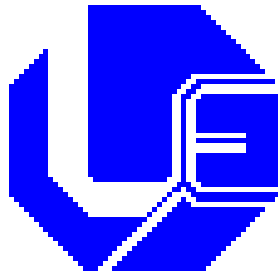


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO COMPARATIVO
DOS EFEITOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS
EM SISTEMAS COMPOSTOS POR CABOS
AÉREOS E SUBTERRÂNEOS A SECO E A ÓLEO

Alexandre Shozo Onuki

Uberlândia
2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**Contribuições ao Estudo Comparativo dos Efeitos de
Descargas Atmosféricas em Sistemas Compostos por
Cabos Aéreos e Subterrâneos a Seco e a Óleo**

Dissertação apresentada por Alexandre Shozo Onuki à Universidade Federal de Uberlândia, perante a Banca Examinadora abaixo, como parte dos requisitos necessários para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Geraldo Caixeta Guimarães, Dr. (Orientador) – UFU

Marcelo Lynce Ribeiro Chaves, Dr. (Orientador) – UFU

Milton Itsuo Samesima, Dr. – UFU

Helder de Paula, Dr. – UFMG

Uberlândia, 2009.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

O59c Onuki, Alexandre Shozo, 1967-

Contribuições ao estudo comparativo dos efeitos de descargas atmosféricas em sistemas compostos por cabos aéreos e subterrâneos a seco e a óleo / Alexandre Shozo Onuki. - 2009.
144 f. : il.

Orientadores: Geraldo Caixeta Guimarães e Marcelo Lynce R. Chaves.
Dissertação (mestrado) – Universidade Federal de Uberlândia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.
Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Sistemas de energia elétrica - Teses. 3. Cabos elétricos - Teses. 4. Transitórios (Eletricidade) - Teses. I. Guimarães, Geraldo Caixeta, 1953, e Chaves, Marcelo Lynce Ribeiro, 1951-. II. Universidade Federal de Uberlândia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

CONTRIBUIÇÕES AO ESTUDO COMPARATIVO DOS EFEITOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM SISTEMAS COMPOSTOS POR CABOS AÉREOS E SUBTERRÂNEOS A SECO E A ÓLEO

ALEXANDRE SHOZO ONUKI

Dissertação apresentada por Alexandre Shozo Onuki à
Universidade Federal de Uberlândia, como parte dos
requisitos necessários para obtenção do título de Mestre
em Ciências.

Prof. Geraldo Caixeta Guimarães, Dr.
Orientador

Prof. Marcelo Lynce R. Chaves, Dr.
Orientador

Prof. Alexandre Cardoso, Dr.
Coordenador do Curso de Pós-Graduação

DEDICATÓRIA

DEDICO ESTE TRABALHO A MINHA FAMÍLIA VILMA E MARIA EDUARDA, AOS MEUS PAIS NAIR E MÓRIO PELO INCENTIVO E COMPREENSÃO DEDICADAS A MIM PARA REALIZAÇÃO DESTE TRABALHO.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Doutor **Marcelo Lynce Ribeiro Chaves**, pelo apoio, extrema paciência e compreensão durante a elaboração deste trabalho. Além da confiança dispensada e pela oportunidade da realização do mesmo.

Ao Engenheiro Msc. **José de Melo Camargo**, por seu valioso incentivo e contribuição em todas as etapas da pesquisa, pois sem eles, esta não teria sido concluída.

Ao Professor Doutor **Alexandre Rocco**, por seu grande auxílio durante a elaboração deste trabalho.

À Professora Doutora **Elise Saraiva**, pelo auxílio constante em todo o trabalho e pela simpatia dispensada.

Aos Colegas Engenheiro **João Marcos Brito da Silva** e Professor Msc. **Silvério Penin Y Santos**, também pelo incentivo e amizade.

RESUMO

Realizou-se, neste trabalho, através de simulações computacionais, um estudo comparativo dos efeitos de transitórios eletromagnéticos provenientes de descargas atmosféricas diretas e indiretas em linhas de transmissão mistas, compostas por trechos aéreos e subterrâneos com isolamento a óleo e a seco. O modelo desenvolvido e implementado no ambiente computacional ATP, fundamentou-se em uma parte do sistema de subtransmissão da AES – Eletropaulo, composta pela subestação Bandeirante e nas estações de distribuição Morumbi, Granja Julieta e Alto da Boa Vista.

Os dados dos equipamentos considerados foram levantados inicialmente através de um projeto de P&D relativo aos efeitos de descargas atmosféricas em ETDs (Estações de Transmissão e Distribuição), realizado pela UFU (Universidade Federal de Uberlândia) e pela UNISANTA (Universidade Santa Cecília) para a empresa de distribuição de energia AES – Eletropaulo.

Assim o desenvolvimento dos modelos equivalentes dos equipamentos foi feito de forma individual, com base em dados reais; a aferição da consistência dos dados inseridos baseou-se em valores medidos ou teóricos conforme disponibilidade das informações. As configurações do sistema elétrico equivalente utilizado nas simulações foram definidas a partir de diversas combinações, que contemplaram a alternância de parâmetros, tais como: tipo de cabo, utilização de para-raios e tipo de instalação dos cabos (mantendo-se inalterado o restante do sistema).

No que diz respeito à atenuação dos efeitos dos transitórios, os principais resultados encontrados foram os seguintes: melhores resultados dos cabos a óleo que dos secos; pequena influência das alterações sistêmicas das estações de distribuição elétrica; eficiência da utilização dos para-raios neste tipo de sistema e as pequenas variações em relação as disposição dos cabos.

Palavra chave: cabos subterrâneos, programa ATP, transitórios eletromagnético, descargas atmosféricas.

ABSTRACT

By means of computing simulations, it is presented in this work a comparative study of the effects of electromagnetic transients proceeding from indirect and direct atmospheric discharges in mixed-transmission lines, which consist of aerial and underground parts with oil and dry type isolation. The developed and implemented model in the ATP computing environment was based on a part of AES- Eletropaulo subtransmission system compounded of Bandeirante substation and Morumbi, Granja Julieta and Alto da Boa Vista distribution stations.

The data of the considered equipment were first obtained through a R&D project regarding the effects of atmospheric discharges in Distribution and Transmission Stations developed for energy distribution company AES-Eletropaulo by Uberlândia Federal University and Santa Cecília University.

Thus, equipment equivalent models development was done individually and based on real data. Data input consistency checking was based on either measured or theoretical values, depending on the information available. The equivalent electric system configurations used in simulations were determined by several combinations which considered the alternance of parameters, such as: types of cable, use of lightning rods and kind of cables installations (kept unmodified in relation to the rest of the system).

In relation to transients effects attenuation, the main results found were the following: better results of oil cables than that of dry cables; small influence of systemic alterations of the electric distribution stations; efficiency of lightning rods usage in this type of system and small variations for the provision of cables.

Keywords: underground cables, ATP program, transient electromagnetic, lightning.

Sumário

Capítulo I

INTRODUÇÃO

1.1	Considerações Iniciais.....	01
1.2	Objetivo.....	02
1.3	Metodologia.....	02
1.4	Estado da Arte sobre o tema.....	04
1.5	Estrutura da Dissertação.....	05

Capítulo II

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA EM ANÁLISE

2.1	O Sistema Elétrico.....	07
2.2	SE Bandeirantes.....	07
2.2.1	Potência de Curto Circuito.....	09
2.2.2	Transformadores e autotransformadores.....	09
2.2.3	Banco de capacitores e indutores.....	10
2.3	ETD – Estação de Transformação e Distribuição.....	11
2.3.1	ETD Granja Julieta.....	14
2.3.1.1	Transformadores da ETD Granja Julieta.....	14
2.3.1.2	Banco de Capacitores da ETD Granja Julieta.....	16
2.3.2	ETD Morumbi.....	16
2.3.2.1	Transformadores da ETD Morumbi.....	17
2.3.3	ETD Alto da Boa Vista.....	19
2.3.3.1	Transformadores da ETD Alto da Boa Vista.....	20
2.4	ETR – Estação de Transição.....	20
2.5	Linha de Transmissão.....	22
2.6	Poste de Saída 13,8 kV.....	23
2.7	Cabos subterrâneos 88 kV.....	24
2.7.1	Características de instalação dos cabos subterrâneos.....	24

2.7.2	Cabo subterrâneo óleo.....	25
2.7.3	Cabo subterrâneo seco.....	27
2.8	Sistema de aterramento.....	28
2.8.1	Aterramento das torres de transmissão.....	29
2.8.2	Aterramento das estações de distribuição.....	29
2.8.3	Aterramento das Estações de Transição.....	32
2.9	Pára-raios.....	33
2.9.1	Pára-raios 13,8 kV.....	34
2.9.2	Para-raio 120/84 kV.....	35
2.10	Descargas atmosféricas.....	36

Capítulo III

MODELAGEM COMPUTACIONAL: TRANSFORMADORES, SISTEMAS DE ATERRAMENTO E PARA-RAIOS

3.1	Introdução.....	40
3.2	Programa EMTP/ATP.....	40
3.3	Desenvolvimento do modelo.....	41
3.4	Circuito equivalente da rede elétrica de 345 kV.....	41
3.5	Transformadores.....	44
3.5.1	Modelos para transformadores no programa computacional.....	44
3.5.2	Modelo do transformador monofásico.....	44
3.5.3	Modelo do transformador trifásico.....	48
3.5.4	Modelo do autotransformador.....	49
3.5.5	Cálculo dos parâmetros elétricos dos transformadores.....	51
3.5.6	Aferição dos dados de entrada.....	52
3.6	Modelagem do sistema de aterramento.....	57
3.6.1	Modelo do sistema de aterramento das torres de transmissão.....	57
3.6.2	Modelos dos sistemas de aterramento das estações de transformação	57
3.6.3	Malha de aterramento da ETD.....	64
3.6.3.1	Modelagem das áreas da malha de aterramento da ETDs.....	66

3.6.3.2	Modelo equivalente da malha de aterramento da ETD.....	71
3.6.3.3	Simulação do modelo da malha de aterramento da ETD.....	72
3.6.4	Modelo do Sistema de aterramento da ETR.....	74
3.6.4.1	Modelagem das áreas da malha de aterramento das ETRs.....	74
3.6.4.2	Modelo equivalente da malha de aterramento da ETR.....	75
3.6.4.2	Simulação do modelo da malha de aterramento da ETR.....	76
3.7	Para-raios.....	77
3.7.1	Para-raios 13,8 kV.....	77
3.7.2	Para-raios 88 kV.....	78
3.8	Circuito para simulação de <i>fhashover</i>	79

Capítulo IV

MODELAGEM COMPUTACIONAL: LINHAS DE TRANSMISSÃO E CABOS

4.1	Introdução.....	80
4.2	Descargas atmosféricas.....	80
4.2.1	Efeitos em sistemas elétricos.....	81
4.2.2	Simulação da descarga elétrica.....	82
4.3	Linha de transmissão.....	89
4.3.1	Modelagem da linha de transmissão aérea.....	90
4.3.1.1	Modelo utilizado para simulação da linha de transmissão...	90
4.4	Cabos subterrâneos.....	93
4.4.1	Rotina <i>Cable Constant</i>	94
4.4.1.1	Determinação das impedâncias do cabo subterrâneo.....	94
4.4.2	Definições dos parâmetros do cabo subterrâneo a seco.....	103
4.4.3	Definições dos Parâmetros do cabo subterrâneo a óleo.....	106
4.4.4	Avaliação comparativa das impedâncias de sequência positiva dos cabos a óleo e seco.....	108

4.4.5	Análise das impedâncias de sequência positiva dos cabos nas diferentes configurações de instalação.....	110
4.4.6	Descrição das características das linhas de transmissão subterrânea.	113
4.4.7	Análise comparativa das características das linhas de transmissão subterrâneas a óleo e a seco.....	114

Capítulo V

SIMULAÇÕES

5.1	Introdução.....	116
5.2	Simulações.....	116
5.2.1	Simulações das descargas atmosféricas.....	118
5.2.2	Definição dos padrões para simulação.....	120
5.2.3	Levantamento dos resultados das simulações.....	121
5.2.4	Limites de isolação.....	124
5.3	Simulações do sistema integrado.....	124
5.3.1	Análise comparativa entre os sistemas de transmissão entre a SE Bandeirantes e as ETD's Morumbi e Granja Julieta.....	125
5.3.2	Análise comparativa entre os cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas diretas.....	129
5.3.3	Análise comparativa entre os cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas no cabo guarda.....	132
5.3.4	Análise comparativa da utilização de para-raios em cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas diretas.....	135
5.3.5	Análise comparativa em relação às configurações de instalação dos cabos subterrâneos.....	137
5.4	Considerações finais.....	140

CONCLUSÃO

Conclusões.....	142
Propostas para trabalhos futuros.....	144

Referência Bibliográfica

BIBLIOGRAFIA.....	145
-------------------	-----

Anexos

ANEXOS.....	148
-------------	-----

Lista de Tabelas

Tabela 02.01	Impedâncias de curto circuito dos transformadores TR ₁ e TR ₂ da ETD Granja Julieta.....	15
Tabela 02.02	Impedância de curto circuito dos transformadores TR ₁ e TR ₂ da ETD Morumbi.....	17
Tabela 02.03	Impedância de curto circuito dos transformadores TR ₃ e TR ₄ da ETD Morumbi.....	18
Tabela 02.04	Impedância de curto circuito do transformador TR ₅ da ETD Morumbi.....	19
Tabela 02.05	Resultados dos ensaios de tensão de referência à frequência industrial dos para-raios de 13,8 kV.....	34
Tabela 02.06	Resultados dos ensaios de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida dos para-raios de 13,8 kV.....	35
Tabela 02.07	Resultado dos ensaios de tensão de referência à frequência industrial dos para-raios 120/84 kV.....	36
Tabela 02.08	Resultado dos ensaios de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida dos para-raios de 120/84 kV.....	36
Tabela 02.09	Níveis de correntes adotados como padrão.....	37
Tabela 02.10	Levantamento dos eventos de descargas atmosféricas com a polaridade negativas.....	37
Tabela 02.11	Levantamento dos eventos de descargas atmosféricas com a polaridade positiva.....	38
Tabela 02.12	Percentuais em função da polaridade do total das descargas atmosféricas.....	38
Tabela 02.13	Percentuais em função da intensidade das descargas atmosféricas de polaridade positiva e negativa.....	38
Tabela 02.14	Percentuais em função da multiplicidade das descargas atmosféricas de polaridade positiva e negativa.....	39
Tabela 03.01	Resumo dos valores teóricos, resultados das simulações e erros calculados, referentes ao modelo equivalente a rede elétrica de 345 kV.....	43
Tabela 03.02	Resumo dos parâmetros calculados dos transformadores.....	51
Tabela 03.03	Resultados do cálculo dos parâmetros dos transformadores para aferição do modelo equivalente.....	53
Tabela 03.04	Resultados da simulação dos transformadores da ETDs e SE.....	55
Tabela 03.05	Resultados da simulação da área 2.....	68
Tabela 03.06	Resultados da simulação da área 3.....	69
Tabela 03.07	Resultados da simulação da área 4.....	69
Tabela 03.08	Resultados da simulação da área 5.....	70
Tabela 03.09	Resultados da simulação da área 6.....	71
Tabela 03.10	Resultados da simulação das áreas 1 a 4.....	75
Tabela 03.11	Resultados da simulação das hastes de aterramento.....	75
Tabela 03.12	Resultados da simulação dos transformadores da ETR.....	76
Tabela 04.01	Dados dos cabos das linhas de transmissão.....	93
Tabela 04.02	Resumo das dimensões do cabo subterrâneo seco.....	104
Tabela 04.03	Resumo das características do cabo subterrâneo a seco.....	105
Tabela 04.04	Resumo das resistências equivalentes do cabo subterrâneo seco.....	105
Tabela 04.05	Resumo das indutâncias equivalentes do cabo subterrâneo seco.....	105
Tabela 04.06	Resumo das capacitâncias equivalentes do cabo subterrâneo seco.....	106
Tabela 04.07	Resumo das dimensões do cabo subterrâneo óleo.....	107

Tabela 04.08	Resumo das resistências equivalentes do cabo subterrâneo a óleo.....	107
Tabela 04.09	Resumo das indutâncias equivalentes do cabo subterrâneo a óleo.....	108
Tabela 04.10	Resumo das capacitâncias equivalentes do cabo subterrâneo a óleo.....	108
Tabela 04.11	Resumo das resistências equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo.....	109
Tabela 04.12	Resumo das indutâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo.....	109
Tabela 04.13	Resumo das capacitâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo.....	109
Tabela 04.14	Alterações das resistências equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneos a óleo e seco.....	110
Tabela 04.15	Alterações das indutâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneos a óleo e seco.....	110
Tabela 04.16	Alterações das capacitâncias equivalentes de sequência positiva entre os cabos subterrâneos óleo e seco.....	110
Tabela 04.17	Alterações das resistências entre os cabos dos tipos 1 a 4.....	111
Tabela 04.18	Alterações das indutâncias entre os cabos dos tipos 1 a 4.....	112
Tabela 04.19	Alterações das capacitâncias entre os cabos dos tipos 1 a 4.....	112
Tabela 04.20	Resumo das impedâncias de surto dos cabos subterrâneos.....	113
Tabela 04.21	Resumo das velocidades de propagação da onda nos cabos subterrâneos.....	113
Tabela 04.22	Resumo das diferenças das impedâncias de surto dos cabos subterrâneos....	114
Tabela 04.23	Resumo das diferenças das velocidades de propagação da onda nos cabos subterrâneos.....	114
Tabela 05.01	Níveis de isolamento normalizados.....	124
Tabela 05.02	Configurações utilizadas para análise comparativa entre sistemas de transmissão para descargas atmosféricas diretas.....	125
Tabela 05.03	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-01.....	126
Tabela 05.04	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-01.....	126
Tabela 05.05	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-02.....	127
Tabela 05.06	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-02.....	127
Tabela 05.07	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-03.....	127
Tabela 05.08	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-03.....	128
Tabela 05.09	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-04.....	128
Tabela 05.10	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-04.....	128
Tabela 05.11	Configurações utilizadas para análise comparativa entre cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas direta.....	129
Tabela 05.12	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 02-01.....	130
Tabela 05.13	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 02-01.....	130
Tabela 05.14	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 02-02.....	131
Tabela 05.15	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 02-02.....	131

Tabela 05.16	Configurações utilizadas para análise comparativa entre cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas no cabo guarda.....	133
Tabela 05.17	Resultados das simulações realizadas no cabo guarda com o modelo que utiliza a configuração 03-01.....	133
Tabela 05.18	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 03-01.....	133
Tabela 05.19	Resultados das simulações realizadas no cabo guarda com o modelo que utiliza a configuração 03-02.....	134
Tabela 05.20	Resultados das diferenças percentuais entre os valores das tensões, resultantes das simulações dos modelos com configuração 03-02.....	134
Tabela 05.21	Configurações utilizadas para análise comparativa do efeito atenuante do para-raios nos cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas direta.....	135
Tabela 05.22	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo de configuração 04-01.....	135
Tabela 05.23	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 04-01.....	136
Tabela 05.24	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 04-02.....	136
Tabela 05.25	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 04-02.....	137
Tabela 05.26	Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 5-1.....	138
Tabela 05.27	Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 5-1.....	139

Lista de Figuras

Figura 1.1	Vista aérea do sistema elétrico em questão.....	03
Figura 1.2	Sistema elétrico do estudo da eficiência dos para-raios na proteção de sistema mistos.....	04
Figura 2.1	Diagrama unifilar da SE Bandeirantes.....	08
Figura 2.2	Gabarito de Cabos Subterrâneos de 13,8 kV.....	13
Figura 2.3	Diagrama unifilar ETD Granja Julieta.....	14
Figura 2.4	Diagrama unifilar ETD Morumbi.....	16
Figura 2.5	Diagrama unifilar ETD Alto da Boa Vista.....	20
Figura 2.6	Vista lateral da estação de transição (aérea – subterrânea).....	21
Figura 2.7	Planta da estação de transição (aérea – subterrânea).....	21
Figura 2.8	Detalhes construtivos das torres de transmissão.....	22
Figura 2.9	Sistema de transmissão 88 kV.....	23
Figura 2.10	Poste distribuição 13,8 kV.....	23
Figura 2.11	Detalhes da geometria da instalação dos cabos subterrâneos.....	25
Figura 2.12	Detalhes construtivos do cabo subterrâneo a óleo.....	26
Figura 2.13	Detalhes construtivos do cabo subterrâneo a seco.....	27
Figura 2.14	Sistema de aterramento de torres de transmissão.....	29
Figura 2.15	Planta da malha de aterramento estação transformadora de distribuição.....	31
Figura 2.16	Planta da malha de aterramento estação de transição.....	33
Figura 2.17	Para-raios 13,8 KV.....	34
Figura 2.18	Para-raios 138/88 KV.....	35
Figura 3.1	Teste de curto-circuito da rede elétrica de 345 kV.....	43
Figura 3.2	Modelo do transformador monofásico.....	45
Figura 3.3	Modelo do transformador trifásico $\Delta \rightarrow Y$	48
Figura 3.4	Modelo do autotransformador monofásico.....	49
Figura 3.5	Teste em vazio do transformador 345/88 KV.....	54
Figura 3.6	Teste em curto-circuito transformador 345/88 KV.....	55
Figura 3.7	Circuito π equivalente de trecho da malha de aterramento das estações.....	58
Figura 3.8	Exemplo de circuito equivalente da malha de aterramento.....	61
Figura 3.9	Divisão da malha de aterramento das estações de distribuição.....	65
Figura 3.10	Área 01 da malha de aterramento – ETD.....	66
Figura 3.11	Modelo equivalente da malha de aterramento – ETD.....	72
Figura 3.12	Resultado da simulação do circuito equivalente – 100 V / 60 Hz.....	73
Figura 3.13	Resultado da simulação do circuito equivalente – 100 V / 500 kHz.....	73
Figura 3.14	Divisão da malha de aterramento das estações de transição.....	74
Figura 3.15	Modelo equivalente da malha de aterramento – ETR.....	76
Figura 3.16	Teste de aferição do para-raios ZNO – 13,8 kV.....	78
Figura 3.17	Circuito para simular o <i>flashover</i> no isolador da torre.....	79
Figura 4.1	Simulação de descarga atmosférica.....	80
Figura 4.2	Forma de onda caracterizada para descargas atmosféricas.....	82
Figura 4.3	Comportamento da fonte Heidler.....	83
Figura 4.4	Teste de Corrente da fonte Heidler.....	85

Figura 4.5	Comportamento da fonte <i>surge</i>	86
Figura 4.6	Teste de corrente da fonte <i>surge</i>	88
Figura 4.7	Curva de incremento das correntes das fontes Heidler X <i>surge</i>	88
Figura 4.8	Curva de decrescimento das correntes das fontes Heidler X <i>surge</i>	89
Figura 4.9	Propagação do surto em linhas de transmissão.....	89
Figura 4.10	Parâmetros elétricos resistência e indutância de linhas de transmissão em função da variação da frequência.....	91
Figura 4.11	Características geométricas da torre utilizadas.....	92
Figura 4.12	Cabo 636 MCM – alumínio com alma de aço.....	92
Figura 4.13	Cabo 3/8” de aço galvanizado.....	93
Figura 4.14	Modelo do cabo subterrâneo utilizado pelo <i>Cable Constant</i>	94
Figura 4.15	Modelo trifásico para cabos subterrâneo utilizado pelo <i>Cable Constant</i>	99
Figura 4.16	Modelo geométrico para definição da impedância mútua entre os cabos i e k	101
Figura 4.17	Modelo equivalente das capacitâncias entre condutores A e B.....	102
Figura 5.1	Diagrama do sistema elétrico interligado.....	117
Figura 5.2	Diagrama do sistema utilizado nas simulações.....	118
Figura 5.3	Diagrama utilizado para a simulação de descarga atmosférica direta.....	119
Figura 5.4	Diagrama utilizado nas simulações de descarga atmosférica no cabo guarda.	119
Figura 5.5	Configurações utilizadas nas simulações.....	121
Figura 5.6	Fluxo da corrente da descarga direta na torre 01 na fase “A” e no cabo guarda da torre 03.....	122
Figura 5.7	Gráfico da Tensão $V_{d_{Ater}}$ em descarga atmosférica direta.....	122
Figura 5.8	Resultado de uma simulação - Descarga direta na fase “A” na torre 01 e registro de tensão na fase “A” nas demais torres.....	124

Simbologias e Unidades

$S_{3\phi}$	Potência de Curto Circuito Trifásica	MVA
$S_{1\phi}$	Potência de Curto Circuito Monofásica	MVA
X	Impedância Percentual Total do Transformador	%
V_{ref}	Tensão de Referência para Ensaio de Pára-raios	kV
I_{ref}	Corrente de Referência para Ensaio de Pára-raios	mA
V_{res}	Tensão residual para Ensaio de Pára-raios	kV
V_L	Tensão de Linha	kV
V_F	Tensão de fase	kV
I_L	Corrente de Linha	A
I_F	Corrente de Fase	A
$I_{cc_{3\phi}}$	Corrente de Curto Circuito Trifásico	A
$I_{cc_{1\phi}}$	Corrente de Curto Circuito Monofásico	A
Z_1	Impedância de seqüência Positiva	Ω
Z_2	Impedância de seqüência Negativa	Ω
Z_0	Impedância de seqüência Zero	Ω
P_{perda}	Perdas do Transformador	W
R_{Bobina}	Resistência da Bobina do Transformador	Ω
X_1	Reatância Indutiva do Primário do Transformador Monofásico	Ω
X_2	Reatância Indutiva do Secundário do Transformador Monofásico	Ω
R_1	Resistência do Primário do Transformador Monofásico	Ω
R_2	Resistência do Secundário do Transformador Monofásico	Ω
V_1	Tensão do Primário do Transformador Monofásico	V
V_2	Tensão do Secundário do Transformador Monofásico	V
S_{trafo}	Potência do Transformador Monofásico	VA
t_f	Tempo de Frente da Descarga Atmosférica	seg.
t_d	Tempo de Descida da Descarga Atmosférica	seg.
I	Intensidade de Corrente	A
R_{int}	Raio Interno do Cabo	m
R_{ext}	Raio Externo do Cabo	m
$Area_{int}$	Área Interna do Cabo	m^2
$Area_{ext}$	Área Externa do Cabo	m^2
$Area$	Área do Cabo	m^2
ρ_{Cobre}	Resistividade do Cobre	$\frac{\Omega}{m}$
$\rho_{Alumínio}$	Resistividade do Alumínio	$\frac{\Omega}{m}$
ρ_a	Resistividade Aparente do Solo	Ωm
R_{haste}	Resistência da haste	m

Re_{haste}	Resistência Equivalente das hastes	Ω
L_h	Comprimento médio das hastes	m
D_h	Diâmetro da haste	m
N_h	Número de hastes	
Dm_h	Distância média entre hastes	m
R_{cabo}	Resistência do condutor	m
Re_{cabo}	Resistência Equivalente dos condutores	Ω
L_c	Comprimento do condutor	m
R_c	Raio do Condutor	m
N_c	Número de condutores	
P_c	Profundidade do Condutor no Solo	m
Dm_c	Distância média entre condutores	m
L_{cabo}	Indutância do Cabo	H
Le_{cabo}	Indutância equivalente do Cabo	H
R_{Ha}	Resistência Equivalente dos cabos da malha na Horizontal	Ω
R_{Va}	Resistência Equivalente dos cabos da malha na Vertical	Ω
R_{Hi}	Resistência Equivalente dos cabos de interligação na Horizontal	Ω
R_{Vi}	Resistência Equivalente dos cabos de interligação na Vertical	Ω
L_{Hm}	Indutância Equivalente dos cabos da malha na Horizontal	Ω
L_{Vm}	Indutância Equivalente dos cabos da malha na Vertical	Ω
L_{Hi}	Indutância Equivalente dos cabos de interligação na Horizontal	Ω
L_{Vi}	Indutância Equivalente dos cabos de interligação na Vertical	Ω

Legendas

SE	Subestação
ETD	Estação de Transformação de Distribuição
ETR	Estação de Transição
ETC	Estação de Transformação de Consumidor
CC	Corrente Contínua
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
TP	Transformador de Potencial
TC	Transformador de Corrente
CAA	Cabo de Alumínio com Alma de Aço
MCM	Mil Circular Mil
HDPE	High Density Polyethylene
PVC	Polyvinyl Chloride
EPR	Etileno Propileno
ZnO	Zinc Oxide
IEC	International Electrotechnical Commission
EMTP	Electromagnetic Transients Program
ATP	Alternative Transient Program
CBUE	Comitê Brasileiro de Usuários do EMTP
LCC	Line Cable Component
NBI	Nível Básico de Isolamento
BCA	Banco de Capacitores
PR	Para-raios
XLPE	Polietileno Termofixo

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 Considerações Iniciais

A ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) é o órgão regulador que avalia o desempenho técnico e a qualidade dos serviços prestados pelas distribuidoras de energia elétrica através de indicadores como o DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) e o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor). Com o intuito de melhoria contínua, a ANEEL está atenta aos limites desses indicadores, na busca de índices cada vez menores de interrupções nas concessionárias de energia. Verifica-se que grande parte desses desligamentos é resultado de influências diretas e indiretas das descargas atmosféricas nas redes elétricas aéreas; além disso, o efeito de sua incidência pode causar danos irreparáveis aos equipamentos elétricos.

A distribuição de energia da cidade de São Paulo possui 43.995 km de linhas (predominantemente aéreas), 1,8 mil circuitos e mais de 1,1 milhão de postes instalados em uma área de 4.526 Km², onde ocorre a incidência de um grande número de descargas atmosféricas (uma média de 80 mil anuais). Assim, pode-se concluir que as contribuições no assunto são de vital importância para a melhoria da qualidade do suprimento de energia na capital paulista.

Este trabalho tem como proposta analisar os efeitos de descargas atmosféricas em linhas mistas compostas por trechos aéreos e subterrâneos. Esse tipo de instalação é cada vez mais utilizado em sistemas de subtransmissão, principalmente em grandes metrópoles, como a cidade de São Paulo, em decorrência de vários fatores, tais como: poluição visual, menor custo de manutenção, crescimento populacional desordenado e consequente ausência de espaço físico para novas instalações e a necessidade de atendimento do crescente aumento da demanda de energia elétrica.

Basicamente existem dois tipos de cabos utilizados na distribuição de energia para a transmissão subterrânea, o que utiliza o princípio de isolamento a óleo pressurizado e outro a seco. Até a década de 90, foram utilizados os cabos a óleo (pressurizados com óleo), porém a partir desta década, foi desenvolvido o cabo seco que, em um curto período de tempo, praticamente monopolizou o mercado. Atualmente, os cabos a óleo não são mais aplicados em instalações novas com níveis de tensão de até 345 kV, mas somente em certos tipos de reposição.

Como os cabos subterrâneos têm características elétricas diferentes das linhas aéreas, observou-se a necessidade de um estudo comparativo de seu comportamento em função dos transitórios eletromagnéticos, provenientes das descargas atmosféricas.

1.2 Objetivo

Este trabalho tem como objetivo comparar os efeitos dos transitórios eletromagnéticos gerados por descargas atmosféricas em um sistema de subtransmissão, composto por uma linha mista (aérea – subterrânea – aérea), tendo o estudo como foco os cabos subterrâneos citados anteriormente, em diferentes configurações de instalação. Para esta análise, é utilizado o sistema que interliga em 88 kV a SE Bandeirantes às ETD's Morumbi, Granja Julieta e Alto da Boa Vista que, originalmente, é aéreo; entretanto, com a construção da Ponte Estaiada Octávio Frias de Oliveira, existirá um trecho de aproximadamente 1 km em instalações subterrâneas, como mostra a figura 1.1.

1.3 Metodologia

Primeiramente é apresentada uma revisão bibliográfica sobre o tema, onde são descritos os trabalhos relativos a efeitos de Transitórios Eletromagnéticos em redes subterrâneas quando submetidas a descargas atmosféricas.

Foram utilizados dados reais obtidos junto à Empresa Distribuidora de Energia AES – Eletropaulo, como parte de um trabalho de pesquisa P&D relativo aos efeitos

de descargas atmosféricas em ETDs (Estações de Transmissão e Distribuição) realizado conjuntamente pela UFU (Universidade Federal de Uberlândia) e UNISANTA (Universidade Santa Cecília).



Figura 1.1 – Vista aérea do sistema elétrico em questão

Devido à complexidade do estudo e das inúmeras variáveis que envolvem este trabalho, utilizou-se o programa EMTP/ATP-DRAW, pois trata-se de um programa consagrado mundialmente neste segmento de pesquisa.

O modelo computacional foi desenvolvido a partir da criação de módulos equivalentes formados através de modelos existentes no programa e aferidas as consistências através de metodologia particular a cada equipamento. Em seguida, todos os módulos foram conectados de maneira a compor a configuração do sistema, sendo então realizadas simulações de forma sistemática e abrangente levando-se em conta as diversas variáveis no estudo proposto.

1.4 Estado da Arte sobre o tema

Os trabalhos de maior relevância sobre o assunto abordado são expostos de forma sucinta, concluindo-se que poucos trabalhos foram realizados nesta área.

Inicialmente, a referência [18] trata do estudo da coordenação de isolamento em estações de distribuição da AES – Eletropaulo, trabalho resultante do projeto de pesquisa intitulado **“Desenvolvimento de modelagens para um sistema especialista para estudos de fenômenos transitórios do sistema de subtransmissão da Eletropaulo”** dentro do programa de P&D da ANEEL e desenvolvido no período de 2004 a 2006. Os resultados obtidos no projeto foram os desenvolvimentos de um aplicativo computacional com os modelos elétricos dos equipamentos configurados conforme padrões da concessionária, assim como uma metodologia de estudo para análise da coordenação de isolamento de seu sistema de subtransmissão.

A referência [15] trata do estudo da eficiência dos para-raios para proteção de um sistema misto “Aéreo – Subterrâneo – Aéreo” conforme ilustra a figura 1.2, evidenciando a vulnerabilidade das junções (aérea/subterrânea) desses sistemas. Neste sentido, baseado em dados reais e simulado no aplicativo EMTP, este foi apresentado no *International Conference on Power Systems Transients (IPST’05)* em Montreal, Canadá, em Junho 2005.

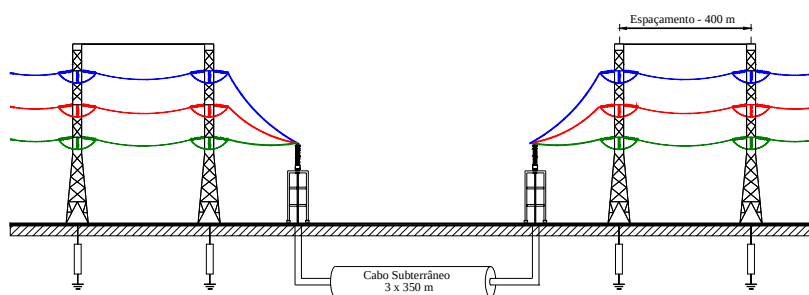


Figura 1.2 – Sistema elétrico do estudo da eficiência dos para-raios para proteção de sistema misto, analisado em [15]

Neste trabalho, que tem como estratégia básica a simulação de descargas atmosféricas que incidem no cabo guarda das torres, foram realizadas análises dos níveis de tensão nos equipamentos em função das características das descargas atmosféricas, da resistência de aterramento, dos parâmetros da linha e da indutância equivalentes do sistema.

Os resultados mostram então que, devido ao baixo valor de resistência do sistema de aterramento das torres e à alta isolamento dos cabos principais, a propagação dos efeitos de descargas atmosféricas em cabos guarda tem grande atenuação, não comprometendo, por conseguinte, a isolamento dos componentes do circuito.

A referência [16] trata de uma reavaliação dos níveis de NBI em cabos subterrâneos de uma linha de 400 kV através da utilização do programa computacional EMTP/ATP em simulações de descargas atmosféricas e chaveamentos. Este trabalho concluiu que os níveis de NBI estão acima dos aplicados normalmente e que as tensões induzidas na malha de blindagem dos cabos durante os transitórios têm pouca relevância se comparado ao efeito no cabo principal.

A referência [9] trata de um estudo da influência das descargas atmosféricas em redes elétricas de baixa tensão, baseado em dados experimentais em escala reduzida, cujo objetivo é a análise das tensões induzidas em razão de diversas variáveis, tais como: a configuração do transformador, a característica da carga, o sistema de aterramento, a descarga atmosférica e os dispositivos de proteção. Tal estudo tem como conclusão a caracterização das tensões transferidas para o secundário do transformador.

1.5 Estrutura da Dissertação

Para o atendimento do item 1.2 em consonância com as propostas do trabalho, é apresentada, a seguir, a estrutura do trabalho.

Capítulo II – Características do Sistema em Análise: Nesse capítulo foram descritas as características do sistema de subtransmissão, composto pelas estações SE Bandeirantes, ETDs (Morumbi, Granja Julieta, Alto da Boa Vista), ETCs (CPTM – Morumbi e Teodoro Ramos), ETR (que será implantada) e pelo sistema de transmissão de energia. Também são detalhados os equipamentos de maior importância ao estudo e os levantamentos estatísticos.

Capítulo III – Estações – Modelagem Computacional: Transformadores, Sistemas de Aterramento e Para-raios: Nesse capítulo foram descritos o programa

computacional ATP/EMTP, o desenvolvimento matemático dos dados que foram inseridos nos modelos equivalentes dos equipamentos que compõem as estações no programa computacional, assim como a metodologia e os resultados dos testes de consistência dos dados inseridos. É mostrado também o desenvolvimento e os testes de modelagem da malha de aterramento das estações e das torres de transmissão.

Capítulo IV – Modelagem Computacional: Linhas de Transmissão e Cabos: Nesse capítulo, de forma semelhante ao capítulo III, foram descritos detalhadamente a metodologia, os resultados do tratamento matemático e os testes de consistências dos dados inseridos nos modelos equivalentes dos sistemas de transmissão de energia e da fonte das descargas atmosféricas.

Capítulo V – Simulações Computacionais: Este capítulo apresenta a integração dos módulos que formaram o sistema básico utilizado para todas as simulações, mostrando as diversas configurações sistêmicas utilizadas nas simulações, a metodologia para definição dos pontos de inserção das descargas atmosféricas e de medições das tensões, os resultados obtidos nas simulações computacionais e, por fim, a análise dos resultados em relação às diversas configurações sistêmicas.

Capítulo VI – Conclusões Gerais: Tal capítulo descreve as conclusões do trabalho, assim como recomendações para as aplicações práticas. Ademais, foram citadas algumas sugestões para futuros trabalhos de pesquisa.

No final da dissertação, estão listadas as referências bibliográficas estudadas e utilizadas. Na sequência, estão apresentados os anexos referentes às parametrizações dos cabos subterrâneos e dados de equipamentos.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA EM ANÁLISE

2.1 O Sistema Elétrico

O sistema de subtransmissão em estudo interliga a SE Bandeirantes às ETDs Granja Julieta, Alto da Boa Vista e Morumbi. O anexo 01 ilustra as estações e as linhas em 88 kV envolvidas nos estudos e simulações.

2.2 SE Bandeirantes

A Subestação Bandeirantes é alimentada por três linhas subterrâneas de 345 kV provenientes do sistema Xavante ; distribui em três níveis de tensão (20, 34 e 88 kV) e alimenta parte da subtransmissão da cidade de São Paulo através de Estações Transformadoras de Distribuição (ETDs) ou Estações de Transformação de Consumidor (ETCs). As ETDs são alimentadas em 88 kV e distribuem em 13,8 kV, tendo como principal característica a alimentação de pequenos consumidores; já as ETCs são igualmente alimentadas em 88 kV, mas suprem grandes consumidores.

O Sistema de subtransmissão em análise é formado por quatro linhas mistas LTA-PI-BAN 1 a 4, conforme detalhado no anexo 01, com características aérea – subterrânea – aérea.

A SE Bandeirantes é uma das maiores estações de transformação da Grande São Paulo, sendo responsável pelo suprimento de energia elétrica de uma grande área da capital paulista, com potência instalada de 1650 MVA e configurada de acordo com o diagrama unifilar apresentado na figura 2.1 a seguir:

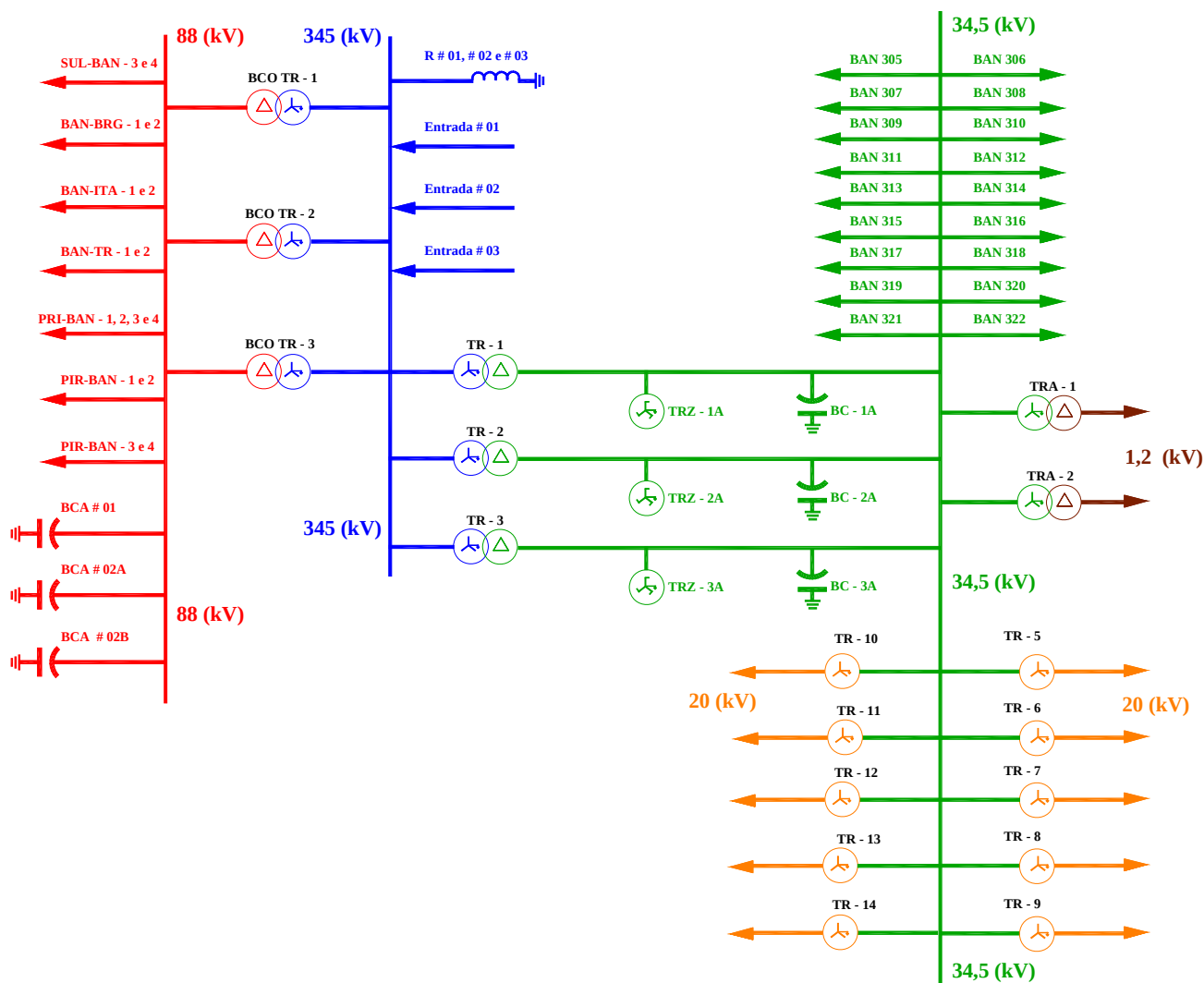


Figura 2.1 – Diagrama unifilar da SE Bandeirantes

Resumidamente, são descritos a seguir os principais equipamentos que compõem esta estação:

- Seis transformadores principais: BCO TR–1, 2 e 3 (400 MVA – 345/88 kV) e TR–1, 2 e 3 (150 MVA – 345/34,5 kV);
- Dois transformadores auxiliares: TRA–1 e 2 (0,75 MVA – 34,5/1,2 kV);
- Três transformadores zig-zag: TRZ–1A, 2A e 3A (65,73 MVAR – 34,5 kV);
- Dez autotransformadores: TR–5 a 14 (15 MVA – 34,5/20 kV);
- Três bancos de reatores: R01, 02 e 03 na barra de 345 kV, que são conectados em necessidades operacionais;

- Seis bancos de capacitores: BCA-01, 02A e 02B na barra de 88 kV e os BC-1A, 2A e 3A na barra de 34,5 kV, todos manobráveis.

Adicionalmente as características dos equipamentos citados e outras informações relevantes ao estudo são descritos a seguir.

2.2.1 Potência de Curto Circuito

Para a potência de curto circuito do sistema Xavantes, que fornece energia à SE Bandeirantes em 345 kV, foram adotadas informações referentes ao estudo de curto circuito do período de 2005-2008 fornecido pelo ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, ou seja:

$$\overset{\circ}{S}_{3\phi} = 14.082,7 \angle 86,92^{\circ} \text{ (MVA)} \quad \text{e} \quad \overset{\circ}{S}_{1\phi} = 15.048 \angle 86,13^{\circ} \text{ (MVA)}$$

2.2.2 Transformadores e autotransformadores

Os principais transformadores e autotransformadores da subestação Bandeirante com suas características são descritas a seguir:

- **Banco de transformadores: BCO TR-1, TR-2 e TR-3**

Cada banco é formado por três transformadores monofásicos com as seguintes características:

- Potência: 133,33 MVA;
- Tensões: 345 / 50,8 kV - delta/estrela aterrada;
- NBI: 1175/650 kV;
- Reatância percentual: $X = 13,6 \%$.

- **Transformadores: TR-1, TR-2 e TR-3**

Cada Transformador possui as seguintes características:

- Trifásico;
- Potência: 150 MVA;
- Tensões: 345 / 34,5 kV - delta/estrela aterrada;
- NBI: 1175/200 kV;

- Reatância percentual: $X = 7,3 \%$.
- **Autotransformadores: TR–5 a TR–14**
 Todas as unidades têm as seguintes características:
 - Trifásico;
 - Potência: 15 MVA;
 - Tensões: 34,5 / 20 kV - delta/estrela aterrada;
 - NBI: 200/120 kV;
 - Reatância percentual: $X = 10 \%$.
- **Transformadores Auxiliares: TRA–1 e TRA–2**
 Sendo que cada elemento possui as seguintes características:
 - Trifásico;
 - Potência: 0,75 MVA;
 - Tensões: 34,5 / 1,2 kV - Delta/Estrela aterrada;
 - NBI: 200/30 kV;
 - Reatância percentual: $X = 5 \%$.
- **Autotransformadores: TRZ–1A a TRZ–3A**
 Todos os autotransformadores têm as seguintes características:
 - Trifásico;
 - Potência: 2 MVA;
 - Tensões: 34,5 kV – zig-zag;
 - NBI 200: kV;
 - Reatância percentual: $X = 10 \%$.

2.2.3 Banco de capacitores e indutores

Os bancos de capacitores e indutores da subestação Bandeirante estão conectados conforme mostra a figura 2.1, sendo que sua inserção é realizada conforme a necessidade operacional. Todos os bancos estão conectados em estrela

aterrado por TP (Transformador de Potencial), cuja finalidade é realizar a proteção em caso de desbalanceamento das correntes de fase.

As características de cada banco são:

- **Banco de capacitores BCA–01**
63 Mvar/88 kV, trifásico.
- **Banco de capacitores BCA–02A**
28,8 Mvar por banco, 50,8 kV, trifásico.
- **Capacitores BCA–03A**
8,1 Mvar por banco, 19,92 kV, trifásico.
- **Indutores R01, R02 e R03**
100 Mvar, 345 kV, trifásico.

2.3 ETD – Estação Transformadora de Distribuição

As ETDs da AES-Eletropaulo caracterizam-se pela composição de transformadores de potência, com duas ou mais unidades, com potências distintas. A principal finalidade das ETDs é suprir as residências e os estabelecimentos comerciais, sendo que, no caso analisado, de forma radial. Os equipamentos padronizados nestas estações são descritos a seguir.

a) Para-raios:

- 88 kV – são instalados antes dos disjuntores, em todas as fases que compõem a entrada da estação;
- 13,8 kV – são instalados no poste da distribuição que recebem os cabos subterrâneos da estação, em todas as fases do circuito de saída.

b) Disjuntor de entrada:

- O disjuntor de entrada da estação é composto por um conjunto de três elementos unipolares instalados em cada entrada.

c) Conjunto de medição e proteção:

- 88 kV – A medição de corrente é realizada em todas as fases através de um conjunto de três TCs configurados em estrela aterrada, com a instalação de um conjunto em cada entrada da estação e nos primários dos transformadores. A medição de tensão é realizada através de um TP instalado na fase branca central de cada entrada.
- 13,8 kV – A medição de corrente é realizada da mesma forma que no sistema de 88 kV, sendo instalado um conjunto em cada circuito de distribuição e também nos secundários dos transformadores. A medição de tensão é realizada em todas as fases mediante a um conjunto de três TPs instalados em cada barramento de alimentação dos disjuntores dos circuitos de distribuição.

d) Conjunto blindado:

O conjunto blindado refere-se aos conjuntos de painéis que acolhem os disjuntores, os quais interligam o transformador aos circuitos de distribuição, ao banco de capacitores e aos transformadores auxiliares.

e) Sistema de alimentação auxiliar:

O sistema de alimentação auxiliar tem por finalidade suprir a alimentação dos serviços internos da estação, como baterias, iluminação e sistemas de proteção; ele é composto por dois ou quatro transformadores com as seguintes características:

- Potência: 45 kVA;
- Tensão: 13,8 / 0,22 kV;
- Corrente: 1,88 / 118,09 A;
- Configuração: delta / estrela aterrada;
- Impedância: $X = 4 \%$;
- Trifásicos.

f) Conexões Elétricas:

Basicamente, existem dois segmentos de 88 kV (predominantemente aéreos) e um de 13,8 kV, (sistema misto - aéreo e subterrâneo), suas características são as seguintes:

- 88kV – Engloba tanto a alimentação de entrada, realizada através de duas linhas aéreas que utilizam cabo CAA 795 MCM, quanto a rede de distribuição interna, realizada por tubos de alumínio 1½” – Equedule 80;
- 13,8 kV – O primeiro trecho, entre o secundário do transformador e o conjunto blindado, utiliza o cabo Eprotenax (12/20) – 3x400 mm² – instalado em tubos de PVC de 2” envoltos em concreto e enterrados a uma profundidade média de 1,5 m. O segundo trecho, entre o conjunto blindado e o poste que recebe os cabos subterrâneos da estação, utiliza o cabo Eprotenax (12/20) – 3x240 mm² – instalado em gabaritos conforme ilustra a figura 2.2, cujo comprimento depende da distância do poste no qual o cabo aflora.

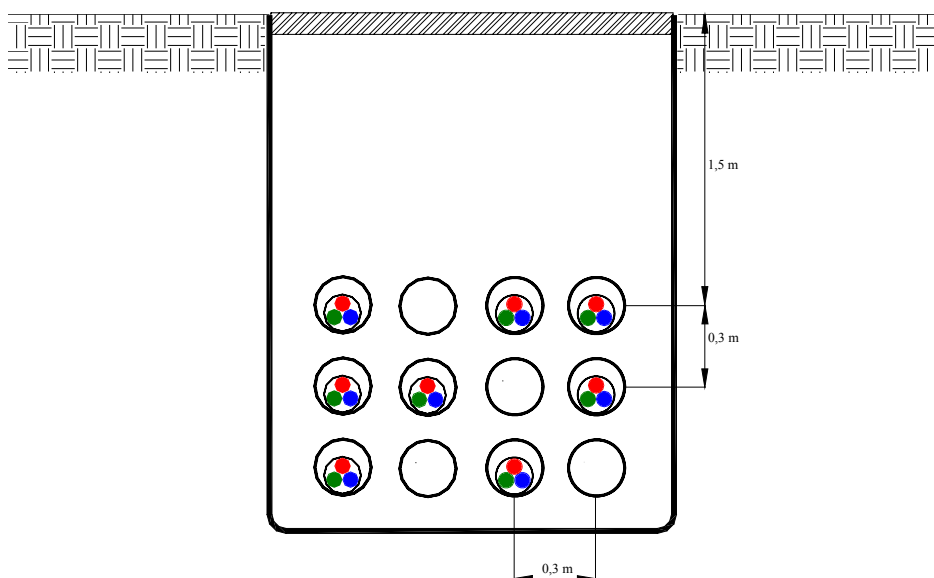


Figura 2.2 – Gabarito de cabos subterrâneos de 13,8 kV

g) Chaves Seccionadoras:

Tem como função realizar o isolamento do equipamento. Elas possuem características nominais em conformidade com a necessidade operacional.

2.3.1 ETD Granja Julieta

A ETD Granja Julieta, ilustrada na figura 2.3, é uma estação configurada com dois transformadores de duplo secundário, sendo seus principais componentes descritos a seguir:

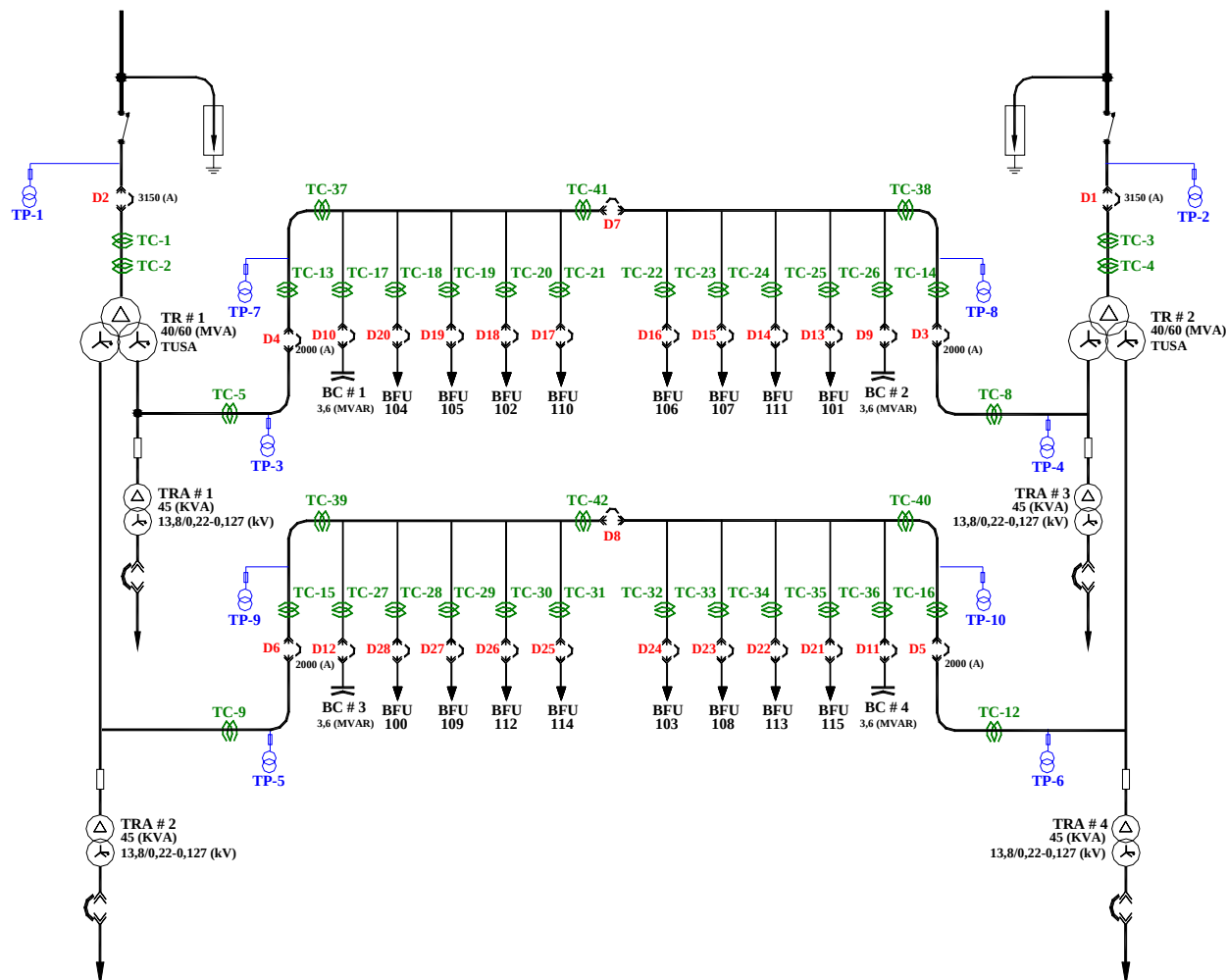


Figura 2.3 – Diagrama unifilar ETD Granja Julieta

2.3.1.1 Transformadores ETD Granja Julieta

Os transformadores da ETD Granja Julieta estão conectados conforme ilustra a figura 2.3, sendo que, as características destes são descritas a seguir e as informações adicionais, apresentadas no Anexo 2.

a) Transformadores Principais TR₁ e TR₂

- Enrolamentos

- Primário com conexão em delta: 84 kV – 40/60 MVA – 274,9/412,4 A

- Secundário 1 com conexão em estrela: 13,8 kV – 20/30 MVA – 836,7/1255,0 A
- Secundário 2 com conexão em estrela: 13,8 kV – 20/30 MVA – 836,7/1255,0 A
- Terciário 1 com conexão em delta: 4,09 kV = 13,3 / 20 MVA
- Terciário 2 com conexão em delta: 4,09 kV = 13,3 / 20 MVA
- **Tensão suportável para impulso atmosférico onda plena**
 - Primário com conexão em delta: Linha = 450 kV
 - Secundário: Linha ou Neutro = 110 kV
 - Terciário: Linha ou Neutro = 110 kV
- **Tensão Suportável para Frequência Industrial**
 - Primário com conexão em Delta: Linha = 92 kV
 - Secundário: Linha = 15 kV
Fase = 15 kV
 - Terciário: Linha = 15 kV
- **Impedância de Curto Circuito – Primário / Secundário**

As impedâncias entre o primário e secundário são apresentadas na tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Impedâncias de curto circuito dos transformadores TR₁ e TR₂ da ETD Granja Julieta

Impedância de Curto Circuito		
	Relação de Tensão V	Impedâncias %
Base 60 MVA 60 Hz/75° C	92400/13800	45,34
	84000/13800	43,43
	75600/13800	41,44
	84000/13800 - 13800	24,91
	131800/13800 - 13800	26,84
	13800 - 13800	72,78

- **Relações de Transformação**

Regulador de tensão com 17 derivações que comutam automaticamente o enrolamento de alta tensão, sendo que a relação de transformação para seu ajuste central é de 84/13,8 kV.

2.3.1.2 Banco de Capacitores ETD Granja Julieta

Esta ETD possui quatro bancos de capacitores (BC01, BC02, BC03 e BC04), com as seguintes características:

- Potência: 3,6 Mvar;
- Conexão: Estrela sem conexão à terra;
- Tensão: 13,8 kV.

2.3.2 ETD Morumbi

A ETD Morumbi é uma estação conformada como barra dupla constituída por cinco transformadores de diferentes configurações, cujo diagrama unifilar é apresentado na figura 2.4 abaixo.

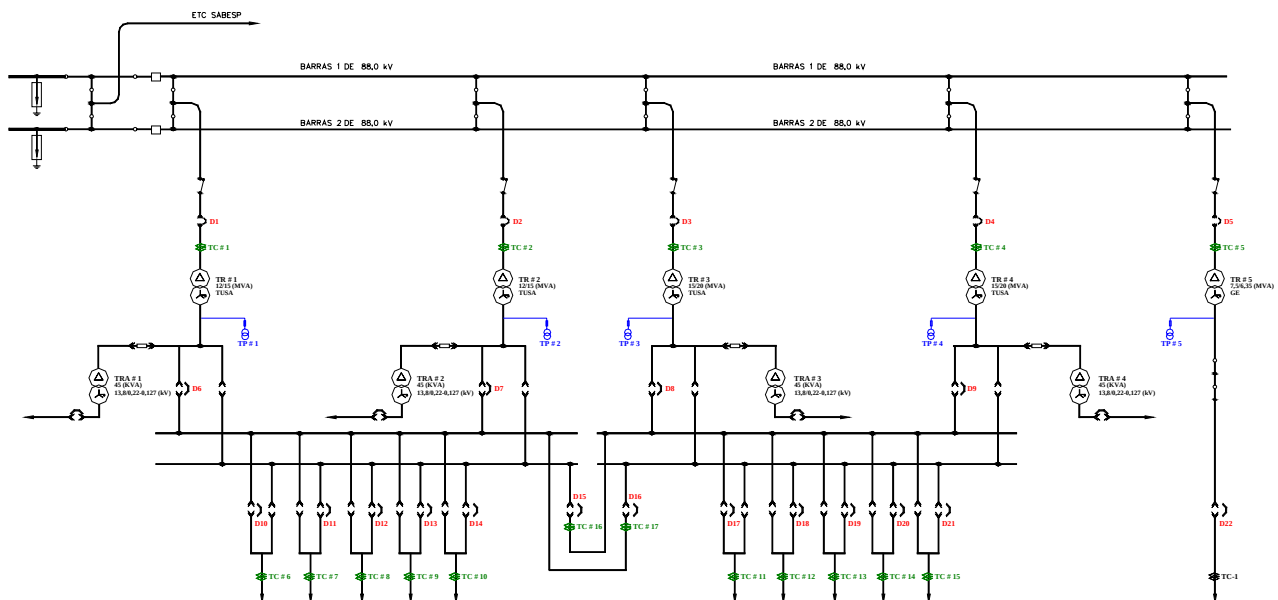


Figura 2.4 – Diagrama unifilar ETD Morumbi

3.3.2.1 Transformadores da ETD Morumbi:

A ETD Morumbi possui cinco transformadores, com três tipos distintos de configuração, cujas características são descritas a seguir, ao passo que e as informações adicionais são mostradas nos anexos 3, 4 e 5.

a) Transformadores TR₁ e TR₂

- **Enrolamentos**

- Primário com conexão em Delta: 84 kV – 12/15 MVA – 82,5 / 103,2 A
- Secundário com conexão em Estrela: 13,8 kV – 12/15 MVA – 502,0 / 627,5 A

- **Tensão Suportável para Impulso atmosférico Onda Plena**

- Primário com conexão em delta: Linha = 450 kV
- Secundário com conexão em estrela: Linha = 110 kV

- **Tensão Suportável para Frequência Industrial**

- Primário com conexão em delta: Linha = 92 kV
- Secundário com conexão em estrela: Linha = 15 kV

- **Impedância de Curto Circuito – Primário / Secundário**

A impedância entre o primário e secundário é apresentada na tabela 2.2.

Tabela 2.2 – Impedância de curto circuito dos transformadores TR₁ e TR₂ da ETD Morumbi

Impedância de curto circuito		
Base 15 MVA 60 hz/75° C	Relação de tensão V	Impedâncias %
	84000/13800	11,68

- **Relações de Transformação**

Enrolamento do secundário possui 4 derivações com comutação manual.

Enrolamento do primário possui um regulador de tensão com 5 derivações que comutam automaticamente, sendo que, a relação de transformação para seu ajuste central é de 84/13,8 kV.

b) Transformadores TR₃ e TR₄

- **Enrolamentos**

- Primário com conexão em delta: 84 kV – 15/20 MVA – 103,1/137,5 A
- Secundário com conexão em estrela: 13,8 kV – 15/20 MVA – 627,55 / 836,74 A

- **Tensão suportável para impulso atmosférico de onda plena**

- Primário com conexão em delta: Linha = 550 kV
- Secundário com conexão em estrela: Linha = 110 kV

- **Tensão suportável para frequência industrial**

Os valores são iguais aos encontrados nos TR₁

- **Impedância de curto circuito – primário / secundário**

A impedância entre o primário e secundário é apresentada na tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Impedância de curto circuito dos transformadores TR₃ e TR₄ da ETD Morumbi

Impedância de curto circuito		
Base 15 MVA 60 hz/75° C	Relação de tensão V	Impedâncias %
	84000/13800	13,83

- **Relações de Transformação**

Regulador de tensão com 17 derivações que comutam automaticamente o enrolamento de alta tensão, sendo que a relação de transformação para seu ajuste central é de 84/13,8 kV.

c) Transformador TR₅

- **Enrolamentos**

- Primário com conexão em delta: 84 kV – 6,35/7,5 MVA – 43,73/51,5 A
- Secundário com conexão em estrela: 13,8 kV – 6,35/7,5 MVA – 265,67/313,78 A

- **Tensão suportável para impulso atmosférico de onda plena**

- Primário com conexão em delta: Linha = 450 kV
- Secundário: Linha = 110 kV

- **Tensão suportável para frequência industrial**

Os valores são iguais aos encontrados nos TR₁

- **Impedância de curto circuito – primário / secundário**

A impedância entre o primário e secundário é apresentada na tabela 2.4.

Tabela 2.4 – Impedância de curto circuito do transformador TR₅ da ETD Morumbi

Impedância de curto circuito		
Base 15 MVA 60 hz/75° C	Relação de tensão V	Impedâncias %
	84000/13800	9,40

- **Relações de Transformação**

Enrolamento do primário possui 4 derivações com comutação manual;

Enrolamento do secundário possui regulador de tensão com 4 derivações que comutam automaticamente, sendo que a relação de transformação para seu ajuste central é de 84/13,8 kV.

2.3.3 ETD Alto da Boa Vista

A ETD Alto da Boa Vista e a ETD Morumbi são semelhantes em termos de equipamentos e distintas quanto à topologia, conforme indicado na figura 2.5.

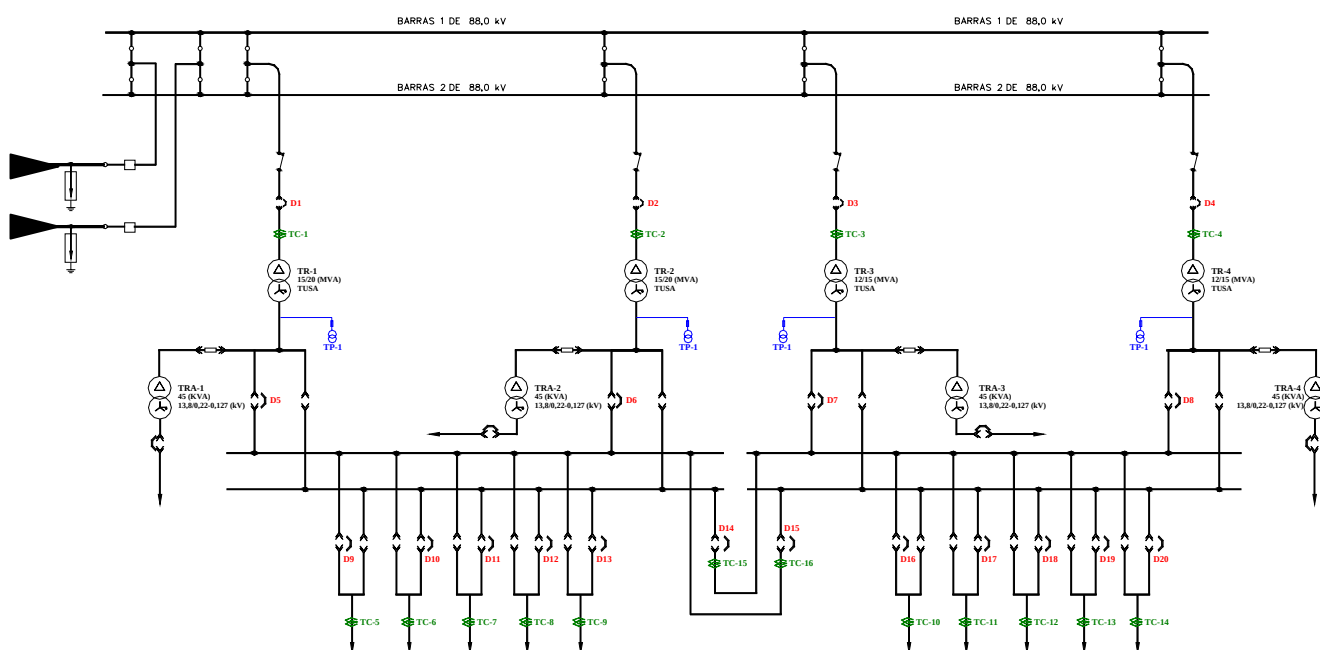


Figura 2.5 – Diagrama unifilar da ETD Alto da Boa Vista

2.3.3.1 Transformadores da ETD Alto da Boa Vista

A ETD do Alto da Boa Vista possui um total de quatro transformadores principais e quatro auxiliares, sendo dois transformadores com potência de 12/15 MVA e outros dois de 15/20 MVA, semelhantes aos utilizados na ETD Morumbi, dispensando maiores detalhes.

2.4 ETR – Estação de Transição

Em virtude da implantação das linhas subterrâneas citadas anteriormente, existe a necessidade de implantação de duas estações de transição, cuja função é de transformar linhas aéreas em subterrâneas e vice-versa, conforme a figura 2.6, que demonstra a vista lateral, e a figura 2.7, referente a planta da estação, cujas cotas estão em milímetros.

Os equipamentos utilizados assemelham-se às entradas das ETDs, porém munidos de dispositivos para transposição do sistema aéreo – subterrâneo – aéreo.

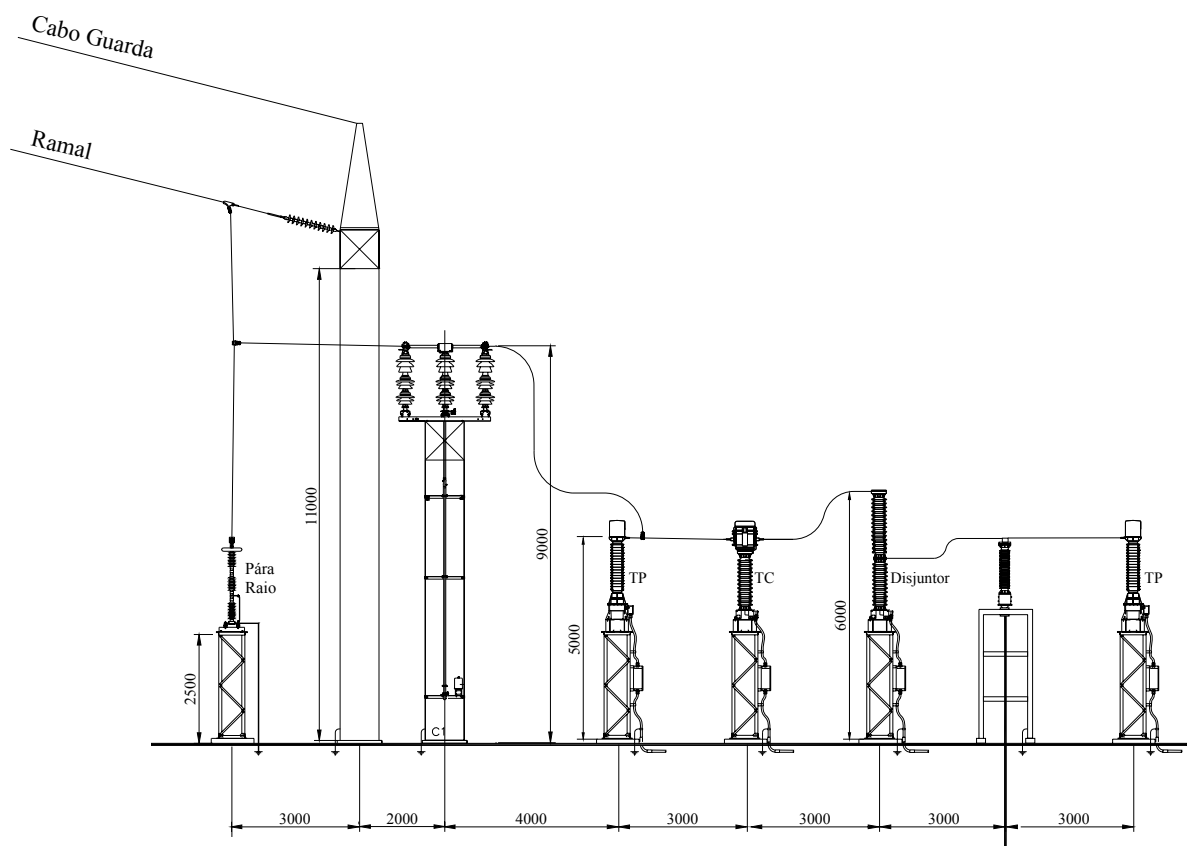


Figura 2.6 – Vista lateral da estação de transição (aérea – subterrânea)

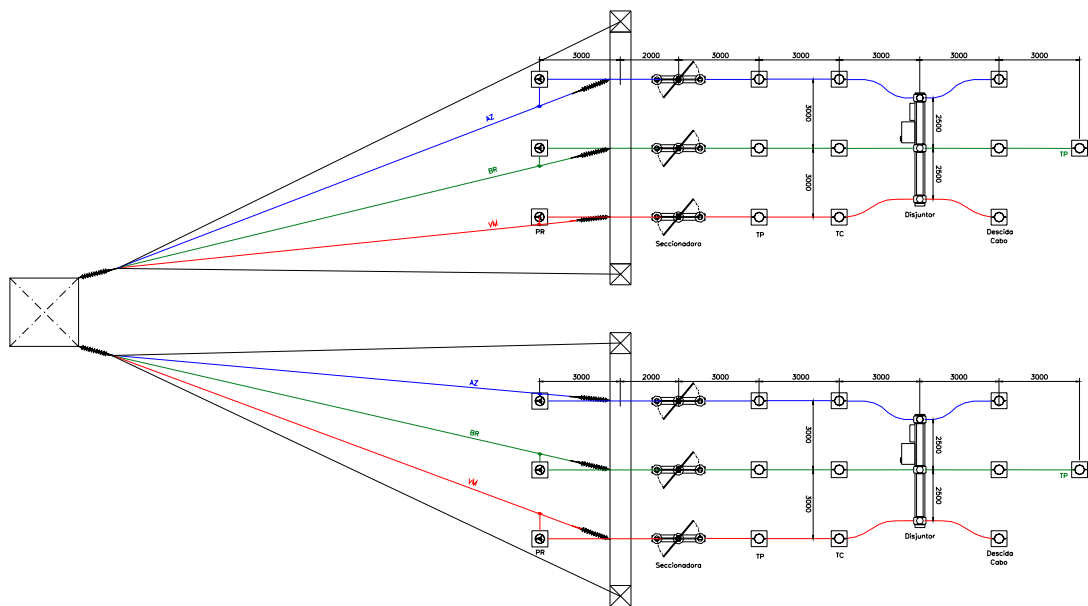


Figura 2.7 – Planta da estação de transição (aérea – subterrânea)

2.5 Linha de Transmissão

O sistema de transmissão é composto por torres, conforme ilustra a figura 2.8, distanciadas a cada 100 m em média, que comportam dois circuitos trifásicos independentes. Cada fase utiliza dois cabos de alumínio com alma de aço de 636 MCM, separados por 10 cm e dois cabos para-raios de aço galvanizado 3/8", posicionados na parte superior das torres.

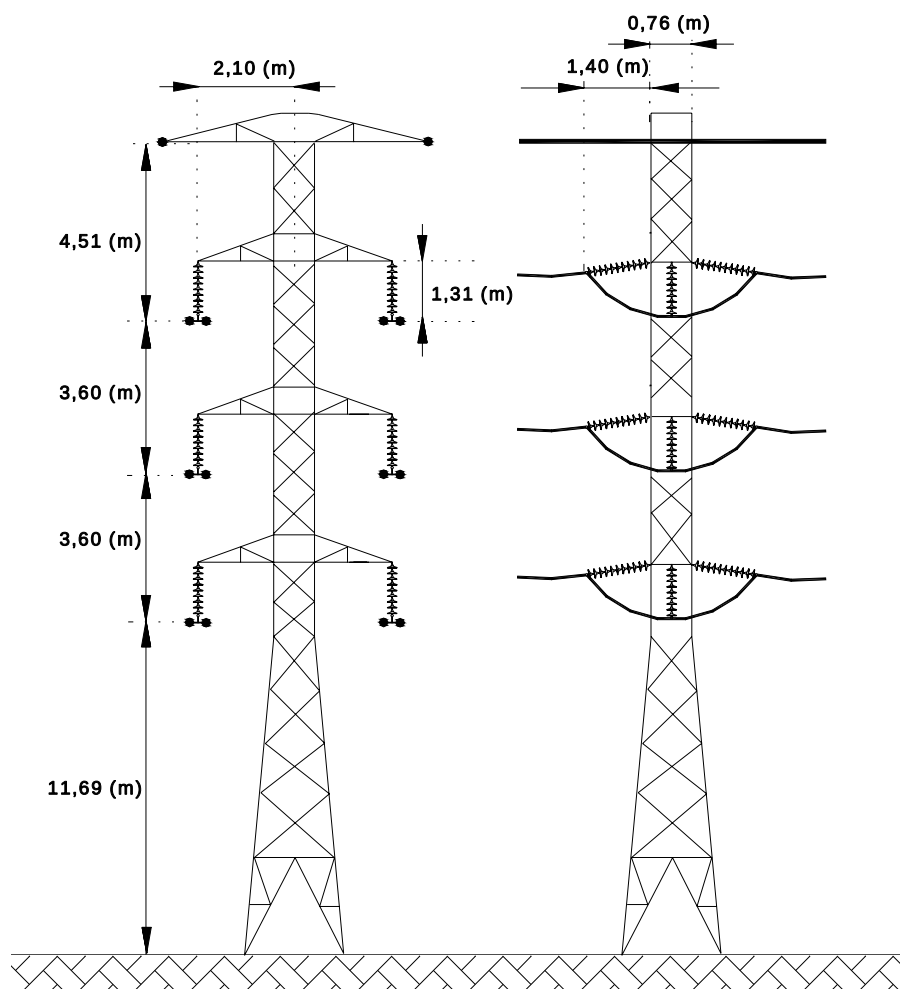


Figura 2.8 – Detalhes construtivos das torres de transmissão

Tal como citado inicialmente, as linhas consideradas neste trabalho interligam a SE Bandeirantes a duas ETDs, ou seja, Granja Julieta e Morumbi, cujos comprimentos são de 3,854 km e 2,306 km, concomitantemente. Estas serão seccionadas em duas partes, com tamanhos de 1,427 km e 0,654 km, respectivamente, e serão interligadas através de linha subterrânea de 1 km, conforme mostra a figura 2.9.

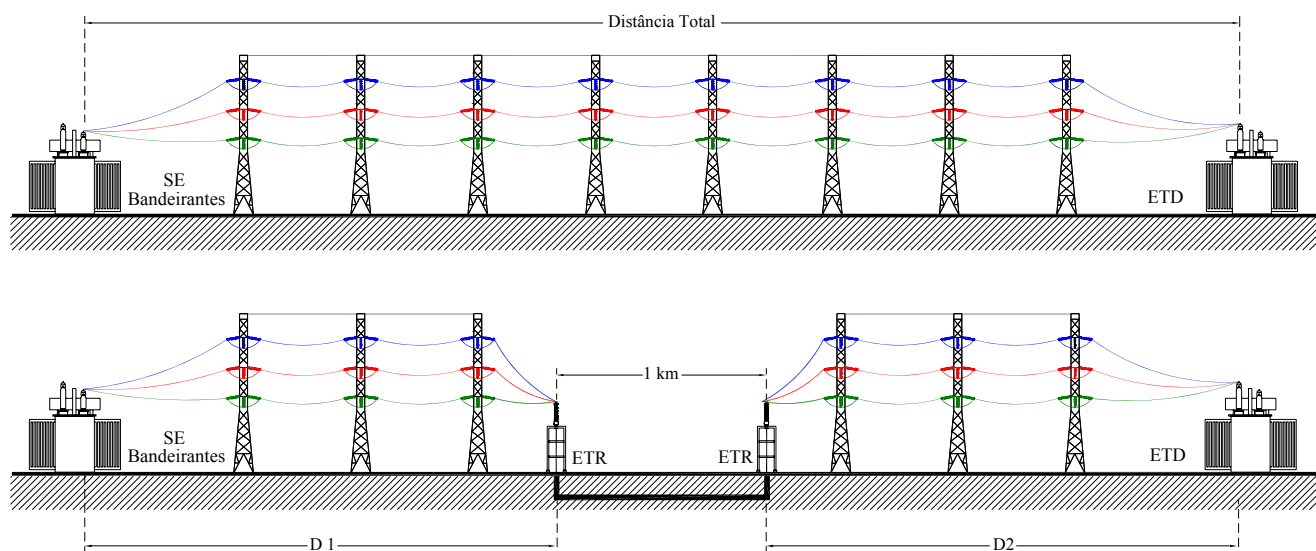


Figura 2.9 – Sistema de transmissão 88 kV

2.6 Poste de Saída 13,8 kV

Conforme mostra a figura 2.10, a distribuição elétrica para o consumidor final é feita em linhas radiais de 1 até 10 km de comprimento (segundo a necessidade), sendo que os postes estão distanciados em média de 30m, em que se utilizam cabos nus de alumínio 556 MCM.

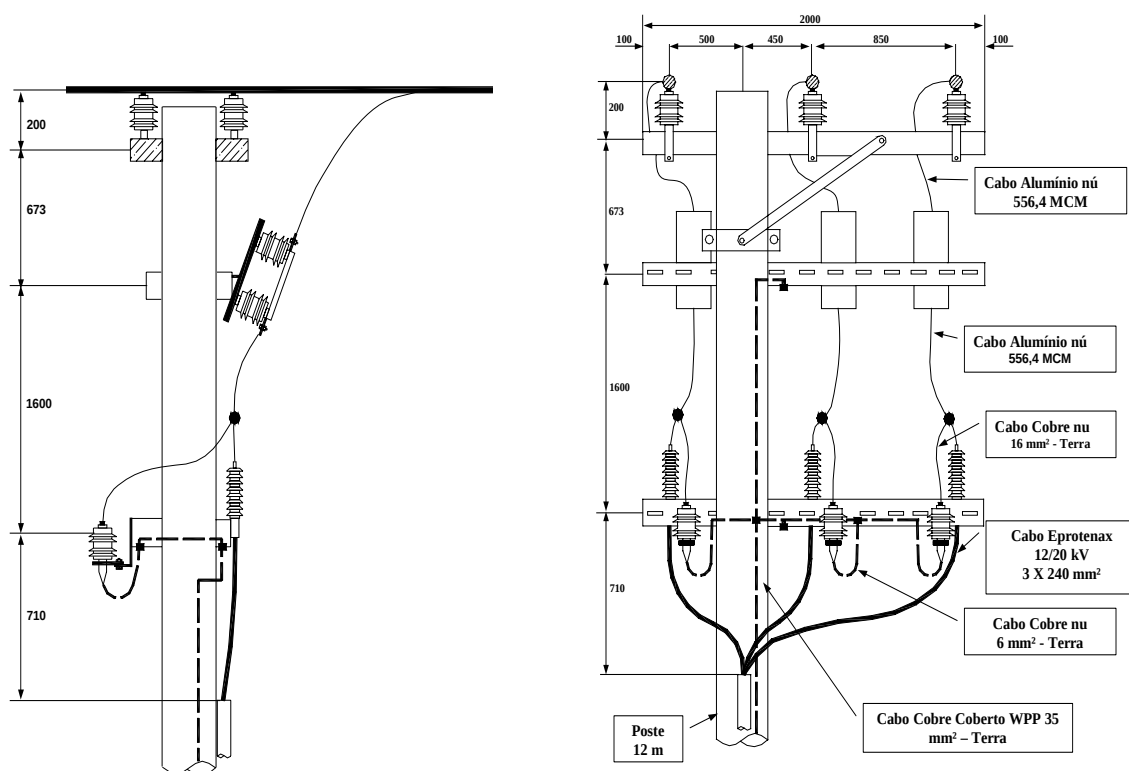


Figura 2.10 – Poste de distribuição 13,8 kV

2.7 Cabos subterrâneos 88 kV

Considerando que o foco da pesquisa é mostrar as alterações comportamentais dos cabos (a óleo e a seco), quando submetidos aos transitórios provenientes de descargas atmosféricas, as características das instalações físicas e as propriedades dos condutores tornam-se relevantes ao estudo, desta forma, a seguir serão apresentadas as particularidades dos cabos em questão.

2.7.1 Características de instalação dos cabos subterrâneos

A configuração da instalação dos cabos depende, primordialmente, da conformação do terreno e do custo do projeto, resultando em alterações nas impedâncias muitas vezes desprezíveis em virtude da pequena distância deste tipo de linha. Porém, essas situações podem causar efeitos significativos no comportamento frente a alguns fenômenos eletromagnéticos, como o estudo dos efeitos das descargas atmosféricas.

Neste sentido, as quatro configurações de instalação mais utilizadas estão apresentadas na figura 2.11, sendo que a figura 2.11a refere-se à instalação em trifólio, a 2.11b à instalação vertical, a 2.11c à instalação horizontal e a 2.11d em trifólio separado. São também comuns instalações que utilizam associações dessas configurações, principalmente em redes longas ou com terrenos mais sinuosos. No caso aqui analisado, por se tratar de uma linha curta e de percurso retilíneo, será utilizado somente um tipo de instalação.

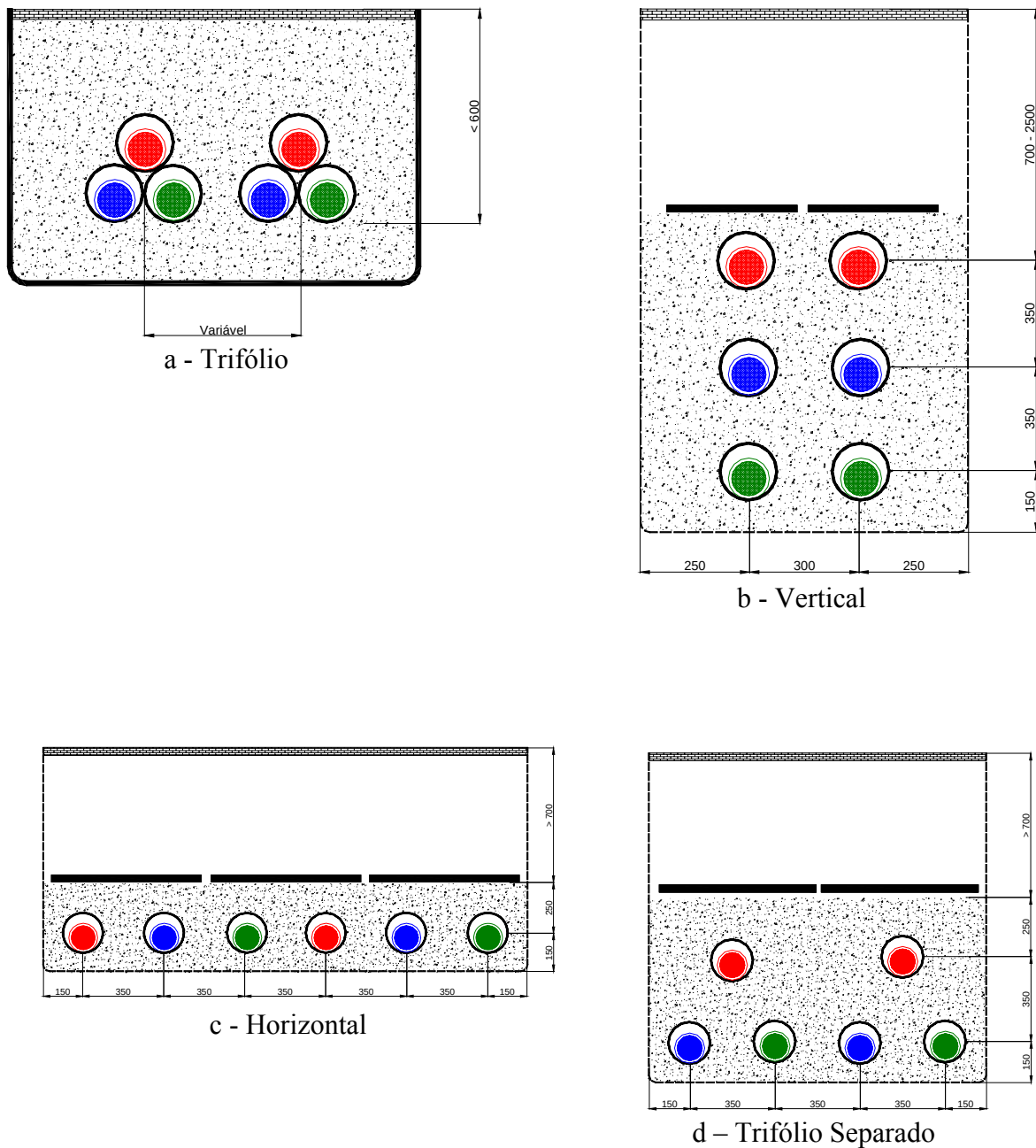


Figura 2.11 – Detalhes da geometria da instalação dos cabos subterrâneos

2.7.2 Cabo subterrâneo a óleo

O cabo subterrâneo utilizado neste estudo é de 400 mm², com classe de isolamento 138 kV, tipo singelo, a óleo de baixa pressão, cujo detalhamento de suas características é apresentado na figura 2.12, a seguir:

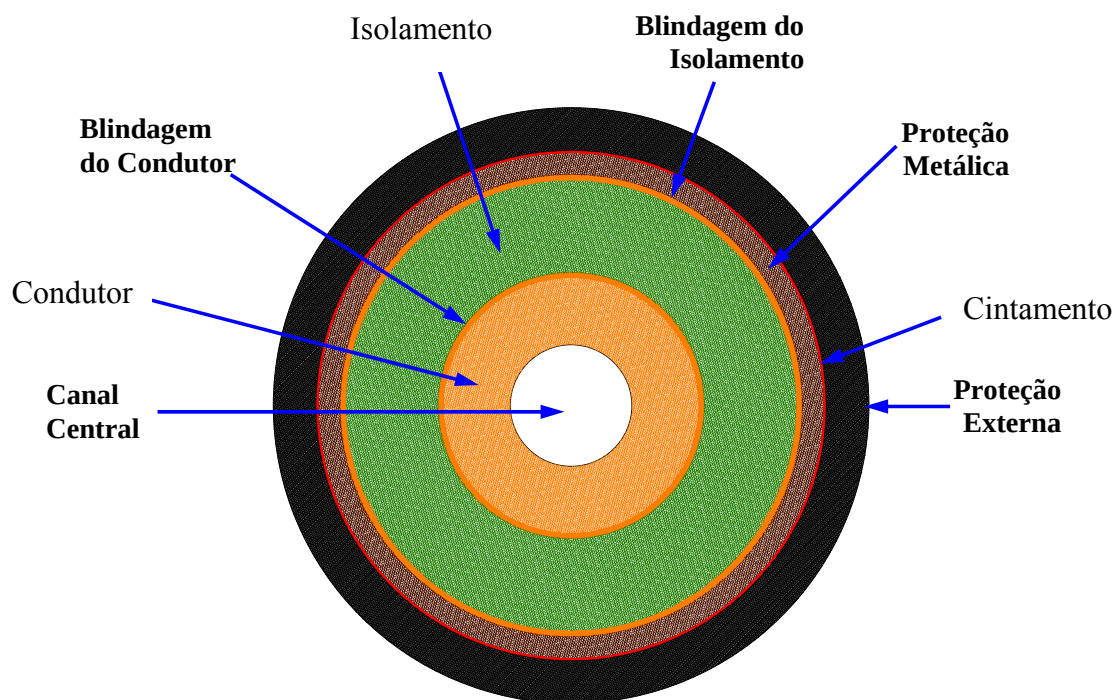


Figura 2.12 – Detalhes construtivos do cabo subterrâneo a óleo

- **Dados do cabo:**
- **Canal central** – o diâmetro nominal do canal tem diâmetro de 12,5 mm para acomodação do óleo isolante;
- **Condutor** – o condutor é constituído de cobre com espessura nominal de 6,945 mm;
- **Blindagem sobre o condutor** – através do enfaixamento é realizado com fita de papel semicondutor de espessura nominal 0,47 mm;
- **Isolamento** – através do enfaixamento de fita de papel celulose natural impregnada em óleo, de espessura nominal de 9,55 mm, raio final sobre a isolação de 23,515 mm;
- **Blindagem sobre o isolamento** – através do enfaixamento é realizado com fita de papel semicondutor e fita Rayon metalizada de espessura nominal 0,50 mm;
- **Impregnação** – com óleo especial tipo Voltoil – 12 (Pirelli) à base de dodecilbenzeno, precedida de tratamento a vácuo;

- **Proteção metálica** – constituída de camada extrudada de liga de chumbo, espessura nominal de 2,3 mm e raio final de 26,315 mm sobre a proteção metálica;
- **Cintamento** – através de fitas de cobre, aplicadas entre camadas de fita têxtil, de espessura nominal de 0,20 mm;
- **Proteção externa** – através de camada estudada de PET na cor preta de espessura nominal de 4,45 mm, com raio final de 32 mm;

2.7.3 Cabo subterrâneo seco

Cabo de 500 mm² com classe de isolamento 145 kV, conforme figura 2.13. Os dados foram levantados junto à empresa EDS Engenharia e Consultoria Ltda., que fornece projeto de cabos subterrâneos para concessionárias de energia. O detalhamento das características do cabo subterrâneo seco é apresentado a seguir, ou seja:

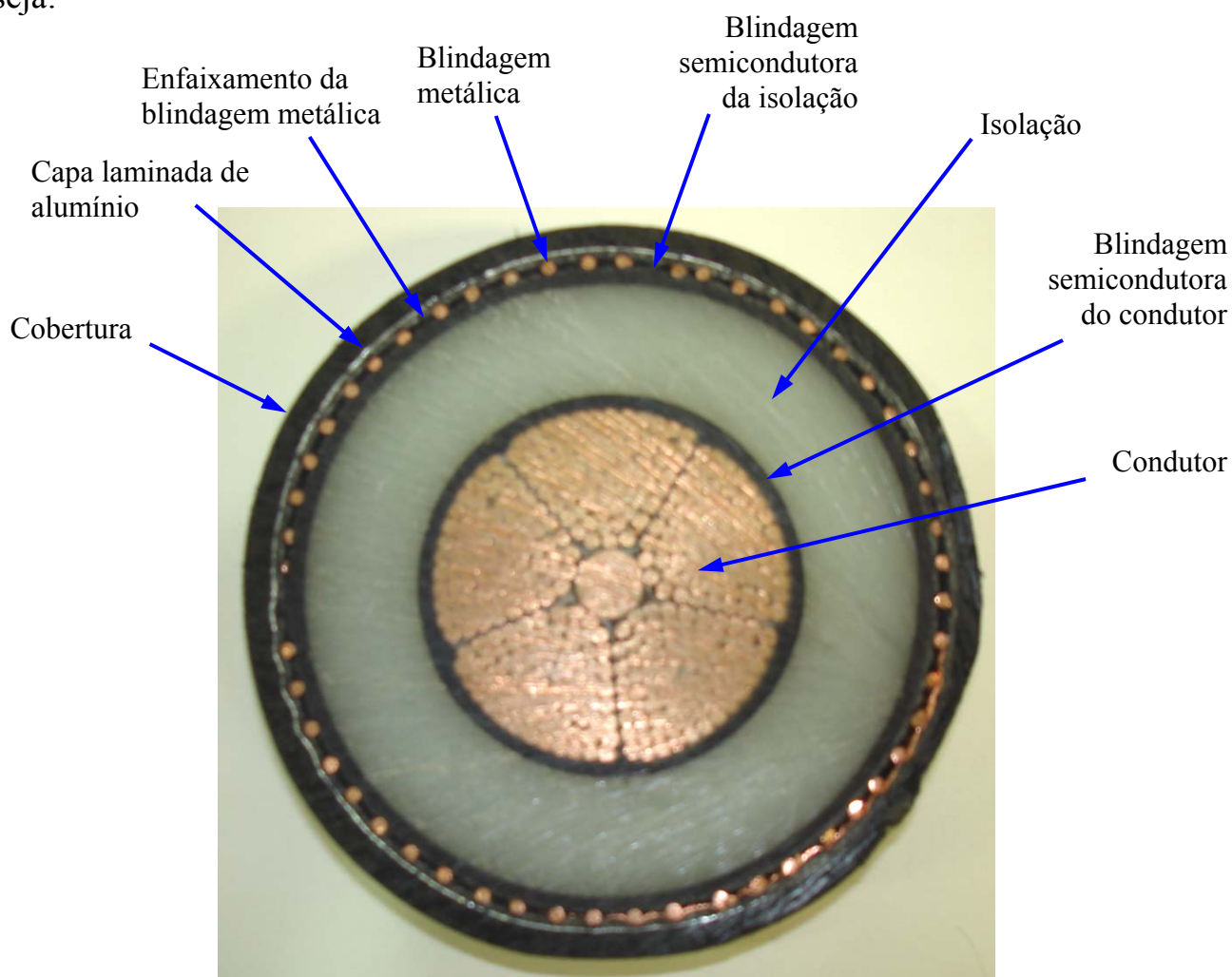


Figura 2.13 – Detalhes construtivos do cabo subterrâneo seco

- **Dados do Cabo**

- **Condutor:** composto de fios de cobre, têmpera dura, encordoados concentricamente e compactados com diâmetro de 26,46 mm e resistência de 0,0605 Ω/km ;
- **Blindagem semicondutora do condutor:** constituída por camada extrudada e vulcanizada de composto semicondutor à base de XLPE com espessura nominal de 1,2 mm;
- **Isolação:** constituída de camada extrudada e vulcanizada de polietileno reticulado XLPE, apropriado para temperatura de 90°C, com espessura nominal de 64,04 mm;
- **Blindagem semicondutora da isolação:** constituída por camada extrudada e vulcanizada de composto semicondutor à base de XLPE com espessura nominal de 1,2 mm;
- **Blindagem metálica:** constituída por fios de cobre nu de têmpera mole, aplicado helicoidalmente na forma de coroa concêntrica com 52 fios de diâmetro de 1,63 mm;
- **Enfaixamento da blindagem metálica:** constituído por fitas semicondutoras com a função de evitar a deformação da blindagem metálica causada por dilatação;
- **Capa laminada de alumínio:** laminado de alumínio cuja função é evitar infiltração de água, com espessura nominal de 0,19 mm;
- **Cobertura:** constituída por camada de polietileno de alta densidade (HDPE) com função de resistência mecânica e espessura nominal de 3,6 mm;

2.8 Sistema de aterramento

Para se garantir a exatidão do modelo de simulação a ser implementado é necessário que o sistema de aterramento reflita a realidade do sistema implantado.

Foram definidos três modelos distintos para os sistemas de aterramento adotados no estudo: torres de transmissão, ETD (Estações Transformadoras de Distribuição) e ETR (Estações de Transição).

2.8.1 Aterramento das torres de transmissão

O método de aterramento de torres de transmissão consiste em enterrar quatro cabos de aço de 50 m cada, configuradas conforme a figura 2.14, a uma profundidade de aproximadamente 1 m.

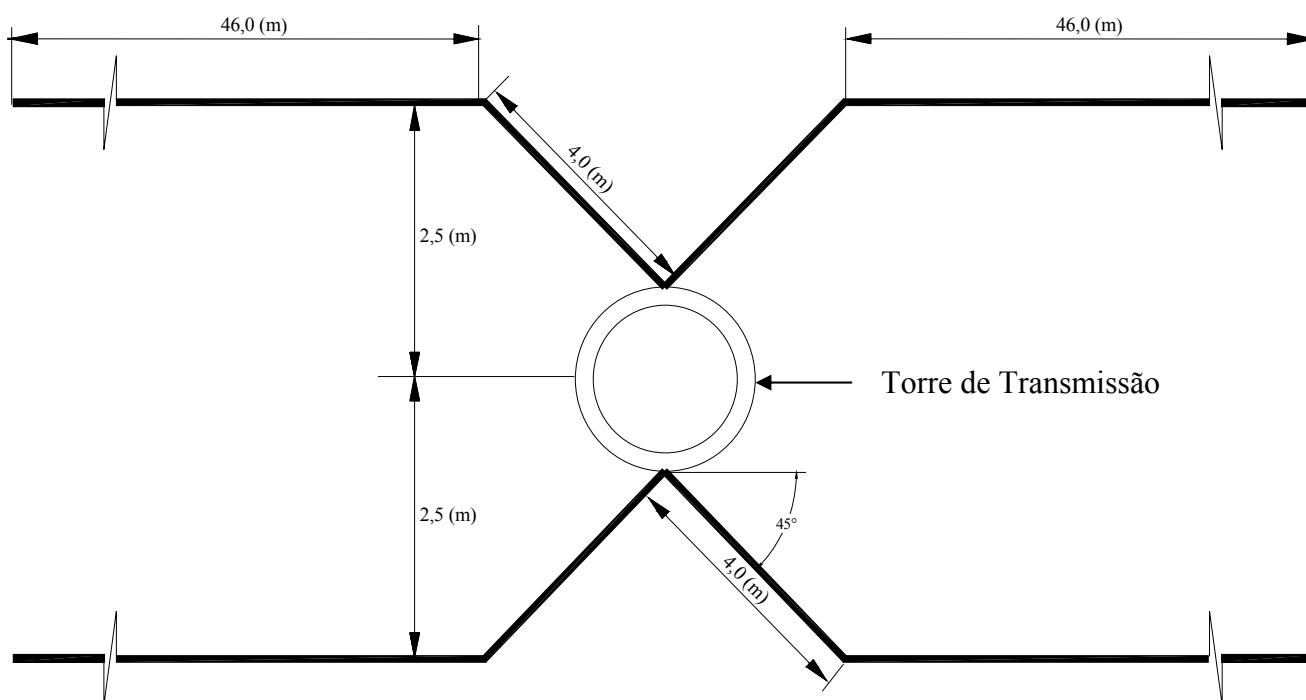


Figura 2.14 – Sistema de aterramento de torres de transmissão

O valor da resistência típica adotada pela concessionária para este tipo de aterramento é de 10Ω .

2.8.2 Aterramento da estação de distribuição:

Em cada estação existe um padrão de malha de aterramento que depende da topologia do terreno e da filosofia do projeto. Para este estudo, foram utilizadas informações obtidas de uma estação de distribuição, do tipo apresentada na figura 2.15.

No sistema de aterramento analisado, as hastes de aterramento representadas pelos pontos em vermelho e distribuídas tanto na periferia da malha quanto próximas aos equipamentos. Os pontos de conexão da malha aos equipamentos são representados pelas setas em preto; as conexões com os para-raios são representadas pelas setas em azul e a dos transformadores pelas setas em verde.

As principais características da referida malha são:

- Resistência equivalente da malha medida é igual a $R_{eq} = 0,6 \, \Omega$;
- Condutores e conexões em cobre nu de 120 mm² enterrados a 0,60m de profundidade;
- 24 condutores horizontais e 19 condutores verticais;
- 307 pontos de conexões entre os condutores;
- 54 hastes em aço cobreado, de 3,0 m x $\frac{3}{4}$ ”, das quais 21 se encontram nas laterais da malha e 33 no interior da mesma;
- As maiores dimensões na horizontal e vertical são de 73,9 m e 81,72 m, respectivamente;
- As distâncias entre os condutores verticais são de aproximadamente 1,5m nas extremidades e de 5,0 m no restante; entre os condutores horizontais esta distância é de aproximadamente 1,5 m nas extremidades e de 4,0 m no restante. Destaca-se que a malha é predominantemente composta por segmentos de 4,0 x 5,0 m.



Figura 2.15 – Planta da malha de aterramento da estação transformadora de distribuição

2.8.3 Aterramento das Estações de Transição

A ETR tem menor porte do que a ETD, de forma que sua área de malha é menor, assim como o número de hastes implantadas e, assim sendo, tem maior resistência a terra.

A figura 2.16 ilustra este tipo de malha de aterramento, no qual se verifica uma semelhança ao modelo citado no item anterior, sendo que, as hastes de aterramento e os pontos de conexões da malha foram representados da mesma forma do modelo da estação de distribuição.

As principais características da referida malha são:

- 10 condutores horizontais;
- 10 condutores verticais;
- 22 hastes, das quais 16 se encontram nas laterais da malha e 6 no interior da mesma;
- As maiores dimensões tanto na horizontal quanto na vertical são 36 m.
- As distâncias entre os condutores verticais e horizontais são de aproximadamente 2 m nas extremidades e de 4,0 m no restante; sendo que a malha é predominantemente composta por segmentos de 4,0 x 1,0 m.

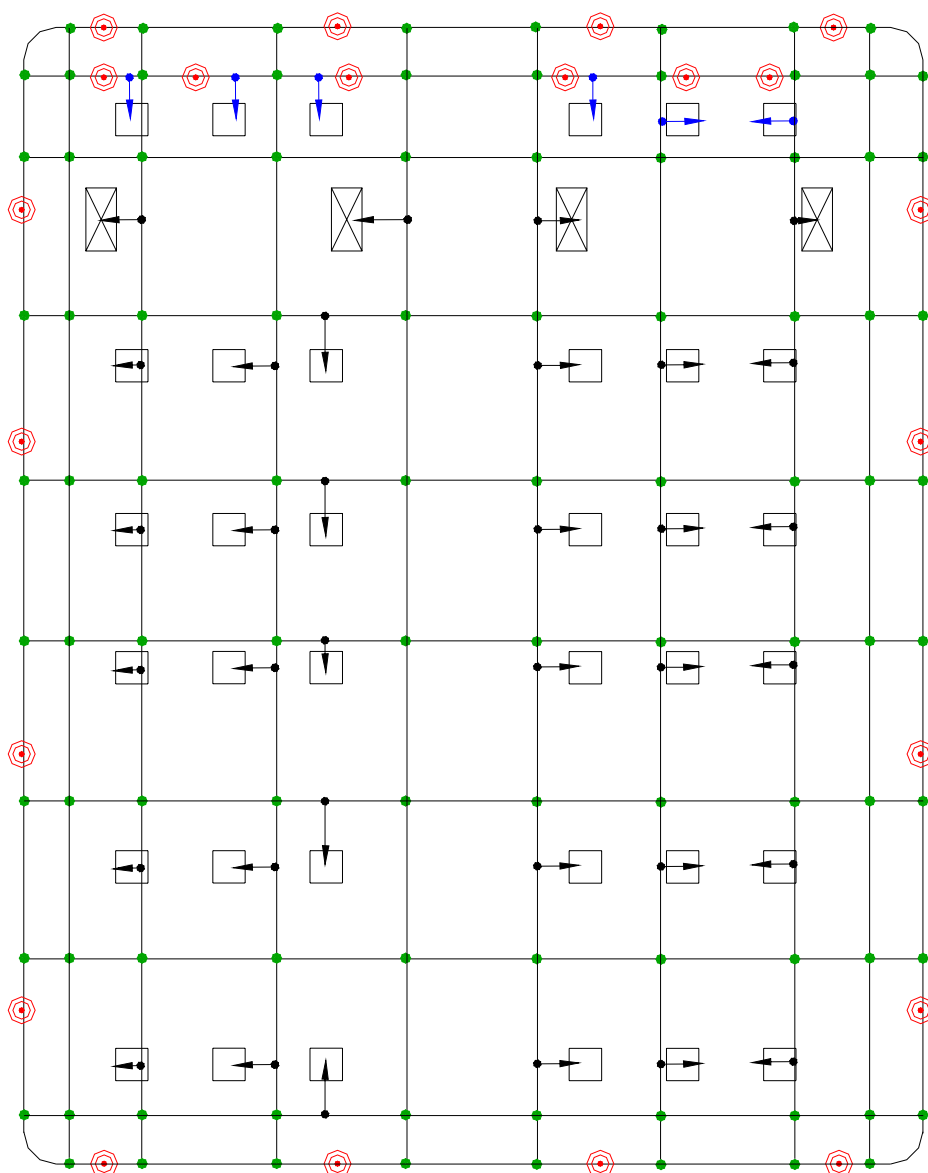


Figura 2.16 – Planta da malha de aterramento da estação de transição

2.9 Para-raios

O para-raios é um equipamento importante para a exatidão dos resultados das simulações; desse modo, priorizou-se o levantamento de todos os dados disponíveis dos equipamentos em uso junto à concessionária de energia e dos catálogos dos fabricantes. Os ensaios recomendados pela norma IEC 60099.4/01 foram realizados no laboratório da ARTECHE S/A, conforme serão descritos a seguir.

2.9.1 Para-raios de 13,8 kV

São para-raios do tipo ZnO, como mostra a figura 2.17, com corpo de polímero, sem centelhador série, tensão de 13,8 kV, instalados um em cada fase fisicamente no poste onde ocorre o afloramento do cabo que teve origem na ETD.

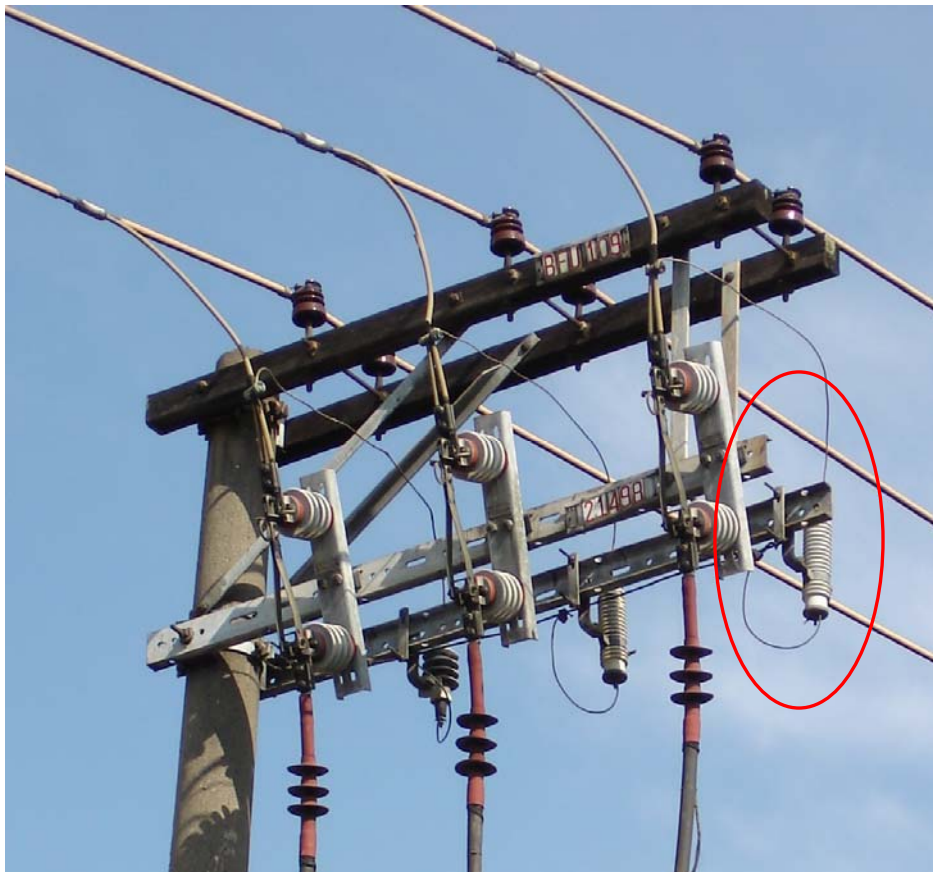


Figura 2.17 – Para-raios de 13,8 kV

- **Ensaio de tensão de referência à frequência industrial**

Os para-raios foram submetido ao ensaio de tensão de referência V_{ref} , conforme indicado na tabela 2.5.

Tabela 2.5 – Resultados dos ensaios de tensão de referência à frequência industrial dos para-raios de 13,8 kV

Amostra	01	02	03	04
V_{ref} (kV)	13,5	13,58	13,65	13,5
I_{ref} (mA)	5	5	5	5

- **Ensaio de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida**

Os para-raios foram submetidos ao ensaio de tensão residual V_{res} , conforme apresenta a tabela 2.6, com aplicação de impulsos de corrente normalizada reduzida de 10,0 kA - 8/20 μ s.

Tabela 2.6 – Resultados dos ensaios de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida dos para-raios de 13,8 kV

Amostra	01	02	03	04
I (kA)	10,00	10,00	10,00	10,00
V_{res} (kV)	33,45	33,65	34,00	33,89

2.9.2 Para-raios de 120/84 kV

São para-raios do tipo ZnO, apresentado na figura 2.18, com corpo de polímero, sem centelhador série, tensão de 120/84 kV, instalado um em cada fase das entradas aéreas das ETDs e nos barramentos da SE.

Analogamente ao para-raios anterior, estes são submetidos aos ensaios indicados a seguir:



Figura 2.18 – Para-raios 138/88 kV

- **Ensaio de tensão de referência à frequência industrial**

Os para-raios foram submetidos ao ensaio de tensão de referência V_{ref} , conforme mostra tabela 2.7.

Tabela 2.7 – Resultados dos ensaios de tensão de referência à frequência industrial dos para-raios 120/84 kV

Amostra	01	02	03	04
V_{ref} (kV)	87,28	87,20	86,32	86,46
V_{ref} (kV)	125,28	125,52	125,84	125,52
I_{ref} (mA)	5	5	5	5

- **Ensaio de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida**

Os para-raios foram submetidos ao ensaio de tensão residual V_{ref} conforme ilustra a tabela 2.8, com aplicações de impulsos de corrente normalizada reduzida de 10,0 kA - 8/20 μ s.

Tabela 2.8 – Resultados dos ensaios de tensão residual sob corrente de descarga nominal reduzida dos para-raios de 120/84 kV

Amostra	01	02	03	04
I (kA)	5,00	5,00	5,00	5,00
V_{res} (kV)	202,4	202,4	202,8	203,5
V_{res} (kV)	291,3	291,3	292,7	292,9

2.10 Descargas atmosféricas

O levantamento das descargas atmosféricas na cidade de São Paulo é realizado pelo Instituto Tecnológico SIMEPAR, contratado pela AES – Eletropaulo. Com base nos dados registrados no ano de 2004, foi possível obter os níveis de corrente, quantidade, sazonalidade, multiplicidade e polaridade das descargas. Assim, nas tabelas 2.9 - 2.14 constam o resumo dos resultados obtidos.

As informações da tabela 2.9 foram criadas com a finalidade de padronizar os níveis de correntes das descargas atmosféricas medidas. Nas tabelas 2.10 e 2.11, encontram-se os resultados das medições das intensidades das descargas atmosféricas

realizadas nos anos de 2004, separadas por meses, cujo indicador de intensidade é o padrão citado na tabela 2.9. Nas tabelas 2.12, 2.13 e 2.14, constam os resumos estatísticos da amostra de 1.015 medições de descargas atmosféricas em função de polaridade e intensidade, assim como a multiplicidade de descargas, ou seja, a quantidade de descargas em cada evento.

Tabela 2.9 – Níveis de correntes adotados como padrão

Classificação	Corrente kA
Nível -1	$0 > I \geq -10$
Nível -2	$-10 > I \geq -20$
Nível -3	$-20 > I \geq -30$
Nível -4	$-30 > I \geq -40$
Nível -5	$-40 > I \geq -50$
Nível -6	$-50 > I \geq -60$
Nível -7	$-60 > I \geq -70$
Nível -8	$-70 > I \geq -\infty$

a) Para polaridade positiva

Classificação	Corrente kA
Nível 1	$0 < I \leq 10$
Nível 2	$10 < I \leq 20$
Nível 3	$20 < I \leq 30$
Nível 4	$30 < I \leq 40$
Nível 5	$40 < I \leq 50$
Nível 6	$50 < I \leq 60$
Nível 7	$60 < I \leq 70$
Nível 8	$70 < I \leq \infty$

b) Para polaridade Negativa

Tabela 2.10 – Levantamento dos eventos de descargas atmosféricas com a polaridade negativas

Nível das descargas negativas	Meses de 2004												Total de Eventos
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Nível -1	2346	2901	1667	1468	100	19	53	0	211	77	213	244	9299
Nível -2	7729	10803	5389	4645	346	53	134	0	515	230	740	1882	32466
Nível -3	4088	5986	2536	2278	171	13	32	0	160	116	198	1697	17275
Nível -4	1294	1975	864	1106	85	6	13	0	72	51	54	584	6104
Nível -5	464	782	332	533	87	2	3	0	29	29	19	244	2524
Nível -6	187	290	128	217	17	1	0	0	12	9	8	98	967
Nível -7	89	158	71	97	11	0	0	0	5	4	0	47	482
Nível -8	76	157	68	175	18	1	2	0	8	8	5	42	560
Total	16273	23052	11055	10519	835	95	237	0	1012	524	1237	4838	69677

Tabela 2.11 – Levantamento dos eventos de descargas atmosféricas com a polaridade positiva

Nível das descargas positivas	Meses de 2004												Total de Eventos
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Nível 1	390	435	227	364	18	3	5	0	52	11	38	33	1576
Nível 2	236	307	277	358	23	4	14	0	71	11	34	17	1352
Nível 3	61	95	64	53	16	0	2	0	24	6	6	9	336
Nível 4	27	49	49	36	9	0	4	0	14	5	5	4	202
Nível 5	15	31	18	20	11	2	4	0	20	2	3	3	129
Nível 6	10	17	9	14	8	1	0	0	7	6	2	1	75
Nível 7	6	11	10	7	0	1	2	0	6	1	2	0	46
Nível 8	20	14	21	13	4	3	6	0	9	6	1	4	101
Total	765	959	675	865	89	14	37	0	203	48	91	71	3817

Tabelas 2.12 – Percentuais em função da polaridade do total das descargas atmosféricas

Total de Descargas	73.494
Percentual de negativas	94,806 %
Percentual de positivas	5,194 %

Tabelas 2.13 – Percentuais em função da intensidade das descargas atmosféricas de polaridade positiva e negativa

Total de Descargas	73.494
Percentual de nível 1	14,797 %
Percentual de nível 2	46,015 %
Percentual de nível 3	23,963 %
Percentual de nível 4	8,580 %
Percentual de nível 5	3,610 %
Percentual de nível 6	1,418 %
Percentual de nível 7	0,718 %
Percentual de nível 8	0,899 %

Tabelas 2.14 – Percentuais em função da multiplicidade das descargas atmosféricas de polaridade positiva e negativa

Número de descargas atmosféricas por evento	Número de eventos	Total de descargas	Percentual do tipo de descarga %
1	439	439	43,25
2	122	244	24,04
3	42	126	12,41
4	24	96	9,46
5	15	75	7,39
6	1	6	0,59
7	3	21	2,07
8	1	8	0,79

A partir deste levantamento concluiu-se que:

- As descargas negativas são praticamente 95 % do total das descargas;
- 85 % das descargas atmosféricas têm um nível de corrente inferior a 30 kA;
- 45 % do total de eventos são de descargas simples;
- Os eventos múltiplos têm no máximo 8 descargas atmosféricas parciais;
- Nos eventos múltiplos, as descargas subsequentes à primeira são, em média, 40% menores do que a inicial.

CAPÍTULO III

MODELAGEM COMPUTACIONAL: TRANSFORMADORES, SISTEMAS DE ATERRAMENTO E PARA-RAIOS

3.1 Introdução

Este capítulo tem por finalidade a definição e descrição dos modelos no programa computacional como equivalentes dos equipamentos das estações descritas no capítulo 2 e nos anexo 01, 02, 03, 04 e 0,5 assim como, a determinação dos parâmetros que foram utilizados para os testes de consistências. Os sistemas de aterramento foram também contemplados neste capítulo.

3.2 O programa EMTP/ATP

Para as simulações, será utilizado o programa ATP (*Alternative Transient Program*) que consiste em uma versão do EMTP (*Eletromagnetic Transients Program*) adaptada para a utilização em microcomputadores. Esse programa é distribuído gratuitamente pelo grupo de usuários do EMTP. No Brasil, o ATP é distribuído pelo CBUE (Comitê Brasileiro de Usuários do EMTP), coordenado pelo Engenheiro Jorge Amon Filho, com sede em Furnas Centrais Elétricas S.A., no Rio de Janeiro.

O programa ATP tem grande versatilidade e é mundialmente aceito pela comunidade científica como ferramenta computacional de referência do setor elétrico. O programa utiliza o método iterativo de Newton Raphson empregado à matriz de admitâncias de barras para simulações de transitórios eletromagnéticos em redes elétricas. A formulação matemática é baseada no método das características

(Bergeron) para a modelagem de elementos com parâmetros distribuídos e na regra de integração trapezoidal para a modelagem de parâmetros concentrados. Durante a solução são utilizadas técnicas de esparsidade e de fatorização triangular otimizada de matrizes [10].

3.3 Desenvolvimento dos modelos:

Os modelos apresentados foram definidos em função do estudo, ou seja, itens sem relevância foram desconsiderados e o desenvolvimento de modelos equivalentes aos equipamentos foi realizado individualmente mediante uso de modelos pré-definidos pelo programa computacional de forma individual, ou através de suas associações. Após a criação dos modelos, foram realizados testes de consistência dos elementos que compõem as estações, através de um comparativo com os valores obtidos em ensaios laboratoriais ou no campo.

Os dados inseridos no programa foram embasados no manual do programa ATP “Rule Book” [10].

3.4 Circuito equivalente da rede elétrica de 345 kV

Para o cálculo do circuito equivalente da rede elétrica supridora da SE Bandeirantes, serão utilizadas as potências de curto circuito $S_{3\phi}$ e $S_{1\phi}$, com o propósito de obtenção de um conjunto de impedâncias de sequência positiva e zero de parâmetros concentrados que foram inseridas em série a uma fonte de tensão senoidal ideal ajustada em 345 kV, conforme representado nas equações (3.1) e (3.2).

$$\dot{I}_{CC_{3\phi}}^* = \frac{\dot{S}_{3\phi}}{\sqrt{3} \times \dot{V}} \Rightarrow \dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 = \frac{\dot{V}}{\dot{I}_{CC_{3\phi}} \times \sqrt{3}} \quad (3.1)$$

$$\dot{I}_{CC_{1\phi}}^* = \frac{\dot{S}_{1\phi}}{\sqrt{3} \times V} = \frac{3 \times \left(\frac{V_L}{\sqrt{3}} \right)}{\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 + \dot{Z}_0} \Rightarrow \dot{Z}_0 = \frac{\dot{V}_L \times \sqrt{3}}{\dot{I}_{CC_{1\phi}}} - \left(\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 \right) \quad (3.2)$$

- **Cálculo das impedâncias de sequência positiva e negativa**

$$\dot{I}_{cc_{3\phi}}^* = \frac{\dot{S}_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V} \frac{14.082,7e^6 \angle 86,92^\circ}{\sqrt{3} \times 345 e^3} = 23.567,1 \angle 86,92^\circ A$$

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 = \frac{V_L}{\dot{I}_{cc_{3\phi}} \times \sqrt{3}} = \frac{345e^3}{23.567,1 \angle -86,92^\circ \times \sqrt{3}} = 0,4541 + j 8,4397 \Omega$$

$$\dot{I}_{cc_{1\phi}}^* = \frac{\dot{S}_{1\phi}}{\sqrt{3} \times \dot{V}} \frac{15.048 e^6 \angle 86,13^\circ}{\sqrt{3} \times 345 e^3} = 25.182,51 \angle 86,13^\circ A$$

$$\dot{Z}_0 = \frac{\dot{V}_L \times \sqrt{3}}{\dot{I}_{cc_{1\phi}}} - \left(\dot{Z}_1 + \dot{Z}_2 \right) = \frac{345 e^3 \times \sqrt{3}}{25.182,51 \angle -86,13^\circ} - [2 \times (0,4541 + j 8,4397)]$$

$$\dot{Z}_0 = 0,6933 + j 6,7956 \Omega$$

- **Teste de consistência do modelo da rede elétrica de 345 kV**

Para a realização do teste de consistência dos parâmetros calculados, a impedância será alimentada por uma fonte ideal ajustada nos valores nominais, do sistema sendo então o conjunto submetido a simulações de curtos-circuitos monofásicos e trifásicos. Dessa forma, foi possível a comparação dos resultados obtidos com os valores teóricos calculados.

- **Resultado da simulação:**

Nas figuras 3.1a e b, pode-se verificar o resultado da simulação de curto circuito monofásico (3.1a) e trifásico (3.1b).

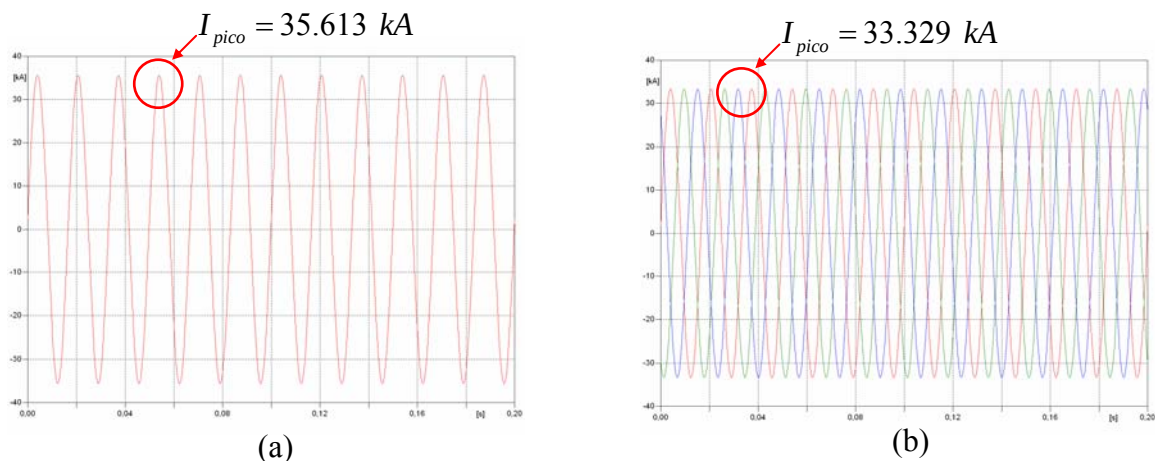


Figura 3.1 – Resultado da simulação de curto-circuito da rede elétrica de 345 kV

Da figura 3.1, as correntes de curto-circuito medidas, resultantes da simulação, são:

- Trifásicas = $I_{cc_{3\phi}} = \frac{33.329 A_p}{\sqrt{2}} = 23.567,17 A$
- Monofásicas = $I_{cc_{1\phi}} = \frac{35.613 A_p}{\sqrt{2}} = 25.182,19 A$

- **Aferição da simulação:**

Comparando-se com o valor teórico mostrado pela tabela 3.1, o erro na simulação de curto-circuito trifásico é de 0,0003 (%) e monofásico é de 0,0013 (%), que podem ser considerados desprezíveis.

Tabela 3.1 – Resumo dos valores teóricos, resultados das simulações e erros calculados, referentes ao modelo equivalente a rede elétrica de 345 kV

	Calculado	Simulação	Erro (%)
$I_{cc_{3\phi}}$	23.567,1 A	23.567,17 A	0,0003 (%)
$I_{cc_{1\phi}}$	25.182,51 A	25.182,19 A	0,0013 (%)

3.5 Transformadores

O transformador é o equipamento de maior relevância nas estações, devido ao seu custo elevado e às consequências de um desligamento prolongado. No sistema elétrico em estudo, existe um grande número de transformadores com diversas configurações, conforme citado no capítulo 02 e nos anexos.

Assim são descritos, neste item, o desenvolvimento dos cálculos e a metodologia para o levantamento dos parâmetros que serão inseridos no programa computacional, assim como as aferições do modelo utilizado para o transformador.

3.5.1 Modelos para transformadores no programa computacional

Os modelos dos transformadores utilizados pelo programa não são baseados em uma rotina fixa. Os valores dos parâmetros que foram inseridos devem ser tratados de modos diferentes, conforme os modelos descritos a seguir.

Todos os transformadores utilizados neste trabalho baseiam-se no modelo monofásico com dois ou três enrolamentos, sendo que os transformadores trifásicos são resultantes de associações dos elementos monofásicos.

3.5.2 Modelo de transformador monofásico

O modelo do transformador monofásico é configurado através de um equivalente com dois ou três enrolamentos, conforme ilustra a figura 3.2; os parâmetros inseridos são obtidos em funções dos ensaios em vazio e curto-circuito.

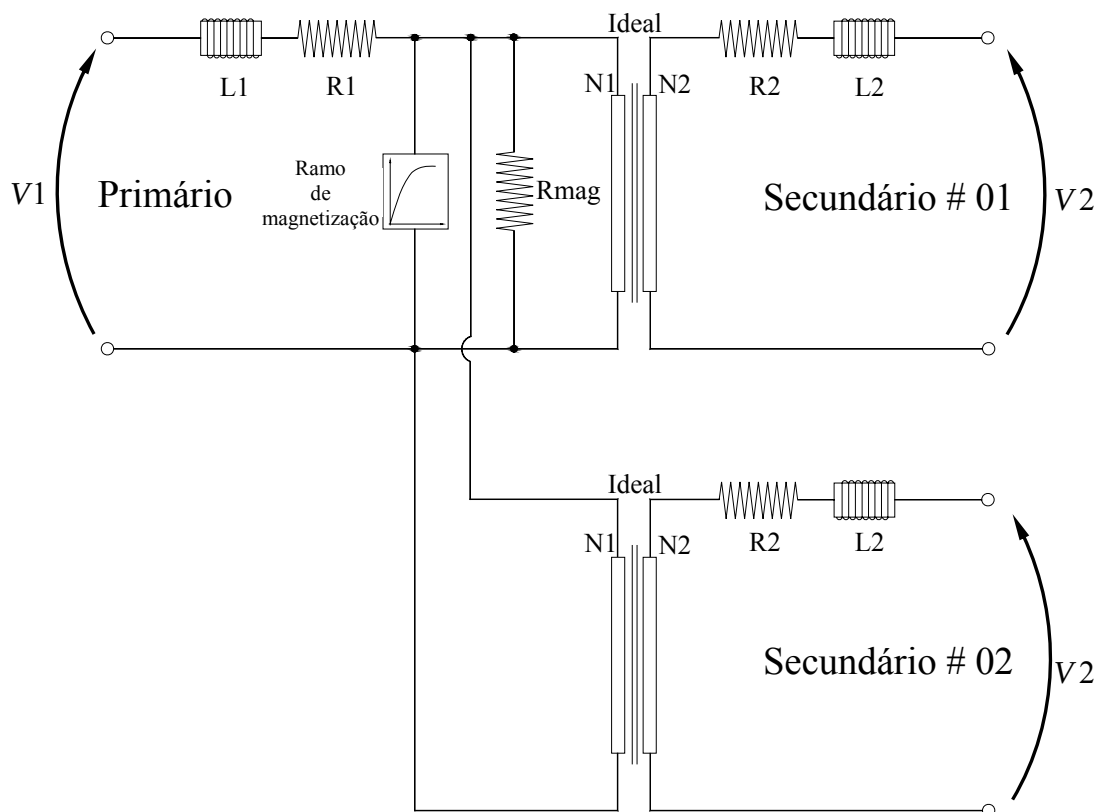


Figura 3.2 – Modelo do transformador monofásico

No modelo apresentado na Figura 3.2:

L_1 e L_2 – indutâncias de dispersão equivalentes dos enrolamentos do primário e secundário, respectivamente;

R_1 e R_2 – resistências equivalentes dos enrolamentos do primário e secundário, respectivamente;

Ramo de magnetização – curva de saturação do ramo de magnetização do transformador: inserida através dos valores de corrente e do fluxo magnético;

R_{mag} – Resistência do ramo de magnetização do transformador.

a. Metodologia para os cálculos dos parâmetros elétricos

Os parâmetros necessários para o desenvolvimento dos modelos computacionais dos transformadores são os valores das tensões e as impedâncias equivalentes. Neste sentido, são descritos a seguir tais desenvolvimentos.

- **Tensões:**

Os valores das tensões que foram inseridos no programa computacional referem-se ao valor nominal de cada enrolamento.

- **Resistência R_1 e R_2 :**

A inserção deste parâmetro no módulo interno do ATP é feito através dos valores por enrolamento, conforme citado anteriormente. Tendo em vista que grande parte dos transformadores não possui o registro deste parâmetro, de forma a se contornar tal problema, foram adotados como referência os valores percentuais levantados no transformador principal da ETD Granja Julieta.

Assim, os dados do transformador principal ETD Granja Julieta são: 60 MVA; Delta / Estrela – Estrela (aterrada); 421,4/1255 A – 1255 A e resistência da derivação central para enrolamentos do primário de 0,5 Ω (entre fases) e por bobina igual a 0,75 Ω .

Cálculo das perdas percentuais no primário:

$$P_{perda} = 3 \times \left(\frac{I_{Linha}}{\sqrt{3}} \right)^2 \times R_1 = 3 \times \left(\frac{421,4}{\sqrt{3}} \right)^2 \times 0,75 = 133183,47 \text{ W}$$

$$P_{perda} (\%) = \frac{133183,47}{60 \times 10^6} \times 100 = 0,22197 \cong 0,222 \%$$

Portanto, adotando-se o mesmo valor percentual do secundário do transformador, foram obtidas as resistências dos enrolamentos dos transformadores utilizados neste trabalho, conforme equações (3.3) e (3.4), ou seja:

As resistências R_1 e R_2 do transformador monofásico com um secundário são dadas por:

$$\frac{\left[(I_{Fase})^2 \times R_1 \right]}{S_{trafo}} \times 100 = 0,222 \% \Rightarrow R_1 = \frac{(0,222 \times S_{trafo})}{(I_{Fase})^2 \times 100}$$

ou

$$R_1 = \frac{(0,222 \times S_{trafo})}{(I_{Fase})^2 \times 100} \quad (3.3)$$

Analogamente:

$$R_2 = \frac{(0,222 \times S_{trafo})}{(I_{Fase})^2 \times 100} \quad (3.4)$$

O cálculo da resistência R_1 do transformador monofásico com dois secundários é semelhante ao do modelo com um secundário; no entanto, a resistência R_2 referente a um dos secundários deve ter como base a sua potência nominal, ou seja, metade da total do transformador, portanto:

$$\left[\frac{(I_{Fase})^2 \times R_2}{S_{trafo}/2} \right] \times 100 = 0,222 \% \Rightarrow R_2 = \frac{(0,222 \times S_{trafo}/2)}{(I_{Fase})^2 \times 100}$$

ou

$$R_2 = \frac{(0,222 \times S_{trafo}/2)}{(I_{Fase})^2 \times 100} \quad (3.5)$$

- **Indutâncias equivalentes L_1 e L_2 :**

Os cálculos das indutâncias equivalentes são definidos pelas equações (3.6) e (3.7), que foram realizados de forma convencional, dividindo-se o valor percentual entre o primário e secundário em partes iguais, tal como mostrado na sequência.

$$\omega L_1 = \frac{(V_1)^2}{S_{trafo}} \times \frac{X(\%)}{2 \times 100} \Rightarrow L_1 = \frac{\frac{(V_1)^2}{S_{trafo}} \times \frac{X(\%)}{2 \times 100}}{\omega} \quad (3.6)$$

$$\omega L_2 = \frac{(V_2)^2}{S_{trafo}} \times \frac{X(\%)}{2 \times 100} \Rightarrow L_2 = \frac{\frac{(V_2)^2}{S_{trafo}} \times \frac{X(\%)}{2 \times 100}}{\omega} \quad (3.7)$$

3.5.3 Modelo do transformador trifásico

O modelo do transformador trifásico utilizado no trabalho é um conjunto de transformadores monofásicos de diferentes configurações associados, conforme ilustra a figura 3.3, e cujos parâmetros foram determinados para cada enrolamento monofásico com o intuito de simplificar os cálculos.

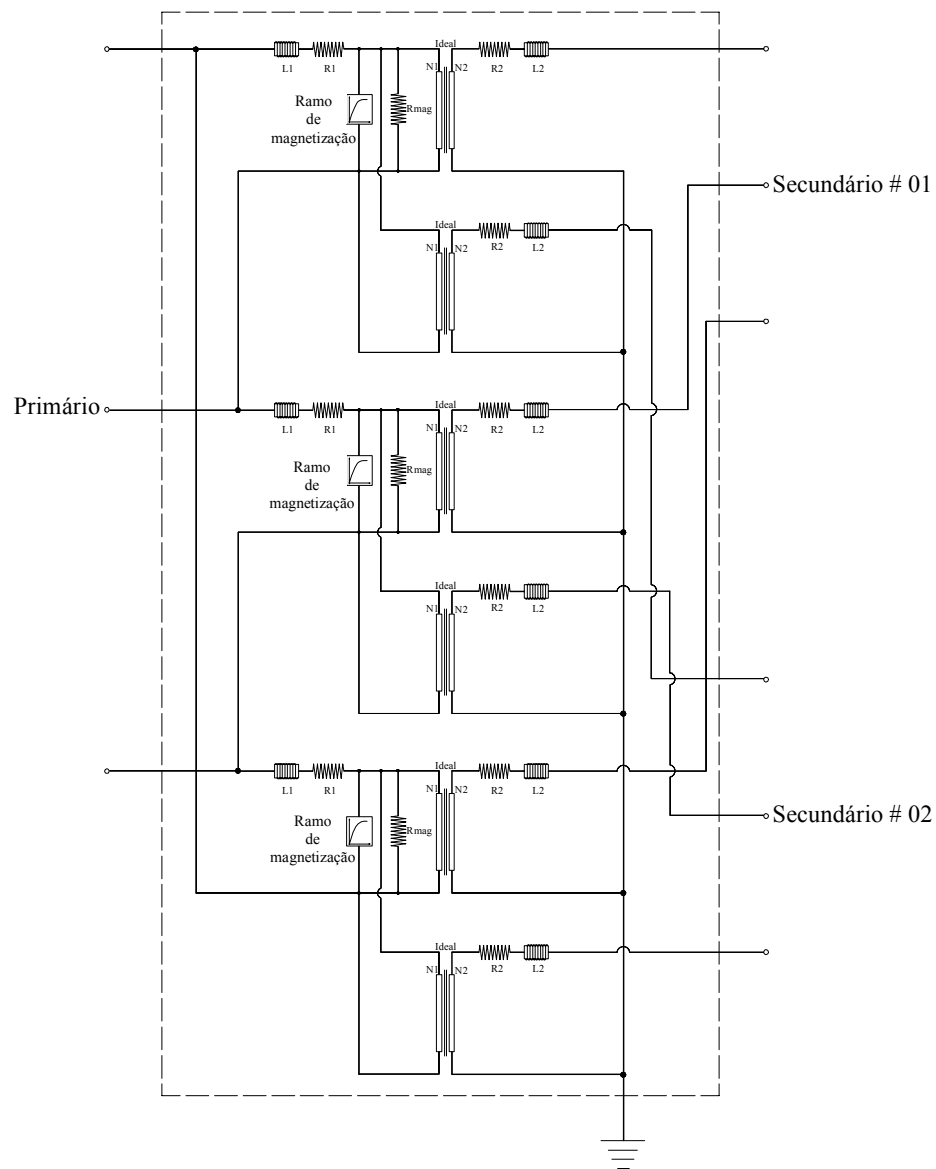


Figura 3.3 – Modelo do transformador trifásico $\Delta \rightarrow Y$

3.5.4 Modelo do autotransformador

O modelo do autotransformador monofásico é obtido de forma apresentada na figura 3.4, cujos parâmetros nele inserido foram determinados a partir dos ensaios em vazio e curto-circuito.

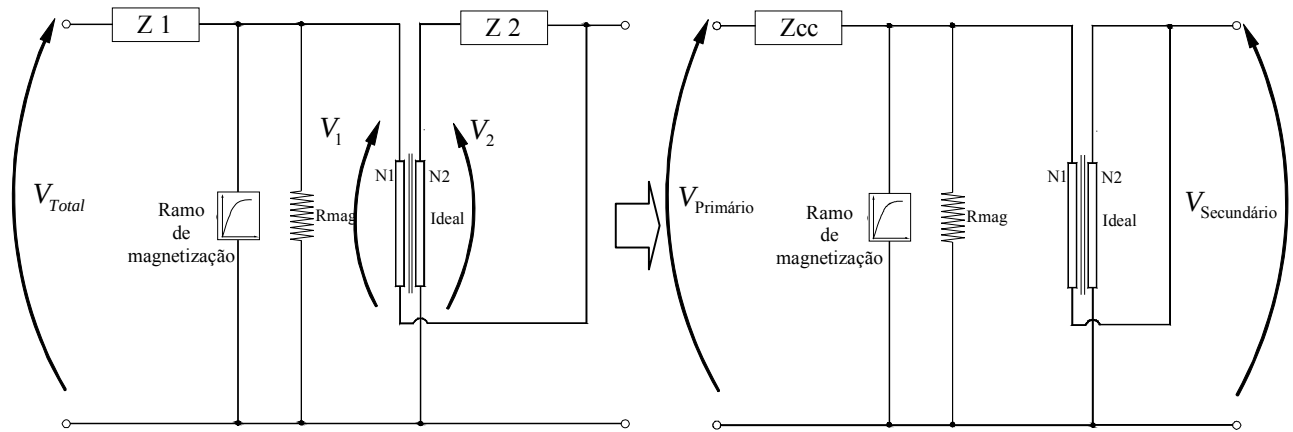


Figura 3.4 – Modelo do autotransformador monofásico

- **Tensões:**

Os valores das tensões que serão inseridas no programa computacional também se referem ao valor nominal de cada enrolamento; em decorrência do autotransformador possuir conexão série entre os enrolamentos, as relações entre as tensões do primário e secundário são definidas pela equação (3.8).

$$V_{Total} = V_1 + V_2 \quad (3.8)$$

- **Impedância de curto-circuito Z_{cc} :**

O cálculo da impedância de curto-circuito é resultado da relação entre a tensão e a corrente de curto-circuito, como em qualquer transformador. Porém, em autotransformadores submetidos a curto-circuito, a tensão $\dot{V}_2 = 0$. Logo, $\dot{V}_{Total} = \dot{V}_1$, obtendo-se a seguinte equação, (3.9):

$$\dot{Z}_{cc} = \frac{\dot{V}_{Total}}{\dot{I}_{CC\text{Primário}}} \quad (3.9)$$

- **Impedância de Z_1 e Z_2 :**

É necessário que os parâmetros sejam referidos ao seu devido enrolamento para a inserção dos dados no ATP.

Se a impedância Z_{cc} estiver referida ao primário, obtem-se a equação (3.10).

$$Z_{cc} = Z_1 + Z_2' \quad (3.10)$$

Sendo: $Z_2' =$ Impedância Z_2 referida ao primário

$$\text{Se: } Z_2' = Z_2 \times \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \quad (3.11)$$

$$\text{Portanto: } Z_{cc} = Z_1 + Z_2 \times \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \quad (3.12)$$

E, em termos percentuais, as impedâncias Z_1 e Z_2 têm o mesmo valor, a partir do qual é definida a equação (3.13):

$$Z_1 = Z_2 \times \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2 \quad (3.13)$$

$$\text{Portanto: } \frac{Z_{cc}}{2} = Z_1 = Z_2 \times \left(\frac{V_1}{V_2} \right)^2$$

Obtendo-se, assim, as equações (3.14) e (3.15):

$$Z_1 = \frac{Z_{cc}}{2} \quad (3.14)$$

$$Z_2 = \frac{Z_{cc}}{2} \times \left(\frac{V_2}{V_1} \right)^2 \quad (3.15)$$

- **Definição das indutâncias e resistência:**

Após a definição do valor da impedância, foi calculada a relação percentual entre a resistência e a indutância dos enrolamentos. O valor percentual da resistência é fixo e foi obtido no desenvolvimento do modelo do transformador monofásico citado

anteriormente, e quanto a indutância é própria de cada transformador, sendo as mesmas são definidas pelas equações (3.16) e (3.17).

$$R = \cos \left[\tan^{-1} \left(\frac{X\%}{R\%} \right) \right] \times Z \quad (3.16)$$

$$L = \frac{\sin \left[\tan^{-1} \left(\frac{X\%}{R\%} \right) \right] \times Z}{2\pi f} \quad (3.17)$$

3.5.5 Cálculo dos parâmetros elétricos dos transformadores

Os cálculos dos parâmetros elétricos dos transformadores foram embasados no desenvolvimento teórico realizado nos itens anteriores, que posteriormente serão inseridos no modelo do transformador do programa computacional. Assim, os resultados obtidos estão indicados na tabela 3.2, a seguir.

Tabela 3.2 – Resumo dos parâmetros calculados dos transformadores

Bancos de Transformadores BCO TR - 01, 02 e 03				Modelo	Monofásico
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
161,019 mH	3,4921 mH	1,983556 Ω	0,043 Ω	345 kV	50,807 kV
Transformadores TR - 01, 02 e 03.				Modelo	$Y \rightarrow \Delta$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
76,826 mH	2,3048 mH	1,7632 Ω	0,0176 Ω	199,18 kV	34,5 kV
Transformadores TRA - 01 e 02				Modelo	$\Delta \rightarrow Y$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
315,724 mH	0,1273 mH	10,5789 Ω	0,004266 Ω	19,9186 kV	1,2 kV
Autotransformadores TR - 05 a 14				Modelo	Y
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
10,524 mH	20.022 mH	0,17457 Ω	0,05867 Ω	8371,6 kV	11,547 kV
Transformadores TR 01 e 02 – ETD Granja Julieta				Modelo	$Y \rightarrow \Delta + \Delta$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_3
203,216 mH	1,8282 mH	0,7839 Ω	0,0423 Ω	88 kV	7,9674 kV

Tabela 3.2 – Resumo dos parâmetros calculados dos transformadores

Transformadores TR 01 e 02 – ETD Morumbi				Modelo	$\Delta \rightarrow Y$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
218,61 mH	1,9668 mH	3,1357 Ω	0,08463 Ω	88 kV	7,9674 kV
Transformadores TR 03 e 04 – ETD Morumbi				Modelo	$\Delta \rightarrow Y$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
184,5927 mH	1,6607 mH	2,3517 Ω	0,0635 Ω	88 kV	7,9674 kV
Transformadores TR 05 - ETD Morumbi				Modelo	$\Delta \rightarrow Y$
L_1	L_2	R_1	R_2	V_1	V_2
351,8725 mH	3,1656 mH	6,272 Ω	0,1869 Ω	88 kV	7,9674 kV

3.5.6 Aferição dos dados de entrada

A aferição dos dados de entrada dos modelos equivalentes dos transformadores consiste em fazer a simulação em condições dos ensaios em vazio e em curto-circuito e, a partir dos resultados das simulações, encontrar os parâmetros obtidos pelos ensaios realizados em laboratório, tais como: corrente e perdas em vazio e curto-circuito, impedâncias, etc.

- **Cálculos teóricos:**

Na tabela 3.3 consta o resultado dos cálculos teóricos das tensões de fase V_{Fase} em vazio no primário e secundário, assim como as correntes de curto circuito monofásico $I_{cc} 1\phi_{Linha}$ e trifásico $I_{cc} 3\phi_{Linha}$ no secundário calculadas através das equações (3.18), (3.19) e (3.20) que são utilizadas como referência para se aferir o modelo desenvolvido.

Nas simulações foram utilizadas fonte(s) ideal(is) de tensão conectadas em estrela aterrado para alimentação dos transformadores:

- Para o enrolamento monofásico foi utilizada a equação (3.18);

$$I_{cc} 1\phi_{Linha} = \frac{S_{transformador}}{V_{nominal} \times x(\%)/100} \quad (3.18)$$

- Para o enrolamento do secundário conectado em estrela foi utilizada a equação (3.19);

$$I_{cc\ 3\phi_{Linha}} = I_{cc\ 1\phi_{Linha}} = \frac{S_{transformador}}{V_{nominal} \times \sqrt{3} \times x(\%)/100} \quad (3.19)$$

- Para o enrolamento do secundário conectado em delta foi utilizada a equação (3.20).

$$I_{cc\ 3\phi_{Linha}} = \frac{S_{transformador}}{V_{nominal} \times \sqrt{3} \times x(\%)/100} \quad (3.20)$$

$$I_{cc\ 1\phi_{Linha}} = 0$$

Tabela 3.3 – Resultados do cálculo dos parâmetros dos transformadores para aferição do modelo equivalente

Bancos de Transformadores BCO TR – 01, 02 e 03			
$V_{Fase} - Prim.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc\ 1\phi_{Linha}} - Sec.$	
345 kV	50,8068 kV	19,2864 kA	
Transformadores TR - 01, 02 e 03			
$V_{Fase} - Prim.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc\ 1\phi_{Linha}} - Sec.$	$I_{cc\ 3\phi_{Linha}} - Sec.$
19,9186 kV	34,5 kV	0A	34,3242 kA
Transformadores TRA - 01 e 02			
$V_{Fase} - Prim.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc\ 1\phi_{Linha}} - Sec.$	$I_{cc\ 3\phi_{Linha}} - Sec.$
34,5 kV	0,6928 kV	7,1891 kA	7,1891 kA
Autotransformadores TR - 05 a 14			
$V_{Fase} - Prim.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc\ 1\phi_{Linha}} - Sec.$	$I_{cc\ 3\phi_{Linha}} - Sec.$
19,9186 kV	11,547 kV	4,3301 kA	4,3301 kA

Tabela 3.3 – Resultados do cálculo dos parâmetros dos transformadores para aferição do modelo equivalente

Transformadores TR 01 e 02 – ETD Granja Julieta			
$V_{Fase} - Pr\ im.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc}\ 1\phi_{Linha} - Sec.$	$I_{cc}\ 3\phi_{Linha} - Sec.$
84 kV	7,9674 kV	5,7796 kA	5,7796 kA
Transformadores TR 01 e 02 – ETD Morumbi			
$V_{Fase} - Pr\ im.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc}\ 1\phi_{Linha} - Sec.$	$I_{cc}\ 3\phi_{Linha} - Sec.$
84 kV	7,9674 kV	5,3691 kA	5,3691 kA
Transformadores TR 03 e 04 – ETD Morumbi			
$V_{Fase} - Pr\ im.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc}\ 1\phi_{Linha} - Sec.$	$I_{cc}\ 3\phi_{Linha} - Sec.$
84 kV	7,9674 kV	6,3594 kA	6,3594 kA
Transformadores TR 05 – ETD Morumbi			
$V_{Fase} - Pr\ im.$	$V_{Fase} - Sec.$	$I_{cc}\ 1\phi_{Linha} - Sec.$	$I_{cc}\ 3\phi_{Linha} - Sec.$
84 kV	7,9674 kV	3,3344 kA	3,3344 kA

• Resultados da simulação

Os resultados obtidos nas simulações serão comparados aos valores obtidos nos ensaios em vazio e curto circuito e será calculado o percentual de erro. A título de exemplificação, será utilizado o banco de transformadores da SE – Bandeirantes, cujos resultados de simulações de tensão em vazio estão nas figuras 3.5a (primário) e 3.5b (secundário). As correntes de curto-circuito no secundário estão nas figuras 3.6a (trifásico) e 3.6b (monofásico).

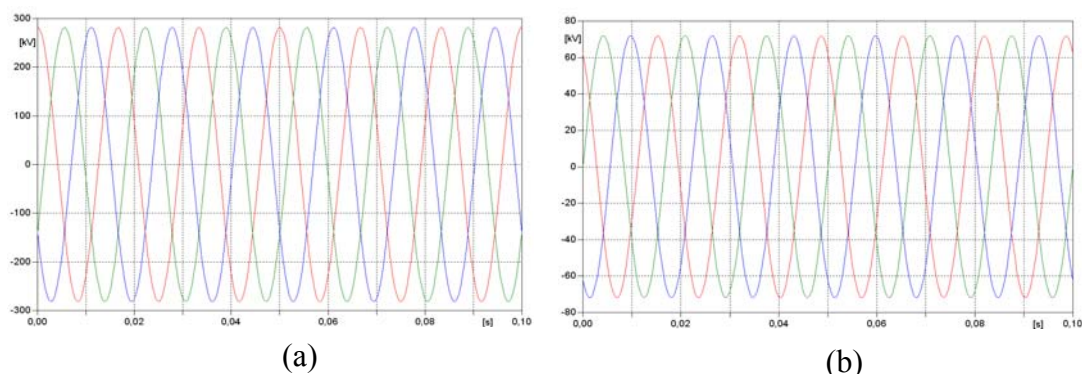


Figura 3.5 – Resultado do teste em vazio do transformador 345/88 kV

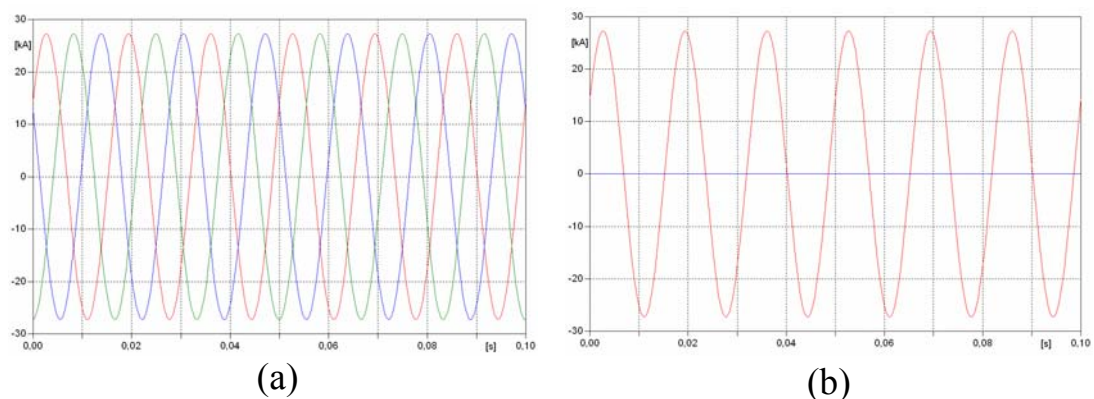


Figura 3.6 – Resultado do teste em curto circuito transformador 345/88 kV

Na tabela 3.4, estão os resultados das simulações dos transformadores em vazio e submetidos a curtos circuitos monofásicos e trifásicos. Nela também constam os percentuais de erro em relação ao teórico e os valores de corrente no secundário.

Tabela 3.4 – Resultados da simulação dos transformadores das ETDs e SE

Bancos de Transformadores BCO TR - 01, 02 e 03					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
50,8068 kV	0,0002	19,2863 kA	0,0185		
Simulado		Simulado			
50,805 kV		19,2828 kA			
Transformadores TR - 01, 02 e 03					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
19,9186 kV	0,07	0 kA	0	34,3242 kA	0,09625
Simulado		Simulado		Simulado	
19,9404 kV		0 kA		34,65783 kA	
Transformadores TRA - 01 e 02					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Simulado	Erro (%)
0,6928 kV	0,021	7,1891 kA	0,000902	7,1891 kA	0,000902
Simulado		Simulado		Simulado	
0,69267 kV		7,1884 kA		7,1884 kA	

Tabela 3.4 – Resultados da simulação dos transformadores das ETDs e SE

Autotransformadores TR - 05 a 14					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
11,547 kV	0,0002	4,3301 kA	0,00216	4,3301 kA	0,00216
Simulado		Simulado		Simulado	
11,547 kV		4330,04 kA		4330,04 kA	
Transformadores TR 01 e 02 – ETD Granja Julieta					
$V_{Fase} - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
7,9674 kV	0,0003	5,7796 kA	0,2406	5,7796 kA	0,2406
Simulado		Simulado		Simulado	
7,96768 kV		5,7658 kA		5,7658 kA	
Transformadores TR 01 e 02 – ETD Morumbi					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
7,9674 kV	0,0002	5,3691 kA	0,217	5,3691 kA	0,217
Simulado		Simulado		Simulado	
7,96768 kV		5,3575 kA		5,3575 kA	
Transformadores TR 03 e 04 – ETD Morumbi					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
7,9674 kV	0,0002	6,3594 kA	0,1766	6,3594 kA	0,1766
Simulado		Simulado		Simulado	
7,96768 kV		6,3483 kA		6,3483 kA	
Transformadores TR 05 – ETD Morumbi					
$V_F - Sec.$		$I_{cc} 1\phi_{Linha} - Sec.$		$I_{cc} 3\phi_{Linha} - Sec$	
Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)	Calculado	Erro (%)
7,9674 kV	0,0002	3,3344 kA	0,408	3,3344 kA	0,408
Simulado		Simulado		Simulado	
7,96768 kV		3,3208 kA		3,3208 kA	

Através dos resultados obtidos, pode-se concluir que os erros são desprezíveis, demonstrando assim que os parâmetros desenvolvidos são aderentes ao modelo real.

3.6 Modelagem do sistema de aterramento

Foram desenvolvidos três tipos de modelos de sistema de aterramento, cada um com suas particularidades: para as torres de transmissão, as estações de distribuição e as de transição.

3.6.1 Modelo do sistema de aterramento das torres de transmissão

O modelo desenvolvido para as torres é o mais elementar, devido logicamente à simplicidade do sistema descrito no capítulo 2, que define o valor máximo de resistência igual a $10\ \Omega$ utilizado como referência. Assim, o circuito equivalente será formado apenas por uma resistência com valor de $10\ \Omega$ conectada à terra, desprezando a indutância dos cabos, em detrimento à pequena dimensão do sistema.

3.6.2 Modelos dos sistemas de aterramento das estações de transformação

As principais características deste tipo de sistema são: a grande área coberta pela malha e a elevada quantidade de hastes fixadas de forma irregular. Devido a estas características, e ainda considerando simulações envolvendo transitórios eletromagnéticos, ocorrerá alteração no valor da impedância equivalente em relação ao valor aferido em campo, ou seja, quando o sistema for submetido a uma descarga atmosférica, ocorrerá um aumento significativo nos valores da reatância indutiva e da resistência dos condutores devido à alta frequência.

A modelagem do circuito equivalente do sistema de aterramento das estações elétricas para a simulação de transitórios foi realizada inicialmente por meio do cálculo de um circuito π equivalente a um trecho do cabo, conforme indicado na figura 3.7, que representará as indutâncias próprias e mútuas do cabo e as resistências referentes às hastes e aos cabos enterrados. Em seguida, foi dividido o terreno em áreas, conforme figura 3.9, sendo que em cada área foram associados os circuitos π equivalentes de forma vertical e horizontal. Semelhantemente, foi encontrado o

equivalente para as conexões entre as áreas, formando assim, um equivalente total ilustrado na figura 3.16.

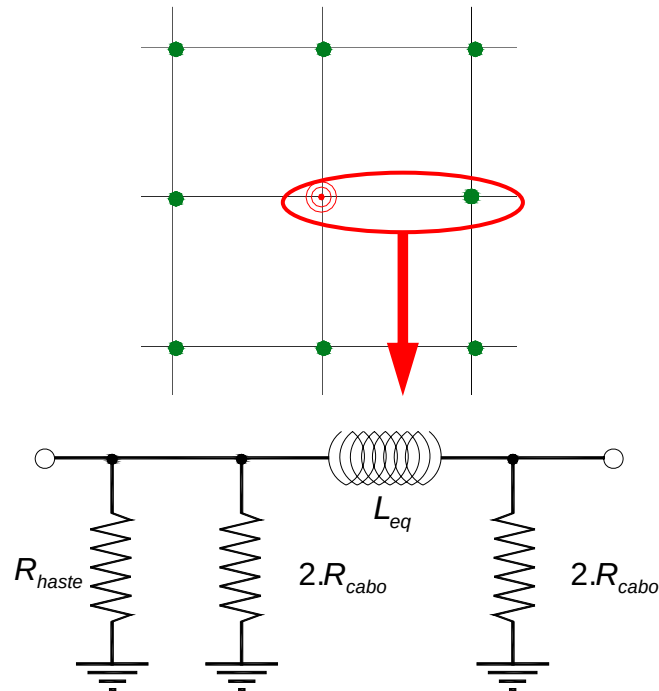


Figura 3.7 – Circuito π equivalente de um trecho da malha de aterramento das estações

a) Cálculo da Indutância do cabo: L_{eq}

As indutâncias foram calculadas no ATP através da rotina LCC (Line/Cable Modeling) que, por sua vez, mediante inserção dos dados geométricos da instalação e das características intrínsecas dos cabos, calcula-se a matriz das impedâncias equivalentes por meio de parâmetro constante. Este se refere a um modelo simulador de uma linha de transmissão com características elétricas definidas para uma frequência pré-determinada.

O levantamento das indutâncias foi realizado com três cabos de cobre nu de 120 mm² enterrados a 0,60 m, espaçados nos padrões de 4 e 5 m e posicionados em paralelo.

Os resultados desta simulação resultam nas indutâncias mútuas e próprias descritas pelas matrizes a seguir, ou seja:

Para cabos distanciados a 4 m:

$$L = \begin{vmatrix} 1.9993383E-06 & 1.9840888E-07 & 8.5436561E-08 \\ 1.9840888E-07 & 1.9993383E-06 & 1.9840888E-07 \\ 8.5436561E-08 & 1.9840888E-07 & 1.9993383E-06 \end{vmatrix}$$

Portanto:

$$L_{cabo} = L_{11} + L_{21} + L_{31}$$

$$L_{cabo} = 2,283e-6 \left(\frac{H}{m} \right)$$

Para cabos distanciados a 5 m:

$$L = \begin{vmatrix} 1.9993383E-06 & 1.5902315E-07 & 5.7159606E-08 \\ 1.5902315E-07 & 1.9993383E-06 & 1.5902315E-07 \\ 5.7159606E-08 & 1.5902315E-07 & 1.9993383E-06 \end{vmatrix}$$

Portanto:

$$L_{cabo} = L_{11} + L_{21} + L_{31}$$

$$L_{cabo} = 2,2155e-6 \left(\frac{H}{m} \right)$$

b) Resistência da haste: R_{haste}

Para o cálculo da resistência de aterramento de uma única haste R_{haste} , foi utilizada a equação (3.21) conforme sugerido em [17], ou seja:

$$R_{haste} = \frac{\rho_a}{2\pi L_a} \ln \left(\frac{4L_a}{D_a} \right) \quad (3.21)$$

Onde: ρ_a = Resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$;

L_a = Comprimento da haste, em m ;

D_a = Diâmetro da haste, em m ;

c) Resistência do cabo: R_{cabo}

Para o cálculo da resistência de aterramento de um trecho de cabo R_{cabo} , foi utilizada a equação (3.22) conforme referência [17], ou seja:

$$R_{cabo} = \frac{\rho_a}{2\pi L_C} \left[\ln \left(\frac{2 L_C^2}{R_C P_C} \right) - 2 + 2 \frac{P_C}{L_C} - \left(\frac{P_C}{L_C} \right)^2 + \frac{1}{2} \left(\frac{P_C}{L_C} \right)^4 \right] \quad (3.22)$$

Onde: L_C = Comprimento do condutor m ;

R_C = Raio do condutor m ;

P_C = Profundidade do condutor m ;

d) Associação de parâmetros para o circuito equivalente

A associação das resistências em uma malha de aterramento não pode ser realizada da forma tradicionalmente linear, visto que a influência do agrupamento é muito relevante para os resultados obtidos. Ademais, em decorrência da grande área da instalação da malha em análise, existe a necessidade de fracionamento de áreas e de uma associação resultante.

- **Circuito equivalente:**

As resistências de aterramento dos condutores e das hastes, assim como as indutâncias dos cabos, resultam em um circuito equivalente, com o arranjo mostrado na figura 3.8. A parcela do circuito em azul refere-se a uma das áreas respectivas da malha, enquanto aquelas em laranja correspondem às interligações entre as áreas. A parte destacada em preto está associada às resistências das hastes.

Para a determinação dos circuitos equivalentes aos trechos dos cabos, foram utilizados por conjuntos de impedâncias configuradas em π , denominadas por $(R_{Va} L_{Vm})$ e $(R_{Ha} L_{Hm})$, indicados na vertical e horizontal, respectivamente, para a malha. Similarmente foi calculado o equivalente das conexões por $(R_{Vi} L_{Vi})$ na

vertical, $(R_{Hi} \ L_{Hi})$ na horizontal e R_{haste} referente à associação das hastes de aterramento.

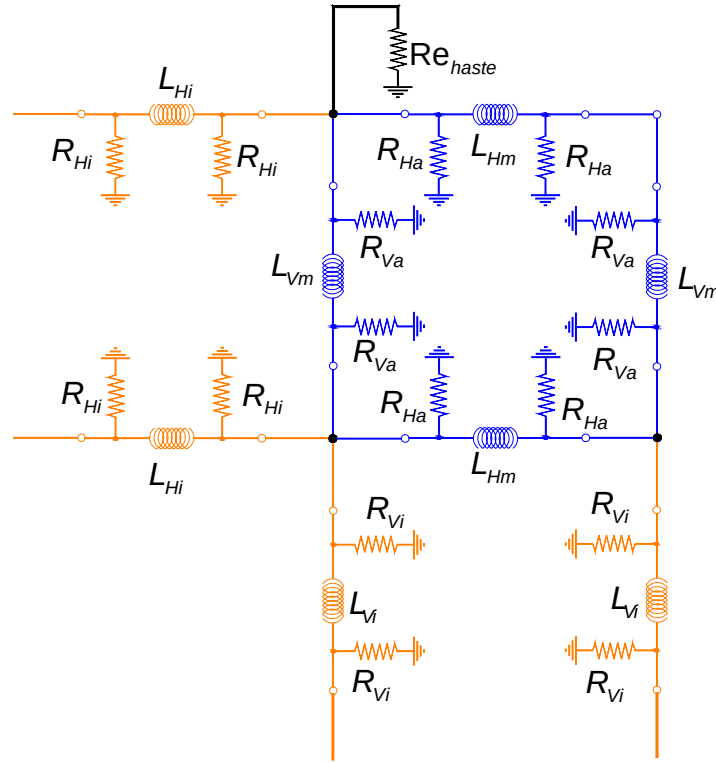


Figura 3.8 – Exemplo de circuito equivalente da malha de aterramento

- **Associação das hastes de aterramento**

A resistência equivalente Re_{haste} das hastes de aterramento que será representada por um resistor conectado à terra, foi obtido utilizando-se a equação (3.23) sugerida em [17], ou seja:

$$Re_{haste} = \frac{R_{haste}}{N_h} + \frac{\rho_a}{N_h \pi D_h} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots \frac{1}{N_h} \right) \quad (3.23)$$

Onde: N_h = Número de hastes;

D_h = Distância média entre as hastes em m :

- **Associação das resistências de aterramento R_{Ha} e R_{Va} dos cabos que compõem a malha de terra de uma malha específica**

A associação das resistências de aterramento dos cabos que compõem a malha de aterramento é calculada utilizando-se a equação (3.24), proveniente de [17], ou seja:

$$Re_{cabo} = \frac{R_{cabo}}{N_c} + \frac{\rho_a}{N_c \pi Dm_c} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{N_c} \right) \quad (3.24)$$

Onde: N_c = Número de condutores;

Dm_c = Distância média entre os condutores m :

Como definido anteriormente, o modelo é composto por quatro resistências em paralelo dispostas horizontalmente (R_{Ha}) e outras verticalmente (R_{Va}), conforme ilustrado na Figura 3.6. Assim, o valor de cada resistor é determinado pelas equações (3.25) e (3.26):

$$R_{Ha} = Re_{haste} \times 4 \quad (3.25)$$

$$R_{Va} = Re_{cabo} \times 4 \quad (3.26)$$

- **Associação das resistências de aterramento R_{Hi} e R_{Vi} dos cabos que compõem a interligação entre as malhas de aterramento**

Essas resistências são relativas ao aterramento dos cabos que interligam as malhas de aterramento, que também serão representadas por quatro resistências de mesmo valor para cada conjunto de cabos posicionado verticalmente e horizontalmente.

O cálculo da associação das resistências de cada cabo é realizado de forma análoga à citada no parágrafo anterior.

- **Associação de indutâncias**

A determinação das indutâncias equivalentes dos cabos indicadas por L_{Vm} ou L_{Hm} foi realizada de forma convencional, mediante associação em paralelo e multiplicada por dois, por se tratar de um conjunto de dois indutores, conforme definido pelas expressões (3.27) e (3.28):

$$L_{Vm} = \frac{1}{\frac{1}{L_{cabo1}} + \frac{1}{L_{cabo2}} + \dots + \frac{1}{L_{caboN}}} \times 2 \quad (3.27)$$

$$L_{Hm} = \frac{1}{\frac{1}{L_{cabo1}} + \frac{1}{L_{cabo2}} + \dots + \frac{1}{L_{caboN}}} \times 2 \quad (3.28)$$

e) Cálculo da Resistividade do solo

A determinação da resistividade do solo é fundamental para o cálculo dos parâmetros da malha de aterramento. Todavia, devido à inexistência do levantamento desse parâmetro e da impossibilidade de sua medição, foi necessária sua definição através de cálculos teóricos, embasados nas medições de resistência equivalente realizadas na malha da estação de distribuição (capítulo 2) e em suas características físicas. Para isso, foi criado um aplicativo em Excel com o objetivo de realizar o cálculo da resistividade do solo, considerando-se as expressões (3.21) a (3.28). Estas definem os valores das resistências das hastes de aterramento, dos cabos da malha e de suas associações, desprezando os valores de indutância e resistência do cabo. Para a definição da resistividade do solo, foram manipuladas as equações com o intuito de se definir o parâmetro em função da resistência equivalente medida, de valor igual a 0,6 Ω . Com o aplicativo pronto, valores aleatórios de resistividade do solo foram inseridos até que o valor obtido dos cálculos fosse igual aquele medido.

Assim, a resistividade do solo encontrada a partir do aplicativo foi de $\rho_a = 415,62 \Omega.m$, que será utilizada como padrão em todo o desenvolvimento do modelo equivalente neste trabalho.

3.6.3 Malha de aterramento da ETD

Conforme mencionado anteriormente, tem-se que a área da malha de aterramento da estação de distribuição em análise será fracionada em seis malhas de tamanhos menores interligadas, conforme mostrado na figura 3.9. Os detalhes correspondentes a cada área e interligação serão apresentados nos itens a seguir.

Os parâmetros dos circuitos equivalentes às áreas e interligações foram definidos através das expressões (3.24) a (3.31), em que se fez uso das variáveis de cada seção e das seguintes constantes:

ρ_a = Resistividade aparente do solo igual a $415,62 \Omega.m$

L_a = Comprimento da haste igual a $3,0 m$;

D_a = Diâmetro da haste igual a $0,0899 m$;

R_C = Raio do condutor do cabo da malha igual a $0,19544 m$;

P_C = Profundidade do cabo da malha igual a $0,60 m$.

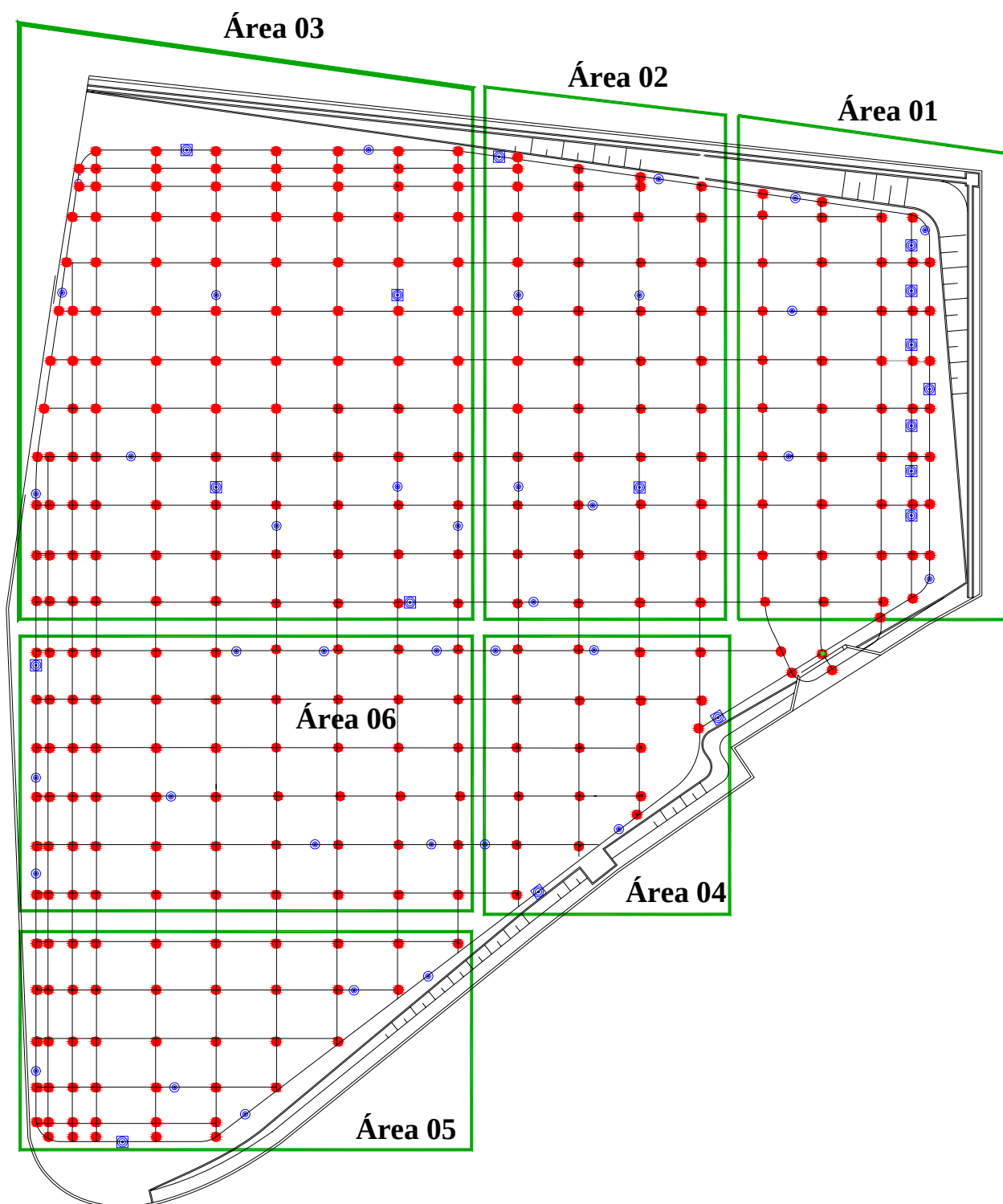


Figura 3.9 – Divisão em áreas da malha de aterramento das estações de distribuição

3.6.3.1 Modelagem das áreas da malha de aterramento da ETDs

A malha de aterramento referente à área 01 conforme ilustra a figura 3.10, é formada por:

- Na horizontal, 10 condutores separados por uma distância média de 4 m.
- Na vertical, 5 condutores separados por uma distância média de 3,5 m.

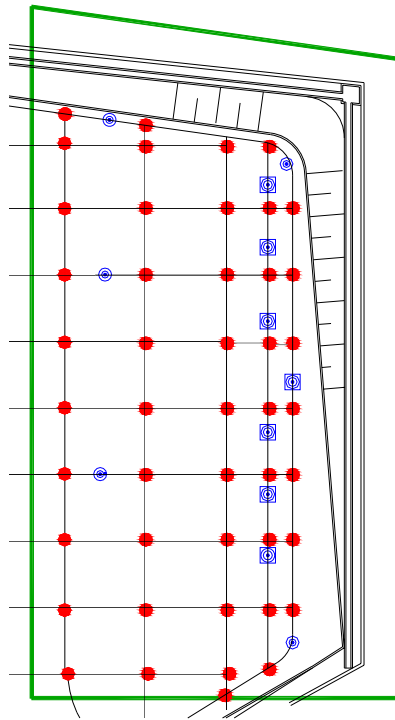


Figura 3.10 – Área 01 da malha de aterramento - ETD

a. Malha de aterramento

Considerando que a malha de aterramento é composta de condutores com as seguintes características:

L_C = Comprimento dos condutores: horizontal = 19 m e a na vertical 36 m

N_C = Número de condutores: horizontal = 10 e a na vertical 5

Nestas condições e com o uso das equações (3.21) a (3.28), tem-se que:

- Resistências equivalentes aos cabos R_{Va} e R_{Ha} .

Horizontal:

$$R_{cabo} = 35,655 \Omega$$

$$Re_{cabo} = 9,954 \Omega$$

$$R_{Ha} = 39,782 \Omega$$

Vertical:

$$R_{cabo} = 21,113 \Omega$$

$$Re_{cabo} = 13,924 \Omega$$

$$R_{Va} = 55,697 \Omega$$

- Indutâncias equivalentes dos cabos L_{Vm} e L_{Hm}

Horizontal:

$$L_{cabo} = 43,377 \cdot 10^{-6} H$$

$$L_{Hm} = 8,67 \cdot 10^{-6} H$$

Vertical

$$L_{cabo} = 79,758 \cdot 10^{-6} H$$

$$L_{Vm} = 31,9 \cdot 10^{-6} H$$

b. Conexões da malha de aterramento

Considerando que:

L_C = Comprimento dos condutores: horizontal = 5 m e a na vertical 4 m

N_C = Número de condutores: horizontal = 10 e a na vertical 5

Portanto, analogicamente com o uso das equações (3.24) a (3.28), tem-se que:

- Resistências equivalentes dos cabos R_{Vi} e R_{Hi}

Horizontal — áreas 1-2:

$$R_{cabo} = 102,330 \Omega$$

$$Re_{cabo} = 16,613 \Omega$$

$$R_{Hi} = 66,451 \Omega$$

Vertical — áreas 1-4:

$$R_{cabo} = 121,393 \Omega$$

$$Re_{cabo} = 31,070 \Omega$$

$$R_{Vi} = 124,279 \Omega$$

- Indutâncias equivalentes dos cabos L_{Vi} e L_{Hi}

Horizontal — áreas 1-2:

$$L_{cabo} = 11,415 \cdot 10^{-6} H$$

$$L_{Hi} = 2,283 \cdot 10^{-6} H$$

Vertical — áreas 1-4:

$$L_{cabo} = 8,862 \cdot 10^{-6} H$$

$$L_{Vi} = 3,55 \cdot 10^{-6} H$$

c. Hastes de Aterramento

Como anteriormente, ao se considerar que:

$$N_h = \text{Número de hastes} = 12$$

$$D_h = \text{Distância média entre hastes} = 8,93 \text{ m}$$

Assim, tem-se que:

- Resistência equivalente das hastes

$$R_{Haste} = 18,753 \Omega$$

A modelagem do restante das áreas foi realizada de forma análoga a área 01, sendo que, os resultados das simulações realizadas encontram-se nas tabelas 3.5 - 3.9.

Tabela 3.5 – Resultados da simulação da área 2

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 21,113 \Omega$	$R_{cabo} = 34,202 \Omega$
$Re_{cabo} = 12,444 \Omega$	$Re_{cabo} = 9,800 \Omega$
$R_{Ha} = 49,777 \Omega$	$R_{Va} = 39,200 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$
$L_{Hm} = 8,67 10^{-6} H$	$L_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$
Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal - áreas 2 - 3	Vertical - áreas 2 - 4
$R_{cabo} = 102,330 \Omega$	$R_{cabo} = 121,393 \Omega$
$Re_{cabo} = 15,347 \Omega$	$Re_{cabo} = 37,514 \Omega$
$R_{Hi} = 61,389 \Omega$	$R_{Vi} = 150,057 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal - áreas 2 - 3	Vertical - áreas 2 - 4
$L_{cabo} = 11,415 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 8,862 10^{-6} H$
$L_{Hi} = 2,283 10^{-6} H$	$L_{Vi} = 3,55 10^{-6} H$
Hastes de aterramento	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 25,207 \Omega$

Tabela 3.6 – Resultados da simulação da área 3

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 21,113 \Omega$	$R_{cabo} = 18,393 \Omega$
$Re_{cabo} = 8,579 \Omega$	$Re_{cabo} = 8,310 \Omega$
$R_{Ha} = 34,317 \Omega$	$R_{Va} = 33,239 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$
$L_{Hm} = 8,67 10^{-6} H$	$L_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$
Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal - áreas 2 - 3	Vertical - áreas 2 - 4
$R_{cabo} = 870,3 \Omega$	$R_{cabo} = 1032,43 \Omega$
$R_{associação} = 130,53 \Omega$	$R_{associação} = 158,89 \Omega$
$R_{Hi} = 522,105 \Omega$	$R_{Vi} = 635,58 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal - áreas 2 - 3	Vertical - áreas 2 - 4
$L_{cabo} = 11,415 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 8,862 10^{-6} H$
$L_{associação} = 0,951 10^{-6} H$	$L_{associação} = 0,8862 10^{-6} H$
$L_{Hi} = 1,903 10^{-6} H$	$L_{Vi} = 1,7724 10^{-6} H$
Hastes de aterramento	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 16,983 \Omega$

Tabela 3.7 – Resultados da simulação da área 4

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 43,150 \Omega$	$R_{cabo} = 40,967 \Omega$
$Re_{cabo} = 17,119 \Omega$	$Re_{cabo} = 17,408 \Omega$
$R_{Ha} = 68,476 \Omega$	$R_{Va} = 69,631 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$
$L_{Hm} = 8,67 10^{-6} H$	$L_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$

Tabela 3.7 – Resultados da simulação da área 4

Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 4-6	
$R_{cabo} = 102,330 \Omega$ $Re_{cabo} = 25,048 \Omega$ $R_{Hi} = 100,191 \Omega$	
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 4-6	
$L_{cabo} = 11,415 10^{-6} H$ $L_{Hi} = 2,283 10^{-6} H$	
Hastes de aterramento	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 34,228 \Omega$

Tabela 3.8 – Resultados da simulação da área 5

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 23,892 \Omega$ $Re_{cabo} = 13,833 \Omega$ $R_{Ha} = 55,333 \Omega$	$R_{cabo} = 43,150 \Omega$ $Re_{cabo} = 11,733 \Omega$ $R_{Va} = 46,930 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$ $L_{Hm} = 8,67 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$ $L_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$
Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 5 – 6	
$R_{cabo} = 121,393 \Omega$ $Re_{cabo} = 18,945 \Omega$ $R_{Vi} = 75,778 \Omega$	
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 5 – 6	
$L_{cabo} = 8,862 10^{-6} H$ $L_{Vi} = 1,970 10^{-6} H$	

Tabela 3.8 – Resultados da simulação da área 5

Hastes de aterramento	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 33,8497 \Omega$

Tabela 3.9 – Resultados da simulação da área 6

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 21,113 \Omega$	$R_{cabo} = 34,202 \Omega$
$Re_{cabo} = 11,512 \Omega$	$Re_{cabo} = 9,800 \Omega$
$R_{Ha} = 46,047 \Omega$	$R_{Va} = 39,200 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$
$L_{Hm} = 8,67 10^{-6} H$	$L_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$
Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 6 – 3	
$R_{cabo} = 121,393 \Omega$	
$Re_{cabo} = 18,944 \Omega$	
$R_{Vi} = 75,778 \Omega$	
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 6 – 3	
$L_{cabo} = 8,862 10^{-6} H$	
$L_{Vi} = 3,55 10^{-6} H$	
Hastes de aterramento	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 22,630 \Omega$

3.6.3.2 Modelo equivalente da malha de aterramento da ETD

Finalmente, após os desenvolvimentos anteriores, a figura 3.11 mostra o modelo equivalente da malha de aterramento.

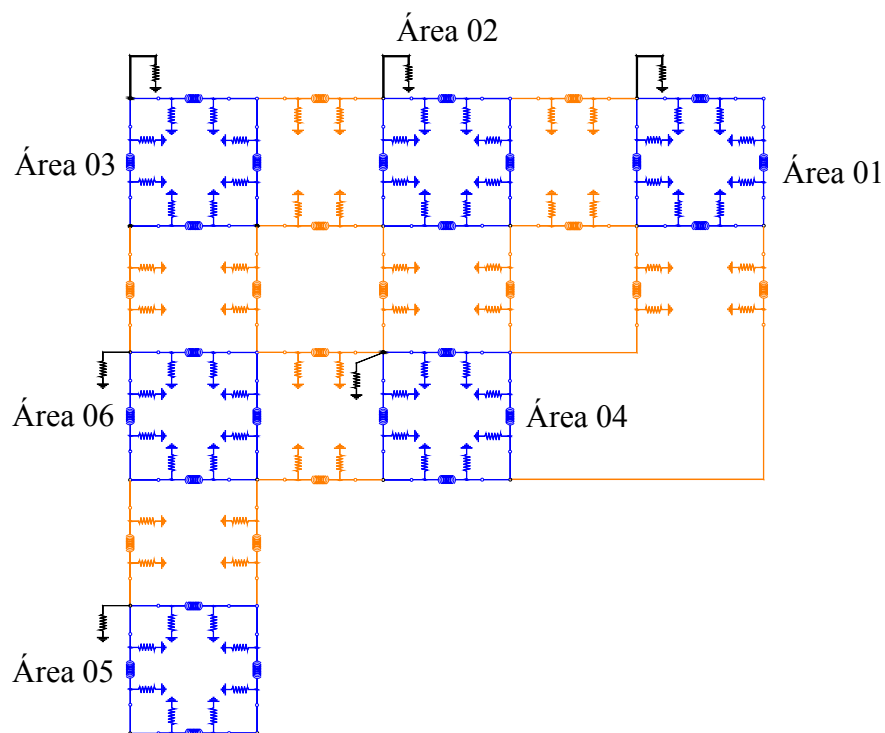


Figura 3.11 – Modelo equivalente da malha de aterramento da ETD

3.6.3.3 Simulação do modelo da malha de aterramento da ETD

O teste de consistência do modelo equivalente à malha de aterramento consiste em aplicar uma tensão senoidal proveniente de uma fonte ideal, inicialmente com frequência de 60 Hz, e comparar o(s) resultado(s) com os valores medidos em campo.

O modelo desenvolvido também foi submetido a uma frequência mais elevada de 500 kHz, para simular o comportamento deste em condições similares à incidência de uma descarga atmosférica.

- **Para a frequência de 60 Hz**

Na frequência de 60 Hz, a aferição da consistência do circuito equivalente, foi realizada conectando-o a uma fonte ajustada em 100 V. O resultado obtido foi uma corrente de intensidade igual a 162,03 A, conforme ilustra a figura 3.12. A impedância calculada é de 0,617 Ω , valor este próximo ao medido em corrente contínua. Ademais, nota-se que o circuito é puramente resistivo, pois inexistente defasagem nas ondas de tensão e corrente.

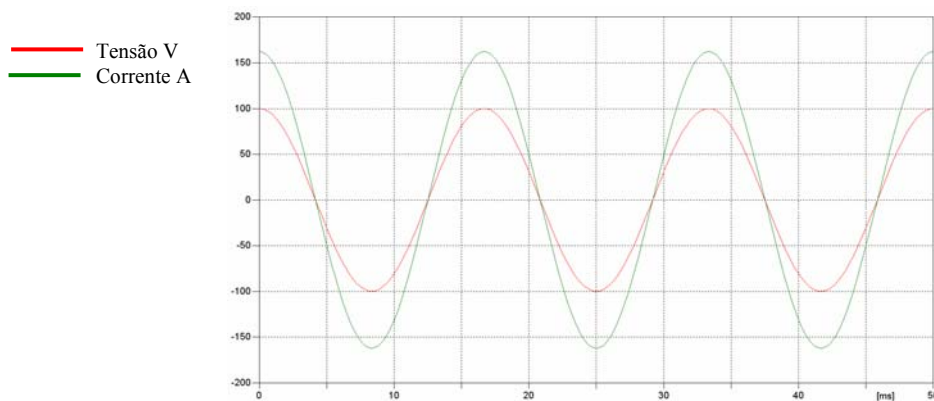


Figura 3.12 – Resultado da simulação do circuito equivalente – 100 V / 60 Hz

- **Para a frequência de 500 kHz**

Na frequência de 500 kHz, o circuito equivalente também é alimentado por uma fonte 100 V, tendo como resultado uma corrente de intensidade igual a 10,654 A conforme a figura 3.13. Para este caso a impedância calculada foi de $9,386 \Omega$ devido ao efeito da indutância, evidenciado pela existência da defasagem entre a tensão e a corrente, equivalente a $46,04^\circ$. Isso resulta em uma impedância de $\dot{Z} = 6,5154 + j6,7563 \Omega$, ou seja, um aumento de mais de 10 vezes na resistência e um percentual muito elevado da reatância indutiva na impedância total.

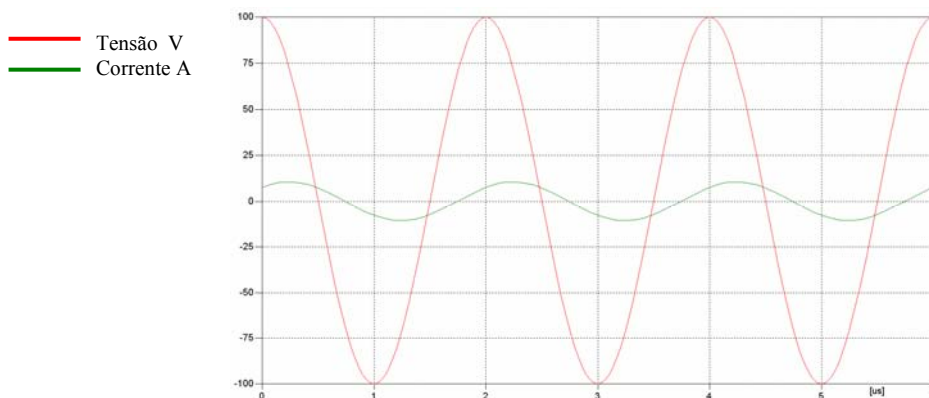


Figura 3.13 – Resultado da simulação do circuito equivalente – 100 V / 500 kHz

3.6.4 Modelo do Sistema de aterramento da ETR

Como citado anteriormente, a área da malha de aterramento da estação de transição em análise será fracionada em quatro malhas iguais com tamanhos reduzidos, conforme figura 3.14.

A definição dos parâmetros do modelo equivalente à malha de aterramento foi realizada seguindo-se a mesma metodologia adotada na estação transformadora de distribuição.

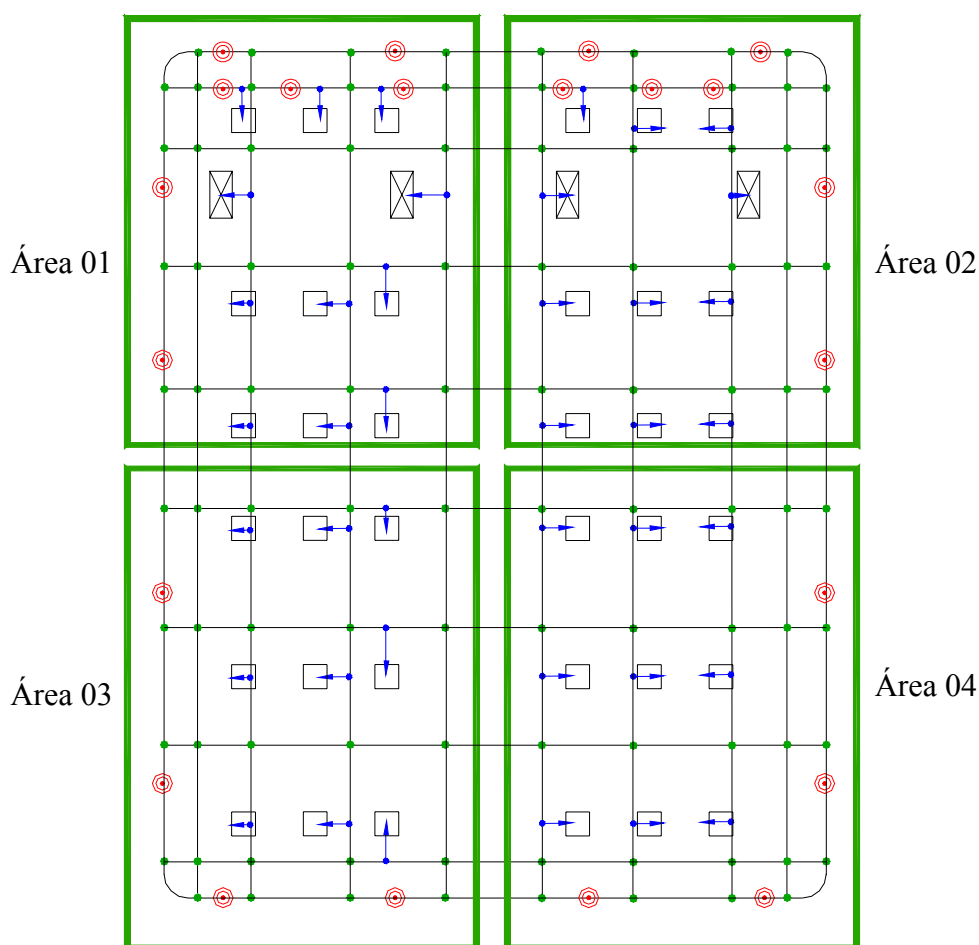


Figura 3.14 – Divisão da malha de aterramento das estações de transição

3.6.4.1 Modelagem das áreas da malha de aterramento das ETRs

Os modelos equivalentes as áreas da malha de aterramento das ETRs, foram desenvolvidos de forma semelhante as ETDs, sendo que os resultados foram descritos nas tabelas 3.10 e 3.11

Tabela 3.10 – Resultados da simulação das áreas 1 a 4

Resistências equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$R_{cabo} = 51,582 \Omega$	$R_{cabo} = 45,606 \Omega$
$Re_{cabo} = 20,018 \Omega$	$Re_{cabo} = 17,610 \Omega$
$R_{Ha} = 80,073 \Omega$	$R_{Va} = 70,441 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos	
Horizontal:	Vertical:
$L_{cabo} = 43,377 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 79,758 10^{-6} H$
$L_{Hm} = 17,35 10^{-6} H$	$R_{Vm} = 31,9 10^{-6} H$
Resistências equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 1-2	Vertical – áreas 1-4
$R_{cabo} = 121,393 \Omega$	$R_{cabo} = 102,330 \Omega$
$Re_{cabo} = 32,768 \Omega$	$Re_{cabo} = 30,170 \Omega$
$R_{Hi} = 131,070 \Omega$	$R_{Vi} = 120,671 \Omega$
Indutâncias equivalentes aos cabos de interligação	
Horizontal – áreas 1-2	Vertical – áreas 1-4
$L_{cabo} = 11,415 10^{-6} H$	$L_{cabo} = 8,862 10^{-6} H$
$L_{Hi} = 4,566 10^{-6} H$	$L_{Vi} = 3,55 10^{-6} H$

Tabela 3.11 – Resultados da simulação das hastes de aterramento

Hastes de aterramento	
Resultados da simulação das áreas 1 - 2	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 46,5351 \Omega$
Resultados da simulação das áreas 3 - 4	
Resistência equivalente das hastes	$R_{Haste} = 28,2632 \Omega$

3.6.4.2 Modelo equivalente da malha de aterramento da ETR

Modelo equivalente da malha de aterramento representado na figura 3.15 a seguir.

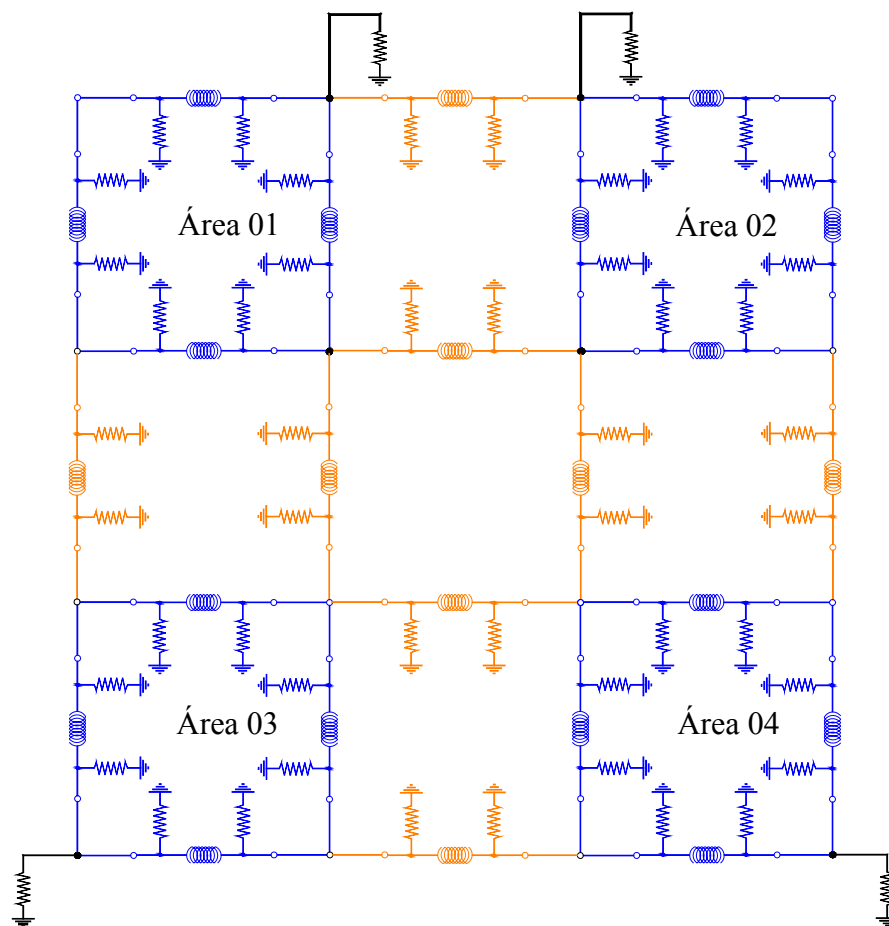


Figura 3.15 – Modelo equivalente da malha de aterramento - ETR

3.6.4.3 Simulação do modelo da malha de aterramento da ETR

O procedimento adotado para verificação da veracidade deste modelo é análogo aquele utilizado anteriormente. Para este caso, os resultados obtidos encontram-se na tabela 3.12.

Tabela 3.12 – Resultados da simulação dos transformadores da ETR

Frequência	Intensidade de corrente	Módulo da impedância	Defasagem angular	Impedância Ω
60 Hz	67.384 A	1,4804 Ω	0°	$\dot{Z} = 1,4804 + J0 \Omega$
500.000 Hz	9,2 A	10,869 Ω	47,06°	$\dot{Z} = 7,4043 + J7,9568 \Omega$

Com o aumento da frequência ocorreu uma elevação de mais de 5 vezes na resistência e em relação à reatância indutiva ocorreu um aumento imensurável.

3.7 Para-raios

Para a simulação do para-raios ZnO, será utilizado o modelo de resistor TYPE 92, que tem como principal característica a variação da resistência em função da corrente, semelhantemente aos para-raios reais. A sua parametrização para os níveis de tensão 120/88 kV e 13,8 kV baseiam-se nos dados fornecidos pelo fabricante, presentes no item 2.9 (onde foram fornecidas as coordenadas que demonstram o comportamento da tensão e corrente para frequência de 60 Hz em condições de descarga padrão).

3.7.1 Para-raios 13,8 kV

Para o desenvolvimento do modelo equivalente ao para-raios no ATP, foram escolhidos dois pontos referentes às tabelas 2.5 e 2.6, que são descritos a seguir:

Ponto 1 – Tensão residual em frequência de 60 Hz:

- $V_{res} = 13,5 \text{ kV} = 19,092 \text{ kV}_p$
- $I = 5 \text{ mA}_p = 7,071 \text{ mA}_p$

Ponto 2 – Tensão residual em descarga padrão

- $V_{res} = 33,45 \text{ kV}$
- $I = 10 \text{ kA}$

- **Simulação para a aferição dos dados inseridos no modelo**

O modelo foi submetido a uma fonte de tensão com crescimento linear para a aferição dos seus parâmetros; dessa forma, pode-se verificar o comportamento da corrente, verificando-se os pontos das coordenadas inicialmente definidas pelo fabricante. Os resultados obtidos encontram-se na figura 3.23.

A aferição do ponto 1 é demonstrada nas figuras 3.16a e 3.16b, onde observa-se que a corrente praticamente estacionou em zero para tensões até

aproximadamente 70 kV, já as coordenadas do ponto 2 estão demonstradas as figuras 3.16c e 3.16d.

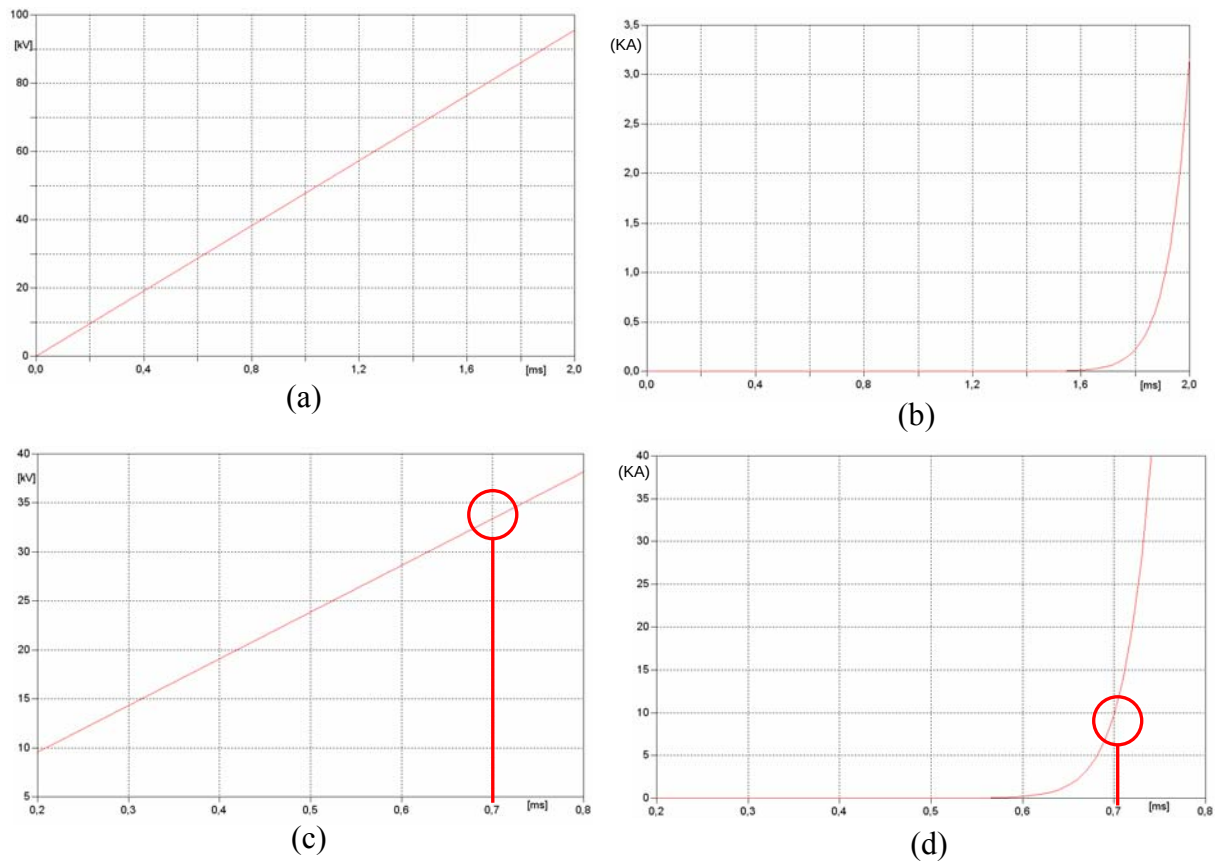


Figura 3.16 – Teste de aferição do para-raios ZnO – 13,8 kV

3.7.2 Para-raios 88 kV

De forma análoga ao para-raios de 13,8 kV, foram definidos os seguintes pontos:

Ponto 1 – Tensão residual em frequência de 60 Hz:

- $V_{res} = 87,28 \text{ kV} = 123,433 \text{ kV}_p$
- $I = 5 \text{ mA} = 7,071 \text{ mA}_p$

Ponto 2 – Tensão residual em descarga reduzida

- $V_{res} = 202,4 \text{ kV}$
- $I = 5 \text{ kA}$

- **Simulação para aferição dos dados inseridos no modelo**

Também utilizando o mesmo critério de aferição anterior, os valores foram satisfatórios.

3.8 Circuito para simulação de *Flashover*

Adicionalmente, será utilizado um circuito para simular o *flashover* no isolador da torre, conforme representação da figura 3.17. Tal dispositivo receberá a descarga atmosférica, interligando momentaneamente o condutor à malha de aterramento equivalente de forma temporária. A operação de fechamento da chave ocorrerá quando a tensão entre o condutor e a estrutura da torre for superior a 650 kV, que corresponde ao NBI típico do isolador, enquanto a sua abertura é efetuada quando a corrente for zero e a tensão for inferior a 650 kV. A chave utilizada para esta manobra foi do tipo Triac controlada por TACS (*Transients Analysis of Control Systems*).

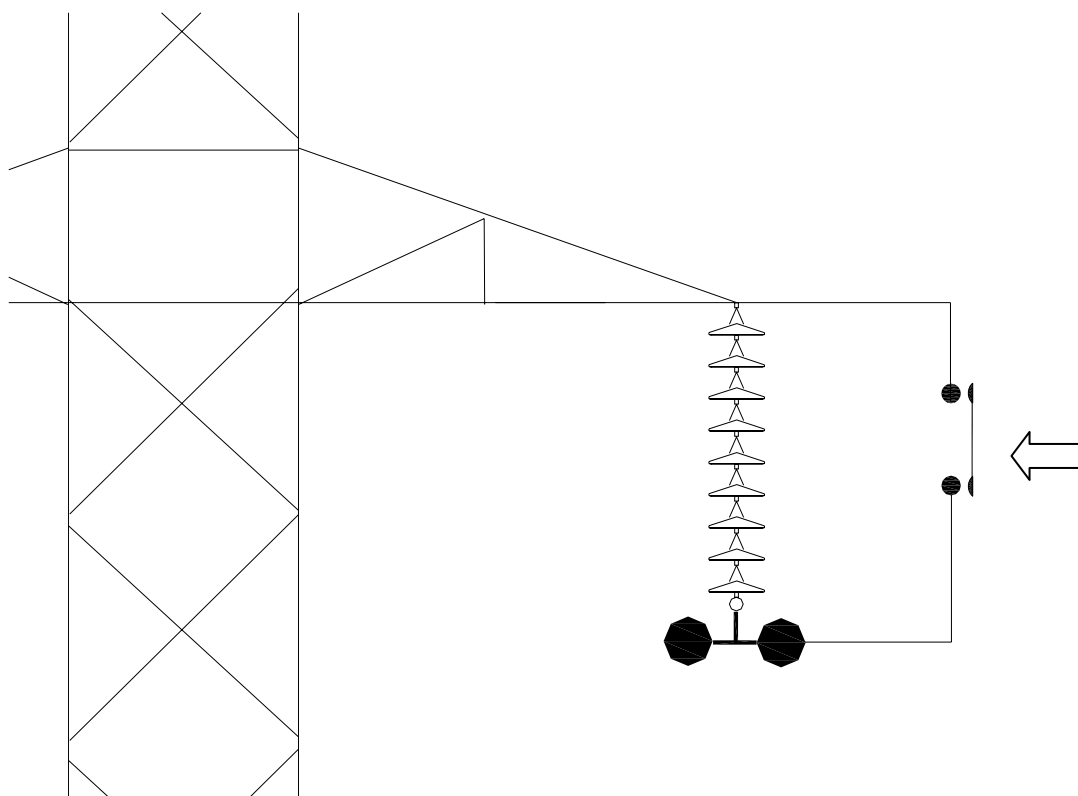


Figura 3.17 – Circuito para simular o *flashover* no isolador da torre

CAPÍTULO IV

MODELAGEM COMPUTACIONAL: LINHAS DE TRANSMISSÃO E CABOS

4.1 Introdução

Assim como o capítulo III, este capítulo descreverá tanto o desenvolvimento dos parâmetros inseridos no ATP como os testes dos modelos equivalentes que compõem o sistema de transmissão de energia entre as estações e as descargas atmosféricas. No caso deste capítulo, os dispositivos em análise são as linhas aéreas e subterrâneas.

4.2 Descargas atmosféricas

As descargas atmosféricas são fenômenos naturais constituídos basicamente da passagem de corrente elétrica das nuvens até o solo, podendo ser ascendente ou descendente, dependendo da característica da carga das nuvens. Para simular tal situação, será introduzida uma fonte de corrente no condutor conveniente, conforme indicado na figura 4.1.

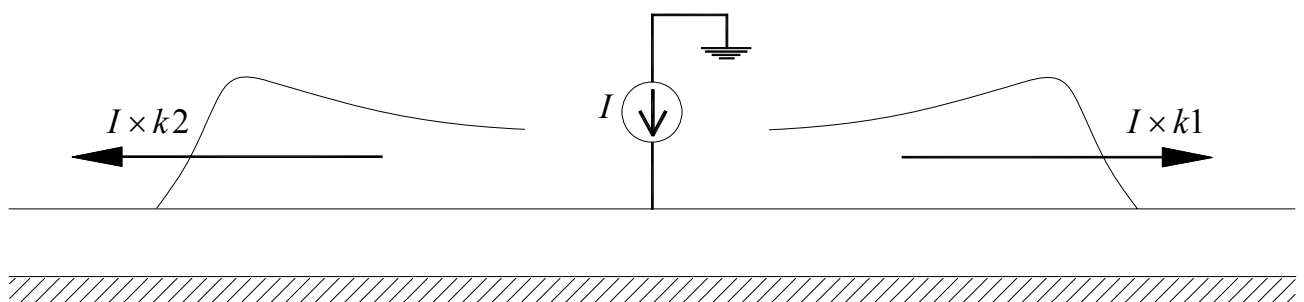


Figura 4.1 – Simulação de descarga atmosférica

A partir do levantamento através de medições das descargas atmosféricas na cidade de São Paulo, descrito no capítulo 2, analisou-se os resultados obtidos com a função de balizar os resultados das simulações.

Assim, baseando-se nos resultados de medições, foram constatados que:

- Aproximadamente 95% do total de descargas são negativas;
- Próximo a 85 % das descargas apresentaram um nível de corrente inferior a 30 kA;
- As descargas simples são responsáveis por 45 % do total de eventos;
- Os eventos múltiplos possuem no máximo oito descargas, sendo que, a primeira é em média 2,5 vezes maior que as subsequentes.

A partir da análise dos dados apresentados, conclui-se que um valor de 30 kA de intensidade de corrente será suficiente, visto que corresponde a 85 % dos casos medidos e, é superior ao indicado pela literatura pertinente. A polaridade não terá grande importância nas simulações, nem os eventos múltiplos, pois a grande maioria apresenta baixa intensidade de corrente.

Portanto para desenvolvimento do modelo da descarga atmosférica foi adotado o valor de 30 kA de intensidade com a duração típica indicada em literatura, citada a seguir.

4.2.1 Efeitos em sistemas elétricos

Em grande parte, a incidência de descargas atmosféricas ocorre de forma indireta na torre ou nos cabos para-raios, ocasionando transferência do surto de tensão para a fase através dos acoplamentos elétricos ou *backflashover*, ou de forma direta quando ocorre falha na blindagem.

As descargas atmosféricas são classificadas como fenômenos transitórios de curta duração, ou seja, com frente de onda rápida com alguns μs e tempos de decaimento da ordem de algumas dezenas de μs , conforme representada na figura 4.2, a seguir.

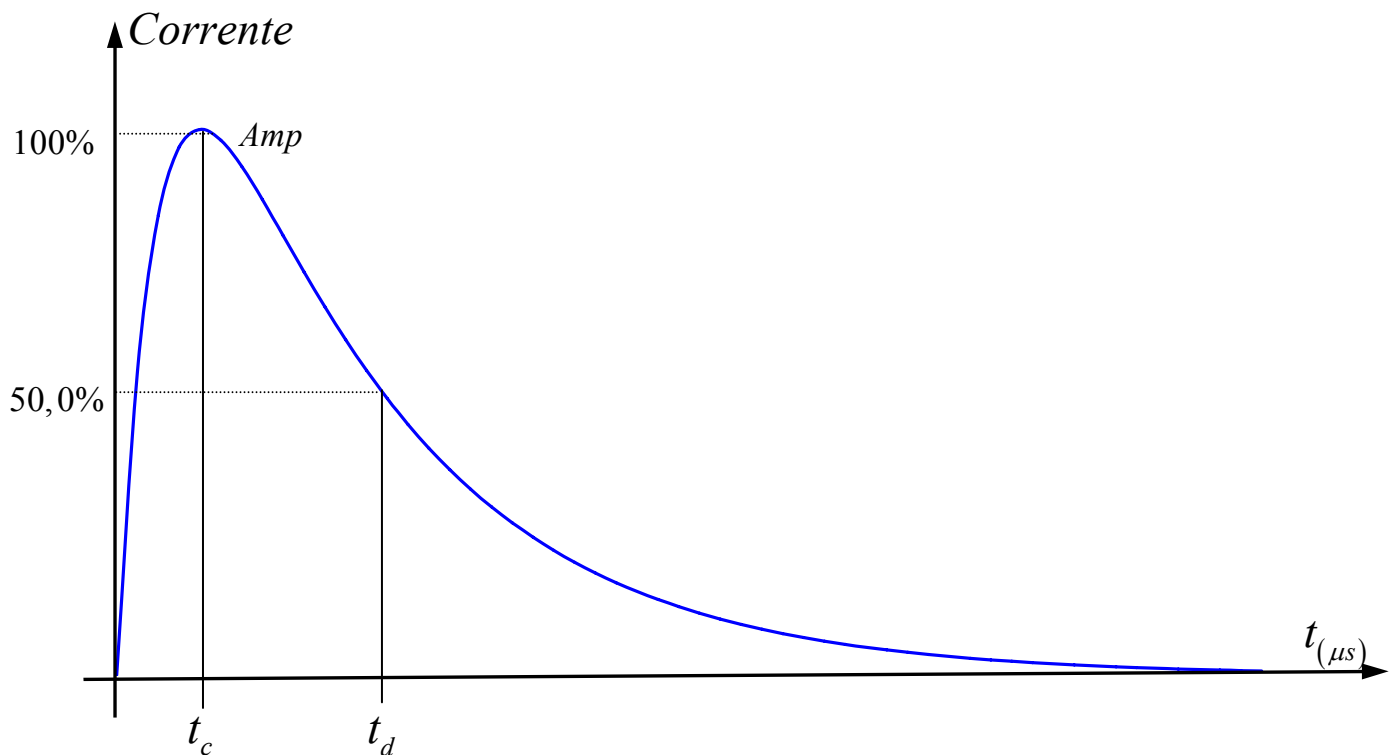


Figura 4.2 – Forma de onda caracterizada para descargas atmosféricas

t_c : tempo de crista (ou subida);

t_d : tempo de cauda;

Amp : Amplitude máxima da função da corrente.

Os tempos adotados para as simulações realizadas são os valores padronizados para estudos sobre coordenação de isolamento que se referem às situações críticas, isto é, os tempos de crista de $t_c = 1,2 \mu s$ e de cauda $t_d = 50 \mu s$, devido ao tempo deste fenômeno ser aleatório.

4.2.2 Simulação da descarga elétrica

O ATP possui diversas fontes para a simulação das descargas atmosféricas, basicamente divididas em dois grupos: o primeiro composto por modelos que operam através de funções exponenciais e outro por funções lineares. Neste trabalho, foram utilizadas nas simulações somente as fontes que operam através de funções exponenciais devido a sua semelhança à descarga real.

Dentro da característica definida inicialmente, foram pré-definidos dois modelos (Heidler e *surge*) para a verificação da adequação ao modelo. Para tal

aferição, será necessário que todos os parâmetros sejam ajustados de forma semelhante.

a) Fonte de surto – tipo Heidler

A fonte Heidler é obtida pela equação (4.1), a seguir:

$$I_{(t)} = Amp \times \frac{\left(\frac{t}{t_C}\right)^n}{1 + \left(\frac{t}{t_C}\right)^n} \times e^{\left(-\frac{t}{t'}\right)} \quad (4.1)$$

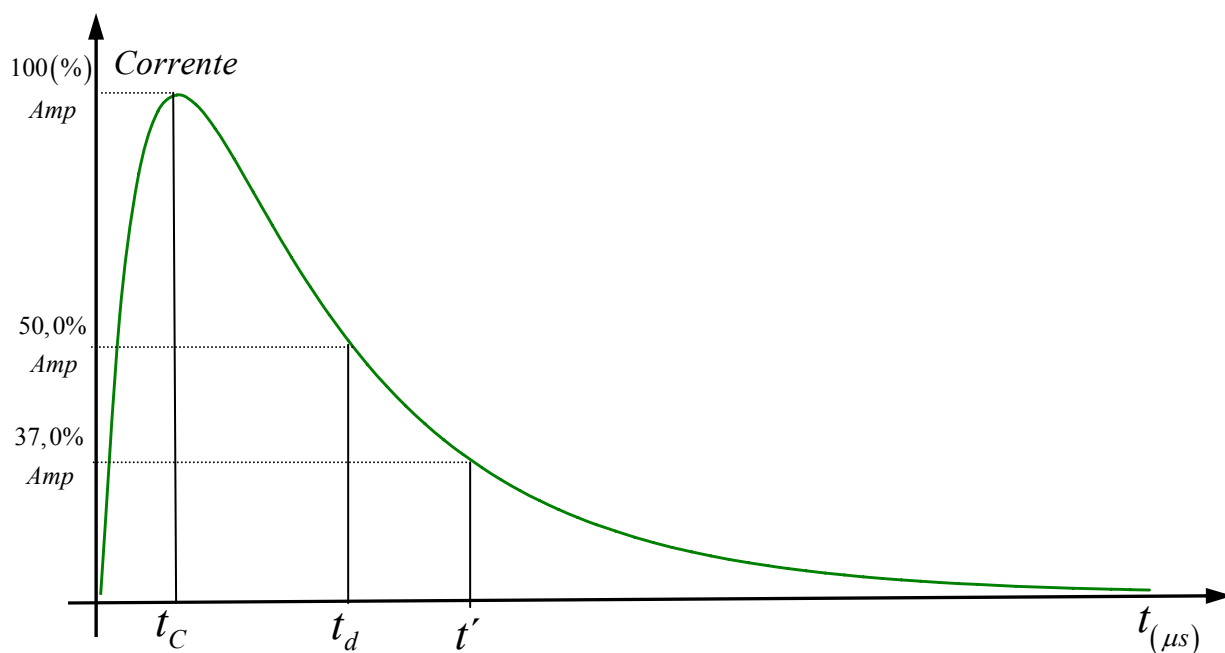


Figura 4.3 – Comportamento da fonte Heidler

Desta forma, para a parametrização deste tipo de fonte, necessita-se dos seguintes dados de entrada, demonstrados na figura 4.3:

- Amp - Amplitude máxima da função da corrente, ou seja, o valor de crista = 30 kA ;
- n - Este fator altera a taxa de incremento e decremento da função. Foi adotado o valor típico igual a 2.
- t_C - Tempo equivalente ao valor de crista = 1,2 μs ;
- t_d - Tempo correspondente a 50 % do valor de crista = 50 μs ;

- t' - Tempo referente a 37 % do valor de crista, sendo este resultado obtido através da equação (4.1), assumindo os parâmetros anteriormente citados:

Nestas condições, tem-se que:

$$15.10^3 = 30.10^3 \times \frac{\left(\frac{50.10^{-6}}{1,2.10^{-6}}\right)^2}{1 + \left(\frac{50.10^{-6}}{1,2.10^{-6}}\right)^2} \times e^{\left(\frac{50.10^{-6}}{t'}\right)}$$

$$-\frac{50e^{-6}}{t'} = \ln \left[\frac{15.10^3}{30.10^3 \times \frac{\left(\frac{50.10^{-6}}{1,2.10^{-6}}\right)^2}{1 + \left(\frac{50.10^{-6}}{1,2.10^{-6}}\right)^2}} \right] \Rightarrow t' = 72.2.10^{-6} s$$

• **Teste dos dados de entrada**

Para se realizar a aferição dos dados de entrada deste modelo, conectou-se à fonte uma resistência na qual foi realizada a medição da corrente.

Os resultados das simulações estão apresentados nas figuras 4.4a - 4.4c, onde:

- Figura 4.4a — verifica-se a curva da corrente em um intervalo total de $500 \mu s$, que configura um tempo suficiente para o término do transitório;
- Figura 4.4b — nota-se que o tempo de $1,2 \mu s$ é gasto para que a corrente atinja o seu valor máximo de 30 kA, igual ao que foi previamente estabelecido.
- Figura 4.4c — ilustra o decrescimento da corrente está em destaque, sendo que o ponto cujas coordenadas são o tempo de $50 \mu s$ e a corrente de 15 kA representa a metade da amplitude máxima da corrente.

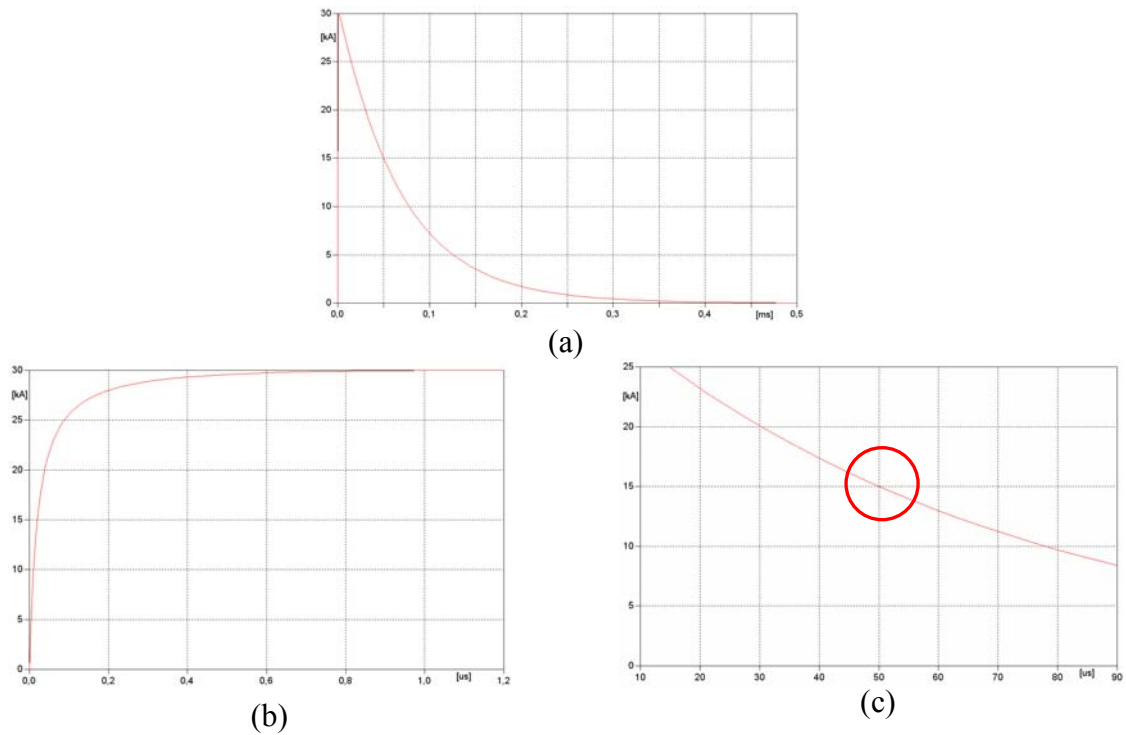


Figura 4.4 – Teste de corrente da fonte Heidler

b) Fonte de surto *surge*

A fonte de surto *surge* funciona com a interpolação de duas exponenciais e é obtida a partir da equação (4.2), ou seja:

$$I_{(t)} = Amp \left(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t} \right) \quad (4.2)$$

Sendo:

α = Número que especifica taxa de decrescimento da corrente

β = Número que especifica taxa de crescimento da corrente

A expressão 4.2 representa uma descarga atmosférica que deverá ter um tempo de crista $t_c = 1,2 \mu s$ e de cauda $t_d = 50 \mu s$, conforme definido anteriormente.

A figura 4.5 mostra o comportamento das duas exponenciais $(e^{-\alpha t}$ e $e^{-\beta t})$ que compõem o comportamento da fonte. Pode-se concluir que, o valor da crista da função $f(t)$ ocorre quando a exponencial $e^{-\beta t}$ é desprezível na composição do valor descrito. Desse modo, pode-se considerar que $e^{-\beta t_c} \cong 0$ e $e^{-\beta t_d} \cong 0$.

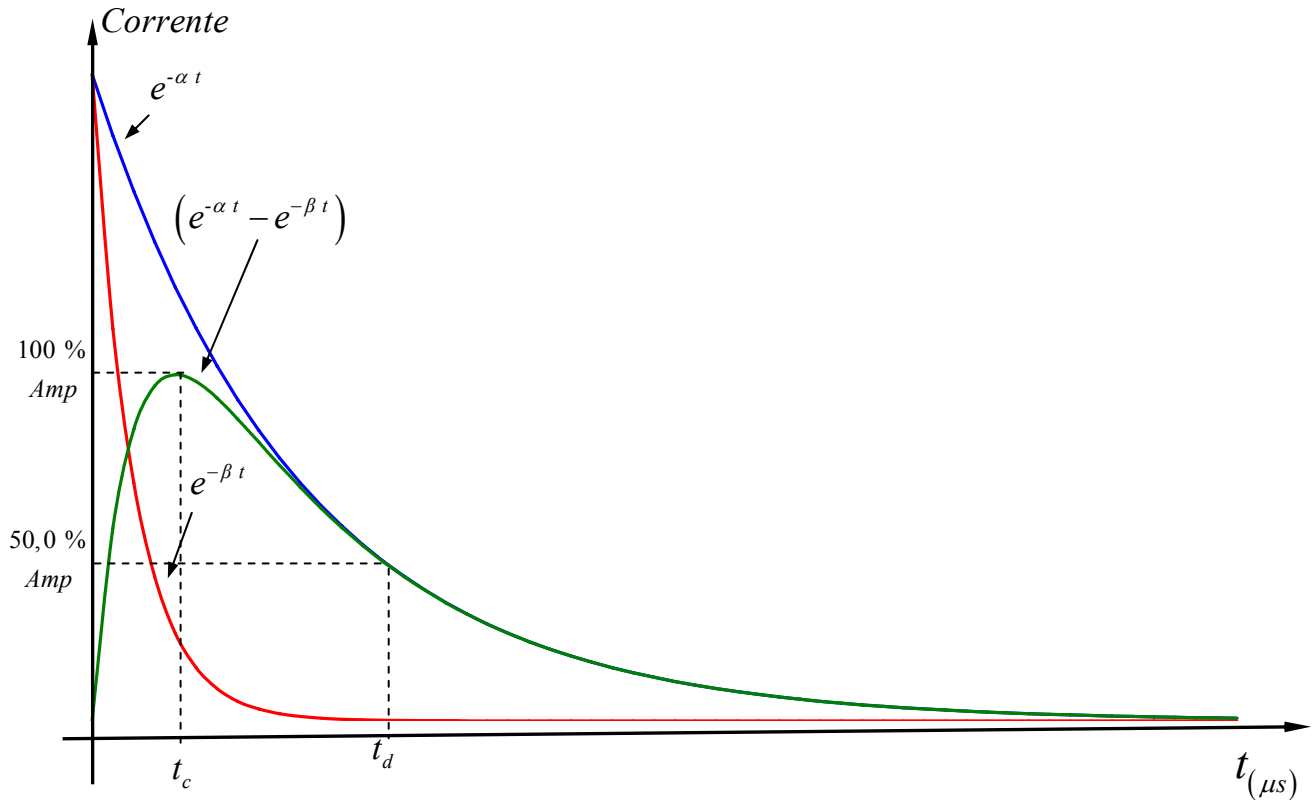


Figura 4.5 – Comportamento das componentes exponenciais da fonte *surge*

Na condição de valor de crista (máximo) da função $I(t)$, tem-se que a sua derivada é nula. Então:

$$\frac{dI(t)}{dt} = Amp(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t}) = 0 \quad (4.3)$$

$$e^{-\alpha t} - e^{-\beta t} = 0$$

Assim

$$\frac{\alpha}{\beta} = \frac{e^{-\beta t}}{e^{-\alpha t}} = X \quad (4.4)$$

Sendo:

$$\frac{V_{CRISTA}}{2} = \frac{Amp(e^{-\alpha t_c} - e^{-\beta t_c})}{Amp(e^{-\alpha t_d} - e^{-\beta t_d})}$$

$$Se: e^{-\beta t_c} \cong 0 \text{ e } e^{-\beta t_d} \cong 0$$

$$2 = \frac{e^{-\alpha t_c}}{e^{-\alpha t_d}}$$

ou

$$2 = e^{-\alpha(t_c - t_d)}$$

e

$$\alpha = \frac{\ln 2}{t_c - t_d} \quad (4.5)$$

$$Se: \frac{\alpha}{\beta} = \frac{e^{-\beta t}}{e^{-\alpha t}} = X \text{ ou seja } \frac{\alpha}{\beta} = X$$

Portanto

$$X = e^{(\alpha t - \beta t)} = e^{(\alpha - \beta) t}$$

$$\beta = \alpha \frac{\ln X}{t} \quad (4.6)$$

Para o tempo de crista

$$\beta = \alpha + \frac{\ln X}{t_c} \quad (4.7)$$

Com a utilização das equações (4.4) - (4.7) com a finalidade de encontrar os exatos valores da corrente de crista Amp , α e β , foi elaborado um aplicativo computacional em Excel. Através dos sistemas de equações mostrados a seguir, é possível a obtenção de β por métodos numéricos, ou seja:

$$\frac{\alpha}{\beta} = X$$

$$\beta = \alpha \frac{\ln X}{t_c}$$

Assim foram obtidos os seguintes valores: $Amp=20403,1945 \text{ A}$, $\alpha=14203,8356$ e $\beta=4880435,1924$.

- **Simulação da fonte**

Utilizando-se da metodologia anterior para realização dos testes da fonte de surto em questão, obteve-se os resultados apresentados nas figuras 4.6a (que mostra o resultado total da simulação) e 4.6b (que descreve o crescimento da corrente em

1,2 μs). Na figura 4.6c tem-se o decrescimento da corrente, com ênfase nas coordenadas do tempo 50 μs pela corrente 15 kA.

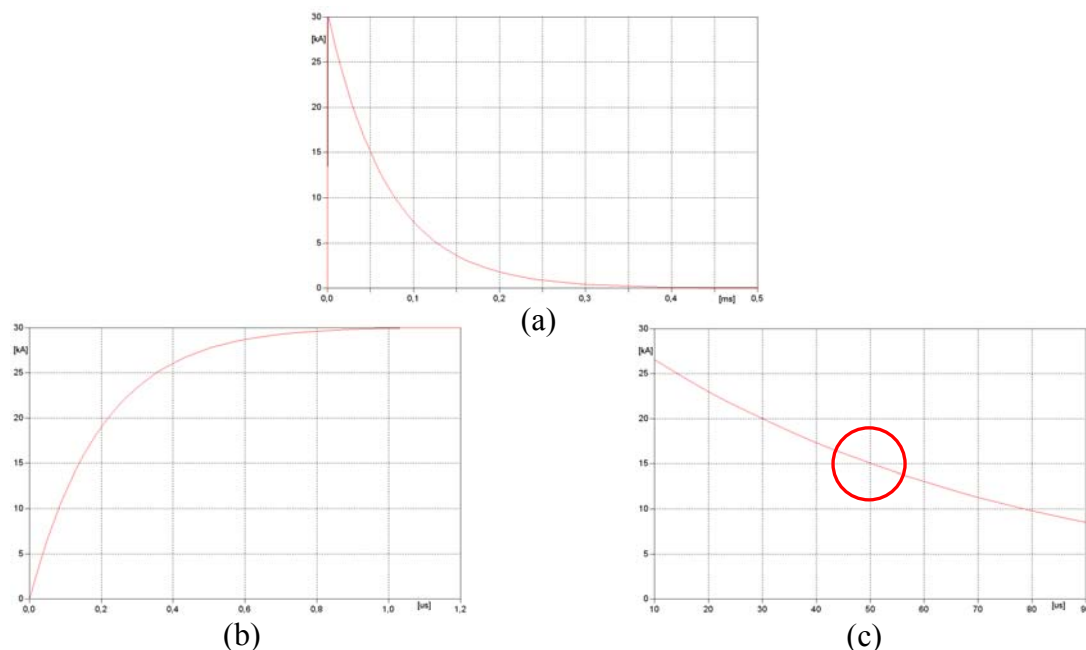


Figura 4.6 – Teste do comportamento da fonte *surge*

c) Comparativo entre as duas fontes de surto:

Analisando os dois tipos de fontes em questão, notam-se pequenas diferenças, que ficam evidentes na figura 4.7 que ilustra o crescimento das correntes à geradas pelas fontes de surto Heidler e *surge* que são representadas pelas linhas em vermelho e verde respectivamente. A corrente resultante da fonte de surto Heidler possui maior taxa de crescimento, portanto produzirá maior sobretensão quando utilizada nas simulações. Por outro lado a figura 4.8 mostra o decrescimento das correntes onde, as duas funções encontram-se sobrepostas. Nas simulações será utilizada a fonte de surto Heidler, que produzirá níveis de tensão mais elevadas.

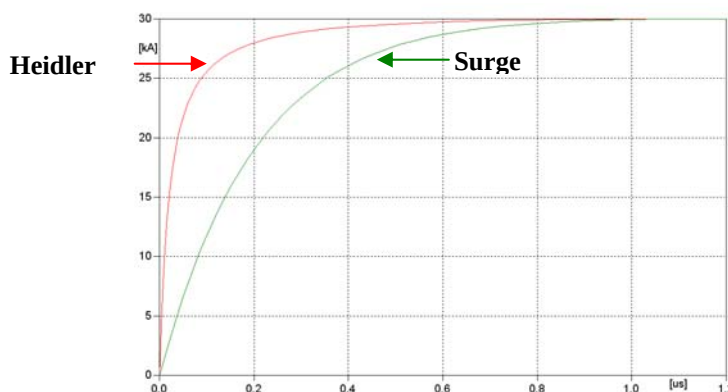


Figura 4.7 – Curva de crescimento das correntes das fontes de surto Heidler X *surge*

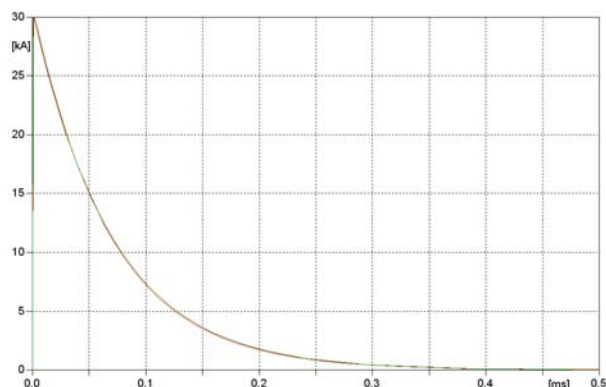


Figura 4.8 – Curva de decaimento das correntes das fontes de surto Heidler X *surge*

4.3 Linha de transmissão

A linha de transmissão aérea é normalmente utilizada como modelo na entrada (cabo guarda ou condutor fase) do surto atmosférico no sistema elétrico, conforme representação da figura 4.9. Devido à importância deste item para os resultados da simulação, foi necessária a criação de um modelo que representasse os cabos de alimentação, cabo guarda e o sistema de aterramento do sistema considerado.

Assim as torres e os cabos foram representados por impedâncias com parâmetros distribuídos com distâncias aproximadas entre os vãos ou equivalentes de acordo com a necessidade.

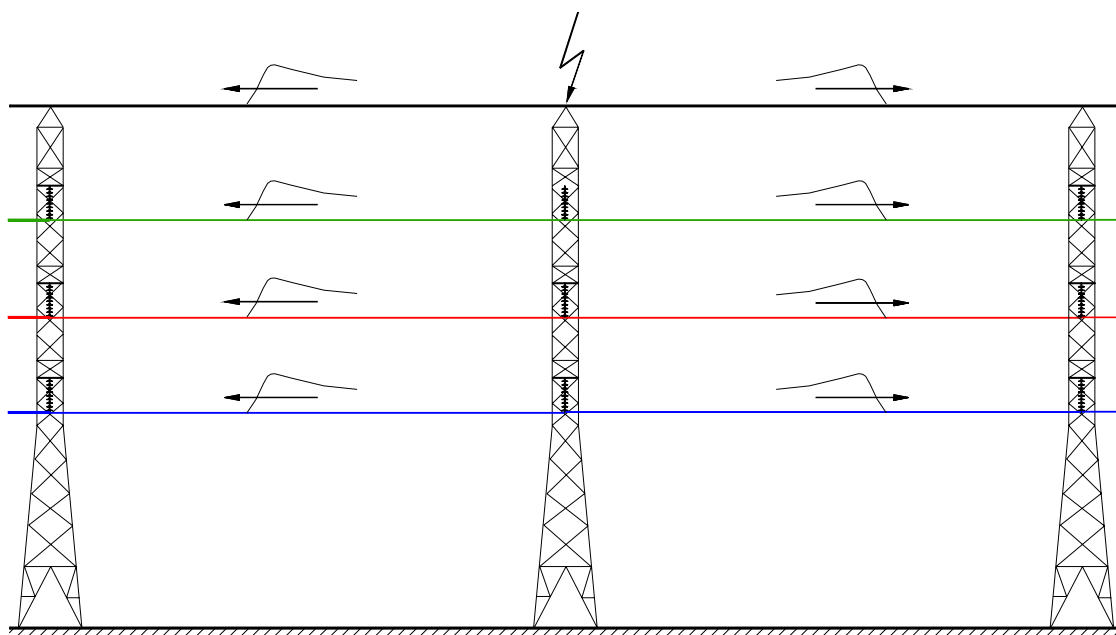


Figura 4.9 – Propagação do surto em linhas de transmissão

4.3.1 Modelagem da linha de transmissão aérea

O ATP possui um módulo denominado LCC para a modelagem de sistemas de transmissão por cabos aéreos ou subterrâneos.

O módulo LCC tem como principais objetivos a determinação automática de parâmetros elétricos de cabos aéreos ou subterrâneos, através das especificações dos isolantes e dos condutores. Vale ressaltar que, a determinação desses parâmetros está fundamentada nas rotinas *Line Constants*, *Cable Constants* ou *Cable Parameters*, destacando-se os modelos:

- Bergeron (KCLee and Clarke) e PI equivalente – representa o equivalente de linha cuja impedância é constante, ou seja, não sofre influência da frequência.
- J.Martin, Noda e Semlyen – representa o equivalente de linha cujas impedâncias variam em função da frequência. São utilizados para simulações de linhas longas e em transitórios eletromagnéticos.

Mais especificamente, para a modelagem das linhas de transmissão aéreas é utilizada a rotina *Line Constants*, que tem como principal característica a determinação das impedâncias e admitâncias equivalentes às linhas aéreas através da inserção dos dados da configuração de sustentação e das características do próprio condutor.

Já para as linhas de transmissão subterrâneas, são utilizadas as rotinas *Cable Constants* e *Cable Parameters*, que também têm como principal característica a determinação das impedâncias e admitâncias equivalentes das linhas subterrâneas, para definições de tais parâmetros, são consideradas as configurações de instalação dos condutores e as características construtivas do cabo (isolação, blindagem, etc.).

4.3.1.1 Modelo Utilizado para Simulação da Linha de Transmissão

Para a simulação das linhas de transmissão utilizadas neste trabalho, fez-se uso do módulo LCC, tendo-se optado pelo modelo de linha de J.Marti [10] com parâmetros distribuídos, cujas impedâncias variam em função da frequência. A Figura 4.10 ilustra a variação típica da resistência e indutância de sequências positiva e negativa de uma linha de transmissão em função da frequência.

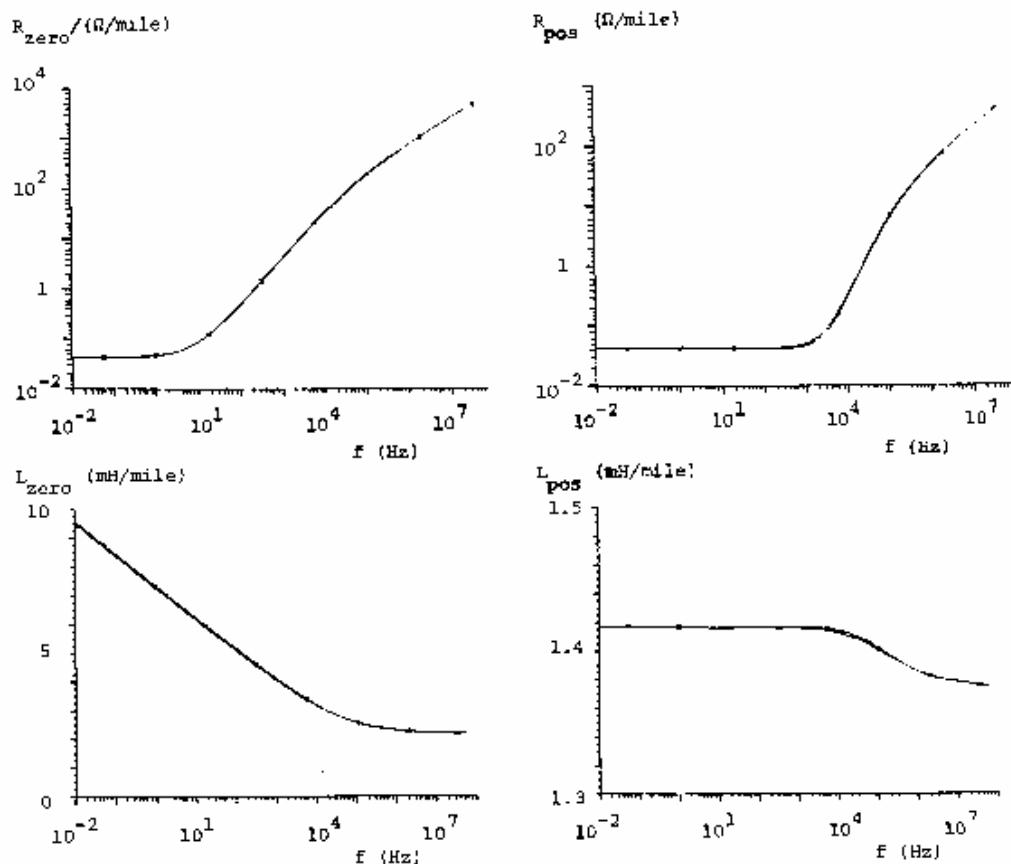


Figura 4.10 – Parâmetros elétricos resistência e indutância de linhas de transmissão em função da variação da frequência

a) Parâmetros utilizados

O trecho de linha entre a SE Bandeirantes e ETD Morumbi tem o comprimento total de 2.306 m, sendo que o mesmo foi dividido em três partes: uma de 1.000 m subterrânea e duas partes de 654 m aéreas, seccionadas em dois vãos de 100 m e um equivalente de 454 m. O outro trecho entre a SE Bandeirantes e a ETD Granja Julieta tem o comprimento total de 3.854 m, também dividido em três partes: uma de 1.000 m subterrânea e duas partes de 1.427 m aéreas, seccionadas em dois vãos de 100m e um equivalente de 1.227 m.

A geometria da estrutura é mostrada na figura 4.11, onde:

Horiz = Distância horizontal do cabo em relação ao centro da torre;

Separ = Distância entre os cabo da mesma fase;

V_{tower} = Altura do cabo em relação ao solo no isolador;

V_{mid} = Altura do cabo em relação ao solo entre torres.

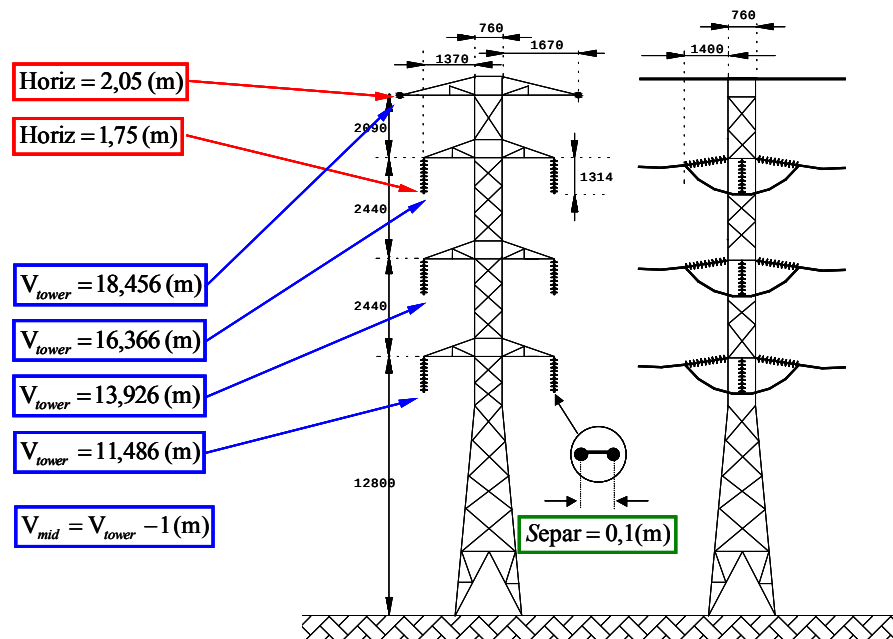


Figura 4.11 – Características geométricas da torre utilizadas

Em relação aos dados dos cabos condutores, o cálculo dos parâmetros da linha é descrito a seguir.

b) Cabo da Fase 636 MCM, conforme indicado na figura 4.12

Composto de:

- Alumínio com 26 fios de 3,97 mm de diâmetro, com área total de 322,7 mm².
- Aço com 7 fios de 3,09 mm de diâmetro, com área total de 52,49 mm².

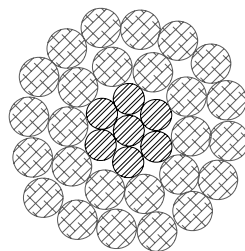


Figura 4.12 – Cabo 636 MCM composto de alumínio com alma de aço

$$R_{in} = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = 0,40876 \text{ cm}; \quad R_{out} = 1,09283 \text{ cm}$$

$$R_{Aluminio} = 0,030 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

c) Cabo guarda 3/8” de aço galvanizado, conforme mostra a figura 4.13

Composto de 7 fios de 3,05 mm de diâmetro, com área total de 51,14 mm².

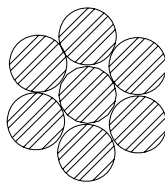


Figura 4.13 – Cabo 3/8” de aço galvanizado

$$R_{in} = 0 \text{ cm}; \quad R_{out} = 0,403 \text{ cm}$$

$$R_{Guarda} = 1,8928 \text{ Km}/\Omega$$

O resumo dos resultados está demonstrado na tabela 4.1

Tabela 4.1 – Dados dos cabos das linhas de transmissão

Tipo	Raio (cm)		Resistividade ($\Omega.m$)	
	Interno	Externo	Aço	Alumínio
Cabo 636 MCM	0,40876	1,09283	$9,68 \cdot 10^{-8}$	$1,69 \cdot 10^{-8}$
Cabo 3/8” de Aço Galvanizado	0,403	-	$9,68 \cdot 10^{-8}$	-

d) Resultado da impedância de surto

A partir dos dados inseridos no programa ATP, a impedância de surto resultante do modelo da linha em questão calculada para frequência de 60 Hz é de:

$$Z_{surto} = 489.98 \text{ } \Omega$$

$$v = 212778,4 \text{ Km}/s$$

4.4 Cabos subterrâneos

Os cabos monofásicos subterrâneos têm a mesma função que os aéreos, entretanto, seu comportamento é diferente frente a fenômenos transitórios — isso ocorre devido ao aumento da atenuação e da redução da velocidade de propagação de onda, em virtude do meio dielétrico utilizado para o isolamento. Os parâmetros do modelo do cabo subterrâneo será levantado através da rotina *Cable Constant*.

Devido ao grande número de camadas que compõem a isolação dos cabos em questão, a utilização do módulo LCC não é adequada, pois ela se destina ao cálculo das impedâncias de condutores subterrâneos simples com até duas camadas (blindagem e isolante).

4.4.1 Rotina *Cable Constant*

A rotina *Cable Constant* requer como parâmetros de entrada a inclusão dos dados dimensionais conforme o anexo 06, tais como: espessuras das camadas (condutor, isolantes, blindagens, semicondutores), permissividades, permeabilidades, resistividades, dados do solo e geometria da instalação.

4.4.1.1 Determinação das impedâncias do cabo subterrâneo

O modelo utilizado pela rotina *Cable Constant* [18] é ilustrado na figura 4.14, onde **C** – condutor, **I** – primeiro isolante, **S** – primeira cobertura metálica, **B** – segundo isolante, **A** – segunda cobertura metálica, **P** – cobertura de proteção e **E** – terra.

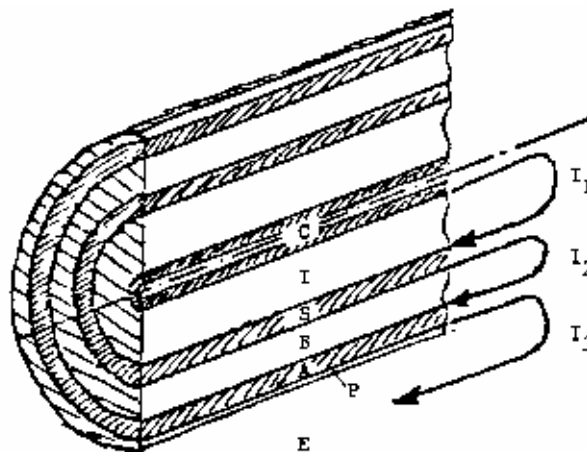


Figura 4.14 – Modelo do cabo subterrâneo utilizado pelo *Cable Constant*

A determinação das impedâncias do cabo em questão é definida através da interação dos três segmentos: o primeiro é formado pelo condutor **C** e retornando pela primeira cobertura metálica **S**; o segundo é constituído pela primeira cobertura metálica **S** e retornando pela segunda cobertura metálica **A** e o terceiro, composto pela segunda cobertura metálica **A** e a terra **E**.

a) Determinação das impedâncias série de um condutor

As impedâncias série são definidas a partir da equação (4.8), sugerido em [20].

$$-\begin{bmatrix} \frac{dV_1}{dx} \\ \frac{dV_2}{dx} \\ \frac{dV_3}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{11} & \dot{Z}_{12} & 0 \\ \dot{Z}_{21} & \dot{Z}_{22} & \dot{Z}_{23} \\ 0 & \dot{Z}_{32} & \dot{Z}_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

A impedância própria do condutor é calculada através das equações (4.9) - (4.11), descritas a seguir:

$$\dot{Z}_{11} = \dot{Z}_a + \dot{Z}_b + \dot{Z}_c \quad (4.9)$$

$$\dot{Z}_{22} = \dot{Z}_d + \dot{Z}_e + \dot{Z}_f \quad (4.10)$$

$$\dot{Z}_{33} = \dot{Z}_g + \dot{Z}_h + \dot{Z}_i \quad (4.11)$$

Sendo:

$\dot{Z}_a$ = Interna do condutor referente ao retorno pelas camadas externas ao mesmo;

$\dot{Z}_b$ = Isolação entre o condutor e a primeira cobertura metálica;

$\dot{Z}_c$ = Interna da primeira cobertura metálica referente ao retorno pelo condutor;

$\dot{Z}_d$ = Interna da primeira cobertura metálica referente ao retorno pelas camadas externas a ela;

$\dot{Z}_e$ = Isolação entre primeira e a segunda cobertura metálica;

$\dot{Z}_f$ = Interna da segunda cobertura metálica referente ao retorno pelo condutor e a primeira cobertura metálica;

$\dot{Z}_g$ = Interna da segunda cobertura metálica referente ao retorno pelas malha de aterramento;

$\dot{Z}_h$ = Isolação entre a segunda cobertura metálica e malha de aterramento;

$\dot{Z}_i$ = Malha de aterramento.

De forma análoga as definições da impedância própria, as mútuas são determinadas através das expressões (4.12) e (4.13):

$$\dot{Z}_{12} = \dot{Z}_{21} = -\dot{Z}_i \quad (4.12)$$

$$\dot{Z}_{23} = \dot{Z}_{32} = -\dot{Z}_j \quad (4.13)$$

Onde:

$\dot{Z}_i$ = Referente à interação entre o primeiro e segundo segmento, I_1 e I_2 respectivamente, conforme demonstrado na figura 4.14.

$\dot{Z}_j$ = Relativa ao segundo e terceiro segmento, sendo esta, definida de forma equivalente a anterior.

Porém a matriz contida na equação (4.8), não é a mais indicada para utilização no EMTP, necessitando assim uma adaptação, para tanto, as correntes e tensões devem ser referidas as camadas metálicas e ao condutor e não as interações dos segmentos. Esta transformação é recomendada em [20] e demonstrada pela expressão (4.14), descrita a seguir:

$$-\begin{bmatrix} \frac{dV_{core}}{dx} \\ \frac{dV_{sheath}}{dx} \\ \frac{dV_{armor}}{dx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{cc} & \dot{Z}_{cs} & \dot{Z}_{ca} \\ \dot{Z}_{sc} & \dot{Z}_{ss} & \dot{Z}_{sa} \\ \dot{Z}_{ac} & \dot{Z}_{as} & \dot{Z}_{aa} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{core} \\ I_{sheath} \\ I_{armor} \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

Onde:

V_{core} = Tensão entre o condutor e o sistema de aterramento;

V_{sheath} = Tensão entre a primeira blindagem e o sistema de aterramento;

V_{armor} = Tensão entre a segunda blindagem e o sistema de aterramento;

I_{core} = Corrente no condutor;

I_{sheath} = Corrente na primeira blindagem;

I_{amor} = Corrente na segunda blindagem.

$$\dot{Z}_{cc} = \dot{Z}_{11} + 2\dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{22} + 2\dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{33}$$

$$\dot{Z}_{ss} = \dot{Z}_{22} + 2\dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{33}$$

$$\dot{Z}_{aa} = \dot{Z}_{33}$$

$$\dot{Z}_{sc} = \dot{Z}_{cs} = \dot{Z}_{12} + \dot{Z}_{22} + 2\dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{33}$$

$$\dot{Z}_{ca} = \dot{Z}_{ac} = \dot{Z}_{sa} = \dot{Z}_{as} = \dot{Z}_{23} + \dot{Z}_{33}$$

- **Cálculo da impedância de isolamento do condutor**

O cálculo da impedância de isolamento é realizado através da equação (4.15) sugerida em [20].

$$\dot{Z}_{insulation} = j\omega \frac{\mu}{2\pi} \ln \frac{r}{q} \quad (4.15)$$

Onde:

μ = Permeabilidade magnética da isolamento em H/m

r = Raio externo da isolamento

q = Raio interno da isolamento

As unidades de medida adotadas nos raios em questão devem ser iguais.

- **Cálculo da impedância do condutor**

Para o cálculo da impedância interna do condutor é realizado através das fórmulas (4.16) e (4.17) de forma genérica, indicadas em [19] e demonstradas a seguir:

Cilíndrico com raio interno:

$$Z = j\omega \frac{\mu_o \mu_c}{2\pi \eta_c r_1} \frac{\left[\frac{I_o(\eta_c r_1) K_1(\eta_c r_0)}{I_1(\eta_c r_1) K_1(\eta_c r_0)} \right] + \left[\frac{I_1(\eta_c r_0) K_0(\eta_c r_1)}{I_1(\eta_c r_0) K_1(\eta_c r_1)} \right]}{\left[\frac{I_o(\eta_c r_1) K_1(\eta_c r_0)}{I_1(\eta_c r_1) K_1(\eta_c r_0)} \right] - \left[\frac{I_1(\eta_c r_0) K_0(\eta_c r_1)}{I_1(\eta_c r_0) K_1(\eta_c r_1)} \right]} \quad (4.16)$$

Cilíndrico sólido:

$$Z = j\omega \frac{\mu_o \mu_c}{2\pi \eta_c r_1} \frac{I_o(\eta_c r_1)}{I_1(\eta_c r_1)} \quad (4.17)$$

Sendo:

μ_c = Permeabilidade magnética relativa do núcleo ou do condutor;

μ_o = Permeabilidade magnética no vácuo $4\pi \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$;

r_1 = Raio externo do condutor m ;

r_o = Raio interno do condutor m ;

ρ_c = Resistividade do núcleo ou do condutor Ωm ;

$$\eta_c = \sqrt{\frac{j\omega\mu_o\mu_c}{\rho_c}};$$

I_o e K_o = Funções modificadas de Bessel de primeira espécie;

I_1 e K_1 = Funções modificadas de Bessel de segunda espécie.

b) Determinação da impedância paralela

A definição das impedâncias para o cabo sem acoplamento entre as coberturas metálicas é ilustrada pela fórmula (4.18), e foram sugeridas em [20].

$$\begin{aligned} -\frac{dI_1}{dx} &= (G_1 + j\omega C_1)V_1 \\ -\frac{dI_2}{dx} &= (G_2 + j\omega C_2)V_2 \\ -\frac{dI_3}{dx} &= (G_3 + j\omega C_3)V_3 \end{aligned} \quad (4.18)$$

Sendo, G e C as condutâncias e capacitâncias por unidade de comprimento para cada camada isolante.

Em cabo cujas proteções metálicas estão conectadas, cálculo das capacitâncias é realizado somente pela equação (4.19), e definida em [20].

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln \frac{r}{q}} \quad (4.19)$$

Sendo:

ϵ_o = Permissividade do vácuo $8,854188 \cdot 10^{-12} \text{ F/m}$

ϵ_r = Permissividade relativa do material isolante

r = Raio externo da isolação

q = Raio externo da isolação

c) Definições sobre as impedâncias série de três condutores

Normalmente a influência mútua entre cabo não pode ser desprezada, este fato só ocorre no caso de um sistema de transmissão que possua distância entre condutores elevada, no estudo aqui proposto tal fato não ocorre.

A definição destas impedâncias é de forma semelhante à realizadas no cabo monofásico, porém levando em consideração as condições de acoplamento dos três condutores em questão.

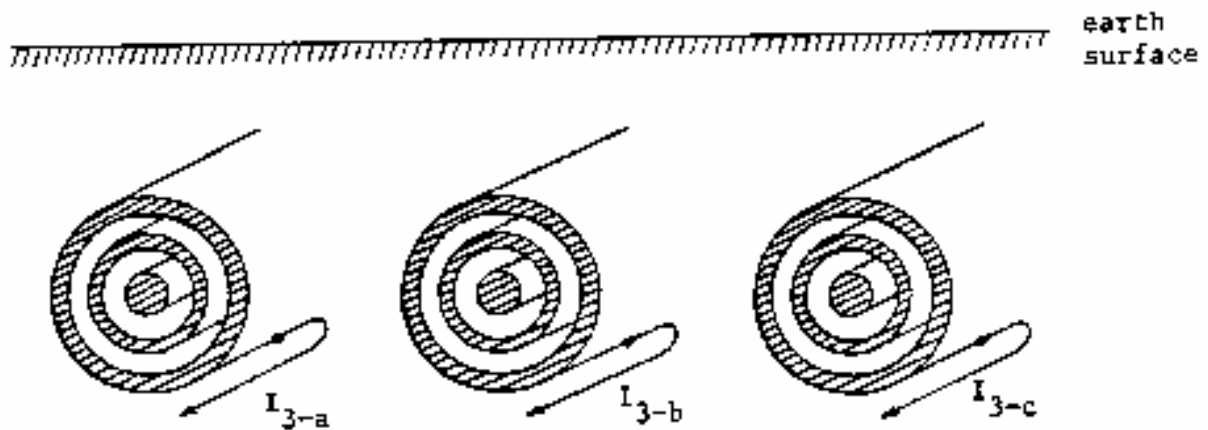


Figura 4.15 – Modelo trifásico para cabos subterrâneo utilizado pelo *Cable Constant*

As impedâncias mútuas são resultados dos enlaces entre os três condutores que compõem um sistema de transmissão elétrica, conforme indicado na figura 4.15.

Na equação (4.20) indicada em [20] as matrizes da diagonal principal referem-se às impedâncias próprias do cabo da fase a, b e c, enquanto as outras se referem às mútuas entre as fases.

$$\left| \begin{array}{ccc} \dot{Z}_{11}^a & \dot{Z}_{12}^a & 0 \\ \dot{Z}_{21}^a & \dot{Z}_{22}^a & \dot{Z}_{23}^a \\ 0 & \dot{Z}_{32}^a & \dot{Z}_{33}^a \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{ab} \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{ac} \end{array} \right| \\
\left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{ab} \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} \dot{Z}_{11}^b & \dot{Z}_{12}^b & 0 \\ \dot{Z}_{21}^b & \dot{Z}_{22}^b & \dot{Z}_{23}^b \\ 0 & \dot{Z}_{32}^b & \dot{Z}_{33}^b \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{bc} \end{array} \right| \\
\left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{ac} \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \dot{Z}_{bc} \end{array} \right| \quad \left| \begin{array}{ccc} \dot{Z}_{11}^c & \dot{Z}_{12}^c & 0 \\ \dot{Z}_{21}^c & \dot{Z}_{22}^c & \dot{Z}_{23}^c \\ 0 & \dot{Z}_{32}^c & \dot{Z}_{33}^c \end{array} \right| \quad (4.20)$$

Utilizando-se da mesma metodologia empregada no desenvolvimento demonstrado na equação (4.14), será possível a redução da matriz ilustrada na equação (4.20), resultado em outra matriz reduzida, que esta elucidada na equação (4.21).

$$\dot{Z}_{phase} = \begin{bmatrix} \dot{Z}_{própria-a} & \dot{Z}_{mútua\ a-b} & \dot{Z}_{mútua\ a-c} \\ \dot{Z}_{mútua\ b-a} & \dot{Z}_{própria-b} & \dot{Z}_{mútua\ b-c} \\ \dot{Z}_{mútua\ c-a} & \dot{Z}_{própria-c} & \dot{Z}_{própria-c} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

- **Determinação da impedância mútua devido as corrente de retorno à pelo sistema de aterramento**

Inicialmente para a definição das impedâncias mútuas, é necessário conhecer as condições de instalação dos cabos subterrâneos, no modelo disponibilizado no programa existem quatro formas padronizadas, que são:

- Os cabos enterrados diretamente no solo;
- Os cabos colocados em duto ou calhas envoltos em concreto ou terra;
- Os cabos inseridos em dutos sobre a superfície;

- Os cabos suspenso no ar.

A partir da definição das características da instalação dos cabos, é possível o cálculo da impedância mútua entre dois condutores em função do retorno da corrente pelo sistema da malha de aterramento finita, para determinação destes parâmetros é utilizada a equação (4.22), que é recomendado em [20].

$$\dot{Z}_{mútual} = j\omega \left\{ \frac{\rho m^2}{2\pi} \left[K_0(md) - K_0(mD) + \int_{-\infty}^{\infty} \frac{\exp\{- (h+y)\sqrt{\alpha^2 + m^2}\}}{|\alpha| + \sqrt{\alpha^2 + m^2}} \exp(j\alpha x) d\alpha \right] \right\} \quad (4.22)$$

Sendo:

$$m = \sqrt{\frac{j\omega\mu_0\mu_g}{\rho}};$$

α = Constante de integração

K_0 = Funções modificadas de Bessel de primeira espécie;

μ_g = Permeabilidade magnética relativa do ar ou terra;

μ_0 = Permeabilidade magnética no vácuo $4\pi \cdot 10^{-7} \text{ H/m}$;

ρ = Resistividade do núcleo ou do condutor Ωm ;

Os parâmetros das dimensões físicas foram descritos na figura 4.16.

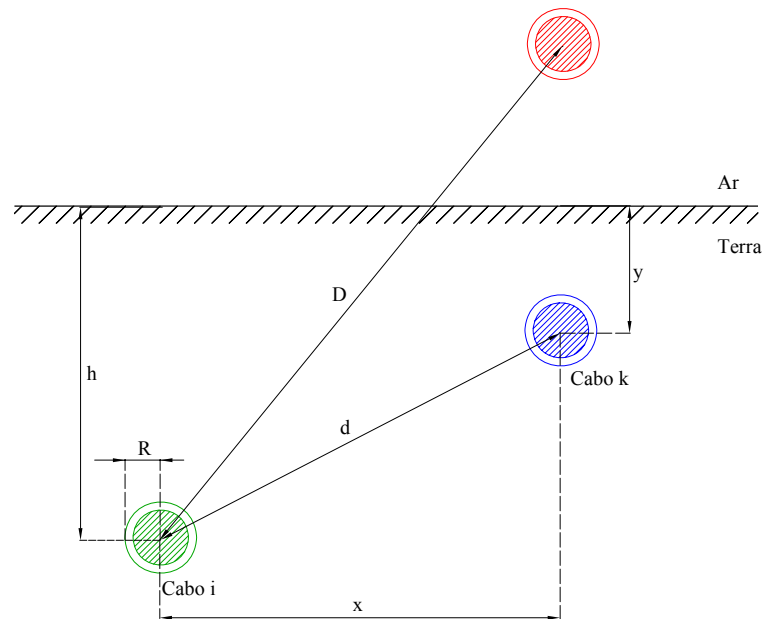


Figura 4.16 – Modelo geométrico para definição da impedância mútua entre os cabos i e k

d) Cálculo das capacitâncias paralelas entre os três condutores

A partir da definição das características de instalação e das propriedades do cabo, a rotina determinará uma matriz cujo tamanho, será proporcional a número de camadas e condutores que formam o sistema analisado.

No caso em questão, os cabos estão acomodados em dutos envoltos em concreto e todas as camadas metálicas conectadas e aterradas, conforme ilustrado na figura 4.17.

A capacitância entre dois condutores em virtude dos cabos não estarem em contato direto com a terra, é resultante da associação entre C_1 e C_2 , tendo influência de outras capacitâncias representadas por $C_3 - C_5$ que são produtos das diferenças de potenciais das capas dos condutores em relação ao sistema de aterramento e entre os mesmos.

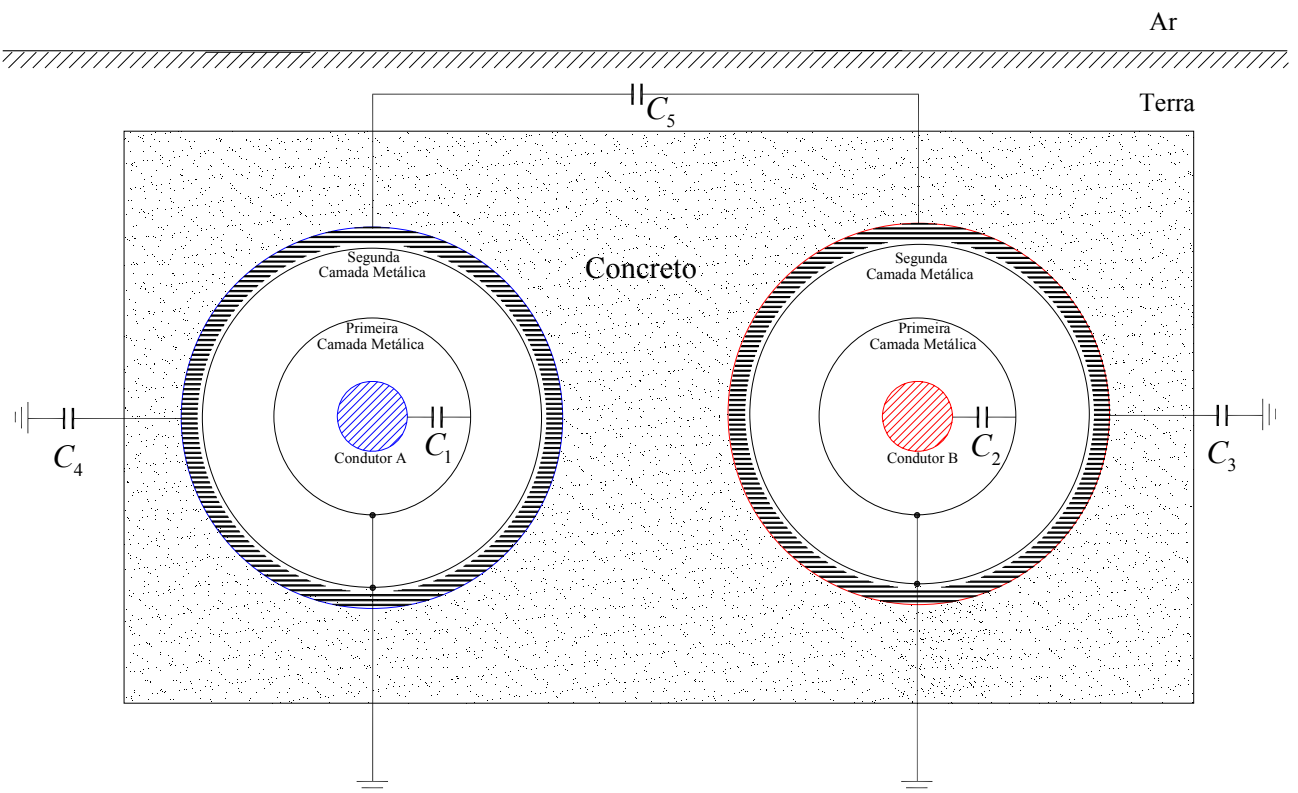


Figura 4.17 – Modelo equivalente das capacitâncias entre condutores A e B

4.4.2 Definições dos parâmetros do cabo subterrâneo a seco

Segue abaixo, a definição dos parâmetros que foram inseridos no modelo do cabo subterrâneo seco, anteriormente descrito no capítulo II.

Definição das espessuras das camadas: o cabo é composto por 9 camadas de diferentes componentes. Como a rotina é capaz de atender apenas 7 camadas pré-definidas (R_1 = canal central, R_2 = cabo condutor, R_3 = primeira isolação, R_4 = primeira blindagem, R_5 = segunda isolação, R_6 = proteção metálica e R_7 = cobertura), será inevitável a realização de algumas adaptações.

- O canal central inexistente neste tipo de cabo, portanto, o raio R_1 é igual a 0m;
- O raio externo do condutor é de 0,01323 m, que concorda com os parâmetros da rotina, é portanto, igual a R_2 ;
- A blindagem semicondutora tem o raio de 0,01501 m, no entanto, será impossível sua implementação, visto que a rotina não contempla tal camada, porém este parâmetro não terá influência significativa no modelo equivalente do cabo, pois a camada semicondutora tem como função uniformizar o campo elétrico em decorrência das imperfeições no cabo, que não acontece no modelo aqui em questão;
- O isolamento do cabo tem raio de 0,03202 m, que será considerada a primeira e única isolação do cabo, é portanto, igual a R_3 ;
- A blindagem semicondutora sobre o isolamento tem raio igual a 0,03388 m, contudo, será também impossível sua implementação, pois a rotina não contempla tal camada, a omissão desta camada também não causa expressivas mudanças no modelo, como já citado anteriormente;
- A blindagem metálica sobre o isolamento de raio de 0,034386 m que é contemplada pela rotina, correspondendo dessa forma a R_4 ;
- Como não existe a segunda isolação, no caso ajusta-se o raio $R_5 = R_4 = 0,034386$ m;
- A proteção metálica tem raio de 0,034576 m, que corresponde a um dos parâmetros predefinido da rotina, correspondendo assim a R_6 ;

- A proteção externa de raio de 0,04005 m, que refere se à última camada do cabo, sendo esta igual a R_7 .

O resumo da descrição dos valores dos raios do cabo subterrâneo seco que foi implementado no modelo está demonstrado na tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Resumo das dimensões do cabo subterrâneo seco

Raio	R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7
Função	Canal central	Cabo condutor	Primeira isolamento	Primeira blindagem	Segunda isolamento	Proteção metálica	Cobertura
Dimensão	0 m	0,0132 m	0,0320 m	0,03439 m	0,03439 m	0,03458 m	0,04 m

A **permeabilidade relativa**, definida pelo fabricante, é igual a 1, pois não existe nenhum elemento magnético na composição do cabo ou na instalação.

A **permissividade relativa** teve seus valores definidos pelo fabricante, sendo igual a 2,3 para o isolante e igual a 2,5 para a cobertura.

A **resistividade** é definida pelas características físicas dos componentes.

- Cobre é o material de que são formados o condutor e a blindagem, e cuja resistividade é $\rho_{\text{Cobre}} = 1,723 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

- O material de que é formada a proteção metálica é alumínio, cuja resistividade é $\rho_{\text{Alumínio}} = 2,825 \times 10^{-8} \Omega \cdot \text{m}$.

Dados do solo: a resistividade do solo foi considerada igual à utilizada nas estações, ou seja, $\rho_a = 415,62 \Omega \cdot \text{m}$.

Geometria da instalação: segundo já citado no capítulo 2 e ilustrado na figura 2.12, foram utilizadas quatro configurações de instalação: em trifólio, vertical, horizontal e trifólio separado, acondicionados em canaletas preenchidas por concreto.

Proteções metálicas: Todas as proteções metálicas do cabo foram aterradas.

O resumo das características do cabo subterrâneo a seco está demonstrado na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Resumo das características do cabo subterrâneo a seco

Permeabilidade relativa		1,0
Permissividade relativa	Isolante	2,3
	Cobertura	2,5
Resistividade	Cobre	$1,723 e^{-8} \Omega.m$
	Alumínio	$2,825 e^{-8} \Omega.m$
	Solo	$415,62 \Omega.m$
Geometria da instalação	Trifólio	
	Vertical	
	Horizontal	
	Trifólio separado	

a) Modelo equivalente do cabo subterrâneo seco

Os resultados das impedâncias equivalentes dos cabos subterrâneos seco 1, 2 e 3 instalados conforme os quatro tipos de geometria, calculados na frequência de 60 Hz, gerados pela rotina *Cable Constant* utilizando o método de Begeron, são apresentadas nas tabelas 4.4 - 4.6, a seguir:

Tabela 4.4 – Resumo das resistências equivalentes dos cabos subterrâneos seco

Resistências dos cabos	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Vertical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1 1	6,68963E-05	6,76283E-05	6,76284E-05	6,76589E-05
2 2	6,68956E-05	6,73576E-05	6,73576E-05	6,75342E-05
3 3	6,68956E-05	6,76285E-05	6,76284E-05	6,75342E-05
Blindagens				
1 2	5,54548E-07	3,35680E-07	3,35687E-07	1,66884E-07
1 3	5,54548E-07	2,23114E-08	2,22811E-08	1,66884E-07
2 3	5,55391E-07	3,35734E-07	3,35687E-07	3,04033E-07

Tabela 4.5 – Resumo das indutâncias equivalentes dos cabos subterrâneos seco

Indutâncias dos cabos	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Vertical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1 1	2,44278E-07	2,39056E-07	2,39056E-07	2,38931E-07
2 2	2,44281E-07	2,41376E-07	2,41376E-07	2,40018E-07
3 3	2,44281E-07	2,39056E-07	2,39056E-07	2,40018E-07
Múltua				
1 2	6,87178E-09	5,52368E-09	5,52369E-09	4,10377E-09
1 3	6,87178E-09	2,76496E-09	2,76491E-09	4,10377E-09
2 3	6,87625E-09	5,52379E-09	5,52369E-09	5,34953E-09

Tabela 4.6 – Resumo das capacitâncias equivalentes dos cabos subterrâneos seco

Capacitâncias dos cabos	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Verical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1_1	2,13797E-10	2,42216E-10	1,65093E-10	1,65093E-10
2_2	2,26655E-10	2,58911E-10	1,65093E-10	2,22373E-10
3_3	2,26655E-10	2,71736E-10	1,65093E-10	2,22373E-10
Múltua				
1_2	1,12432E-10	1,05937E-10	3,09352E-11	3,85801E-11
1_3	1,12432E-10	7,50998E-11	1,14671E-11	3,85801E-11
2_3	1,18790E-10	1,20442E-10	3,09352E-11	7,88094E-11

4.4.3 Definições dos parâmetros do cabo subterrâneo a óleo

O cabo subterrâneo a óleo é composto por oito camadas de diferentes componentes, em detrimento a este fato, também ocorreram alguns ajustes nos parâmetros que foram inseridos na rotina *Cable Constant*.

- O canal central cujo raio é de 0,00625 m por onde o fluido é pressurizado, tal parâmetro correlaciona-se com o parâmetro da rotina, é portanto, igual a R_1 .
- O raio externo do condutor tem 0,013195 m que também concorda com o parâmetro da rotina, desta forma, igual a R_2 .
- A blindagem semicondutora do condutor tem o raio de 0,013665 m, todavia, será impossível sua implementação, uma vez que a rotina não contempla tal camada, como citado anteriormente supressão desta camada não causara mudanças no modelo equivalente desenvolvido;
- O isolamento do cabo cujo raio é de 0,023515 m, foi considerado como a primeira e única isolação do cabo, assim sendo, igual a R_3 .
- A blindagem sobre o isolamento tem raio de 0,024015 m, que também concorda com os parâmetros da rotina, logo, igual a R_4 .
- Em razão a inexistência da segunda camada de isolação, portanto foi admitido neste caso que o raio $R_5 = R_4 = 0,024015$ m.
- A proteção metálica e o cintamento possuem raios de 0,026515 m e 0,026715 m respectivamente, foram associados formando o raio R_6 . Esta associação não trará grandes alterações no modelo equivalente do cabo, pois os dois materiais têm as características semelhantes;

- A proteção externa com o raio de 0,032 m, que aderir com o parâmetro da rotina, deste modo, foi considerado como R_7 .

O resumo dos raios do cabo subterrâneo a óleo, que foram inseridos na rotina *Cable Constant* está demonstrado na tabela 4.7.

Tabela 4.7 – Resumo das dimensões do cabo subterrâneo a óleo

Raio	R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	R_7
Função	Canal central	Cabo condutor	Primeira isolação	Primeira blindagem	Segunda isolação	Proteção metálica	Cobertura
Dimensão	0,0063 m	0,01319 m	0,02352 m	0,02402 m	0,02402 m	0,02672 m	0,032 m

- **A resistividade** da proteção metálica do cabo a óleo é formada por chumbo, cuja resistividade é: $\rho_{Chumbo} = 21 e^{-8} \Omega.m$.

A permeabilidade e permissividade relativas, a resistividade do cobre, os dados do solo e a geometria da instalação do cabo a óleo, possuem valores iguais ao cabo a seco que estão ilustrados na tabela 4.3, dispensando assim maior detalhamento.

a) Modelo equivalente do cabo subterrâneo a óleo

Os resultados das impedâncias equivalentes dos cabos subterrâneo a óleo 1, 2 e 3, estão ilustrados nas tabelas 4.8 - 4.10, tendo sido geradas de forma análoga ao cabo subterrâneo seco.

Tabela 4.8 – Resumo das resistências equivalentes dos cabos subterrâneos a óleo

Resistências dos cabos	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)	Resistência (Ohms/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Verical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1 1	8,30962E-05	8,41389E-05	8,41390E-05	8,41795E-05
2 2	8,30962E-05	8,37306E-05	8,37305E-05	8,39899E-05
3 3	8,30962E-05	8,41391E-05	8,41390E-05	8,39899E-05
Blindagens				
1 2	8,31418E-07	5,32477E-07	5,32486E-07	2,79790E-07
1 3	8,31418E-07	5,84535E-08	5,84052E-08	2,79790E-07
2 3	8,31418E-07	5,32563E-07	5,32486E-07	2,79790E-07

Tabela 4.9 – Resumo das indutâncias equivalentes dos cabos subterrâneos a óleo

Indutâncias dos cabos	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)	Indutância (Henry/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Verical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1 1	1,78311E-07	1,71637E-07	1,71637E-07	1,71503E-07
2 2	1,78315E-07	1,74690E-07	1,74690E-07	1,72940E-07
3 3	1,78315E-07	1,71636E-07	1,71637E-07	1,72940E-07
Mútua				
1 2	9,72905E-09	8,06025E-09	8,06026E-09	6,17669E-09
1 3	9,72905E-09	4,36660E-09	4,36651E-09	6,17669E-09
2 3	9,72905E-09	8,06042E-09	8,06026E-09	7,85181E-09

Tabela 4.10 – Resumo das capacitâncias equivalentes dos cabos subterrâneos a óleo

Capacitâncias dos cabos	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)	Capacitância (Farad/m)
	Configuração do tipo 01 Trifólio	Configuração do tipo 02 Verical	Configuração do tipo 03 Horizontal	Configuração do tipo 04 Trifólio separado
Própria				
1 1	2,19791E-10	2,48210E-10	1,71087E-10	1,71087E-10
2 2	2,32648E-10	2,64905E-10	1,71087E-10	2,28367E-10
3 3	2,32648E-10	2,77730E-10	1,71087E-10	2,28367E-10
Mútua				
1 2	1,12432E-10	1,05937E-10	3,09352E-11	3,85801E-11
1 3	1,12432E-10	7,50998E-11	1,14671E-11	3,85801E-11
2 3	1,18790E-10	1,20442E-10	3,09352E-11	7,88094E-11

4.4.4. Avaliação comparativa das impedâncias de sequência positiva dos cabos a óleo e seco

Para a análise quantitativa dos resultados obtidos, inicialmente definiu-se as impedâncias de sequência positiva, que foram calculadas com os valores encontrados nas tabelas 4.4 - 4.10 através da equação (4.23), sugerida em [21].

$$Z_{pos} = Z_{própria} - Z_{mútua} \quad (4.23)$$

Sendo:

Z_{pos} = Impedância de Sequência Positiva do condutor;

$Z_{própria}$ = Impedância própria do condutor, com o sistema transposto;

$Z_{mútua}$ = Impedância de mútua entre os condutores, com o sistema transposto.

Os resultados das impedâncias de sequência positiva que foram obtidas estão demonstrados nas tabelas 4.11 - 4.13.

Tabela 4.11 – Resumo das resistências equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo

	Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
$Z_{própria}$	8,30956E-05	6,68959E-05	8,40029E-05	6,75382E-05	8,40028E-05	6,75381E-05	8,40531E-05	6,75758E-05
$Z_{mútua}$	8,31787E-07	5,54829E-07	3,74498E-07	2,31242E-07	3,74459E-07	2,31218E-07	3,49608E-07	2,12601E-07
Positiva	8,22638E-05	6,63410E-05	8,36284E-05	6,73069E-05	8,36284E-05	6,73069E-05	8,37035E-05	6,73632E-05

Tabela 4.12 – Resumo das indutâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo

	Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
$Z_{própria}$	1,78314E-07	2,44280E-07	1,72654E-07	2,39829E-07	1,72654E-07	2,39829E-07	1,72461E-07	2,39656E-07
$Z_{mútua}$	6,59257E-08	8,60094E-08	6,16938E-08	8,27060E-08	6,16937E-08	8,27060E-08	6,21631E-08	8,30363E-08
Positiva	1,12388E-07	1,58271E-07	1,10960E-07	1,57123E-07	1,10961E-07	1,57123E-07	1,10298E-07	1,56619E-07

Tabela 4.13 – Resumo das capacitâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneo

	Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
$Z_{própria}$	2,28363E-10	2,22369E-10	2,63615E-10	2,57621E-10	1,71087E-10	1,65093E-10	2,09273E-10	2,03280E-10
$Z_{mútua}$	1,53195E-10	1,51197E-10	1,53052E-10	1,51054E-10	7,11630E-11	6,91650E-11	1,08888E-10	1,06890E-10
Positiva	7,51676E-11	7,11717E-11	1,10563E-10	1,06567E-10	9,99236E-11	9,59277E-11	1,00386E-10	9,63899E-11

Nas tabelas 4.14 - 4.16 demonstra-se os resultados das diferenças entre as impedâncias de sequência positiva dos cabos seco e a óleo. O cálculo percentual foi realizado conforme equação (4.24).

$$\text{Diferença \%} = \frac{\text{Impedância positiva do cabo a óleo} - \text{Impedância positiva do cabo seco}}{\text{Impedância positiva do cabo a óleo}} \times 100 \quad (4.24)$$

A tabela 4.14 demonstra os resultados comparativos entre as resistências de sequência positiva dos diversos casos simulados. É possível visualizar uma redução dos valores das resistências entre as duas configurações em função das diferenças entre as áreas dos condutores, o cabo seco tem 500 mm² e o a óleo 400 mm², resultando assim em uma diminuição aproximadamente de 20 %, acarretando desta forma em uma variação proporcional da resistência.

Tabela 4.14 – Alterações das resistências equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneos a óleo e seco

	Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)		Resistência (Ohms/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
Positiva	8,22638E-05	6,63410E-05	8,36284E-05	6,73069E-05	8,36284E-05	6,73069E-05	8,37035E-05	6,73632E-05
Diferença	24,00%		24,25%		24,25%		24,26%	

Em relação alterações das indutâncias de sequência positiva nas diversas configurações simuladas, observa-se a ocorrência de aumento significativo da indutância como é demonstrado na tabela 4.15, decorrente de diferenças construtivas entre os condutores.

Tabela 4.15 – Alterações das indutâncias equivalentes de sequência positiva dos cabos subterrâneos a óleo e seco

	Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)		Indutância (Henry/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
Positiva	1,12388E-07	1,58271E-07	1,10960E-07	1,57123E-07	1,10961E-07	1,57123E-07	1,10298E-07	1,56619E-07
Diferença	-40,83%		-41,60%		-41,60%		-42,00%	

As variações detectadas nas capacitâncias de sequência positiva, com a mudança dos cabos em questão, foram pequenas como pode ser analisado na tabela 4.16, pois não ocorrem grandes variações no posicionamento geométrico dos cabos.

Tabela 4.16 – Alterações das capacitâncias equivalentes de sequência positiva entre os cabos subterrâneos óleo e seco

	Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)		Capacitância (Farad/m)	
	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
Impedância	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
Positiva	7,51676E-11	7,11717E-11	1,10563E-10	1,06567E-10	9,99236E-11	9,59277E-11	1,00386E-10	9,63899E-11
Diferença	5,61%		3,75%		4,17%		4,15%	

4.4.5. Análise das impedâncias de sequência positiva dos cabos nas diferentes configurações de instalação

A análise dos resultados obtidos neste item foi realizada comparando cabos de mesmas características, em diferentes configurações das instalações dos cabos,

citadas anteriormente. O cálculo destas diferenças é realizado conforme a equação (4.25).

$$\text{Diferença \%} = \frac{\text{Impedância positiva cabo a} - \text{Impedância positiva cabo b}}{\text{Impedância positiva cabo a}} \times 100 \quad (4.25)$$

Na tabela 4.17, são apresentados os resultados das diferenças entre as resistências de sequência positiva resultantes nas configurações dos tipos 01 a 04. As resistências encontradas foram praticamente iguais, o que mostra que a influência de outros cabos é praticamente desprezível em relação a este parâmetro.

Tabela 4.17 – Alterações das resistências entre os cabos dos tipos 1 a 4

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Ohms/m)	Tipo	(Ohms/m)	
1	8,22638E-05	2	8,36284E-05	-1,65880%
1	8,22638E-05	3	8,36284E-05	-1,65880%
1	8,22638E-05	4	8,37035E-05	-1,75015%
2	8,36284E-05	3	8,36284E-05	0,00000%
2	8,36284E-05	4	8,37035E-05	-0,08986%
3	8,36284E-05	4	8,37035E-05	-0,08987%

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Ohms/m)	Tipo	(Ohms/m)	
1	6,63410E-05	2	6,73069E-05	-1,45595%
1	6,63410E-05	3	6,73069E-05	-1,45595%
1	6,63410E-05	4	6,73632E-05	-1,54073%
2	6,73069E-05	3	6,73069E-05	0,00000%
2	6,73069E-05	4	6,73632E-05	-0,08357%
3	6,73069E-05	4	6,73632E-05	-0,08357%

Na tabela 4.18, encontram-se os resultados das diferenças entre as médias das indutâncias de sequência positiva resultantes nas configurações dos tipos 01 a 04. Os resultados evidenciam pequenas alterações nos valores, devido às alterações nas distâncias entre os condutores.

Tabela 4.18 – Alterações das indutâncias entre os cabos dos tipos 1 a 4

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Henry/m)	Tipo	(Henry/m)	
1	1,12388E-07	2	1,10960E-07	1,27012%
1	1,12388E-07	3	1,10961E-07	1,27000%
1	1,12388E-07	4	1,10298E-07	1,85988%
2	1,10960E-07	3	1,10961E-07	-0,00012%
2	1,10960E-07	4	1,10298E-07	0,59734%
3	1,10961E-07	4	1,10298E-07	0,59746%

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Henry/m)	Tipo	(Henry/m)	
1	1,58271E-07	2	1,57123E-07	0,72497%
1	1,58271E-07	3	1,57123E-07	0,72492%
1	1,58271E-07	4	1,56619E-07	1,04344%
2	1,57123E-07	3	1,57123E-07	-0,00005%
2	1,57123E-07	4	1,56619E-07	0,32079%
3	1,57123E-07	4	1,56619E-07	0,32084%

Na tabela 4.19, estão expressos os resultados das diferenças entre as médias das capacitâncias de sequência positiva resultantes nas configurações dos tipos 01 a 04. Os resultados demonstraram grandes alterações nos valores, devido às alterações nas distâncias entre os condutores.

Tabela 4.19 – Alterações das capacitâncias entre os cabos dos tipos 1 a 4

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Farad/m)	Tipo	(Farad/m)	
1	7,51676E-11	2	1,10563E-10	-47,08797%
1	7,51676E-11	3	9,99236E-11	-32,93442%
1	7,51676E-11	4	1,00386E-10	-33,54926%
2	1,10563E-10	3	9,99236E-11	9,62251%
2	1,10563E-10	4	1,00386E-10	9,20450%
3	9,99236E-11	4	1,00386E-10	-0,46252%

Cabo a Óleo				Diferença
Tipo	(Farad/m)	Tipo	(Farad/m)	
1	7,11717E-11	2	1,06567E-10	-49,73171%
1	7,11717E-11	3	9,59277E-11	-34,78351%
1	7,11717E-11	4	9,63899E-11	-35,43288%
2	1,06567E-10	3	9,59277E-11	9,98332%
2	1,06567E-10	4	9,63899E-11	9,54963%
3	9,59277E-11	4	9,63899E-11	-0,48179%

4.4.6. Descrição das características das linhas de transmissão subterrânea

O cálculo das impedâncias de surto realizado através da expressão (4.26), sugerida em [21]. Os resultados da simulação foram demonstrados na tabela 4.20.

$$Z_{surto} = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (4.26)$$

Sendo:

L = Indutância de sequência positiva do respectivo cabo;

C = Capacitância de sequência positiva do respectivo cabo.

Tabela 4.20 – Resumo das impedâncias de surto dos cabos subterrâneos

	Cabo a Oleo				Cabo a Seco			
	Configuração				Configuração			
	Tipo 01	Tipo 02	Tipo 03	Tipo 04	Tipo 01	Tipo 02	Tipo 03	Tipo 04
Indutância (H)	1,12E-07	1,11E-07	1,11E-07	1,10E-07	1,58E-07	1,57E-07	1,57E-07	1,57E-07
Capacitância (F)	7,52E-11	1,11E-10	9,99E-11	1,00E-10	7,12E-11	1,07E-10	9,59E-11	9,64E-11
Impedância de Surto (Ω)	38,67	31,68	33,32	33,15	47,16	38,40	40,47	40,31

A definição da velocidade de propagação da onda realizada através da expressão (4.27), sugerida em [21]. Com os resultados das simulações demonstrados na tabela 4.21.

$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (4.27)$$

Tabela 4.21 – Resumo das velocidades de propagação da onda nos cabos subterrâneos

	Cabo a Oleo				Cabo a Seco			
	Configuração				Configuração			
	Tipo 01	Tipo 02	Tipo 03	Tipo 04	Tipo 01	Tipo 02	Tipo 03	Tipo 04
Indutância (H)	1,12E-07	1,11E-07	1,11E-07	1,10E-07	1,58E-07	1,57E-07	1,57E-07	1,57E-07
Capacitância (F)	7,52E-11	1,11E-10	9,99E-11	1,00E-10	7,12E-11	1,07E-10	9,59E-11	9,64E-11
Velocidade (km/s)	344.052,51	285.503,77	300.318,06	300.525,05	297.951,75	244.381,91	257.577,21	257.372,17

Analisando os resultados demonstrados nas tabelas 4.20 e 4.21 de forma de quantitativa, os menores valores de impedância de surto e de velocidade de propagação de onda são relativos à configuração 02 e os resultados mais elevados são em relação à configuração 01, nos dois tipos de cabos subterrâneos em questão.

4.4.7. Análise comparativa das características das linhas de transmissão subterrâneas a óleo e a seco

Com a troca dos cabos subterrâneos a óleo pelos a seco, ocorreram mudanças nas características de impedância de surto, estes valores percentuais foram calculados a partir da equação (4.28) e que estão ilustrados na tabela 4.22. Os resultados mostram um aumento de aproximadamente 22 % neste parâmetro.

$$Diferença (\%) = \frac{P_{\text{óleo}} - P_{\text{seco}}}{P_{\text{óleo}}} \times 100 \quad (4.28)$$

Sendo:

- $P_{\text{óleo}}$ = Parâmetro referente aos cabos subterrâneo a óleo;
- P_{seco} = Parâmetro referente aos cabos subterrâneo a seco.

Tabela 4.22 – Resumo das diferenças das impedâncias de surto dos cabos subterrâneos

	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
Indutância (H)	1,12E-07	1,58E-07	1,11E-07	1,57E-07	1,11E-07	1,57E-07	1,10E-07	1,57E-07
Capacitância (F)	7,52E-11	7,12E-11	1,11E-10	1,07E-10	9,99E-11	9,59E-11	1,00E-10	9,64E-11
Impedância de Surto (Ω)	38,67	47,16	31,68	38,40	33,32	40,47	33,15	40,31
Diferença %	-21,96		-21,21		-21,45		-21,61	

Em relação à velocidade de propagação da onda, com os resultados das simulações foram calculados de forma similar a item anterior e são demonstrados na tabela 4.23, é possível analisar que a partir da troca do cabo a óleo pelo seco, ocorrerá uma redução próxima a 14 % na velocidade de propagação.

Tabela 4.23 – Resumo das diferenças das velocidades de propagação da onda nos cabos subterrâneos.

	Configuração do Tipo 01		Configuração do Tipo 02		Configuração do Tipo 03		Configuração do Tipo 04	
	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco	Cabo a Oleo	Cabo a Seco
Indutância (H)	1,12E-07	1,58E-07	1,11E-07	1,57E-07	1,11E-07	1,57E-07	1,10E-07	1,57E-07
Capacitância (F)	7,52E-11	7,12E-11	1,11E-10	1,07E-10	9,99E-11	9,59E-11	1,00E-10	9,64E-11
Velocidade (km/s)	344.052,51	297.951,75	285.503,77	244.381,91	300.318,06	257.577,21	300.525,05	257.372,17
Diferença %	13,40		14,40		14,23		14,36	

Análise dos resultados obtidos

Em relação às diferenças entre os cabos com princípio de isolamento a óleo e seco configurados nos diversos arranjos, pode-se afirmar que:

- A resistência equivalente depende quase tão somente da área do condutor; sendo que outros itens, como mudança na isolamento, desenho do condutor e configuração de instalação, não influenciam no valor final da resistência equivalente.
- As variações ocorridas nas indutâncias foram consideráveis, e ficaram mais evidenciadas quando se realiza a comparação dos cabos a óleo e seco, devido à alteração da configuração construtiva do condutor. Pode-se dizer que em relação às alterações nas instalações dos cabos, as diferenças foram pequenas, o que mostra ser desprezível a influência mútua desse parâmetro.
- As variações ocorridas nos resultados das capacitâncias encontradas para os cabos a óleo e seco tiveram pequenas diferenças, visto que não ocorreram grandes alterações no meio dielétrico. Em contrapartida, as alterações das configurações de instalação proporcionaram alterações consideráveis nesse parâmetro, devido às variações nas distâncias avaliadas.
- Em relação à impedância de surto, a troca dos cabos a óleo pelo a seco ocasionou um aumento de aproximadamente 22 %, neste parâmetro, em contra partida ocorreu uma redução na velocidade de propagação próxima a 14 % .
- A impedância de surto para o cabo subterrâneo é muito reduzida se for comparada com as linhas aéreas citadas no trabalho de 489,98 Ω .

CAPÍTULO V

SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

5.1 Introdução

Neste capítulo são apresentados os modelos integrados dos módulos descritos nos capítulos III e IV, bem como os resultados das simulações, considerando-se não só as diversas variáveis de estados utilizadas, mas também a análise sobre os resultados obtidos.

As simulações foram realizadas com o sistema interligado em regime de operação nominal, com foco nos trechos de linhas que interligam a SE Bandeirantes e as ETDs Granja Julieta e Morumbi, local de incidência das descargas atmosféricas.

Os resultados das simulações foram descritos através de tabelas, que mostram os efeitos das descargas atmosféricas na rede elétrica.

5.2 Simulações

A partir da integração dos módulos pré-definidos anteriormente, foi desenvolvido sistema elétrico representado na figura 5.1, onde foram realizadas as simulações das incidências de descargas atmosféricas próximas às junções entre os sistemas de transmissão de energia aéreas e subterrâneas.

As simulações foram realizadas nos sistemas de transmissão entre SE Bandeirantes – ETD Granja Julieta e SE Bandeirantes – ETD Morumbi, pois embora tenham características semelhantes, existem diferenças entre os trechos em questão que podem ocasionar alterações nos resultados das simulações.

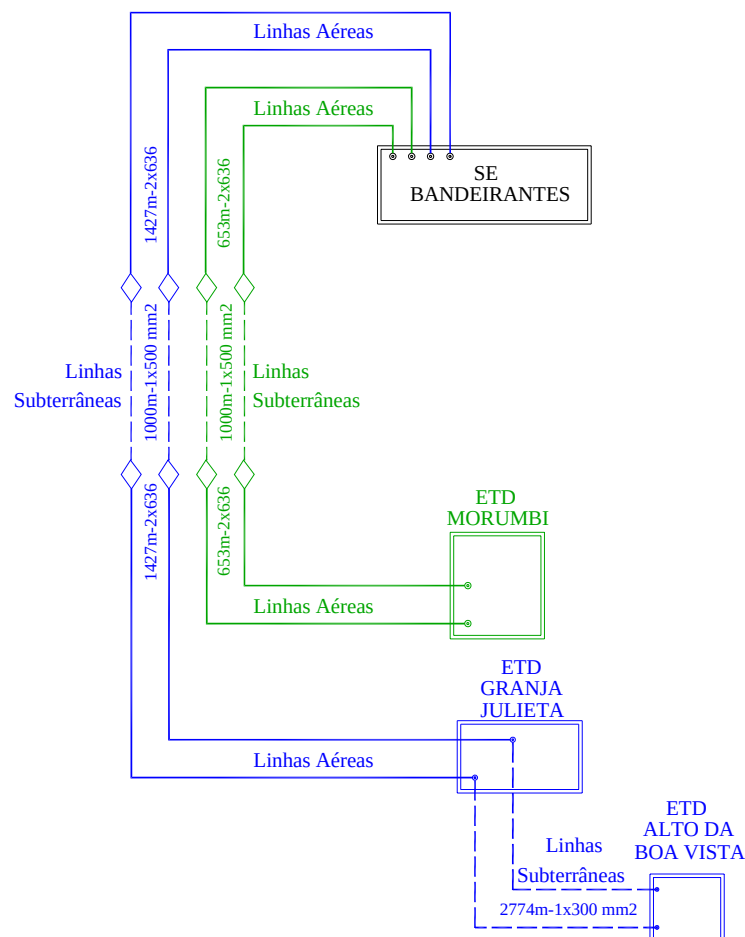


Figura 5.1 – Diagrama do sistema elétrico interligado

O detalhamento dos trechos de transmissão utilizados nas simulações é mostrado na figura 5.2, sendo que cada um deles tem em sua composição, dois trechos de linhas aéreas intercaladas por um sistema de transmissão subterrâneo de 1000 m de comprimento, configurando assim dois modelos de linha de transmissão, ou seja:

- SE Bandeirantes – ETD Morumbi, com distância de 653 m entre a torre nº 1 e a SE Bandeirantes e a mesma distância entre a torre nº 4 e a ETD Morumbi.;
- SE Bandeirantes – ETD Granja Julieta, com distância de 1.427 m entre a torre nº 1 e a SE Bandeirantes e a mesma distância entre a torre nº 04 e a ETD Granja Julieta.

As distâncias entre as torres nº 1 e 2 e as torres nº 03 e 04 são de 100 m nos dois modelos de linha de transmissão.

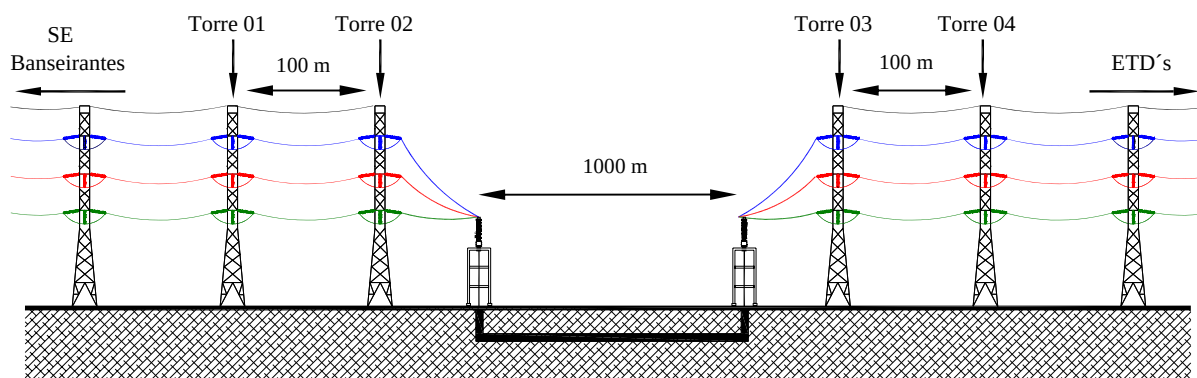


Figura 5.2 – Diagrama do sistema utilizado nas simulações

5.2.1 Simulações das descargas atmosféricas:

As simulações das descargas atmosféricas foram realizadas visando criar um cenário mais realístico possível, dentro de um critério de maior impacto ao sistema elétrico forma definidos as seguintes propriedades:

- As simulações das descargas atmosféricas foram realizadas nos dois lados dos cabos subterrâneos, conforme ilustra a figura 5.3. Destaca-se que não foram contemplados os casos de descargas simultâneas;
- As descargas atmosféricas diretas incidiram sobre as torres n^{os} 01 e 04 que estão distanciadas a 100m das conexões entre as linhas aéreas e as estações de transição, conforme representado na figura 5.3, pois, probabilisticamente, é quase impossível que a descarga atinja o condutor no interior da estação devido à blindagem existente;
- Será adotada a fase “A” como local da descarga, por se tratar do cabo mais alto da torre de transmissão;

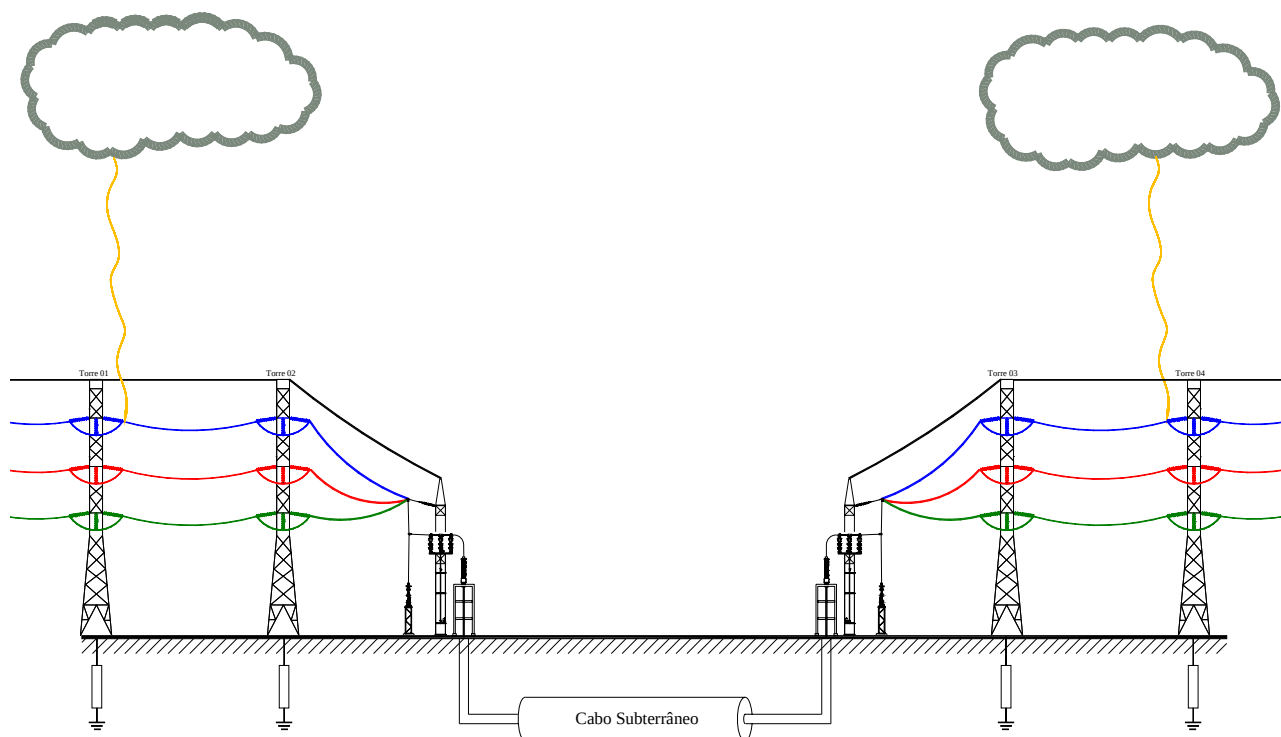


Figura 5.3 – Diagrama utilizado para a simulação de descarga atmosférica direta

- Para as simulações das descargas no cabo guarda, estas incidiram junto às torres n^{os} 02 e 03, conforme mostra a figura 5.4.

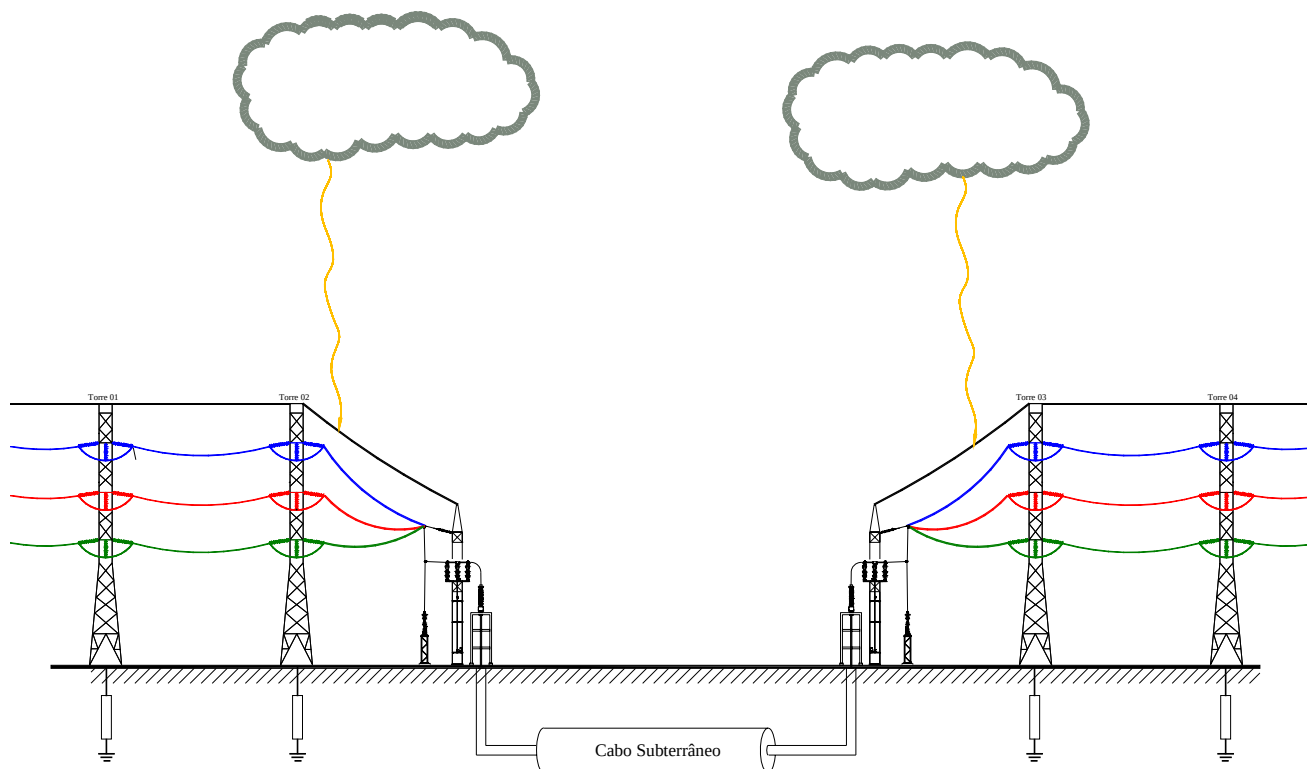


Figura 5.4 – Diagrama utilizado nas simulações de descarga atmosférica no cabo guarda

5.2.2 Definição dos padrões para simulação

Por se tratar de um estudo comparativo, as configurações do sistema elétrico equivalente utilizado nas simulações foram definidas a partir de diversas combinações que consideraram a alternância dos parâmetros, tais como: a utilização de para-raios e tipos de cabo e os padrões das instalações. Manteve-se inalterados os demais parâmetros do sistema.

- **Configurações dos cabos**

As configurações dos cabos subterrâneos utilizados neste trabalho são seco e a óleo, como citado no item 2.6.

- **Configurações dos para-raios**

Os para-raios foram instalados na entrada e saída das estações de transição, conforme citado no capítulo 2. Vale salientar que sua utilização em sistemas de distribuição não é comum, porém, o trabalho não estaria completo sem o estudo da influência dos mesmos na atenuação dos efeitos das descargas atmosféricas.

- **Configurações das instalações dos cabos subterrâneos:**

Foram utilizados os quatro tipos de configuração de instalação dos cabos subterrâneos nas simulações realizadas, que foram descritas no capítulo 2.

- Trifólio;
- Vertical;
- Horizontal;
- Trifólio separado.

- **Padrões para simulação**

Para contemplar todas as combinações das variáveis em questão, foram necessárias 16 simulações de cada lado do cabo subterrâneo totalizando assim 32 eventos, que é ilustrada na figura 5.5. Para os tipos de incidências (direta e no cabo guarda), e em cada trecho de linha de transmissão das estações, ou seja, totalizando 128 simulações.

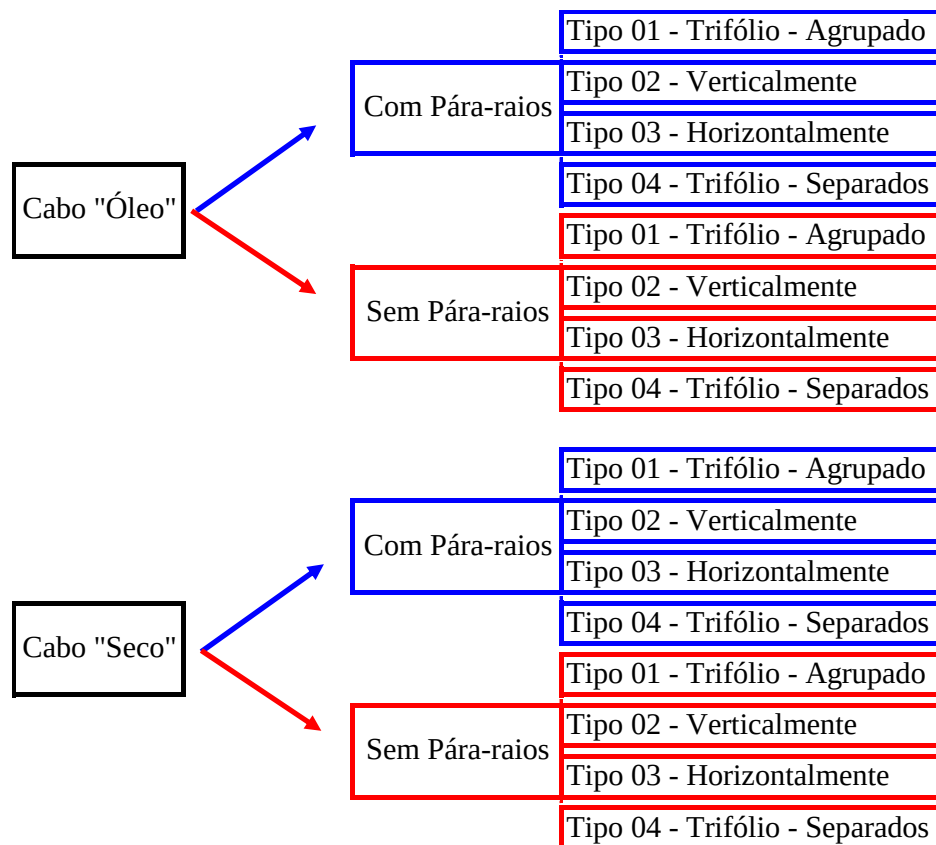


Figura 5.5 – Configurações utilizadas nas simulações

5.2.3 Levantamento dos resultados das simulações

A aferição dos resultados das simulações foi realizada de forma sistemática, com a finalidade de definir os valores máximos das tensões referentes aos condutores das torres n^{os} 1, 2, 3 e 4 para os diversos padrões de simulação.

- **Definições para o levantamento das tensões**

Em todas as simulações de descargas atmosféricas diretas realizadas, foi verificado a elevação nos níveis de tensão dos condutores em relação à estrutura da sustentação, superando os limites de isolamento dos cabos, provocando desta forma a ionização do meio e um consequente curto-circuito entre as partes envolvidas.

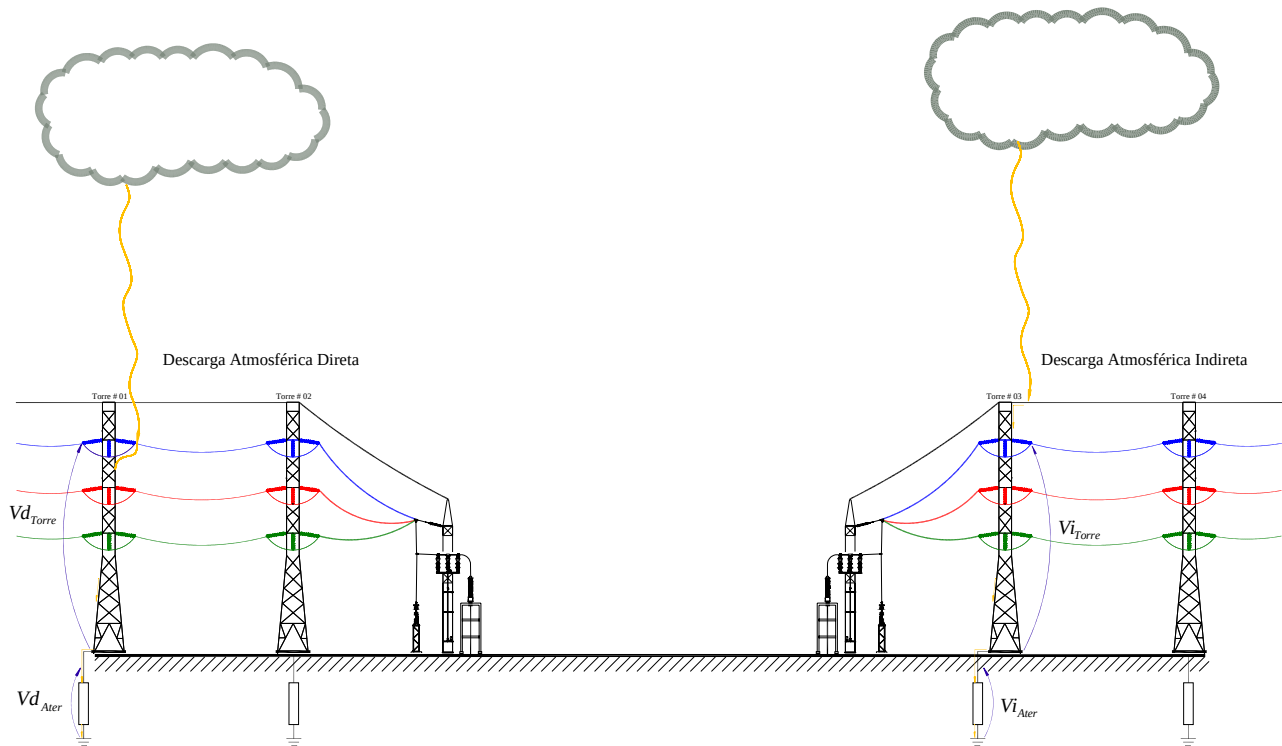


Figura 5.6 – Fluxo da corrente da descarga direta na torre 01 na fase “A” e no cabo guarda da torre 03

Devido a este curto-circuito, a corrente da descarga passará em quase sua totalidade pela estrutura da torre conforme a figura 5.6 e, consequentemente, pela resistência de aterramento da mesma, produzindo, desse modo, uma tensão Vd_{Ater} demonstrada na figura 5.7, cujo valor máximo encontrado nas simulações foi de 143,78 kV, tal fenômeno foi simulado através da chave descrita no item 3.8.

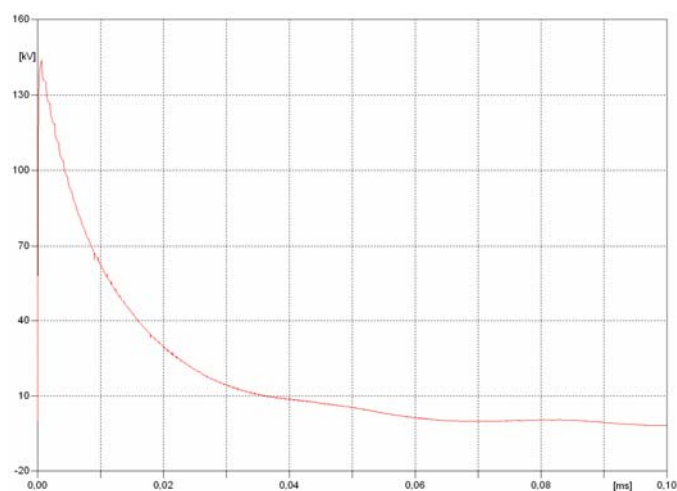


Figura 5.7 – Gráfico da tensão Vd_{Ater} em descarga atmosférica direta.

A tensão Vd_{Ater} tem valor relevante somente na torre que receber a descarga, sendo assim, o efeito é praticamente desprezível no restante delas. Visto que as medições das tensões de maior relevância ao trabalho referem-se às torres 02 e 03, desta forma foi adotada a tensão $Vd_{Ater} = 0$.

Nas simulações de descargas atmosféricas no cabo guarda, a corrente da descarga também passa quase em sua totalidade pela estrutura da torre e pela resistência de aterramento da mesma, produzindo tensão Vi_{Ater} ilustrada na figura 5.7, cujo valor máximo encontrado nas simulações realizadas foi de 146,40 kV. Ao contrário que ocorre nas simulações de descarga direta, a tensão Vi_{Ater} influencia diretamente nas tensões das torres 02 e 03, pois são os locais da incidência da descarga. Em decorrência da flutuação da referência de terra nos pontos de medição, foram definidos os valores de tensão entre as estruturas e os condutores que são calculados pela equação (5.1), sendo estes utilizados como referência para a realização da análise comparativa.

$$Vi_{Torre} = Vi_{Fase/Terra} - Vi_{Ater} \quad (5.1)$$

A figura 5.8 ilustra um exemplo de resultado de simulação de uma descarga direta na fase “A” – torre nº 01 – e a medição de tensão também na fase “A” nas torres nºs 02, 03 e 04 (vermelha, verde e azul, respectivamente). Cabe também citar que a fase “A” será o foco de todas as medições.

Em virtude da grande quantidade de gráficos, os resultados das simulações são exibidos somente através de tabelas.

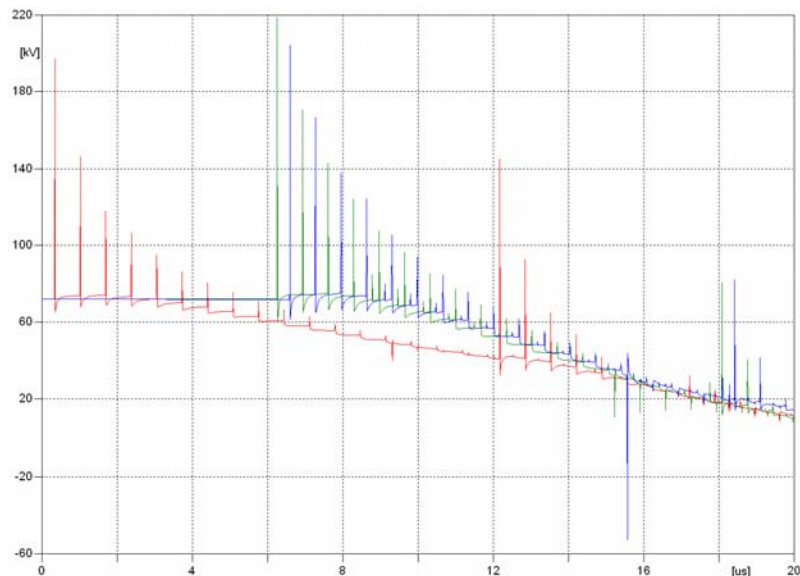


Figura 5.8 – Resultado de uma simulação - Descarga direta na fase “A” na torre 01 e registro de tensão na fase “A” nas demais torres.

5.2.4 Limites de isolamento

O limite adotado para balizar a análise dos resultados obtidos pelas simulações está embasado na NBR 6939-2000. Os equipamentos das estações analisados neste trabalho possuem tensão nominal de 145 kV.

Como mostra a tabela 5.1, será adotado um valor de 450 kV de NBI, que também foi o menor valor encontrado nos equipamentos avaliados.

Tabela 5.1 – Níveis de isolamento normalizados

Tensão máxima do equipamento (kV eficaz)	Tensão suportável normalizada de frequência fundamental de curta duração (kV eficaz)	Tensão suportável normalizada de impulso atmosférico (kV crista)
145	185	450
	230	550
	275	650

5.3 Simulações do sistema integrado

As simulações foram realizadas de acordo com os padrões definidos anteriormente e com o uso do tempo total para simulação, ou seja, de $100 \mu s$ em um passo de integração de $2 ns$. Em todas as avaliações utilizou-se o circuito para simulação de *flashover* no isolador da torre que recebeu a descarga, sendo que o mesmo atua de forma instantânea conforme mencionado anteriormente.

As análises comparativas das tensões resultantes das simulações foram realizadas considerando-se as seguintes situações:

- Sistemas de transmissão entre as SE Bandeirantes e as ETDs Morumbi e Granja Julieta;
- Cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas atmosféricas diretas;
- Cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas atmosféricas no cabo guarda;
- Utilização de para-raios;
- Configurações da instalação dos cabos subterrâneos.

5.3.1 Análise comparativa entre os sistemas de transmissão entre a SE Bandeirantes e as ETDs Morumbi e Granja Julieta

Esta análise comparativa definirá a relevância das configurações das estações na atenuação dos efeitos dos transitórios eletromagnéticos. Vale mencionar que o trecho aéreo entre a SE Bandeirantes e a ETD Granja Julieta além de possuir o maior comprimento, a mesma possui uma linha de transmissão subterrânea de 2,774 km que conecta as ETDs Granja Julieta e Alto da Boa Vista, representado na figura 5.1. Para tanto, foram desenvolvidos quatro tipos de configurações para o sistema de transmissão em questão, conforme ilustradas na tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Configurações utilizadas para análise comparativa entre sistemas de transmissão para descargas atmosféricas diretas

Configuração	Tipo de cabo	Trecho da simulação	Utilização de para-raios
01-01	Isolação a óleo	SE Bandeirantes às ETDs Morumbi e Alto Boa Vista	Sim
01-02	Isolação a óleo	SE Bandeirantes às ETDs Morumbi e Granja Julieta	Não
01-03	Isolação a seco	SE Bandeirantes às ETDs Morumbi e Granja Julieta	Sim
01-04	Isolação a seco	SE Bandeirantes às ETDs Morumbi e Granja Julieta	Não

a) Configuração 01-01

Os valores das tensões indicado na tabela 5.3 foram obtidos através da simulação de modelo de configuração 01-01 descrita na tabela 5.2:

Tabela 5.3 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-01

Cabo	Configuração	Descarga	SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Granja Julieta			
			Cabo a Óleo com Para-raios				Cabo a Óleo com Para-raios			
			Resultados em Volts				Resultados em Volts			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	1,053E+05	9,190E+04	9,175E+04	9,563E+05	1,047E+05	9,121E+04	9,104E+04
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,043E+05	8,876E+04	8,894E+04	9,563E+05	1,037E+05	8,812E+04	8,830E+04
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,062E+05	8,809E+04	8,834E+04	9,563E+05	1,056E+05	8,743E+04	8,767E+04
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,064E+05	9,750E+04	9,704E+04	9,563E+05	1,056E+05	9,680E+04	9,634E+04
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 04	9,180E+04	9,194E+04	1,053E+05	9,563E+05	9,118E+04	9,131E+04	1,046E+05	9,563E+05
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 04	8,900E+04	8,880E+04	1,043E+05	9,563E+05	8,846E+04	8,820E+04	1,036E+05	9,563E+05
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	8,840E+04	8,814E+04	1,062E+05	9,563E+05	8,782E+04	8,755E+04	1,055E+05	9,563E+05
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	9,710E+04	9,754E+04	1,064E+05	9,563E+05	9,649E+04	9,691E+04	1,057E+05	9,563E+05

Os resultados comparativos entre os modelos que utilizam os trechos SE Bandeirantes e ETD Morumbi e SE Bandeirantes e ETD Granja Julieta foram determinados através da equação (5.2) e descritos na tabela 5.4 em forma percentual.

$$Diferença (\%) = \frac{V_{BM} - V_{BG}}{V_{BM}} \times 100 \quad (5.2)$$

Sendo:

- V_{BM} = Tensão (fase-terra) do cabo da fase “A” pertencente ao sistema de transmissão entre as SE Bandeirantes e ETD Morumbi;
- V_{BG} = Tensão (fase-terra) do cabo da fase “A” pertencente ao sistema de transmissão entre as SE Bandeirantes e ETD Granja Julieta.

Tabela 5.4 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram a configuração 01-01

Cabo	Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	0,62%	0,75%	0,77%
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	0,62%	0,72%	0,72%
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	0,61%	0,75%	0,76%
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	0,77%	0,71%	0,72%
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 04	0,67%	0,68%	0,68%	0,00%
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 04	0,61%	0,68%	0,68%	0,00%
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	0,66%	0,67%	0,67%	0,00%
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	0,63%	0,64%	0,68%	0,00%

b) Configuração 01-02

Os valores das tensões apresentados na tabela 5.5 foram obtidos através de simulação de modelo de configuração 01-02 e ilustrada na tabela 5.2:

Tabela 5.5 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-02

Cabo	Configuração	Descarga	SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Granja Julieta			
			Cabo a Óleo sem Para-raios				Cabo a Óleo sem Para-raios			
			Resultados em Volts				Resultados em Volts			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	2,015E+05	2,400E+05	2,239E+05	9,563E+05	2,008E+05	2,393E+05	2,231E+05
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,833E+05	1,877E+05	1,837E+05	9,563E+05	1,827E+05	1,871E+05	1,830E+05
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,954E+05	1,869E+05	1,840E+05	9,563E+05	1,947E+05	1,862E+05	1,833E+05
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,976E+05	2,195E+05	2,052E+05	9,563E+05	1,970E+05	2,188E+05	2,045E+05
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 04	2,239E+05	2,400E+05	2,014E+05	9,563E+05	2,233E+05	2,394E+05	2,007E+05	9,563E+05
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 04	1,838E+05	1,878E+05	1,833E+05	9,563E+05	1,832E+05	1,872E+05	1,826E+05	9,563E+05
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	1,841E+05	1,870E+05	1,953E+05	9,563E+05	1,835E+05	1,864E+05	1,946E+05	9,563E+05
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	2,053E+05	2,195E+05	1,976E+05	9,563E+05	2,047E+05	2,189E+05	1,969E+05	9,563E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma análoga ao item anterior e os resultados foram demonstrados na tabela 5.6.

Tabela 5.6 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-02

Cabo	Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	0,33%	0,30%	0,33%
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	0,37%	0,34%	0,35%
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	0,34%	0,36%	0,38%
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	0,33%	0,33%	0,33%
Óleo 01	Trifólio / junto	Torre 04	0,29%	0,27%	0,36%	0,00%
Óleo 02	Paralelo / vertical	Torre 04	0,30%	0,30%	0,39%	0,00%
Óleo 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	0,32%	0,32%	0,37%	0,00%
Óleo 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	0,29%	0,30%	0,36%	0,00%

c) Configuração 01-03.

Os valores das tensões, expressos na tabela 5.7, foram obtidos mediante simulação de modelo de configuração 01-03 e descrita na tabela 5.2:

Tabela 5.7 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-03

Cabo	Configuração	Descarga	SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Granja Julieta			
			Cabo a Seco com Para-raios				Cabo a Seco com Para-raios			
			Resultados em Volts				Resultados em Volts			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 01	9,560E+05	1,071E+05	9,123E+04	9,117E+04	9,560E+05	1,064E+05	9,054E+04	9,048E+04
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 01	9,560E+05	1,062E+05	8,870E+04	8,884E+04	9,560E+05	1,056E+05	8,808E+04	8,821E+04
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	9,560E+05	1,082E+05	8,770E+04	8,799E+04	9,560E+05	1,075E+05	8,705E+04	8,724E+04
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	9,560E+05	1,082E+05	9,689E+04	9,651E+04	9,560E+05	1,076E+05	9,621E+04	9,581E+04
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 04	9,121E+04	9,126E+04	1,070E+05	9,560E+05	9,061E+04	9,064E+04	1,063E+05	9,560E+05
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 04	8,889E+04	8,874E+04	1,062E+05	9,560E+05	8,835E+04	8,819E+04	1,055E+05	9,560E+05
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	8,795E+04	8,774E+04	1,081E+05	9,560E+05	8,737E+04	8,715E+04	1,074E+05	9,560E+05
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	9,656E+04	9,692E+04	1,082E+05	9,560E+05	9,581E+04	9,630E+04	1,075E+05	9,560E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma semelhante ao item anterior e os resultados foram exibidos na tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-03

Cabo	Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	0,61%	0,75%	0,76%
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	0,62%	0,69%	0,71%
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	0,60%	0,74%	0,85%
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	0,60%	0,70%	0,72%
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 04	0,67%	0,69%	0,65%	0,00%
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 04	0,61%	0,62%	0,66%	0,00%
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	0,66%	0,67%	0,66%	0,00%
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	0,78%	0,64%	0,66%	0,00%

d) Configuração 01-04

Os valores das tensões, ilustrados na tabela 5.9, foram obtidos mediante simulação de modelo de configuração 01-04 indicada na tabela 5.2.

Tabela 5.9 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 01-04

Cabo	Configuração	Descarga	SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Granja Julieta			
			Cabo a Seco sem Para-raios				Cabo a Seco sem Para-raios			
			Resultados em Volts				Resultados em Volts			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 01	9,560E+05	2,224E+05	2,614E+05	2,433E+05	9,560E+05	2,218E+05	2,606E+05	2,426E+05
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 01	9,560E+05	2,021E+05	2,132E+05	2,068E+05	9,560E+05	2,014E+05	2,125E+05	2,062E+05
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	9,560E+05	2,166E+05	1,861E+05	1,856E+05	9,560E+05	2,160E+05	1,854E+05	1,849E+05
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	9,560E+05	2,190E+05	2,546E+05	2,457E+05	9,560E+05	2,184E+05	2,539E+05	2,451E+05
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 04	2,434E+05	2,614E+05	2,224E+05	9,560E+05	2,427E+05	2,607E+05	2,217E+05	9,560E+05
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 04	2,069E+05	2,132E+05	2,020E+05	9,560E+05	2,064E+05	2,126E+05	2,013E+05	9,560E+05
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	1,857E+05	1,861E+05	2,166E+05	9,560E+05	1,851E+05	1,855E+05	2,159E+05	9,560E+05
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	2,458E+05	2,546E+05	2,190E+05	9,560E+05	2,452E+05	2,540E+05	2,183E+05	9,560E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma similar ao item anterior e os resultados estão discriminados na tabela 5.10.

Tabela 5.10 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 01-04

Cabo	Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
			Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	0,30%	0,28%	0,30%
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	0,33%	0,30%	0,31%
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	0,30%	0,34%	0,36%
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	0,30%	0,26%	0,28%
Seco 01	Trifólio / junto	Torre 04	0,26%	0,25%	0,32%	0,00%
Seco 02	Paralelo / vertical	Torre 04	0,27%	0,27%	0,35%	0,00%
Seco 03	Paralelo / horizontal	Torre 04	0,31%	0,31%	0,33%	0,00%
Seco 04	Trifólio / distanciado	Torre 04	0,25%	0,24%	0,33%	0,00%

Análise dos Resultados Obtidos:

- Notou-se uma pequena diferença percentual entre os dois trechos em questão, a variação da tensão foi aproximadamente 0,7 % com a utilização de para-raios e de 0,3 % sem a sua utilização, podendo ser considerados valores pouco significativos. Desta forma, comprova-se que os equipamentos agregados às estações têm pouca influência em fenômenos de transitórios eletromagnéticos;
- Mesmo que pequenas, as diferenças entre os níveis de tensões registradas nas simulações demonstraram que, o trecho de linha entre a SE Bandeirantes e ETD Morumbi produziu menor atenuação aos efeitos das descargas atmosféricas em relação ao trecho SE Bandeirantes e ETD Granja Julieta, em virtude do mesmo possuir menor quantidade de equipamentos agregados.

5.3.2 Análise comparativa entre os cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas atmosféricas diretas

Esta análise foi realizada por meio de comparação dos efeitos de descargas atmosféricas diretas nas linhas em questão.

Será adotado somente o trecho entre a SE Bandeirantes e a ETD Morumbi para simulações, tendo em vista as pequenas diferenças entre os resultados obtidos no item 5.3.1, esta análise foi realizada de forma análoga ao item anterior, para tanto foram desenvolvidas dois tipos de configurações no sistema de transmissão que são descritas na tabela 5.11.

Tabela 5.11 – Configurações utilizadas para análise comparativa entre cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas diretas

Configuração	Trecho da simulação	Tipo de Cabo	Tipo de descarga	Utilização de para-raios
02-01	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Seco e a óleo	Direta	Sim
02-02	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Seco e a óleo	Direta	Não

a) Configuração 02-01

Os resultados das simulações do modelo com a configuração 02-01 que é exibida na tabela 5.11, estão descrito na tabela 5.12:

Tabela 5.12 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 02-01

		SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Óleo com Para-raios				Cabo a Seco com Para-raios			
		Resultados em Volts				Resultados em Volts			
Configuração	Descarga	Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04	Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	1,053E+05	9,190E+04	9,175E+04	9,563E+05	1,071E+05	9,123E+04	9,117E+04
Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,043E+05	8,876E+04	8,894E+04	9,563E+05	1,062E+05	8,870E+04	8,884E+04
Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,062E+05	8,809E+04	8,834E+04	9,563E+05	1,082E+05	8,770E+04	8,799E+04
Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,064E+05	9,750E+04	9,704E+04	9,563E+05	1,082E+05	9,689E+04	9,651E+04
Trifólio / junto	Torre 04	9,180E+04	9,194E+04	1,053E+05	9,563E+05	9,121E+04	9,126E+04	1,070E+05	9,563E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	8,900E+04	8,880E+04	1,043E+05	9,563E+05	8,889E+04	8,874E+04	1,062E+05	9,563E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	8,840E+04	8,814E+04	1,062E+05	9,563E+05	8,795E+04	8,774E+04	1,081E+05	9,563E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	9,710E+04	9,754E+04	1,064E+05	9,563E+05	9,656E+04	9,692E+04	1,082E+05	9,563E+05

Os resultados comparativos entre os cabos a óleo e seco quando submetidos às descargas atmosféricas de forma direta, foram determinados através da equação (5.3), a partir dos dados descritos na tabela 5.12 e foram apresentados em forma percentualmente na tabela 5.13.

$$Diferença (\%) = \frac{V_{\text{óleo}} - V_{\text{seco}}}{V_{\text{óleo}}} \times 100 \quad (5.3)$$

Sendo:

- $V_{\text{óleo}}$ = Tensão (fase-terra) no cabo que utiliza o princípio de isolamento a óleo, referente à fase “A”;
- V_{seco} = Tensão (fase-terra) no cabo que utiliza o princípio de isolamento a seco referente à fase “A”.

Tabela 5.13 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 02-01

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
		Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	-1,64%	0,73%	0,63%
Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	-1,79%	0,06%	0,11%
Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	-1,82%	0,44%	0,40%
Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	-1,71%	0,63%	0,55%
Trifólio / junto	Torre 04	0,64%	0,73%	-1,64%	0,00%
Paralelo / vertical	Torre 04	0,12%	0,07%	-1,79%	0,00%
Paralelo / horizontal	Torre 04	0,51%	0,45%	-1,83%	0,00%
Trifólio / distanciado	Torre 04	0,56%	0,63%	-1,72%	0,00%

b) Configuração 02-02

Os resultados das simulações do modelo com a configuração 02-02 que é demonstrada na tabela 5.11, estão ilustrado na tabela 5.14:

Tabela 5.14 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 02-02

		SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Óleo sem Para-raios				Cabo a Seco sem Para-raios			
		Resultados em Volts				Resultados em Volts			
Configuração	Descarga	Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04	Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	2,015E+05	2,400E+05	2,239E+05	9,563E+05	2,224E+05	2,614E+05	2,433E+05
Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,833E+05	1,877E+05	1,837E+05	9,563E+05	2,021E+05	2,132E+05	2,068E+05
Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,954E+05	1,869E+05	1,840E+05	9,563E+05	2,166E+05	1,861E+05	1,856E+05
Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,976E+05	2,195E+05	2,052E+05	9,563E+05	2,190E+05	2,546E+05	2,457E+05
Trifólio / junto	Torre 04	2,239E+05	2,400E+05	2,014E+05	9,563E+05	2,434E+05	2,614E+05	2,224E+05	9,563E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	1,838E+05	1,878E+05	1,833E+05	9,563E+05	2,069E+05	2,132E+05	2,020E+05	9,563E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	1,841E+05	1,870E+05	1,953E+05	9,563E+05	1,857E+05	1,861E+05	2,166E+05	9,563E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	2,053E+05	2,195E+05	1,976E+05	9,563E+05	2,458E+05	2,546E+05	2,190E+05	9,563E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma análoga ao item anterior e os resultados estão discriminados na tabela 5.15.

Tabela 5.15 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 02-02

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
		Torre 01	Torre # 02	Torre # 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	-10,40%	-8,91%	-8,68%
Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	-10,22%	-13,55%	-12,61%
Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	-10,89%	0,44%	-0,88%
Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	-10,82%	-16,00%	-19,76%
Trifólio / junto	Torre 04	-8,68%	-8,90%	-10,41%	0,00%
Paralelo / vertical	Torre 04	-12,60%	-13,55%	-10,23%	0,00%
Paralelo / horizontal	Torre 04	-0,87%	0,44%	-10,90%	0,00%
Trifólio / distanciado	Torre 04	-19,75%	-15,99%	-10,83%	0,00%

Análise dos resultados:

- Aumento dos níveis de tensão em virtude da substituição dos cabos a óleo pelos cabos a seco, cujos modelos não possuem para-raios. Nas torres números 2 e 3, os valores percentuais aproximaram-se a 11 % e nas outras sustentações, a 20 %. Isso revela um aumento expressivo nos níveis de tensão em todos os casos analisados no trabalho;
- Na comparação realizada neste estudo, os condutores com isolamento a óleo apresentaram maior eficiência nas atenuações às tensões em relação ao seco,

realizando uma análise do ponto de vista das alterações das características das linhas de transmissão subterrâneas decorrentes a troca do cabo a óleo pelo a seco, pode-se dizer;

- a. O aumento das impedâncias de surto, que é demonstrado na tabela 4.22, sendo tais valores próximos a 22 %, foi principal responsável pela elevação dos picos de tensão nos cabos a seco;
 - b. A redução velocidade de propagação, que é indicada na tabela 4.23, demonstram índices que não ultrapassaram 14 %, podendo esta ser considerada como um efeito atenuante na tensão de pico resultante do transitório eletromagnético, porém em razão dos percentuais de aumento das impedâncias serem maiores, este parâmetro não foi preponderante no resultado final;
 - c. Os coeficientes de reflexão e refração não sofreram alterações significativas em razão da grande diferença entre as impedâncias dos cabos (aéreos e subterrâneos) em questão.
- Os valores das tensões encontrados nas simulações não ultrapassaram os níveis de isolamento normalizados, mesmo sem a utilização dos para-raios, o que atesta o amortecimento dos efeitos dos transitórios eletromagnéticos pelos cabos subterrâneos.

5.3.3 Análise comparativa entre os cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas atmosféricas no cabo guarda

Esta análise foi realizada a partir da comparação dos efeitos das descargas atmosféricas no cabo guarda em sistemas providos de condutores isolados com o princípio a óleo e a seco, as tensões resultantes das simulações foram em relação à fase “A” nas torres:

- 01 e 02 nos casos onde as descargas ocorreram na torre 02;
- 03 e 04 quando houverem incidências na torre 03.

Foram adotados de forma semelhante ao realizado na análise comparativa da configuração 02-01, dois tipos de configurações no sistema de transmissão, sendo que, as mesmas estão descritas na tabela 5.16.

Tabela 5.16 – Configurações utilizadas para análise comparativa entre cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas no cabo guarda

Configuração	Trecho da simulação	Tipo de Cabo	Local da descarga	Utilização de para-raios
03-01	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Seco e a óleo	Torre 02	Não
03-02	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Seco e a óleo	Torre 03	Não

a) Configuração 03-01

Os resultados das simulações do modelo com a configuração 03-01 que é exibida na tabela 5.16, estão demonstrados na tabela 5.17:

Tabela 5.17 – Resultados das simulações realizadas no cabo guarda com o modelo que utiliza a configuração 03-01

		SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Óleo sem Para-raios		Cabo a Seco sem Para-raios	
		Resultados em Volts		Resultados em Volts	
Configuração	Descarga	Torre 01	Torre 02	Torre 01	Torre 02
Trifólio / junto	Torre 02	1,34E+05	2,21E+05	1,34E+05	2,20E+05
Paralelo / vertical	Torre 02	1,34E+05	2,21E+05	1,34E+05	2,20E+05
Paralelo / horizontal	Torre 02	1,34E+05	2,20E+05	1,33E+05	2,20E+05
Trifólio / distanciado	Torre 02	1,34E+05	2,21E+05	1,34E+05	2,20E+05

Os resultados percentuais do comparativo entre os cabos a óleo e seco quando submetidos às descargas atmosféricas no cabo guarda, foram obtidos através da equação (5.3) utilizando-se os dados descritos nas tabelas 5.17 e descritos na tabela 5.18.

Tabela 5.18 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 03-01

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual	
		Torre 01	Torre 02
Trifólio / junto	Torre 02	0,34%	0,22%
Paralelo / vertical	Torre 02	0,36%	0,22%
Paralelo / horizontal	Torre 02	0,49%	0,27%
Trifólio / distanciado	Torre 02	0,40%	0,25%

b) Configuração 03-02

Os resultados das simulações do sistema elétrico com a configuração 03-02 que é determinada na tabela 5.16, estão ilustrados na tabela 5.19:

Tabela 5.19 – Resultados das simulações realizadas no cabo guarda com o modelo que utiliza a configuração 03-02

		SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Óleo sem Para-raios		Cabo a Seco sem Para-raios	
		Resultados em Volts		Resultados em Volts	
Configuração	Descarga	Torre 03	Torre 04	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 04	1,34E+05	2,21E+05	1,33E+05	2,20E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	1,34E+05	2,21E+05	1,34E+05	2,20E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	1,34E+05	2,20E+05	1,33E+05	2,19E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	1,34E+05	2,21E+05	1,34E+05	2,20E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma similar ao item anterior e estão indicados na tabela 5.20 em valores percentuais.

Tabela 5.20 – Resultados das diferenças percentuais entre os valores das tensões, resultantes das simulações dos modelos com configuração 03-02

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual	
		Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 03	0,40%	0,25%
Paralelo / vertical	Torre 03	0,37%	0,22%
Paralelo / horizontal	Torre 03	0,47%	0,28%
Trifólio / distanciado	Torre 03	0,40%	0,25%

Análise dos resultados:

- Para descargas no cabo para-raio as alterações percentuais nas tensões não ultrapassam 0,5 %, concluindo-se que as variações no comportamento das tensões em função da substituição cabo subterrâneo a óleo pelo a seco são reduzidas;
- Mesmo que pequenas, as variações indicam que o cabo seco impõe um efeito atenuante maior que o a óleo em todos os resultados, ao contrário do ocorrido nas simulações de descargas diretas.

5.3.4 Análise comparativa da utilização de para-raios em cabos subterrâneos a óleo e seco para descargas diretas

Esta verificação foi realizada com simulações somente de descargas diretas, devido à irrelevância na atenuação pelos para-raios sobre os efeitos das descargas no cabo guarda.

O critério para obtenção dos resultados foi análogo ao item 5.3.2, foi utilizado o trecho entre a SE Bandeirantes e a ETD Morumbi como a base para o levantamento de dados e também foram definidos dois tipos de configurações para o sistema de transmissão que estão descritas na tabela 5.21.

Tabela 5.21 – Configurações utilizadas para análise comparativa do efeito atenuante do para-raios nos cabos a seco e a óleo para descargas atmosféricas direta

Configuração	Trecho da simulação	Tipo de Cabo	Tipo de descarga	Utilização de para-raios
04-01	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Óleo	Direta	Não
04-02	SE Bandeirantes à ETD Morumbi	Seco	Direta	Não

a) Configuração 04-01

Os resultados das simulações do sistema elétrico com a configuração 04-01 que é determinada na tabela 5.21, estão indicados na tabela 5.22:

Tabela 5.22 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo de configuração 04-01

		SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Óleo com Para-raios				Cabo a Óleo sem Para-raios			
Configuração	Descarga	Resultados em Volts				Resultados em Volts			
		Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	1,053E+05	9,190E+04	9,175E+04	9,563E+05	2,015E+05	2,400E+05	2,239E+05
Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,043E+05	8,876E+04	8,894E+04	9,563E+05	1,833E+05	1,877E+05	1,837E+05
Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,062E+05	8,809E+04	8,834E+04	9,563E+05	1,954E+05	1,869E+05	1,840E+05
Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,064E+05	9,750E+04	9,704E+04	9,563E+05	1,976E+05	2,195E+05	2,052E+05
Trifólio / junto	Torre 04	9,180E+04	9,194E+04	1,053E+05	9,563E+05	2,239E+05	2,400E+05	2,014E+05	9,563E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	8,900E+04	8,880E+04	1,043E+05	9,563E+05	1,838E+05	1,878E+05	1,833E+05	9,563E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	8,840E+04	8,814E+04	1,062E+05	9,563E+05	1,841E+05	1,870E+05	1,953E+05	9,563E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	9,710E+04	9,754E+04	1,064E+05	9,563E+05	2,053E+05	2,195E+05	1,976E+05	9,563E+05

Os resultados comparativos em função da utilização de para-raios no cabo a óleo quando o mesmo for submetido às descargas atmosféricas de forma direta, foram

obtidos através da equação (5.4) através dos dados obtidos na tabela 5.22, sendo os resultados das simulações demonstrados na tabela 5.23.

$$Diferença (\%) = \frac{V_{CPR} - V_{SPR}}{V_{CPR}} \times 100 \quad (5.4)$$

Sendo:

- V_{CPR} = Tensão (fase-terra) medida nos cabos subterrâneos do sistema de transmissão que utilizam para-raios;
- V_{SPR} = Tensão (fase-terra) medida nos cabos subterrâneos do sistema de transmissão que não utilizam para-raios.

Tabela 5.23 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram a configuração 04-01

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
		Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	-91,30%	-161,13%	-143,99%
Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	-75,71%	-111,49%	-106,53%
Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	-83,88%	-112,17%	-108,27%
Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	-85,72%	-125,11%	-111,46%

Trifólio / junto	Torre 04	-143,93%	-161,05%	-91,32%	0,00%
Paralelo / vertical	Torre 04	-106,49%	-111,43%	-75,72%	0,00%
Paralelo / horizontal	Torre 04	-108,24%	-112,11%	-83,91%	0,00%
Trifólio / distanciado	Torre 04	-111,38%	-125,05%	-85,75%	0,00%

b) Configuração 04-02

Obtiveram-se os valores das tensões indicados na tabela 5.24 através de simulação do modelo de configuração 04.02 descrita na tabela 5.21:

Tabela 5.24 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 04-02

Configuração	Descarga	SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Cabo a Seco com Para-raios				Cabo a Seco sem Para-raios			
		Resultados em Volts				Resultados em Volts			
		Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	9,560E+05	1,071E+05	9,123E+04	9,117E+04	9,560E+05	2,224E+05	2,614E+05	2,433E+05
Paralelo / vertical	Torre 01	9,560E+05	1,062E+05	8,870E+04	8,884E+04	9,560E+05	2,021E+05	2,132E+05	2,068E+05
Paralelo / horizontal	Torre 01	9,560E+05	1,082E+05	8,770E+04	8,799E+04	9,560E+05	2,166E+05	1,861E+05	1,856E+05
Trifólio / distanciado	Torre 01	9,560E+05	1,082E+05	9,689E+04	9,651E+04	9,560E+05	2,190E+05	2,546E+05	2,457E+05

Trifólio / junto	Torre 04	9,121E+04	9,126E+04	1,070E+05	9,560E+05	2,434E+05	2,614E+05	2,224E+05	9,560E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	8,889E+04	8,874E+04	1,062E+05	9,560E+05	2,069E+05	2,132E+05	2,020E+05	9,560E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	8,795E+04	8,774E+04	1,081E+05	9,560E+05	1,857E+05	1,861E+05	2,166E+05	9,560E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	9,656E+04	9,692E+04	1,082E+05	9,560E+05	2,458E+05	2,546E+05	2,190E+05	9,560E+05

Os resultados comparativos foram obtidos de forma semelhante ao item anterior e estão indicados na tabela 5.25 em valores percentuais.

Tabela 5.25 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram à configuração 04-02

Configuração	Descarga	Resultados em Percentual			
		Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	-107,79%	-186,47%	-166,86%
Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	-90,26%	-140,30%	-132,83%
Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	-100,26%	-112,17%	-110,93%
Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	-102,36%	-162,78%	-154,64%
Trifólio / junto	Torre 04	-166,81%	-186,40%	-107,82%	0,00%
Paralelo / vertical	Torre 04	-132,80%	-140,24%	-90,29%	0,00%
Paralelo / horizontal	Torre 04	-111,13%	-112,13%	-100,29%	0,00%
Trifólio / distanciado	Torre 04	-154,53%	-162,71%	-102,38%	0,00%

Análise dos resultados:

- Há uma redução de aproximadamente 190% das tensões resultantes das descargas atmosféricas com a utilização de para-raios é realmente expressivo, mesmo quando as tensões obtidas não atingem 450 kV;
- A atenuação nos cabos secos é aproximadamente 20 % maior em relação ao do tipo a óleo, este resultado é associação a dois fatos:
 - a. Para-raios alinharem as tensões ao mesmo patamar indiferente ao nível de tensão inicial;
 - b. Tensões resultantes das simulações em sistemas providos de cabos a óleo serem menores níveis em relação ao a seco.

5.3.5 Análise comparativa em relação às configurações de instalação dos cabos subterrâneos

Este exame comparativo foi realizado somente com as simulações que utilizaram as descargas diretas em sistema provido de cabos subterrâneos, cujas variáveis são as diversas configurações das instalações, representadas pelos quatro modelos já descritos (trifólio, vertical, horizontal e trifólio separado).

Os resultados obtidos tiveram como base uma única configuração, sendo esta descrita abaixo:

- Medições na fase “A”;

- Trecho entre a SE Bandeirantes e a ETD Morumbi;
- Descarga atmosférica direta;
- Sem a utilização de para-raios;
- Cabos a óleo e seco.

Os resultados da simulação estão descritos na tabela 5.26.

Tabela 5.26 – Resultados das simulações realizadas na fase “A” com o modelo que utiliza a configuração 5-1

Configuração	Descarga	Cabo a óleo sem Para-raios				Cabo seco sem Para-raios			
		SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Resultados em Volts				Resultados em Volts			
		Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	9,563E+05	2,015E+05	2,400E+05	2,239E+05	9,560E+05	2,224E+05	2,614E+05	2,433E+05
Paralelo / vertical	Torre 01	9,563E+05	1,833E+05	1,877E+05	1,837E+05	9,560E+05	2,021E+05	2,132E+05	2,068E+05
Paralelo / horizontal	Torre 01	9,563E+05	1,954E+05	1,869E+05	1,840E+05	9,560E+05	2,166E+05	1,861E+05	1,856E+05
Trifólio / distanciado	Torre 01	9,563E+05	1,976E+05	2,195E+05	2,052E+05	9,560E+05	2,190E+05	2,546E+05	2,457E+05
		9,56E+05	1,94E+05	2,09E+05	1,99E+05	9,56E+05	2,15E+05	2,29E+05	2,20E+05
Trifólio / junto	Torre 04	2,239E+05	2,400E+05	2,014E+05	9,563E+05	2,434E+05	2,614E+05	2,224E+05	9,560E+05
Paralelo / vertical	Torre 04	1,838E+05	1,878E+05	1,833E+05	9,563E+05	2,069E+05	2,132E+05	2,020E+05	9,560E+05
Paralelo / horizontal	Torre 04	1,841E+05	1,870E+05	1,953E+05	9,563E+05	1,857E+05	1,861E+05	2,166E+05	9,560E+05
Trifólio / distanciado	Torre 04	2,053E+05	2,195E+05	1,976E+05	9,563E+05	2,458E+05	2,546E+05	2,190E+05	9,560E+05
		1,99E+05	2,09E+05	1,94E+05	9,56E+05	2,20E+05	2,29E+05	2,15E+05	9,56E+05

O comparativo entre os resultados obtidos nas simulações dos sistemas providos de cabos subterrâneos instalados segundo as quatro configurações em questão, foi obtido através da equação (5.5), utilizando-se os dados descritos na tabela 5.26 e foram discriminados na tabela 5.27 em valores percentuais.

$$Diferença (\%) = \frac{V_{média} - V_{config}}{V_{config}} \times 100 \quad (5.5)$$

Sendo:

- $V_{média}$ = Média dos valores de tensão (fase-terra) entre os quatro resultados (destacado no quadrado em vermelho da tabela 5.26) da mesma sustentação para uma configuração em questão;
- V_{config} = Tensão (fase-terra) medida no cabo de uma determinada configuração em questão.

Tabela 5.27 – Resumo das variações percentuais dos resultados das simulações cujos modelos que utilizaram a configuração 5-1

		Cabo a óleo sem Para-raios				Cabo seco sem Para-raios			
		SE Bandeirantes - ETD Morumbi				SE Bandeirantes - ETD Morumbi			
		Resultados em Volts				Resultados em Volts			
Configuração	Descarga	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04	Torre 01	Torre 02	Torre 03	Torre 04
Trifólio / junto	Torre 01	0,00%	3,49%	13,11%	11,02%	0,00%	3,33%	12,46%	9,42%
Paralelo / vertical	Torre 01	0,00%	-6,06%	-11,08%	-8,44%	0,00%	-6,42%	-7,34%	-6,54%
Paralelo / horizontal	Torre 01	0,00%	0,46%	-11,56%	-8,26%	0,00%	0,73%	-22,95%	-18,74%
Trifólio / distanciado	Torre 01	0,00%	1,61%	4,99%	2,93%	0,00%	1,81%	10,13%	10,33%
Trifólio / junto	Torre 04	11,02%	13,11%	3,49%	0,00%	9,42%	12,45%	3,33%	0,00%
Paralelo / vertical	Torre 04	-8,42%	-11,08%	-6,07%	0,00%	-6,53%	-7,34%	-6,42%	0,00%
Paralelo / horizontal	Torre 04	-8,25%	-11,56%	0,46%	0,00%	-18,72%	-22,95%	0,73%	0,00%
Trifólio / distanciado	Torre 04	2,92%	4,99%	1,61%	0,00%	10,31%	10,13%	1,82%	0,00%

Análise dos resultados:

- Os resultados obtidos nas simulações mostraram semelhanças no comportamento dos cabos a óleo e seco, principalmente nos locais de medições próximos as descargas atmosféricas, em destaque na tabela 5.27;
- As variações dos resultados encontrados nas simulações que estão ilustradas na tabela 5.27, foram reflexos das diferenças nas características elétricas nas linhas de transmissão subterrâneas em questão, conforme o capítulo IV e ilustradas nas tabelas 4.17 - 4.21, analisando-se os resultados, pode dizer que;
 - a) As variações encontradas entre os melhores e piores resultados são elevadas; no entanto, nos itens de maior relevância que estão destacados na tabela 5.27, as diferenças máximas foram de aproximadas 10%;
 - b) As resistências e as indutâncias quase não sofrem alterações em relação às configurações em questão; portanto, não são os fatores responsáveis pelas variações encontradas;
 - c) As mudanças na característica da impedância de surto e da velocidade de propagação da onda na linha subterrânea em questão são referentes às variações encontradas nas capacitâncias;
 - d) O melhor desempenho em relação às atenuações das tensões está agregado aos menores valores de impedância de surto e de velocidade de propagação, que no caso é representada pela configuração do tipo 02.

5.4 Considerações finais

Inicialmente, em relação ao desenvolvimento do modelo, os resultados das simulações indicaram que a propagação dos efeitos de descargas atmosféricas em redes elétricas limita-se a uma área reduzida; isso porque a influência dos equipamentos das estações é desprezível, mesmo em linhas curtas como as do caso estudado. No entanto, a análise comparativa dos trechos em questão apontou ocorrência de uma redução nos resultados inferior a 1% em todas as simulações do sistema elétrico compreendido entre a SE Bandeirantes e a ETD Granja Julieta em relação à linha entre a SE Bandeirantes e ETD Morumbi. Vale citar que trecho da SE Bandeirantes e ETD Granja Julieta produziu maior amortecimento aos transitórios, devido o mesmo possuir maior quantidade de equipamentos agregados.

O cabo a óleo obteve melhor desempenho na atenuação dos efeitos das descargas atmosféricas diretas em todas as simulações, ou seja, as tensões registradas foram aproximadamente 20 % menores do que aquelas a cabo seco, sem a atuação de para-raios. A melhora do desempenho decorre principalmente da impedância de surto do cabo a óleo ser aproximadamente 22 % menor que a do cabo a seco, também se observou que, com a instalação de para-raios, houve uma homogeneidade nos resultados.

Os valores de tensão encontrados nas simulações de descargas atmosféricas diretas não ultrapassaram os níveis de isolamento normalizados, mesmo sem a utilização dos para-raios; isso mostra que os cabos subterrâneos atenuam os efeitos dos transitórios eletromagnéticos. Entretanto, a influência dos para-raios no resultado final é consideravelmente expressiva e tem como consequência uma redução de até 190% das tensões, o que atenuaria o estresse da isolação dos equipamentos da subestação e aumentando assim a vida útil dos mesmos.

Nas simulações de descargas no cabo guarda, as diferenças são quase imperceptíveis: os percentuais não passam de 0,5 % devido à proximidade da estação de transição, onde a resistência equivalente de aterramento tem valores muito baixas. Pode-se, portanto, concluir que para esse tipo de evento não ocorre alteração significativa no comportamento das tensões submetidas às mudanças configurativas propostas neste trabalho.

Em relação às disposições dos cabos, elas influenciam nas tensões, em alguns casos, de modo significativo. Os melhores resultados obtidos em relação atenuação dos efeitos dos transitórios eletromagnéticos são as linhas de transmissão que possuem menores valores de impedância de surto e de velocidade de propagação de onda.

CAPÍTULO VI

CONCLUSÕES GERAIS

Os cabos subterrâneos serão cada vez mais utilizados pela empresas de distribuição elétrica em grandes metrópoles, como a cidade de São Paulo, devido principalmente, à ausência de espaço para novas instalações de linhas de transmissão aéreas e à substituição das mesmas com o intuito de desocupar áreas para outras atividades, o que torna cada vez mais importante o estudo deste tipo de sistema de transmissão de energia.

As principais conclusões obtidas em relação à análise do desenvolvimento do modelo e dos resultados das simulações são:

- a) Desenvolvimento do modelo equivalente do sistema de subtransmissão utilizado para simulação no programa ATP:
 - Os efeitos das descargas atmosféricas, após a instalação de linha subterrânea, são muito reduzidos, isso mostra que os cabos subterrâneos atenuam acentuadamente o efeito das descargas atmosféricas, mesmo sem utilização de para-raios e em linha curtas;
 - Analisando-se os dois trechos em questão, as diferenças entre os resultados obtidos foram menor que 1 %, ou seja, os equipamentos das estações (como transformadores, sistemas de aterramento, disjuntores etc.) têm pequena influência nos resultado finais.
- b) Análise comparativa entre os modelos providos de cabos a óleo e seco:
 - Submetidos às descargas atmosféricas diretas sem a atuação de para-raios, o melhor desempenho em relação à atenuação foi com o cabo a óleo em todas as simulações, as tensões registradas foram até 20 % inferiores em relação aos sistemas que utilizaram cabos a seco, sendo o fator

preponderante para a diferença em questão é o aumento de aproximadamente 22 % na impedância de surto;

- Submetidos às descargas atmosféricas indiretas, não foram observadas variações significativas entre os cabos a óleo e seco onde foi constatado que os percentuais não ultrapassaram 0,5 %. Pode-se concluir que, para este tipo de evento não ocorre alteração expressiva no comportamento das tensões decorrente de mudanças das configurações propostas neste estudo;
 - Com a instalação de para-raios, ocorreu uma homogeneidade em todos os resultados em qualquer configuração.
- c) Os para-raios mostraram uma atuação eficiente nas atenuações dos efeitos das descargas atmosféricas, que se traduz em uma redução de até 190% nas tensões de pico, mesmo quando as tensões obtidas não atingiram o valor do NBI dos equipamentos sem a instalação dos mesmos.
- d) Embora não seja obrigatória a instalação de pára-raios, ela é recomendada, porque reduz o estresse da isolação dos equipamentos e, conseqüentemente, aumenta a vida útil dos mesmos.
- e) Para os dois tipos de descargas, as mudanças em relação às disposições dos cabos têm influência significativa nas tensões em algumas das configurações. O melhor resultado em relação à atenuação dos efeitos das descargas atmosféricas foi na linha com a configuração 02, que possui os menores valores de impedância de surto e velocidade de propagação de onda.
- f) A troca do cabo a óleo pelo o cabo a seco não trará alterações à coordenação de isolamento já existente.

Propostas para trabalhos futuros

- a) Desenvolvimento de sistema de aterramento para aplicação em estudos transitórios eletromagnéticos.
- b) Análise da influência da malha de aterramento no desempenho de para-raios e na atenuação dos efeitos de descargas atmosféricas.
- c) Estudo da energização de linha subterrânea longa.
- d) Estudo da disposição dos cabos nos efeitos da atenuação de descargas atmosféricas.
- e) Influência de para-raios na vida útil do material isolante dos equipamentos das estações.

Bibliografia

- [1] Zanetta Jr., Luiz Cera, **Transitórios Eletromagnéticos em Sistemas de Potência**: Editora Universidade de São Paulo, 2003.
- [2] Greenwood, Allan, **Electrical Transients in Power Systems**: Edition Jonh Wiley Professio, 1991.
- [3] Wagner C. F., C. F., McCann G. D., **Eletrical Transmission and Distribution Reference Book**: Edition Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964.
- [4] Stevenson Jr. William D., **Elementos de Análise de Sistemas de Potência**: Editora McGraw-Hill do Brasil 1974.
- [5] Whitehead E. R., **Lightning Protection**: Edition Ademic Press INC. 1981.
- [6] Monteith A. C., Harder E. L., Jonhson A. A., **Eletrical Transmission and Distribution Reference Book**: Edition Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh, Pennsylvania, 1964.
- [7] Portela, C., **Grounding Requirement to Assure People and Equipment Safety Against Lightning**, Anais do IEEE 2000 International Symposium on Electromagnetic Compatibility, pp. 969-974, Agosto, 2000, Washington DC, EUA.
- [8] Nogueira, Roberto Luís Santos, **Análise de Sistemas de Aterramento sob Solicitações impulsivas: Otimização e Critérios de Segurança em Aterramentos de Estruturas de Linhas de Transmissão**, Dissertação de mestrado submetida à Universidade Federal do Rio de Janeiro, Março de 2006.
- [9] Silva, Acácio Neto, **Tensões Induzidas por Descargas Atmosféricas em redes de Distribuição de Baixa Tensão**, Dissertação de mestrado submetida à Universidade de São Paulo, 2004.
- [10] **Rule Book** – Alternative Transient Program – ATP.

- [11] Pólo P. Marcos, Lima Antônio C. Siqueira, **Análise dos modelos de linha de transmissão para EMTP**, SNPTEE, GSC – 22 de Outubro de 2001 – Campinas - SP.
- [12] Amon F. Jorge, Pimenta Denesmar Gomes, **Aplicação da rotina Models e da interface ATPDraw do programa ATA/EMTP para cálculo de Valores de Pico, dos instantes de Tempo correspondentes e da taxa de crescimento da tensão de Restabelecimento Transitória (TRT) em Disjuntores, bem como para a impressão de envoltória de Referência Normalizadas**, SNPTEE, GSC – 22, Outubro de 2003 – Uberlândia - MG.
- [13] Aquino Antônio F da Cunha, Lima Antônio C. Siqueira Carneiro Jr. Sandoval, **Modelagem e Visualização de Surtos em Linhas de Transmissão**, SNPTEE, GSC – 23 de Outubro de 2003 – Uberlândia - MG.
- [14] Fernandes Alécio B., Neves Washington L. A., **Linhas de Transmissão: Modelo Computacional Otimizado**, SNPTEE, GSI – 24, 1997 – Belém - PA.
- [15] A. Xemard, E Dorison, **Study of the protection of screen interruption joints against fast-front over-voltages**, International Conference on Power Systems Transients (IPST'05) em Montreal, Canadá em Junho 2005.
- [16] S.A. Probert, Y. H. Song e P. K. Basak, C. P., **Re-appraisal of the Basic Impulse Level (BIL) for 400 kV Underground Cables Using EMTP/ATP**, International Conference on Power Systems Transients (IPST'01) no Rio de Janeiro , Brasil em Junho 2001
- [17] Kindermann, G., Campagnolo, J. M., **Aterramento Elétrico**, Editora Sagra Luzzatto, 4º edição, 1998.
- [18] Chaves, M. L. R.; Samesima, M.; Resende, J.W.; Rocco. A.; Onuki, A. S.; Camargo, J. M., **Desenvolvimento de Modelagens para um Sistema Especialista para Estudos de Fenômenos Transitórios do Sistema de Subtransmissão da Eletropaulo**, trabalho de pesquisa realizado dentro do programa de P&D da ANEEL, desenvolvido no período de 2004 a 2006 para a empresa AES – Eletropaulo.

- [19] Rocha, Paulo Eduardo Darshi, **Modelagem de Cabos Subterrâneos e Submarinos para Estudo de Transitórios**, Dissertação de mestrado submetida à Universidade Federal do Rio de Janeiro, Março de 2007.
- [20] **Theory Book** – Electro-Magnetic Transient Program – EMTP.
- [21] Zaneta Jr., Luiz Cera, **Fundamentos de Sistemas Elétricos de Potência**, Editora Livraria da Física, 1º edição, 2006.

Anexo 01

O sistema de subtransmissão analisado no estudo interliga a SE Bandeirantes às ETDs Granja Julieta, Alto da Boa Vista e Morumbi. Assim a figura A1.1 ilustra as estações e as linhas em 88 kV envolvidos nos estudos e simulações.

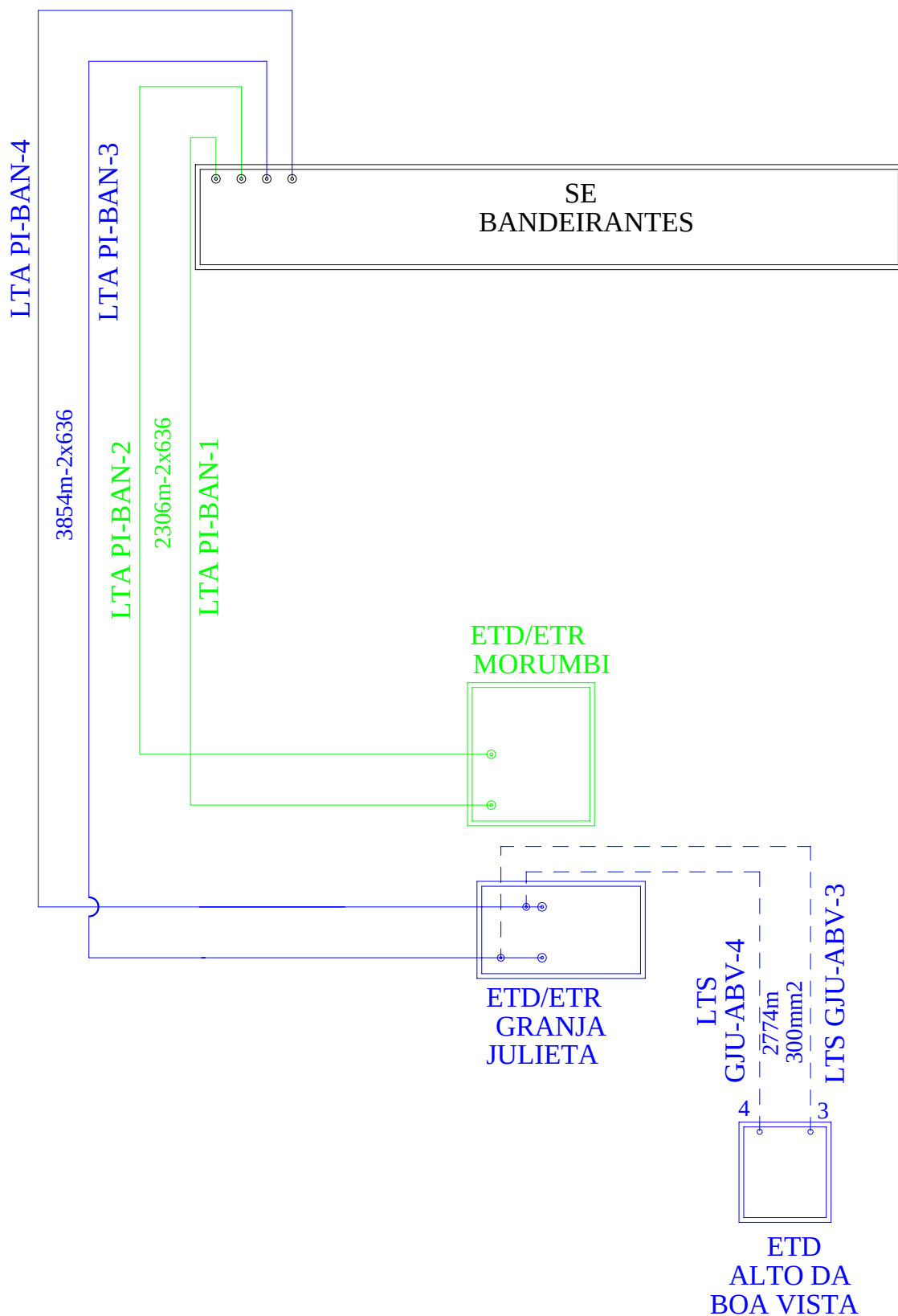


Figura A1.1 – Sistema de subtransmissão utilizado no estudo

Anexo 02

Transformador de 40/60 MVA – 84/13,8 kV – TR 1 e TR 2

Transformador 40/60 MVA – 84/13,8 kV, com controle de tensão automático no enrolamento do primário, sendo que, as conexões estão configuradas conforme a figura A2.1.

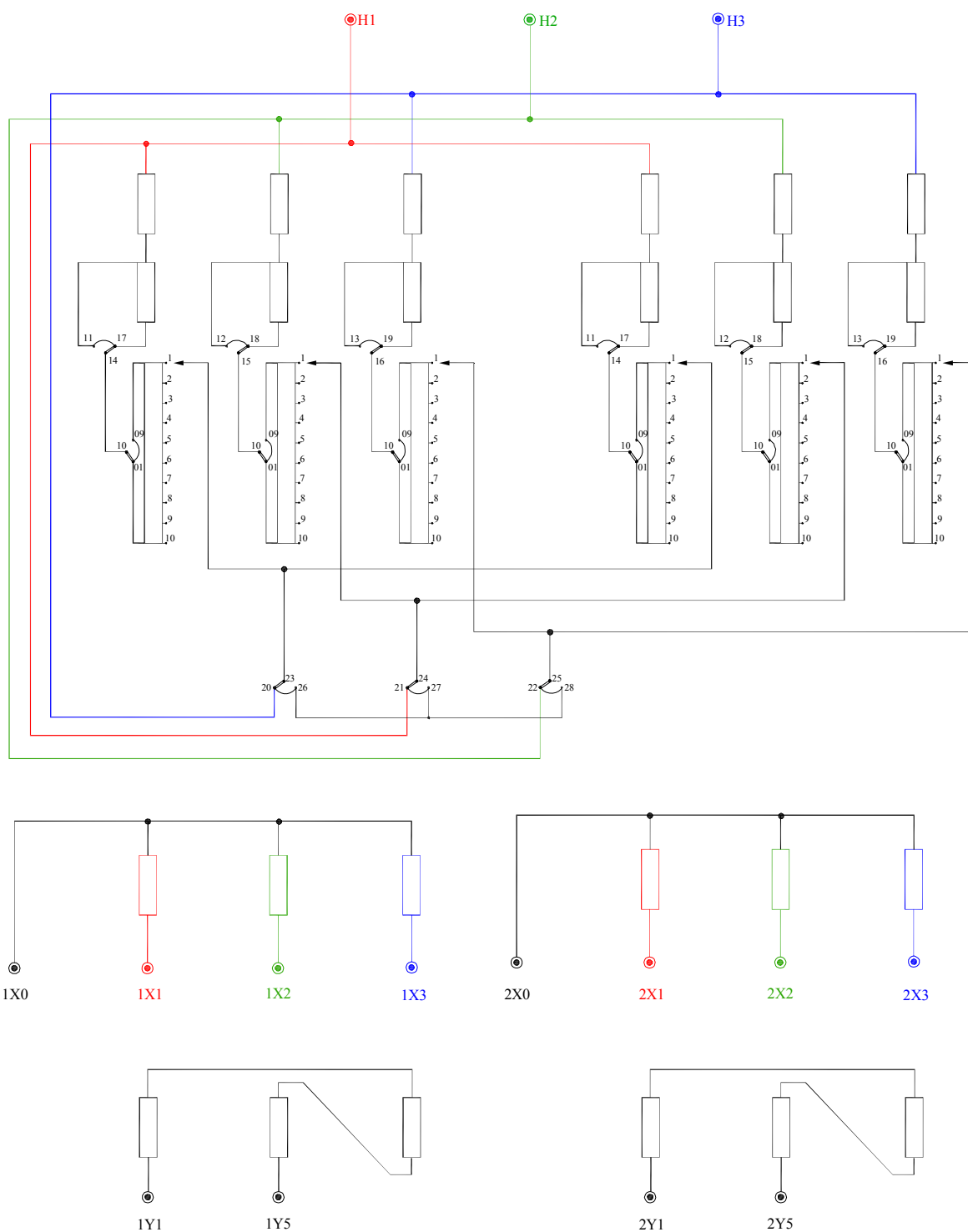


Figura A2.1 – Diagrama esquemático da conexões do transformador 40/60 MVA

a) Características físicas dos transformadores

- **Fabricante:** Transformadores União
- **Tipo:** TLMN 7852/138
- **Fases:** 3
- **Frequência:** 60 Hz
- **Instalação:** exterior
- **Massa Total:** 105.000 kg
- **Massa Ativa:** 45.000 kg
- **Massa Tanque e Acessórios:** 25.000 kg
- **Massa Óleo:** 35.000 kg
- **Volume de Óleo:** 39.400 l
- **Líquido isolante:** Óleo
- **Controle de Tensão:** Automático por Comutação de TAP's

b) Impedância de seqüência zero

Tabela A2.1 – Impedâncias de seqüência zero

Impedância de Seqüência Zero		
Tensão de Base 13,8 (KV)		Ω /Fase
BT I	Terciário I e II	3,485
BT II	Terciário I e II	3,488

c) Relações de Transformação

Tabela A2.2 – Relações de Transformação do Primário

Comutador		Primário – 60 MVA				
		Tensão (V)	Corrente (A)	Comutador	Pré- seletores	Interligações
1		92400	374,9	1	10 - 9	14 – 17 15 – 18 16 – 19 20 – 23 21 – 24 22 – 25
2		91350	379,2	2		
3		90300	383,6	3		
4		89250	388,1	4		
5		88200	392,8	5		
6		87150	397,5	6		
7		86100	402,3	7		
8		85050	407,3	8		
9a		84000	412,4	9		
9b		84000	412,4	10	10 – 9 e 10 – 1	
9c		84000	412,4	1	10 - 1	
10		82950	417,6	2		
11		81900	423,0	3		
12		80850	428,5	4		
13		79800	434,1	5		
14		78750	438,9	6		
15		77700	445,8	7		
16		76650	451,9	8		
17		76600	458,2	9		

Anexo 03:

Transformador 12/15 MVA – 84/13,8 kV – TR 1 e TR 2.

Transformador 12/15 MVA – 84/13,8 kV, com controle de tensão automático no enrolamento do primário e manual no secundário, sendo que, as conexões estão configuradas conforme a Figura A3.1.

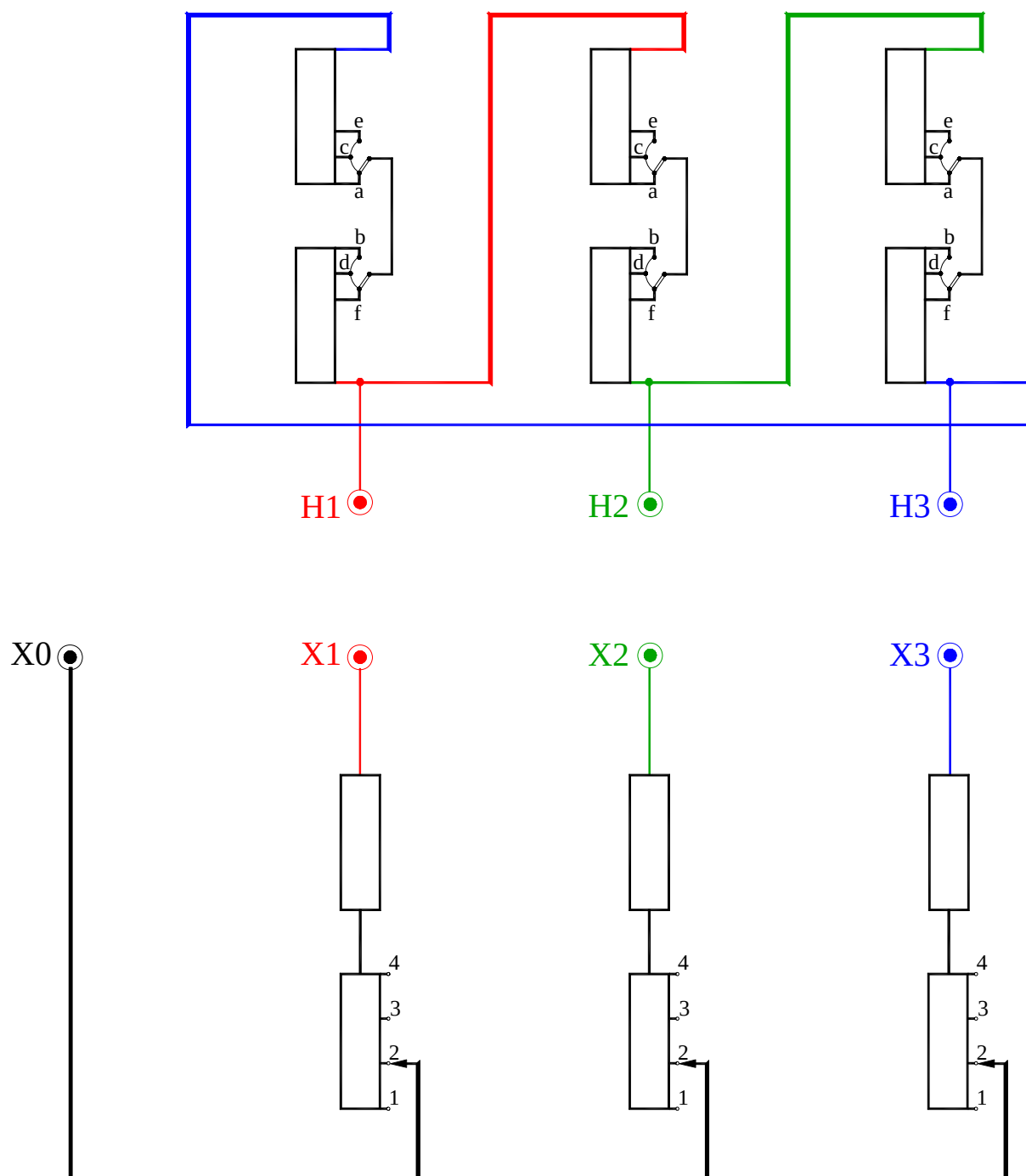


Figura A3.1 – Diagrama esquemático das conexões do transformador

a) Características dos transformadores

- **Fabricante:** CoEm S.A - Construções Elétricas S/A
- **Tipo:** TOV - NF
- **Fases:** 3
- **Frequência:** 60 Hz
- **Instalação:** interna
- **Massa total:** 35.000 kg
- **Massa ativa:** 15.000 kg
- **Massa tanque e acessórios:** 9.400 kg
- **Massa óleo:** 10.600 kg
- **Volume de óleo:** 11.700 l
- **Líquido isolante:** óleo
- **Controle de Tensão:** automático por comutação de TAP's

b) Relações de transformação

Tabela A3.1 – Relações de transformação do primário

Comutador		Primário – 15 MVA		
		Tensão (V)	Corrente (A)	Conexões
1		92000	374,9	a – b
2		88000	379,2	b – c
3		84000	383,6	c – d
4		80000	388,1	d – e
5		76000	392,8	e – f

Tabela A3.2 – Relações de transformação do secundário

Comutador		Primário – 15 MVA		
		Tensão (V)	Corrente (A)	Conexões
1		15200	589,7	1
2		14500	597,2	2
3		13800	627,5	3
4		13200	656,1	4

Anexo 04:

Transformador 15/20 MVA – 84/13,8 kV.

Transformador 15/20 MVA – 84/13,8 kV, com controle de tensão automático no enrolamento do primário, sendo que, as conexões estão configuradas conforme a Figura A4.1.

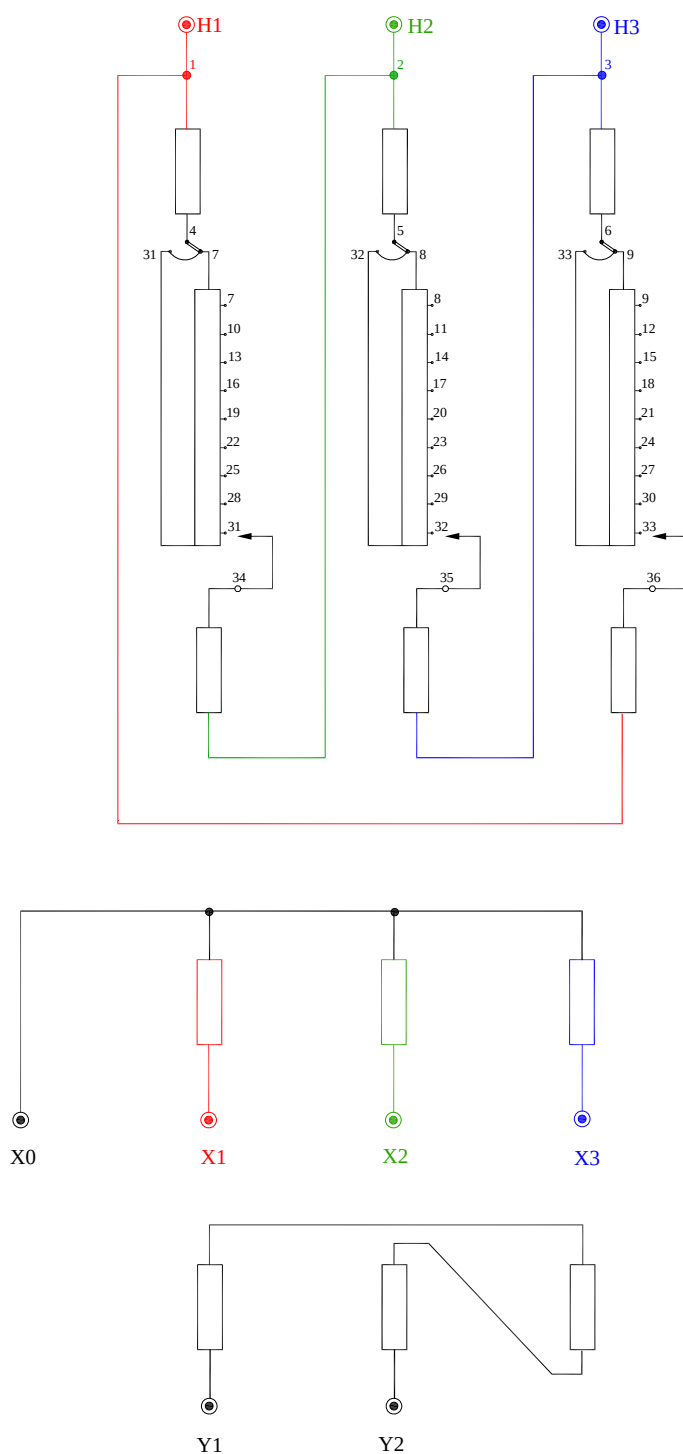


Figura A4.1 – Diagrama esquemático das conexões do transformador

a) Características dos transformadores

- **Fabricante:** Asea Transformador
- **Tipo:** TMY 33
- **Fases:** 3
- **Frequência:** 60 Hz
- **Instalação:** externa
- **Massa total:** 68.200 kg
- **Massa ativa:** 22.600 kg
- **Massa tanque e acessórios:** 15.700 kg
- **Massa óleo:** 14.300 kg
- **Volume de óleo:** 16.700 l
- **Líquido isolante:** óleo
- **Controle de Tensão:** automático por comutação de TAP's

b) Relações de transformação

Tabela A4.1 – Relações de transformação do primário

		Primário – 20 MVA			
		Tensão (V)	Corrente (A)	Comutador 01	Comutador 02
1		92400	125	6 – 9 5 – 8 4 – 7	31-34 32-35 33-36
2		91350	126,4		28-34 29-35 30-36
3		90300	127,9		25-34 26-35 27-36
4		89250	129,4		22-34 23-35 24-36
5		88200	130,9		19-34 20-35 21-36
6		87150	132,5		16-34 17-35 18-36
7		86100	134,1		13-34 14-35 15-36
8		85050	135,8		10-34 11-35 12-36
9a		84000	137,5		7-34 8-35 9-36
9b		84000	137,8	6 – 33 5 – 32 4 – 31	7-34 8-35 9-36
9		84000	137,8		7-34 8-35 9-36
9c		84000	137,8		4-34 5-35 6-36
9d		84000	137,8		4-34 5-35 6-36
9e		84000	137,8		4-34 5-35 6-36
10		82950	139,2		31-34 32-35 33-36
11		81900	141,0		28-34 29-35 30-36
12		80850	142,8		25-34 26-35 27-36
13		79800	144,7		22-34 23-35 24-36
14		78750	146,6		19-34 20-35 21-36
15		77700	148,6		16-34 17-35 18-36
16		76650	150,6		13-34 14-35 15-36
17		76600	152,7		10-34 11-35 12-36

Anexo 05:

Transformador 6,35/7,5 MVA – 84/13,8 kV.

Transformador 6,35/7,5 MVA – 84/13,8 kV, com controle de tensão automático no enrolamento do primário, sendo que, as conexões estão configuradas conforme a figura A5.1.

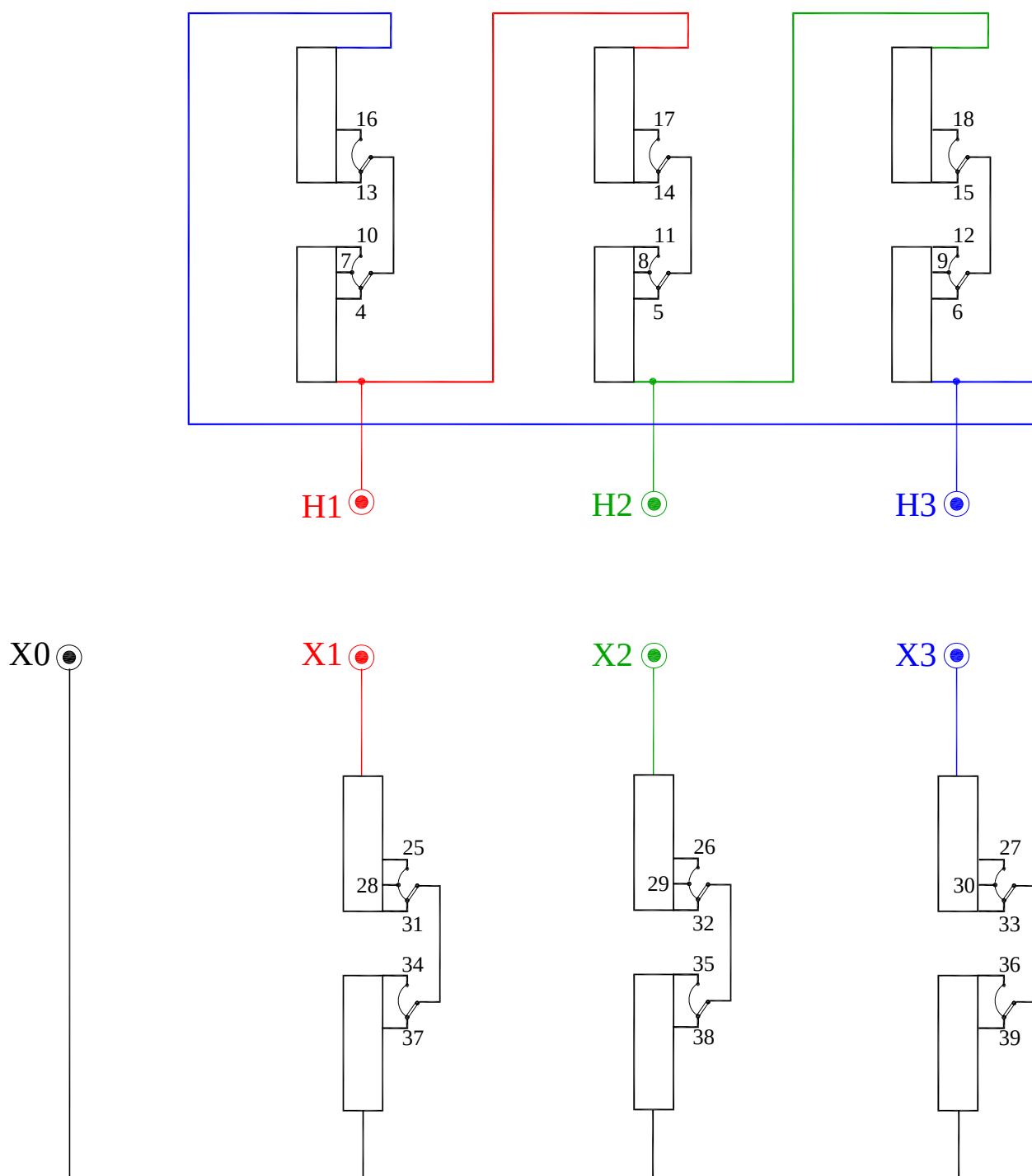


Figura A5.1 – Diagrama esquemático das conexões do transformador

a) Características dos transformadores

- **Fabricante:** Siemes
- **Tipo:** KLUM
- **Fases:** 3
- **Frequência:** 60 Hz
- **Instalação:** externa
- **Massa total:** 20.560 kg
- **Massa tanque e acessórios:** 9.900 kg
- **Massa óleo:** 6.060 kg
- **Volume de óleo:** 6.800 l
- **Líquido isolante:** óleo
- **Controle de tensão:** automático por comutação de TAP's

b) Relações de Transformação

Tabela A5-1 – Relações de transformação do primário

Comutador		Primário – 7,5 MVA		
		Tensão (V)	Corrente (A)	Conexões
1		88000	49,20	10-13 11-14 12-15
2		84000	51,50	7-13 8-14 9-15
3		80000	54,13	7-13 8-14 9-15
4		76000	56,98	4-13 5-14 5-15

Tabela A5-2 – Relações de transformação do secundário

Comutador		Primário – 7,5 MVA		
		Tensão (V)	Corrente (A)	Conexões
1		15200	284,88	31-34 32-35 33-36
2		14500	298,63	28-34 29-35 30-36
3		13800	313,78	28-37 29-36 30-39
4		13200	328,04	25-37 26-36 27-39

Anexo 06:

a) Primeira linha

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
CABLE	CONSTANT						N	

Colunas 63-64

N = -1 Linha de transmissão aérea
 = 0 Cabos subterrâneos, sendo que, a maioria dos cabos tem dois ou menos condutores.
 = 1 Cabos subterrâneos, sendo que, a maioria dos cabos tem mais de três condutores.

b) Segunda linha

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
I	I	N	I	K	I	I	N	N
T	S	P	E	M	Z	Y	P	G
Y	Y	C	A	O	F	F	P	R
P	S		R	D	L	L		N
E	T		T	E	A	A		D
C				G	G			

Colunas 1 - 5

ITYPEC = 1 Linha de transmissão Aérea
 = 2 Cabos subterrâneos, sem enclausuramento.
 = 3 Cabos subterrâneos, enclausurado em tubo.

Colunas 6 – 10

ISYST – Cabos Subterrâneos
 = -1 Cabos subterrâneos
 = 0 Cabos subterrâneos na superfície em contato com a terra.
 = 1 Cabos subterrâneos na superfície sem contato com a terra.
 – Cabos Aéreos
 = 0 Linha de transmissão aérea sem transposição.
 = 2 Linha de transmissão aérea com transposição.

Colunas 11 - 15

NPC = Este parâmetro é referido ao número de condutores que compõem os cabos subterrâneos,
 = 1 Linha de transmissão aérea com três condutores + cabo guarda

Colunas 16 - 20

IEARTH = 0 Modelo de malha terra de Carson - Homogêneo
 = 99 Modelo de malha terra de Nakagawa – estratificação em três camadas.
 Utilizado somente em linhas aéreas (Se caso houver valores mistos utilizar 0 ou 1)

Colunas 21 - 25

KMODE = 0 Sem o cálculo MODAL ou saída
 = 1 Com cálculo MODAL e saída impressa

Colunas	26 - 30
IZFLAG	= 1 Imprimir matriz (R) e (L)
	= 2 Imprimir matriz (R) e (ω L)
	= 3 Imprimir os dois
Colunas	31 - 35
IZFLAG	= 1 Imprimir matriz (G) e (C)
	= 2 Imprimir matriz (G) e (ω C)
	= 3 Imprimir os dois
Colunas	36 – 40
NPP	– Cabos Subterrâneos
	= Para linhas aéreas e cabos subterrâneos, sem enclausuramento. (Deixar em branco)
–	Cabos Aéreos
	= 1 Espessura do tubo finita
	= 0 Espessura do tubo infinita
Colunas	41 - 45
	Cabos Subterrâneos, sem enclausuramento.
NGRND	= 1 Todas as blindagens não estão aterradas
	= 2 Todas as blindagens estão aterradas
	= 3 Todas as blindagens e malhas estão aterradas
	= 4 Condições de diferentes aterramentos entre os cabos
	Cabos Subterrâneos, com enclausuramento.
NPP	= 0 Sem condutor aterrado.
	= 1 O Tubo está aterrado.
	= 2 O tubo e as blindagens estão aterradas.
	= 3 O tubo, blindagens e as malhas estão aterrados.
	= 4 Condições de diferentes aterramentos entre os cabos.
	Cabos Aéreos.
NPP	= Deixar em Branco.

c) Terceira linha

Somente para cabos subterrâneos, cada NCPP é relação ao número de cabos do sistema.

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
N	N	N	N					
C	C	C	C					
P	P	P	P	Etc....				
P	P	P	P					
1	2	3	4					

Colunas	1 - 5
NCPP	= 3 Para cabos com três condutores, núcleo, sheath e blindagem.
	= 2 Para cabos com dois condutores, núcleo sheath.
	= 1 condutor, núcleo.

d) Quarta Linha

1										2										3										4										5										6										7										8									
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890																																																																															
R										R										R										ρ										μ										€										€																			
P										P										P																				r										1										2																			
1										2										3																																																											

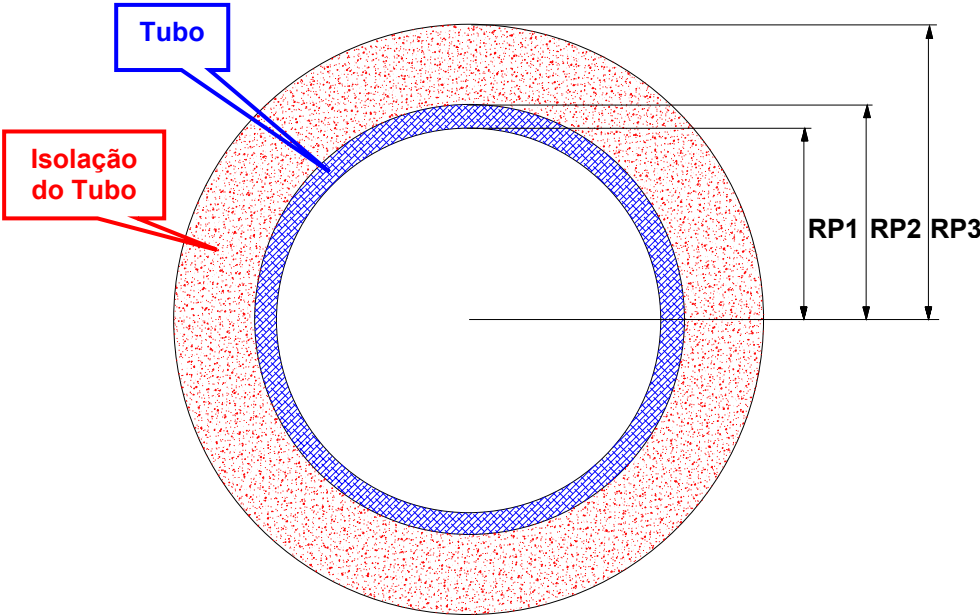


Figura A6.1 – Tubo para alojamento dos cabos

Colunas	1 - 10
RP1	= Raio do interno do tubo em metros conforme figura A6.1.
Colunas	11 - 20
RP2	= Raio do externo do tubo em metros conforme figura A6.1.
Colunas	21 - 30
RP3	= Raio do externo da Isolação em metros conforme figura A6.1.
Colunas	31 - 40
ρ	= Resistividade do tubo Ω/m
Colunas	41 - 50
μ_r	= Permeabilidade relativa do tubo, valor adimensional sendo igual a relação entre as permeabilidades do tubo e do espaço livre
Colunas	51 - 60
ϵ_1	= Permissividade relativa da isolação média dentro do tubo (entre o cabo e o tubo). Valor adimensional sendo igual a relação entre as permissividades da isolação média interna e do espaço livre
Colunas	61 - 70
ϵ_2	= Permissividade relativa da isolação do tubo. Valor adimensional.

e) Quinta linha

Da quinta a sétima linha refere-se a linhas aéreas:

0 1 2 3 4 5 6 7 8
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

R N K K
P G B B
P B

Colunas 1 - 5

NP = Número de fases conforme figura A6.2.

Colunas 6 - 10

NG = Número de cabos guarda conforme figura A6.2.

Colunas 11 - 15

KBP = Número de condutores por fases conforme figura A6.2.

Colunas 16 - 20

KBP = Número de condutores por cabo guarda conforme figura A6.2.

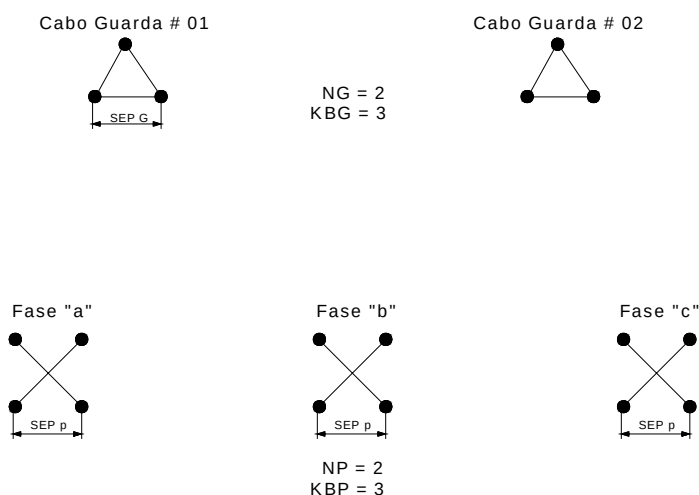


Figura A6.2– Disposição das linhas aéreas

f) Sexta linha

0 1 2 3 4 5 6 7 8
123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

R R R R S S
O I O I E E
U N U N P P
T ρ T G P g
ρ

Colunas 1 - 10

ROUT ρ = Raio externo do condutor em metros conforme figura A6.3a.

Colunas 11 - 20

RIN ρ = Raio interno do condutor em metros conforme figura A6.3a.

Colunas 21 - 30

ROUT G = Raio externo do cabo guarda em metros conforme figura A6.3b.

Colunas	21 - 30
RIN G	= Raio interno do cabo guarda em metros conforme figura 03b.
Colunas	31 - 40
SEP p	= Distância entre os centros dos condutores da mesma fase em metros.
Colunas	41 - 50
SEP g	= Distância entre os centros dos cabos guarda da mesma fase em metros.

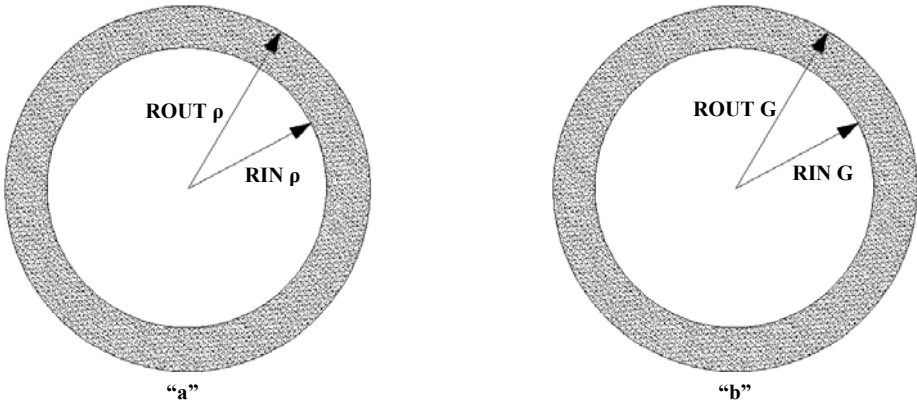


Figura A6.3– Cabos das linhas aéreas

g) Sétima linha

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
ρ	μ	ρ	μ					
p	p	g	g					

Colunas	1 - 10
ρ p	= Resistividade do material condutor Ω/m
Colunas	11 - 20
μ ρ	= Permeabilidade relativa do condutor adimensional
Colunas	21 - 30
ROUT G	= Resistividade do material cabo guarda Ω/m
Colunas	31 - 40
SEP p	= Permeabilidade relativa do cabo guarda adimensional

h) Oitava linha

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890	1234567890
R	R	R	R	R	R	R		
1	2	3	4	5	6	7		

Colunas	1 - 10
R1	= Raio Interno do cabo em metros conforme figura A6.4.

Colunas	11 - 20
R2	= Raio externo do cabo em metros conforme figura A6.4.
Colunas	21 - 30
R3	= Raio externo da primeira isolação em metros conforme figura A6.4.
Colunas	31 - 40
R4	= Raio externo da primeira blindagem em metros conforme figura A6.4.
Colunas	41 - 50
R5	= Raio externo da segunda isolação em metros conforme figura A6.4.
Colunas	51 - 60
R6	= Raio da proteção metálica da segunda isolação em metros conforme figura A6.4.
Colunas	61 - 70
R7	= Raio externo da terceira isolação em metros conforme figura A6.4.

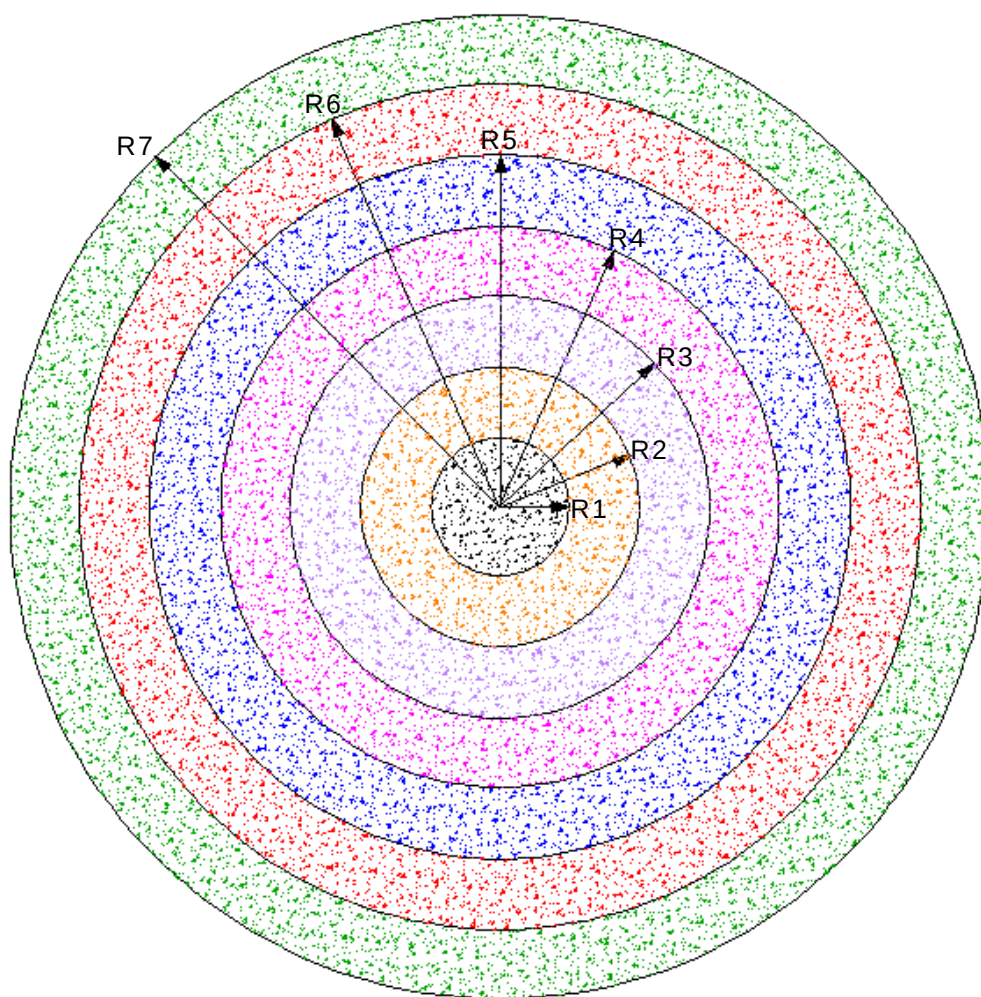


Figura A6.4 – Cabo isolado

i) Nona linha

0 1 2 3 4 5 6 7 8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

ρ_c μ_c μ_{I1} ϵ_{I1} ρ_s μ_s μ_{I2} ϵ_{I2}

Colunas 1 - 10
 ρ_c = Resistividade do condutor Ω/m

Colunas 11 - 20
 μ_c = Permeabilidade do condutor com valor adimensional

Colunas 21 - 30
 μ_{I1} = Permeabilidade da primeira isolação com valor adimensional

Colunas 31 - 40
 ϵ_{I1} = Permissividade da primeira isolação com valor adimensional

Colunas 41 - 50
 ρ_s = Resistividade da primeira blindagem Ω/m

Colunas 51 - 60
 μ_s = Permeabilidade da primeira blindagem com valor adimensional

Colunas 61 - 70
 μ_{I2} = Permeabilidade da segunda isolação com valor adimensional

Colunas 71 - 80
 ϵ_{I2} = Permissividade da segunda isolação com valor adimensional

j) Décima linha

0 1 2 3 4 5 6 7 8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890

ρ_a μ_a μ_{I3} ϵ_{I3}

Colunas 1 - 10
 ρ_a = Resistividade da proteção metálica Ω/m

Colunas 11 - 20
 μ_a = Permeabilidade da proteção metálica com valor adimensional

Colunas 21 - 30
 μ_{I3} = Permeabilidade da terceira isolação com valor adimensional

Colunas 31 - 40
 ϵ_{I3} = Permissividade da terceira isolação com valor adimensional

k) Décima primeira Linha – Cabo subterrâneos

0	1	2	3	4	5	6	7	8
12345678901	23456789012	34567890123	45678901234	56789012345	67890123456	78901234567	89012345678	90123456789
D	T	D	T	D	T	D	T	T
I	H	I	H	I	H	I	H	H
S	E	S	E	S	E	S	E	E
T	T	T	T	T	T	T	T	T
1	A	2	A	3	A	4	A	A
	1		2		3			4

Colunas	1 - 10	
DIST 1	=	Distância em metros do centro do tubo ao centro do cabo 01
Colunas	11 - 20	
THETA 1	=	Posição angular em graus do cabo # 01 conforme a figura A6.5
Colunas	21 - 30	
DIST 2	=	Distância em metros do centro do tubo ao centro do Cabo 02
Colunas	31 - 40	
THETA 2	=	Posição angular em graus do cabo # 02 conforme a figura A6.5
Colunas	41 - 50	
DIST 3	=	Distância em metros do centro do tubo ao centro do cabo A6.5
Colunas	51 - 60	
THETA 3	=	Posição angular em graus do cabo # 03 conforme a figura A6.5
Colunas	61 - 70	
DIST 4	=	Distância em metros do centro do tubo ao centro do cabo 04
Colunas	71 - 80	
THETA 4	=	Posição angular em graus do cabo # 04 conforme a figura A6.5

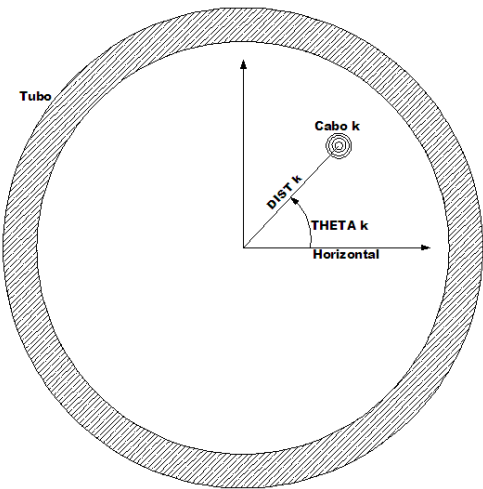


Figura A6.5 – Posição do cabo dentro do tubo

l) Décima segunda linha – Cabo aéreos

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
V T O W E R 1	V M I D 1	H O R I Z 1	V T O W E R 2	V M I D 2	H O R I Z 2			

Colunas 1 - 10

VTOWER 1 = Altura máxima da torre # 1 em metros conforme a figura A6.6

Colunas 11 - 20

VMID 1 = Altura mínima do cabo # 1 em metros conforme a figura A6.6

Colunas 21 - 30

HORIZ 1 = Distância em metros do centro da torre ao cabo # 1 (m) conforme a figura A6.6

Colunas 31 - 40

VTOWER 2 = Altura máxima da torre # 2 em metros conforme a figura A6.6

Colunas 41 - 50

VMID 2 = Altura mínima do cabo # 2 em metros conforme a figura A6.6

Colunas 51 - 60

HORIZ 2 = Distância em metros do centro da torre ao cabo # 2 (m) conforme a figura A6.6

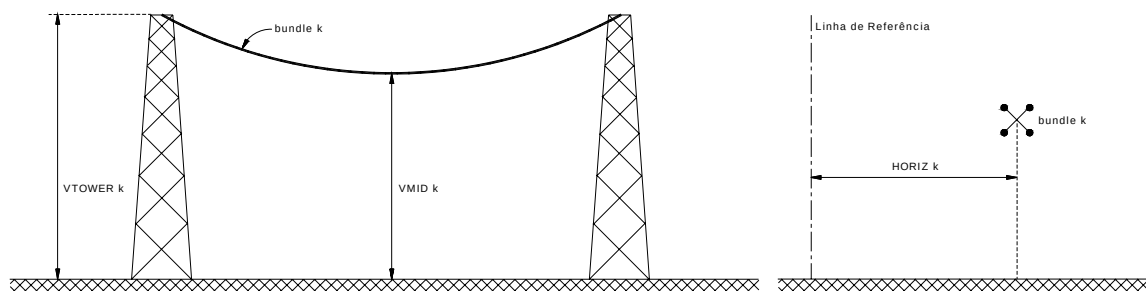


Figura A6.6 – Torres (Distanciamento)

m) Décima terceira Linha – Cabo subterrâneos

0	1	2	3	4	5	6	7	8
12345678901	2345678901	2345678901	2345678901	2345678901	2345678901	2345678901	2345678901	2345678901
V E R T 1	H O R I Z 1	V E R T 2	H O R I Z 2	V E R T 3	H O R I Z 3	V E R T 4	H O R I Z 4	

Colunas 1 - 10
VERT 1 = Distância vertical do cabo # 1 até a superfície em metros sempre positivo conforme a figura A6.7

Colunas 11 - 20
HORIZ 1 = Distância horizontal do cabo # 1 em metros conforme a figura A6.7

Colunas 21 - 30
VERT 2 = Distância vertical do cabo # 2 até a superfície em metros sempre positivo conforme a figura 07

Colunas 31 - 40
HORIZ 2 = Distância horizontal do cabo # 2 (m) conforme a figura A6.7

Colunas 41 - 50
VERT 3 = Distância vertical do cabo # 3 até a superfície em (m) sempre positivo conforme a figura A6.7

Colunas 51 - 60
HORIZ 3 = Distância horizontal do cabo # 3 em metros conforme a figura A6.7

Colunas 61 - 70
VERT 4 = Distância vertical do cabo # 4 até a superfície em metros sempre positivo conforme a figura A6.7

Colunas 71 - 80
HORIZ 4 = Distância horizontal do cabo # 4 em metros conforme a figura A6.7

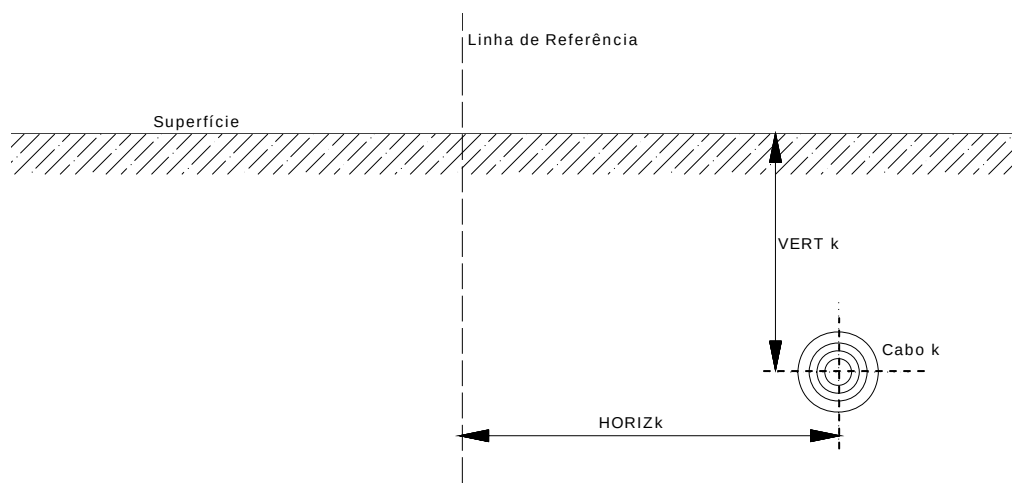


Figura A6.7 – Distâncias do cabo subterrâneo

n) Décima quarta linha – Dados do cabo

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
	R		F	I	I	D		I
	H		R	D	P	I		P
	O		E	E	N	S		U
			Q	C	T	T		N

Colunas	1 - 15	
RHO	=	Resistividade superficial do Solo Ω/m . Caso no parâmetro IEARTH for igual a zero ou em branco considerar esta resistividade como uniforme
Colunas	16 - 30	
FREQ	=	Frequência que os cabos ou linhas serão calculados. Se for igual a zero ou em branco assumi valor de frequência de 60 ou 50 Hz
Colunas	31 - 35	
IDEC	=	Normalmente deixar em branco – single-frequency
Colunas	36 - 40	
IPNT	=	Normalmente deixar em branco – single-frequency
Colunas	41 - 48	
DIST	=	Comprimento do circuito de transmissão em metros. Normalmente deixar em branco
Colunas	49 - 58	
IPUN	=	Normalmente deixar em branco

o) Décima quinta Linha – Modelo de solo – Utilizada para o modelo (NAKAGAWA)

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
	D	D	R	R				
	E	E	H	H				
	P	P	O	O				
	1	2	2	3				
	2	3						

Colunas	1 - 10	
DEP 12	=	Distância da primeira camada de terra em relação à superfície conforme a figura 08
Colunas	11 - 20	
DEP 23	=	Distância da segunda camada de terra em relação à superfície conforme a figura 08
Colunas	21 - 30	

RHO 2 = Resistividade da segunda camada de solo conforme a figura 08

Colunas 31 - 40

RHO 3 = Resistividade da terceira camada de solo conforme a figura 08

p) Décima sexta Linha – Modelo de solo – Parâmetros

0	1	2	3	4	5	6	7	8
1234567890123456789012345678901234567890123456789012345678901234567890								
μ_1	μ_2	μ_3	ϵ_1	ϵ_2	ϵ_3			

Colunas 1 - 10
 μ_1 = Permeabilidade da primeira camada do solo conforme a figura A6.8.

Colunas 11 - 20
 μ_2 = Permeabilidade da primeira camada do solo conforme a figura A6.8.

Colunas 21 - 30
 μ_3 = Permeabilidade da terceira camada do solo conforme a figura A6.8.

Colunas 31 - 40
 ϵ_1 = Permissividade da primeira camada do solo conforme a figura A6.8.

Colunas 41 - 50
 ϵ_2 = Permissividade da segunda camada do solo conforme a figura A6.8.

Colunas 51 - 60
 ϵ_3 = Permissividade da terceira camada do solo conforme a figura A6.8.

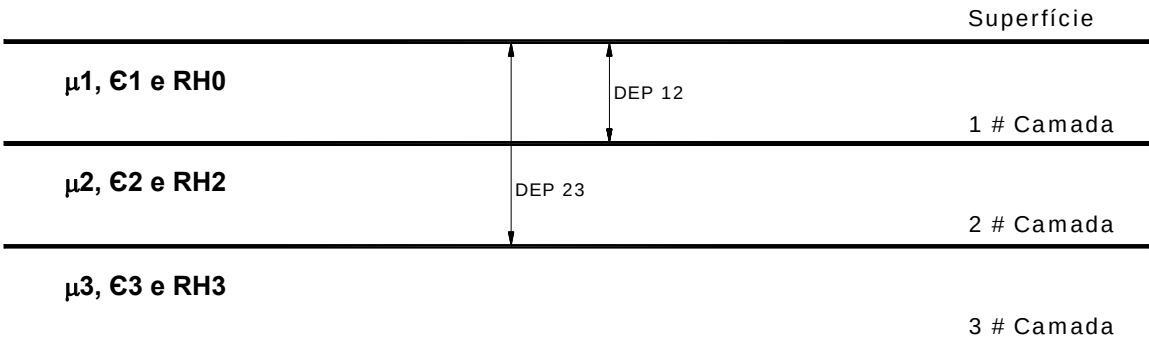


Figura A6.8 – Distâncias do solo