltage resulting from a lightning striking a specific tower as function of the soil conditions (humid and dry). The considered ground resistances are based on field measurements (Figure 2) and the lightning characteristics are the same used in the prior example, e.g.;  $30\text{ kA}$  (current peak),  $4\mu\text{s}$  (time to crest), and  $50\mu\text{s}$  (time to tail), but now the integration step is  $0.0003\mu\text{s}$ .

Table 4 presents information about the system sections under investigation (humid soil). In that table, one can find the structure identification by three digits. The first two digits correspond to the location and the third one to the tower. For instance, 00.4 means the fourth tower at kilometer zero, 15.1 the first tower at kilometer fifteen, 35.2 the second tower at kilometer thirty five, and so on. The distance between two towers in the same location is also provided; the first and the second tower at kilometer fifteen are separated by 335 meters (15.1-15.2).

Table 5 shows the towers under investigation (hit by lightning - 00.4, 15.1 and 35.2), the nearby ones and respective ground resistances. Each tower has been hit at  $16.8\mu\text{s}$ , which intervals are long enough to neglect any residual effect.

Figure 9 shows the resulting overvoltages at the top of each tower and Table 6 the respective peak voltages in per unit (phase A).

# GROUND'2006

## and 2<sup>nd</sup> LPE

International Conference on Grounding and Earthing  
&  
2<sup>nd</sup> International Conference on  
Lightning Physics and Effects  
Maceió - Brazil November, 2006

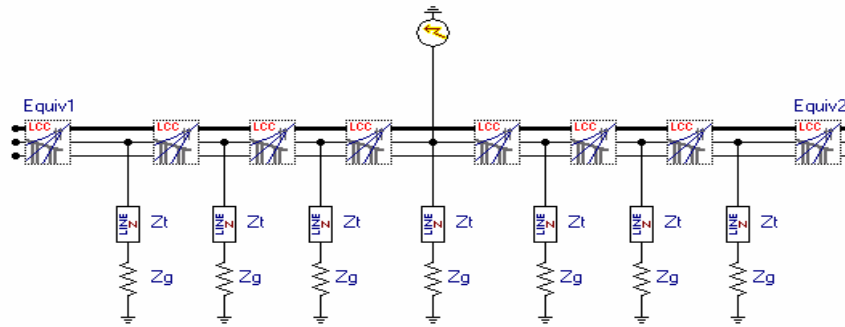


Figure 8 – Generic ATPdraw Coelho-Neto/Caxias transmission system model

Span	m	Span	m	Span	m
00.1 - 00.2	323	14.1 - 14.2	290	34.2 - 34.3	330
00.2 - 00.3	190	14.2 - 14.3	285	34.3 - 35.1	330
00.3 - 00.4	340	14.3 - 15.1	290	35.1 - 35.2	325
00.4 - 01.1	215	15.1 - 15.2	335	35.2 - 35.3	330
01.1 - 01.2	315	15.2 - 15.3	330	35.3 - 36.1	330
01.2 - 01.3	265	15.3 - 16.1	340	36.1 - 36.2	335

Table 4 - Transmission path for humid soil – sandy conditions

Span	m	Span	m	Span	m
00.1 - 00.2	324	09.2 - 09.3	260	29.2 - 29.3	310
00.2 - 00.3	190	09.3 - 09.4	315	29.3 - 30.1	300
00.3 - 00.4	340	09.4 - 10.1	130	30.1 - 30.2	325
00.4 - 01.1	215	10.1 - 10.2	450	30.2 - 30.3	335
01.1 - 01.2	315	10.2 - 10.3	185	30.3 - 31.1	340
01.2 - 01.3	265	10.3 - 11.1	290	31.1 - 31.2	300

Table 7 - Transmission path for dry soil

Humid Soil – Sandy Conditions					
00.4*		15.1*		35.2*	
Tower	Zg(Ω)	Tower	Zg(Ω)	Tower	Zg(Ω)
00.1	46	14.1	43.33	34.2	25
00.2	46	14.2	43.33	34.3	25
00.3	46	14.3	43.33	35.1	25
<b>00.4</b>	<b>46</b>	<b>15.1</b>	<b>43.33</b>	<b>35.2</b>	<b>25</b>
01.1	46	15.2	43.33	35.3	25
01.2	46	15.3	43.33	36.1	25
01.3	46	16.1	43.33	36.2	25

Table 5 - Ground resistance for humid soil – sandy conditions

Humid Soil – Sandy Conditions					
00.4*		10.1*		30.2*	
Tower	Zg(Ω)	Tower	Zg(Ω)	Tower	Zg(Ω)
00.1	54.33	09.2	137	29.2	96.6
00.2	54.33	09.3	137	29.3	96.6
00.3	54.33	09.4	137	30.1	96.6
<b>00.4</b>	<b>54.33</b>	<b>10.1</b>	<b>137</b>	<b>30.2</b>	<b>96.6</b>
01.1	54.33	10.2	137	30.3	96.6
01.2	54.33	10.3	137	31.1	96.6
01.3	54.33	11.1	137	31.2	96.6

Table 8 - Ground resistance for dry soil

Peak Voltage – phase A (pu)		
00.4	15.1	35.2
2.16	2.21	1.86

Table 6 – Peak voltages for humid soil – sandy conditions

Peak Voltage – phase A (pu)		
00.4	10.1	30.2
2.29	3.06	3.11

Table 9 – Peak voltages for dry soil

Tables 7 and 8 give information concerned to another simulation set, but now considering dry soil conditions. Two other spans have been considered since they present the highest ground resistances. Figure 10 shows the resulting overvoltages at the top of each tower and Table 9 the respective peak voltages in per unit (phase A).

As can be seen in Figures 9 and 10 and also in Tables 6 and 9, the resulting overvoltages are strictly related to the tower ground resistance and to the soil conditions as well. The humid scenario improves the top-to-ground tower conductivity despite of ground resistances be still high if compared to the design value, which is 20 Ω.

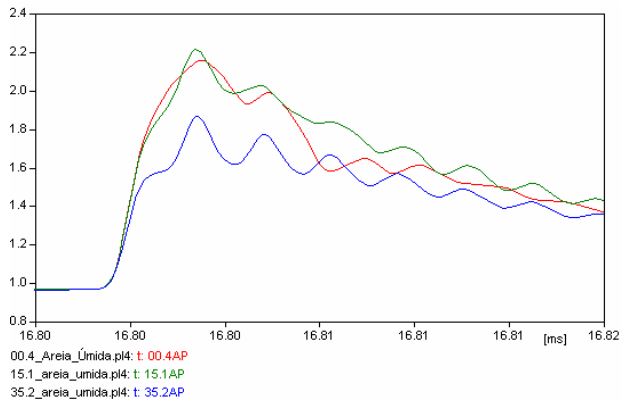


Figure 9 – Overvoltage at the top of each tower for humid soil – sandy conditions

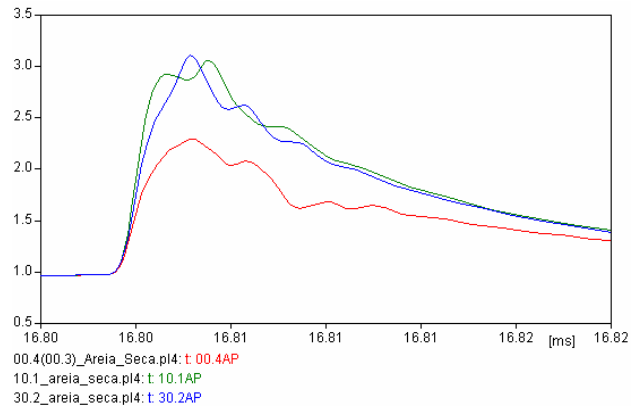


Figure 10 – Overvoltage at the top of each tower for dry soil

#### 4 - CONCLUSIONS

Modeling a transmission system for lightning investigation through computer simulation is not a straight forward task. It involves real data gathering, some of them are very specific and almost impossible to be obtained, right choices for mathematical models, and other aspects observed during the modeling process. This work is just a beginning for future investigations.

The simulated scenarios took into account different soil conditions, different ground resistances, and different spans. The resulting overvoltages presented a strong dependency with these parameters but there are other important modeling aspects that must be considered, such as those related to line and tower models adopted in this work and also to lack of real data.

The line model considered the frequency dependency of phase conductors. This is another important aspect and it is not a straight forward task either. The frequency range adopted is based on theoretical values found in the literature but a deeper investigation concerned to this range may be necessary.

#### 5 - REFERENCES

- [1] Martí, J. R., Castellanos, F., "Full frequency-dependent phase-domain transmission line model", IEEE Transactions on Power Systems, IEEE, Vol. 12, No. 3, August, 1997.
- [2] Zanetta Júnior, Luiz Cera., "Power System Transients", São Paulo: Editora da Universidade de São Paulo, 2003 (in portuguese).
- [3] D'AJUZ, Ary., et al, "Electrical Transients and Insulation Coordination: High Voltage Power System Application" Rio de Janeiro: FURNAS; Niterói: Universidade Federal Fluminense, 1987 (in portuguese).
- [4] Martí, J. R., Dommel, H. W., "Line Models for Lightning Studies", Transactions Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, Vol. 28, March, 1989.
- [5] [www.ece.mtu.edu/atp/ATPDraw/ATPDraw.html](http://www.ece.mtu.edu/atp/ATPDraw/ATPDraw.html).
- [6] Alternative Transients Program Rule Book, Leuven EMTP Center, Chapter XVII, July, 1987.

#### ACKNOWLEDGEMENTS

The authors are grateful to The Brazilian North Power System Utility – ELETRONORTE for providing financial and technical support to this work under the grant 45000049102. The authors are also in debt with the Brazilian Federal Research Agency – CNPq/PADCT.

##### Main author

Name: José Eduardo Onoda Pessanha  
 Address: UFMA-CCET-DEEE, Campus do Bacanga, São Luís, Ma, Brasil, 65080-040  
 Fax: 98 2109-8241 ; Phone: 98 2109-8831  
 E-mail: [pessanha@dee.ufma.br](mailto:pessanha@dee.ufma.br)

- [7] Nguyen, H. V., Dommel, H. W., Martí, J. R., Direct Phase-Domain Modelling of Frequency-Dependent Overhead Transmission Lines, IEEE Transactions on Power Delivery, IEEE, Vol. 12, No. 3, July, 1997.

- [8] Prikler, L., Hoidalén, H. K., ATPDRAW version 3.5 for Windows 9x/NT/2000/XP User's Manual. Norway, 2002. 247p.