

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Dissertação de Mestrado

**Análise Comparativa Entre Duas
Metodologias de Estudo de Coordenação de
Isolamentos para Surtos Atmosféricos em
uma Subestação de 500 kV da CHESF**

André Luiz Pereira da Cruz

Campina Grande-Paraíba-Brasil

Junho de 2018

André Luiz Pereira da Cruz

**Análise Comparativa Entre Duas Metodologias de
Estudo de Coordenação de Isolamentos para Surtos
Atmosféricos em uma Subestação de 500 kV da
CHESF**

Dissertação apresentada à Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento às exigências para obtenção do Grau de Mestre em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Processamento da Energia

Orientador: Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves

Campina Grande-Paraíba-Brasil

Junho de 2018

© André Luiz Pereira da Cruz

C957a

Cruz, André Luiz Pereira da.

Análise comparativa entre duas metodologias de estudo de coordenação de isolamentos para surtos atmosféricos em uma subestação de 500 kV da CHESF / André Luiz Pereira da Cruz. - Campina Grande, 2018.

187 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2018.

"Orientação: Prof. Dr. Washington Luiz Araújo Neves".

Referências.

1. ATP. 2. Coordenação de Isolamentos. 3. *Backflashover*. 4. Linha de Transmissão. 5. Descarga Atmosférica. I. Neves, Washington Luiz Araújo. II. Título.

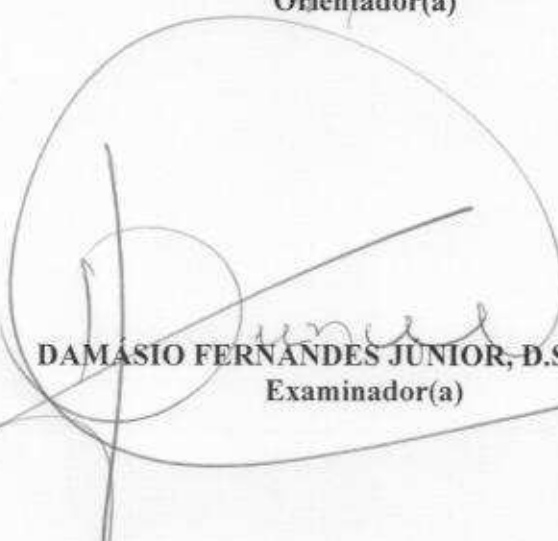
CDU 621.3.027.8(043)

**"ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE DUAS METODOLOGIAS DE ESTUDO DE
COORDENAÇÃO DE ISOLAMENTOS EM UMA SUBESTAÇÃO DE 500kV DA CHESF"**

ANDRÉ LUIZ PEREIRA DA CRUZ

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 02/03/2018


WASHINGTON LUIZ ARAUJO NEVES, Ph.D., UFCG
Orientador(a)


DAMÁSIO FERNANDES JUNIOR, D.Sc., UFCG
Examinador(a)


EDSON GUEDES DA COSTA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

*Para minha esposa, Jamily,
e para meus filhos, Maria Clara e Rafael, com amor e carinho.*

Agradecimentos

A Deus, pelo dom da vida, pela saúde, coragem e entusiasmo para enfrentar novos desafios e por ter colocado pessoas tão especiais em minha vida ao longo de todos esses anos.

Ao meu pai, Jair Faria Cruz (*in memoriam*) e à minha mãe, Avani Pereira da Silva (*in memoriam*), por todo amor e ensinamentos sobre o valor da força do estudo e do trabalho. Amo vocês!

À minha esposa, Jamily Cruz Quental, por todo amor, paciência, ajuda, incentivo e compreensão pelas minhas ausências durante essa jornada. Sem ela ao meu lado, esse projeto não teria êxito. Aos meus filhos, Maria Clara Quental da Cruz e Rafael Pereira de Melo, por todo amor e compreensão. Que esta minha vitória possa servir de inspiração para vocês no futuro.

À minha irmã, Isabelle Pereira da Cruz, por todo seu amor e companheirismo em todos os momentos da minha vida. À minha irmã, Glaucilane dos Santos Cruz, por todo amor e exemplo de luta que tem me dado. Aos meus sogros, Ozita Quental e Roberto Quental, e à minha cunhada, Nívia Quental, por todo apoio e incentivo.

Aos amigos Gustavo Henrique e à Fabiana Leal, pela sincera amizade. Aos amigos da CHESF, Edier, Luiz Carlos, Manfredo, Marcelo Maia, Vicente e Valéria, por todo o incentivo.

Ao amigo e Professor, Fernando Alves, por todo conhecimento compartilhado e pela confiança em mim durante esses anos. Ao amigo, Oswaldo Régis, por todo apoio e ensinamentos. Ao amigo, Antônio Roseval, pela ajuda e pelas calorosas discussões sobre o tema do meu mestrado.

Ao Professor Washington, por todo apoio, paciência e incentivo ao longo do mestrado. Aos professores Damásio, Edson e Tarso, por terem aceitado participar da banca avaliadora e pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos amigos que ganhei durante o curso de mestrado na UFCG. Obrigado por toda ajuda que me deram durante essa caminhada. A todos os professores da

Pós-Graduação de Engenharia Elétrica da UFCG, por terem compartilhado conosco seu tempo e conhecimento. Aos funcionários da COPELE, pela ajuda sempre que necessária. E a todos que, de alguma forma, contribuíram para este trabalho.

*“O sucesso nasce do querer, da determinação e persistência em se chegar a um objetivo. Mesmo não atingindo o alvo, quem busca e vence obstáculos, no mínimo fará coisas admiráveis.
(José de Alencar)*

Resumo

Neste trabalho apresenta-se uma análise comparativa entre duas metodologias de modelagem de componentes no programa *Alternative Transients Program - ATP* para estudos de transitórios eletromagnéticos de frente rápida, associados a descargas atmosféricas em linhas de transmissão incidindo numa subestação de Extra Alta Tensão. Para este fim, um estudo de caso numa subestação de 500 kV da CHESF foi realizado considerando-se uma metodologia de modelagem simplificada (modelagem do surto por uma fonte de tensão) e atualmente utilizada no Brasil, bem como uma metodologia que considera a representação mais detalhada da linha de transmissão atingida pelo raio (modelagem do surto por uma fonte de corrente). Para este último, foi definido um caso de referência em que foram selecionados alguns dos modelos propostos para a corrente de retorno, linha de transmissão, torres, suportabilidade da cadeia de isoladores e aterramento. Uma correlação entre o tempo de frente e a amplitude da corrente de descarga foi considerada no caso de referência. Para as duas metodologias analisadas, são apresentados os principais resultados obtidos nas simulações e seus impactos na coordenação de isolamentos da subestação são comentados. Por fim, são feitas análises de sensibilidade com relação a parâmetros e modelos de alguns componentes da linha de transmissão atingida pela descarga atmosférica, de forma a melhor avaliar o impacto de cada um nas sobretensões máximas verificadas no interior da subestação de 500 kV. As análises indicam que a modelagem do surto por uma fonte de tensão produz resultados conservadores em relação àqueles observados na modelagem do surto por uma fonte de corrente, podendo onerar o projeto de uma subestação no que tange à sua coordenação de isolamento.

Palavras-chave: ATP, Coordenação de Isolamentos, *Backflashover*, Linha de Transmissão, Descarga Atmosférica.

Abstract

A comparison analysis between two modeling approaches for fast front electromagnetic transients in Alternative Transients Program - ATP, related to lightning impinging surge in an Extra High Voltage substation is presented. Simulations in a CHESF, 500 kV air-insulated substation were performed considering a simplified approach (lightning surge modeled as a voltage source), which is currently used in Brazil, as well as a method that takes into account a detailed modeling of the lightning hit transmission line (lightning surge modeled as a current source). For the latter approach, a reference case was set up and some of the proposed models for lightning return stroke current, transmission lines, towers, insulator string lightning withstand, and tower grounding were chosen. Also, a correlation factor between lightning current amplitude and its front time was taken into account. For both modeling approaches, main simulation results are presented and analyzed and comments on their impact on substation insulation coordination are made. By varying lightning hit transmission line models and parameters, sensitivity analyses are made in order to investigate which of them has a major effect on maximum 500 kV substation lightning overvoltages. Results analysis shows that modeling lightning surge as a voltage source yields conservative overvoltage values in relation to those observed when modeling lightning as a current source, increasing substation costs regarding its insulation coordination.

Keywords: ATP, Insulation Coordination, Backflashover, Transmission Line, Lightning.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Classes e formas de onda das sobretensões, formas de onda padronizadas das tensões e ensaios padronizados.	37
Figura 2 – Característica de uma curva V-t.	40
Figura 3 – Função de distribuição acumulada, $F_a(u)$, e função densidade de probabilidade, $f_a(u)$	42
Figura 4 – Cálculo do risco de falha.	44
Figura 5 – Representação esquemática do percurso de uma descarga atmosférica.	46
Figura 6 – Evolução no tempo dos processos até uma descarga subsequente.	48
Figura 7 – Forma de onda da corrente de retorno proposta por Anderson e Eriksson.	50
Figura 8 – Relação entre as ondas de tensão, e , e corrente, i , por meio da impedância de surto, Z_0	52
Figura 9 – Representações simplificadas de (a) uma linha de transmissão com um cabo condutor e (b) de um cabo isolado.	53
Figura 10 – Linha de transmissão com dois cabos em paralelo.	55
Figura 11 – Fator de acoplamento entre dois cabos para-raios e um condutor fase de uma LT trifásica.	55
Figura 12 – Circuito para dedução das equações das ondas refletidas e transmitidas.	57
Figura 13 – Incidência direta de uma descarga atmosférica numa LT: (a) incidência na torre com <i>backflashover</i> e (b) falha de blindagem com <i>flashover</i>	61
Figura 14 – Representação simplificada de uma torre de LT atingida por uma descarga atmosférica.	62
Figura 15 – Tensão no topo de uma torre atingida por um raio.	63
Figura 16 – Configuração de aterramento de torres de LT usando cabos contrapeso.	65

Figura 17 – Formas de onda propostas para a corrente de retorno da descarga atmosférica.	72
Figura 18 – Modelo de circuito equivalente do cabo contrapeso proposto por Bewley.	80
Figura 19 – Modelo de circuito equivalente RLC de um eletrodo de aterramento vertical.	82
Figura 20 – Método da integração para modelagem da suportabilidade dielétrica de uma isolação para surtos de frente rápida.	86
Figura 21 – Circuito elétrico (a) e curvas dos resistores A0 e A1 (b) do modelo de supressores de surto proposto pelo IEEE.	89
Figura 22 – Modelo de supressor de surto proposto por Giannettoni e Pinceti.	90
Figura 23 – Modelo de supressor de surto proposto por Brito (2016).	92
Figura 24 – Modelos de estruturas suportes de subestações.	94
Figura 25 – Diagrama unifilar da SE Camaçari IV 500/230 kV.	97
Figura 26 – Detalhe do Setor de 500 kV da SE Camaçari IV.	97
Figura 27 – Forma de onda dupla rampa para representação da descarga atmosférica na MFT.	100
Figura 28 – Forma de onda dupla rampa para representação da corrente de descarga atmosférica nas simulações por meio da MFC.	101
Figura 29 – Configuração da torre da LT 500 kV indicando distância entre condutores e alturas – cotas em milímetro.	103
Figura 30 – Configuração do barramento da SE Camaçari IV 500 kV – cotas em metro.	104
Figura 31 – Curva V-t obtida pelo método da integral.	106
Figura 32 – Curvas V-t obtidas pela expressão (3.14), $V_{CURVA-Vt}$, e pelo método da integral, $V_{INTEGRAL}$	107
Figura 33 – Configuração do sistema de aterramento da LT Jardim - Camaçari IV.	109
Figura 34 – Configurações de operação simuladas para a SE Camaçari IV 500 kV	117
Figura 35 – MFT: Surto incidente na LT (verde) e sobretensão máxima na entrada da subestação Camaçari IV 500 kV (vermelho)	121

Figura 36 – MFT: Sobretensões máximas no TPC 85V7 (azul), no disjuntor 15V7 (verde) e na chave 35V7-5 (vermelho) - Contingência do ATR 05T2.	122
Figura 37 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35D2-2 (vermelho), no disjuntor 15D2 (verde) e no TC 95D2 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	122
Figura 38 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35T2-5 (verde), no TC 95T2 (azul) e no ATR 05T2 (vermelho) - Sem a barra 05B1. . .	123
Figura 39 – MFT: Sobretensões máximas na barra 05B2 (vermelho) e no TPC 85B2 (verde) - Contingência do ATR 05T2.	124
Figura 40 – MFT: Sobretensões máximas na barra 05B1 (vermelho) e no TPC 85B1 (verde) - Contingência do ATR 05T2.	124
Figura 41 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35L6-4 (vermelho), no TC 95L6 (verde) e no TPC 85L6 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	125
Figura 42 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35D1-2 (vermelho), no disjuntor 15D1 (verde) e no TC 95D1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	125
Figura 43 – MFT: Sobretensões máximas no ATR 05T1 (vermelho), no disjuntor 15T1 (verde) e no TC 95T1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	126
Figura 44 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35E2 (vermelho) e no reator 05E2 (verde) - Contingência do ATR 05T2.	126
Figura 45 – MFC: Sobretensões máximas na entrada da SE (verde), no TPC 85V7 (azul) e na chave 35V7-5 (vermelho) - Contingência do ATR 05T2.	130
Figura 46 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35D2-2 (verde), no disjuntor 15D2 (vermelho) e no TC 95D2 (azul) - Sem a barra 05B1.	131
Figura 47 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35T2-5 (vermelho), no TC 95T2 (azul) e no ATR 05T2 (verde) - Contingência da LT 05L6.	131

Figura 48 – MFC: Sobretensões máximas na barra 05B2 (vermelho) e no TPC 85B2 (verde) - Sem a barra 05B1.	132
Figura 49 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35L6-4 (vermelho), no TC 95L6 (verde) e no TPC 85L6 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	132
Figura 50 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35D1-2 (verde), no disjuntor 15D1 (vermelho) e no TC 95D1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	133
Figura 51 – MFC: Sobretensões máximas no ATR 05T1 (verde), no disjuntor 15T1 (vermelho) e no TC 95T1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.	133
Figura 52 – MFC: Sobretensões máximas na barra 05B1 (vermelho) e no TPC 85B1 (verde) - Contingência do ATR 05T2.	134
Figura 53 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35E2 (vermelho) e no reator 05E2 (verde) - Sem a barra 05B1.	134
Figura 54 – MFT: Sobretensões máximas, até 10 μ s, na entrada da LT (vermelho) e na entrada da SE (verde).	136
Figura 55 – MFT: Sobretensões máximas, até 20 μ s, em pontos distintos da SE Camaçari IV 500 kV.	138
Figura 56 – MFC: Sobretensões na fase C da LT, no topo da torre e na cadeia de isoladores.	139
Figura 57 – MFC: Sobretensões na fase C da LT, no ponto de incidência da descarga e na entrada da SE Camaçari IV 500 kV.	140
Figura 58 – MFC: Redução do surto incidente devido ao pórtico de entrada da SE Camaçari IV 500 kV.	143
Figura 59 – Solução proposta para redução das sobretensões atmosféricas na SE Camaçari IV 500 kV usando a MFT: (a) projeto original; (b) projeto modificado.	145
Figura 60 – MFT x MFC: análise comparativa entre valores de t_f/t_h iguais a 0,5/50 μ s, 1,0/70 μ s e 3,5/75 μ s.	152
Figura 61 – MFC: Sobretensões máximas na entrada da SE para fontes de corrente dupla rampa com diferentes valores de t_f	153

Figura 62 – MFT x MFC: análise comparativa para fontes de corrente tipo função Heidler.	154
Figura 63 – MFC: Dados utilizados para o cálculo das impedâncias de surto das torres tipo cone (a) e cilindro (b).	156
Figura 64 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo <i>waist</i> , cone e cilindro – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$	156
Figura 65 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo <i>waist</i> , cone e cilindro – $t_f/t_h = 1,0/70 \mu s$	157
Figura 66 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo <i>waist</i> , cone e cilindro – $t_f/t_h = 3,5/75 \mu s$	157
Figura 67 – MFT x MFC: análise comparativa considerando a curva V-t, método da integral e LPM Cigré para a descarga na cadeia de isoladores – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$	159
Figura 68 – MFT x MFC: análise comparativa considerando a curva V-t, método da integral e LPM Cigré para a descarga na cadeia de isoladores – $t_f/t_h = 3,5/75 \mu s$	160
Figura 69 – MFT x MFC: análise comparativa entre os modelos de aterramento considerando uma resistência a 60 Hz, um circuito RLC e um circuito RL – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$	162
Figura 70 – MFC: Sobretensão na cadeia de isoladores, na fase sob descarga, para os modelos de aterramento considerando uma resistência linear a 60 Hz, um circuito RLC e um circuito RL – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$	163
Figura 71 – Planta Baixa da SE Camaçari IV 500 kV.	183
Figura 72 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Cortes A-A e B-B.	184
Figura 73 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Corte A-A (Continuação).	185
Figura 74 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Cortes C-C e D-D.	186
Figura 75 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Corte C-C (Continuação).	187

Lista de tabelas

Tabela 1 – Expressões para o cálculo das impedâncias de surto e velocidades de propagação de LT e cabos isolados.	53
Tabela 2 – Equações normais e de contorno para a resolução das ondas refletidas e transmitidas do circuito da Figura 12.	58
Tabela 3 – Relações entre as ondas incidentes, refletidas e transmitidas de tensão e corrente para o circuito da Figura 12.	58
Tabela 4 – Coeficientes de reflexão e transmissão para as ondas de tensão e de corrente.	58
Tabela 5 – Modelos de Torres de LT.	78
Tabela 6 – Curvas tensão <i>versus</i> corrente dos elementos A0 e A1.	91
Tabela 7 – Símbolos associados aos equipamentos do setor de 500 kV da SE Camaçari IV.	98
Tabela 8 – Dados dos cabos condutores e cabos para-raios da LT 500 kV, dos barramentos da SE 500 kV e das conexões entre equipamentos.	104
Tabela 9 – Modelo de torre de LT tipo <i>waist</i> usado para representar a torre da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV.	108
Tabela 10 – Modelo de circuito dos cabos contrapeso das torres da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV.	110
Tabela 11 – Impedâncias de surto para casamento de impedância	111
Tabela 12 – Capacitâncias dos equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV.	112
Tabela 13 – Capacitâncias dos autotransformadores 500/230-13,8 kV da SE Camaçari IV.	113
Tabela 14 – Dados dos supressores de surto da SE Camaçari IV 500 kV.	113
Tabela 15 – Curvas tensão <i>versus</i> corrente dos elementos A0 e A1.	114
Tabela 16 – Níveis de isolamento para impulso atmosférico dos equipamentos do pátio de 500 kV da SE Camaçari IV.	116
Tabela 17 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05V7 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D2	119

Tabela 18 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T2 e na barra 05B2	119
Tabela 19 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05L6 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D1	120
Tabela 20 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T1, barra 05B1 e vão do reator 05E1 . . .	120
Tabela 21 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05V7 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D2	128
Tabela 22 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T2 e na barra 05B2	128
Tabela 23 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05L6 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D1	129
Tabela 24 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T1, barra 05B1 e vão do reator 05E1 . . .	129
Tabela 25 – Elementos e seus modelos utilizados nas análises de sensibilidade para a modelagem por fonte de corrente	150

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ATP	<i>Alternative Transients Program</i>
ATR	Autotransformador
BFR	<i>Backflashover Rate</i>
BIL	<i>Basic Impulse Insulation Level</i>
BSL	<i>Basic Switching Insulation Level</i>
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
EL	Entrada de Linha
EMTP	<i>Electromagnetic Transients Program</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LT	Linha de Transmissão
MFC	Modelagem por Fonte de Corrente
MFT	Modelagem por Fonte de Tensão
MME	Ministério de Minas e Energia
MTBF	<i>Mean Time Between Failure</i>
NBI	Nível Básico de Isolamento
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

p.u.	por unidade
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TSNIA	Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico
TSNIM	Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra
TPC	Transformador de Potencial Capacitivo
TC	Transformador de Corrente

Sumário

1	INTRODUÇÃO	29
1.1	Considerações iniciais	29
1.2	Motivação	30
1.3	Objetivos	31
1.4	Contribuição	32
1.5	Organização do Trabalho	32
2	INTRODUÇÃO TEÓRICA	33
2.1	Objetivo	33
2.2	Normas Técnicas	33
2.3	Sobretensões	34
2.4	Suportabilidade da isolação	38
2.5	Coordenação de Isolamentos	43
2.6	Descargas atmosféricas em linhas de transmissão	45
2.7	Ondas viajantes em linhas de transmissão – conceitos básicos	51
2.7.1	Relações entre ondas de tensão e corrente e velocidades de propagação	51
2.7.2	Fenômenos de reflexão e refração das ondas trafegantes	56
2.8	Desempenho de uma LT frente à descarga atmosférica	60
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	67
3.1	Objetivo	67
3.2	Métodos de análise	67
3.3	Forma de onda da corrente de descarga atmosférica	71
3.4	Linhas de transmissão de energia elétrica	73
3.5	Torres de linhas de transmissão	76
3.6	Aterramento de torres de linhas de transmissão	79
3.7	Isoladores e suportabilidade da LT	83
3.8	Equipamentos de Subestação	87
3.9	Supressores de surto de ZnO	87

3.10	Barramentos, cabos isolados, conexões entre equipamentos de SE e estruturas suportes	93
4	METODOLOGIA DE ESTUDO	95
4.1	Objetivo	95
4.2	Considerações Iniciais	95
4.3	Características da subestação Camaçari IV 500 kV	96
4.4	Dados iniciais de projeto da LT e da subestação	98
4.5	Modelagem do surto atmosférico	99
4.6	Modelagem dos condutores, barramentos da subestação e conexões entre equipamentos	101
4.7	Modelagem da suportabilidade da cadeia de isoladores	104
4.8	Modelagem da torre da LT e do pórtico da SE	107
4.9	Modelagem da impedância de aterramento da torre	108
4.10	Modelagem da tensão de frequência industrial e da impedância de casamento terminal	110
4.11	Modelagem dos equipamentos da subestação	112
4.12	Modelagem dos supressores de surto	113
5	ANÁLISE DOS RESULTADOS	115
5.1	Objetivo	115
5.2	Considerações iniciais	115
5.3	Configurações analisadas	116
5.4	Níveis de isolamento dos equipamentos	116
5.5	Análise dos principais resultados da MFT	118
5.6	Análise dos principais resultados da MFC	127
5.7	Análise comparativa dos resultados	135
5.7.1	Taxa de crescimento da corrente de descarga	140
5.7.2	Representação das torres da LT atingida pela descarga	141
5.7.3	Efeito da impedância de aterramento das torres e do pórtico de entrada da SE	142
5.8	Impacto dos resultados da MFT e da MFC na coordenação de isolamento da SE Camaçari IV 500 kV	144

6	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE	149
6.1	Objetivo	149
6.2	Considerações iniciais	149
6.3	Análise de sensibilidade quanto às formas de onda da corrente de descarga	151
6.3.1	Onda Dupla Rampa	151
6.3.2	Onda Heidler	154
6.4	Análise de sensibilidade quanto aos modelos de torre da LT atingida pela descarga	155
6.5	Análise de sensibilidade quanto aos modelos de descarga da cadeia de isoladores	159
6.6	Análise de sensibilidade quanto ao modelo de aterramento das torres	161
7	CONCLUSÕES	165
7.1	Recomendações	167
7.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	168
	REFERÊNCIAS	171
	ANEXOS	181
	ANEXO A – PLANTAS BAIXA E DE CORTE	183
A.1	Planta de Situação da SE Camaçari IV 500 kV	183
A.2	Plantas de Corte da SE Camaçari IV 500 kV	184

1 Introdução

1.1 Considerações iniciais

As empresas de transmissão e de distribuição de energia elétrica realizam constantemente estudos de sistemas com o intuito de verificar e garantir o funcionamento adequado dos seus equipamentos e instalações. Os estudos básicos realizados pelas concessionárias de energia elétrica compreendem análises de regime permanente (fluxo de carga), curto-circuito, estabilidade angular e de tensão e transitórios eletromagnéticos.

As análises de transitórios eletromagnéticos têm o objetivo de definir as características dos equipamentos, tais como níveis de isolamento, tensão nominal e capacidade de absorção de energia dos para-raios. Também é avaliada a necessidade de dispositivos de redução de sobretensões como resistores de pré-inserção e sincronizadores para manobra controlada.

Estes estudos necessitam de uma modelagem mais complexa dos elementos de uma rede, devendo ser levados em consideração, na grande maioria dos casos, os acoplamentos indutivos e capacitivos existentes entre os condutores. Por esse motivo, os componentes de um sistema são representados por modelos trifásicos, no domínio de fases, ou pelos seus parâmetros de sequências zero e positiva.

Os fenômenos associados aos transitórios eletromagnéticos apresentam componentes de frequências diversas, que variam desde alguns Hz até aquelas da ordem de dezenas de MHz. Por este motivo, devem ser usados modelos adequados para cada tipo de análise, capazes de fornecer o comportamento correto do equipamento dentro da faixa de frequência do fenômeno analisado.

Os transitórios eletromagnéticos são resultados de ações de chaveamento no sistema elétrico ou devidos às descargas atmosféricas que atingem linhas e subestações. Estes fenômenos causam sobretensões que podem danificar os equipamentos, especialmente os transformadores de potência, que possuem custos de aquisição

elevados. Quantificar estas sobretensões é de vital importância para as empresas concessionárias de energia elétrica, pois a falha de um equipamento pode resultar em sérios danos, inclusive com a perda de vidas humanas.

1.2 Motivação

Nos últimos 15 anos, o autor deste trabalho¹, engenheiro da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), tem se mantido envolvido primordialmente com a área de estudos de transitórios eletromagnéticos para fins de especificação de equipamentos e verificação de desempenho destes e demais instalações frente a surtos de manobra (maioria dos estudos realizados) e atmosféricos.

No que diz respeito às análises de surtos atmosféricos na etapa de Projeto Básico de novas subestações, o autor observou que não somente a CHESF, mas também outras empresas de transmissão de energia elétrica e empresas de consultoria adotam uma modelagem relativamente simplificada do surto atmosférico atingindo uma Linha de Transmissão (LT), bem como de alguns de seus componentes, e da própria Subestação (SE) à qual se conecta esta LT (MARTE, 2010; CHESF, 2012; ATIVA, 2013; TSE, 2013).

Por meio de pesquisas em artigos, guias e livros publicados por diversos autores e renomadas instituições da área de sistemas de potência, verificou-se que a modelagem recomendada pela literatura técnica sobre o assunto envolve um maior detalhamento da LT atingida pela descarga atmosférica, com a representação de alguns de seus elementos tais como torres, suportabilidade da cadeia de isoladores e aterramento das torres, bem como a representação da descarga atmosférica por uma fonte de corrente e modelagem trifásica da linha e da subestação (CIGRE, 1989; IEEE, 1998; IEC, 2004; VELASCO, 2009).

Com base neste conhecimento superficial adquirido nesta pesquisa, surgiu a ideia de um aprofundamento neste assunto e uma avaliação comparativa de um estudo feito segundo a modelagem atualmente utilizada na CHESF e aquela mais

¹ O autor trabalha na Companhia Hidroelétrica do São Francisco, CHESF, há 15 anos, inicialmente na Divisão de Estudos e Tecnologia de Alta Tensão – DEAT, ligada ao Departamento de Estudos de Sistemas de Transmissão – DES e atualmente no Departamento de Planejamento da Expansão - DEPE

refinada proposta na literatura técnica, de forma a avaliar o impacto de ambas as metodologias na coordenação de isolamento de uma subestação de 500 kV da CHESF. Para este fim, foi escolhida a SE Camaçari IV 500 kV, visto que, na época dos estudos de Projeto Básico, sobretensões elevadas foram observadas nas simulações de incidência de descarga atmosférica realizadas com base na modelagem atualmente utilizada (CHESF, 2012).

1.3 Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é fazer uma análise comparativa entre duas modelagens utilizadas em estudos de transitórios eletromagnéticos devidos a surtos atmosféricos numa subestação de 500 kV da CHESF e avaliar o impacto de ambas as metodologias na coordenação de isolamento da SE. Para isso, faz-se uso do programa *Alternative Transients Program* – ATP e sua interface gráfica, ATPDraw.

Com o intuito de cumprir o objetivo geral, os seguintes objetivos específicos devem ser atingidos:

- Modelar uma SE de 500 kV da CHESF a partir das plantas baixa e de corte, representando-a de forma monofásica e trifásica.
- Representar a linha de transmissão na qual incide a descarga atmosférica de forma simplificada e detalhada, levando em consideração, para este último caso, a modelagem dos seus cabos para-raios, torres, isoladores e impedâncias de aterramento.
- Realizar no programa ATPDraw simulações computacionais de incidência de descarga atmosférica em uma das linhas conectadas à subestação 500 kV, considerando ambas as modelagens analisadas.
- Avaliar, para ambas as modelagens, os níveis de sobretensão aos quais serão submetidos os equipamentos da SE 500 kV e os seus respectivos impactos na coordenação de isolamentos da subestação.

Adicionalmente, análises de sensibilidade com relação aos parâmetros e modelos da corrente de raio, torres de linhas de transmissão, descarga disruptiva na cadeia de isoladores e impedâncias de aterramento serão realizadas, com o intuito de investigar a importância de cada um deles na resposta de uma linha a descargas atmosféricas.

1.4 Contribuição

A principal contribuição dessa dissertação é propor, em função dos resultados obtidos, modificações na metodologia de modelagem de linhas e subestações para estudos de transitórios eletromagnéticos devidos a descargas atmosféricas durante a etapa de Projeto Básico de novas subestações da CHESF.

1.5 Organização do Trabalho

Esta dissertação está estruturada em 7 (sete) capítulos. No Capítulo 2 é apresentada uma fundamentação teórica sobre coordenação de isolamentos, ondas viajantes e a interação entre as descargas atmosféricas e as linhas de transmissão de energia elétrica.

No Capítulo 3, uma revisão bibliográfica dos métodos de modelagem para estudos de incidência de descargas atmosféricas e dos modelos dos principais componentes representados em estudos de descargas atmosféricas é apresentada. Em seguida, no Capítulo 4 é apresentada a metodologia de estudo utilizada na dissertação, com detalhes dos modelos a serem adotados, bem como da subestação modelada, os programas computacionais e suas rotinas e as configurações da SE simuladas.

No Capítulo 5 são apresentados e comentados os resultados obtidos nas simulações por meio das duas metodologias de modelagem analisadas. Em seguida, no Capítulo 6, análises de sensibilidade são realizadas de forma a avaliar o impacto de diferentes modelos nos resultados obtidos.

Por fim, no Capítulo 7, as conclusões e recomendações quanto ao uso das metodologias analisadas, além de propostas para trabalhos futuros são apresentadas.

2 Introdução Teórica

2.1 Objetivo

Este capítulo tem como objetivo apresentar alguns conceitos básicos a respeito das sobretensões, suportabilidade da isolação em ar e coordenação de isolamentos. Também são apresentados conceitos fundamentais sobre ondas trafegantes e o desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas.

2.2 Normas Técnicas

Dentre as normas técnicas internacionais sobre coordenação de isolamento para sistemas trifásicos em corrente alternada, destacam-se aquelas produzidas pela IEC e IEEE. As normas IEC 60071-1 (IEC, 2010) define os procedimentos para a escolha das tensões suportáveis dos isolamentos fase-terra, fase-fase e longitudinal dos equipamentos e instalações, fornecendo uma lista com os valores padronizados das tensões suportáveis para estes componentes. Por sua vez, a IEC 60071-2 (IEC, 1996) fornece um guia para a determinação das tensões suportáveis nominais de equipamentos e instalações relativas às faixas de tensão nominal I e II definidas na IEC 60071-1.

A norma IEEE Std C62.82.1-2010 (IEEE, 2010) (atual revisão da norma IEEE Std 1313.1) se aplica a sistemas com tensão nominal superior a 15 kV e especifica os procedimentos para escolha das tensões suportáveis nominais dos sistemas de isolamento fase-terra, fase-fase e longitudinais de equipamentos, fornecendo também uma lista de valores padronizados de tensões suportáveis. Da mesma forma que a IEC 60071-2, a norma IEEE Std 1313.2 (IEEE, 1999) apresenta métodos de cálculo para escolha das tensões suportáveis dos isolamentos fase-terra e fase-fase, bem como métodos de coordenação de isolamentos de sistemas isolados a ar, tais como linhas e subestações, por meio de uma série de exemplos apresentados neste guia.

No Brasil, as normas técnicas sobre coordenação de isolamentos são publicadas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. A Norma Brasileira Regulamentadora - NBR 6939 (ABNT, 1999) é equivalente às normas IEC 60071-1 (IEC, 2010) e IEEE Std C62.82.1-2010 (IEEE, 2010) e foi revisada recentemente para se adequar à IEC 60071-1. A NBR 8186 (ABNT, 2011) é equivalente às normas IEC 60071-2 (IEC, 1996) e IEEE Std 1313.2 (IEEE, 1999).

As definições apresentadas nos próximos itens são baseadas na norma IEEE (2010). Quando necessário, definições de termos baseadas em outras normas ou referências são mencionadas. Ressalta-se, porém, que as definições apresentadas nas normas citadas são praticamente idênticas em termos conceituais.

2.3 Sobretensões

Antes da definição de uma sobretensão propriamente dita, é importante mencionar os conceitos de tensão nominal e tensão máxima de um sistema. A tensão nominal é definida como a tensão RMS (*root mean square*), fase-fase, pela qual o sistema é designado e para a qual certas características de sua operação são relacionadas. Ela é usada, por exemplo, como a tensão base em estudos de fluxo de carga para a obtenção dos valores em por unidade, p.u., das tensões nas barras de uma rede. De forma a permitir contingências de elementos, permite-se variações no valor da tensão nominal dentro de uma faixa pré-estabelecida (geralmente, de 5,0% a 10%).

Define-se a máxima tensão de operação de um sistema como a maior tensão RMS, fase-fase, que ocorre numa rede elétrica sob condições normais de operação, em qualquer instante e em qualquer ponto do sistema, e para a qual os equipamentos e outros componentes são projetados para uma operação contínua e segura. Como exemplo, no Brasil, a rede elétrica de tensão nominal 500 kV (1,0 p.u.) pode ser submetida, em regime permanente, a variações de tensão de 475 kV (0,95 p.u.) até 550 kV (1,10 p.u.), sendo esta última a tensão máxima operativa deste sistema.

Por outro lado, uma sobretensão é uma tensão entre fase e terra ou entre duas fases, cujo valor de crista é maior que o valor de crista da tensão máxima do sistema correspondente. Pode ser transitória, ou seja, de curta duração, rapidamente

amortecida, oscilatória ou unidirecional, ou temporária. A menos que indicado de outra forma, o valor de uma sobretensão é expresso, em por unidade, tendo como base o valor de crista, fase-terra da tensão máxima do sistema, conforme expressão (2.1).

$$V_{pu} = \frac{V}{V_m \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}}. \quad (2.1)$$

Em (2.1), V_{pu} é a sobretensão expressa em p.u., V é a sobretensão, em volt ou quilovolt e V_m é a máxima tensão operativa do sistema, em volt ou quilovolt.

As sobretensões podem ocorrer devido a manobras de disjuntores ou chaves (origem interna) ou devidas a descargas atmosféricas (origem externa). Podem ser caracterizadas por um valor ou valores de crista, duração e frequência ou faixa de frequências, associadas ao processo transitório (VELASCO et al., 2008).

A sobretensão temporária, fase-terra ou entre fases, tem natureza oscilatória, com frequência igual ou próxima da fundamental, de relativa longa duração, subamortecida ou fracamente amortecida. É também denominada de sobretensão sustentada e tem origem em operações de chaveamento ou faltas (rejeição de carga, defeitos à terra ou ambos) ou fenômenos não lineares, tais como ferroressonância e ressonâncias harmônicas.

A sobretensão de manobra é uma sobretensão transitória de frente lenta, de curta duração, unidirecional ou oscilatória, altamente amortecida, geralmente produzida por ações de chaveamento ou faltas. Uma sobretensão atmosférica é resultado da incidência de descargas atmosféricas no sistema. Também é de natureza transitória, com frente rápida, sendo geralmente unidirecional e de duração muito curta. Por fim, a sobretensão de frente muito rápida, de curta duração, é geralmente unidirecional com altas frequências superpostas à onda unidirecional. É produzida em subestações isoladas a gás Hexafluoreto de Enxofre - SF_6 durante a manobra de chaves seccionadoras ou de disjuntores de motores.

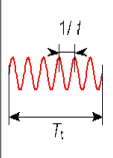
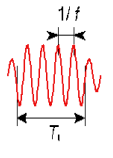
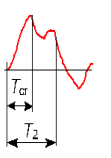
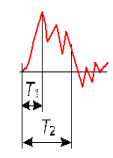
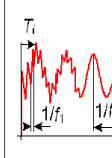
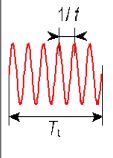
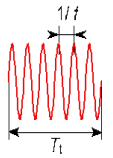
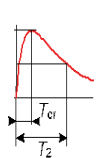
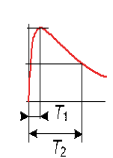
Verifica-se que os equipamentos e instalações de um sistema elétrico são expostos a diferentes tipos de sobretensões e devem ser, portanto, projetados e testados para suportarem as severas condições impostas por estas solicitações. As

formas de onda das sobretensões variam bastante, mesmo sendo pertencentes a uma determinada classificação (temporária, de manobra ou atmosférica). Portanto, se torna impraticável (senão, impossível) testar um equipamento para as inúmeras formas de onda que podem ocorrer em um sistema real. Por este motivo, as comunidades técnica e científica criaram, por meio das normas técnicas, formas de onda padronizadas com o intuito de verificar o desempenho dos isolamentos para os diferentes tipos de sobretensão. Assim, podem ser citadas as seguintes formas de onda padronizadas (IEEE, 2010):

- Tensão de frequência industrial de curta duração: tensão senoidal com frequência entre 48 Hz e 62 Hz e duração de 60 segundos.
- Onda de impulso de manobra: impulso pleno, com tempo de frente de 250 μs e tempo de meia onda de 2500 μs . É descrita como impulso 250/2500 μs .
- Onda de impulso atmosférico: onda de impulso que atinge seu valor de crista em 1,2 μs (tempo virtual) e cai a 50% deste valor em 50 μs (tempo virtual), ambos os instantes de tempo medidos da mesma origem. É descrita como impulso 1,2/50 μs .
- Onda de impulso cortado: onda de impulso atmosférico que é intencionalmente interrompida na sua cauda pelo disparo de um *gap*. Geralmente, o tempo de corte é de 2 μs a 3 μs .

Na Figura 1 são apresentadas as formas de onda das sobretensões, bem como as ondas padronizadas e os ensaios especificados em norma, conforme definições apresentadas. Nela, f é a frequência do sistema ao qual pertence o equipamento, T_t é a duração total da sobretensão ou tensão padronizada, T_{cr} , T_1 e T_f são os tempos de frente (tempo até a crista da onda padronizada) e T_2 é o tempo de meia onda (tempo em que a sobretensão ou tensão cai a 50% do valor de crista) do impulso padronizado. Ressalta-se que, para a onda padronizada de impulso atmosférico, considera-se uma origem virtual a partir da qual os tempos de frente e de meia onda são definidos. No caso da onda de impulso de manobra, esses tempos são definidos a partir do zero real (HILEMAN, 1999).

Figura 1 – Classes e formas de onda das sobretensões, formas de onda padronizadas das tensões e ensaios padronizados.

Classe	Baixa frequência		Transitório		
	Contínua	Temporária	Frente lenta	Frente rápida	Frente muito rápida
Formas de onda das tensões ou sobretensões					
Faixas de formas de onda das tensões ou sobretensões	$f = 50 \text{ Hz}$ ou 60 Hz $T_1 = 3$ 600 s	$10 \text{ Hz} < f < 500 \text{ Hz}$ $0,02 \text{ s} = T_1$ $= 3600 \text{ s}$	$20 \mu\text{s} < T_{cr} = 5000 \mu\text{s}$ $T_2 = 20 \text{ ms}$	$0,1 \mu\text{s} < T_1 = 20 \mu\text{s}$ $T_2 = 300 \mu\text{s}$	$T_1 = 0,1 \mu\text{s}$ $0,3 \text{ MHz} < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 \text{ kHz} < f_2 < 300 \text{ kHz}$
Formas de onda normalizada das tensões					a
Ensaio normalizado de tensão suportável	a	Ensaio de frequência fundamental de curta duração	Ensaio de impulso de manobra	Ensaio de impulso atmosférico	a

^a A ser especificado pela norma do respectivo equipamento.

Fonte: Adaptada de ABNT (2017).

As sobretensões podem ser controladas e seus efeitos minimizados. Assim, sobretensões de manobra podem ser reduzidas, ou até mesmo eliminadas, aplicando-se técnicas de chaveamento controlado. Resistores de pré-inserção em disjuntores também são bastante empregados. Entretanto, a instalação de para-raios se constitui na solução mais empregada no controle de sobretensões, tanto de manobra, quanto atmosféricas. Em linhas de transmissão, a instalação de cabos para-raios acima dos

condutores fase é bastante utilizada para interceptar descargas atmosféricas que, de outra forma, incidiriam sobre as fases da LT, causando grandes problemas em um sistema elétrico.

2.4 Suportabilidade da isolação

Os isolamentos dos equipamentos elétricos podem ser classificados de duas formas: autoregenerativos e não autoregenerativos. No primeiro caso, após sofrer uma descarga disruptiva, o isolamento recupera integralmente as suas características isolantes, enquanto que no segundo, ele perde parcial ou totalmente sua capacidade de isolação. Exemplos de isolamentos autoregenerativos são o ar e os líquidos isolantes. Os isolamentos sólidos são não autoregenerativos.

Os isolamentos podem também ser externos ou internos. No primeiro caso, o isolamento fica exposto às condições ambientais (chuva, umidade, calor, etc) além dos estresses elétricos, e no segundo, eles são protegidos das intempéries, pois localizam-se na parte interna dos equipamentos. Assim, o ar em contato com a superfície de uma bucha isolante é considerado um isolamento externo, enquanto que o óleo dentro do tanque de um transformador representa um isolamento interno.

A rigidez dielétrica de um isolamento é influenciada pela forma de onda da tensão aplicada, pela sua polaridade, pelo tempo de exposição à sobretensão e, no caso de isolamentos externos, pelas condições ambientais. Além disso, a capacidade ou não de suportar uma determinada tensão é um processo de natureza estatística. Assim, um isolamento é capaz de suportar a aplicação de uma tensão e, após nova aplicação desta mesma tensão, nas mesmas condições ambiente, ele poderá falhar.

O processo de formação de uma descarga disruptiva em um gás depende do número de elétrons livres no instante em que a tensão (campo elétrico) é aplicada, o que justifica sua natureza estatística. Quando os elétrons livres são acelerados com energia suficiente para ionizar por colisão átomos ou moléculas presentes no gás, produz-se, assim, outros elétrons livres. Este processo continua até a formação da avalanche. A descarga disruptiva se completa quando a avalanche consegue atravessar o espaço entre os eletrodos. Entretanto, é preciso que o campo elétrico aplicado seja suficientemente elevado para sustentar a descarga (VELASCO et al.,

2008).

De forma resumida (CIGRE, 1991), em campos não uniformes, o processo de disrupção no ar entre dois eletrodos possui três fases, quais sejam, corona, formação dos *streamers* e do canal líder, cada uma ocorrendo num determinado intervalo de tempo. O processo se inicia quando a tensão aplicada supera a de início de corona e se mantém em um valor superior a este limiar, dando origem à formação dos *streamers*, que se propagam ao longo do *gap* e quando cruzam toda sua extensão dão origem ao canal líder. Nesta fase, há um aumento exponencial da corrente. O processo da descarga se completa quando o canal líder cruza o *gap*, ou, quando os canais formados em ambos os eletrodos se encontram. Assim, o tempo para a formação da descarga é a soma dos tempos de cada fase acima descrita, porém, o tempo correspondente à fase inicial (formação do efeito corona) é desprezível em relação aos demais.

A dependência da rigidez dielétrica de um isolante gasoso com relação à forma de onda e polaridade da tensão é verificada por meio de curvas tensão-tempo até a descarga (também chamadas de curvas V-t). O isolamento suportará uma onda de tensão padronizada se esta não tiver valor elevado. Ao aumentar o valor desta tensão, uma descarga disruptiva poderá ocorrer em qualquer instante da cauda da tensão (após ter ocorrido o seu valor de crista). Aumentando-se ainda mais esta tensão, pode-se obter a condição de ruptura no seu instante de máximo; um incremento maior no seu valor levará à condição de ruptura antes mesmo do instante de máximo da onda de tensão, ou seja, uma ruptura na frente da onda da tensão aplicada. Este comportamento está ilustrado na Figura 2 (VELASCO et al., 2008).

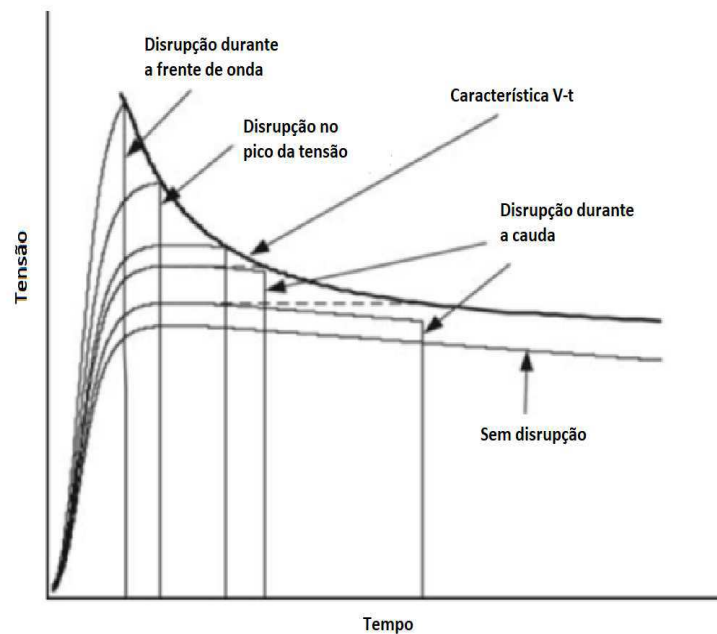
Assim, uma curva V-t relaciona o valor da tensão aplicada com o tempo necessário para ocorrer a descarga disruptiva do isolamento. Ela depende da forma de onda da tensão aplicada, da sua polaridade e das condições ambientais, no caso de isolamentos externos (VELASCO et al., 2008).

A especificação da suportabilidade de um isolamento é feita com base nos valores de tensões suportáveis relacionados em IEC (2010) ou em IEEE (2010) ou em ABNT (1999), este último no caso do Brasil, e que estão associados à tensão

máxima do equipamento, U_m , cujo nível de isolamento se pretende definir. Assim, duas faixas de tensões máximas são definidas em IEC (2010):

- Faixa I – $1,0 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$: especifica a tensão suportável de frequência industrial de curta duração e a tensão suportável de impulso atmosférico.
- Faixa II – $U_m > 245 \text{ kV}$: especifica a tensão suportável de impulso de manobra e a tensão suportável de impulso atmosférico.

Figura 2 – Característica de uma curva V-t.



Fonte: Adaptada de Velasco (2009).

Conforme já mencionado, o desempenho de um isolamento frente às sobretensões tem natureza estatística e se supõe que a rigidez dielétrica de um isolamento pode ser modelada por uma função densidade de probabilidade Normal ou gaussiana, conforme a seguinte expressão matemática (VELASCO et al., 2008):

$$f_a(u) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \exp\left[-\frac{(u - \mu)^2}{2\sigma^2}\right]. \quad (2.2)$$

Em (2.2), u é a variável aleatória com densidade de probabilidade $f_a(u)$, μ é o valor médio, que, em coordenação de isolamento, representa a tensão para a qual o isolamento tem 50% de probabilidade de falhar e é denominada de U_{50} , e σ é o desvio-padrão, cujo valor varia de 2% a 3% para impulso atmosférico e de 5% a 7% para impulso de manobra (VELASCO et al., 2008), sendo expresso em função de U_{50} .

Muitas vezes é mais útil conhecer a função de distribuição acumulada, $F_a(u)$, do isolamento e utilizá-la para especificar a suportabilidade da isolação. Em coordenação de isolamento, esta função indica a probabilidade de que a suportabilidade do isolamento seja maior ou igual a um determinado valor e pode ser obtida pela seguinte expressão (VELASCO et al., 2008):

$$F_a(u) = \int_0^u f_a(u) du. \quad (2.3)$$

As funções $f_a(u)$ e $F_a(u)$ estão ilustradas na Figura 3, com $f_a(u)$ truncada em 4 desvios-padrão.

Para a definição dos níveis de isolamento padronizados a impulso atmosférico e de manobra, convencionou-se adotar o valor de U_{10} como referência (D'AJUZ et al., 1987). Seu valor representa uma tensão suportável para a qual o isolamento tem 10% de probabilidade de falhar (ou 90% de probabilidade de suportar) e é geralmente conhecida como BIL (*Basic Impulse Insulation Level*) pelas normas IEC (2010) e IEEE (2010) ou TSNIA (Tensão Suportável Nominal de Impulso Atmosférico) pela ABNT (1999). Da mesma forma, para a onda de impulso de manobra, U_{10} representa o BSL (*Basic Impulse Insulation Level*) ou a TSNIM (Tensão Suportável Nominal de Impulso de Manobra) pelas normas IEC (2010), IEEE (2010) e ABNT (1999), respectivamente.

A tensão U_{10} está relacionada ao valor de U_{50} de acordo com a seguinte expressão:

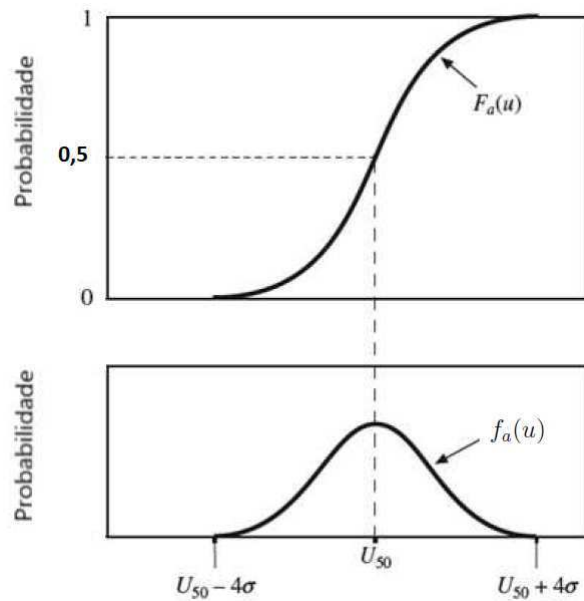
$$U_{10} = U_{50} - 1,28\sigma. \quad (2.4)$$

É importante ressaltar que o valor de U_{10} não representa a tensão máxima

suportável por um determinado isolamento, mas sim, uma das tensões suportáveis por ele. Um isolamento pode suportar uma tensão maior que U_{10} , porém, este valor é o que deve ser garantido e comprovado pelos fabricantes por meio de ensaios, de acordo com o que estabelecem as normas técnicas.

Por fim, é importante ressaltar que a natureza estatística da descarga disruptiva é comum aos dois tipos de isolamento, autoregenerativos e não autoregenerativos, porém, estes últimos não devem ser submetidos à aplicação de vários impulsos, visto que uma descarga poderá danificar o isolamento de forma permanente. Por este motivo, este tipo de isolamento é representado por um único valor de tensão suportável, BIL ou BSL, abaixo da qual não é admitido haver falhas quando da aplicação de uma tensão.

Figura 3 – Função de distribuição acumulada, $F_a(u)$, e função densidade de probabilidade, $f_a(u)$.



Fonte: Adaptada de [Velasco et al. \(2008\)](#).

2.5 Coordenação de Isolamentos

Segundo [IEEE \(2010\)](#), coordenação de isolamento é a determinação da suportabilidade do isolamento de um equipamento em relação às tensões que podem surgir no sistema no qual o equipamento está inserido, levando em consideração as condições ambientais e as características dos dispositivos de proteção. Um risco de falha aceitável deve ser considerado na escolha da suportabilidade da isolação.

De forma simplificada, a análise de coordenação de isolamento se inicia com a quantificação das sobretensões máximas aos quais os equipamentos de uma instalação ficarão submetidos. Tais sobretensões podem ser descritas por um único valor ou por uma distribuição estatística, caracterizada por um valor médio e um desvio-padrão. Em seguida, estes valores devem ser confrontados com as tensões suportáveis da isolação, que, como foi visto para isolamentos autoregenerativos, podem ser descritos por uma função estatística, geralmente a Normal ou gaussiana.

Dois métodos são geralmente utilizados: o determinístico e o estatístico. A escolha por um deles dependerá do grau de informação disponível a respeito das sobretensões e das tensões suportáveis pelo isolamento.

Se as distribuições estatísticas das sobretensões e da suportabilidade da isolação são ambas conhecidas, pode-se utilizar o método estatístico na coordenação de isolamento. Neste caso, obtém-se o risco de falha, R , do isolamento calculado pela seguinte expressão:

$$R = \int_0^{\infty} f_s(U)F_a(U)dU. \quad (2.5)$$

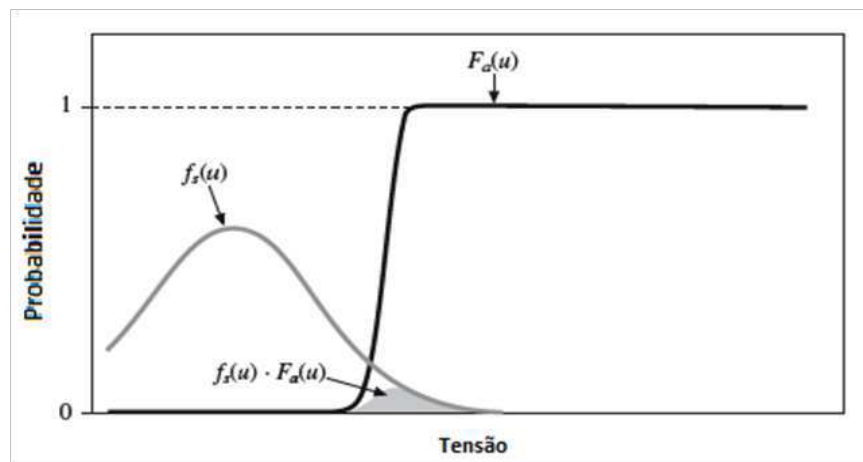
Em (2.5), $f_s(U)$ é a função densidade de probabilidade das sobretensões e U é um determinado valor de sobretensão para o qual se deseja obter o risco de falha. Na prática, não haverá falha para tensão aplicada nula e não existe uma tensão de valor infinito. Assim, a integral em (2.5) é calculada para limites diferentes dos valores apresentados. O método estatístico está ilustrado na Figura 4. A área sombreada é numericamente igual ao risco de falha do isolamento.

O método determinístico é usado quando não se dispõe das distribuições estatísticas das sobretensões e/ou das tensões suportáveis do isolamento. Assim,

admite-se que este último deve ser capaz de suportar a máxima sobretensão prevista. Toma-se como base o valor dado pelo BIL e/ou BSL considerando, entretanto, uma margem de segurança, em valor percentual, definida da seguinte forma (VELASCO et al., 2008):

$$MP = \left(\frac{U_w - U_P}{U_P} \right) 100. \quad (2.6)$$

Figura 4 – Cálculo do risco de falha.



Fonte: Adaptada de Velasco et al (2008).

Em (2.6), U_w é a tensão suportável pelo equipamento (BIL ou BSL, por exemplo) e U_p é a tensão residual do para-raios que protege o equipamento. Como exemplo, considerando U_w igual a 1550 kV e U_p igual a 1053 kV, tem-se uma margem de segurança, MP, da ordem de 47%. Considerando U_p como a tensão residual do para-raios, a expressão (2.6) serve apenas como base para estimar a margem de proteção oferecida por ele. Na prática, devido ao processo de propagação das ondas no condutor entre o para-raios e o equipamento por ele protegido, o valor de U_p é substituído pela tensão que efetivamente aparece nos terminais do equipamento, tendo-se, assim, uma melhor estimativa da margem de proteção. É importante ressaltar que no método determinístico existe um risco de falha da isolação, porém, ele não é avaliado, como acontece no método estatístico.

Rigorosamente falando, na comparação entre sobretensão e suportabilidade do isolamento, deve-se ajustar este último para levar em consideração a aplicação de ondas de sobretensão e condições atmosféricas não padronizadas (IEEE, 2010). Entretanto, na prática, o valor de crista de uma onda de sobretensão atmosférica não padronizada, por exemplo, é comparada com o BIL ou com o valor de crista da onda de tensão padronizada de impulso cortado. A escolha do BIL para comparação é a opção mais comum.

As informações apresentadas nos itens acima são introdutórias. Para um aprofundamento nestes assuntos, recomenda-se a leitura das seguintes referências, que contêm procedimentos mais detalhados para uma análise de coordenação de isolamento: IEC (1996), IEEE (1999), ABNT (2011), Anderson et al. (1982), Diesendorf (1984), Hileman (1999) e Velasco et al. (2008) .

Com os conceitos introdutórios a respeito das sobretensões, suportabilidade da isolação e de coordenação de isolamentos em mente, passa-se para a apresentação da teoria básica sobre descargas atmosféricas, ondas viajantes e desempenho de uma LT quando atingida por uma descarga atmosférica, sendo estes os temas tratados nos próximos itens.

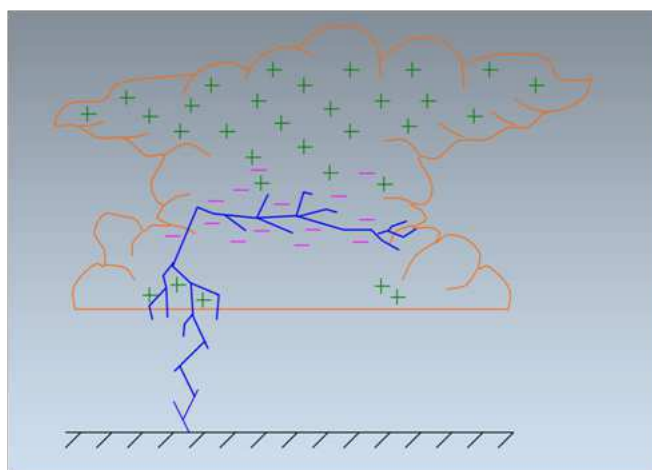
2.6 Descargas atmosféricas em linhas de transmissão

Uma descarga atmosférica pode ser definida como uma descarga elétrica transitória de alta corrente (tipicamente, dezenas de quiloamperes) no ar, cujo comprimento é medido em quilômetros, geralmente de 5 a 10 km, e, em casos extremos, até 100 km (UMAN, 2008; RAKOV, 2016). Uma representação esquemática da descarga atmosférica pode ser visualizada na Figura 5.

Segundo Uman (2008), as descargas atmosféricas podem ser divididas em duas categorias: aquelas que ocorrem através do *gap* entre a nuvem de carga e a Terra e aquelas denominadas "descargas nas nuvens", que representam a maioria dos casos e ocorrem no interior das nuvens ou entre nuvens. Evidentemente, aquelas de maior interesse para fins de proteção dos sistemas de potência são as que ocorrem entre nuvem e a Terra, visto que essas podem atingir as linhas de transmissão e as de distribuição, bem como as subestações.

O processo de eletrificação das nuvens responsáveis pelas descargas atmosféricas é bastante complexo e existem diversas teorias sobre este assunto. Elas têm em comum a participação das correntes de ar ascendente e descendente no processo de separação das cargas elétricas no interior das nuvens. Assim, de forma geral, diz-se que o movimento ascendente das correntes de ar transporta partículas positivas e pequenas gotas d'água para a parte superior da nuvem, enquanto as partículas negativas são transportadas pelas gotas de água para a base da nuvem (SALARI, 2006).

Figura 5 – Representação esquemática do percurso de uma descarga atmosférica.



Fonte: Visacro (2015).

A configuração assim formada dá origem a campos elétricos bastante intensos e que por sua vez, são responsáveis pelo estabelecimento de uma diferença de potencial bastante elevada entre os centros de carga da nuvem, superior a 200 MV (VISACRO, 2005).

O início da formação de uma descarga atmosférica ocorre dentro da nuvem, próximo à sua base carregada negativamente, quando o campo elétrico existente supera o limiar de ruptura do ar. São então produzidas descargas elétricas que formam um canal de plasma ionizado e, portanto, condutor, com extensão de algumas dezenas de metros e por onde fluem cargas negativas provenientes da região circunvizinha da nuvem, aumentando a concentração de cargas na ponta

deste canal e intensificando o campo elétrico que é capaz de produzir novas descargas consecutivas semelhantes à inicial.

Este processo se repete até que o canal de plasma ionizado é produzido fora da nuvem, em direção ao solo, com a migração de cargas negativas da base da nuvem para o canal ionizado, com um aumento do campo elétrico que produz, de forma semelhante, nova descarga, com comprimento da ordem de 50 m e em intervalos de 50 μ s. Estas descargas podem se repetir sucessivas vezes seguindo este padrão e estabelecendo o chamado canal precursor de descarga (do inglês, *stepped leader*).

Ao se aproximar do solo, a poucas centenas de metros acima deste, o canal carregado negativamente induz no solo cargas positivas que tendem a se acumular e formar uma configuração de intenso campo elétrico capaz de produzir descargas ascendentes. Num processo semelhante ao já descrito, novas descargas ascendentes serão produzidas evoluindo aos saltos, com comprimentos de dezenas de metros.

Quando as descargas descendente e ascendente atingem uma distância crítica inferior a certo limite, pode ocorrer uma descarga que os interliga por um salto final (VISACRO, 2005). Neste instante, uma onda de corrente de alta intensidade é estabelecida, chamada de corrente de retorno (do inglês, *return stroke current*) e se propaga pelo canal, a partir do ponto de conexão das duas descargas, neutralizando as cargas ali acumuladas.

Após a formação da corrente de retorno, uma descarga subsequente pode ocorrer, tendo uma média de 3 repetições consecutivas, embora haja registros de casos com mais de 20 descargas subsequentes (VISACRO, 2005). Geralmente, a amplitude da primeira descarga é maior que a da subsequente, ocorrendo o inverso em alguns casos (HILEMAN, 1999).

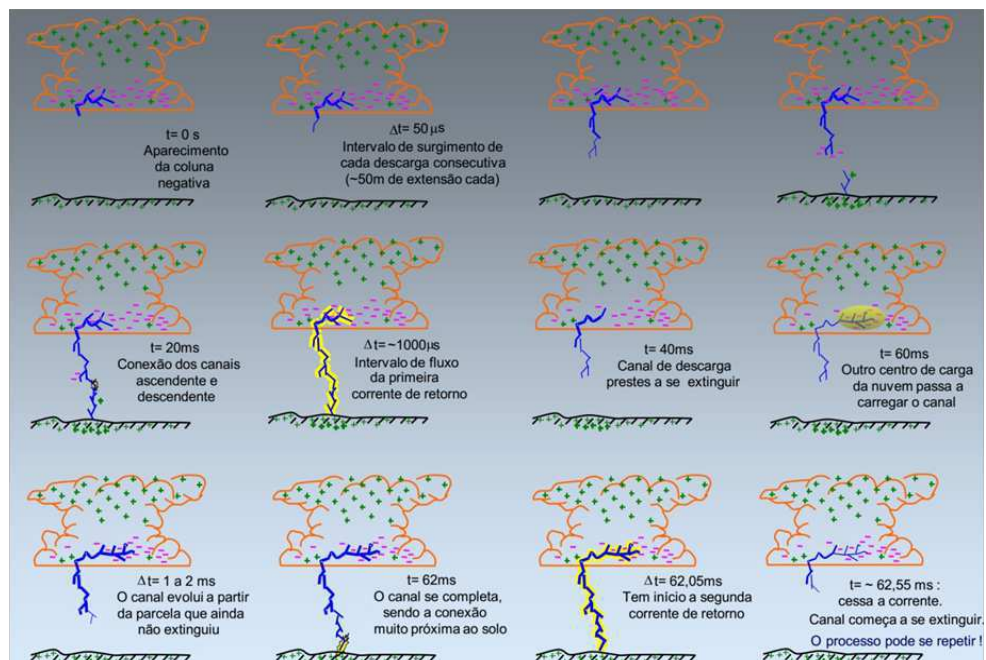
Um resumo dos processos descritos é ilustrado na Figura 6 com as várias etapas da formação de uma descarga atmosférica, com sua corrente de retorno e subsequente.

Com relação ao sinal da carga efetivamente transferida da nuvem à Terra, pode-se classificar uma descarga atmosférica por quatro tipos: descarga negativa descendente, mais comum, com percentual de ocorrência entre 85% e 90%, descarga

negativa ascendente, descarga positiva descendente e descarga positiva ascendente (HILEMAN, 1999).

O fenômeno da descarga atmosférica é estatístico, ou seja, cada descarga é única com relação à sua intensidade e forma de onda. Assim, os principais parâmetros associados à corrente de descarga são expressos por meio de funções de probabilidade do tipo log-normal caracterizadas por uma mediana, M , e um desvio-padrão, β , obtidos por meio do tratamento de dados provenientes de vários registros de descargas atmosféricas realizadas em estações de medições de descargas, em cabos para-raios ou em algum ponto de uma torre de LT, em torres de TV, igrejas, chaminés, etc (SALARI, 2006).

Figura 6 – Evolução no tempo dos processos até uma descarga subsequente.



Fonte: Adaptada de Visacro (2015).

Na literatura sobre o assunto destacam-se os resultados obtidos por K. Berger que, por meio de mastros de 70 m a 80 m de altura, localizados no Monte São Salvatore, a 650 m de altura em relação ao lago Lugano, na Suíça, fez o registro

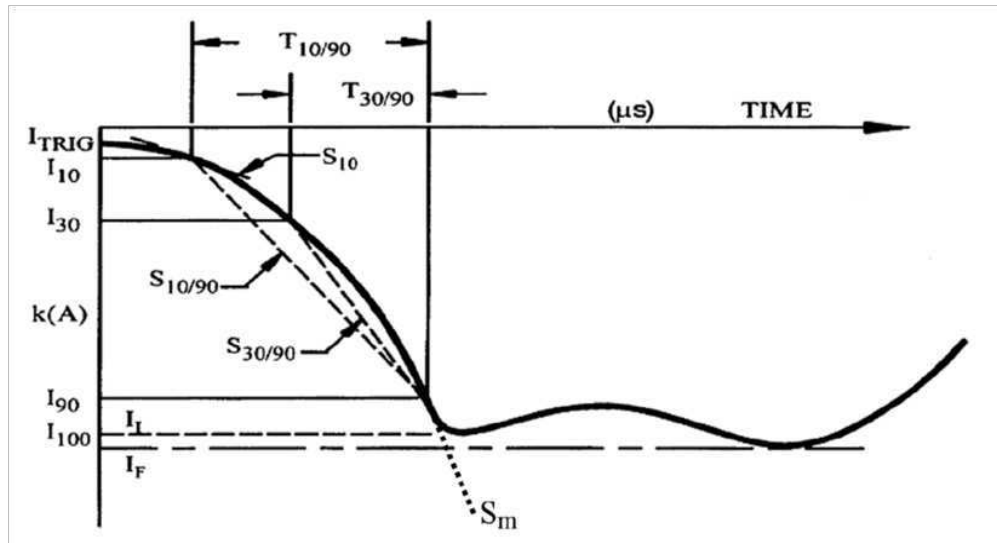
de 1.196 raios, sendo considerado o conjunto de dados mais extenso disponível para a indústria (HILEMAN, 1999).

Os dados de Berger foram analisados posteriormente por Berger, Anderson e Kroninger (1975) e reexaminados por Anderson e Eriksson (1980). Uma discussão sobre estes parâmetros é apresentada em CIGRE (1991) e uma atualização dos mesmos é apresentada em CIGRE (2013).

Após uma análise extensa dos dados obtidos por Berger para a corrente de retorno, (ANDERSON; ERIKSSON, 1980) sugeriram a forma de onda ilustrada na Figura 7, cujos parâmetros são descritos a seguir.

- I_{10} - Valor de corrente correspondente a 10% do valor do pico inicial.
- I_{30} - Valor de corrente correspondente a 30% do valor do pico inicial.
- I_{90} - Valor de corrente correspondente a 90% do valor do pico inicial.
- $I_{100} = I_I$ - Pico inicial da corrente
- I_F - Pico final (global) da corrente.
- $T_{10/90}$ - Tempo entre os valores I_{10} e I_{90} .
- $T_{30/90}$ - Tempo entre os valores I_{30} e I_{90} .
- S_{10} - Taxa de crescimento instantânea da corrente em I_{10} .
- $S_{10/90}$ - Taxa de crescimento média entre I_{10} e I_{90} .
- $S_{30/90}$ - Taxa de crescimento média entre I_{30} e I_{90} .
- S_m - Máxima taxa de crescimento da corrente ao longo da frente de onda, tipicamente em I_{90} .
- $t_{d_{10/90}}$ - Duração equivalente, linear, da frente de onda obtida de $\frac{I_F}{S_{10/90}}$.
- $t_{d_{30/90}}$ - Duração equivalente, linear, da frente de onda obtida de $\frac{I_F}{S_{30/90}}$.
- t_m - Duração equivalente, linear, da frente de onda obtida de $\frac{I_F}{S_M}$.

Figura 7 – Forma de onda da corrente de retorno proposta por Anderson e Eriksson.



Fonte: Adaptada de [CIGRE \(2013\)](#).

- Q_l - Carga impulsiva (integral da corrente no tempo).

Os valores de $t_{d_{10/90}}$ e $t_{d_{30/90}}$ podem ser obtidos pelas expressões abaixo:

$$t_{d_{10/90}} = \frac{T_{10/90}}{0,8}. \quad (2.7)$$

$$t_{d_{30/90}} = \frac{T_{30/90}}{0,6}. \quad (2.8)$$

Os parâmetros descritos acima são estatísticos e podem ser modelados, cada um, por uma função de densidade de probabilidade lognormal. Em [CIGRE \(2013\)](#) são apresentados valores para as medianas e desvios-padrão destes parâmetros baseados nos dados obtidos por Berger. Em [Salari \(2006\)](#) são apresentados valores para as medianas e desvios-padrão de alguns destes parâmetros baseados em dados publicados por diversos autores.

Ao atingir a torre de uma linha de transmissão, a descarga atmosférica se propaga por meio de ondas de tensão e corrente em alguns elementos da LT, dependendo do ponto de impacto da corrente (torre, cabos para-raios ou cabos condutores). Assim, antes de discutir o desempenho de uma linha frente a uma descarga atmosférica, é importante conhecer alguns princípios básicos sobre a teoria de ondas viajantes. Estes conceitos são introduzidos no próximo item.

2.7 Ondas viajantes em linhas de transmissão – conceitos básicos

No estudo de ondas viajantes em linhas de transmissão, deve-se levar em conta a natureza distribuída dos seus parâmetros R' , L' , G' e C' , respectivamente, resistência e indutância série e condutância e capacitância em derivação (*shunt*).

A formulação matemática associada às ondas viajantes está baseada em equações diferenciais parciais de segunda ordem cujas soluções fornecem as expressões das tensões e correntes na LT como funções do espaço e do tempo. Como forma de simplificar a análise, as perdas são desprezadas, ou seja, a resistência série e a condutância em derivação são desconsideradas nestas equações.

Para os propósitos desta dissertação, a dedução das equações de onda de uma LT não será abordada, sendo apenas considerados os aspectos referentes à impedância de surto, velocidade de propagação, tensões induzidas e os fenômenos de reflexão e refração das ondas viajantes. Um aprofundamento neste assunto pode ser obtido por meio de consulta às seguintes referências: [Naidu \(1985\)](#), [Greenwood \(1991\)](#), [Hileman \(1999\)](#) e [Neves e Araujo \(2005\)](#).

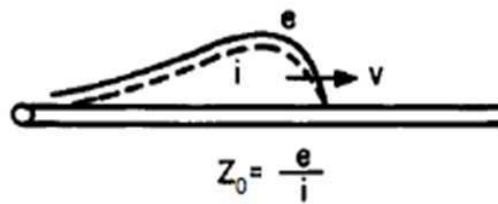
2.7.1 Relações entre ondas de tensão e corrente e velocidades de propagação

Os fenômenos transitórios, sejam eles devidos a manobras no sistema ou a descargas atmosféricas, dão origem a ondas viajantes de tensão, e , e de corrente, i , que se propagam ao longo do condutor com velocidade, v , igual a da luz, c . A

tensão e a corrente estão relacionadas pela impedância de surto, Z_0 , obtida pela expressão (2.9), e as 3 grandezas estão ilustradas na Figura 8:

$$Z_0 = \frac{e}{i}. \quad (2.9)$$

Figura 8 – Relação entre as ondas de tensão, e , e corrente, i , por meio da impedância de surto, Z_0 .



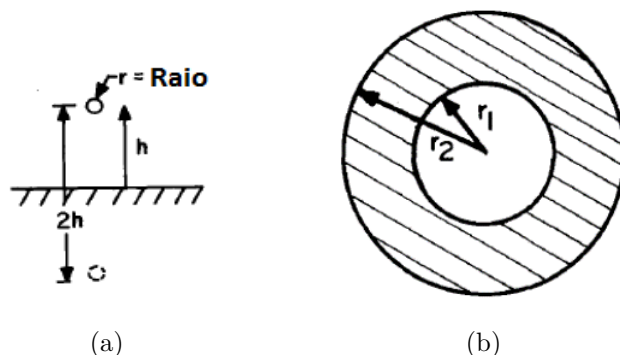
Fonte: [Hileman \(1999\)](#).

A impedância de surto é puramente resistiva e por este motivo, as ondas de tensão e corrente têm a mesma forma de onda. Ressalta-se que a natureza distribuída dos parâmetros é observada em linhas de transmissão, cabos e barramentos de subestações isoladas a SF_6 ([HILEMAN, 1999](#)). Assim, em estudos de transitórios eletromagnéticos, estes elementos devem ser modelados levando-se em consideração esta propriedade. Barramentos de subestações isoladas a ar também podem ser modelados a parâmetros distribuídos.

A impedância de surto e a velocidade de uma onda que se propaga em linhas de transmissão, cabos e barramentos de subestações podem ser calculadas por meio de expressões que são funções das indutâncias e capacitâncias distribuídas destes elementos. Como exemplo, toma-se por base as representações simplificadas de uma LT e de um cabo ilustradas na Figura 9.

Nesta figura, r é o raio do condutor da LT, h é a altura do mesmo em relação ao solo, sendo este considerado perfeito, e r_1 e r_2 são, respectivamente, os raios interno e externo do cabo isolado.

Figura 9 – Representações simplificadas de (a) uma linha de transmissão com um cabo condutor e (b) de um cabo isolado.



Fonte: Adaptada de Hileman (1999).

Com base nestes parâmetros, apresentam-se, na Tabela 1, as expressões para o cálculo das impedâncias de surto e velocidades de propagação das ondas de tensão e de corrente nestes elementos.

Tabela 1 – Expressões para o cálculo das impedâncias de surto e velocidades de propagação de LT e cabos isolados.

Elemento	Impedância de Surto (Ω)	Velocidade de Propagação (m/ μ s)
LT	$Z_0 = \sqrt{\frac{L'}{C'}} = 60 \ln\left(\frac{2h}{r}\right)$	$v = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} = 30$
Cabo	$Z_0 = \sqrt{\frac{L'}{C'}} = \frac{60}{\sqrt{k}} \ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right)$	$v = \frac{1}{\sqrt{L'C'}} = \frac{300}{\sqrt{k}}$

Nas expressões apresentadas na Tabela 1, k é a constante dielétrica do material isolante do cabo e seu valor varia entre 2,4 e 4,0 (HILEMAN, 1999). As grandezas L' e C' são a indutância e capacitância da LT (ou do cabo) por unidade de comprimento, respectivamente.

A impedância de surto de uma LT varia entre 200 Ω e 400 Ω , com velocidade de propagação das ondas praticamente igual a da luz. Para os cabos isolados, a impedância de surto varia entre 30 Ω e 60 Ω , enquanto que a velocidade de propagação das ondas é reduzida para um valor entre 1/3 e 1/2 da velocidade da

luz no vácuo (HILEMAN, 1999).

Para cabos isolados a SF_6 , a constante dielétrica é aproximadamente igual a 1,0, e assim, a velocidade de propagação das ondas é praticamente igual a velocidade da luz no vácuo. Para cabos a SF_6 projetados para sistemas de UAT, a relação entre r_2 e r_1 é praticamente constante, e, da mesma forma, a impedância de surto, com valores entre 60Ω e 65Ω (HILEMAN, 1999).

Ondas viajantes induzem, em condutores próximos, tensões e correntes que se propagam ao longo destes condutores, face à impedância mútua existente entre eles, conforme se observa na Figura 10, na qual é ilustrada uma configuração de dois cabos em paralelo.

Nesta condição, a expressão (2.9) deve ser modificada, levando em conta a impedância mútua entre os condutores. Assim, as expressões que relacionam as ondas de tensão e corrente em cada condutor são dadas por:

$$e_1 = Z_1 i_1 + Z_{12} i_2. \quad (2.10)$$

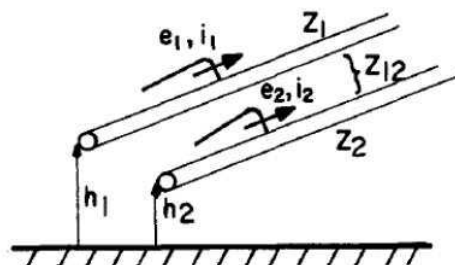
$$e_2 = Z_{12} i_1 + Z_2 i_2. \quad (2.11)$$

Em (2.10) e em (2.11), e_1 , e_2 , i_1 e i_2 são as ondas de tensão e corrente nos condutores 1 e 2, respectivamente, Z_1 e Z_2 são as impedâncias de surto dos condutores 1 e 2, respectivamente, e Z_{12} é a impedância de surto mútua entre os cabos.

Quando ondas de tensão e corrente trafegam em apenas um condutor, estando o outro sem corrente e no qual uma tensão é induzida, ambas as tensões, indutora e induzida, são relacionadas pelo fator de acoplamento, k_c . No caso de uma LT trifásica com dois cabos para-raios, o fator de acoplamento entre estes cabos e um condutor, como ilustrado na Figura 11, pode ser obtido pela seguinte expressão (HILEMAN, 1999):

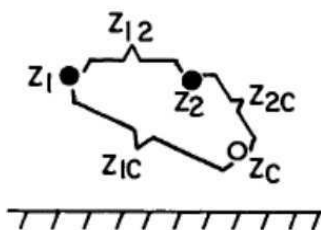
$$k_c = \frac{Z_{1c} + Z_{2c}}{Z + Z_{12}} = \frac{e_2}{e_1}. \quad (2.12)$$

Figura 10 – Linha de transmissão com dois cabos em paralelo.



Fonte: Adaptada de Hileman (1999).

Figura 11 – Fator de acoplamento entre dois cabos para-raios e um condutor fase de uma LT trifásica.



Fonte: Adaptada de Hileman (1999).

Na Figura 11, Z_{1c} e Z_{2c} são as impedâncias de surto mútuas entre os cabos de blindagem 1 e 2 e o condutor fase, respectivamente, tendo esse último uma impedância de surto representada por Z_c e Z_1 e Z_2 são as impedâncias de surto dos cabos para-raios 1 e 2, respectivamente, podendo-se admitir $Z_1 = Z_2 = Z$. Mesmo quando as impedâncias de surto são diferentes, o valor de Z pode ser assumido como a média das impedâncias de surto dos cabos de blindagem (HILEMAN, 1999).

O acoplamento existente entre os cabos para-raios e os condutores fase de uma linha de transmissão é de extrema importância, visto que tende a reduzir a tensão aplicada à cadeia de isoladores quando da ocorrência de uma descarga atmosférica.

Quando da incidência de uma descarga atmosférica numa torre, a cadeia

de isoladores ficará submetida à diferença entre a tensão de topo da torre, com valor de pico V_{TT} , e aquela induzida pelo acoplamento na fase, $k_c V_{TT}$, conforme expressão (2.13), em que se despreza a tensão de frequência industrial.

$$V_I = V_{TT} - k_c V_{TT} = (1 - k_c) V_{TT}. \quad (2.13)$$

Assim, em simulações computacionais, sem a modelagem do acoplamento entre os cabos para-raios e os condutores fase, ter-se-ia $k_c = 0$, e a tensão na cadeia de isoladores, V_I , seria igual a V_{TT} , de valor elevado. Assim, sobretensões elevadas seriam obtidas nos terminais dos equipamentos de uma subestação após a ocorrência de um *backflashover*.

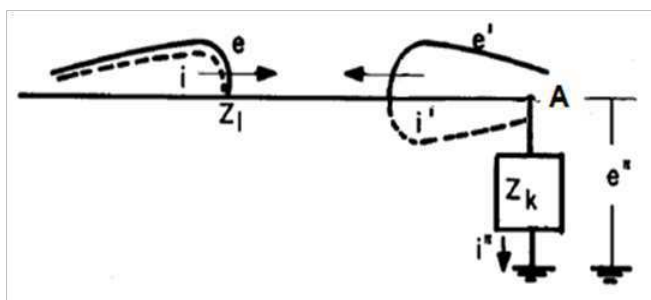
2.7.2 Fenômenos de reflexão e refração das ondas trafegantes

Quando ondas trafegantes se propagam ao longo de um meio condutor, elas se modificarão ao incidirem em um ponto de descontinuidade, ou seja, num ponto em que há uma mudança de impedância de surto “vista” pelas ondas viajantes. Para satisfazer às condições de contorno, bem como às leis de Kirchhoff, no ponto de descontinuidade, ondas refletidas e refratadas (transmitidas) serão produzidas.

A onda refletida percorrerá o sentido inverso ao da onda incidente, se somando algebricamente a esta última em qualquer ponto da LT, e retornará ao ponto de origem. O sinal da onda refletida depende da relação entre as impedâncias de ambos os meios envolvidos.

A onda refratada, por outro lado, será transmitida ao novo meio condutor a partir do ponto de descontinuidade, ao qual pode estar conectado um elemento concentrado, tal como um resistor, indutor, capacitor ou qualquer combinação destes, ou uma outra LT, sendo que, neste último caso, a onda transmitida se propagará ao longo da sua extensão. O mesmo acontece quando o novo meio é um cabo isolado, porém, para esta condição, haverá uma mudança na velocidade de propagação da onda transmitida. Para um melhor entendimento destes conceitos, faz-se uso da Figura 12.

Figura 12 – Circuito para dedução das equações das ondas refletidas e transmitidas.



Fonte: Adaptada de [Hileman \(1999\)](#).

Na Figura 12, as ondas incidentes de tensão e corrente são designadas por e e i , respectivamente. Suas respectivas ondas refletidas e transmitidas são e' , i' e e'' , i'' . A impedância de surto da LT é Z_l e a impedância do elemento conectado ao ponto A é Z_k . Verifica-se que as ondas incidentes de tensão e corrente possuem a mesma polaridade, enquanto que as suas ondas refletidas possuem sinais opostos.

Por meio da resolução das equações diferenciais parciais para a tensão e corrente ([GREENWOOD, 1991](#)), pode-se mostrar que a onda resultante, em qualquer ponto da LT e em qualquer instante, é igual a soma das ondas incidente e refletida. No ponto A da Figura 12, a onda resultante é chamada de transmitida ou refratada.

As equações que relacionam tensões, correntes e impedâncias de surto podem ser divididas em dois tipos: equações normais, que descrevem as ondas viajantes, e as equações de contorno, que especificam as condições existentes no ponto de descontinuidade. Estas equações, para o caso em tela, estão apresentadas na Tabela 2. É possível mostrar que a relação entre as ondas transmitidas, incidentes e refletidas de tensão e corrente são aquelas indicadas na Tabela 3.

Os termos que envolvem as impedâncias de surto mostradas nas expressões da primeira linha da Tabela 3 são chamados de coeficientes de refração (ou transmissão) e aquelas indicadas na segunda linha, coeficientes de reflexão. No primeiro caso, eles relacionam a tensão (ou corrente) incidente com a tensão (ou

corrente) transmitida e no segundo, a tensão (ou corrente) incidente com a tensão (ou corrente) refletida. Assim, eles são definidos conforme as expressões da Tabela 4.

Tabela 2 – Equações normais e de contorno para a resolução das ondas refletidas e transmitidas do circuito da Figura 12.

Equações normais	Equações de Contorno
$e = Z_l i$	$i'' = i + i'$
$e' = -Z_l i'$	$e'' = e + e'$
$e'' = Z_l i''$	-

Tabela 3 – Relações entre as ondas incidentes, refletidas e transmitidas de tensão e corrente para o circuito da Figura 12.

Equações de Tensão	Equações de Corrente
$e'' = \frac{2Z_k}{Z_l + Z_k} e$	$i'' = \frac{2Z_l}{Z_l + Z_k} i$
$e' = \frac{Z_k - Z_l}{Z_l + Z_k} e$	$i' = \frac{Z_l - Z_k}{Z_l + Z_k} i$

Tabela 4 – Coeficientes de reflexão e transmissão para as ondas de tensão e de corrente.

Designação	Coeficientes de Tensão	Coeficientes de Corrente
Coeficientes de Transmissão	$\beta_v = \frac{2Z_k}{Z_l + Z_k}$	$\beta_i = \frac{2Z_l}{Z_l + Z_k}$
Coeficientes de Reflexão	$\alpha_v = \frac{Z_k - Z_l}{Z_l + Z_k}$	$\alpha_i = \frac{Z_l - Z_k}{Z_l + Z_k}$

Para se obter o valor da tensão refletida, e' , num ponto de descontinuidade, basta multiplicar a tensão incidente, e , pelo coeficiente de reflexão calculado neste ponto, α_v . Da mesma forma, a obtenção do valor da tensão transmitida, e'' , se dá pela multiplicação do coeficiente correspondente, β_v , calculado no ponto da descontinuidade, pela tensão incidente, e . O mesmo se aplica às ondas de corrente.

Como se observa, os valores de β_v e β_i são sempre positivos, entretanto, os valores de α_v e α_i podem ser positivos ou negativos, indicando que uma onda

refletida pode ter a mesma polaridade que a onda incidente ($\alpha_v > 0$ ou $\alpha_i > 0$) ou polaridade oposta à da onda incidente ($\alpha_v < 0$ ou $\alpha_i < 0$). É importante observar também que $\alpha_v = -\alpha_i$, o que indica que as ondas refletidas de tensão e corrente têm sempre polaridades opostas.

Nas análises de ondas viajantes, dois casos merecem destaque. O primeiro diz respeito à condição em que $Z_k = 0$, ou seja, um curto-circuito no fim da linha. A tensão transmitida, e'' , será igual a zero e a onda refletida de tensão será igual a onda incidente, porém, com polaridade oposta, ou seja, $e' = -e$. Para a corrente, a onda refletida tem polaridade igual a da incidente, resultando em $i'' = 2i$.

O segundo caso corresponde à condição em que Z_k é infinito, ou seja, um circuito aberto. Para esta condição, tem-se $e'' = 2e$ e $i'' = 0$. Ou seja, a onda de tensão é integralmente refletida e com mesma polaridade que a da onda incidente, dobrando o valor da tensão no fim da LT. A corrente refletida terá polaridade oposta à da onda incidente, anulando-se no fim da linha.

Quando a linha está conectada, em sua extremidade, a um indutor, pode-se mostrar que este, inicialmente, apresenta-se como um circuito aberto para uma onda incidente tipo degrau, resultando num valor inicial elevado de tensão mas que reduz de forma exponencial até se anular. Comportamento oposto é observado quando a LT é terminada por um capacitor, ou seja, este se apresenta inicialmente como um curto-circuito, aumentando a tensão em seus terminais de forma exponencial até que esta alcança o dobro do valor da onda incidente tipo degrau (NEVES; ARAUJO, 2005).

Quando mais de uma linha se conecta ao ponto A da Figura 12, Z_k representa a impedância de surto equivalente à combinação paralela das impedâncias de surto de todas as LT conectadas. Assim, para n linhas em paralelo, cada uma com impedância de surto Z_0 , tem-se $Z_k = Z_0/n$. O efeito prático é a redução nas ondas de tensão que serão transmitidas às demais LT, diminuindo assim, os níveis das sobretensões impostas aos equipamentos.

2.8 Desempenho de uma LT frente à descarga atmosférica

No item 2.6 foi apresentado o processo de formação das descargas atmosféricas, desde aquela oriunda dentro da nuvem, na sua base, até o salto final, com a formação da corrente de retorno.

Uma descarga atmosférica, no seu salto final, pode atingir uma LT ou cair no solo, próximo a uma linha de transmissão. No primeiro caso, dá-se o nome de queda direta, enquanto que no segundo, ela é chamada de queda indireta.

A queda indireta resulta em sobretensões induzidas na LT devida à propagação de ondas eletromagnéticas provenientes da corrente de retorno. Este tipo de sobretensão é mais preocupante em linhas de média e baixa tensão, podendo atingir também linhas de telecomunicações e instalações residenciais (VISACRO, 2005).

Na queda direta, a descarga atmosférica pode incidir numa torre, em um dos cabos para-raios ou no condutor fase de uma linha de transmissão. Em todos os casos, ondas de corrente e de tensão se propagam e sofrem reflexões quando encontram pontos de descontinuidade, sendo este processo repetido diversas vezes até o amortecimento completo dessas ondas.

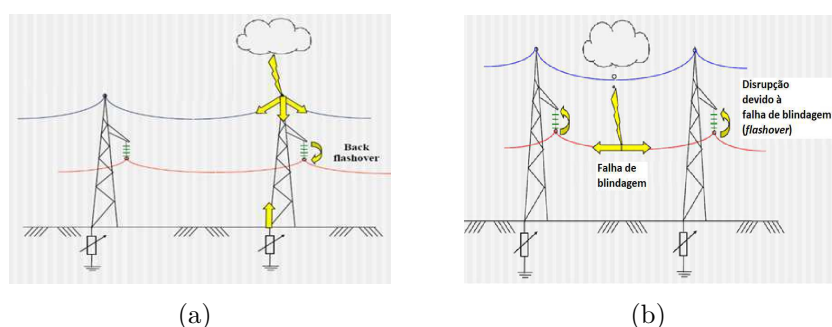
Quando a descarga atinge uma das fases de uma LT em vez de incidir num dos cabos para-raios, ocorre uma falha de blindagem. Entretanto, os cabos de blindagem são dispostos de tal forma a minimizar esta falha, evitando sobretensões perigosas na linha capazes de provocar descargas disruptivas e consequentes desligamentos. A corrente crítica, I_{cs} , capaz de elevar o potencial do condutor a um valor suficiente para causar uma disrupção na cadeia de isoladores é obtida pela seguinte expressão (CHOWDHURY, 2004):

$$I_{cs} = \frac{2CFO}{Z_c}. \quad (2.14)$$

Em (2.14), CFO é a tensão da cadeia de isoladores para a qual existe uma probabilidade de 50% de haver falha e Z_c é a impedância de surto do condutor fase atingido pelo raio. Correntes acima de I_{cs} causarão disrupção na cadeia de isoladores da fase atingida.

Por outro lado, quando a corrente de retorno incide na torre ou em um dos cabos para-raios, o potencial do topo de torre pode se elevar de tal forma a provocar uma descarga disruptiva reversa, ou seja, da torre para o condutor fase, fenômeno este conhecido por *backflashover*. Os fenômenos mencionados estão ilustrados na Figura 13.

Figura 13 – Incidência direta de uma descarga atmosférica numa LT: (a) incidência na torre com *backflashover* e (b) falha de blindagem com *flashover*.



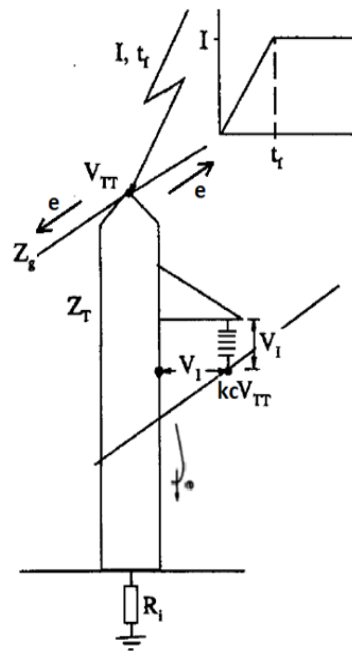
Fonte: Adaptada de Sadovic e Sadovic (2009).

O *backflashover* é um fenômeno mais complexo do que o *flashover* e merece uma análise mais aprofundada. Com este fim, considera-se uma representação simplificada de uma torre atingida por uma descarga atmosférica, conforme ilustrado na Figura 14.

Na Figura 14, I é a amplitude da corrente da descarga, t_f é o seu tempo de frente, e é a onda de tensão que se propaga em ambas as direções do cabo para-raios e na torre, Z_g é a impedância de surto deste cabo, Z_T é a impedância de surto da torre, V_{TT} é o valor de pico da tensão no topo da torre, V_I é a tensão aplicada à cadeia de isoladores e R_i é a resistência impulsiva de aterramento considerando o processo de ionização do solo (HILEMAN, 1999).

A onda de tensão, e , que se propaga do topo da torre até a sua base encontrará a impedância do aterramento que, se devidamente bem projetado, terá um valor inferior à impedância de surto da torre, isto é, $R_i < Z_T$, dando origem a uma onda refletida com polaridade oposta à da onda incidente ($\alpha_v < 0$).

Figura 14 – Representação simplificada de uma torre de LT atingida por uma descarga atmosférica.



Fonte: Adaptada de [Hileman \(1999\)](#).

Esta onda refletida, ao se propagar de volta ao topo da torre, reduzirá a tensão neste ponto, diminuindo o risco de ocorrência de uma descarga na cadeia de isoladores. No caso em que R_i é maior que Z_T , a onda refletida terá a mesma polaridade da onda incidente, contribuindo para o aumento da tensão no topo da torre.

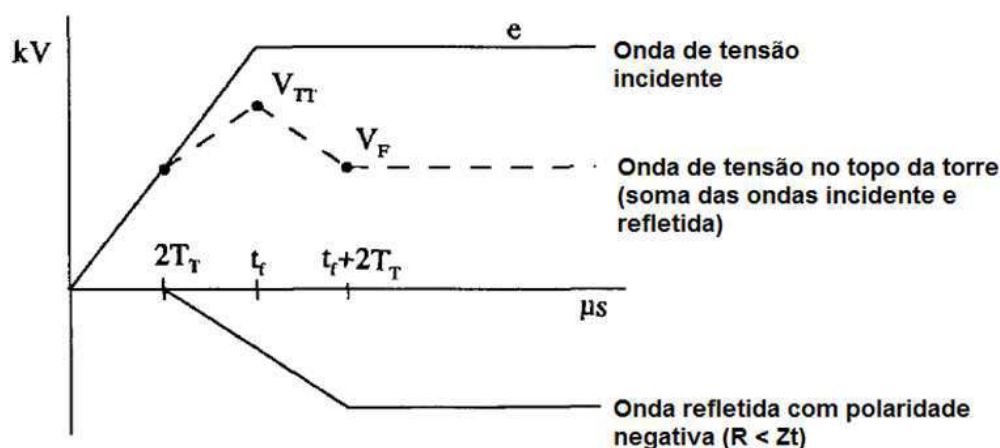
A situação é mais crítica quando se tem $R_i \gg Z_T$, pois, neste caso, a impedância de aterramento da torre se apresenta como um circuito aberto, fazendo com que a onda incidente seja refletida com mesma polaridade e de forma integral, aumentando de forma considerável a tensão no topo da torre.

A cadeia de isoladores ficará submetida à diferença entre a tensão no topo da torre e aquela induzida no condutor, somada à tensão de frequência industrial. Como todo isolante, a cadeia de isoladores possui uma capacidade de suportar sobretensões e tal suportabilidade depende, dentre outros fatores, da frente da onda

aplicada e do seu valor de crista. Assim, se a tensão sobre ela for maior que a sua suportabilidade, poderá ocorrer o *backflashover*.

A efeito de ilustração, é apresentado na Figura 15 o perfil de uma sobretensão no topo de uma torre devida a uma descarga atmosférica.

Figura 15 – Tensão no topo de uma torre atingida por um raio.



Fonte: Adaptada de Hileman (1999).

Na Figura 15, V_F e T_T são, respectivamente, a tensão final no topo da torre e o tempo de trânsito da onda ao longo da mesma. As demais grandezas foram previamente definidas. Verifica-se que a tensão no topo da torre cresce até seu valor máximo, V_{TT} , após um certo instante, quando, no topo da torre, incide a tensão refletida $-\alpha_v e$, sendo α_v o coeficiente de reflexão de tensão. Como, neste caso, R_i é menor que Z_T , a onda refletida é negativa, diminuindo o valor de V_{TT} .

As grandezas indicadas nas Figuras 14 e 15 são relacionadas pelas seguintes expressões (HILEMAN, 1999):

$$V_{TT} = \left(R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f} \right) I. \quad (2.15)$$

$$R_e = \frac{R_i Z_g}{Z_g + 2R_i}. \quad (2.16)$$

Em (2.15), α_T é o coeficiente de reflexão na base da torre. De (2.15) pode-se observar que a tensão no topo da torre possui uma componente resistiva, dada por $R_e I$, e uma componente indutiva, dada por $(Z_T T_T / t_f) I$, ou, de forma aproximada, $L_T (di/dt)$, sendo L_T a indutância da torre e di/dt a taxa de crescimento da onda de corrente. Logo, quanto menor o valor do tempo até a crista, t_f , da corrente I , ou seja, quanto maior o valor de di/dt , maior a sobretensão no topo da torre. Portanto, descargas atmosféricas com correntes de retorno muito íngremes produzirão maiores sobretensões.

Por outro lado, quanto maior a altura da torre, maior será o tempo de trânsito, T_T , das ondas de tensão e mais tempo levará para a onda refletida (neste caso, negativa) chegar ao topo da torre. Dito de outra forma, o efeito benéfico da onda refletida levará mais tempo para ser “percebido” pela tensão que se desenvolve no topo da torre e assim, esta terá um maior valor de crista, V_{TT} .

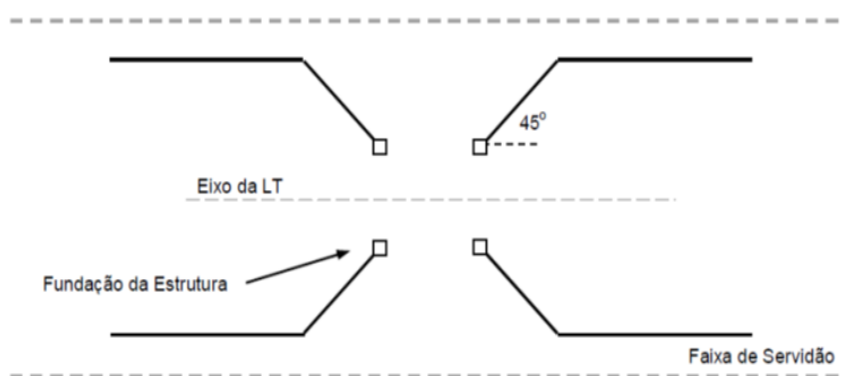
Ao incidir na torre, a onda de tensão que se propaga nos cabos para-raios induz tensões nos condutores fase da linha que dependem dos respectivos fatores de acoplamento com os cabo para-raios. Ambas as tensões (indutora e induzida) se elevarão e a diferença entre elas será aplicada à cadeia de isoladores, somada à tensão de frequência industrial. Assim, como já afirmado, a existência do acoplamento entre estes condutores reduz a tensão na cadeia de isoladores.

Na Figura 14, o aterramento da torre foi representado por uma resistência, porém, o seu desempenho frente a correntes impulsivas é mais complexo, pois há efeitos indutivos e capacitivos, além do resistivo, como se observa em Rudenberg (1968), Grcev e Popov (2005) e Visacro (2007). A resistividade do solo também tem grande influência no desempenho do aterramento frente a descargas atmosféricas. Assim, um sistema de aterramento deve ser considerado em termos de impedância quando se trata do seu desempenho frente a descargas atmosféricas, cujo valor varia ao longo do tempo, sendo mais elevado nos instantes iniciais após ser atingido pelo impulso de corrente e tendendo para o valor resistivo na frequência de 60 Hz (VISACRO, 2007).

Os sistemas de aterramento são constituídos por hastes verticais ou horizontais enterradas no solo. A configuração de eletrodos verticais é geralmente adotada

em solos de baixa resistividade, enquanto que a configuração horizontal é usada em solos com alta resistividade (HILEMAN, 1999). O arranjo horizontal é mais comum em linhas de transmissão, no qual cabos contrapesos são dispostos de forma radial, conectados à base da torre, conforme ilustrado na Figura 16. Essa configuração tem a vantagem de se poder utilizar condutores com maior comprimento quando comparado com a configuração de hastes verticais (HILEMAN, 1999), o que reduz a resistência de aterramento para a frequência industrial.

Figura 16 – Configuração de aterramento de torres de LT usando cabos contrapesos.



Fonte: Lima (2010).

Entretanto, o desempenho transitório pode não ser satisfatório e o aumento do comprimento dos cabos é válido até um valor limite, denominado de comprimento efetivo dos cabos contrapesos (GRCEV, 2009). Um aspecto que favorece o desempenho do aterramento é o processo de ionização do solo devido às altas intensidades da corrente da descarga, que criam, ao redor dos eletrodos, camadas de baixa resistividade, reduzindo, portanto, a resistência do aterramento (HILEMAN, 1999), (VELASCO, 2009) e (CHOWDHURY, 2004).

Do que foi exposto, observa-se que o desempenho de uma LT frente a descargas atmosféricas, no que tange ao fenômeno *backflashover*, está fortemente atrelado ao bom desempenho transitório do aterramento das torres de uma LT, devendo este fato ser contemplado nos projetos das linhas de transmissão.

3 Revisão Bibliográfica

3.1 Objetivo

Este capítulo tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica dos principais métodos de análise de coordenação de isolamentos para descargas atmosféricas. É também apresentada uma revisão bibliográfica dos principais modelos de elementos de linhas e subestações utilizados atualmente em estudos desta natureza.

3.2 Métodos de análise

As análises de incidência de descargas atmosféricas em subestações proveniente de linhas de transmissão eram realizadas por meio de modelos monofásicos dos componentes da linha e da subestação, com o surto atmosférico modelado por uma fonte de tensão (HILEMAN et al., 1967; CRONIN; COLCLASER; LEHMAN, 1978; OZAWA et al., 1985; ERIKSSON; WECK, 1988). Um procedimento para estimar a forma de onda do surto atmosférico incidente na subestação era adotado (ERIKSSON; WECK, 1988), permitindo uma representação mais fidedigna das sobretensões atmosféricas.

Na modelagem do surto atmosférico por fonte de tensão, a estimativa da forma de onda do surto na entrada da SE é feita determinando-se, inicialmente, a distância, em relação à entrada da subestação, em que o surto tem origem. Consideram-se apenas as ocorrências de *backflashover*, visto que se trata do fenômeno com maior probabilidade de ocorrência em relação a uma falha de blindagem (IEEE, 1999; HILEMAN, 1999). A distância entre o ponto de ocorrência do *backflashover* e a subestação é função do tempo médio entre falhas (*Mean Time Between Failures* – MTBF), em anos, definido para a subestação, e da taxa de falha da LT devido a um *backflashover* (*Backflashover Rate* - BFR). A distância calculada é dada em quilômetros para uma taxa de falha, BFR, dada em desligamentos/100 km-ano.

Para levar em conta a atenuação da forma de onda devido ao efeito corona, a taxa de crescimento do surto na entrada da subestação é modificada, sendo reduzida por um fator, K_S , dado em (kV-km)/ μ s, que depende do número de condutores por fase da linha de transmissão, sendo igual a 700 para arranjo de um condutor, 1000 para um feixe de 2 condutores, 1700 para uma configuração de 3 ou 4 cabos e 2500 para arranjos com 6 ou 8 condutores (IEEE, 1999; HILEMAN, 1999).

Quanto à amplitude do surto, Hileman (1999) recomenda utilizar, de forma conservativa, o valor do CFO para onda com polaridade positiva da linha multiplicado por 1,2 nos casos de *backflashover*. Porém, de acordo com Eriksson e Weck (1988), este valor é obtido em função da amplitude da corrente do raio, do fator de acoplamento entre os cabos para-raios e os condutores fase e da resistência de aterramento da torre atingida pela descarga. Uma vez obtidos o valor de crista e sua taxa de crescimento, calcula-se o correspondente tempo de frente do surto. A constante de tempo que representa o decaimento da onda também é calculada por este método.

Feita a estimativa da forma de onda do surto incidente na SE, simulações em programas digitais são realizadas considerando-se modelos monofásicos de linhas e equipamentos. Este método, embora fácil de ser simulado, pode resultar em níveis de sobretensão bastante elevados, como será visto posteriormente.

Ozawa et al. (1985), Marti e Dommel (1989) apresentam, de forma sucinta, um modelo monofásico no qual o surto atmosférico é representado por uma fonte de corrente. Neste método, são modelados alguns vãos da LT próximos à subestação analisada. São modeladas também as torres da LT atingida pela descarga atmosférica, suas resistências de aterramento e a descarga em ar na cadeia de isoladores. Trata-se, portanto, de uma representação mais sofisticada que aquela que considera o surto atmosférico como uma fonte de tensão e que produz resultados mais próximos da realidade. Vale destacar, porém, que nesta modelagem não são considerados os acoplamentos entre o cabo para-raios e o cabo condutor, fato este que, como será demonstrado, tem grande influência nos resultados.

As análises computacionais com modelos trifásicos se tornaram viáveis devido à evolução dos computadores digitais. Desta forma, modelos de componentes mais

sofisticados propostos na literatura puderam ser utilizados. Em [Ozawa et al. \(1985\)](#) são apresentados os resultados de simulações realizadas no EMTP para a condição de ocorrência de um *backflashover* na cadeia de isoladores de uma LT de circuito duplo, 6 cabos por fase, tensão nominal 1100 kV. As simulações foram feitas de forma similar ao método monofásico com o surto modelado por fonte de corrente, entretanto, os acoplamentos entre os cabos para-raios e os cabos condutores foram representados. Os autores reportam diferenças consideráveis entre os resultados obtidos com os métodos monofásico e trifásico.

As diversas pesquisas feitas na área de descargas atmosféricas contribuíram de forma significativa para a construção de modelos computacionais na representação dos diversos elementos de uma linha de transmissão relevantes para os fenômenos de *flashover* e *backflashover* quando da incidência da queda direta de um raio numa LT. O conhecimento adquirido foi consolidado em diversas publicações, como se observa em ([IEEE, 1985](#); [CIGRE, 1989](#); [CIGRE, 1991](#); [WHITEHEAD et al., 1993](#); [IEEE, 1998](#); [IEC, 2004](#); [VELASCO, 2009](#)).

Atualmente, as simulações computacionais de incidência de descargas atmosféricas em linhas de transmissão de energia elétrica têm sido feitas considerando-se a modelagem detalhada da linha de transmissão atingida pela descarga atmosférica, sendo esta última modelada por uma fonte de corrente e com representação de todos os condutores da linha, incluindo-se os seus acoplamentos ([MARTINEZ; ARANDA, 2005](#); [KIZILCAY; NEUMANN, 2007](#); [CHANAKA; SHANTHI; PERERA, 2011](#); [BABAEI; BABAEI; NIASATI, 2013](#); [SHAHABI; KORDI, 2014](#)).

No Brasil, para estudos de coordenação de isolamentos devido a descargas atmosféricas na etapa de Projeto Básico de novas subestações, a preferência tem sido pela modelagem monofásica da linha de transmissão atingida pela descarga, assim como os demais elementos da subestação, e o surto atmosférico é representado por uma fonte de tensão ([MARTE, 2010](#); [CHESF, 2012](#); [ATIVA, 2013](#); [TSE, 2013](#); [ONS, 2013](#)). Trata-se de uma metodologia similar àquela descrita anteriormente, porém, sem o refinamento observado para estimar a forma de onda incidente do surto na SE.

Nesta metodologia, admite-se que a sobretensão que atinge a cadeia de

isoladores cresce até um valor máximo capaz de provocar a disrupção do ar em torno da cadeia de isoladores, causando um *backflashover*. Neste instante, a onda de tensão é injetada numa das fases da LT e se propaga até a subestação à qual a linha está conectada.

A forma de onda desta sobretensão é, praticamente, um degrau, ou seja, com uma frente de onda bastante íngreme e que é modificada devido ao efeito corona da LT à medida em que se desloca em direção à subestação. De forma conservativa, admite-se que, a 500 m do pórtico de entrada da subestação, o surto incidente tem uma frente de onda (tempo até o valor de pico) de $0,5 \mu\text{s}$. Nas simulações, a forma de onda utilizada é a dupla rampa, com tempo de meia-onda igual a $50 \mu\text{s}$ (CHESF, 2012).

A tensão máxima suportável pela cadeia de isoladores é calculada pela seguinte expressão (D'AJUZ et al., 1987):

$$V_{3\sigma} = CFO(1 + 3\sigma_i). \quad (3.1)$$

Em 3.1, $V_{3\sigma}$ é a máxima sobretensão suportável pela cadeia de isoladores da LT, CFO é a tensão crítica de descarga, para a qual a isolação apresenta probabilidade de falha de 50%, e σ_i é o desvio-padrão para um impulso atmosférico, considerado igual a 3,0% do valor de CFO , conforme recomendado em (IEC, 1996).

Ressalta-se que esta metodologia é a recomendada atualmente pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, responsável pela análise desses estudos no âmbito do Projeto Básico de novas instalações (ONS, 2013). Este método simplificado pode resultar em sobretensões elevadas no interior de uma subestação, com implicações no custo das soluções propostas para reduzir tais sobretensões a níveis aceitáveis.

Nas próximas seções são apresentados os principais modelos de elementos de LT e SE utilizados em estudos de transitórios eletromagnéticos de frente rápida. Tais modelos são os atualmente utilizados quando se considera a modelagem trifásica e a representação da descarga atmosférica por uma fonte de corrente.

3.3 Forma de onda da corrente de descarga atmosférica

As sobretensões resultantes das incidências direta e indireta das descargas atmosféricas em linhas de transmissão são bastante influenciadas pela frente da onda da corrente de retorno, ou seja, pelos seus instantes iniciais de subida até o primeiro pico e pouco depois deste. Desta forma, esta parte da forma de onda da corrente de retorno tende a ser modelada com um maior grau de refinamento em relação aos seus instantes de decaimento, quando se observam os modelos propostos na literatura sobre o assunto. Por outro lado, modelos mais simplificados também são recomendados para estudos de descargas atmosféricas.

Alguns dos modelos propostos na literatura são apresentados na Figura 17. Na Figura 17a pode ser visualizado o modelo tipo dupla rampa, proposto em IEC (2004), sendo representada pelos parâmetros I_f , t_f e t_h , respectivamente, o valor de crista da corrente, seu tempo de frente e seu tempo de meia-onda. Trata-se de uma forma de onda simples e de fácil utilização.

O segundo modelo, ilustrado na Figura 17b, simula a descarga de retorno pela onda côncava proposta em CIGRE (1991), que se aproxima mais da onda real e produz resultados mais realistas. Em IEEE (1998) propõe-se o uso da curva dupla rampa, reconhecendo, porém, que uma análise mais rigorosa deve adotar a forma de onda côncava.

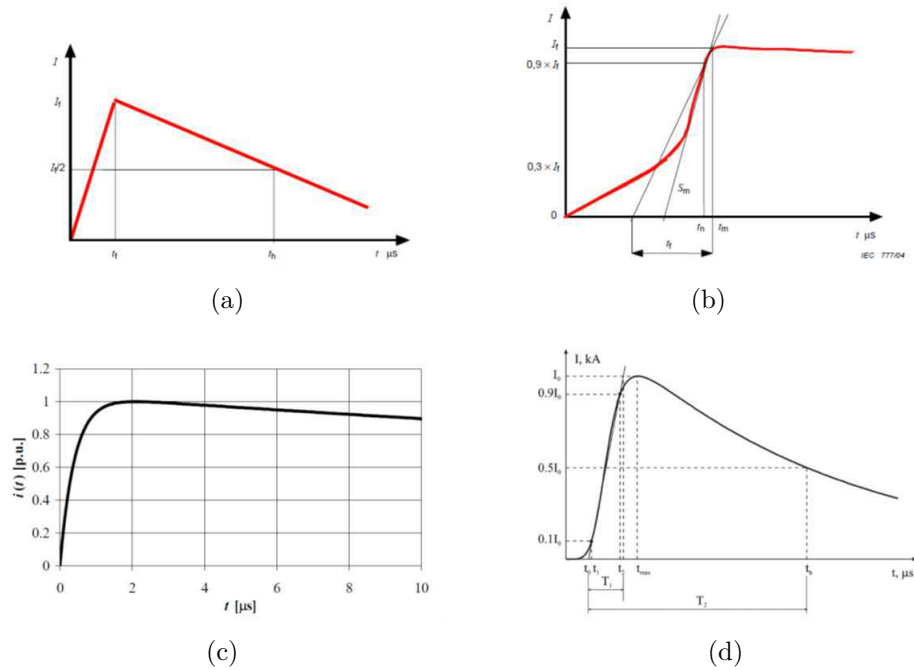
A forma de onda dupla exponencial (Figura 17c) é bastante utilizada na modelagem da corrente de descarga atmosférica e é dada pela seguinte expressão (LOVRIC; MODRIC, 2014):

$$i_{de}(t) = \frac{i_0}{\eta} (e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}). \quad (3.2)$$

Em 3.2, η é o fator de correção da amplitude da corrente, i_0 , e α e β são parâmetros das exponenciais. Esta forma de onda tem a grande vantagem de poder ser reproduzida em laboratórios de alta tensão para fins de ensaios de equipamentos elétricos. As formas de onda padronizadas para ensaios de impulso atmosférico (1,2/50 μs) e de manobra (50/250 μs) apresentadas no Capítulo 2 são do tipo dupla exponencial. A desvantagem desta forma de onda está na metodologia para

se obter os valores de η , α e β , sendo necessário, para isso, resolver um sistema de equações não-lineares (SALARI, 2006; LOVRIC; MODRIC, 2014), tornando o processo laborioso.

Figura 17 – Formas de onda propostas para a corrente de retorno da descarga atmosférica.



Fonte: Adaptada de IEC (2004), Salari (2006) e Heidler, Cvetic e Stanic (1999).

A forma de onda ilustrada na Figura 17d foi proposta por Heidler, Cvetic e Stanic (1999), e é modelada por uma função matemática capaz de representar as curvas média e mediana obtidas a partir dos dados de medição direta de ondas de corrente em torres “instrumentadas”, contemplando a natureza côncava da onda nos seus instantes iniciais (VISACRO, 2005). Sua expressão matemática é dada por:

$$i_{he}(t) = \frac{i_0}{\eta'} \left[\frac{\left(\frac{1}{\tau_1}\right)^{\eta'}}{1 + \left(\frac{1}{\tau_1}\right)^{\eta'}} \right] e^{\frac{-t}{\tau_2}}. \quad (3.3)$$

Em (3.3), η' é o fator de correção da amplitude da corrente, τ_1 e τ_2 são as

constantes de tempo que determinam o crescimento e o decaimento da corrente, respectivamente, e n' é o fator de crescimento da corrente. Da mesma forma, estes parâmetros devem ser obtidos por meio de métodos numéricos para a resolução de um sistema de equações não-lineares (VUJEVIC; LOVRIC; JURIC-GRGIC, 2011), tornando o processo laborioso.

As formas de onda mencionadas neste item estão disponíveis na biblioteca de modelos do programa ATPDraw. Os elementos que os representam têm os seguintes nomes:

- Dupla rampa: *slope-ramp type 13*.
- Cigré: *Cigré type 15*.
- Dupla exponencial: *surge type 15*.
- Função Heidler: *Heidler type 15*.

As formas de onda Heidler e Cigré se aproximam da forma de onda considerada para um descarga atmosférica (vide Figura 7) e por isso, devem ser preferencialmente utilizadas em estudos de descargas atmosféricas.

3.4 Linhas de transmissão de energia elétrica

Os modelos de linhas de transmissão disponíveis para simulação computacional no domínio do tempo podem ser divididos em dois tipos: os de parâmetros concentrados e os de parâmetros distribuídos. A escolha do modelo a ser adotado depende do comprimento da linha e da máxima frequência a ser simulada (MARTINEZ; ARANDA, 2005).

Os modelos de parâmetros concentrados representam a linha de transmissão por elementos concentrados cujos parâmetros são calculados para uma única frequência. São adequados para estudos de regime permanente, mas podem ser utilizados em estudos de transitórios eletromagnéticos em torno da frequência na qual os parâmetros foram calculados (MARTINEZ; ARANDA, 2005).

Os modelos mais precisos são aqueles que levam em consideração o efeito distribuído dos parâmetros, representando, desta forma, o fenômeno de propagação de ondas. Estes podem ser divididos em dois grupos: aqueles com parâmetros independentes da frequência e os que variam com a frequência. Para este último, o modelo mais conhecido foi proposto por Marti (1982).

O ponto de partida dos modelos de LT no domínio do tempo a parâmetros distribuídos é a resolução das equações da linha de transmissão que, por conveniência, são formuladas no domínio da frequência (NEVES; ARAUJO, 2005). Tensões e correntes em um determinado ponto x , ao longo da linha, são descritos pelos vetores $\mathbf{V}(x, w)$ e $\mathbf{I}(x, w)$ de acordo com as equações (NEVES; ARAUJO, 2005):

$$-\frac{d}{dx}\mathbf{V}(x, w) = \mathbf{Z}(x, w)\mathbf{I}(x, w). \quad (3.4)$$

$$-\frac{d}{dx}\mathbf{I}(x, w) = \mathbf{Y}(x, w)\mathbf{V}(x, w). \quad (3.5)$$

Em (3.4) e em (3.5), $\mathbf{Z}(w)$ e $\mathbf{Y}(w)$ são, respectivamente, as matrizes de impedância série e admitância em derivação da linha por unidade de comprimento. Dessas equações, são obtidas as equações de propagação (NEVES; ARAUJO, 2005):

$$-\frac{d^2}{dx^2}\mathbf{V}(x, w) = \mathbf{P}(x, w)\mathbf{V}(x, w). \quad (3.6)$$

$$-\frac{d^2}{dx^2}\mathbf{I}(x, w) = \mathbf{P}(x, w)^t\mathbf{I}(x, w). \quad (3.7)$$

Em (3.6) e em (3.7), $\mathbf{P}(w) = \mathbf{Z}(w)\mathbf{Y}(w)$ e $\mathbf{P}(w)^t = \mathbf{Y}(w)\mathbf{Z}(w)$, onde o sobrescrito “t” indica a transposta de uma matriz. A apresentação da solução geral destas equações e o desenvolvimento das mesmas para se obter o circuito equivalente para simulações digitais estão fora do escopo deste trabalho. Detalhes sobre esse assunto podem ser obtidos em (NEVES; ARAUJO, 2005), dentre outros autores.

Dois métodos de resolução das equações (3.6) e (3.7) podem ser destacados: análise nos domínios modal e de fases. O primeiro consiste em desacoplar as equações

de uma LT com N condutores por meio de uma transformação modal, resultando em N modos de propagação que podem ser analisados de forma independente, como linhas monofásicas. Os modelos que empregam esse método perdem precisão quando aplicados a linhas aéreas desbalanceadas, com alto grau de assimetria, linhas em configuração de circuitos múltiplos e cabos (NEVES; ARAUJO, 2005).

As técnicas no domínio de fases resolvem as equações da linha diretamente neste domínio, evitando as transformações modais durante a simulação no tempo. Os modelos correspondentes não apresentam as dificuldades com relação à configuração e natureza das linhas de transmissão e têm se mostrado precisos quando os modelos modais se apresentam limitados (NEVES; ARAUJO, 2005). Apesar desse fato, os guias CIGRE (1989) e IEEE (1998) recomendam que seja adotado o modelo modal de LT.

O guia IEEE (1998) recomenda que, em estudos de descargas atmosféricas, o cálculo dos parâmetros seja realizado para uma frequência de 500 kHz. Ainda de acordo com esta referência, o modelo a parâmetros invariantes com a frequência pode ser adotado, visto que na frequência de 500 kHz os resultados obtidos utilizando-se os modelos com e sem dependência da frequência são similares, não se justificando, portanto, o uso de um modelo mais complexo (variável com a frequência) para este fim.

Quanto ao comprimento da linha em que há a incidência da descarga atmosférica, em IEC (2004) recomenda-se adotar o valor de aproximadamente 2.000 m. Por outro lado, em IEEE (1998) é recomendado que a extensão da linha seja tal que permita levar em consideração as reflexões de onda dos vãos adjacentes à torre que recebe a descarga.

No caso das demais linhas de transmissão conectadas à subestação, se o efeito de propagação das ondas de tensão e de corrente nas mesmas não são de interesse, elas podem ser modeladas por resistências cujos valores são iguais às suas impedâncias de surto (IEC, 2004).

3.5 Torres de linhas de transmissão

Apesar de a resposta da torre de uma LT a uma descarga atmosférica ser um fenômeno eletromagnético, sua representação é feita em termos de circuitos elétricos, o que facilita não somente a modelagem deste componente em programas de simulação digital tipo o EMTP/ATP, como também o entendimento do modelo (VELASCO, 2009). Desta forma, os modelos de torre são baseados, em sua maioria, em linhas de transmissão a parâmetros distribuídos, juntamente com elementos concentrados conectados de acordo com a estrutura da torre.

De forma geral, os modelos propostos na literatura são baseados em análises teóricas ou experimentais. Os primeiros trabalhos sobre modelagem de torres para estudos de descargas atmosféricas abordam o assunto por meio da aplicação de equações de campo, representando a torre por meio de figuras geométricas simples e considerando uma incidência vertical da corrente de retorno (descarga atingindo o topo da torre).

Neste sentido, Wagner e Hileman (1960) usaram um modelo cilíndrico para a torre e concluíram que a sua impedância de surto é variável à medida que a onda se propaga do topo à sua base. Sargent e Darveniza (1969) usaram um cone como modelo e sugeriram uma expressão diferente para a impedância proposta para um modelo cilíndrico, cujo valor é constante ao longo do tempo. Com base em resultados experimentais, Chisholm, Chow e Srivastava (1983) concluíram que a impedância da torre depende do modo como a descarga incide sobre a mesma, isto é, no seu topo (incidência vertical) ou nos cabos para-raios no meio do vão (incidência horizontal). Também modelaram os braços da torre (até então ignorados) por linhas de transmissão e observaram que a impedância de surto da torre diminui, aumentando, por outro lado, o tempo de trânsito do topo à sua base (SOARES, 2001). Também propuseram um novo modelo de torre denominado *waist tower*.

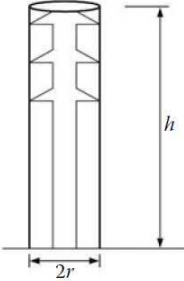
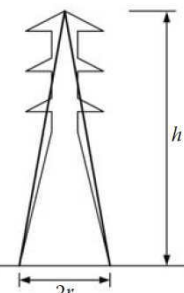
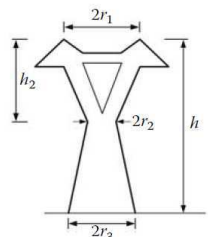
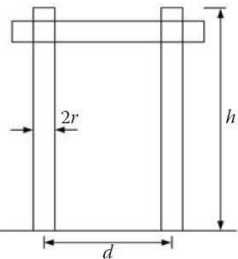
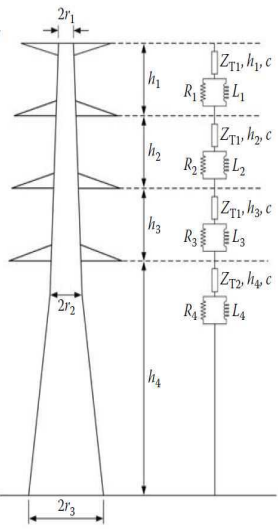
Os modelos propostos acima, já considerando a incidência horizontal do surto, foram disponibilizados no programa FLASH, desenvolvido pelo IEEE para estudo de desempenho de linhas de transmissão frente a surtos atmosféricos (IEEE, 1997). Em programas digitais do tipo EMTP/ATP, tais modelos podem ser representados por uma única linha de transmissão sem perdas.

Ainda para fins de modelagem de torres em programas do tipo EMTP/ATP, podem ser destacados os modelos representados por uma linha de transmissão vertical com múltiplos condutores e o denominado *multistory model*, proposto por (ISHII et al., 1991). Ele é composto de 4 trechos que representam as seções entre os braços da torre. Cada seção é modelada por uma linha de transmissão sem perdas em série com um circuito RL paralelo, representando a atenuação das ondas viajantes. Os parâmetros deste modelo foram obtidos por meio de resultados experimentais e foram posteriormente revisados (BABA; ISHII, 1999). Este modelo foi desenvolvido para torres de Ultra Alta Tensão – UAT, não se mostrando adequado para representar torres de LT com níveis de tensão inferiores (MARTINEZ; ARANDA, 2005).

Dos modelos acima descritos, aqueles que são representados por linhas de transmissão vertical sem perdas são os mais simples e são os recomendados em (CIGRE, 1989; CIGRE, 1991; IEEE, 1997; IEEE, 1998; IEC, 2004). Neste último, o modelo *multistory model* também é recomendado e valores típicos para os seus parâmetros são apresentados. Vale ressaltar que este modelo e o de condutores múltiplos são mais complexos, necessitando de uma maior número de dados para suas modelagens.

As principais configurações de torre aqui mencionadas e as expressões para o cálculo das suas impedâncias de surto e tempos de propagação são apresentadas na Tabela 5, em que Z_T e T_T são, respectivamente, a impedância de surto da torre e o tempo de trânsito associado, independente do modelo adotado.

Tabela 5 – Modelos de Torres de LT.

Modelos de Torres e Parâmetros	
<p>Cilíndrico</p> 	$Z_T = 60 \cdot \left(\ln \left(2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 1 \right)$ $T_T = \frac{h}{0.85 \cdot c}$
<p>Cônico</p> 	$Z_T = 60 \cdot \ln \left(\sqrt{2} \sqrt{\left(\frac{h}{r} \right)^2 + 1} \right)$ $T_T = \frac{h}{c}$
<p>Waist</p> 	$Z_T = \sqrt{\frac{\pi}{4}} \cdot 60 \cdot \left(\ln \left(\cot \frac{\tan^{-1}(r/h)}{2} \right) - \ln \sqrt{2} \right)$ $r = \frac{r_1 h_2 + r_2 h + r_3 h_1}{h} \quad (h = h_1 + h_2)$ $T_T = \frac{h}{0.85 \cdot c}$
<p>Tipo H</p> 	$Z_1 = 60 \cdot \ln \left(2\sqrt{2} \frac{h}{r} \right) - 60$ $Z_2 = \frac{d \cdot 60 \cdot \ln \left(2 \frac{h}{r} \right) + h \cdot Z_1}{h + d}$ $Z_T = \frac{Z_1 \cdot Z_2}{Z_1 + Z_2}$ $T_T = \frac{1}{c \cdot Z} \cdot \frac{h \cdot Z_1 \cdot (d + h) \cdot Z_2}{h \cdot Z_1 + (d + h) \cdot Z_2}$
<p>Multistory</p> 	$Z_{Tk} = 60 \cdot \left(\ln \left(\sqrt{2} \frac{2h_k}{r_{ek}} \right) - 2 \right) \quad (k = 1, 2, 3, 4)$ $r_{ek} = 2^{1/8} \cdot \left(\sqrt[3]{h_{Tk} \cdot r_B^2} \right)^{1/4} \cdot \left(\sqrt[3]{D_{Tk} \cdot D_B^3} \right)^{3/4} \quad (k = 1, 2, 3, 4)$ $R_i = \frac{-2 \cdot Z_{T1} \cdot \ln \sqrt{\gamma}}{h_1 + h_2 + h_3} \cdot h_i \quad (i = 1, 2, 3)$ $R_4 = -2 \cdot Z_{T2} \cdot \ln \sqrt{\gamma}$ $L_i = \alpha \cdot R_i \cdot \frac{2h}{c} \quad (i = 1, 2, 3, 4)$

3.6 Aterramento de torres de linhas de transmissão

Como já afirmado no Capítulo 2, o desempenho em 60 Hz de um sistema de aterramento pode ser bem representado por uma resistência linear calculada com base na configuração de eletrodos e suas características, como diâmetro e comprimento, assim como nas propriedades do solo, mais especificamente, sua resistividade. Sunde (1949), Tagg (1964), Telló (2007), Velasco (2009), Visacro (2007) apresentam expressões para obtenção da resistência equivalente de diversas configurações de eletrodos de aterramento.

A redução da resistência de aterramento devido à ionização do solo quando da imposição de altas correntes é um fenômeno bem conhecido (CHOWDHURY, 2004; HILEMAN, 1999) e um modelo analítico para sua representação foi proposto por Liew e Darveniza (1974). Uma atualização deste modelo foi recentemente proposta por Bezerra et al. (2017), em que as constantes de tempo durante os períodos de ionização e desionização do solo foram obtidas por meio de um algoritmo de otimização, apresentando bons resultados quando comparados com uma onda real de impulso aplicada a um aterramento em haste.

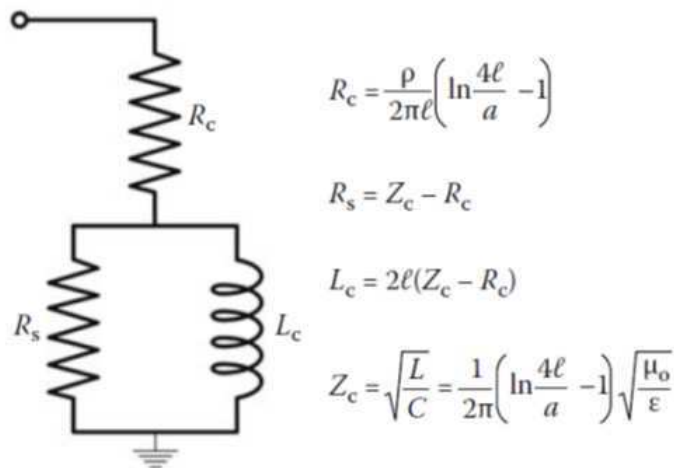
Um modelo de circuito simplificado e comumente adotado para simular este fenômeno é apresentado em Hileman (1999) e em Velasco (2009). Trata-se de um resistor não-linear que é função da corrente injetada no solo e da corrente, I_g , necessária para iniciar o seu processo de ionização. Neste modelo, a resistência do aterramento decai a partir do instante em que a corrente aplicada é maior que I_g . A dedução das expressões para obtenção da resistência não-linear deste modelo é apresentada em Velasco (2009).

Para simular o desempenho transitório frente a impulsos de corrente, tais como as descargas atmosféricas, são adotados modelos de circuito RLC a parâmetros concentrados e distribuídos (GRCEV; POPOV, 2005) cujos valores podem ser obtidos por meio das expressões encontradas em Sunde (1949) e em Rudenberg (1968). Os modelos a parâmetros distribuídos têm como base a teoria de linhas de transmissão. Nekhoul et al. (1996) usaram um modelo de LT para investigar o comprimento efetivo de um sistema de aterramento. Os resultados do modelo teórico foram comparados com aqueles obtidos em campo, havendo boa concordância entre

eles.

Baseado em resultados experimentais, [Bewley \(1963\)](#) propôs um modelo de circuito RL para os cabos contrapeso usados em linhas de transmissão, conforme se observa na [Figura 18](#).

Figura 18 – Modelo de circuito equivalente do cabo contrapeso proposto por Bewley.



Fonte: [Velasco \(2009\)](#).

Nas expressões indicadas na [Figura 18](#), l representa o comprimento do cabo contrapeso, a é o diâmetro do cabo e μ_0 , ρ e ϵ são, respectivamente, a permeabilidade do ar, a resistividade do solo e a sua permissividade relativa.

Este modelo, entretanto, é válido para a configuração com um cabo contrapeso. A utilização de mais de um cabo contrapeso deve considerar os efeitos mútuos existentes entre eles ([LIMA, 2010](#)). Na configuração de dois cabos contrapesos em paralelo, a resistência R_c pode ser calculada pela seguinte expressão ([SUNDE, 1949](#)):

$$R_c = \frac{\rho}{l\pi} \left[\ln \left(\frac{2l}{a'} \right) - 1 \right]. \quad (3.8)$$

Na expressão (3.8), a' é o raio equivalente calculado da seguinte forma:

$$a' = \left[(2ad)^{\left(\frac{1}{2}\right)} (a_{12}a'_{12})^{\left(\frac{1}{2}\right)} \right]^{\left(\frac{1}{2}\right)}. \quad (3.9)$$

$$a'_{12} = [4d^2 + a_{12}^2]^{\frac{1}{2}}. \quad (3.10)$$

Em (3.10), a'_{12} é a distância entre o condutor 1 e a imagem do condutor 2, d é a profundidade em que os cabos contrapesos são enterrados e a_{12} é a distância entre os condutores 1 e 2. A impedância de surto Z_c desta configuração é obtida por meio do cálculo da sua indutância, L_c , e da sua capacitância, C_c , aplicando-se o mesmo conceito de raio equivalente. Logo:

$$L_c = \frac{\mu_0}{2\pi} \left[\ln\left(\frac{4l}{a'}\right) - 1 \right]. \quad (3.11)$$

$$C_c = \frac{\pi}{\epsilon \left[\ln\left(\frac{4l}{a'}\right) - 1 \right]}. \quad (3.12)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{L_{cp}}{C_{cp}}}. \quad (3.13)$$

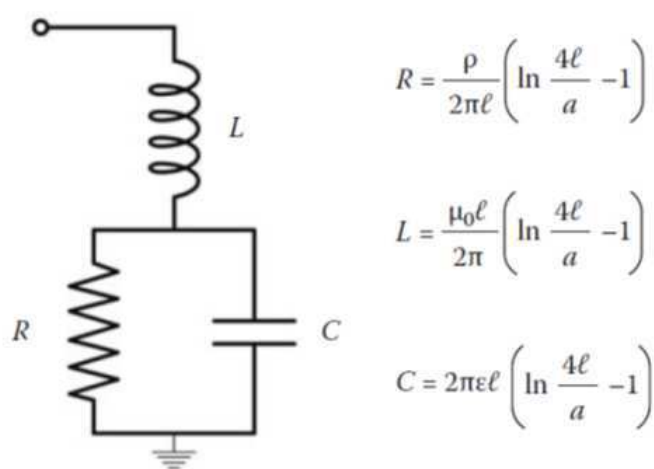
Segundo (LIMA, 2010), cada par de cabos contrapeso pode ser substituído por um único condutor cuja impedância leva em consideração o efeito mútuo entre ambos. Assim, o arranjo de 4 cabos contrapeso pode ser substituído por dois cabos condutores equivalentes e conectados em paralelo.

Um circuito RLC paralelo foi proposto por Rudenberg (1968) e uma variação deste circuito é apresentado em Grecev e Popov (2005) e em Velasco (2009), representado pela associação série de uma indutância com um circuito RC paralelo, conforme se observa na Figura 19.

Em Grecev e Popov (2005), o desempenho transitório de alguns modelos de aterramento foram analisados. Foram considerados os circuitos a parâmetros concentrados e distribuídos, bem como um modelo baseado nas equações de campos eletromagnéticos. Os autores concluíram que o desempenho de cada modelo depende

da resistividade do solo, do comprimento dos eletrodos e da frequência da corrente injetada. Neste sentido, tomando o modelo eletromagnético como referência, os autores observaram que o circuito RLC concentrado apresenta resultados superestimados para o valor da impedância do aterramento e o modelo a parâmetros distribuídos apresentou desempenho mais próximo do modelo eletromagnético. Ainda segundo os autores, o circuito RLC tem sua aplicação limitada aos casos em que o comprimento das hastes é da ordem de um décimo do comprimento de onda no solo, o que reduz seu escopo de aplicação.

Figura 19 – Modelo de circuito equivalente RLC de um eletrodo de aterramento vertical.



Fonte: Velasco (2009).

O modelo de aterramento proposto por (RUDENBERG, 1968) é recomendado em (IEEE, 1998) para ser usado como modelo de aterramento de torre de uma LT, com a ressalva de que ele deve ser adotado nos casos em que o comprimento dos cabos contrapeso é maior ou igual a 30 m. O guia (IEC, 2004) recomenda o uso do mesmo circuito RLC, ressaltando o fenômeno de ionização do solo quando este é atingido por correntes de alta intensidade. Ressalta-se que a não representação deste fenômeno é conservadora, visto que a ionização do solo reduz o valor da resistência de aterramento em função do efeito de aumento da área de contato do eletrodo de aterramento.

Do exposto, observa-se que os modelos propostos com base em circuitos

concentrados e distribuídos são simples de serem utilizados, entretanto, deve-se ter em mente que os resultados obtidos são conservativos e, numa análise mais detalhada do desempenho de um sistema de aterramento, modelos mais sofisticados, como aqueles baseados na teoria eletromagnética, devem ser adotados.

3.7 Isoladores e suportabilidade da LT

De acordo com [IEEE \(1998\)](#), os isoladores podem ser representados por capacitâncias conectadas entre a torre e os cabos condutores. A referência cita valores de capacitância da ordem de algumas dezenas de picofarads para isoladores tipo suspensão e da ordem de centena de picofarads/unidade para isoladores de pino.

Com relação à representação da descarga na cadeia de isoladores devida a surtos atmosféricos, pode-se afirmar que os modelos propostos usam uma lógica de controle que envia um sinal para o fechamento de uma chave, simulando a descarga na torre. O modelo mais simples considera uma chave controlada por tensão. Assim, quando a tensão aplicada à cadeia de isoladores for superior a um determinado valor, a chave fecha simulando a descarga. Trata-se de um modelo bastante simplificado e que desconsidera aspectos relevantes da descarga e por este motivo, ele não é utilizado.

Na evolução dos modelos propostos, três deles se destacaram. O primeiro se refere às curvas tensão versus tempo até a descarga (curvas V-t) que relacionam o pico da tensão de um impulso de formato específico com o tempo para ocorrência da descarga. Estas curvas são obtidas de forma experimental para configurações específicas de *gap* ou de cadeia de isoladores, podendo ser representadas por expressões empíricas válidas apenas para a faixa de valores dos parâmetros considerados ([CIGRE, 1991](#)).

Como forma de representar a característica V-t de uma cadeia de isoladores, ([ANDERSON et al., 1982](#)) propuseram a expressão (3.14), que é função do

comprimento, L_{ci} , da cadeia de isoladores e do tempo até a descarga, t_c :

$$V_{v-t} = 400L_{ci} + \frac{710L_{ci}}{t_c^{0.75}}. \quad (3.14)$$

Desta forma, a cada instante de tempo, t , a tensão real $v(t)$ na cadeia de isoladores é comparada com a curva dada pela expressão (3.14) e quando $v(t) > V_{v-t}$ a chave controlada é fechada, simulando a descarga disruptiva (*backflashover* ou *flashover*).

Como as curvas V-t são obtidas por meio de ensaios considerando formas de onda padronizadas, elas não são capazes de representar o comportamento da isolação em ar quando submetida a ondas não padronizadas que são as que efetivamente se verificam na prática. Esta é uma das grandes desvantagens deste modelo.

O segundo modelo de suportabilidade da cadeia de isoladores para surtos atmosféricos é conhecido como método da integral. Trata-se de uma ferramenta analítica proposta por Witzke e Bliss (1950a) e Witzke e Bliss (1950b) e cuja base teórica pode ser melhor entendida em Darveniza (1988). Witzke e Bliss introduziram o conceito de efeito disruptivo, definido como:

$$DE = \int_{t_0}^{t_c} [v(t) - V_0]^k dt. \quad (3.15)$$

Segundo Witzke e Bliss (1950a) e Witzke e Bliss (1950b), esta relação está baseada no fato de que um transformador é capaz de suportar uma determinada tensão por um certo período de tempo sem sofrer efeitos danosos. O efeito disruptivo é, portanto, dependente apenas da magnitude e do tempo em que a tensão é aplicada à isolação, cada um, porém, com um efeito distinto sobre a mesma. Para levar em consideração esses diferentes efeitos, a constante k foi introduzida na expressão (3.15).

A tensão V_0 , ocorrendo em $t = t_0$, é aquela a partir da qual os processos de formação da descarga disruptiva se iniciam e t_c é o instante até a ocorrência da descarga (DARVENIZA, 1988).

Para obter os valores de DE , V_0 e k , vários métodos foram propostos. Alguns deles consideram o valor de V_0 igual a zero, sendo calculados DE e k (JONES,

1954). Outros consideram o valor de k igual a 1 (um), devendo-se obter os valores de DE e V_0 (KIND; KURRAT; KOPP, 2016). Por fim, pode-se desejar obter os valores das 3 (três) constantes do modelo (IEEE, 1998). Nos dois primeiros métodos, para a isolação em análise, dois pontos da sua curva tensão versus tempo até a descarga são utilizados, enquanto que no terceiro, são necessários três pontos desta curva. O valor de DE obtido desta forma é chamado de “DE crítico”, indicado por DE^* . Em Chisholm (2010), alguns valores propostos para estes três parâmetros são apresentados.

Uma vez obtidos os parâmetros do modelo, o valor de DE é calculado durante a simulação pela expressão (3.15) e comparado com DE^* . Quando $DE > DE^*$, fecha-se a chave que representa a descarga disruptiva na cadeia de isoladores da linha. Como $v(t)$ em (3.15) pode ter qualquer forma de onda, o método se torna bastante geral, levando em consideração, portanto, formas de onda não padronizadas. A representação gráfica deste método está ilustrada na Figura 20, na qual V_{1b} , V_{2b} e V_{3b} são os valores de tensão em que ocorrem descargas quando são aplicadas, respectivamente, as tensões $V_1(t)$, $V_2(t)$ e $V_3(t)$.

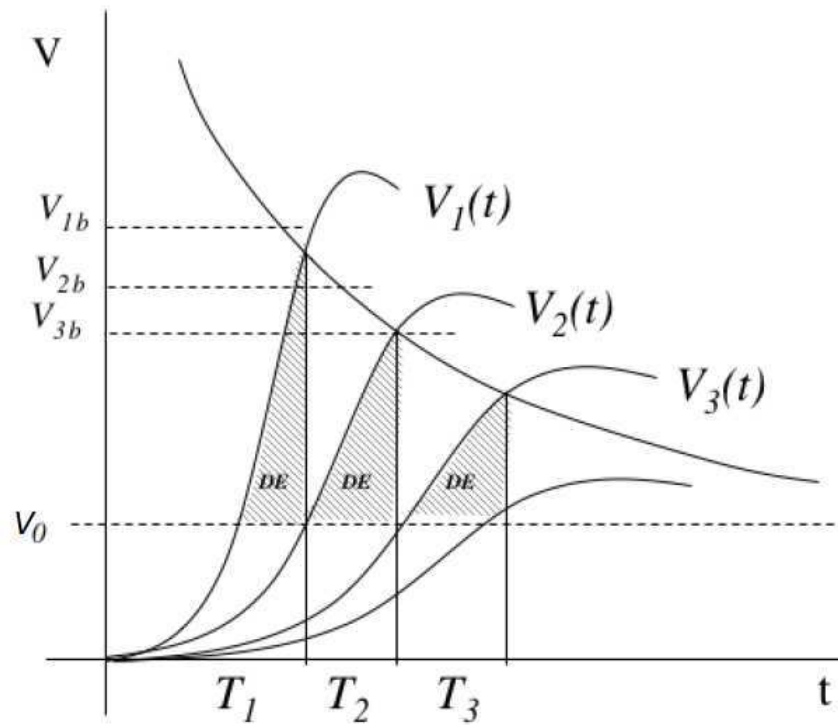
Por fim, é proposto na literatura o modelo físico conhecido como líder progressivo que considera diferentes fases da descarga disruptiva e suas dependências com a tensão aplicada e computa o tempo para a ocorrência da descarga como aquele necessário para a finalização de todas as etapas do seu processo (CIGRE, 1991; VELASCO, 2009; DATSIOS; MIKROPOULOS, 2014)). A formação da descarga em ar está descrita, de forma resumida, no Capítulo 2.

O tempo para a formação da descarga é dado conforme expressão abaixo:

$$t_d = t_i + t_s + t_l. \quad (3.16)$$

Em (3.16), t_d é o tempo para a descarga, t_i é o tempo até o início do efeito corona, t_s é o tempo de propagação dos *streamers* e t_l é o tempo de propagação do canal líder. Como afirmado no Capítulo 2, o tempo associado à fase do efeito corona pode ser desprezado, sendo considerados apenas aqueles referentes ao processo de formação dos *streamers* e do canal líder.

Figura 20 – Método da integração para modelagem da suportabilidade dielétrica de uma isolação para surtos de frente rápida.



Fonte: Adaptada de EPRI (2005).

Assim, tem-se (CIGRE, 1991):

$$\frac{1}{t_s} = 1,25 \left(\frac{E}{E_0} \right) - 0,95. \quad (3.17)$$

$$\frac{dl}{dt} = k_l v(t) \left[\frac{v(t)}{g - l_g} - E_0 \right]. \quad (3.18)$$

Nas expressões (3.17) e (3.18), E é o máximo gradiente no *gap*, em kV/m, E_0 é o gradiente médio para a tensão CFO (*Critical Flashover Voltage*), em kV/m, k_l é uma constante, $v(t)$ é a tensão aplicada ao *gap*, em kV, l_g é o comprimento do

canal líder, em metro, e g é o comprimento do gap, em metro. Assim, por meio da equação diferencial (3.18) obtém-se a expressão de l_g em função do tempo e o instante em que $l_g = g$ corresponde ao instante t_l da equação (3.16).

Outros modelos com base na física da descarga foram propostos, como se observa em Shindo e Suzuki (1985) e Pignini et al. (1989). Em Datsios e Mikropoulos (2014) são apresentadas as equações propostas por outros autores. A base destes modelos é a expressão para o cálculo da velocidade de propagação do canal líder obtida por meio de testes em laboratórios. Esta velocidade é função da tensão aplicada ao *gap* e do comprimento do canal líder correspondente (DATSIOS; MIKROPOULOS, 2014).

Este método é mais complexo do que os demais, sendo necessário um número maior de dados de entrada. Por outro lado, ele tem a grande vantagem de poder ser aplicado a diversas configurações de *gap*, com comprimentos de até 7 m (IEEE, 1998).

3.8 Equipamentos de Subestação

Para estudos de transitórios de frente rápida em que se pretende avaliar as sobretensões aos terminais dos equipamentos, disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de força, transformadores para instrumentos e reatores podem ser modelados pelas suas capacitâncias parasitas (CIGRE, 1989; IEEE, 1998; IEC, 2004).

Os valores das capacitâncias dos equipamentos podem ser calculados ou fornecidos pelos fabricantes. Na ausência dessas informações, valores típicos são recomendados nos guias acima mencionados, bem como em Greenwood (1991) e em IEEE (2011).

3.9 Supressores de surto de ZnO

Segundo Brito (2016), os modelos de supressores de surto podem ser baseados na microestrutura do varistor de ZnO ou construídos por meio de dados experimentais (modelos empíricos) e a curva característica V-I é obtida pela re-

alização de ensaios. Ainda de acordo com o autor, os modelos elétricos baseados na microestrutura do varistor de ZnO geralmente são construídos por meio de medições de tensão e corrente na região de baixas correntes, e, portanto, em sua grande maioria, representam apenas essa região.

Por outro lado, os modelos empíricos são construídos com base na curva V-I obtida por meio de ensaios em que são aplicadas correntes de diversas intensidades e frequências, incluindo a fundamental, definindo-se a região de baixas correntes, a região altamente não-linear e a região de altas correntes. Estes modelos assim obtidos são mais adequados para estudos de transitórios de frente lenta, de frente rápida e de frente muito rápida e serão comentados neste trabalho.

O modelo mais simples para representar os supressores de surto no programa ATP/ATPDraw é o denominado Convencional. Ele representa a característica V-I do varistor nas três regiões de operação por meio de uma resistência não-linear e por isso é um modelo de fácil utilização. Como desvantagem, ele não representa o comportamento capacitivo do varistor na região de baixas correntes, ignora seu comportamento indutivo quando submetido a impulsos de corrente de manobra e descargas atmosféricas e despreza a característica dinâmica do supressor de surto na região de altas correntes, em que a tensão residual aumenta à medida que o tempo de frente do impulso de corrente diminui (BRITO, 2016).

Com o intuito de melhor representar a característica do supressor de surto na região de altas correntes, diversos modelos foram propostos. Tominaga et al. (1979) propuseram a inclusão de uma indutância equivalente em série com a resistência não-linear do modelo convencional para contemplar o efeito dinâmico do supressor de surto, pois emula a elevação da tensão com a diminuição do tempo de crista do impulso de corrente (maior di/dt) (BRITO, 2016).

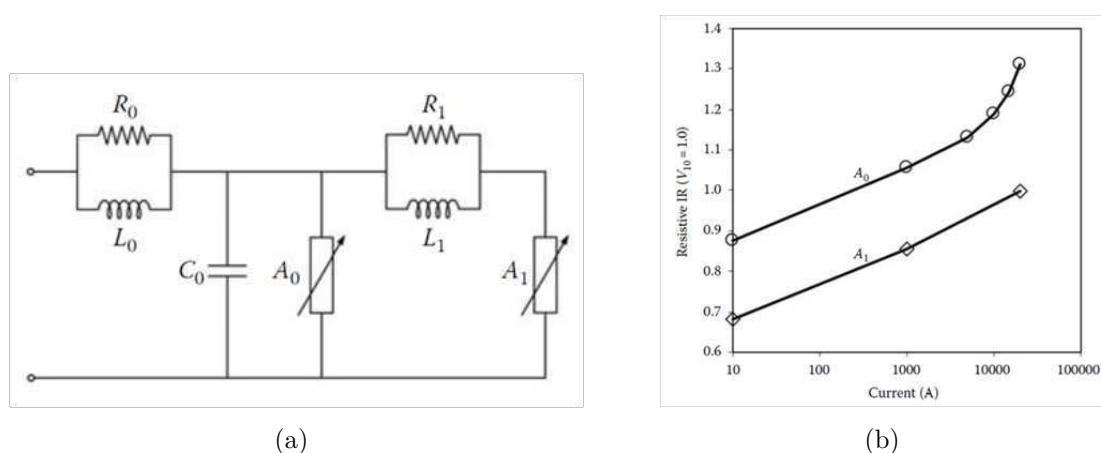
Essa indutância depende da forma de onda da corrente aplicada (tempo de crista e valor de pico). Assim, seu valor não é constante para todas as condições de operação. Curvas de indutâncias parametrizadas pela densidade de corrente foram propostas pelos autores, porém, o valor da indutância equivalente diminui com o aumento da corrente, o que contradiz o comportamento físico do varistor (maior indutância devido ao maior valor do campo magnético associado à corrente). Estes

fatores se constituem como desvantagens deste modelo.

Meister (2005) utilizou uma versão modificada do modelo proposto por Tominaga et al. (1979) num estudo de coordenação de isolamentos de uma SE 500 kV, acrescentando uma indutância em série com o resistor não-linear, de valor proporcional à variação da corrente no tempo. Para o cálculo desta indutância foram utilizados os valores de variação da tensão de descarga indicados pelo fabricante. Nas análises comparativas realizadas, Meister (2005) concluiu que este modelo limitou as sobretensões em patamares mais elevados que os demais, se mostrando bastante conservativo.

O modelo proposto em IEEE (1992) consiste na representação da curva V-I de um supressor de surto por meio de dois resistores não-lineares, A_0 e A_1 , separados por um filtro RL, com resistência R_1 e indutância L_1 . Para frentes de onda lentas, R_1 e L_1 constituem um circuito de baixa impedância, colocando A_0 e A_1 praticamente em paralelo, como se observa na Figura 21.

Figura 21 – Circuito elétrico (a) e curvas dos resistores A_0 e A_1 (b) do modelo de supressores de surto proposto pelo IEEE.



Fonte: Adaptada de Velasco (2009).

No caso de frentes de onda rápidas, R_1 e L_1 formam um circuito de alta impedância fazendo com que a maior parte da corrente circule pela resistência A_0 , que possui maior curva V-I em relação à A_1 . Isto faz com que o modelo forneça

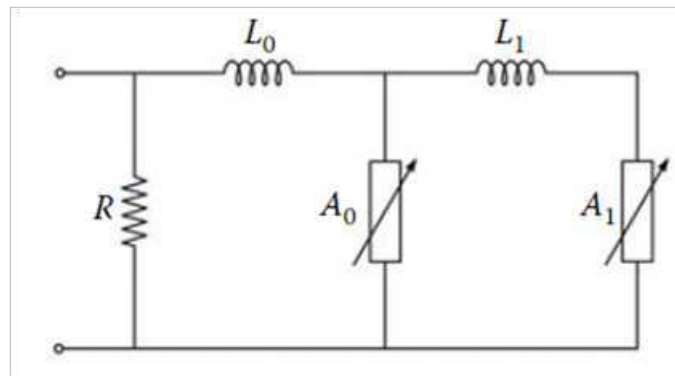
uma maior tensão para transitórios mais rápidos, reproduzindo, segundo os autores, o efeito dinâmico observado nos supressores de surto.

Neste modelo, a indutância L_0 está associada aos campos magnéticos nas imediações do supressor de surto. A capacitância C_0 emula o efeito capacitivo do mesmo e a resistência R_0 é utilizada para evitar oscilação numérica durante a simulação do modelo em programas computacionais (BRITO, 2016). Fórmulas foram propostas em IEEE (1992) para calcular os valores de L_0 , R_0 , C_0 , R_1 e L_1 , a partir das dimensões físicas do supressor de surto. Métodos iterativos são usados para este fim, tornando este modelo mais laborioso.

As curvas dos resistores não-lineares são dadas em por unidade (p.u.), tomando como base a tensão V_{10} , correspondente à corrente de 10 kA da curva V-I do supressor de surto.

O modelo do IEEE foi simplificado por Pinceti e Giannettoni (1999) sendo proposta a remoção da capacitância C_0 e a substituição de R_0 e R_1 por uma resistência, R , de 1,0 M Ω , mantendo-se os demais elementos, resultando, assim, no circuito elétrico mostrado na Figura 22.

Figura 22 – Modelo de supressor de surto proposto por Giannettoni e Pinceti.



Fonte: Adaptada de Velasco (2009).

As expressões para o cálculo dos parâmetros L_0 e L_1 também foram modificadas, sendo funções apenas da tensão nominal e de informações obtidas diretamente

de catálogos dos fabricantes sem necessidade de métodos iterativos, sendo esta uma grande vantagem deste modelo. Estas expressões são apresentadas a seguir:

$$L_0 = \frac{1}{12}(K - 1)V_n \quad (\mu H). \quad (3.19)$$

$$L_1 = \frac{1}{4}(K - 1)V_n \quad (\mu H). \quad (3.20)$$

$$K = \frac{V_{1/T_2}}{V_{10}}. \quad (3.21)$$

Nas expressões (3.19) a (3.21) V_n é a tensão nominal do para-raios, V_{10} é a tensão de descarga para a corrente de 10 kA, forma de onda 8/20 μs , e V_{1/T_2} é a tensão de descarga para uma corrente de 10 kA e forma de onda com tempo de frente de 1 μs e tempo de cauda T_2 qualquer.

As curvas V-I dos resistores não-lineares A0 e A1 são as mesmas que aquelas do modelo do IEEE e são dadas em valores por unidade da tensão V_{10} , conforme Tabela 6.

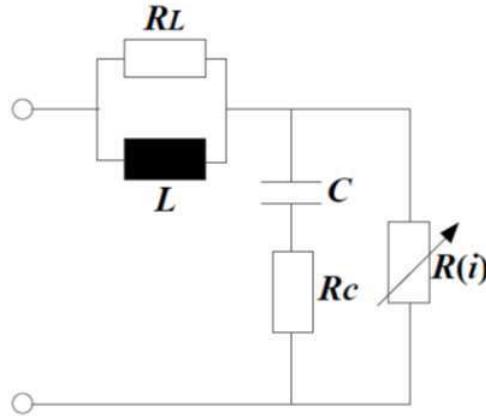
Tabela 6 – Curvas tensão *versus* corrente dos elementos A0 e A1.

Corrente (kA)	Tensão (p.u. de V_{10})	
	A0	A1
0,01	0,875	0,681
1,00	1,056	0,856
5,00	1,131	-
10,0	1,188	-
15,0	1,244	-
20,0	1,313	1,00

Muitos outros modelos de supressores de surto foram propostos, sendo a maioria deles uma simplificação daquele desenvolvido pelo IEEE (1992) que, como visto, possui algumas limitações (BRITO, 2016). Uma análise comparativa de alguns destes modelos por meio de simulações computacionais no ATPDraw é apresentada em (MEISTER, 2005).

De forma a contornar as limitações verificadas, Brito (2016) propôs um novo modelo de supressor de surto com base no circuito apresentado na Figura 23.

Figura 23 – Modelo de supressor de surto proposto por Brito (2016).



Fonte: Brito (2016).

Os parâmetros do modelo são obtidos pelas seguintes expressões:

$$L = h_{pr} \quad (\mu H). \quad (3.22)$$

$$R_L = \frac{8L}{\Delta t} \quad (\Omega). \quad (3.23)$$

$$R_C = \frac{0,15\Delta t}{2C} \quad (\Omega). \quad (3.24)$$

Nas expressões (3.23) e (3.24), Δt é o passo de integração da simulação. A capacitância C é obtida em função da classe de descarga do supressor de surto, número de colunas, n_c , e sua altura, h_{pr} . A curva V-I do resistor não-linear é dada em por unidade da tensão V_{10} obtido no catálogo do fabricante do supressor de surto. Detalhes adicionais deste modelo podem ser obtidos em Brito (2016).

O modelo proposto por Brito (2016) foi comparado com o Convencional e com o proposto pelo IEEE (IEEE, 1992), balizados por meio de resultados

experimentais considerando a aplicação de impulsos de corrente com tempos de frente variando entre 1,0 μs e 8,0 μs e com amplitudes de 4 kA, 8 kA, 10 kA e 15 kA. Foram consideradas amostras de pastilhas de ZnO de seis fabricantes. Os erros verificados no valor da tensão residual para a região de altas correntes foram inferiores a 5,0% (BRITO, 2016).

Por fim, para a indutância própria dos supressores de surto, bem como a conexão destes à malha de terra, recomenda-se adotar o valor de 1,0 $\mu\text{H}/\text{m}$ (CIGRE, 1989), (IEEE, 1998) e (IEC, 2004). A modelagem dessas indutâncias é de grande importância, visto que as tensões produzidas por elas se somam à tensão residual dos para-raios.

3.10 Barramentos, cabos isolados, conexões entre equipamentos de SE e estruturas suportes

De acordo com (IEEE, 1998) e (IEC, 2004), os trechos de barramentos entre pontos de descontinuidade, bem como as conexões entre os equipamentos, podem ser modelados por meio de linhas de transmissão a parâmetros distribuídos, com representação modal das impedâncias de surto. Esta modelagem, segundo IEEE (1998), pode ser usada nos casos em que estes trechos são maiores que 3,0 m. Para valores inferiores a este, os guias recomendam a modelagem por meio de uma indutância de 1,0 $\mu\text{H}/\text{m}$.

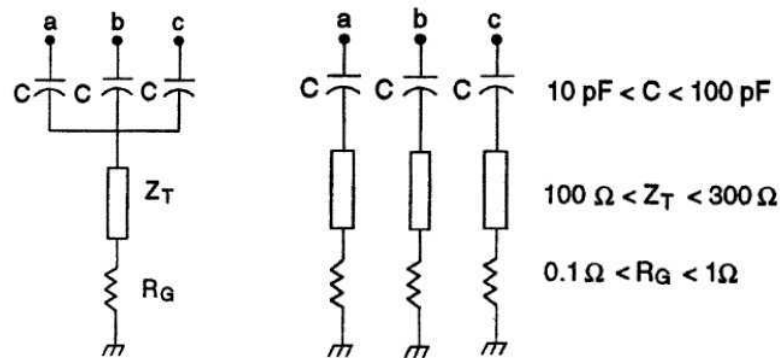
Os parâmetros podem ser obtidos por meio de rotinas tipo a *Line Constants*, do ATP, e deve ser observado que o menor comprimento de barramento ou conexão define o passo de integração a ser adotado nas simulações (IEEE, 1998).

Os cabos isolados podem ser representados por seções de LT a parâmetros distribuídos com informação da impedância de surto, tipicamente entre 30 Ω e 60 Ω , e com velocidade de propagação de 1/3 a 1/2 da velocidade da luz (IEEE, 1998).

Para as estruturas suportes, de acordo com (IEEE, 1998), recomenda-se que estes sejam modelados por meio de LT a parâmetros distribuídos, com impedância de surto calculada de acordo com sua geometria, e velocidade de propagação igual a da luz. Duas configurações típicas para uma estrutura-suporte de uma subestação

são ilustradas na Figura 24. Ainda de acordo com IEEE (1998), a resistência de aterramento dentro da subestação tem valor típico de $0,1 \Omega$ a $1,0 \Omega$.

Figura 24 – Modelos de estruturas suportes de subestações.



Fonte: IEEE (1998).

Segundo IEEE (1998), estudos indicaram que a representação das estruturas-suportes não tem grande impacto nos resultados e por isso, estes podem ser desprezados. Entretanto, as capacitâncias dos isoladores devem ser representadas, visto que têm grande influência na forma de onda do surto atmosférico incidente na subestação, juntamente com as capacitâncias dos demais equipamentos.

4 Metodologia de Estudo

4.1 Objetivo

Este capítulo tem como objetivo apresentar os modelos dos componentes a serem adotados nas simulações, juntamente com seus respectivos parâmetros. Detalhes sobre a subestação estudada, bem como informações adicionais de projeto desta SE e da LT são também informados.

4.2 Considerações Iniciais

A proposta desta dissertação é comparar duas metodologias de modelagem de componentes para estudos de descargas atmosféricas numa subestação de 500 kV da CHESF. As duas metodologias são aqui denominadas Modelagem por Fonte de Tensão – MFT e Modelagem por Fonte de Corrente – MFC, para fins de simplificação.

Ambas metodologias possuem modelos de elementos em comum, como os equipamentos da subestação, incluindo os supressores de surto (para-raios), e os barramentos e as conexões entre os equipamentos, havendo, como diferença básica, o número de fases modeladas e a representação da linha na qual incide a descarga atmosférica. Adicionalmente, destaca-se que a MFT considera o surto incidente na SE como uma fonte de tensão, enquanto que, na MFC, a descarga atmosférica é representada por uma fonte de corrente.

A MFC, conforme já mencionado, inclui uma sofisticação na modelagem da LT atingida pela descarga. Neste caso, são representados os cabos condutores e os cabos de blindagem, bem como a suportabilidade da cadeia de isoladores, a impedância de surto da torre e a do seu aterramento.

Como apresentado no Capítulo 3, para cada um destes elementos da linha de transmissão existem vários modelos propostos e uma análise comparativa considerando todos eles se torna impraticável. Assim, alguns modelos foram tomados

como referência para uma avaliação comparativa entre as metodologias, fazendo-se, em seguida, uma análise de sensibilidade destes modelos, apresentada no Capítulo 6. Tem-se assim, para a MFC, um caso de referência, chamado de caso base, e que será utilizado na avaliação comparativa inicial com as simulações pela MFT.

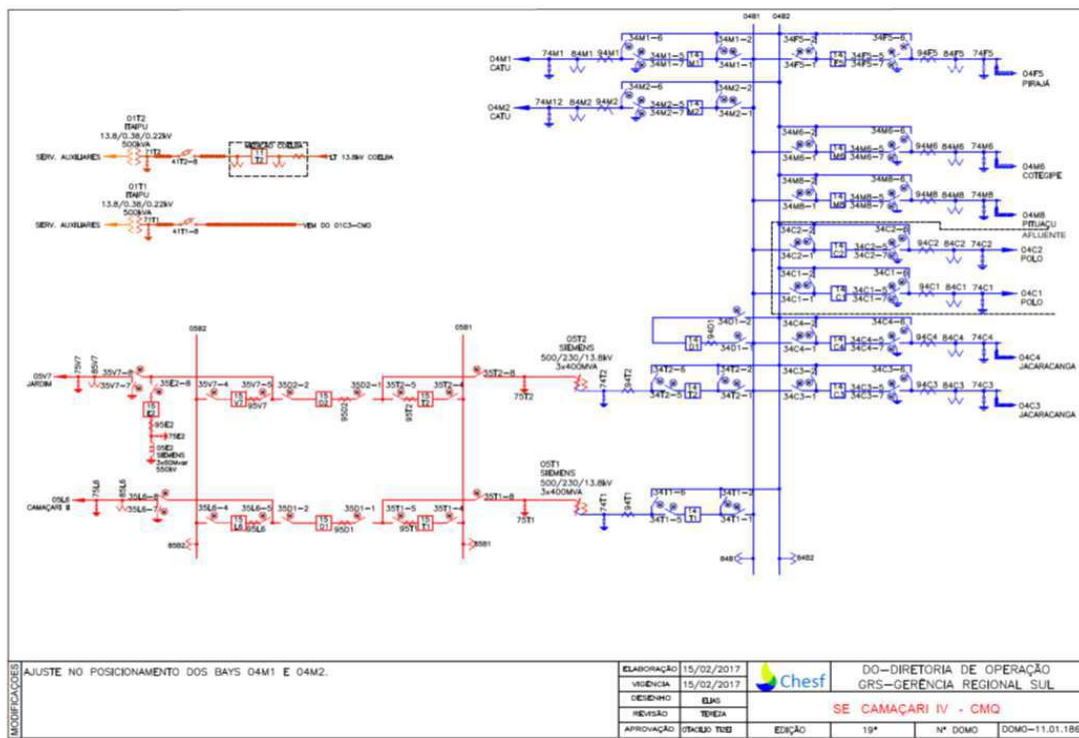
4.3 Características da subestação Camaçari IV 500 kV

De acordo com ANEEL (2009), a subestação Camaçari IV 500/230 kV, 2400 MVA, foi planejada para atender a expansão do suprimento de energia elétrica da Região Metropolitana de Salvador e da Região do Pólo Petroquímico de Camaçari, no estado da Bahia, sendo sua necessidade apontada por estudos de planejamento realizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE, órgão ligado ao Ministério de Minas e Energia – MME com a atribuição formal de realizar o planejamento eletroenergético do setor elétrico brasileiro.

A conexão desta subestação ao Sistema Interligado Nacional – SIN é feita mediante o seccionamento da LT 500 kV Jardim – Camaçari II, com a construção de dois novos trechos de linha com extensão aproximada de 0,5 km, formando dois circuitos simples (ANEEL, 2009). Para o atendimento à carga são utilizados 7 unidades monofásicas de autotransformadores 500/230-13,8 kV, 400 MVA, cada, constituindo dois bancos trifásicos e mais um polo reserva. Na Figura 25 é apresentado o diagrama unifilar da subestação, indicando os equipamentos do pátio de 500 kV, em vermelho, com arranjo físico disjuntor e meio, e os do setor de 230 kV, em azul, com arranjo físico em barra dupla a 4 (quatro) chaves. Na Figura 26 é apresentado um detalhe do setor de 500 kV desta subestação que será objeto de estudo desta dissertação. Para facilitar a identificação de cada um dos equipamentos no diagrama unifilar, são apresentados seus respectivos símbolos na Tabela 7.

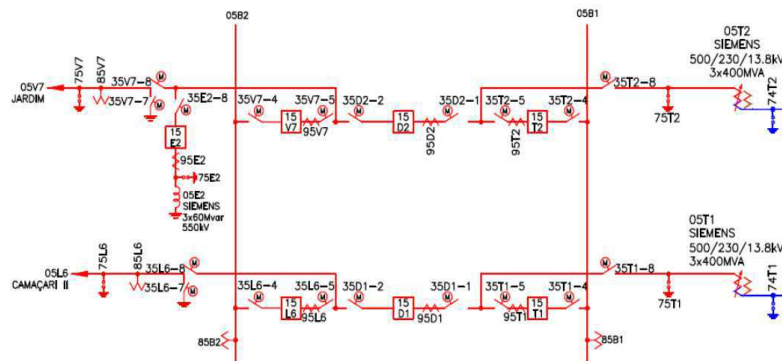
A LT 500 kV Camaçari IV – Jardim, código operacional 05V7, foi escolhida para se injetar, nas simulações, o surto atmosférico e desta forma, será representada com mais detalhes na modelagem por fonte de corrente, enquanto que a LT 500 kV Camaçari IV – Camaçari II, código 05L6, será modelada por meio da sua impedância de surto.

Figura 25 – Diagrama unifilar da SE Camaçari IV 500/230 kV.











Fonte: Adaptada de CHESF (2017).

Figura 26 – Detalhe do Setor de 500 kV da SE Camaçari IV.



Fonte: Adaptada de CHESF (2017).

Tabela 7 – Símbolos associados aos equipamentos do setor de 500 kV da SE Camaçari IV.

Equipamento	Símbolo no Diagrama
Supressor de Surto	
Transformador de Potencial Capacitivo	
Transformador de Corrente	
Reator	
Chave Secionadora sem Lâmina de Terra	
Chave Secionadora com Lâmina de Terra	
Disjuntor	
Autotransformador	

Fonte: Adaptada de [CHESF \(2017\)](#).

4.4 Dados iniciais de projeto da LT e da subestação

A modelagem de uma subestação para estudos de transitórios eletromagnéticos de frente rápida (e aqueles de frente muito rápida) se inicia com a obtenção das suas plantas baixa e de cortes fornecidas pela área de projeto de SE da empresa. Esses desenhos fornecem a disposição física dos equipamentos e barramentos, além de informações como a configuração dos barramentos (comprimento, número e tipo de condutores e distância entre eles) e os comprimentos e alturas dos condutores verticais e horizontais que conectam os equipamentos. Para a subestação Camaçari IV 500 kV em análise, a planta baixa e duas das plantas em corte são apresentadas em anexo.

Com base nestes desenhos, inicia-se a montagem da subestação no programa

ATPDraw. Com o auxílio das plantas baixa e de corte, os parâmetros elétricos de sequência zero e positiva dos barramentos da subestação e dos condutores que conectam os equipamentos são calculados. Para isso, é utilizada a rotina *Line Constants* do programa ATP. De posse desses parâmetros, eles podem ser inseridos nos respectivos modelos de linha de transmissão do programa ATPDraw utilizados para modelar os barramentos e as conexões.

Com relação aos parâmetros das linhas de transmissão que se conectam à SE Camaçari IV 500 kV, estes podem ser obtidos também por meio do uso da rotina *Line Constants*, do ATP. A disposição física dos condutores fase e dos cabos para-raios, bem como suas características, são dados de entrada para esta rotina. Estas informações foram fornecidas pela área de projeto de linhas de transmissão da CHESF.

4.5 Modelagem do surto atmosférico

Na MFT, o surto atmosférico é modelado por uma fonte de tensão cuja magnitude é igual ao dobro da máxima tensão suportável pela cadeia de isoladores, $V_{3\sigma}$, calculada com base no seu valor de CFO, segundo a expressão 3.1, do Capítulo 3.

No caso em análise, para a LT atingida pela descarga, de acordo com CHESF (2012), o valor do CFO é igual a 2000 kV, o que resulta num valor de $V_{3\sigma}$ de 2180 kV. Os tempos de frente e de meia-onda são iguais a $0,5 \mu s$ e $50 \mu s$, respectivamente, resultando na forma de onda mostrada na Figura 27.

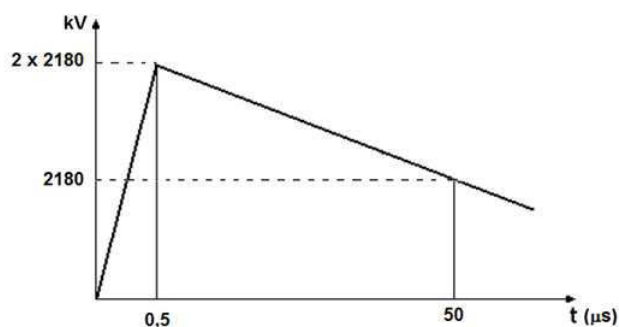
A fonte de tensão é conectada em série com uma resistência cujo valor é igual a impedância de surto da linha de transmissão, de forma a evitar reflexões das ondas vindas da própria subestação e que poderiam mascarar os resultados obtidos.

Essa resistência série provoca uma queda de tensão cujo valor é igual a $V_{3\sigma}$. Como a fonte tem amplitude igual a $2V_{3\sigma}$, o surto de tensão incidente na LT, a 500 m da subestação, terá amplitude correspondente a $V_{3\sigma}$, que é o valor desejado.

Na MFC, o surto atmosférico é representado por uma fonte de corrente

definida pelo seu valor de crista, tempo de frente e tempo de meia-onda. Para a determinação destes parâmetros, deve-se levar em consideração as funções densidade de probabilidade log-normal que representam, de forma aproximada, a natureza estatística dos mesmos.

Figura 27 – Forma de onda dupla rampa para representação da descarga atmosférica na MFT.



Fonte:Próprio autor.

Algumas publicações fornecem essas distribuições estatísticas por meio das quais se pode definir os valores mais adequados a serem adotados em estudos específicos. Neste sentido, destacam-se as referências (CIGRE, 1991; CHOWDHURI et al., 2005; CIGRE, 2013), esta última se constituindo numa atualização dos artigos publicados por Berger, Anderson e Kroninger (1975) e Anderson e Eriksson (1980).

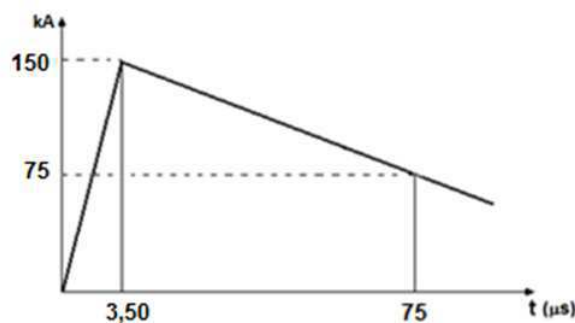
O tempo de frente da corrente de descarga atmosférica, t_f está correlacionado com sua amplitude, I , segundo a expressão 4.1 recomendada em IEC (2004).

$$t_f = 0,154I^{0,624}. \quad (4.1)$$

Para o caso base, adotando-se o valor de crista de 150 kA, com probabilidade de 1,63% de ser excedida (CIGRE, 2013), tem-se um tempo de frente calculado pela expressão 4.1 igual a 3,50 μs . Para o tempo de cauda (tempo de meia-onda), considera-se o valor de 75 μs , valor este com 50% de probabilidade de ser excedido (CIGRE, 2013). Portanto, para a MFC, considera-se a forma de onda da corrente de descarga para o caso base modelada por uma fonte de corrente do tipo dupla

rampa, de amplitude 150 kA, tempo de frente igual a 3,5 μ s e tempo de meia-onda de 75 μ s, designada onda 3,5/75 μ s como ilustrada na Figura 28.

Figura 28 – Forma de onda dupla rampa para representação da corrente de descarga atmosférica nas simulações por meio da MFC.



Fonte: Próprio autor.

4.6 Modelagem dos condutores, barramentos da subestação e conexões entre equipamentos

Na MFT, a linha de transmissão atingida pela descarga é representada pela sua impedância de surto de sequência positiva, sendo considerado um vão após a saída da subestação com comprimento de 500 m. Somente a fase que recebe a descarga é modelada, desde a entrada da linha até a subestação à qual ela se conecta. Esta mesma modelagem se aplica aos barramentos da subestação e as conexões horizontais e verticais entre os equipamentos. É adotado o modelo de linha a parâmetros distribuídos, também conhecido como modelo de Bergeron do ATP (DOMMEL, 1996), sendo representadas as perdas nos cabos condutores por meio das suas resistências de sequência positiva.

Os parâmetros fornecidos para o modelo de LT de Bergeron no ATPDraw são a resistência elétrica, sua impedância de surto, a velocidade de propagação e o comprimento do trecho considerado. Estes parâmetros foram calculados na

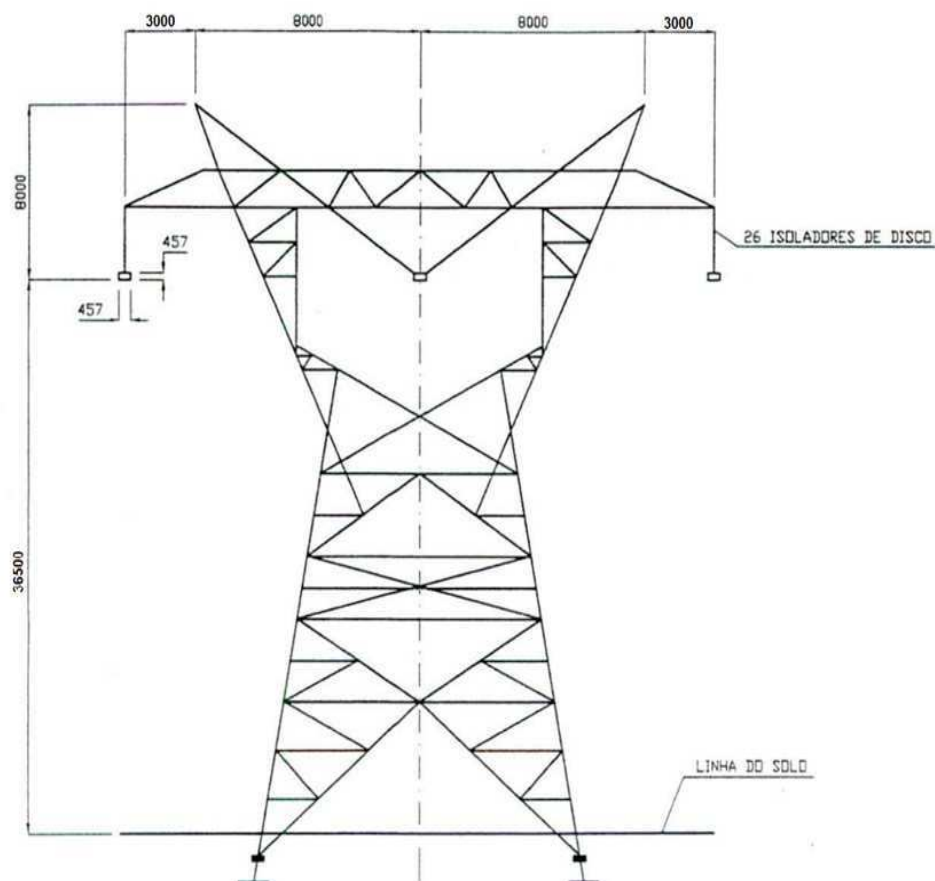
frequência de 500 kHz, conforme recomendado em [IEEE \(1998\)](#), e resistividade de 1000 Ωm , valor este adotado pela CHESF no cálculo dos parâmetros elétricos das suas linhas de transmissão ([CHESF, 1998](#)).

Na MFC, todos os cabos condutores da linha de interesse para as análises são modelados. Assim, as três fases e os cabos para-raios são representados utilizando-se a matriz de parâmetros modais para a frequência de 500 kHz e resistividade de 1000 Ωm . Para a LT 500 kV em tela, 5 (cinco) condutores são modelados: 3 (três) condutores fase e 2 (dois) cabos para-raios. A LT tem feixe simétrico de 4 condutores por fase, distantes 45,7 cm, sendo cada fase representada por um condutor equivalente. Foram considerados 6 vãos de 500 m de comprimento, cada, totalizando 3,0 km de LT modelados. Os barramentos da subestação e as conexões verticais e horizontais entre os equipamentos são representados pelo mesmo modelo de LT utilizado na MFT, entretanto, as três fases são consideradas.

A configuração da torre da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV atingida pela descarga pode ser visualizada na Figura 29. Nela são informadas as distâncias entre fases e entre os cabos para-raios, bem como as alturas destes condutores. Todas as cotas estão em milímetros. Os cabos condutores são do tipo CAA (Cabo de Alumínio com Alma de Aço) Grosbeak, 636 MCM, e os cabos para-raios são do tipo CAA Dotterel, 176,9 MCM e OPGW 14 mm. Os valores das resistências elétricas dos cabos condutores e para-raios foram corrigidos para as temperaturas de 60°C e 28°C, respectivamente, de acordo com o projeto básico da LT ([CHESF, 2013a](#)).

Os barramentos da subestação são constituídos de dois cabos de alumínio termoresistente, código T-CA Sagerbrusch, 2250 MCM, separados por uma distância de 45,7 cm. Este arranjo está ilustrado na Figura 30. Este cabo foi também utilizado na conexão vertical dos equipamentos da subestação ligados em série, tais como disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores de corrente e autotransformadores. Para as conexões verticais de equipamentos conectados em paralelo, como é o caso de para-raios e transformadores de potencial capacitivo, foi adotado o condutor do tipo CAA Tulip, 336 MCM. Os dados dos cabos condutores e para-raios mencionados e que são de interesse para o cálculo dos parâmetros elétricos da LT, barramento e conexões entre equipamentos estão mostrados na Tabela 8.

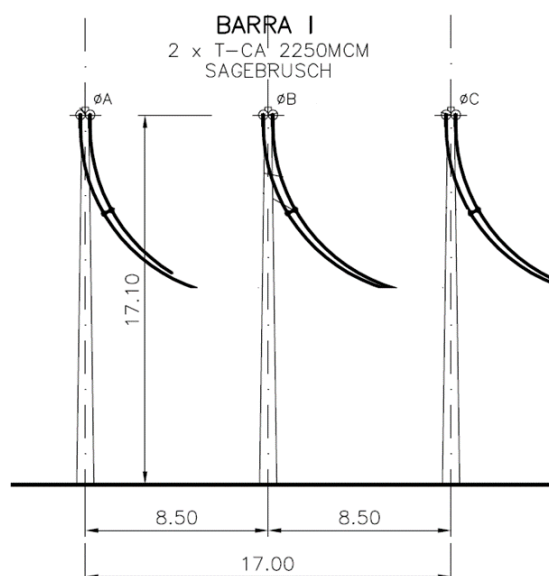
Figura 29 – Configuração da torre da LT 500 kV indicando distância entre condutores e alturas – cotas em milímetro.



Fonte: Adaptada de [CHESF \(1998\)](#).

É importante mencionar que, para o cálculo dos parâmetros das conexões verticais entre equipamentos (condutores de descidas para conexão de para-raios, TC, TPC, etc.), foi considerada a altura dos condutores horizontais aos quais estes cabos de descida estão conectados. Entretanto, algumas referências, como [IEEE \(1998\)](#), recomendam modelar estes condutores verticais por meio de indutâncias de valor igual a $1,0 \mu\text{H/m}$, no caso de comprimentos até 3,0 m.

Figura 30 – Configuração do barramento da SE Camaçari IV 500 kV – cotas em metro.



Fonte: Adaptada de [CHESF \(2010b\)](#).

Tabela 8 – Dados dos cabos condutores e cabos para-raios da LT 500 kV, dos barramentos da SE 500 kV e das conexões entre equipamentos.

Cabo Conductor	Resistência Elétrica CC a 20°C (Ω/km)	Diâmetro do Conductor (mm)
T-Sagerbrusch	0,0260	43,89
Grosbeak	0,0896	25,16
Tulip	0,1685	16,91
Dotterel	0,3221	15,42
OPGW	0,5271	14,00

Fonte: [Nexans \(2013\)](#) e [CHESF \(2013a\)](#).

4.7 Modelagem da suportabilidade da cadeia de isoladores

A suportabilidade da cadeia de isoladores da LT atingida pela descarga atmosférica não é representada na MFT, mas tem papel fundamental na MFC. Os modelos propostos para esta finalidade são os que exigem maior complexidade de representação em relação aos demais componentes da LT.

Dos modelos discutidos no Capítulo 3, foi usado o método da integral no caso base a ser simulado, visto que este método é bastante adequado quando se considera formas de onda não padronizadas, que são aquelas observadas na prática. Foi utilizado o componente ISF (*Insulator Srtring Flashover*) desenvolvido em linguagem MODELS para o ATPDraw por Datsios, Mikropoulos e Tsovilis (2011) e disponível para *download* no sítio <<http://www.eng.auth.gr/hvl/>>.

Na determinação dos parâmetros do método da integral, considera-se $k = 1$ e DE^* e V_0 devem ser obtidos de forma que a curva V-t gerada por este modelo se ajuste à curva obtida por meio de ensaios na cadeia de isoladores. Porém, como não se dispõe de dados de ensaios da cadeia da LT em análise, utiliza-se a curva gerada pela expressão 3.14, que é função do comprimento da cadeia de isoladores, L_{ci} , e do tempo até a descarga, t_c . Para o cálculo de L_{ci} , considera-se uma cadeia com 26 discos isoladores com passo, P , de 170 mm. Assim, $L_{ci} = 26 \times 0,170 \text{ m} = 4,42 \text{ m}$.

Variando-se o valor de t_c de $0,5 \mu\text{s}$ a $10 \mu\text{s}$ obtém-se a curva V-t para a cadeia de isoladores da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV por meio da expressão 3.14. Por outro lado, deve-se obter essa mesma curva pelo método da integral e para isso, utilizam-se as expressões abaixo baseadas na Figura 31 (KIND, 1978):

$$DE = \frac{1}{2} \frac{(V_d - V_0)^2}{S}. \quad (4.2)$$

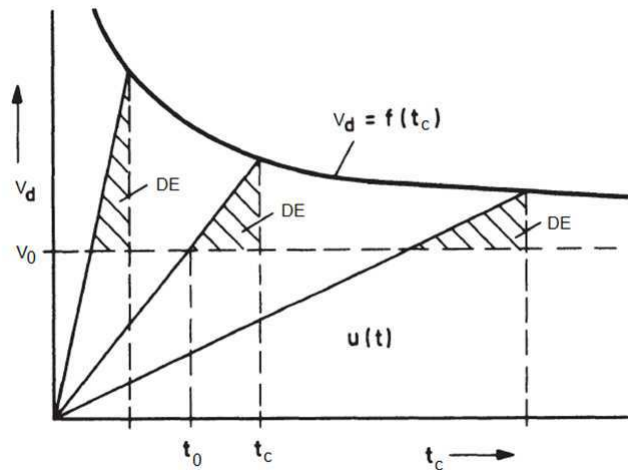
$$V_d = V_0 + \sqrt{(2S)(DE)}. \quad (4.3)$$

Nas expressões 4.2 e 4.3, S representa a taxa de crescimento, em $\text{kV}/\mu\text{s}$, da tensão aplicada, $u(t)$. Assim, verifica-se por meio da figura que a área DE é a mesma para qualquer forma de onda da tensão $u(t)$. Como já apresentado, esta é a base do método da integral, em que se considera o mesmo efeito disruptivo (DE) de uma isolação, independente da forma de onda da tensão aplicada. Quanto mais simples for a forma de onda desta tensão, mais facilmente pode-se obter o valor de S .

Deve-se obter um valor inicial para DE . Assim, considera-se uma função rampa cujo valor de pico é igual aquele calculado pela expressão (3.14), considerando

um tempo até a descarga de $1,0 \mu\text{s}$, resultando em $V_d(t_c = 1,0 \mu\text{s}) = 4906,2 \text{ kV}$ e $S = 4906,2 \text{ kV}/\mu\text{s}$. O valor inicial de V_0 foi estimado como sendo igual a 90% do *CFO* da LT, ou seja, 1962 kV ($0,9 \times 2180 \text{ kV}$). Com esses dados, pela expressão 4.2 o valor inicial para *DE* é igual a $883,3 \text{ kV} \cdot \mu\text{s}$.

Figura 31 – Curva V-t obtida pelo método da integral.

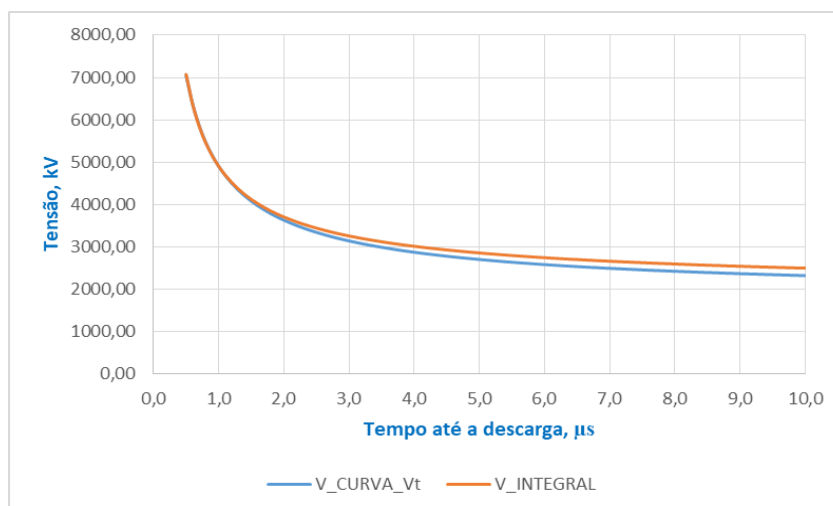


Fonte: Adaptada de Kind (1978).

Com os valores iniciais de V_0 e *DE*, os demais pontos da curva V-t, utilizando-se o método da integral, podem ser obtidos pela expressão 4.3 variando-se o valor de t_c . Deve-se ter em mente que a cada ponto desta curva corresponde uma tensão aplicada à isolação $u(t)$, com taxa de crescimento igual a S . Isto está ilustrado na Figura 31, que considera três formas de onda para a tensão aplicada, $u(t)$. Portanto, o valor de S na expressão (4.3) varia conforme o ponto da curva escolhido.

Os valores de tensão V_d calculados pela expressão 4.2, tendo como referência os valores iniciais de *DE* e V_0 , resultaram em erros elevados com relação aos pontos da curva calculados pela expressão (3.14) e, portanto, tiveram seus valores variados até se obter $DE = 983,3 \text{ kV} \cdot \mu\text{s}$ e $V_0 = 1800 \text{ kV}$, respectivamente, com erro máximo inferior a 8,0%. Estes são, portanto, os valores de DE^* e V_0 utilizados no modelo da descarga pelo método da integral. As curvas finais estão apresentadas na Figura 32. Observa-se uma boa aderência entre as curvas, especialmente para tempos até a descarga de até $4,0 \mu\text{s}$.

Figura 32 – Curvas V-t obtidas pela expressão (3.14), $V_{CURVA-Vt}$, e pelo método da integral, $V_{INTEGRAL}$.



Fonte: Próprio autor.

Ressalta-se que a suportabilidade dos isoladores foi representada apenas na torre atingida pela descarga atmosférica. De forma conservadora, os isoladores do pórtico da SE não tiveram a descarga em ar modelada.

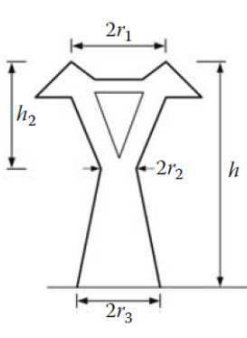
4.8 Modelagem da torre da LT e do pórtico da SE

Na MFT, as torres da LT atingida pela descarga atmosférica não são representadas, porém, da mesma forma que ocorre para a suportabilidade da cadeia de isoladores, as torres da linha desempenham papel de extrema importância na MFC, especialmente no que concerne à torre atingida pela corrente de retorno.

Assim, considerando-se a estrutura padrão da torre da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV, conforme ilustrado na Figura 29, observa-se que ela se aproxima do modelo de torre denominada *waist*. Sua representação no ATPDraw é feita por meio de um modelo monofásico de LT com parâmetros distribuídos, sem perdas, cujos dados de entrada são a impedância de surto, Z_T , altura, h , e o tempo de propagação da onda na torre, T_T , do topo até à base.

Na Tabela 9 pode ser visualizado o modelo de torre tipo *waist* e seus parâmetros de entrada e saída. Nesta figura, embora não indicado, h_1 é a altura do meio da torre até sua base e assim, $h = h_1 + h_2$ e r' é calculado conforme indicado na Tabela 5, Capítulo 3.

Tabela 9 – Modelo de torre de LT tipo *waist* usado para representar a torre da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV.

	h (m)	44,5
	h_1 (m)	21,5
	h_2 (m)	23,0
	r_1 (m)	8,30
	r_2 (m)	3,25
	r_3 (m)	5,50
	Z_T (Ω)	97,6
	r' (m)	10,2
	T_T (μ s)	0,175

Fonte: [Velasco \(2009\)](#).

Logo, considerando as dimensões da torre conforme Tabela 9 e aplicando as expressões para calcular os parâmetros Z_T e T_T do modelo *waist*, conforme indicado na Tabela 5, tem-se $Z_T = 97,5 \Omega$ e $T_T = 0,175 \mu$ s, que, juntamente com a altura da torre, h , igual a 44,5 m, são os parâmetros do modelo monofásico de linha de transmissão que simula a impedância da torre.

Para simular o pórtico de entrada da SE Camaçari IV 500 kV, adotou-se o modelo de torre *H-Frame*. De acordo com informações de projeto ([CHESF, 2010a](#)), o pórtico tem diâmetro da base igual a 30 m e altura de 32 m, resultando numa impedância de surto $Z_{port} = 72,2 \Omega$ e tempo de propagação $T_{port} = 0,107 \mu$ s.

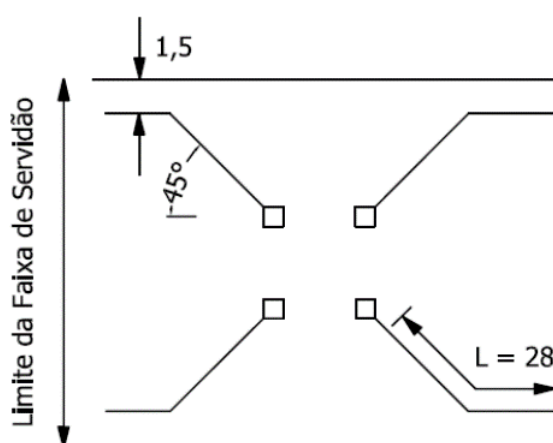
4.9 Modelagem da impedância de aterramento da torre

Segundo ([CHESF, 2013b](#)) o aterramento das torres da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV é formado por cabos contrapeso de aço cobreado 4 AWG com diâmetro de 5,19 mm e enterrados a 0,50 m de profundidade em relação ao solo. Estes cabos estão dispostos de forma radial, com 4 condutores de 28 m de comprimento,

conforme pode ser observado na Figura 33. A distância entre cada par de cabos é de 51 m.

Para o caso base, o modelo de circuito adotado para a modelagem do sistema de aterramento da LT foi aquele proposto por Bewley (1963) com as equações de cálculo dos parâmetros modificadas de acordo com Sunde (1949), e apresentadas no Capítulo 4. Os dados de entrada para o cálculo dos seus parâmetros e o modelo adotado são apresentados na Tabela 10.

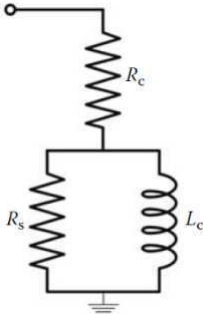
Figura 33 – Configuração do sistema de aterramento da LT Jardim - Camaçari IV.



Fonte: CHESF (2013b).

Portanto, para cada torre da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV, este circuito foi adotado como modelo do sistema de aterramento ilustrado na Figura 33, de forma a levar em conta o seu desempenho em altas frequências. Vale ressaltar que a impedância de surto inicial do sistema de aterramento, Z_{c0} , correspondente ao instante em que a onda de tensão atinge o aterramento da estrutura, é igual a soma de R_c e R_s , isto é, $34,16 \Omega$. Este valor é reduzido com o passar do tempo até atingir o valor de R_c ($14,48 \Omega$) que é a resistência de aterramento para a frequência de 60 Hz.

Tabela 10 – Modelo de circuito dos cabos contrapeso das torres da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV.

	l (m)	28,0
	a (mm)	5,19
	a_{12} (m)	52,0
	ρ (Ωm)	1000
	μ_0 (H/m)	$4\pi 10^{-7}$
	ϵ (adimensional)	10
	R_c (Ω)	14,48
	L_c (μH)	1102,2
	R_s (Ω)	19,68

Fonte: Próprio autor.

4.10 Modelagem da tensão de frequência industrial e da impedância de casamento terminal

Em ambas as modelagens, a tensão de frequência industrial é levada em consideração utilizando-se o modelo de fonte senoidal do ATP, denominado fonte tipo 14. Evidentemente, na MFT a fonte é monofásica, enquanto que na MFC, ela é trifásica, simétrica e equilibrada.

Em ambas as metodologias, três valores instantâneos são considerados para a tensão de frequência industrial quando da incidência da descarga atmosférica na LT: zero, máximo positivo e máximo negativo. Para evitar que as ondas de tensão refletidas na subestação retornem à própria subestação, são utilizadas impedâncias de casamento terminais conectadas em série com a fonte de tensão de frequência industrial.



Na MFT esta impedância terminal é representada por uma resistência em série com a fonte de tensão de 60 Hz cujo valor é igual a impedância de surto de sequência positiva da LT que recebe a descarga atmosférica. Com base nas informações da LT 500 kV Jardim - Camaçari IV, o valor da impedância de surto de sequência positiva da linha é igual a 232 Ω .

Na MFC, como a LT atingida pela descarga é modelada por meio dos seus

condutores fase e cabos para-raios, a impedância terminal deve ser representada por uma matriz de resistências de ordem 5 x 5. No ATPDraw isso pode ser feito utilizando o modelo de LT a parâmetros concentrados denominado *LINERLX*, em que X representa o número de fases associadas ao modelo.

Na versão 6.1 do ATPDraw, X assume os valores 1, 2, 3 e 6, isto é, são disponíveis modelos de LT concentrados e acoplados para uma fase, duas, três e seis fases. Devido a esta limitação, foram utilizados os modelos *LINERL3* e *LINERL2*, que permitem representar as matrizes de resistências de ordens 3x3 e 2x2, respectivamente. Na Tabela 11 esses componentes do ATPDraw são apresentados juntamente com os valores das resistências.

Tabela 11 – Impedâncias de surto para casamento de impedância

Elemento no ATPDraw	Resistências (Ω)	Condutores
 LINERL3	R_{11} 303,41	Fases 1, 2 e 3
	R_{12} 99,91	
	R_{22} 303,42	
	R_{31} 61,37	
	R_{32} 99,86	
	R_{33} 303,45	
 LINERL2	R_{44} 515,97	Cabos para-raios
	R_{45} 97,35	
	R_{55} 563,07	

Fonte: Próprio autor.

Cada valor de resistência indicado na Tabela 11 corresponde a uma impedância de surto da LT. Assim, o elemento R_{11} é igual a impedância de surto própria do condutor 1 da LT Jardim - Camaçari IV. O elemento R_{12} é igual a impedância de surto mútua entre os condutores 1 e 2 da linha, e assim por diante. Verifica-se, assim, que no modelo LINERL3 os valores de R_{11} , R_{22} e R_{33} são praticamente iguais, visto que as impedâncias de surto dos condutores correspondentes dependem das características dos cabos e das suas alturas em relação ao solo.

No caso das impedâncias de surto entre condutores diferentes (mútuas), seus valores dependem das distâncias diretas entre eles, bem como das distâncias

entre um condutor e os condutores imagens dos seus vizinhos (HILEMAN, 1999). Desta forma, para a configuração de torre horizontal ilustrada na Figura 29, a impedância de surto mútua entre as fases mais externas (1 e 3) é menor que a impedância de surto mútua entre um condutor externo e a fase central (mútua entre os condutores 1 e 2 e entre 3 e 2) devido à maior distância entre as fases 1 e 3.

O mesmo raciocínio se aplica aos valores de resistências do elemento LINERL2 que representa uma matriz cujos elementos têm valores iguais às impedâncias de surto próprias e mútua dos cabos para-raios da linha. Em ambas as modelagens, os valores das impedâncias de surto foram obtidos utilizando-se a rotina *Line Constants* do ATP.

4.11 Modelagem dos equipamentos da subestação

Os equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV, com exceção dos para-raios, foram modelados por meio de capacitâncias que representam suas respostas frente a surtos atmosféricos. Esta representação é válida para ambas as modelagens, diferindo apenas no número de fases.

Na Tabela 12 estão apresentados os valores das capacitâncias adotadas para cada equipamento, sendo estes valores típicos recomendados em IEEE (2011).

Tabela 12 – Capacitâncias dos equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV.

Equipamento	Capacitância (pF)
TPC	4000
Disjuntor	107
Chave Seccionadora	152
TC	347
Reator	4000

Fonte: IEEE (2011).

Os autotransformadores foram representados pelas suas capacitâncias entre fase e terra e entre enrolamentos de Alta Tensão – AT, Média Tensão – MT e

Terciário – T. Segundo [CHESF \(2012\)](#), os valores de capacitâncias informados pelo fabricante são aqueles apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Capacitâncias dos autotransformadores 500/230-13,8 kV da SE Camaçari IV.

Enrolamento do ATR	Capacitância (pF)
Entre AT e MT	6314
Entre AT e Terra	6116
Entre MT e Terra	23407

Fonte: [CHESF \(2012\)](#).

4.12 Modelagem dos supressores de surto

O modelo dos supressores de surto adotado é o mesmo em ambas as modelagens, deferindo apenas no número de fases. Assim, para as simulações realizadas, foi adotado o modelo proposto por [Pinceti e Giannettoni \(1999\)](#). Os supressores de surto instalados na SE Camaçari IV 500 kV são de fabricação Siemens, modelo 3EP2-420-4PH53-2XZ1, cujos principais dados estão apresentados na Tabela 14.

Tabela 14 – Dados dos supressores de surto da SE Camaçari IV 500 kV.

Tensão Nominal (kV)	Corrente Nominal de Descarga (kA)	Tensões Residuais (kV)						
		Curva 30/60 μ s			Curva 80/20 μ s		Curva 1/2 μ s	
		0,5 kA	1,0 kA	2,0 kA	5 kA	10 kA	20 kA	20 kA
420	20	792	821	850	918	966	1.053	1.111

Fonte: [SIEMENS \(2011\)](#).

Com base nos dados apresentados na Tabela 14, pode-se calcular os valores das indutâncias L_0 e L_1 . Para este caso, tem-se $V_{10} = 966$ kV, $V_{1/T2} = 1.111$ kV e $K = 1,15$ e, de acordo com as expressões (3.19) a (3.21), $L_0 = 5,25$ μ H e $L_1 = 15,76$ μ H. As curvas dos resistores A_0 e A_1 referentes aos supressores de surto da SE Camaçari IV são apresentadas na Tabela 15.

As conexões dos supressores de surto às malhas da subestação foram representadas por meio de indutâncias, tomando como base o valor de $1,0 \mu\text{H}/\text{m}$. Assim, considerando o comprimento de $4,5 \text{ m}$ para estes condutores, o valor da indutância é igual a $4,5 \mu\text{H}$. Adicionalmente, foi representada a resistência da malha de aterramento da subestação, cujo valor é igual a $0,5 \Omega$.

Tabela 15 – Curvas tensão *versus* corrente dos elementos A0 e A1.

Corrente (kA)	Tensão (kV)	
	A0	A1
0,01	845	658
1,00	1.020	827
5,00	1.093	-
10,0	1.148	-
15,0	1.202	-
20,0	1.268	966

Fonte: [SIEMENS \(2011\)](#).

5 Análise dos resultados

5.1 Objetivo

Neste capítulo são analisados os principais resultados obtidos nas simulações computacionais para a MFT e a MFC e as diferenças entre os níveis de sobretensão verificados são devidamente justificadas. Por fim, os impactos na coordenação de isolamento da subestação no que tange às sobretensões atmosféricas são analisados.

5.2 Considerações iniciais

Nas análises de incidência de descargas atmosféricas na subestação Camaçari IV 500 kV, o principal objetivo é quantificar as máximas sobretensões que atingem os seus equipamentos e as suas instalações, verificando se estes valores são inferiores aos níveis de isolamento destes componentes, considerando-se margens de segurança previamente definidas. Com isso, pode-se atestar a efetividade do projeto da subestação com relação à coordenação de isolamento para surtos atmosféricos. Para este fim, usa-se o método determinístico de coordenação de isolamento, descrito no Capítulo 2.

Embora as formas de onda das sobretensões resultantes não sejam iguais a forma de onda padrão de impulso atmosférico (onda 1,2/50 μ s) utilizada nos ensaios em laboratório, a comparação dos valores máximos obtidos com os níveis de isolamento padronizados (NBI) é o método mais simples e mais utilizado para este fim, sendo este o escolhido para o trabalho apresentado. Métodos mais sofisticados, como a análise do índice de severidade (HILEMAN, 1999), também podem ser adotados.

Como as sobretensões resultantes são dependentes do número de elementos em operação quando da incidência do surto atmosférico na subestação, foram realizadas análises com algumas configurações de forma a se buscar aquela que resulte nas maiores sobretensões. Da mesma forma, a influência da tensão de

frequência industrial é investigada para cada configuração simulada.

5.3 Configurações analisadas

Foram selecionadas 4 configurações de operação da SE Camaçari IV 500 kV para serem simuladas. Todas elas estão ilustradas na Figura 34, sendo (a) SE completa, (b) Sem LT Camaçari IV (CMQ) – Camaçari II (CMD), (c) Sem o autotransformador (ATR) 05T2 e (d) Sem a LT Camaçari IV (CMQ) – Camaçari II (CMD), sem o ATR 05T1 e sem a barra 05B1.

Os elementos de cor azul indicam que estes foram considerados em operação (ligados) durante as simulações, enquanto que a cor vermelha indica aqueles componentes desligados, ou seja, fora de operação durante as simulações. Ressalta-se que em todas as configurações o reator da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV se encontra em operação.

5.4 Níveis de isolamento dos equipamentos

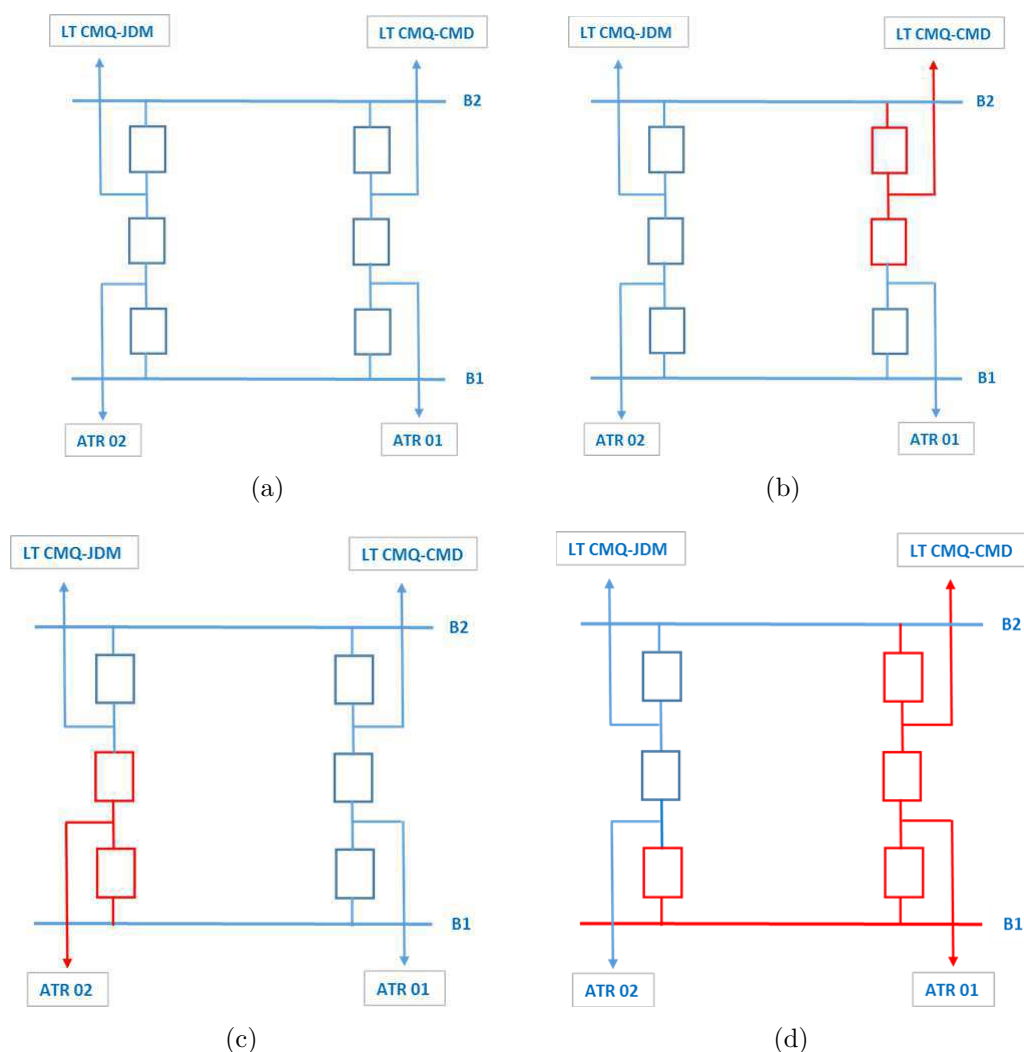
Na Tabela 16 são apresentados os níveis de isolamento para impulso atmosférico especificados para os equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV.

Tabela 16 – Níveis de isolamento para impulso atmosférico dos equipamentos do pátio de 500 kV da SE Camaçari IV.

Equipamento	TSNIA (kV)	Componente	Tipo de Isolação
ATR e Reator	1675	Bucha	Autorecuperante
TC e TPC	1550	Enrolamento	Não Autorecuperante
Chaves Seccionadoras e Disjuntores	1550	Bucha/ Enrolamento	Autorecuperante/ Não Autorecuperante
		Entre fase e terra	Autorecuperante

Fonte: CHESF (2012).

Figura 34 – Configurações de operação simuladas para a SE Camaçari IV 500 kV



Fonte: Próprio autor.

Como descrito no Capítulo 2, o método determinístico de coordenação de isolamento considera uma margem de proteção entre a máxima sobretensão obtida e a mínima suportabilidade admitida para o isolamento que, neste caso, representa o valor do BIL especificado. Da Tabela 16, verifica-se que o menor valor do nível de isolamento é igual a 1550 kV. Assim, adotando uma margem de proteção de 10%, determina-se a maior sobretensão admissível nos terminais dos equipamentos e demais instalações, que neste caso, é igual a 1395 kV (90% de 1550 kV). Portanto,

qualquer sobretensão acima deste valor é inaceitável.

5.5 Análise dos principais resultados da MFT

Para facilitar as análises, os resultados apresentados nas tabelas são dispostos em grupos contendo os valores das sobretensões fase-terra nos equipamentos de um mesmo vão, sendo considerados os vãos das duas LT conectadas à SE Camaçari IV, os vãos dos disjuntores centrais, os vãos dos autotransformadores e o vão do reator de linha. Além destas informações, são computadas as máximas sobretensões nos TPC de barra e nos barramentos.

Para cada configuração analisada, três casos foram simulados considerando os valores da tensão de 60 Hz, V_{60Hz} , iguais a zero, -1,10 p.u. e +1,10 p.u. Os valores máximos verificados dentre todos os casos simulados estão apresentados nas Tabelas 17 a 20. Os valores destacados em negrito são aqueles acima de 1395 kV, considerando apenas os equipamentos da subestação, e os valores iguais a zero indicam que o equipamento está fora de operação, não sendo, portanto, submetido a sobretensões devidas à descarga atmosférica.

Tabela 17 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05V7 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D2

Configuração SE	Vão da LT 05V7							Vão de interligação de barra do disjuntor 15D2				
	Entrada SE	PR 75V7	TPC 85V7	Chave 35V7-8	Chave 35V7-4	Disjuntor 15V7	Chave 35V7-5	TC 95V7	Chave 35D2-2	Disjuntor 15D2	Chave 35D2-1	TC 95D2
Completa	1582.00	1141.94	1498.71	1279.30	1292.82	1292.60	1279.30	1287.24	1260.78	1238.62	1229.37	1232.85
Sem ATR 05T2	1581.95	1140.43	1498.71	1283.82	1495.75	1505.71	1509.51	1506.93	1504.47	0.00	0.00	0.00
Sem Barra 05B1	1582.05	1141.94	1498.72	1287.59	1307.80	1302.37	1287.59	1295.20	1291.80	1287.01	1271.76	1285.66
Sem LT 05L6	1582.20	1141.97	1498.74	1260.99	1368.90	1370.54	1355.49	1369.44	1322.96	1302.07	1253.19	1272.75

Fonte: Próprio autor.

Tabela 18 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T2 e na barra 05B2

Configuração SE	Vão do ATR 05T2					Barra 05B2			
	Chave 35T2-5	Disjuntor 15T2	Chave 35T2-4	TC 95T2	PR 75T2	ATR 05T2	Barra 05B2	TPC 85B2	
Completa	1200.49	1212.07	1200.49	1217.57	944.52	996.90	1305.47	1206.70	
Sem ATR 05T2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1467.33	1466.47	
Sem Barra 05B1	1270.24	0.00	0.00	0.00	1170.31	1522.95	1321.54	1434.49	
Sem LT 05L6	1232.84	1240.94	1243.75	1235.03	1045.48	1204.88	1390.01	1399.84	

Fonte: Próprio autor.

Tabela 19 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05L6 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D1

Configuração SE	Vão da LT 05L6						Vão de interligação de barra do disjuntor 15D1				
	PR 75L6	TPC 85L6	Chave 35L6-8	Chave 35L6-4	Disjuntor 15L6	Chave 35L6-5	TC 95L6	Chave 35D2-1	Disjuntor 15D1	Chave 35D1-1	TC 95D1
Completa	1044.09	1185.25	1148.33	1201.98	1197.27	1181.92	1197.27	1157.51	1153.20	1144.43	1149.04
Sem ATR 05T2	1014.00	1099.94	1123.70	1370.24	1344.24	1302.37	1315.34	1286.35	1291.15	1295.71	1295.70
Sem Barra 05B1	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	0.00	0.00	0.00
Sem LT 05L6	449.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1204.47	1212.96	1210.16	1205.60

Fonte: Próprio autor.

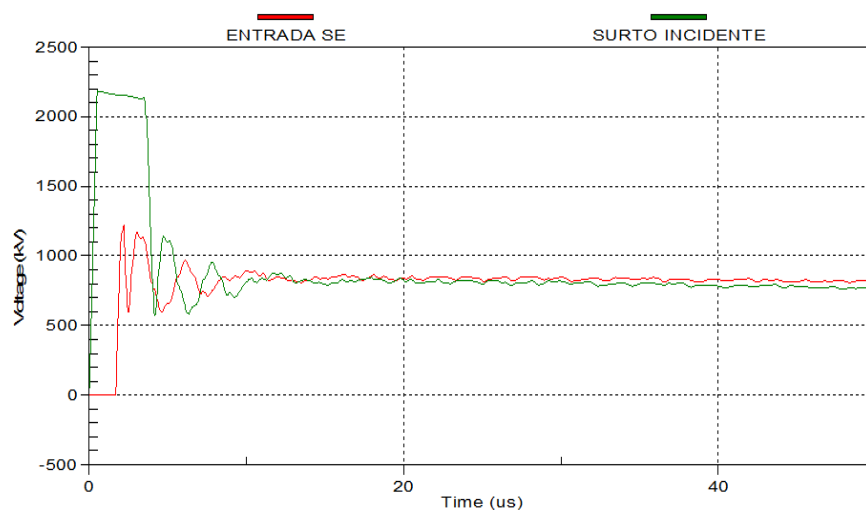
Tabela 20 – MFT: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T1, barra 05B1 e vão do reator 05E1

Configuração SE	Vão do ATR 05T1				Barra 05B1				Vão do reator 05E2				
	Chave 35T1-5	Disjuntor 15T1	Chave 35T1-4	TC 95T1	PR 75T1	ATR 05T1	Barra 05B1	TPC 85B1	Chave 35E2-8	Disjuntor 15E2	TC 95E2	PR 75E2	Reator 05E2
Completa	1139.64	1142.04	1141.16	1141.87	972.73	1042.75	1189.48	1156.66	1250.88	1258.93	1262.46	1254.35	1391.70
Sem ATR 05T2	1316.28	1355.82	1385.85	1334.38	1029.07	1159.18	1531.37	1549.93	1290.63	1283.01	1296.74	1270.66	1409.41
Sem Barra 05B1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1265.03	1267.63	1274.07	1255.18	1391.70
Sem LT 05L6	1204.47	1212.96	1210.16	1205.60	1072.14	1237.21	1249.52	1225.07	1250.89	1258.93	1262.47	1254.35	1391.70

Fonte: Próprio autor.

Pelos resultados da Tabela 17, pode-se verificar que a sobretensão na entrada da subestação é praticamente independente da sua configuração, com valor da ordem de 1582 kV. Esta sobretensão representa, aproximadamente, 73% do surto incidente na linha a 500 m da subestação. Na Figura 35 estão ilustradas a sobretensão máxima na entrada da SE Camaçari IV 500 kV e o surto incidente na LT, distante 500 m da SE.

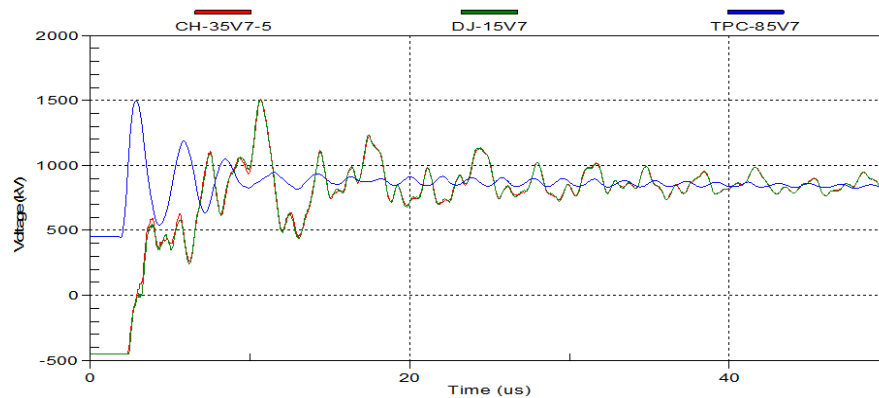
Figura 35 – MFT: Surto incidente na LT (verde) e sobretensão máxima na entrada da subestação Camaçari IV 500 kV (vermelho)



Fonte: Próprio autor.

Com relação aos equipamentos localizados no vão da LT 05V7 (LT Jardim – Camaçari IV), verifica-se que sobretensões elevadas e acima da máxima admissível solicitam os equipamentos, especialmente na condição em que o ATR 05T2 se encontra fora de operação. Esta configuração foi a que resultou nas maiores sobretensões nos equipamentos deste vão, bem próximos do valor de 1550 kV. Algumas destas sobretensões estão ilustradas na Figura 36.

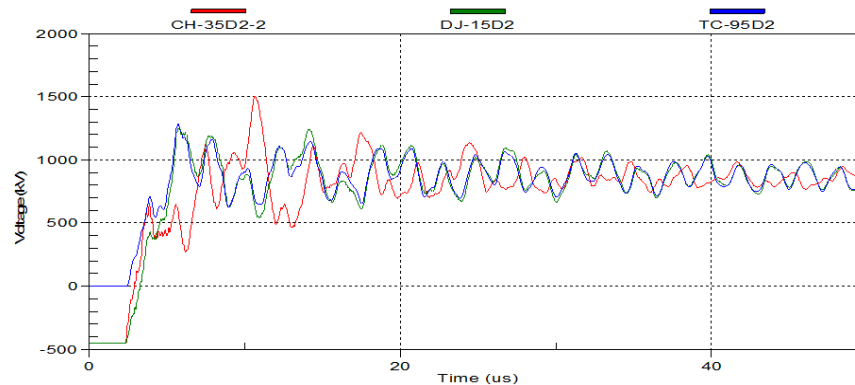
Figura 36 – MFT: Sobretensões máximas no TPC 85V7 (azul), no disjuntor 15V7 (verde) e na chave 35V7-5 (vermelho) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

Ainda na Tabela 17 estão indicadas as máximas sobretensões nos equipamentos do vão do disjuntor 15D2 de interligação de barras. Nela pode-se observar que as maiores sobretensões estão abaixo do limite de critério. A única exceção é o valor de 1504 kV nos terminais da chave 35D2-2. Algumas destas sobretensões estão ilustradas na Figura 37.

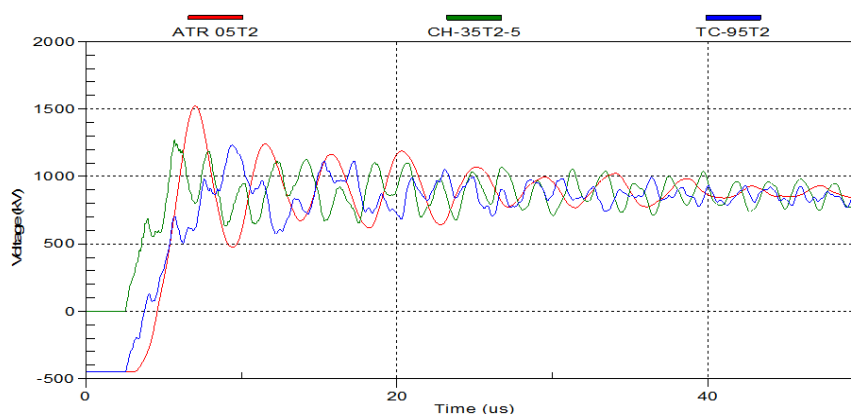
Figura 37 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35D2-2 (vermelho), no disjuntor 15D2 (verde) e no TC 95D2 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

Da mesma forma, no vão do ATR 05T2 apenas um valor de sobretensão é superior ao limite de 1395 kV, conforme se observa na Tabela 18. Tal valor é igual a 1523 kV, aproximadamente, e ocorre na configuração em que a barra 05B1 está fora de operação. Algumas destas sobretensões estão ilustradas na Figura 38.

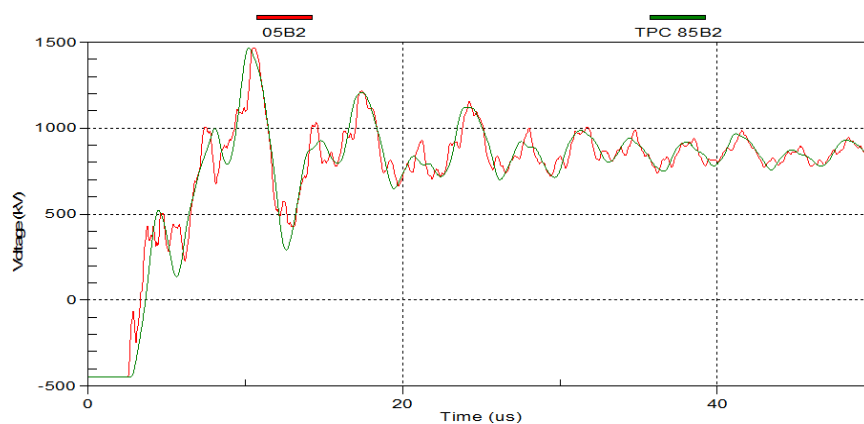
Figura 38 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35T2-5 (verde), no TC 95T2 (azul) e no ATR 05T2 (vermelho) - Sem a barra 05B1.



Fonte: Próprio autor.

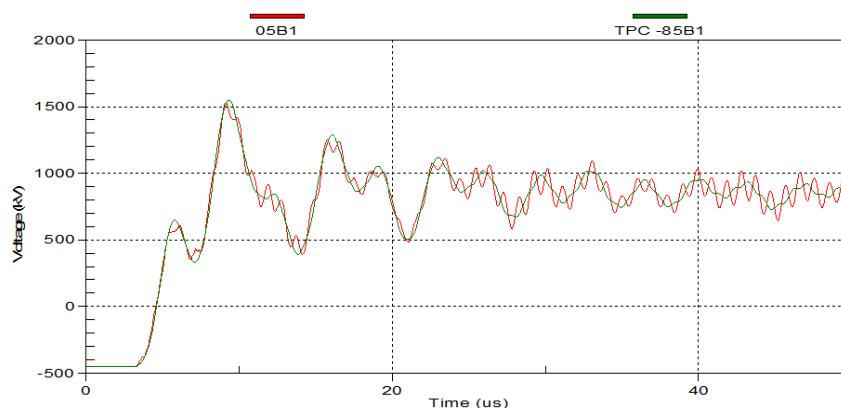
Nos barramentos 05B2 e 05B1, também foram registradas sobretensões acima do limite definido como critério, como se observa nas Tabelas 18 e 20, respectivamente. No caso das sobretensões na barra 05B2 e no TPC desta mesma barra, apenas na condição de operação com a SE completa seus valores ficaram abaixo do limite. No caso do barramento 05B1, as sobretensões acima do limite ocorreram na condição em que o ATR 05T2 se encontra fora de operação. As máximas sobretensões nestes barramentos, bem como nos TPC estão ilustradas nas Figuras 39 e 40.

Figura 39 – MFT: Sobretensões máximas na barra 05B2 (vermelho) e no TPC 85B2 (verde) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

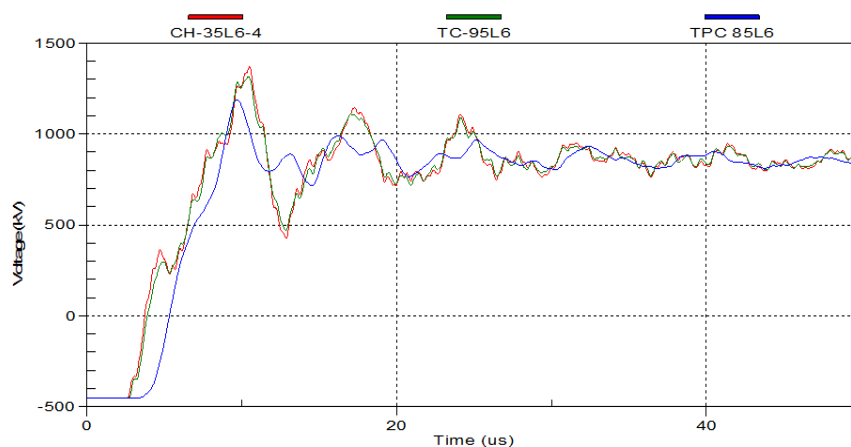
Figura 40 – MFT: Sobretensões máximas na barra 05B1 (vermelho) e no TPC 85B1 (verde) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

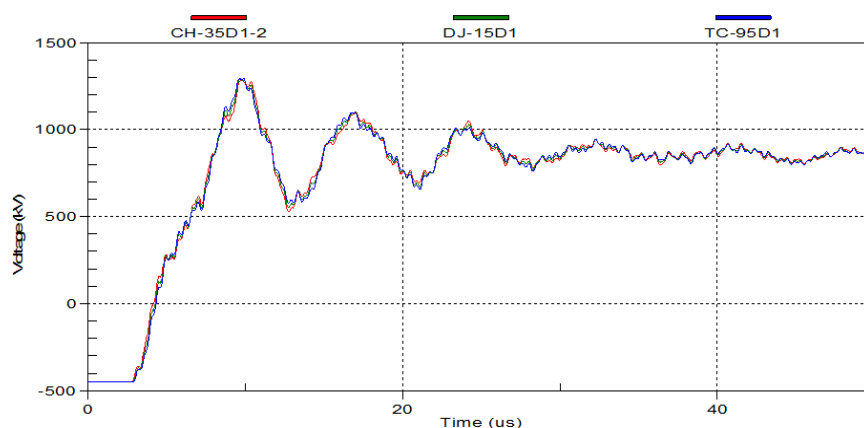
No caso dos equipamentos do vão da LT 05L6 (LT Camaçari II – Camaçari IV) não foram observadas sobretensões acima do limite de critério, conforme se verifica na Tabela 19. O mesmo se observa com relação aos equipamentos do vão do disjuntor central 15D1 (Tabela 19) e com aqueles do vão do ATR 05T1 (Tabela 20). Algumas destas sobretensões estão ilustradas nas Figuras 41 a 43.

Figura 41 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35L6-4 (vermelho), no TC 95L6 (verde) e no TPC 85L6 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

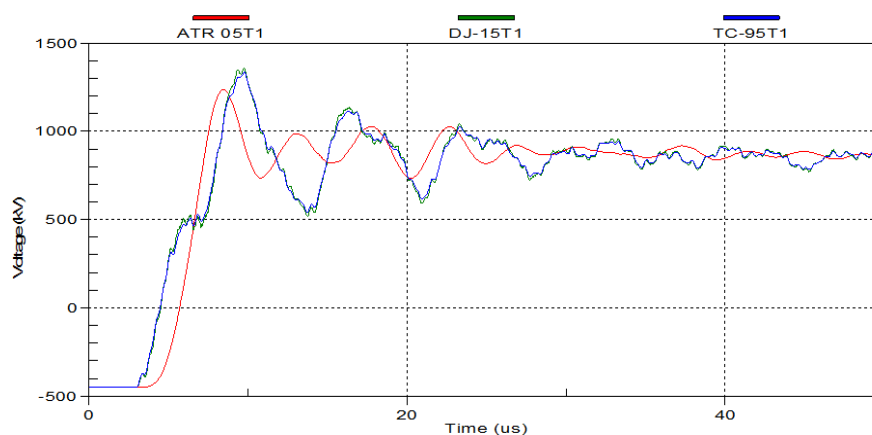
Figura 42 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35D1-2 (vermelho), no disjuntor 15D1 (verde) e no TC 95D1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

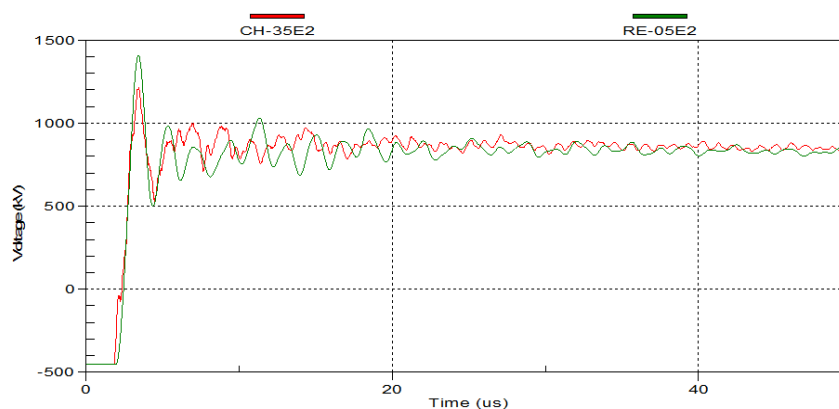
Por fim, para os equipamentos do vão do reator 05E2, verifica-se uma violação do valor de critério na condição de operação da SE Camaçari IV sem o ATR 05T2. Esta violação foi observada nos terminais do reator 05E2 cuja sobretensão tem valor de 1409 kV, aproximadamente, conforme Tabela 20. Algumas destas sobretensões estão ilustradas na Figura 44.

Figura 43 – MFT: Sobretensões máximas no ATR 05T1 (vermelho), no disjuntor 15T1 (verde) e no TC 95T1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 44 – MFT: Sobretensões máximas na chave 35E2 (vermelho) e no reator 05E2 (verde) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

Embora não apresentado nos resultados das Tabelas 17 a 20, o efeito da tensão de frequência industrial é significativo, com diferenças nos valores, em alguns casos, de até 400 kV.

Uma análise das Figuras 35 a 44 indicam que as sobretensões atmosféricas dentro da SE Camaçari IV são amortecidas rapidamente dentro da janela de 50 μ s. Além disso, podem ser observadas modificações nas frentes de onda devido às

capacitâncias dos componentes da subestação (equipamentos e suas conexões e barramentos).

As sobretensões também são amortecidas à medida que se deslocam internamente na SE Camaçari IV em direção aos autotransformadores. Isto pode ser constatado quando se compara os valores de pico das sobretensões da Figura 35 com aqueles observados nas Figuras 36 a 44. Este comportamento é independente do valor da sobretensão de frequência industrial no instante de aplicação do surto atmosférico.

Entretanto, o amortecimento e a atenuação das ondas de surto proporcionados não são suficientes para reduzir as máximas sobretensões a níveis aceitáveis, visto que, em muitos casos, valores de pico acima de 1395 kV foram encontrados.

5.6 Análise dos principais resultados da MFC

Os mesmos casos simulados para a MFT foram processados para a MFC e os principais resultados são resumidos nas Tabelas 21 a 24. De forma semelhante ao que ocorreu no caso da MFT, pode-se verificar na Tabela 21 que a sobretensão na entrada da subestação é praticamente independente da sua configuração, sendo o maior valor de pico da ordem de 1937 kV.

Com relação aos equipamentos localizados no vão da LT 05V7 (LT Jardim – Camaçari IV), verifica-se que as maiores sobretensões ocorreram nos terminais dos para-raios em todas as configurações simuladas da SE Camaçari IV 500 kV. O maior valor, da ordem de 1597 kV, é bastante inferior ao valor suportável por este equipamento (2715 kV).

Para os demais equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV, o caso base da MFC resultou em sobretensões inferiores à máxima permitida, de 1395 kV. Isto pode ser constatado observando-se as Tabelas 21 a 24. Assim, de acordo com estes resultados, não são necessárias medidas mitigadoras para reduzir as sobretensões nos equipamentos, podendo-se concluir que o projeto da subestação está adequado no que diz respeito à coordenação de isolamento para surtos atmosféricos incidentes numa das LT a ela conectada.

Tabela 21 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05V7 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D2

Configuração SE	Vão da LT 05V7						Vão de interligação de barra do disjuntor 15D2					
	Entrada SE	PR 75V7	TPC 85V7	Chave 35V7-8	Chave 35V7-4	Disjuntor 15V7	Chave 35V7-5	TC 95V7	Chave 35D2-2	Disjuntor 15D2	Chave 35D2-1	TC 95D2
Completa	1936.11	1595.70	934.21	1012.58	923.76	922.76	905.77	914.70	913.12	916.13	902.28	903.30
Sem ATR 05T2	1927.07	1590.60	1050.92	996.63	1130.32	1152.47	1122.03	1129.35	1159.67	0.00	0.00	0.00
Sem Barra 05B1	1935.40	1595.60	986.95	1002.87	1061.43	1056.25	1044.68	1046.06	1059.91	1079.93	1088.62	1103.18
Sem LT 05L6	1937.37	1597.10	1006.64	1006.64	1002.76	982.66	1002.76	972.33	944.21	940.82	903.62	919.02

Fonte: Próprio autor.

Tabela 22 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T2 e na barra 05B2

Configuração SE	Vão do ATR 05T2				Barra 05B2			
	Chave 35T2-5	Disjuntor 15T2	Chave 35T2-4	TC 95T2	PR 75T2	ATR 05T2	Barra 05B2	TPC 85B2
Completa	898.04	914.28	913.57	904.16	861.12	880.17	939.61	867.07
Sem ATR 05T2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1135.97	1072.13
Sem Barra 05B1	1107.68	0.00	0.00	0.00	1002.46	1128.97	1166.81	1153.22
Sem LT 05L6	920.56	942.63	945.78	935.92	860.62	856.79	1028.46	968.71

Fonte: Próprio autor.

Tabela 23 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão da LT 05L6 e vão de interligação de barra do disjuntor 15D1

Configuração SE	Vão da LT 05L6					Vão de interligação de barra do disjuntor 15D1					
	PR 75L6	TPC 85L6	Chave 35L6-8	Chave 35L6-4	Disjuntor 15L6	Chave 35L6-5	TC 95L6	Chave 35D2-1	Disjuntor 15D1	Chave 35D1-1	TC 95D1
Completa	899.86	906.66	926.56	874.60	868.38	857.24	864.54	859.3	855.08	844.18	846.98
Sem ATR 05T2	877.29	885.07	892.96	975.89	958.44	910.70	926.10	905.38	890.16	905.38	898.17
Sem Barra 05B1	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	449.16	0.00	0.00	0.00
Sem LT 05L6	449.16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	449.16	0.00	0.00	0.00

Fonte: Próprio autor.

Tabela 24 – MFC: Sobretensões máximas, em kV, nos equipamentos da SE CMQ, vão do ATR 05T1, barra 05B1 e vão do reator 05E1

Configuração SE	Vão do ATR 05T1					Barra 05B1			Vão do reator 05E2				
	Chave 35T1-5	Disjuntor 15T1	Chave 35T1-4	TC 95T1	PR 75T1	ATR 05T1	Barra 05B1	TPC 85B1	Chave 35E2-8	Disjuntor 15E2	TC 95E2	PR 75E2	Reator 05E2
Completa	849.71	864.39	873.03	846.87	844.38	853.13	933.44	858.38	1048.68	1038.20	1025.82	1008.98	1081.55
Sem ATR 05T2	944.12	1017.01	1039.70	971.04	877.29	826.58	1081.80	1088.64	1047.71	1003.47	1031.96	1011.89	1109.42
Sem Barra 05B1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1059.50	1029.91	1028.96	1009.77	1078.41
Sem LT 05L6	885.39	904.74	889.22	896.79	866.14	866.82	947.42	840.86	1041.96	1033.48	1019.18	1005.51	1078.91

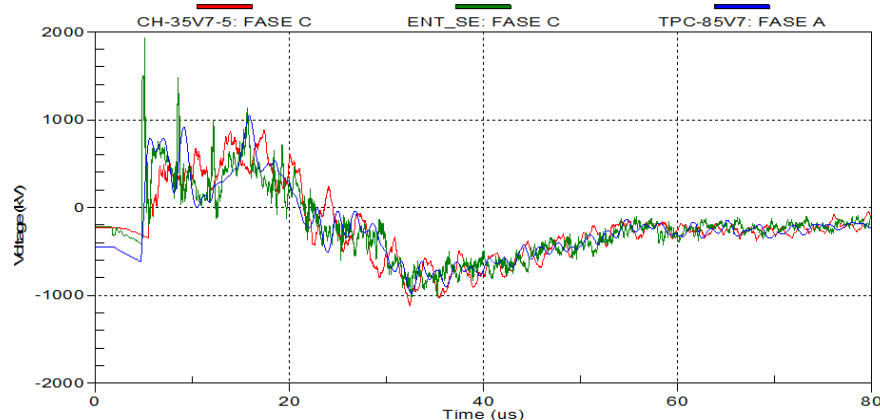
Fonte: Próprio autor.

Nos oscilogramas das Figuras 45 a 53 são ilustradas algumas das máximas sobretensões verificadas nas simulações numa janela de observação de até $80 \mu\text{s}$.

Assim como verificado nos casos em que o surto foi modelado por uma fonte de tensão, as sobretensões resultantes da modelagem por fonte de corrente são rapidamente amortecidas ao longo do tempo e ao se deslocarem dentro da subestação. Para o caso base simulado, considerando-se os três valores da tensão de 60 Hz (zero, máximo positivo e máximo negativo), não houve diferenças significativas nos resultados obtidos.

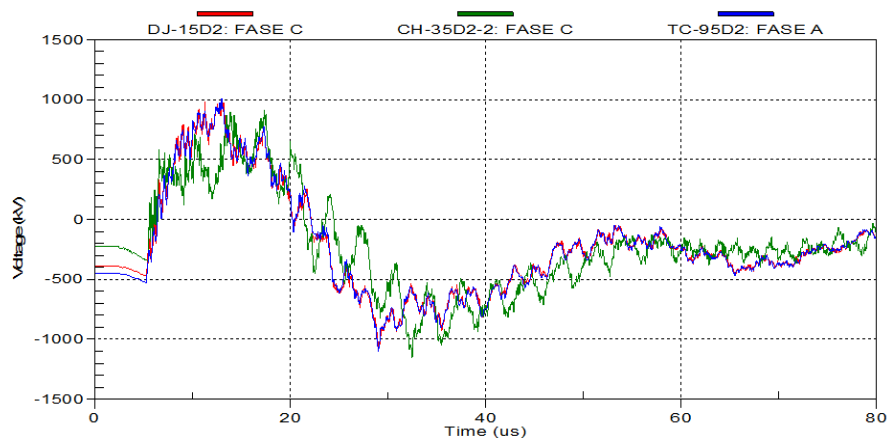
Conclui-se, portanto, que ambas as modelagens resultaram em níveis de sobretensão muito diferentes, conduzindo a conclusões distintas quando se analisa individualmente os resultados para cada abordagem. No próximo item, tais diferenças são analisadas com mais detalhes.

Figura 45 – MFC: Sobretensões máximas na entrada da SE (verde), no TPC 85V7 (azul) e na chave 35V7-5 (vermelho) - Contingência do ATR 05T2.



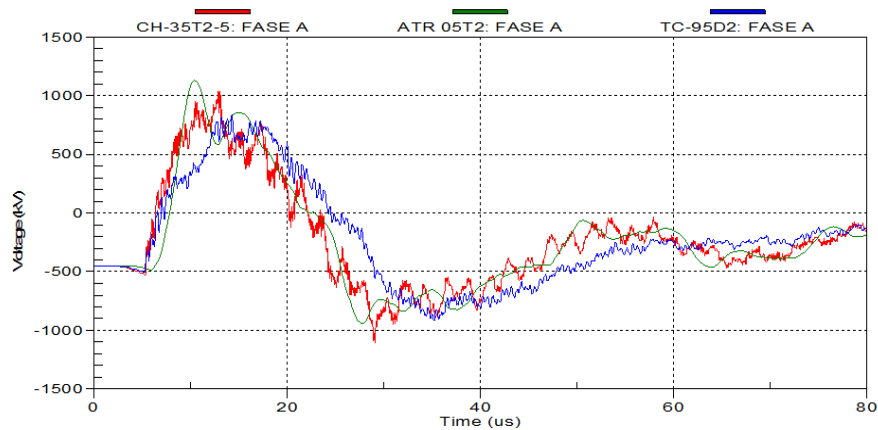
Fonte: Próprio autor.

Figura 46 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35D2-2 (verde), no disjuntor 15D2 (vermelho) e no TC 95D2 (azul) - Sem a barra 05B1.



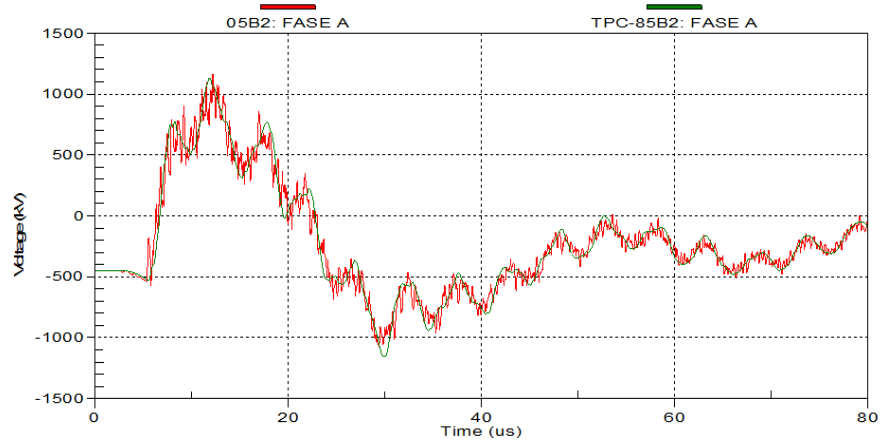
Fonte: Próprio autor.

Figura 47 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35T2-5 (vermelho), no TC 95T2 (azul) e no ATR 05T2 (verde) - Contingência da LT 05L6.



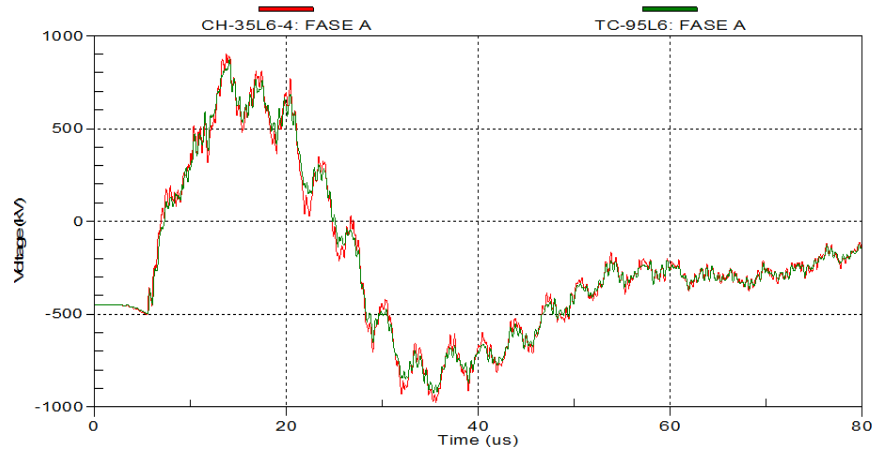
Fonte: Próprio autor.

Figura 48 – MFC: Sobretensões máximas na barra 05B2 (vermelho) e no TPC 85B2 (verde) - Sem a barra 05B1.



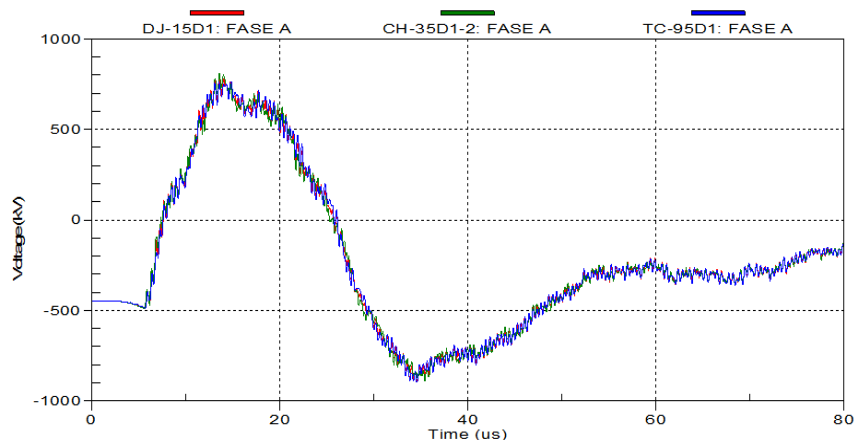
Fonte: Próprio autor.

Figura 49 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35L6-4 (vermelho), no TC 95L6 (verde) e no TPC 85L6 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



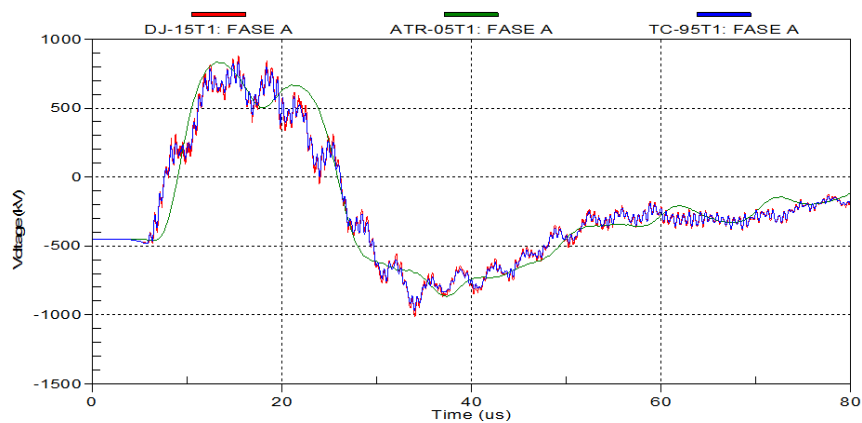
Fonte: Próprio autor.

Figura 50 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35D1-2 (verde), no disjuntor 15D1 (vermelho) e no TC 95D1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



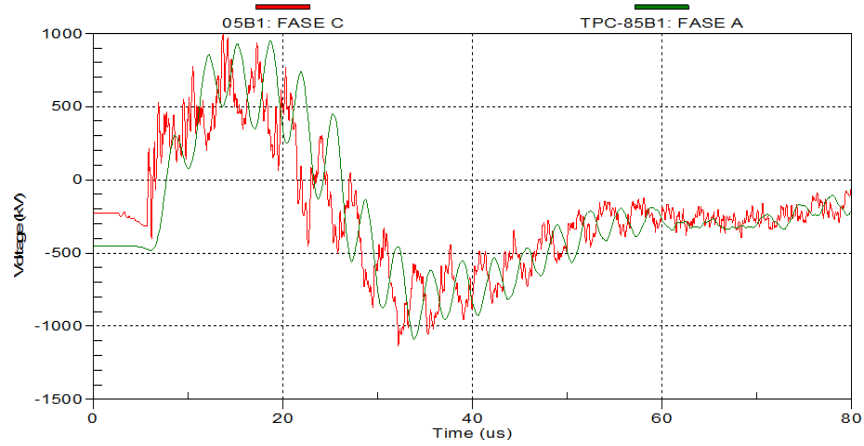
Fonte: Próprio autor.

Figura 51 – MFC: Sobretensões máximas no ATR 05T1 (verde), no disjuntor 15T1 (vermelho) e no TC 95T1 (azul) - Contingência do ATR 05T2.



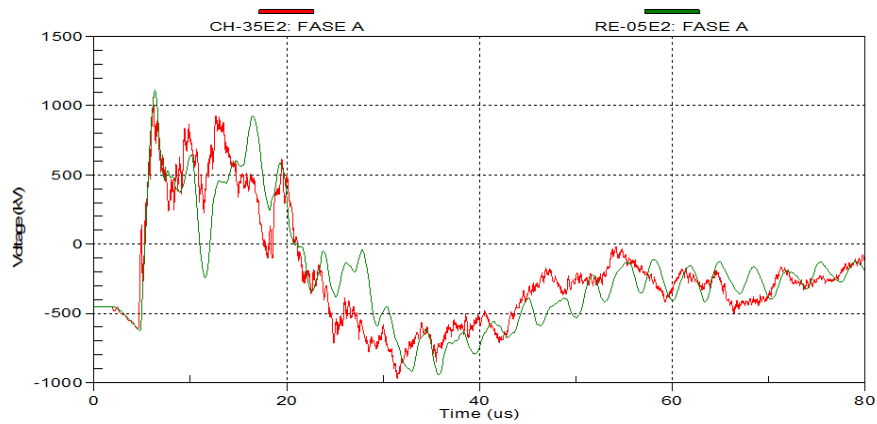
Fonte: Próprio autor.

Figura 52 – MFC: Sobretensões máximas na barra 05B1 (vermelho) e no TPC 85B1 (verde) - Contingência do ATR 05T2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 53 – MFC: Sobretensões máximas na chave 35E2 (vermelho) e no reator 05E2 (verde) - Sem a barra 05B1.



Fonte: Próprio autor.

5.7 Análise comparativa dos resultados

Conforme já mencionado, os níveis de sobretensão atmosférica obtidos nas simulações diferem de forma considerável quando se compara ambas as metodologias de modelagem do surto atmosférico. Não somente os valores máximos verificados são bastante diferentes, mas também as formas de onda resultantes possuem aspectos diferentes, relacionadas, evidentemente, com as características dos modelos adotados nas simulações.

Na MFT, conforme já mencionado, somente a fase que recebe a descarga foi representada, sendo os demais condutores desprezados. A forma de onda da fonte de tensão considerada nesta metodologia tem seus parâmetros definidos de forma a aproximá-la de uma onda de surto proveniente de uma condição de *backflashover* na cadeia de isoladores da fase atingida. As formas de onda das tensões observadas no interior da subestação são similares à da onda incidente, sendo amortecidas e atenuadas com o passar do tempo. Assim, uma análise da forma de onda do surto incidente na SE esclarece detalhes importantes sobre os resultados obtidos para cada modelagem.

Assim, para a MFT, com a representação monofásica dos seus elementos, as formas de onda registradas no ponto de incidência na LT e na entrada da SE podem ser visualizadas na Figura 54.

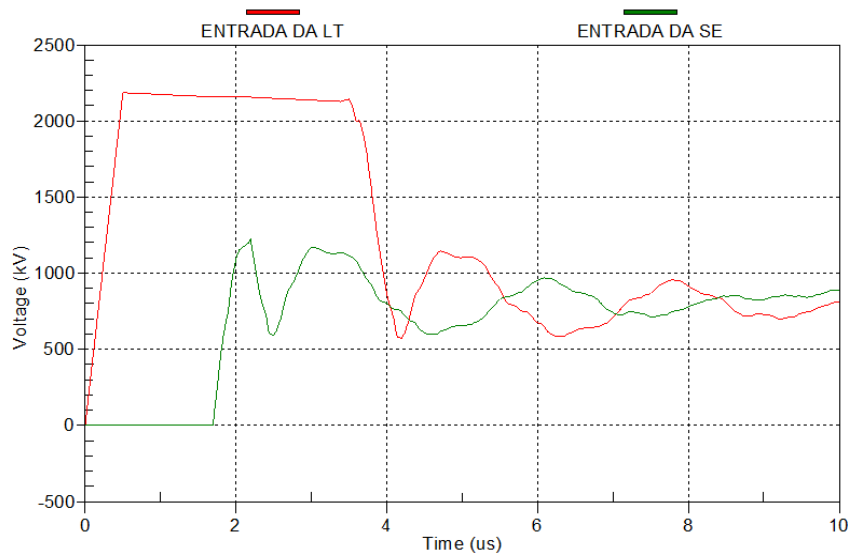
Verifica-se uma redução de aproximadamente 44% no valor de crista da sobretensão incidente na subestação em relação àquela que incide na linha a 500 m de distância.

Para um surto atmosférico modelado como fonte de tensão tipo dupla rampa, pode-se observar da Figura 54 que o surto de tensão incidente na LT (curva vermelha) tem formato de onda similar ao surto de tensão atmosférico aplicado e atinge o valor de crista de 2130 kV em 0,5 μ s, decrescendo a partir deste instante quando, após 3,5 μ s, aproximadamente, é reduzido de maneira mais acentuada em função da chegada da primeira onda refletida com polaridade negativa.

A frente de onda de 4260 kV/ μ s se propaga ao longo da LT e, após 1,70 μ s, aproximadamente, chega à entrada da SE, indicada pela curva verde na Figura 54.

A taxa de crescimento inicial desta tensão é proporcional à da onda incidente e, por isso, ela se eleva de forma bastante rápida e continua aumentando até que a primeira onda refletida com polaridade negativa retorne à entrada da subestação.

Figura 54 – MFT: Sobretensões máximas, até $10 \mu\text{s}$, na entrada da LT (vermelho) e na entrada da SE (verde).



Fonte: Próprio autor.

À medida em que se desloca para o interior da SE, a frente de onda é reduzida devido às capacitâncias dos equipamentos. Entretanto, os valores máximos verificados ainda são elevados, o que indica que os níveis de amortecimento proporcionados pelas resistências de sequência positiva dos cabos não compensam as elevadas taxas de crescimento das tensões. De fato, como os comprimentos dos cabos condutores são pequenos, da ordem de dezenas de metros, a influência das resistências na redução das sobretensões é quase desprezível.

Somado a estes fenômenos está a atuação dos supressores de surto, que agem no sentido de reduzir as sobretensões. Entretanto, estes não atuam de forma instantânea, levando um certo tempo para se fazerem presentes (HILEMAN, 1999; HEDMAN, 1978). Neste caso, quanto maior a taxa de crescimento da tensão incidente na subestação, maiores serão as diferenças entre as tensões nos supressores de surto e aquelas observadas em outros pontos da subestação devido às diversas

reflexões do surto (CRONIN; COLCLASER; LEHMAN, 1978), dificultando, desta forma, a redução das sobretensões pelos para-raios.

De forma a evidenciar os efeitos de distorção e atenuação das ondas, são apresentadas na Figura 55 as tensões em alguns pontos da SE Camaçari IV em que podem ser observadas suas diferentes taxas de crescimento.

O ponto de medição mais próximo do surto atmosférico é nos terminais do TPC 85V7, enquanto que o mais distante se situa nos terminais do autotransformador 05T1. Claramente, percebe-se a diferença entre as taxas de crescimento destas tensões, sendo maior para o TPC 85V7 e menor para o ATR 05T1. Verifica-se também que, para este conjunto de pontos indicados na Figura 55, os maiores valores são obtidos nos terminais da chave 35V7-5 e no disjuntor correspondente, 15V7, pertencentes à entrada da LT 05V7, Jardim – Camaçari IV, na qual o surto foi injetado.

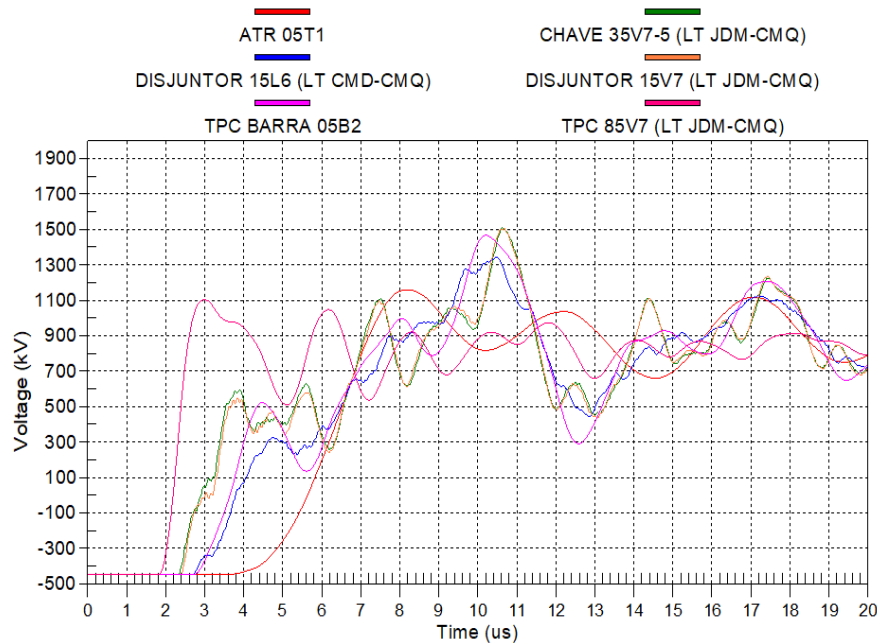
Por outro lado, quando se modela a descarga atmosférica por meio de uma fonte de corrente, e, conseqüentemente, são representados com mais detalhes os elementos da LT que recebe a descarga, como os cabos fase e para-raios, torres, aterramento de pé de torre e suportabilidade da cadeia de isoladores, o fenômeno do *backflashover* pode ser melhor representado, resultando em um surto de tensão incidente com uma forma de onda mais próxima daquela reportada na literatura, como se observa em Hileman (1999) e (ERIKSSON; WECK, 1988).

Quando a corrente de descarga atinge o topo da torre, o potencial neste ponto cresce seguindo a forma de onda desta corrente. Após o retorno das ondas refletidas na base da torre, devido à impedância do seu aterramento, há uma redução no valor desta tensão, porém, ela continua crescente. Ao mesmo tempo, há uma tensão induzida nas fases da torre atingida pela descarga cujas tensões também se elevam. Estas tensões induzidas são, evidentemente, inferiores àquela observada no topo da torre, visto que elas são proporcionais ao fator de acoplamento, k_c , da ordem de 0,3 para circuitos horizontais (HILEMAN, 1999).

A estas tensões, devem ser somados os valores instantâneos das tensões de frequência industrial no momento da ocorrência da descarga atmosférica. A tensão resultante sobre as cadeias de isoladores será a diferença entre aquela no

topo da torre e aquelas observadas em cada fase da linha. Ressalta-se que seus valores independem da configuração da subestação no instante em que a descarga atmosférica atinge a torre.

Figura 55 – MFT: Sobretensões máximas, até $20 \mu\text{s}$, em pontos distintos da SE Camaçari IV 500 kV.



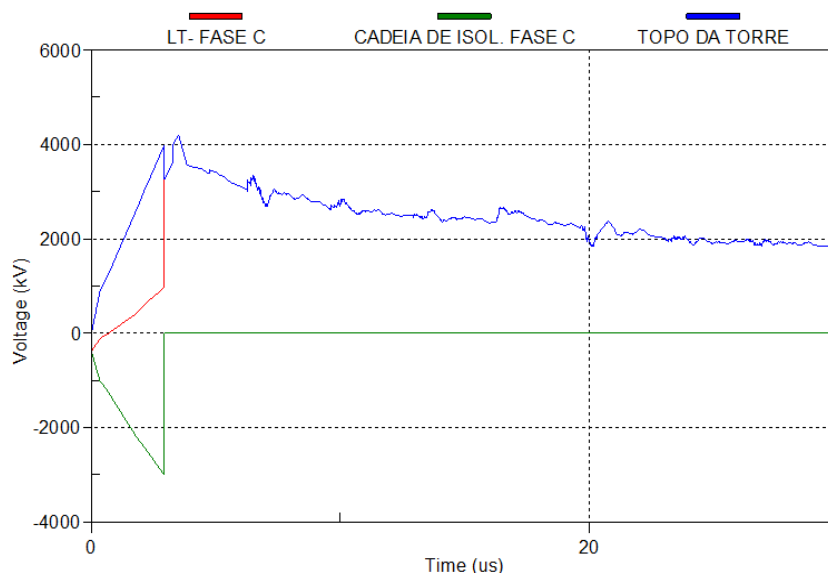
Fonte: Próprio autor.

Para o caso em estudo, na condição em que a tensão de 60 Hz tem valor zero no instante em que a torre é atingida pela corrente de descarga, observa-se a ocorrência de um *backflashover* na cadeia de isoladores da fase C e na Figura 56 são ilustradas as sobretensões nesta fase, no topo da torre e na cadeia de isoladores registradas na simulação.

Verifica-se que, no instante de ocorrência do *backflashover*, a tensão no topo da torre (curva azul) cai abruptamente, enquanto que a tensão na fase C (curva vermelha) se eleva também de forma abrupta, ambas tendendo para o mesmo valor, quando ocorre a disrupção na cadeia de isoladores (curva verde). A tensão final para a qual tendem estas duas primeiras tensões é a que irá se propagar ao longo do condutor da fase C em direção à subestação. Na entrada da subestação ela será

reduzida, conforme pode ser observado na Figura 57.

Figura 56 – MFC: Sobretensões na fase C da LT, no topo da torre e na cadeia de isoladores.

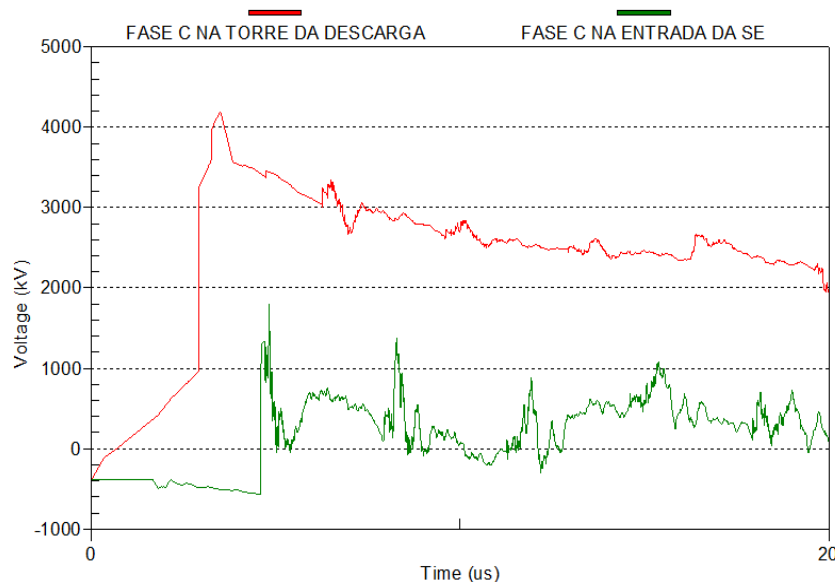


Fonte: Próprio autor.

Analisando os valores de pico de ambas as tensões na fase C, antes e depois de incidir na SE Camaçari IV 500 kV, conclui-se que há uma redução de aproximadamente 57% no seu valor.

Os menores valores de sobretensões verificados no caso base da MFC em relação àqueles obtidos pela MFT se devem aos seguintes aspectos considerados na MFC: taxa de crescimento da corrente de descarga, representação das torres da LT atingida pela descarga e modelagem da impedância de aterramento das torres e do pórtico de entrada da SE. Estes aspectos são comentados em mais detalhes nos itens a seguir.

Figura 57 – MFC: Sobretensões na fase C da LT, no ponto de incidência da descarga e na entrada da SE Camaçari IV 500 kV.



Fonte: Próprio autor.

5.7.1 Taxa de crescimento da corrente de descarga

Conforme apresentado no Capítulo 2, a sobretensão no ponto de incidência da descarga atmosférica depende da taxa de crescimento da corrente de retorno. Assim, quanto mais rapidamente a corrente atinge seu valor de crista, maior é a tensão resultante no ponto de impacto. A expressão (2.14) é repetida aqui para auxiliar a análise:

$$V_{TT} = \left(R_e + \alpha_T Z_T \frac{T_T}{t_f} \right) I. \quad (5.1)$$

As variáveis em (5.1) foram definidas no Capítulo 2. Pode ser observado que, quanto menor o tempo de frente da corrente de descarga, maior será o valor de pico da sobretensão no topo da torre. Inversamente, maiores valores de t_f resultam em tensões reduzidas no topo da torre.

O caso base da MFC considerou um valor de t_f de $3,5 \mu\text{s}$, associado à amplitude da corrente de descarga de 150 kA, conforme expressão (4.1) do Capítulo

4. Assim, nos instantes iniciais, a sobretensão no topo da torre cresce na mesma razão que a da corrente, tendo sua taxa de crescimento modificada quando do retorno da primeira onda refletida na base da torre e nas torres adjacentes. Neste último caso, as ondas refletidas levam um tempo aproximado de $3,3 \mu\text{s}$ para retornarem à torre atingida pela descarga, contribuindo para a redução da tensão no seu topo antes desta atingir seu pico em $3,5 \mu\text{s}$, aproximadamente. Estes fatores combinados reduzem a sobretensão na cadeia de isoladores e, conseqüentemente, a sobretensão incidente na subestação. Ressalta-se que o tempo de frente adotado para a fonte de tensão da MFT é de $0,5 \mu\text{s}$, 7 vezes inferior ao valor adotado na fonte de corrente da MFC.

5.7.2 Representação das torres da LT atingida pela descarga

As torres da linha de transmissão atingida pela descarga representam conexões à terra e por isso, são elementos que dissipam parte do surto que se propaga nos cabos para-raios, ajudando a reduzir os níveis de sobretensão na linha e, conseqüentemente, na subestação. Sem a ocorrência de um *backflashover* na cadeia de isoladores, a tensão induzida em cada cabo condutor, na torre atingida pela descarga, será igual a tensão no cabo para-raios multiplicada pelo fator de acoplamento, k_c , de cada fase. À medida em que o surto se propaga em direção à subestação, ele é reduzido devido às torres, acontecendo o mesmo com as tensões induzidas nos cabos condutores. No limite, quando a tensão no cabo para-raios tende a zero, as tensões induzidas também serão iguais a zero (OZAWA et al., 1985).

Quando ocorre a descarga na cadeia de isoladores (*backflashover*), uma onda de tensão se propaga no cabo para-raios e outra no condutor fase na qual houve a descarga disruptiva. Da mesma forma, à medida em que se propaga em direção à SE, a onda de tensão no cabo para-raios é reduzida, assim como a tensão no condutor fase. No limite, quando a tensão no cabo para-raios for igual a zero, a tensão induzida no cabo condutor será igual a tensão do condutor na torre atingida pela descarga multiplicada por $(1 - k_c)$ (OZAWA et al., 1985). Assim, em ambos os eventos, ou seja, com ou sem descarga na cadeia de isoladores, há a redução do surto incidente na subestação devido aos acoplamentos entre os cabos condutores e

os cabos de blindagem.

Os efeitos supracitados não são observados nas simulações quando se considera a MFT, pois nela não são representados os cabos para-raios e nem as torres. Desta forma, deixam de existir os efeitos benéficos destes elementos da LT.

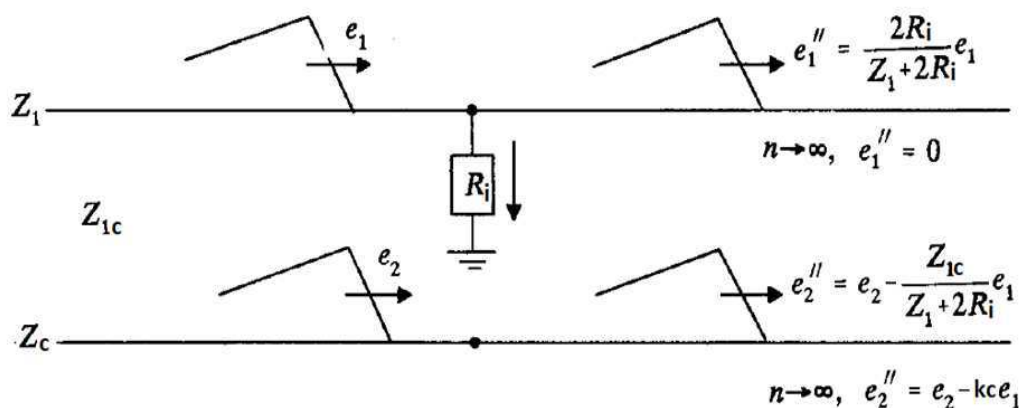
5.7.3 Efeito da impedância de aterramento das torres e do pórtico de entrada da SE

Na MFC, a impedância de aterramento das torres é representada. A onda de tensão produzida no topo da torre se propaga até à sua base, quando, neste ponto, uma onda refletida é produzida e retorna ao topo da torre, onde, novamente, uma onda refletida será produzida e se propagará em direção ao aterramento da torre.

Ocorre que, após um tempo bastante curto, este processo cessa e apenas a impedância de aterramento passa a influenciar o valor do surto de tensão no topo da torre (HILEMAN, 1999; CHOWDHURY, 2004). Assim, quanto menor for o valor desta impedância, maior será a taxa de redução da tensão no topo da torre ao longo do tempo. Para o caso em análise, o aterramento de cada torre foi modelado por um circuito RL (modelo de cabo contrapeso) e o do pórtico da subestação foi representado por uma resistência linear de valor igual a $0,5 \Omega$, muito inferior ao valor da resistência de 60 Hz considerado para o aterramento das torres, da ordem de 35Ω .

Os efeitos comentados acima podem ser visualizados, de forma simplificada, na Figura 58 em que se supõem amortecidas as ondas trafegando na torre cuja resistência de aterramento é R_i .

Figura 58 – MFC: Redução do surto incidente devido ao pórtico de entrada da SE Camaçari IV 500 kV.



Fonte: Adaptada de Hileman (1999).

Na Figura 58, o condutor que representa o cabo para-raios tem impedância de surto Z_1 e o condutor fase, Z_c . A impedância de surto mútua entre eles é Z_{1c} . A tensão que representa a descarga no cabo para-raios é dada por e_1 e aquela induzida no condutor, e_2 . As tensões e_1'' e e_2'' são suas respectivas ondas transmitidas ao próximo vão após incidir na torre.

Como se observa, a tensão transmitida e_1'' será uma fração da tensão incidente, e_1 , e a tensão induzida no condutor fase será modificada após a passagem de e_1 por uma torre, sendo reduzida de um fator que depende da impedância mútua entre os condutores e do valor da resistência de aterramento. Este fato ilustra bem a necessidade de se projetar uma LT com baixos valores de resistência de pé de torre.

Conforme já comentado, os efeitos da torre e do seu aterramento não são levados em conta na MFT, fazendo com que as ondas de tensão levem mais tempo para serem reduzidas pelos efeitos das reflexões nos pontos de descontinuidade da SE.

Em resumo: os fenômenos descritos em 5.7.2 e em 5.7.3, somados àquele comentado em 5.7.1, são os principais responsáveis pela grande diferença entre os

valores das sobretensões no interior da subestação Camaçari IV 500 kV quando se considera a MFC em relação à MFT.

5.8 Impacto dos resultados da MFT e da MFC na coordenação de isolamento da SE Camaçari IV 500 kV

Como os resultados das metodologias foram bastante diferentes, os seus impactos na coordenação de isolamento da subestação são discrepantes e comentários a esse respeito se tornam necessários.

A MFT resultou em níveis de sobretensão elevados nos terminais dos equipamentos da SE Camaçari IV 500 kV, com alguns deles superiores ao valor especificado da TSNIA para os equipamentos. Para mitigar este problema, algumas soluções são apresentadas. A primeira delas considera o aumento do nível de isolamento dos equipamentos. Entretanto, ela é acompanhada por uma elevação do custo de aquisição dos mesmos e por isso, foi descartada.

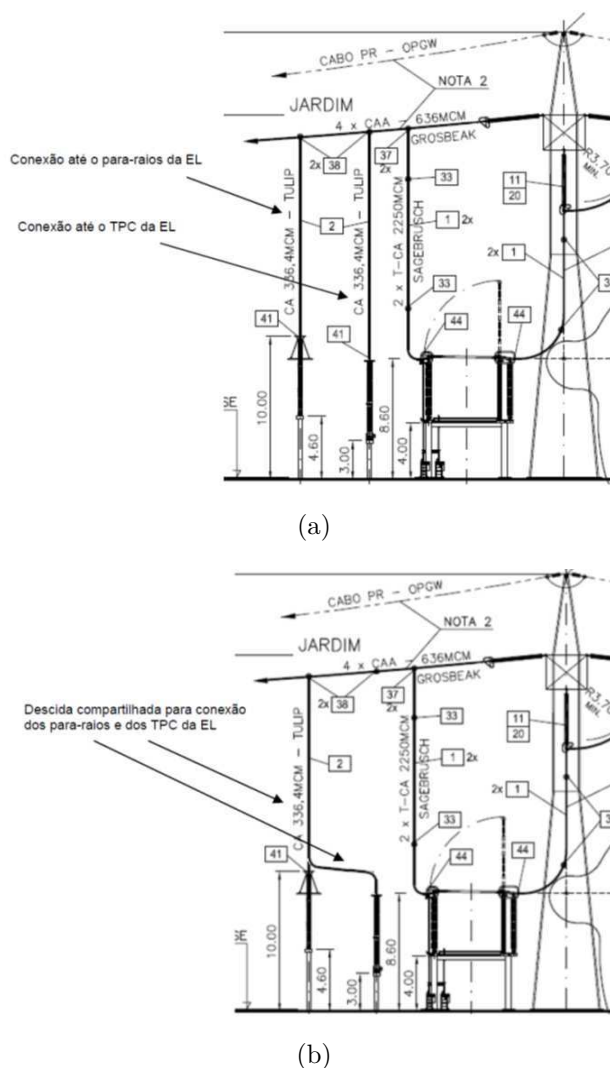
A instalação de para-raios adicionais no barramento da subestação, por exemplo, reduz os níveis de sobretensão a valores aceitáveis, dentro da margem de segurança definida. Entretanto, a CHESF abandonou esta prática em função do risco de falhas destes para-raios, que poderiam provocar curtos-circuitos na barra da SE, tirando-a de operação e, como consequência, haveria o pagamento de multas pela indisponibilidade da instalação e de seus componentes.

A modificação no *layout* da subestação se mostrou bastante viável e de baixo custo e por isso foi a solução proposta na época em que o estudo foi realizado. Os resultados, conclusões e recomendações destas análises estão apresentados em CHESF (2012). A solução vislumbrada foi a remoção do condutor vertical de conexão do TPC, passando este a ser ligado ao para-raios de entrada da linha por meio de um condutor horizontal de menor comprimento, conforme ilustrado na Figura 59.

Na Figura 59a é apresentada a conexão do supressor de surto e do TPC à entrada da linha Jardim – Camaçari IV 500 kV. Pode ser observado que há um condutor de descida para cada um deles. Na Figura 59b, a conexão vertical associada

ao TPC foi substituída por um condutor horizontal de menor comprimento. Essa modificação reduziu a distância elétrica entre o TPC e o para-raios, diminuindo as sobretensões de acordo com as simulações realizadas. Isso porque cada conexão desta atua como uma linha de transmissão para fenômenos de alta frequência, como é o caso de surtos atmosféricos, e seus efeitos de propagação de ondas influenciam os níveis de sobretensão observados.

Figura 59 – Solução proposta para redução das sobretensões atmosféricas na SE Camaçari IV 500 kV usando a MFT: (a) projeto original; (b) projeto modificado.



Fonte: CHESF (2012).

Por outro lado, os resultados obtidos para o caso de referência da MFC indicaram que as máximas sobretensões foram todas inferiores aos níveis de isolamento dos equipamentos considerando-se suas respectivas margens de proteção. Assim, de acordo com esses resultados, o projeto original da subestação está adequado, bem como os níveis de isolamento definidos para os equipamentos.

Como já mencionado, a MFC utilizada no estudo da SE Camaçari IV 500 kV levou em conta fenômenos importantes que atuam na redução dos níveis de sobretensão, especialmente a redução da tensão sobre as cadeias de isoladores da linha atingida pela descarga, face aos acoplamentos existentes entre os cabos para-raios e os condutores das fases, e as reduções dos surtos nos cabos para-raios devido às reflexões de ondas proporcionadas pelas torres, representadas pelas suas impedâncias de surto e dos seus aterramentos. Assim, esta modelagem, que é recomendada pela literatura técnica sobre o assunto e que, em relação à MFT, melhor representa os fenômenos relacionados às descargas atmosféricas incidentes em linhas de transmissão, deve ser preferencialmente utilizada. É importante ressaltar, porém, a necessidade do conhecimento, por parte do analista, do fenômeno analisado e dos diversos modelos propostos para cada elemento representado.

Ressalta-se que as conclusões aqui obtidas vão ao encontro dos resultados obtidos em trabalhos com propostas similares, como em (OZAWA et al., 1985; NAGAOKA; AMETANI, 1986). É importante frisar que as conclusões são válidas para a SE Camaçari IV 500 kV e outras subestações com diferentes níveis de tensão e configurações devem ser investigadas. Entretanto, pelos motivos já expostos, espera-se que a MFC resulte em níveis de sobretensão inferiores aos da MFT, independente da configuração da SE analisada.

Por fim, deve ser salientado que, caso as máximas sobretensões obtidas na MFC fossem superiores aos níveis de isolamento dos equipamentos, para a redução das sobretensões a níveis aceitáveis, além das soluções comentadas em função dos resultados obtidos na MFT, outras medidas mitigadoras poderiam ser propostas por meio de análises de sensibilidade, como as características das cadeias de isoladores (número de isoladores, passo dos discos, etc.) das torres mais próximas da subestação, bem como o projeto do aterramento das mesmas, a possibilidade de se instalar um terceiro cabo de blindagem nos primeiros vãos da linha atingida

pela descarga ou a instalação de para-raios nas torres mais próximas da SE ou no seu pórtico de entrada.

6 Análise de Sensibilidade

6.1 Objetivo

Neste capítulo são realizadas análises de sensibilidade com relação aos modelos da corrente de descarga atmosférica, suportabilidade da cadeia de isoladores, impedância de surto das torres e do seu aterramento. A ideia é fornecer subsídios quanto ao impacto da modelagem destes elementos nos valores das sobretensões verificadas no interior da subestação Camaçari IV 500 kV.

6.2 Considerações iniciais

No Capítulo 3, diversos modelos propostos na literatura foram apresentados para a modelagem dos componentes mais relevantes em estudos de transitórios eletromagnéticos de frente rápida, notadamente, estudos de incidência e propagação de surtos atmosféricos em linhas de transmissão e subestações. Tais modelos variam desde aqueles mais simples, como por exemplo, a resistência em 60 Hz representando o aterramento de uma torre de LT, até os mais complexos, com a necessidade do conhecimento de vários parâmetros para sua modelagem, tais como aqueles desenvolvidos para representar a suportabilidade da cadeia de isoladores baseados na física do processo de disrupção em ar, denominados de modelos do líder progressivo.

Uma análise de sensibilidade considerando todos os modelos propostos para os elementos mais relevantes no processo de formação do *backflashover* quando da ocorrência de uma descarga atmosférica numa torre de LT se torna impraticável, pois resulta num grande número de casos a serem simulados e que foge do escopo do trabalho desta dissertação. Assim, foram escolhidos alguns modelos a serem analisados, além daqueles considerados no caso base, para os seguintes elementos: forma de onda da corrente de descarga, suportabilidade da cadeia de isoladores, impedância de surto das torres, pórtico e seus aterramentos. Os modelos adotados e seus respectivos parâmetros são apresentados na Tabela 25.

As análises de sensibilidade dos modelos foram feitas considerando-se, no mínimo, dois valores distintos para o tempo de frente da corrente de descarga atmosférica, com base nos parâmetros t_f e t_h informados na Tabela 25.

Os resultados apresentados no capítulo anterior indicaram que as configurações da SE Camaçari IV 500 kV que resultaram nos maiores valores de sobretensões foram aquelas em que o autotransformador 05T2 se encontra fora de operação e a correspondente à operação sem o barramento 05B1 e demais elementos conectados a ele. Assim, ambas as configurações foram selecionadas para os casos de análise de sensibilidade e os resultados apresentados correspondem aos valores máximos verificados dentre estas duas configurações.

Tabela 25 – Elementos e seus modelos utilizados nas análises de sensibilidade para a modelagem por fonte de corrente

Elemento	Modelo adotado
Descarga Atmosférica	Fonte Dupla Rampa:
	1 - $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$
	2 - $t_f/t_h = 1,0/70 \mu s$
Torre LT/Pórtico	Fonte Heidler:
	1 - $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$
	2 - $t_f/t_h = 1,0/70 \mu s$
	3 - $t_f/t_h = 3,5/75 \mu s$
Suportabilidade da Cadeia de Isoladores	Cone e Cilindro
Aterramento LT/Pórtico	Curva V-t e LPM Cigré
	Circuito RLC e Resistência Linear a 60 Hz

Fonte: Próprio autor.

6.3 Análise de sensibilidade quanto às formas de onda da corrente de descarga

Foram simuladas, por meio da MFC, as formas de onda indicadas na Tabela 25 com variação dos seus parâmetros t_f e t_h . Para cada forma de onda da corrente de descarga adotada, os resultados obtidos foram então comparados com aqueles verificados na modelagem do surto por fonte de tensão (MFT). Foram considerados representativos, na maioria dos casos, os pontos de medição localizados na entrada da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV. Nos gráficos a seguir, os códigos dos equipamentos associados a estes pontos de medição contêm o termo “5V7”. Quando os valores das sobretensões nestes pontos ficaram abaixo do limite de 1395 kV, foram observados outros pontos de medição no intuito de se obter sobretensões acima deste valor. Os itens a seguir comentam os resultados obtidos.

6.3.1 Onda Dupla Rampa

A onda dupla rampa 3,5/75 μs foi a escolhida para o caso base e os respectivos resultados foram apresentados e comentados no Capítulo 5. O tempo de frente de 3,5 μs foi obtido por meio da expressão de correlação deste parâmetro com a amplitude da corrente de descarga, igual a 150 kA. Os resultados indicaram que, em nenhuma configuração analisada, houve sobretensões acima do limite de critério, igual a 1395 kV para uma margem de segurança de 10%.

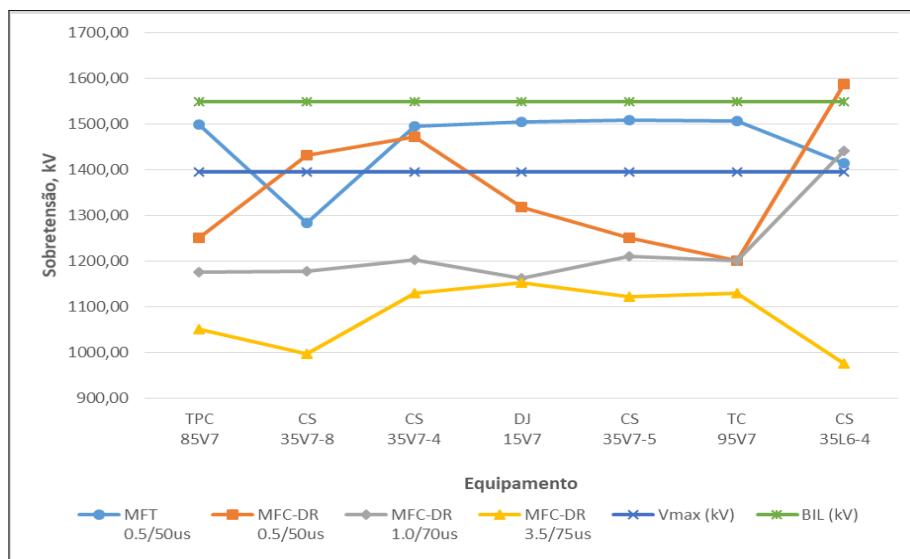
Entretanto, adotando-se os mesmos parâmetros t_f e t_h da fonte de tensão utilizada na MFT para a fonte dupla rampa que simula a corrente da descarga atmosférica na MFC, ou seja, tempo de frente de 0,5 μs e tempo de meia onda de 50 μs , mantendo-se a amplitude igual a 150 kA, sobretensões acima do limite de critério foram obtidas. Tais violações foram observadas não somente nos terminais de alguns equipamentos conectados à EL da LT Jardim – Camaçari IV, mas também na chave seccionadora 35L6-4, pertencente à EL da LT Camaçari II – Camaçari IV e na extremidade do barramento 05B2 da SE.

Por outro lado, considerando um tempo de frente de 1,0 μs e um tempo de meia onda igual a 70 μs , não foram observadas sobretensões acima de 1395 kV

nos terminais dos equipamentos da EL da LT Jardim – Camaçari IV. Neste caso, outros pontos de medição foram observados sendo encontrada uma violação com relação à sobretensão nos terminais da chave seccionadora 35L6-4, pertencente à EL da LT Camaçari II – Camaçari IV.

No gráfico da Figura 60 são apresentadas as máximas sobretensões comentadas anteriormente. Apenas a chave seccionadora 35L6-4 pertence à EL da LT Camaçari II – Camaçari IV, sendo os demais equipamentos pertencentes à EL da LT Jardim – Camaçari IV. O termo MFC-DR indica que se trata do método de modelagem do surto por fonte de corrente (MFC), com fonte tipo dupla rampa (DR). Os termos V_{max} e BIL dizem respeito à máxima sobretensão admissível na SE (1395 kV) e ao nível de isolamento a impulso atmosférico especificado para estes equipamentos (1550 kV), respectivamente.

Figura 60 – MFT x MFC: análise comparativa entre valores de t_f/t_h iguais a 0,5/50 μ s, 1,0/70 μ s e 3,5/75 μ s.



Fonte: Próprio autor.

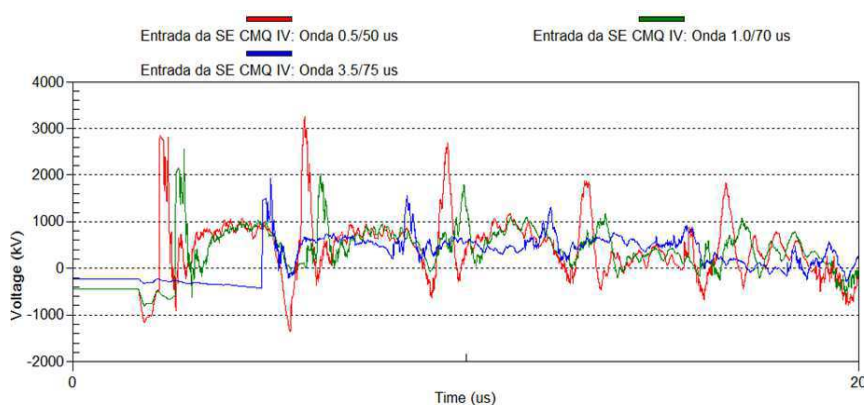
Observa-se na Figura 60 que na MFT quase todas as sobretensões obtidas nas simulações ficaram acima do limite máximo admissível, para uma margem de proteção de 10%. Nas simulações pelo método da MFC, os resultados mostram que, quanto maior o tempo de frente da corrente de descarga atmosférica, menores são

as sobretensões no interior da SE. Assim, a onda de corrente com t_f igual a $3,5 \mu\text{s}$ produziu os menores valores de sobretensões, todos eles inferiores ao valor máximo admissível. Este comportamento, como já comentado, foi verificado em todos os pontos no interior da SE Camaçari IV observados nas simulações.

Os maiores valores de sobretensões verificados na MFC para as correntes de descarga com tempos de frente mais curtos se devem às elevadas sobretensões resultantes no topo da torre, que variam de forma inversamente proporcional com este parâmetro. Assim, quanto menor o valor de t_f , maior será a amplitude da sobretensão no topo da torre. Neste caso, as ondas refletidas no aterramento da torre atingida pela descarga serão menos efetivas na redução da sobretensão no seu topo. O mesmo ocorre para as ondas refletidas nas torres adjacentes, que, como visto, levam aproximadamente $3,3 \mu\text{s}$ para retornarem à torre atingida pela descarga, bem superior aos tempos de frente de $0,5 \mu\text{s}$ e de $1,0 \mu\text{s}$.

Como a tensão aplicada à cadeia de isoladores depende da tensão no topo da torre, esta também aumentará na medida em que se reduz o valor de t_f , fazendo com que, após a ocorrência do *backflashover*, maiores sobretensões atinjam a entrada da subestação e, conseqüentemente, os terminais dos seus equipamentos. Na Figura 61 são apresentadas as formas de onda das máximas sobretensões na entrada da SE para os três valores de tempo de frente simulados na MFC.

Figura 61 – MFC: Sobretensões máximas na entrada da SE para fontes de corrente dupla rampa com diferentes valores de t_f .



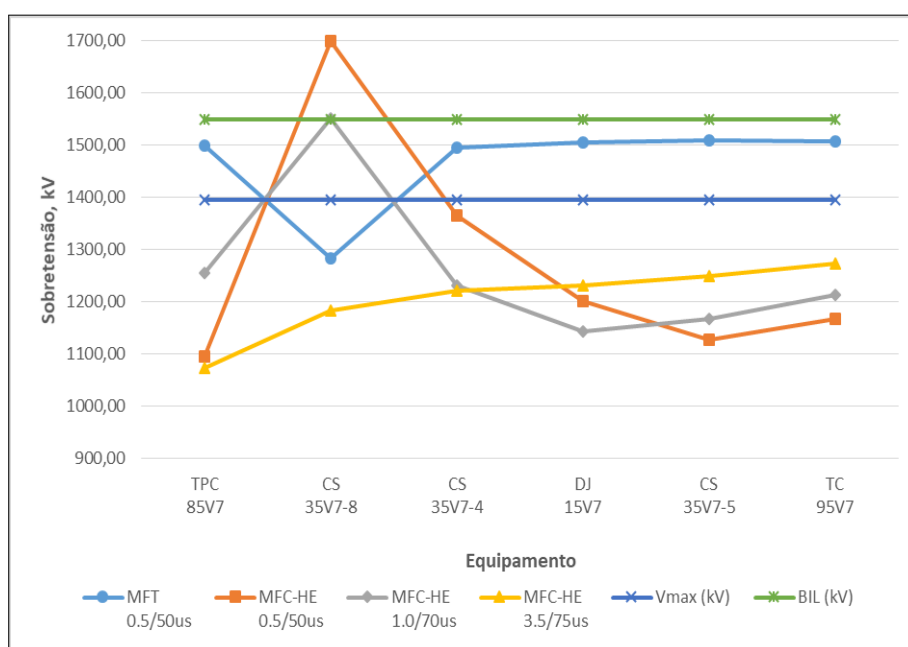
Fonte: Próprio autor.

Pode ser observado que a máxima sobretensão na entrada da SE Camaçari IV 500 kV ocorreu na condição em que o tempo de frente da corrente de descarga foi de $0,5 \mu\text{s}$, seguido pelos valores correspondentes a tempos de frente de $1,0 \mu\text{s}$ e $3,5 \mu\text{s}$.

6.3.2 Onda Heidler

A forma de onda Heidler (HE) adotada para a fonte de corrente na MFC também resultou em sobretensões acima do valor de V_{max} para 2 dos 3 valores de t_f adotados, como pode ser observado na Figura 62.

Figura 62 – MFT x MFC: análise comparativa para fontes de corrente tipo função Heidler.



Fonte: Próprio autor.

Para o caso da onda Heidler com tempo de frente de $0,5 \mu\text{s}$ verifica-se um valor de sobretensão muito elevado nos terminais da chave seccionadora 35V7-8, logo na entrada da LT Jardim – Camaçari IV, da ordem de 1700 kV, superior, inclusive, ao valor do BIL especificado para os equipamentos. Aumentando-se o tempo de frente da onda para $1,0 \mu\text{s}$, um valor elevado de sobretensão é observado nos terminais desta mesma chave seccionadora, de valor praticamente igual ao BIL

especificado, de 1550 kV. Apenas a forma de onda com tempo de frente de $3,5 \mu\text{s}$ produziu resultados que não violaram o critério de margem de proteção de 10%. Por fim, pode ser constatado que a maioria das sobretensões nos terminais dos equipamentos da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV obtidos por meio da MFT são superiores aos valores verificados nas simulações utilizando-se a MFC.

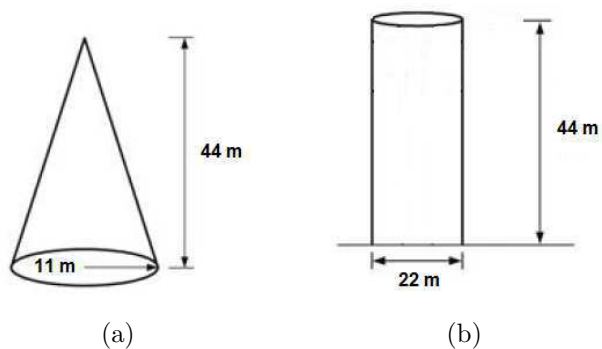
6.4 Análise de sensibilidade quanto aos modelos de torre da LT atingida pela descarga

O modelo de torre adotado para o caso de referência foi o tipo *waist*, sendo este comparado com outros dois modelos, a saber: tipo cone e tipo cilindro. Os dados utilizados para o cálculo das suas impedâncias de surto estão indicados na Figura 63.

No modelo da Figura 63b, o cilindro envolve toda a torre da LT, fazendo com que seu diâmetro seja igual a distância entre os condutores das fases mais externas, totalizando 22 m. Para o pórtico da SE, que também foi representado por estes dois modelos de torre, as medidas do diâmetro e da altura são iguais a 30 m e 32 m, respectivamente, para ambos os modelos. Assim, os valores das impedâncias de surto para os modelos tipo cone e cilindro são iguais a, respectivamente, 146Ω e 86Ω , para as torres da linha, e 72Ω e 48Ω para o pórtico da subestação.

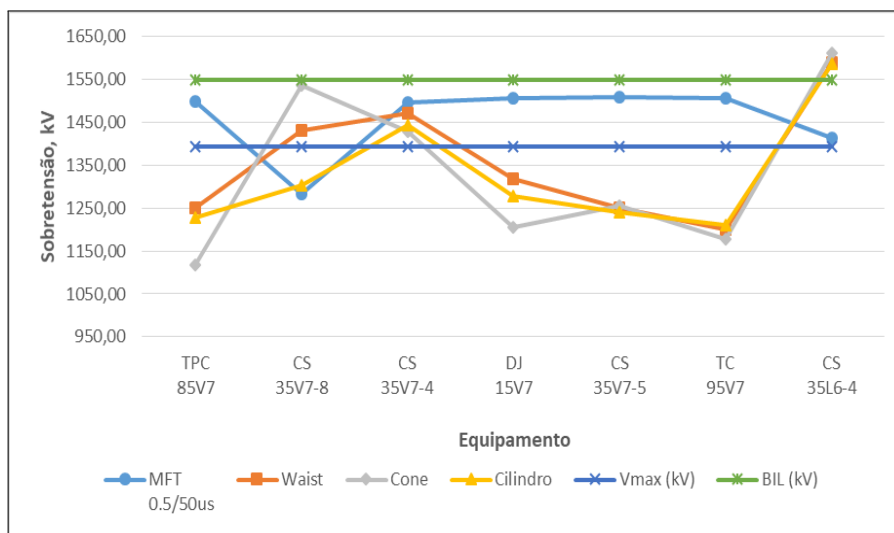
As simulações pela MFC consideraram os mesmos valores de t_f/t_h para a onda de corrente da descarga atmosférica utilizados nas análises anteriores, sendo esta última modelada por uma fonte dupla rampa. Nas Figuras 64 a 66 são apresentados os valores das máximas sobretensões verificadas nos terminais dos equipamentos da EL da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV e na chave seccionadora 35L6-4, na EL da LT Camaçari II – Camaçari IV, para os 3 valores de frente de onda considerados.

Figura 63 – MFC: Dados utilizados para o cálculo das impedâncias de surto das torres tipo cone (a) e cilindro (b).



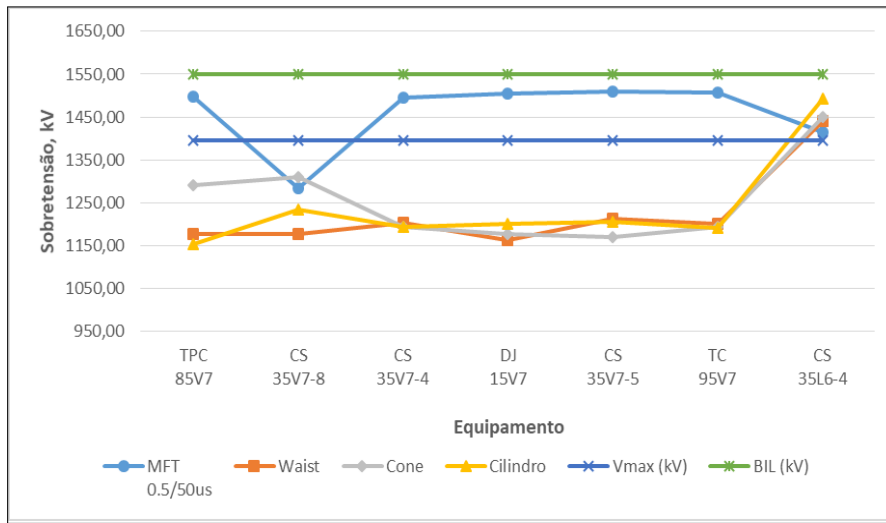
Fonte: Adaptada de Velasco (2009).

Figura 64 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo *waist*, cone e cilindro – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu s$.



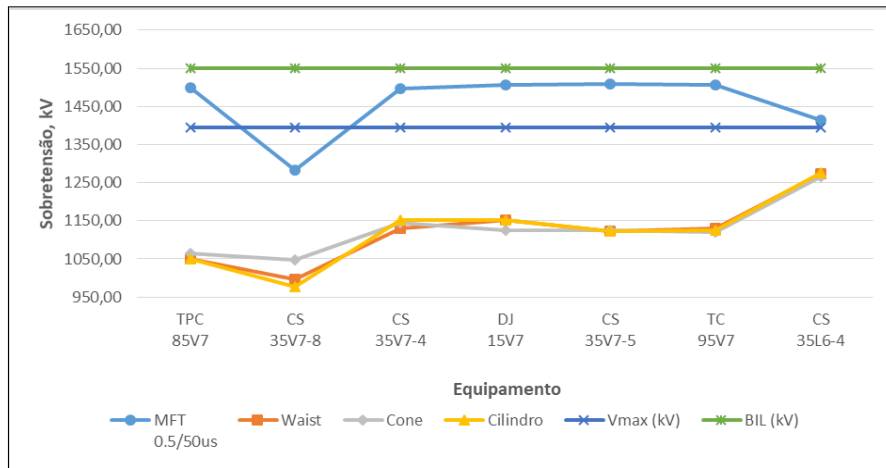
Fonte: Próprio autor.

Figura 65 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo *waist*, cone e cilindro – $t_f/t_h = 1,0/70 \mu s$.



Fonte: Próprio autor.

Figura 66 – MFT x MFC: análise comparativa considerando torres tipo *waist*, cone e cilindro – $t_f/t_h = 3,5/75 \mu s$.



Fonte: Próprio autor.

Verifica-se que, na MFC com a onda 0,5/50 μs da corrente de descarga, o modelo de torre tipo cone resultou no maior valor de sobretensão com relação

aos outros dois modelos, tipo *waist* e cilindro e todos resultaram em níveis de sobretensão acima do limite máximo de critério em pelo menos dois pontos de medição. A sobretensão medida nos terminais da chave seccionadora 35L6-4 foi superior, para os três tipos de torre, ao valor obtido utilizando-se a MFT.

Para a onda 1,0/70 μs da MFC, apenas o modelo cônico de torre produziu sobretensão acima daquela observada na MFT para os equipamentos da EL 05V7, porém, inferior ao valor limite de 1395 kV. Os demais níveis de sobretensão nos terminais dos equipamentos do vão da LT Jardim – Camaçari IV obtidos pela MFC ficaram abaixo daqueles observados na MFT. A situação oposta ocorre quando se considera a máxima sobretensão nos terminais da chave seccionadora 35L6-4. Neste caso, todas as sobretensões verificadas com os 3 modelos de torre utilizando-se a MFC foram superiores ao valor obtido na MFT e ficaram acima do valor de critério, de 1395 kV, violando a margem de proteção de 10%.

Para onda de corrente 3,5/75 μs , verifica-se na Figura 66 que não houve violações do limite de 1395 kV, independentemente do modelo adotado para as torres da LT e do pórtico da SE. Ressalta-se que as sobretensões em todos os pontos de medição no interior da SE Camaçari IV 500 kV ficaram abaixo do limite de critério.

O maior valor de impedância de surto da torre foi obtido com a utilização do modelo tipo cone, igual a 146 Ω . Assim, de acordo com a expressão (2.14) do Capítulo 2, a tensão de topo de torre, V_{TT} , será maior para os casos simulados com este modelo. Uma maior impedância de surto está associada a uma maior indutância e, conseqüentemente, a uma maior componente indutiva da tensão no topo de torre o que, em princípio, explica as maiores sobretensões verificadas com este modelo para a onda 0,5/50 μs .

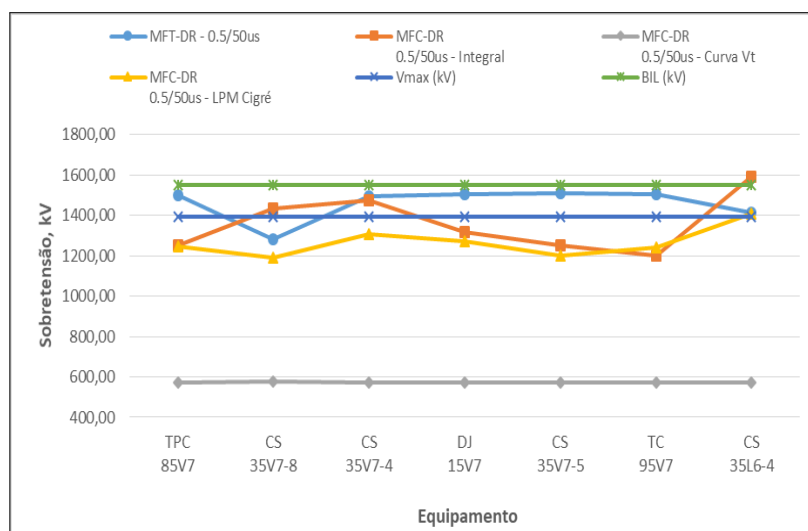
Por outro lado, o modelo cônico da torre fornece um menor tempo de propagação em relação aos demais modelos, fazendo com que o efeito da redução da sobretensão no topo da torre pelo aterramento seja “percebido” mais rapidamente. À medida em que os tempos de frente aumentam, a componente indutiva da tensão V_{TT} , que é inversamente proporcional à t_f , é reduzida, e as sobretensões observadas para os três modelos de torre são praticamente iguais (vide Figura 66).

6.5 Análise de sensibilidade quanto aos modelos de descarga da cadeia de isoladores

Foram testados dois modelos além do método da integral utilizado no caso de referência: a curva V-t e o líder progressivo (LPM) recomendado em CIGRE (1991). Foi adotada, para a corrente de descarga, a onda dupla rampa com valores t_f/t_h de 0,5/50 μ s e 3,5/75 μ s. Nas Figuras 67 e 68 são apresentados os valores máximos das sobretensões no vão de entrada da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV.

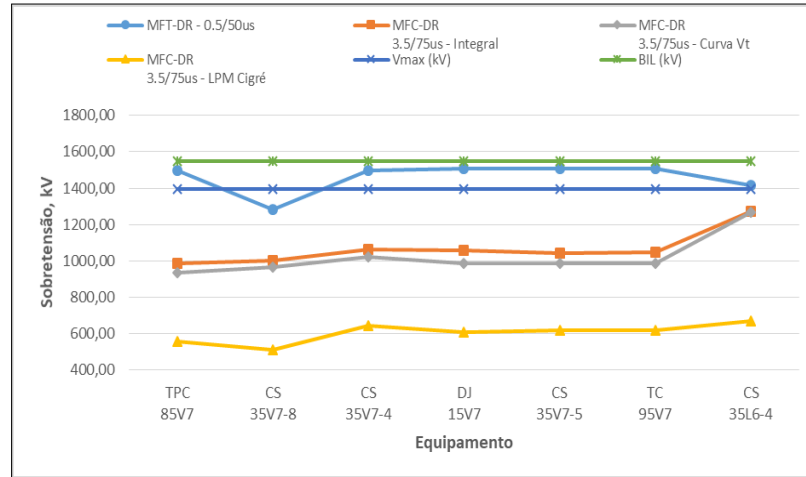
De acordo com as Figuras 67 e 68, observa-se que as sobretensões obtidas pela MFC ficaram abaixo dos valores verificados com a MFT, com exceção das sobretensões máximas nos terminais das chaves seccionadoras 35V7-8 e 35L6-4, que, para uma onda 0,5/50 μ s e descarga da cadeia de isoladores modelada pelo método da integral, como já visto, resultaram em níveis de sobretensão acima daqueles encontrados com a MFT. Por outro lado, quando se considera uma onda 3,5/75 μ s, não houve níveis de sobretensão acima daqueles observados nas simulações com a MFT.

Figura 67 – MFT x MFC: análise comparativa considerando a curva V-t, método da integral e LPM Cigré para a descarga na cadeia de isoladores – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu$ s.



Fonte: Próprio autor.

Figura 68 – MFT x MFC: análise comparativa considerando a curva V-t, método da integral e LPM Cigré para a descarga na cadeia de isoladores – $t_f/t_h = 3,5/75 \mu s$.



Fonte: Próprio autor.

Comparando-se os resultados para os diferentes modelos da descarga da cadeia de isoladores, observa-se que, para uma onda $0,5/50 \mu s$ a modelagem da descarga na cadeia de isoladores pela curva V-t não produziu *backflashover* e as sobretensões verificadas se devem apenas às induções de tensão nos cabos condutores devido à propagação do surto nos cabos para-raios da linha. Desta forma, foram registrados nas simulações níveis de sobretensão inferiores à 600 kV, como indicado na curva cinza da Figura 67.

A não ocorrência do *backflashover* na cadeia de isoladores da LT utilizando-se a curva V-t (expressão 3.14, do Capítulo 3) se deve ao seu valor elevado de tensão suportável para um tempo de frente de $0,5 \mu s$, de aproximadamente 7,0 MV, considerando o comprimento da cadeia de 4,42 m. Como a sobretensão nos seus terminais foi da ordem de 6,0 MV, ela não foi suficiente para produzir a descarga da torre para o condutor fase da LT. No outro extremo, verifica-se na Figura 68 que a onda com tempo de frente de $3,5 \mu s$ resultou na ocorrência da descarga na cadeia de isoladores com a utilização da curva V-t. Neste caso, a sobretensão máxima na cadeia de isoladores foi da ordem de 3,0 MV, contra um valor de tensão suportável da ordem de 2,0 MV pela curva V-t simulada.

A modelagem da suportabilidade da cadeia de isoladores pelo método do líder progressivo (LPM) recomendado em CIGRE (1991) apresentou comportamento oposto ao da curva V-t: para um tempo de frente de $0,5 \mu\text{s}$ houve a ocorrência de um *backflashover* na cadeia de isoladores, enquanto que, considerando um tempo de frente de $3,5 \mu\text{s}$, tal evento não se concretizou. Como a taxa de crescimento da tensão no topo da torre e, conseqüentemente, na cadeia de isoladores, é maior para um tempo de frente de $0,5 \mu\text{s}$, a velocidade de propagação do líder, que é proporcional à tensão aplicada à cadeia de isoladores, aumenta numa maior proporção, favorecendo a propagação dos *streamers* e do canal líder, concretizando assim, a formação e ocorrência do *backflashover*.

Quanto ao método da integral, este resultou na ocorrência de *backflashover* independentemente do tempo de frente da corrente da descarga, indicando que a área calculada por este método, que depende do valor da tensão aplicada e do tempo em que esta se mantém acima de um valor mínimo, V_0 , produziu valores superiores ao de DE^* (valor crítico do efeito disruptivo da cadeia) calculado conforme apresentado no Capítulo 4.

Ressalta-se que, dentre os 3 modelos citados acima, o do líder progressivo é aquele que mais se aproxima da física do fenômeno de ruptura na cadeia de isoladores e, portanto, não apresenta as limitações existentes nos outros dois modelos analisados (método da integral e curva V-t).

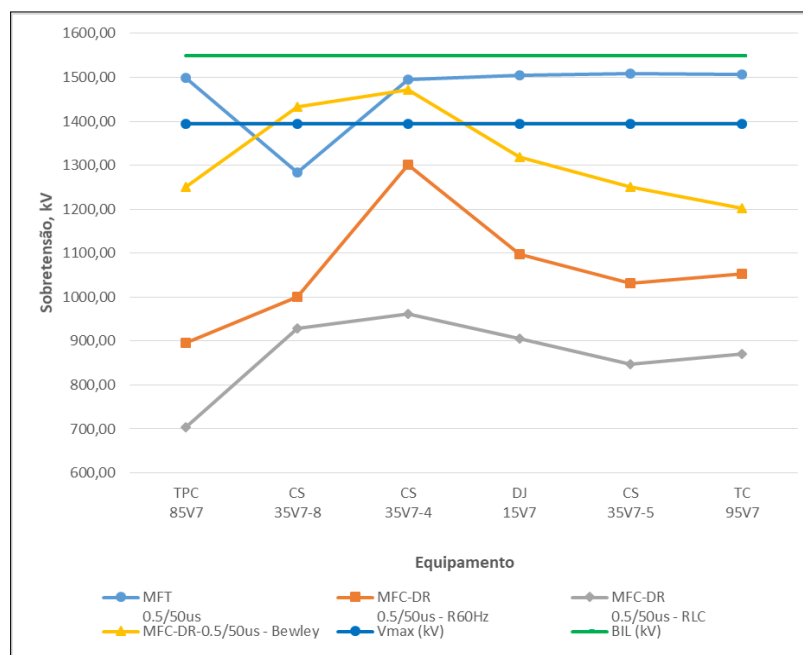
6.6 Análise de sensibilidade quanto ao modelo de aterramento das torres

Foram testados dois outros modelos para o aterramento da torre da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV atingida pela descarga atmosférica: o circuito RLC proposto por Rudenberg (1968) e o modelo de resistência linear calculado a 60 Hz. No primeiro caso, os parâmetros do modelo foram ajustados de forma a se ter uma impedância equivalente a 4 cabos contrapeso, desprezando-se as interações mútuas entre eles. No caso da resistência a 60 Hz, seu valor foi adotado como sendo o equivalente de 4 cabos do modelo de circuito de cabos contrapeso proposto por

Bewley (1963). A forma de onda da corrente de descarga simulada foi do tipo dupla rampa com tempos de frente de $0,5 \mu\text{s}$ e $3,5 \mu\text{s}$. Foi observado que, para uma onda de corrente com tempo de frente de $3,5 \mu\text{s}$, não houve a ocorrência de *backflashover* na linha considerando-se ambos os modelos de aterramento, e assim, os valores das sobretensões na subestação não foram apresentados.

Na Figura 69 estão apresentados os valores máximos das sobretensões nos terminais dos equipamentos da EL da LT 500 kV Jardim – Camaçari IV, obtidos nos casos simulados com ambos os modelos de aterramento, além daqueles verificados no caso do modelo de circuito de cabos contrapeso já comentado.

Figura 69 – MFT x MFC: análise comparativa entre os modelos de aterramento considerando uma resistência a 60 Hz, um circuito RLC e um circuito RL – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu\text{s}$.



Fonte: Próprio autor.

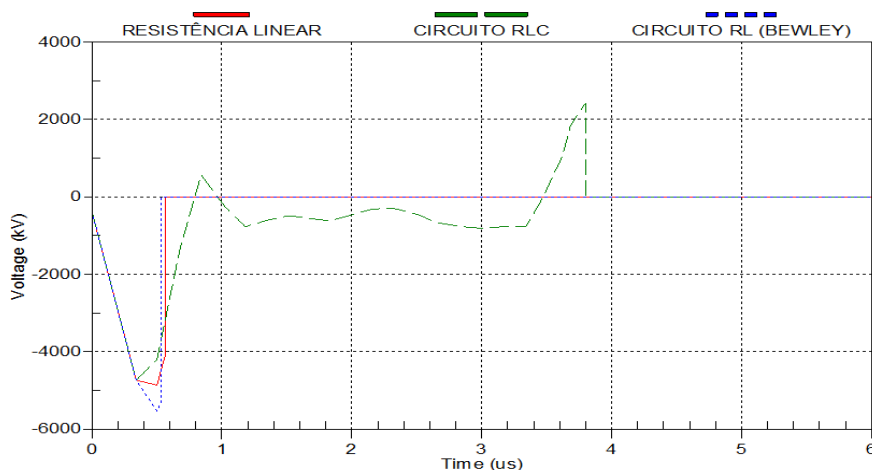
Novamente, percebe-se que a MFT resulta em níveis de sobretensão superiores àqueles encontrados pela MFC, mostrando ser um método de modelagem bastante conservador. Por outro lado, dentre os modelos de aterramento adotados nas simulações, o circuito proposto por Bewley (1963) resultou em sobretensões

acima daquelas verificadas quando se considera uma resistência linear e um circuito RLC para o aterramento da torre da linha atingida pela descarga atmosférica.

Ressalta-se que, para o caso em estudo, o modelo de circuito para os cabos contrapeso levou à ocorrência de *backflashover*, mesmo para uma onda dupla rampa com parâmetros 3,5/75 μs , fato este não observado nos demais modelos testados, em que apenas foi verificado o citado fenômeno quando da aplicação de um surto da forma 0,5/50 μs .

Da Figura 69, pode-se inferir que a modelagem do aterramento das torres por meio de uma resistência resultou em sobretensões superiores àqueles obtidos com o modelo de circuito RLC. Este fato está relacionado com o instante e , conseqüentemente, com o valor da sobretensão na cadeia de isoladores no momento da ocorrência do *backflashover*, como pode ser visto na Figura 70.

Figura 70 – MFC: Sobretensão na cadeia de isoladores, na fase sob descarga, para os modelos de aterramento considerando uma resistência linear a 60 Hz, um circuito RLC e um circuito RL – $t_f/t_h = 0,5/50 \mu\text{s}$.



Fonte: Próprio autor.

Verifica-se que a sobretensão na cadeia de isoladores considerando o modelo de circuito RL para o aterramento atingiu um valor de pico superior aos demais casos, acima de 5,0 MV, resultando num maior surto incidente na SE e, conseqüentemente, nos seus equipamentos. O modelo de circuito RLC do aterramento das torres resultou num *backflashover* com valor de pico relativamente baixo de sobretensão

em relação aos outros dois modelos, um pouco acima de 2,0 MV. O modelo de resistência linear deu origem a uma sobretensão máxima na cadeia de isoladores com valor intermediário em relação aos outros dois, mas acima daquele observado no caso do circuito RLC, o que explica as maiores sobretensões nos terminais dos equipamentos.

7 Conclusões

Neste trabalho foi realizada uma análise comparativa entre dois métodos de modelagem de linha de transmissão e subestação para estudos de transitórios eletromagnéticos de frente rápida, especificamente, descargas atmosféricas, usando o software ATP e sua interface gráfica, ATPDraw. Para este fim, foi escolhida a subestação Camaçari IV 500 kV da CHESF, que foi representada em detalhes, levando-se em consideração seus equipamentos e conexões, barramentos e linhas a ela conectadas. Uma análise de sensibilidade com relação a modelos e seus parâmetros também foi realizada, de forma a determinar os elementos que mais influenciam os resultados obtidos quando da ocorrência de um *backflashover* na LT.

As metodologias analisadas diferem na forma como o surto atmosférico é modelado, bem como na representação da linha que é atingida pela descarga atmosférica e o número de condutores representados. Assim, na modelagem simplificada, denominada de MFT, o surto atmosférico incidente foi representado por uma fonte de tensão e apenas a fase em que houve o *backflashover* foi modelada. Este método é comumente usado em estudos de projeto básico de novas subestações no Brasil.

Por outro lado, na modelagem detalhada, denominada de MFC, foram incluídos elementos importantes da LT, como torres, aterramento, disrupção em ar na cadeia de isoladores e acoplamentos entre os condutores, que desempenham papel importante nos processos transitórios em caso de queda de um raio na torre da linha. Esta modelagem é recomendada pela literatura técnica internacional sobre o assunto.

Para a MFC, foi definido um caso de referência que serviu de base para as análises comparativas iniciais com os resultados obtidos na MFT. Assim, foi possível concluir que a MFT, quando aplicada à subestação em análise, se mostrou bastante conservadora, pois resultou em níveis de sobretensão elevados e acima do limite de critério, mesmo na condição em que todos os elementos da SE estavam em operação. Para as demais configurações, em que elementos da subestação foram desligados, estando fora de operação, níveis ainda maiores de sobretensão foram

observados.

Por sua vez, os resultados obtidos com o caso de referência da MFC indicaram não haver sobretensões elevadas, acima do limite definido como critério, nos terminais e barramentos da SE Camaçari IV 500 kV. Este fato foi observado em todas as configurações de operação analisadas. Foi constatado que os diferentes resultados foram devidos, principalmente, a 3 fatores representados na MFC: tempo de frente da corrente de descarga correlacionado com sua amplitude, representação das torres e do seu aterramento.

Na análise de sensibilidade ficou evidente a dependência das sobretensões na subestação com relação ao tempo de frente da corrente de retorno na MFC. Assim, quanto menor o tempo de frente da corrente de descarga, maiores são as sobretensões. Este comportamento foi válido nos casos em que a corrente de retorno foi modelada não somente por uma função dupla rampa, como também pela função Heidler.

Ao serem testados dois outros modelos de torre, ficou constatado que a influência dos mesmos é maior para tempos de frente reduzidos, quando se torna preponderante a componente indutiva da tensão no topo da torre. Com relação aos modelos de descarga disruptiva da cadeia de isoladores, pode-se constatar que o método da integral resultou nos maiores valores de sobretensão, quando comparados com os obtidos pela curva V-t e pelo método do líder progressivo.

Por fim, dos modelos de aterramento simulados, a utilização do circuito RL recomendado para simular o desempenho transitório dos cabos contrapeso resultou nos maiores níveis de sobretensão, quando comparados com os resultados observados para o circuito RLC e para a resistência linear. Um dos motivos para esta diferença é o nível de sobretensão verificado no topo da torre atingida pela descarga, que foi maior para o circuito RL e menor para o circuito RLC, indicando que no desempenho transitório do primeiro modelo a impedância de surto do aterramento foi maior que aquela verificada para o segundo modelo.

É importante ressaltar que, na grande maioria dos casos simulados, os resultados obtidos com a utilização da MFT foram superiores àqueles verificados quando da adoção da MFC, o que indica que a MFT fornece resultados mais con-

servadores, podendo onerar o projeto de uma subestação quanto à sua coordenação de isolamento devido à adoção de medidas mitigadoras para reduzir os níveis de sobretensão.

7.1 Recomendações

Os diferentes resultados obtidos nas simulações com a MFT e com o caso de referência da MFC permitiram conclusões diferentes a respeito do projeto da subestação com relação à sua coordenação de isolamento. Assim, cuidados devem ser tomados com relação ao uso de qualquer uma das metodologias apresentadas e com os modelos dos elementos recomendados.

No caso das áreas de estudos de operação das concessionárias de energia elétrica, que muitas vezes necessitam reproduzir ocorrências nos seus sistemas por meio de simulações digitais, o uso da MFC é mandatório, pois ela permite reproduzir com maior fidelidade os fenômenos de *backflashover* e descargas devido a falhas de blindagem dos cabos guarda.

Para as áreas de estudos de engenharia, da mesma forma, recomenda-se adotar a MFC, visto que esta metodologia representa efeitos importantes com relação à resposta de uma linha de transmissão às descargas atmosféricas. Nos casos em que níveis elevados de sobretensões são observados, o uso da MFC permite que sejam propostas medidas mitigadoras tais como melhoria do projeto de aterramento das torres mais próximas da SE, bem como a instalação de cabos para-raios adicionais. A instalação de para-raios na linha de transmissão também pode ser avaliada com esta modelagem. Os impactos destas medidas na redução das sobretensões atmosféricas não podem ser visualizados com o uso da MFT atualmente adotada.

Ao utilizar a MFC, entretanto, recomenda-se adotar expressões de correlação entre o tempo de frente da corrente de descarga e sua amplitude, conforme recomendado na literatura. Tempos de frente curtos associados a elevadas amplitudes de corrente poderão, da mesma forma que a MFT, resultar em níveis de sobretensão elevados, eliminando possíveis ganhos com esta metodologia.

Adicionalmente, recomenda-se analisar com cuidado os demais modelos dos elementos da LT, de forma a se escolher aqueles mais adequados, com base nos dados disponíveis sobre o projeto da linha e no conhecimento e experiência do(a) engenheiro(a) sobre o assunto.

Na fase de Projeto Básico, a MFT pode ser adotada para se ter uma primeira estimativa dos níveis de sobretensão atmosférica no interior de uma subestação. Se sobretensões inferiores aos limites definidos em critério forem obtidas, espera-se que seus valores sejam ainda menores com o uso da MFC. Caso as sobretensões sejam elevadas, uma análise mais refinada com a MFC deve ser realizada, podendo-se utilizar o circuito monofásico da SE já modelado. Apenas a LT atingida pela descarga deverá ser representada em detalhes.

Por fim, destaca-se outra vantagem no uso da MFC: uma maior qualificação do corpo técnico, dada a necessidade de se aprofundar nas teorias básicas dos fenômenos e modelos necessários para estudos de sobretensões atmosféricas em subestações de energia elétrica.

7.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

Como sugestões para trabalhos futuros, propõe-se:

- Fazer análises comparativas entre as duas metodologias, MFT e MFC, aqui apresentadas, para subestações com diferentes arranjos. Isto permite levar em conta as particularidades de cada projeto, avaliando o impacto destes nos resultados.
- Fazer uma análise comparativa entre a MFT ou a MFC e o método recomendado pelo IEEE, que permite estimar, com base em dados de projeto da subestação e da linha, a forma de onda do surto incidente.
- Em nível mais avançado, fazer estudos comparativos entre a MFC e o método NEA (*Numerical Electromagnetic Analysis*) baseado na resolução numérica das equações de Maxwell utilizando-se, para isto, alguns dos métodos mais conhecidos, como FDTD (*Finite-Difference Time-Domain*), TLM (*Trans-*

mission Line Matrix), FEMTD (*Finite-Element Method in Time Domain*), MoM (*Method of Moment*) e PEEC (*Partial Element Equivalent Circuit*). Como forma de validar um dos modelos usados com o método NEA, ou os modelos usados na MFC, os resultados obtidos poderiam ser comparados, se possível, com os registros de campo fornecidos por meio de registradores de perturbação instalados na subestação analisada.

Referências

- ABNT. *NBR6939 - Coordenação do Isolamento - Procedimento*. 2. ed. São Paulo, Brasil, 1999. Citado 3 vezes nas páginas 34, 39 e 41.
- ABNT. *NBR8186 - Guia de aplicação de coordenação do isolamento*. 2. ed. São Paulo, Brasil, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 45.
- ABNT. *Projeto de revisão da NBR6939 - Coordenação do Isolamento - Procedimento*. São Paulo, Brasil, 2017. A ser publicada. Citado na página 37.
- ANDERSON, J. G. et al. *Transmission Line Reference Book: 345 kV and above*. [S.l.]: EPRI, 1982. Citado 2 vezes nas páginas 45 e 83.
- ANDERSON, R. B.; ERIKSSON, A. J. Lightning parameters for engineering application. *Electra* 69, p. 65–102, 1980. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 100.
- ANEEL, A. N. de E. E. *Anexo 6F - Lote F: Subestação 500/230 kV: Camaçari IV - 2400 MVA - Características e Requisitos Técnicos Básicos das Instalações de Transmissão*. [S.l.], 2009. Citado na página 96.
- ATIVA. *Subestação Pirajá 230/69 kV - Estudo de Coordenação de Isolamento*. [S.l.], 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 69.
- BABA, Y.; ISHII, M. Numerical electromagnetic field analysis on measuring methods of tower surge response. *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 14 No 2, p. 630–635, 1999. Citado na página 77.
- BABAEI, M.; BABAEI, M.; NIASATI, M. Parametric analysis of overvoltages caused by back-flashover in “siah-bishe” 400kv gis substation. In: IEEE. *Electric Power and Energy Conversion Systems (EPECS), 2013 3rd International Conference on*. [S.l.], 2013. p. 1–6. Citado na página 69.
- BERGER, K.; ANDERSON, R. B.; KRONINGER, H. Parameters of lightning flashes. *Electra* 80, p. 23–37, 1975. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 100.
- BEWLEY, L. V. *Traveling waves on transmission systems*. [S.l.]: Dover, 1963. Citado 3 vezes nas páginas 80, 109 e 162.
- BEZERRA, G. et al. Method for identifying the soil ionization curve due to application of impulse currents in grounding rods. *The 20th International Symposium on High Voltage Engineering, ISH*, 2017. Citado na página 79.

BRITO, V. da S. *Modelo Elétrico de Supressor de Surto de ZnO com Ampla Faixa de Operação*. Tese de Doutorado — Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, 2016. Citado 7 vezes nas páginas 16, 87, 88, 90, 91, 92 e 93.

CHANAKA, M.; SHANTHI, K.; PERERA, R. Modeling of power transmission lines for lightning back flashover analysis (a case study: 220kv biyagama-kotmale transmission line). In: IEEE. *Industrial and Information Systems (ICIIS), 2011 6th IEEE International Conference on*. [S.l.], 2011. p. 386–391. Citado na página 69.

CHESF. *Banco de Dados de Linhas de Transmissão*. [S.l.], 1998. Citado 2 vezes nas páginas 102 e 103.

CHESF. *RLM-CMQ-DE-EM-002 - SE Camaçari IV 500/230 kV - Projeto Executivo - Planta de Situação e Localização*. [S.l.], 2010. Citado 2 vezes nas páginas 108 e 183.

CHESF. *RLM-CMQ-DE-EM-005 - SE Camaçari IV - Projeto Executivo - Arranjo Físico - Cortes A-A e B-B - Setor de 500 kV*. [S.l.], 2010. Citado 5 vezes nas páginas 104, 184, 185, 186 e 187.

CHESF. *RT-02-24-12/2012 - SE Camaçari IV - Estudo de Coordenação de Isolamento*. [S.l.], 2012. Citado 9 vezes nas páginas 30, 31, 69, 70, 99, 113, 116, 144 e 145.

CHESF. *LT 500 kV Jardim - Camaçari II, Seccionamento na SE Camaçari IV - Volume II - Linha de Transmissão - Anexo IX - Resultado da Sub-Rotina Line Constants do Programa ATP para o Cálculo dos Parâmetros Elétricos*. BR, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 102 e 104.

CHESF. *LT 500 kV Jardim / Camaçari IV - Volume II - Linha de Transmissão - Anexo VI - Definição do Sistema de Aterramento*. [S.l.], 2013. Citado 2 vezes nas páginas 108 e 109.

CHESF. *DOMO - 11.01.186 - SE Camaçari IV - CMQ - Diagrama Unifilar*. [S.l.], 2017. Citado 2 vezes nas páginas 97 e 98.

CHISHOLM, W. A. New challenges in lightning impulse flashover modeling of air gaps and insulators. *IEEE Electrical Insulation Magazine*, IEEE, v. 26, n. 2, 2010. Citado na página 85.

CHISHOLM, W. A.; CHOW, Y. L.; SRIVASTAVA, K. D. Tower surge impedancelighting surge response of transmission towers. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. Vol. 102 No 9, IEEE, p. 3232–3242, 1983. Citado na página 76.

- CHOWDHURI, P. et al. Parameters of lightning strokes: a review. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 20, n. 1, p. 346–358, 2005. Citado na página 100.
- CHOWDHURY, P. *Electromagnetic Transients in Power Systems*. 2. ed. New Delhi, Índia: PHI, 2004. Citado 4 vezes nas páginas 60, 65, 79 e 142.
- CIGRE. *Guidelines for representation of network elements when calculating transients*. 1. ed. Paris, France, 1989. Citado 6 vezes nas páginas 30, 69, 75, 77, 87 e 93.
- CIGRE. *Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines*. 1. ed. Paris, França, 1991. Citado 11 vezes nas páginas 39, 49, 69, 71, 77, 83, 85, 86, 100, 159 e 161.
- CIGRE. *Lightning Parameters for Engineering Applications*. 1. ed. Paris, França, 2013. Citado 3 vezes nas páginas 49, 50 e 100.
- CRONIN, J.; COLCLASER, R.; LEHMAN, R. Transient lightning overvoltage protection requirements for a 500 kv gas-insulated substation. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 1, p. 68–78, 1978. Citado 2 vezes nas páginas 67 e 137.
- D’AJUZ, A. et al. *Transitórios elétricos e coordenação de isolamento: aplicação em sistemas de potência de alta tensão*. 1. ed. Rio de Janeiro, Brasil: EDUFF, 1987. Citado 2 vezes nas páginas 41 e 70.
- DARVENIZA, M. The generalized integration method for predicting impulse volt-time characteristics for non-standard wave shapes—a theoretical basis. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, IEEE, v. 23, n. 3, p. 373–381, 1988. Citado na página 84.
- DATSIOS, Z. G.; MIKROPOULOS, P. N. Implementation of leader development models in atp-emptp using a type-94 circuit component. In: IEEE. *Lightning Protection (ICLP), 2014 International Conference o.* [S.l.], 2014. p. 979–985. Citado 2 vezes nas páginas 85 e 87.
- DATSIOS, Z. G.; MIKROPOULOS, P. N.; TSOVILIS, T. E. Insulator string flashover modeling with the aid of an atpdraw object. In: VDE. *Universities’ Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of 2011 46th International.* [S.l.], 2011. p. 1–5. Citado na página 105.
- DIESENDORF, W. *Insulation Coordination in High Voltage Power Systems*. [S.l.]: UK: Butterworth & Co., 1984. Citado na página 45.

- DOMMEL, H. W. *EMTP theory book*. [S.l.]: Microtran Power System Analysis Corporation, 1996. Citado na página 101.
- EPRI, E. P. R. I. *EPRI AC transmission line reference book-200 kV and above*. [S.l.]: EPRI, 2005. Citado na página 86.
- ERIKSSON, A.; WECK, K. Simplified procedures for determining representative substation impinging lightning overvoltages. *CIGRE paper*, n. 33-16, 1988. Citado 3 vezes nas páginas 67, 68 e 137.
- GRCEV, L. Impulse efficiency of ground electrodes. *Transactions on Power Delivery, Vol.24, No.1*, 2009. Citado na página 65.
- GRCEV, L.; POPOV, M. On high-frequency circuit equivalents of a vertical ground rod. *Transactions on Power Delivery, Vol.20, No.2*, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 64, 79 e 81.
- GREENWOOD, A. *Electrical Transients in Power Systems*. 2. ed. Michigan, USA: Wiley, 1991. Citado 3 vezes nas páginas 51, 57 e 87.
- HEDMAN, D. *Teoria das linhas de transmissao-II*. [S.l.]: Centrais Elétricas Brasileiras, 1978. Citado na página 136.
- HEIDLER, F.; CVETIC, J.; STANIC, B. Calculation of lightning current parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 14, n. 2, p. 399–404, 1999. Citado na página 72.
- HILEMAN, A. R. *Insulation Coordination for Power Systems*. 1. ed. New York, USA: Marcel Dekker Inc., 1999. Citado 24 vezes nas páginas 36, 45, 47, 48, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 57, 61, 62, 63, 65, 67, 68, 79, 112, 115, 136, 137, 142 e 143.
- HILEMAN, A. R. et al. Insulation coordination in aps 500-kv stations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 6, p. 655–665, 1967. Citado na página 67.
- IEC. *Insulation co-ordination - Part 2: Application guide*. 3. ed. Geneve, Suíça, 1996. Citado 4 vezes nas páginas 33, 34, 45 e 70.
- IEC. *IEC TR 60071-4:2004 - Insulation Co-Ordination - Part 4: Computational guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks*. 1. ed. Geneve, Suisse, 2004. Citado 10 vezes nas páginas 30, 69, 71, 72, 75, 77, 82, 87, 93 e 100.
- IEC. *IEC 60071-1:2010 - Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules*. 1. ed. Geneve, Suíça, 2010. Citado 5 vezes nas páginas 33, 34, 39, 40 e 41.

IEEE. A simplified method for estimating lightning performance of transmission lines. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, v. 104, n. 4, p. 919–932, 1985. Citado na página 69.

IEEE. Modeling of metal-oxide surge arresters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE-INST ELECTRICAL ELECTRONICS ENGINEERS INC 345 E 47TH ST, NEW YORK, NY 10017-2394, v. 7, n. 1, p. 302–309, 1992. Citado 4 vezes nas páginas 89, 90, 91 e 92.

IEEE. *IEEE Std 1243-1997 - IEEE Guide for improving the lightning performance of transmission lines*. 1. ed. New York, NY, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 76 e 77.

IEEE. *PES-TR7 - Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Programs Part 2*. 1. ed. Piscataway, USA, 1998. Citado 13 vezes nas páginas 30, 69, 71, 75, 77, 82, 83, 85, 87, 93, 94, 102 e 103.

IEEE. *IEEE Std 1313.2-1999 - IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination*. 1. ed. New York, USA, 1999. Citado 5 vezes nas páginas 33, 34, 45, 67 e 68.

IEEE. *IEEE Std C62.82.1-2010 - IEEE Standard for Insulation Coordination — Definitions, Principles, and Rules*. 1. ed. New York, USA, 2010. Citado 7 vezes nas páginas 33, 34, 36, 39, 41, 43 e 45.

IEEE. *IEEE Std C37.011-2011 - IEEE Guide for the Application of Transient Recovery Voltage for AC High-Voltage Circuit Breakers*. [S.l.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 87 e 112.

ISHII, M. et al. Multistory transmission tower model for lightning surge analysis. *IEEE Trans. on Power Delivery*. Vol. 6 N^o 3, p. 1327–1335, 1991. Citado na página 77.

JONES, A. R. Evaluation of the integration method for analysis of nonstandard surge voltages. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, IEEE, v. 73, n. 2, p. 984–990, 1954. Citado na página 85.

KIND, D. *An introduction to high-voltage experimental technique: textbook for electrical engineers*. [S.l.: s.n.], 1978. Citado 2 vezes nas páginas 105 e 106.

KIND, D.; KURRAT, M.; KOPP, T. H. Voltage-time characteristics of air gaps and insulation coordination—survey of 100 years research. In: IEEE. *Lightning Protection (ICLP), 2016 33rd International Conference on*. [S.l.], 2016. p. 1–8. Citado na página 85.

- KIZILCAY, M.; NEUMANN, C. Backflashover analysis for 110-kv lines at multi-circuit overhead line towers. In: *International Conference on Power Systems Transients (IPST'07) in Lyon, France on June*. [S.l.: s.n.], 2007. p. 4–7. Citado na página 69.
- LIEW, A.; DARVENIZA, M. Dynamic model of impulse characteristics of concentrated earths. In: IET. *Proceedings of the Institution of electrical Engineers*. [S.l.], 1974. v. 121, n. 2, p. 123–135. Citado na página 79.
- LIMA, A. B. *Método para Cálculo da Impedância de Malhas de Aterramento Típicos de Torres de Linhas de Transmissão*. Dissertação de Mestrado — Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, 2010. Citado 3 vezes nas páginas 65, 80 e 81.
- LOVRIC, D.; MODRIC, T. Least squares estimation of double-exponential function. *11th International Conference on Applied Electromagnetics - EC 2013 - September 01 - 04, 2013, Nis, Serbia*, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 72.
- MARTE, S. L. *Subestações Pecém II e Aquiraz II - Projeto Básico: Estudo de Coordenação de Isolamento das Subestações Pecém II e Aquiraz II*. [S.l.], 2010. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 69.
- MARTI, J. Accurate modelling of frequency-dependent transmission lines in electromagnetic transient simulations. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 1, p. 147–157, 1982. Citado na página 74.
- MARTI, J. R.; DOMMEL, H. W. Line models for lightning studies. *Canadian Electrical Association*, Canadian Electrical Association, 1989. Citado na página 68.
- MARTINEZ, J.; ARANDA, F. C. Tower modeling for lightning analysis of overhead transmission lines. *IEEE PES General Meeting*, 2005. Citado 3 vezes nas páginas 69, 73 e 77.
- MEISTER, A. *Modelagem de varistores de óxido de zinco para estudos de coordenação de isolamento*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado, Universidade de Brasília, Brasília/DF, 2005. Citado 2 vezes nas páginas 89 e 91.
- NAGAOKA, N.; AMETANI, A. A two-conductor model for lightning surge calculation. *Electrical Engineering in Japan*, Wiley Online Library, v. 106, n. 4, p. 66–75, 1986. Citado na página 146.
- NAIDU, S. R. *Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência*. [S.l.]: Editora GRAFSET, Campina Grande, Brasil, 1985. Citado na página 51.

- NEKHOUL, B. et al. Calculating the impedance of a grounding system. *IEEE transactions on magnetics*, IEEE, v. 32, n. 3, p. 1509–1512, 1996. Citado na página 79.
- NEVES, W. L.; ARAUJO, A. E. de. *Cálculos de Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Energia*. 1. ed. Minas Gerais, Brasil: Editora UFMG, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 51, 59, 74 e 75.
- NEXANS. *Catálogo de Condutores - Alumínio Nu*. [S.l.], 2013. Citado na página 104.
- ONS. *Diretrizes para Elaboração de Projetos Básicos para Empreendimentos de Transmissão: Estudos Elétricos, Especificação das Instalações, de Equipamentos e de Linhas de Transmissão*. [S.l.]: ONS, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 69 e 70.
- OZAWA, J. et al. Lightning surge analysis in a multi-conductor system for substation insulation design. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 8, p. 2244–2254, 1985. Citado 5 vezes nas páginas 67, 68, 69, 141 e 146.
- PIGINI, A. et al. Performance of large air gaps under lightning overvoltages: experimental study and analysis of accuracy predetermination methods. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 4, n. 2, p. 1379–1392, 1989. Citado na página 87.
- PINCETI, P.; GIANNETTONI, M. A simplified model for zinc oxide surge arresters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 14, n. 2, p. 393–398, 1999. Citado 2 vezes nas páginas 90 e 113.
- RAKOV, V. *Fundamentals of Lightning*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2016. Citado na página 45.
- RUDEBERG, R. *Electrical Shock Waves in Power Systems: Traveling Waves in Lumped and Distributed Circuit Elements*. 1. ed. Harvard, USA: Harvard University Press, 1968. Citado 5 vezes nas páginas 64, 79, 81, 82 e 161.
- SADOVIC, S.; SADOVIC, T. *EMTP-RV User Group Meeting - EMTP-RV Modeling for the Transmission Line Lightning Performance Computation*. [S.l.], 2009. Citado na página 61.
- SALARI, J. C. *Efeito das Descargas Atmosféricas no Desempenho de Linhas de Transmissão - Modelagens nos Domínios do Tempo e da Frequência*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2006. Citado 4 vezes nas páginas 46, 48, 50 e 72.

- SARGENT, M.; DARVENIZA, M. Tower surge impedance. *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*. Vol. 88 No. 3, p. 680–687, 1969. Citado na página 76.
- SHAHABI, S.; KORDI, B. Lightning overvoltage studies of siahbishe 400 kv gas insulated substation. In: IEEE. *PES General Meeting/ Conference & Exposition, 2014 IEEE*. [S.l.], 2014. p. 1–7. Citado na página 69.
- SHINDO, T.; SUZUKI, T. A new calculation method of breakdown voltage-time characteristics of long air gaps. *IEEE transactions on power apparatus and systems*, IEEE, n. 6, p. 1556–1563, 1985. Citado na página 87.
- SIEMENS. *Para-Raios de Óxido de Zinco - Dados Técnicos Garantidos*. [S.l.], 2011. Citado 2 vezes nas páginas 113 e 114.
- SOARES, A. *Modelagem de Linhas de Transmissão para Avaliação de Desempenho Frente a Descargas Atmosféricas*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, MG - Brasil, 2001. Citado na página 76.
- SUNDE, E. D. *Earth conduction effects in transmission systems*. [S.l.]: Dover Publications Inc., 1949. Citado 3 vezes nas páginas 79, 80 e 109.
- TAGG, G. F. *Earth resistances*. [S.l.]: Pitman Publishing Corporation, 1964. Citado na página 79.
- TELLÓ, M. *Aterramento elétrico: impulsivo em baixa e alta frequências-Com apresentação de casos*. [S.l.]: Edipucrs, 2007. Citado na página 79.
- TOMINAGA, S. et al. Protective performance of metal oxide surge arrester based on the dynamic vi characteristics. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, IEEE, n. 6, p. 1860–1871, 1979. Citado 2 vezes nas páginas 88 e 89.
- TSE. *Subestação Jabotão II 230/69 kV - Estudo de Coordenação de Isolamento*. [S.l.], 2013. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 69.
- UMAN, M. A. *The art and science of lightning protection*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2008. Citado na página 45.
- VELASCO, J. A. M. *Power System Transients: Parameter Determination*. 1. ed. Boca Raton, USA: CRC Press, 2009. Citado 15 vezes nas páginas 30, 40, 65, 69, 76, 78, 79, 80, 81, 82, 85, 89, 90, 108 e 156.
- VELASCO, J. A. M. et al. *Coordinación de aislamiento en redes eléctricas de alta tensión*. 1. ed. Espanha: McGraw-Hill, 2008. Citado 7 vezes nas páginas 35, 39, 40, 41, 42, 44 e 45.

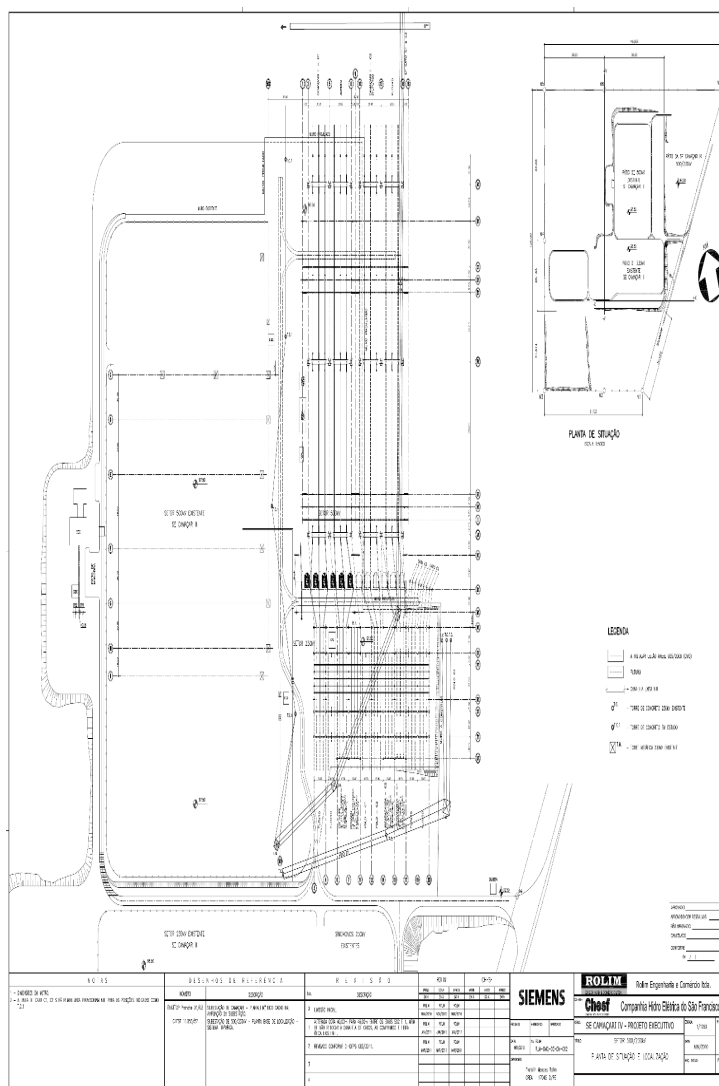
- VISACRO, S. *Descargas atmosféricas: uma abordagem de engenharia*. 1. ed. Belo Horizonte, Brasil: Artliber, 2005. Citado 4 vezes nas páginas 46, 47, 60 e 72.
- VISACRO, S. *Aterramentos Elétricos*. 1. ed. Minas Gerais, Brasil: Editora UFMG, 2007. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 79.
- VISACRO, S. *Curso Básico de Coordenação de Isolamento de Linhas de Transmissão - Sobreensões Atmosféricas*. [S.l.], 2015. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 48.
- VUJEVIC, S.; LOVRIC, D.; JURIC-GRGIC, I. Least squares estimation of heidler function parameters. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, Wiley Online Library, v. 21, n. 1, p. 329–344, 2011. Citado na página 73.
- WAGNER, C.; HILEMAN, A. A new approach to the calculation of the lightning performance of transmission lines – part iii. *IEEE Trans. Part III. Vol. 79 No. 3*, p. 589–603, 1960. Citado na página 76.
- WHITEHEAD, J. et al. Estimating lightning performance of transmission line 2—updates to analytical models. *IEEE Transactions on Power Delivery (Institute of Electrical and Electronics Engineers)*, v. 8, n. 3, 1993. Citado na página 69.
- WITZKE, R.; BLISS, T. Co-ordination of lightning arrester location with transformer insulation level. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, IEEE, v. 69, n. 2, p. 964–975, 1950. Citado na página 84.
- WITZKE, R.; BLISS, T. Surge protection of cable-connected equipment. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, IEEE, v. 69, n. 1, p. 527–542, 1950. Citado na página 84.

Anexos

ANEXO A – Plantas baixa e de corte

A.1 Planta de Situação da SE Camaçari IV 500 kV

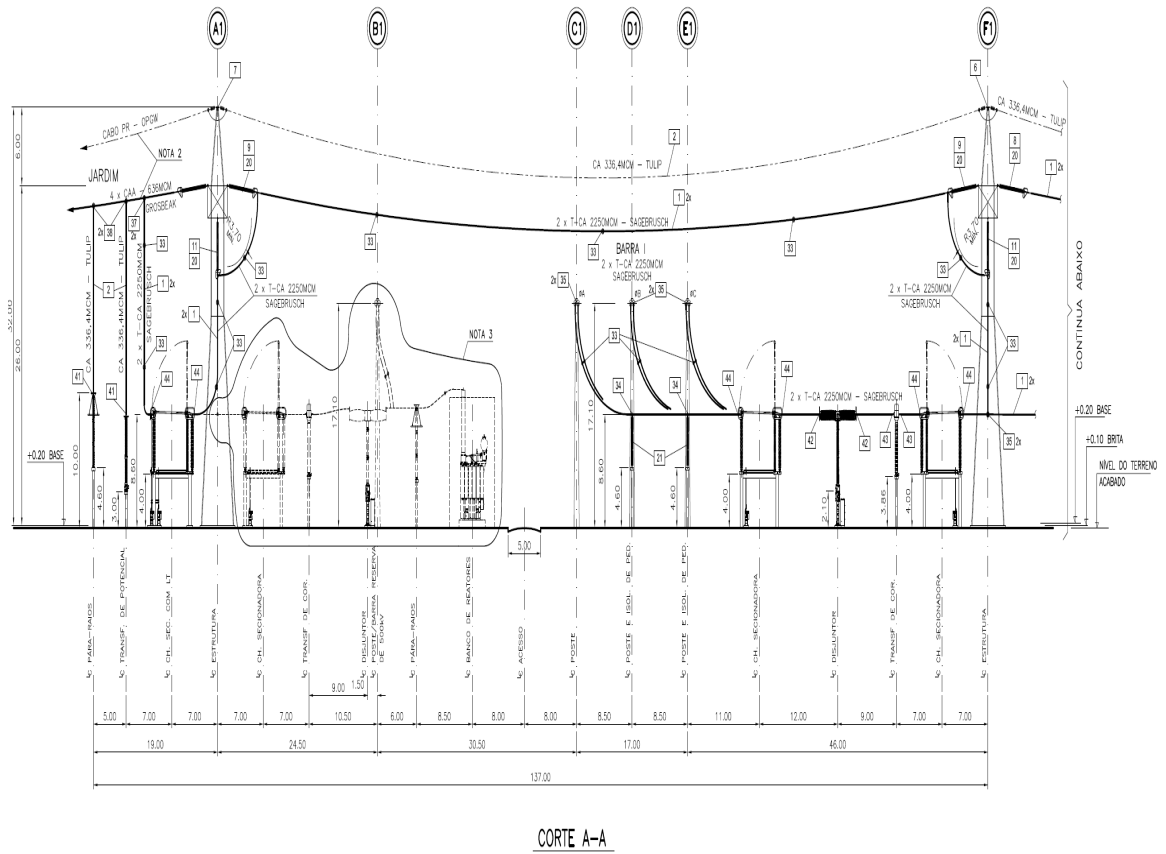
Figura 71 – Planta Baixa da SE Camaçari IV 500 kV.



Fonte: CHESF (2010a).

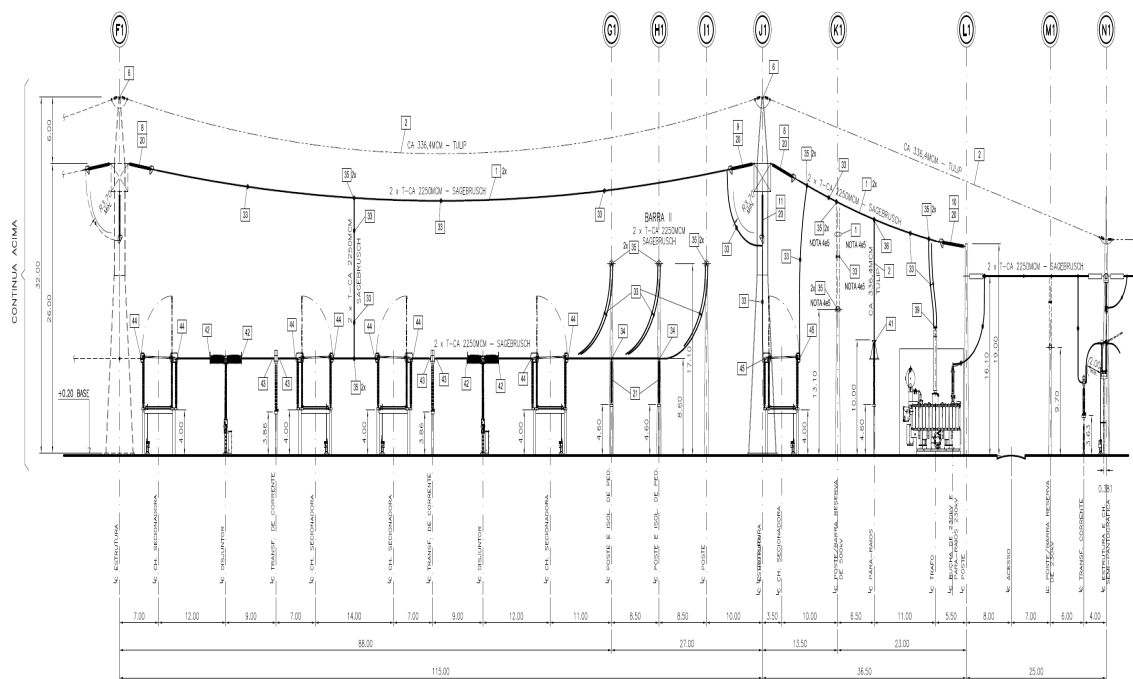
A.2 Plantas de Corte da SE Camaçari IV 500 kV

Figura 72 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Cortes A-A e B-B.



Fonte: CHESF (2010b).

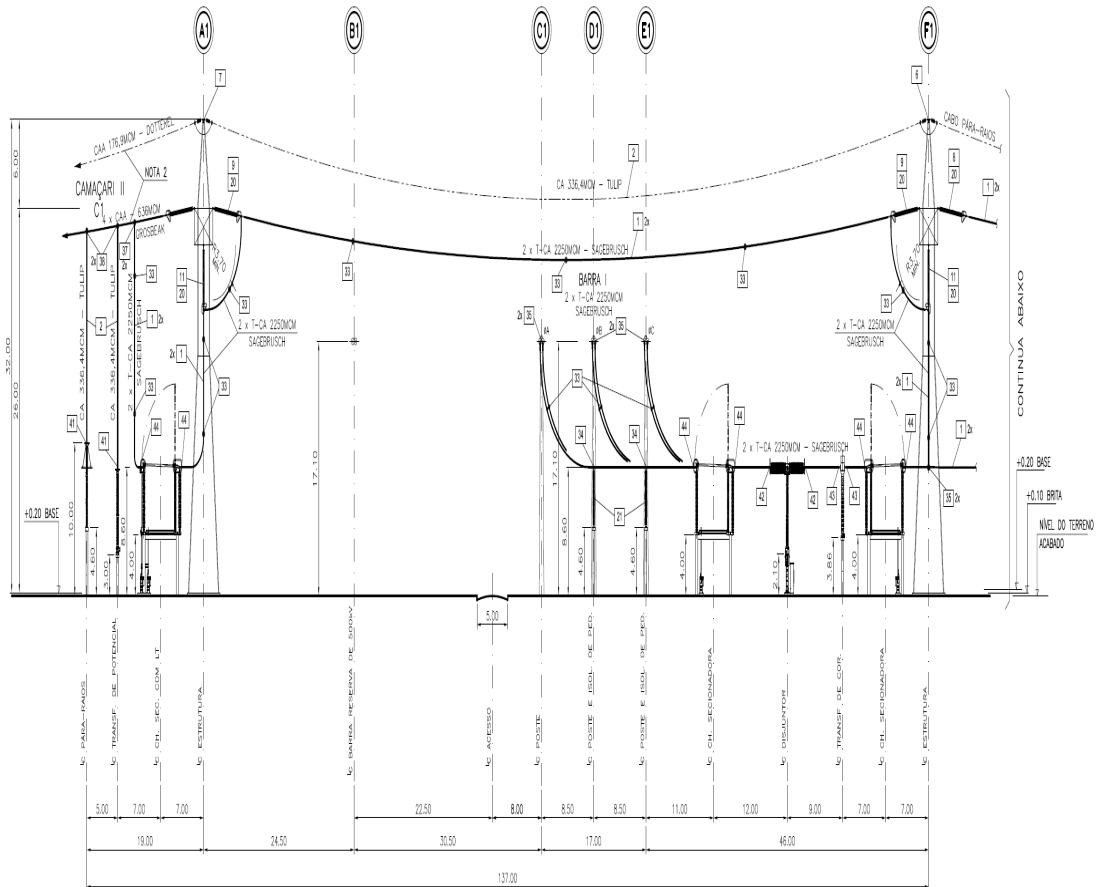
Figura 73 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Corte A-A (Continuação).



CORTE A-A (CONTINUAÇÃO)
(CÉLULAS: ENTRADA DE LINHA E TRANSFORMADOR)

Fonte: CHESF (2010b).

Figura 74 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Cortes C-C e D-D.

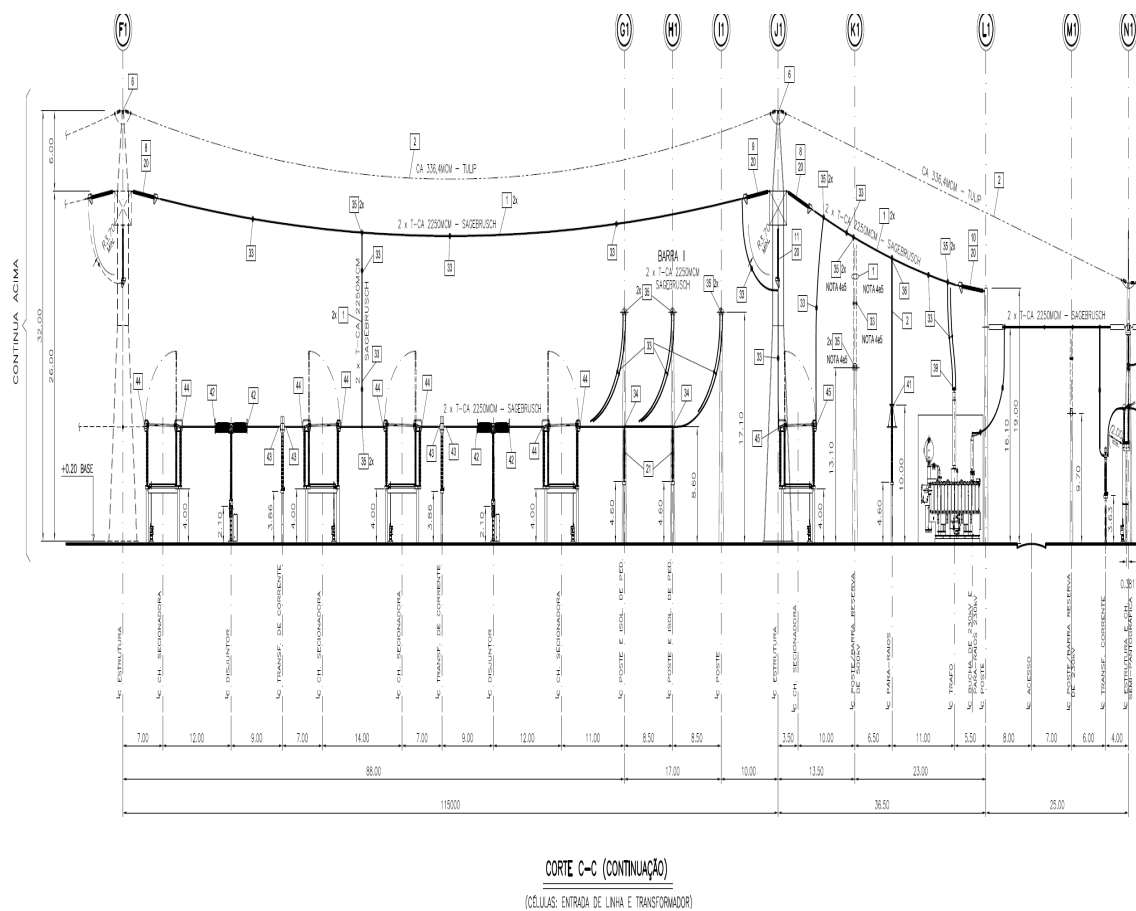


CORTE C-C

(CÉLULAS: ENTRADA DE LINHA E TRANSFORMADOR)

Fonte: CHESF (2010b).

Figura 75 – Planta de Corte da SE Camaçari IV 500 kV - Corte C-C (Continuação).



Fonte: CHESF (2010b).