

ANÁLISE DE MÉTODOS CONVENCIONAIS NA AVALIAÇÃO DO  
DESEMPENHO DE CABOS OPGW EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Roberto Luiz Farizele Pinto

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS  
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE  
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

---

Prof. Antonio Carlos Siqueira de Lima, D.Sc.

---

Prof. Carlos Manuel de Jesus Cruz de Medeiros Portela, D.Sc.

---

Prof. Pedro Gomes Barbosa, D.Sc.

---

Prof. Sandoval Carneiro Jr., Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO DE 2006

PINTO, ROBERTO LUIZ FARIZELE

Análise de Métodos Convencionais na  
Avaliação do Desempenho de Cabos OPGW em  
Linhas de Transmissão [Rio de Janeiro] 2006

X, 107 p. 27,9 cm (COPPE/UFRJ, M.Sc.,  
Engenharia Elétrica, 2006)

Dissertação – Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, COPPE

1. Cabos OPGW
2. Linhas de Transmissão
3. Modelo Eletrogeométrico
4. Modelo Térmico de Condutores
5. Perdas Joule em Cabos Pára-raio

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

## ***AGRADECIMENTOS***

Agradeço a Deus pela saúde e perseverança para a conclusão deste trabalho. Aos meus pais, José Luiz Ferreira Pinto e Romilda Amélia Farizele por toda dedicação, carinho e educação durante a minha vida.

A minha esposa Clarissa Ferreira, por todo apoio e compreensão durante a realização desta dissertação. Aos meus irmãos Paulo Eduardo e Paula Cristina pela amizade e companheirismo.

Ao meu orientador, Antonio Carlos Lima (Tony), pelos conselhos e dedicação para o término deste trabalho. Aos meus amigos do CEPTEL, especialmente ao pesquisador Luís Adriano Cabral pelos ensinamentos que contribuíram para esse trabalho.

Aos meus amigos de FURNAS, que me encorajaram para o término desta dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

## ANÁLISE DE MÉTODOS CONVENCIONAIS NA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE CABOS OPGW EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

Roberto Luiz Farizele Pinto

Março/2006

Orientador: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Programa: Engenharia Elétrica

Descargas Atmosféricas representam umas das principais causas de falhas em linhas de transmissão ocasionando o seu desligamento. Nesse âmbito, o estudo da utilização de cabos pára-raios OPGW em linhas de transmissão é essencial para manter os índices de confiabilidade aceitáveis.

O seccionamento dos cabos OPGW é evitado, sendo normalmente aterrado nas torres de sustentação da linha de transmissão, resultando em circulação de correntes que podem resultar em altos valores de perda por efeito Joule.

Neste trabalho é apresentado o estudo do Modelo Eletrogeométrico bidimensional ao longo do vão de linhas de transmissão que utilizam cabos OPGW. Uma modelagem simplificada para o cálculo das temperaturas dos condutores é utilizada para a correção da matriz impedância das linhas de transmissão.

São determinados o número de desligamentos e a perda Joule para possíveis posicionamentos dos cabos pára-raios na fixação à estrutura de configurações típicas de linhas de transmissão. Com este estudo, pode-se otimizar o posicionamento dos cabos pára-raios nas torres considerando a taxa de desligamento decorrente de descargas atmosféricas e a perda por efeito Joule, quando utilizado o OPGW.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF CONVENTIONAL METHODS TO ASSESS THE  
OPTICAL GROUND WIRES ON OVERHEAD TRANSMISSION LINES

Roberto Luiz Farizele Pinto

March/2006

Advisor: Antonio Carlos Siqueira de Lima

Department: Electrical Engineering

Lightning surges are amongst the main causes of short-circuits in overhead transmission lines that can cause the trip of the circuit. This switching can lead to a discontinuity of service causing economical and technical hazards. Therefore, it is of paramount importance to analyze the performance of ground-wire, especially when Optical Ground-wires (OPGW) are used since this type of ground-wire has to be grounded at every tower. The performance of ground wires of paramount importance to analyze the behavior of a transmission lines.

Usually, when a transmission lines have optical ground wires they are grounded at every tower unlike conventional EHS ground wires.

Unlike conventional EHS ground-wire, a transmission system with OPGW must ground them at every tower. This causes a circulating loop current causing losses in the ground wires.

This work presents an analysis of transmission lines with OPGW using a (2D) two-dimension Electrogeometric Model in order to assess the impact of the angle of incidence of lightning surges as well as the effect of the wind. The methodology developed allows a more accurate positioning of OPGW considering the number of switching and the Joule losses.

# ÍNDICE

Lista de Figuras.....	viii
-----------------------	------

Lista de Tabelas .....	x
------------------------	---

## CAPÍTULO I

<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
------------------------	----------

1.1 Motivação .....	2
1.2 Fibras e Cabos Ópticos.....	3
1.3 Cabos OPGW.....	5
1.4 Estrutura do Trabalho.....	7

## CAPÍTULO II

<b>DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E O MODELO ELETROGEOMÉTRICO .....</b>	<b>8</b>
---	----------

2.1 Descargas Atmosféricas .....	9
2.2 O Modelo Eletrogeométrico .....	13
2.2.1 Influência das Flechas dos Condutores no Modelo Eletrogeométrico .....	18
2.3 Ângulo de Incidência.....	20
2.3.1 Resultados da Influência do Ângulo de Incidência .....	20
2.4 Influência da Ação dos Ventos no Modelo Eletrogeométrico.....	29
2.4.1 Resultados Considerando Ação dos Ventos.....	32

## CAPÍTULO III

<b>CÁLCULO DA INDUÇÃO DE CORRENTES NOS CABOS PÁRA-RAIOS DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO.....</b>	<b>40</b>
--	-----------

3.1 Modelos de Cálculo.....	40
3.2 Matriz de Impedância.....	42
3.2.1 Matriz de Impedância Interna - $Z_{IN}$ .....	43
3.2.2 Matriz Aproximada Externa e Retorno pelo Solo - $Z_{GT}$ .....	48
3.3 Modelo Térmico dos Condutores em Regime Permanente.....	49
3.3.1 Aquecimento Devido à Passagem da Corrente Elétrica - $P_j$ .....	51
3.3.2 Aquecimento Devido à Radiação Solar - $P_s$ .....	52
3.3.3 Resfriamento por Radiação Direta - $P_r$ .....	53
3.3.4 Resfriamento por Convecção - $P_v$ .....	54
3.4 Modelo de Cálculo das Correntes nos Cabos de uma Linha de Transmissão .....	60
3.5 Consideração sobre a Transposição das Linhas de Transmissão .....	61

## CAPÍTULO IV

### PERDAS JOULE NOS CABOS PÁRA-RAIOS CONSIDERANDO

<b>DESEMPENHO FRENTE A SURTOS ATMOSFÉRICOS .....</b>	<b>64</b>
--	-----------

4.1 Premissas Adotadas.....	65
4.2 L.T. de 138kV .....	67

4.2.1 Linha de 138kV com Carregamento Leve .....	68
4.2.2 Linha de 138kV com Carregamento Médio.....	70
4.2.3 Linha de 138kV com Carregamento Pesado.....	72
4.3 L.T. de 230kV .....	74
4.3.1 Linha de 230kV com Carregamento Leve .....	75
4.3.2 Linha de 230kV com Carregamento Médio.....	77
4.3.3 Linha de 230kV com Carregamento Pesado.....	79
4.4 L.T. de 500kV .....	81
4.4.1 Linha de 500kV com Carregamento Leve .....	82
4.4.2 Linha de 500kV com Carregamento Médio.....	84
4.4.3 Linha de 500kV com Carregamento Pesado.....	86

## **CAPÍTULO V**

<b>CONCLUSÕES E SUGESTÕES .....</b>	<b>89</b>
5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros.....	91

## *Lista de Figuras*

FIGURA 1.1: CABO OPGW .....	3
FIGURA 1.2: FIBRAS MULTÍMODO E MONOMODO .....	5
FIGURA 1.3: CONSTITUIÇÃO DOS CABOS OPGW.....	6
FIGURA 2.1: NÚMERO DE DESLIGAMENTOS EM LTs COM TENSÕES ENTRE 138 kV A 500 kV DE FURNAS ....	9
FIGURA 2.2: NÚMERO DE DESLIGAMENTOS EM LTs DE FURNAS DEVIDO A DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	9
FIGURA 2.3: TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	11
FIGURA 2.4: FENÔMENO DA DESCARGA ATMOSFÉRICA.....	11
FIGURA 2.5: RELAÇÃO ENTRE DISTÂNCIA DE SALTO E A AMPLITUDE DA DESCARGA .....	12
FIGURA 2.6: MODELO ELETROGEOMÉTRICO.....	13
FIGURA 2.7: DISTRIBUIÇÃO DE PROBABILIDADE DA AMPLITUDE DA CORRENTE DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	15
FIGURA 2.8: PROJEÇÃO NO SOLO DO MODELO ELETROGEOMÉTRICO .....	16
FIGURA 2.9: PROJEÇÃO NO SOLO DO MODELO ELETROGEOMÉTRICO CONSIDERANDO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA.....	16
FIGURA 2.10: INFLUÊNCIA DA ALTURA DOS CABOS DAS FASES NA PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	18
FIGURA 2.11: INFLUÊNCIA AO LONGO DO VÃO NA PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS .....	19
FIGURA 2.12: CONFIGURAÇÃO DOS CABOS NA TORRE .....	22
FIGURA 2.13: CONFIGURAÇÃO DOS CABOS NA TORRE .....	23
FIGURA 2.14: CONFIGURAÇÃO DOS CABOS NA TORRE .....	24
FIGURA 2.15: FLUXOGRAMA DA SIMULAÇÃO MONTE CARLO PARA OBSERVAR A INFLUÊNCIA DO ÂNGULO DE INCIDÊNCIA.....	25
FIGURA 2.16: LT DE 138 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	26
FIGURA 2.17: LT DE 138 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	26
FIGURA 2.18: LT DE 138 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	26
FIGURA 2.19: LT DE 138 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	26
FIGURA 2.20: LT DE 230 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	27
FIGURA 2.21: LT DE 230 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	27
FIGURA 2.22: LT DE 230 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	27
FIGURA 2.23: LT DE 230 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	27
FIGURA 2.24: LT DE 500 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	28
FIGURA 2.25: LT DE 500 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	28
FIGURA 2.26: LT DE 500 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	28
FIGURA 2.27: LT DE 500 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	28
FIGURA 2.28: AÇÃO DOS VENTOS NO POSICIONAMENTO DOS CONDUTORES.....	29
FIGURA 2.29: RELAÇÃO ENTRE VELOCIDADE DO VENTO E O FATOR K.....	31
FIGURA 2.30: VÃO DE PESO E VÃO DE VENTO .....	32
FIGURA 2.31: FLUXOGRAMA DA SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO PARA OBSERVAR A INFLUÊNCIA DOS VENTOS .....	34
FIGURA 2.32: LT DE 138 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	35
FIGURA 2.33: LT DE 138 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	35
FIGURA 2.34: LT DE 138 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	35
FIGURA 2.35: LT DE 138 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	35
FIGURA 2.36: LT DE 230 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	36
FIGURA 2.37: LT DE 230 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	36
FIGURA 2.38: LT DE 230 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	36
FIGURA 2.39: LT DE 230 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	36
FIGURA 2.40: LT DE 500 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	37
FIGURA 2.41: LT DE 500 kV COM AMBOS OS CABOS EHS.....	37
FIGURA 2.42: LT DE 500 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	37
FIGURA 2.43: LT DE 500 kV COM UM CABO EHS E OUTRO OPGW.....	37
FIGURA 3.1: POSICIONAMENTO DOS CONDUTORES EM UMA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	41
FIGURA 3.2: DIREÇÃO DE ATAQUE DO VENTO .....	56
FIGURA 3.3: RELAÇÃO ENTRE O FATOR KW E O ÂNGULO DE ATAQUE .....	57
FIGURA 3.4: FLUXOGRAMA DO CÁLCULO DA TEMPERATURA DOS CONDUTORES.....	59
FIGURA 3.5: TRANSPOSIÇÃO DA LINHA DE TRANSMISSÃO.....	61



FIGURA 3.6: CONFIGURAÇÃO DA LINHA DE 138 kV .....	62
FIGURA 4.1: ÁREA DELIMITADA DO POSICIONAMENTO DOS CABOS PÁRA-RAIOS PARA 138 kV .....	67
FIGURA 4.2: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 1 .....	69
FIGURA 4.3: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 2 .....	69
FIGURA 4.4: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 1 .....	71
FIGURA 4.5: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 2 .....	71
FIGURA 4.6: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 1 .....	73
FIGURA 4.7: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 138kV-CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 2 .....	73
FIGURA 4.8: ÁREA DELIMITADA DO POSICIONAMENTO DOS CABOS PÁRA-RAIOS PARA 230 kV .....	74
FIGURA 4.9: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 1 .....	76
FIGURA 4.10: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 2 .....	76
FIGURA 4.11: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 1 .....	78
FIGURA 4.12: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 2 .....	78
FIGURA 4.13: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 1 .....	80
FIGURA 4.14: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 230kV – CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 2 .....	80
FIGURA 4.15: ÁREA DELIMITADA DO POSICIONAMENTO DOS CABOS PÁRA-RAIOS PARA 500 kV .....	81
FIGURA 4.16: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 1 .....	83
FIGURA 4.17: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO LEVE CONFIGURAÇÃO 2 .....	83
FIGURA 4.18: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 1 .....	85
FIGURA 4.19: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO MÉDIO CONFIGURAÇÃO 2 .....	85
FIGURA 4.20: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 1 .....	87
FIGURA 4.21: REGIÕES DELIMITADAS PELAS PERDAS (kW/KM) E DESLIGAMENTOS (POR 100KM/ANO) PARA 500kV – CARREGAMENTO PESADO CONFIGURAÇÃO 2 .....	87

## ***Lista de Tabelas***

TABELA 2.1: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 138 kV .....	22
TABELA 2.2: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 230 kV .....	23
TABELA 2.3: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 500 kV .....	24
TABELA 2.4: COMPRIMENTO DAS PARTES NÃO FIXAS DAS CADEIAS DE ISOLADORES PARA CADA L.T. ....	33
TABELA 2.5: OCORRÊNCIA DAS MAIORES DIFERENÇAS RESULTANTE DA AÇÃO DE VENTOS FORTES .....	38
TABELA 2.6: RESULTADO DO EFEITO DA UTILIZAÇÃO DE CABOS OPGW EM LINHAS DE TRANSMISSÃO CONSIDERANDO A AÇÃO DE VENTOS FORTES.....	38
TABELA 3.1: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (ACSR).....	45
TABELA 3.2: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (ALUMOWELD) .....	45
TABELA 3.3: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (HS).....	45
TABELA 3.4: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (EHSA) .....	45
TABELA 3.5: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (EHSc) .....	46
TABELA 3.6: COEFICIENTES DE CONDUTIVIDADE, TEMPERATURA E RAIOS INTERNOS (OPGW)*.....	46
TABELA 3.7: MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS NO PRIMEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO .....	63
TABELA 3.8: MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS NO SEGUNDO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO .....	63
TABELA 3.9: MATRIZ DE IMPEDÂNCIAS NO TERCEIRO TRECHO DE TRANSPOSIÇÃO .....	63
TABELA 4.1: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO LEVE .....	68
TABELA 4.2: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO LEVE.....	68
TABELA 4.3: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO MÉDIO .....	70
TABELA 4.4: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO MÉDIO .....	70
TABELA 4.5: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO PESADO .....	72
TABELA 4.6: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 138 kV- CARREGAMENTO PESADO.....	72
TABELA 4.7: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 230 kV – CARREGAMENTO LEVE.....	75
TABELA 4.8: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 230 kV- CARREGAMENTO LEVE.....	75
TABELA 4.9: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 230 kV – CARREGAMENTO MÉDIO .....	77
TABELA 4.10: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 230 kV- CARREGAMENTO MÉDIO.....	77
TABELA 4.11: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 230 kV – CARREGAMENTO PESADO.....	79
TABELA 4.12: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 230 kV- CARREGAMENTO PESADO.....	79
TABELA 4.13: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO LEVE.....	82
TABELA 4.14: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO LEVE .....	82
TABELA 4.15: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO MÉDIO.....	84
TABELA 4.16: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO MÉDIO .....	84
TABELA 4.17: CONFIGURAÇÃO DOS CONDUTORES DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO PESADO.....	86
TABELA 4.18: BALANÇO DE ENERGIA DA LT DE 500 kV – CARREGAMENTO PESADO .....	86
TABELA 5.1: CUSTO ANUAL DA ENERGIA POR 100 KM PERDIDA NO CABO OPGW UTILIZADO NA LT DE 500 kV .....	90

# CAPÍTULO I

## INTRODUÇÃO

O crescente desenvolvimento tecnológico e o aumento da demanda por energia elétrica têm exigido um maior nível de confiabilidade no seu fornecimento, com menor número de interrupções de serviço possível. A importância ao fornecimento contínuo de energia elétrica exigido pela sociedade é mais um estímulo para que as empresas do setor planejem suas ampliações e implementações de novas tecnologias em suas instalações.

O sistema elétrico, que é predominantemente hidrelétrico no Brasil, com os centros de produção de energia elétrica distantes dos centros de consumo, requer um complexo e vasto sistema de transmissão constituído por longas linhas de transmissão. Considerando a extensão do território brasileiro, essas linhas percorrem grandes distâncias podendo passar por regiões com alto índice de incidência de descargas atmosféricas.

De um modo geral, as descargas atmosféricas constituem uma das principais causas de desligamentos não programados dos sistemas de energia elétrica. Isso é devido às descargas atmosféricas que atingem diretamente os sistemas elétricos ou que, ao incidirem em suas proximidades, induzem tensões elevadas podendo romper o dielétrico provocando curtos-circuitos. Neste contexto justificam-se as investigações das descargas atmosféricas e das técnicas utilizadas, pelas empresas do setor, na proteção em linhas de transmissão contra seus efeitos indesejáveis.

Esta disseminação deve-se, em parte, ao enorme avanço das telecomunicações verificado nos últimos anos. A introdução das fibras ópticas, em particular, contribuiu de forma decisiva para a extraordinária redução do custo das comunicações. Com isso, verifica-se a utilização cada vez mais crescente de cabos OPGW para a proteção contra descargas atmosféricas em linhas de transmissão, substituindo os cabos convencionais, aproveitando a infra-estrutura já existente oferecida por linhas de transmissão, para a formação de redes de telecomunicação como também: teleproteção, supervisão e controle do sistema elétrico.

A tecnologia de cabos OPGW (Optical Ground Wires) adotados na proteção de linhas de transmissão contra descargas atmosféricas e ao mesmo tempo como meio físico para conduzir dados evoluiu muito nos últimos anos, resultando na disseminação

de tais cabos em diversos países. Atualmente no Brasil, todas as concessionárias, que constituem a rede básica, possuem pelo menos um circuito acima de 230 kV dotado de cabos OPGW, constituindo aproximadamente mais de 15.000 km de cabos instalados.

## **1.1 Motivação**

Devido às peculiaridades do sistema elétrico brasileiro, os circuitos de transmissão, sejam eles dotados de cabos OPGW ou cabos pára-raios convencionais, passam usualmente por regiões de alto índice de densidade de descargas atmosféricas. Estes cabos ficam, portanto, expostos à freqüente incidência de altas correntes provenientes de descargas atmosféricas. Embora as linhas de transmissão dotadas apenas com cabos pára-raios convencionais sofram o mesmo tipo de exposição, devido às características construtivas dos cabos OPGW, estes são mais facilmente afetados pela incidência de descargas atmosféricas. Ademais, a função de comunicação de um cabo OPGW lhe atribui um requisito de maior confiabilidade.

Outra característica importante dos cabos OPGW é a sua pequena resistência a solicitações mecânicas para fixação destes às linhas de transmissão devido à fragilidade da fibra óptica existente no interior dos mesmos. Uma menor força aplicada na tração dos cabos OPGW resulta em flechas (distância entre a altura do condutor na torre e sua menor altura em relação ao solo em um mesmo vão) maiores em relação àquelas obtidas com cabos pára-raios convencionais influenciando diretamente no Modelo Eletrogeométrico (EGLM – Electrogeometric Lighting Model). Além disso, emendas em fibras ópticas devem ser evitadas, cabos OPGW geralmente são aterrados nas estruturas das linhas de transmissão permitindo a formação de laços de correntes induzidos, resultando em perdas por efeito Joule.

Esta crescente utilização de cabos OPGW traz alguns efeitos para as linhas de transmissão sob o ponto de vista mecânico e elétrico, podendo influenciar inclusive os parâmetros que a representam. Todavia, o grande número de desligamentos de circuitos equipados com cabos OPGW é preocupante. Há registros no sistema de transmissão de FURNAS de ocorrências de falhas em cabos OPGW durante incidências diretas de descargas atmosféricas. Estas incidências causam danos nos fios metálicos da camada externa desses cabos, inclusive com registros de danos às fibras ópticas. Além de tentos

rompidos, são observados a fusão e perdas de materiais, nos pontos da superfície dos cabos atingidos. A título de ilustração a Figura 1.1 apresenta um cabo OPGW.



**Figura 1.1: Cabo OPGW**

## **1.2 Fibras e Cabos Ópticos**

As fibras ópticas constituem-se, basicamente, em fios de vidro de altíssima pureza e transparência, no interior dos quais trafegam ondas luminosas que permitem, através de codificação apropriada, a transmissão de informações. Como, de maneira geral, a capacidade de transmissão por meio de ondas eletromagnéticas é proporcional à largura de faixa de frequência da onda, a fibra óptica possibilita taxas de transmissão teóricas da ordem de 10 mil vezes superiores às microondas.

As fibras ópticas são isentas de interferência eletromagnética com o ambiente externo, esta característica é vital em ambientes com altos valores de campos magnéticos e elétricos como subestações e proximidades de linhas de transmissão.

A transmissão de informação no interior das fibras ocorre sob a forma de pulsos de luz emitidos de forma intermitente, de tal modo que seja possível associar cada emissão, ou ausência de emissão, a uma unidade de informação (bit).

A luz é transmitida através do núcleo da fibra, a diferença no índice de refração do vidro e casca é tal que a luz fica confinada dentro do núcleo segundo os princípios da reflexão, sendo impedida de “escapar” para o exterior pela reflexão da luz na interface entre o núcleo e a camada externa, ou casca da fibra, conforme a Figura 1.2.

É importante observar que as fibras ópticas proporcionam apenas um meio para o transporte de informação, fazendo parte de sistemas de comunicação que são preponderantemente eletrônicos, e não ópticos. Os equipamentos de emissão e de recepção, portanto, devem transformar a informação eletrônica em óptica, e vice-versa.

Apesar das grandes vantagens mencionadas, às quais se acrescentam seu peso e volume menores, em relação aos meios de transmissão metálicos, as fibras ópticas

somente começaram a ser utilizadas na década de 1970. O principal motivo para a demora no desenvolvimento desta tecnologia foi a impossibilidade, até a introdução do laser em 1960, de se codificar a luz de forma apropriada, visando o transporte de informação.

As propriedades mais importantes das fibras ópticas, assim como suas modificações devidas ao desenvolvimento tecnológico, são relacionadas a seguir:

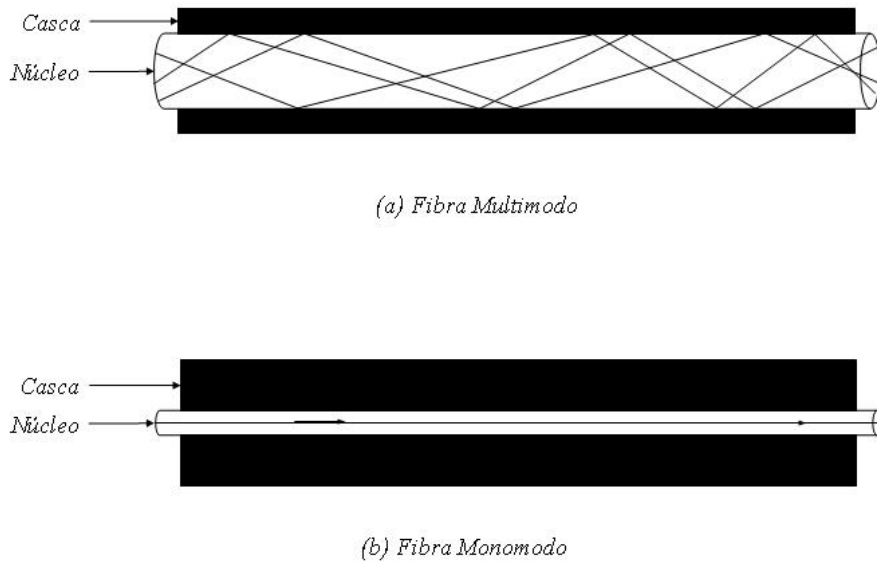
- Atenuação: constitui-se na propriedade mais importante dos meios de transmissão em geral, sendo particularmente relevante quando se trata de meios materiais, como no caso das fibras ópticas. A atenuação pode ser definida como a perda de potência do sinal com a distância, ou seja, se a atenuação for muito grande, o sinal chegará muito fraco ao receptor (ou repetidor), que não conseguirá captar a informação transmitida. Hoje são comuns fibras com atenuação de 0,3 dB/km (o limite teórico da atenuação, que é uma característica intrínseca de vidro, é da ordem de 0,18 dB/km).

- Dispersão modal: perda das características originais do sinal associada ao modo de propagação da luz nas fibras, inexistente nas fibras monomodo.

- Dispersão cromática: deve-se ao fato de a luz ser composta por radiações de diversos comprimentos de onda de forma que, ao longo da transmissão, ocorrem diferenças na velocidade de propagação. Ao contrário da atenuação, a dispersão não altera a potência do sinal, mas prejudica a recepção do mesmo. No que diz respeito às propriedades ópticas e suas aplicações, as fibras podem ser classificadas em dois grupos principais: multimodo e monomodo.

- Fibras multimodo: são utilizadas em aplicações nas quais a densidade de informações é baixa, e a distância a ser percorrida é pequena. De fato, tais fibras, embora apresentem desempenho inferior ao das monomodo, permitem, por sua própria natureza, o emprego de equipamentos terminais mais simples, o que reduz o custo global da instalação.

- Fibras monomodo: transmitem grandes taxas de informação a distâncias elevadas, mas exigem equipamentos mais complexos e mais caros. São adequadas, portanto, para redes telefônicas públicas, comunicação de dados, TV a cabo, etc., onde o custo dos equipamentos terminais é pouco expressivo em face do total do investimento necessário.

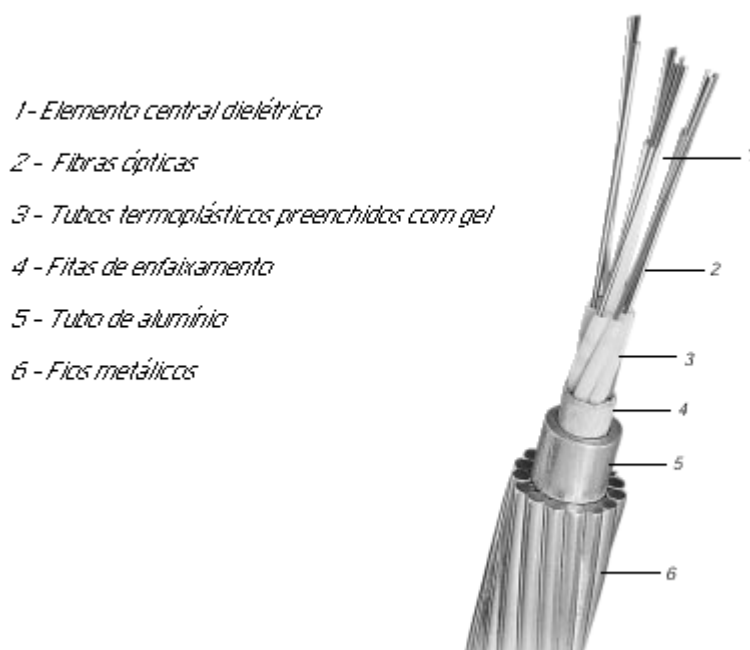


**Figura 1.2: Fibras Multimodo e Monomodo**

As fibras ópticas apresentam vulnerabilidade relativamente alta a solicitações mecânicas, o que exige que sejam protegidas através de revestimentos apropriados. Com este objetivo, as fibras são acondicionadas em tubos de plástico, cujo volume interno é preenchido por um gel, para maior proteção. Os cabos ópticos são formados pela reunião de vários destes tubos, sendo os mais comuns de até 36 fibras ópticas.

### 1.3 Cabos OPGW

Os cabos ópticos são utilizados por vias subterrâneas, com o objetivo de redução de custos das obras civis foi desenvolvida a tecnologia OPGW (Optical Ground Wire), que consiste em utilizar cabos ópticos revestidos por fios metálicos trançados, que além de meio de transporte para informações tem a função de cabos pára-raios de linhas de alta tensão. A Figura 1.3 apresenta a estrutura típica de cabos OPGW, pequenas variações podem existir em termos de componentes constitutivos. Este cabo OPGW é formado por fibras ópticas revestidas em acrilato, posicionadas em tubos preenchidos com gel, reunidos ao redor de um elemento central dielétrico protegido por fitas de enfaixamento, tubo de alumínio e uma ou duas camadas de fios metálicos. Os fios metálicos podem ser de alumínio, liga de alumínio ou de aço galvanizado.



**Figura 1.3: Constituição dos cabos OPGW**

Em geral para a utilização de cabos OPGW em linhas de transmissão já existentes, devem ser verificados, dentre outros, os seguintes tópicos:

- Se as torres suportam os esforços decorrentes do lançamento e instalação do cabo OPGW, já que estes possuem um maior peso em relação aos cabos pára-raios convencionais, e os esforços mecânicos devido a ventos fortes;
- Se os valores das flechas do cabo OPGW respeitam as distâncias elétricas, principalmente no meio do vão;
- Se a resistência mecânica e o peso permitem compatibilizar os valores das flechas do cabo OPGW com os condutores das fases, mantendo-se os limites de tensão mecânica máxima para as torres.



## **1.4 Estrutura do Trabalho**

No presente trabalho, é apresentado um estudo do Modelo Eletrogeométrico bidimensional como também as perdas por efeito Joule para linhas que utilizam cabos pára-raios do tipo OPGW, não abordando a coordenação de isolamento e o desempenho da linha frente a descargas atmosféricas de forma detalhada. Para tanto está dividido em cinco capítulos contando com este capítulo de introdução onde apresentam-se algumas definições básicas sobre cabos e fibras ópticas.

No Capítulo II é apresentado a utilização de cabos OPGW e a consideração de ocorrência de ventos fortes deslocando os condutores de suas posições originais e verificada a influência no Modelo Eletrogeométrico bidimensional ao longo do vão.

No Capítulo III são expostas as metodologias utilizadas para o cálculo da matriz de impedância de linhas de transmissão aéreas, temperatura de operação dos condutores e cálculo de correntes induzidas em cabos pára-raios.

No Capítulo IV são apresentados resultados levando-se em conta o número de desligamentos e a perda Joule em cabos pára-raios, sendo calculada em função da posição no espaço dos mesmos nas linhas de transmissão.

Por fim, no Capítulo V são descritas as conclusões resultantes do presente trabalho e sugestões para trabalhos futuros.

## **CAPÍTULO II**

# **DESCARGAS ATMOSFÉRICAS E O MODELO ELETROGEOMÉTRICO**

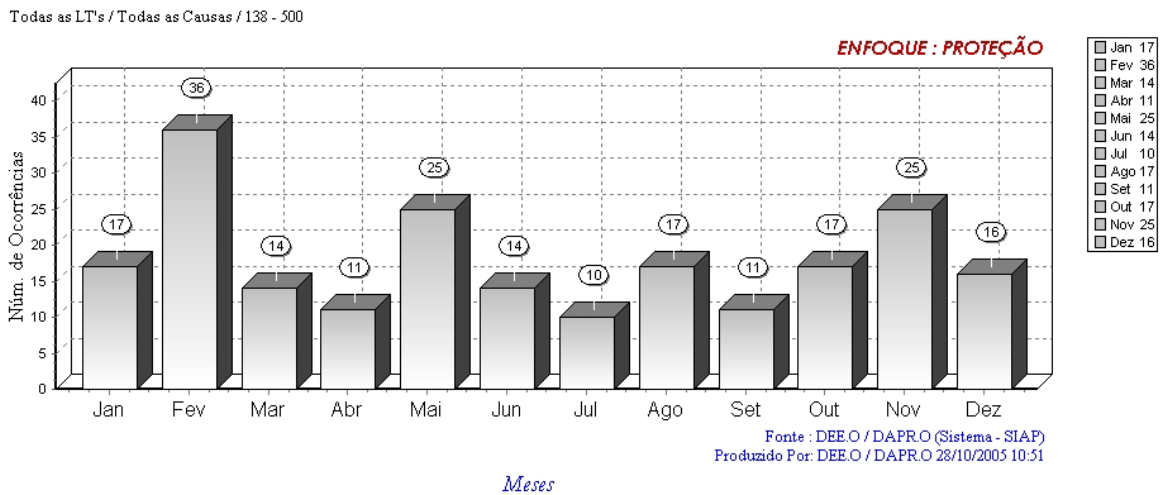
Neste capítulo apresenta-se a influência ao longo do vão, da proteção dada pelos cabos pára-raios à linha de transmissão, tendo em vista que os valores das flechas dos condutores das fases em geral são diferentes em relação às dos cabos pára-raios. Os valores das flechas dos cabos convencionais utilizados como pára-raios são menores em relação aos condutores das fases ACSR (alumínio reforçado com aço), pois aqueles podem suportar uma tração maior na fixação à estrutura da torre da linha de transmissão do que estes. Devido à diferença entre os valores das flechas, ocorre um aumento da distância entre os cabos pára-raios e os condutores das fases à medida que se caminha em direção ao meio do vão, resultando na modificação do Modelo Eletrogeométrico ao longo deste percurso.

Existe também a possibilidade de uma linha de transmissão possuindo dois cabos pára-raios, sendo um dos cabos pára-raios do tipo OPGW (Optical Ground Wires) enquanto o outro ser de aço (EHS). Como os cabos OPGW devem ser submetidos a uma menor tração na fixação às torres em relação aos cabos EHS, devido à diferença de parâmetros de dilatação entre a fibra óptica e materiais metálicos, resultando em cabos pára-raios com valores de flechas diferentes em uma mesma linha de transmissão.

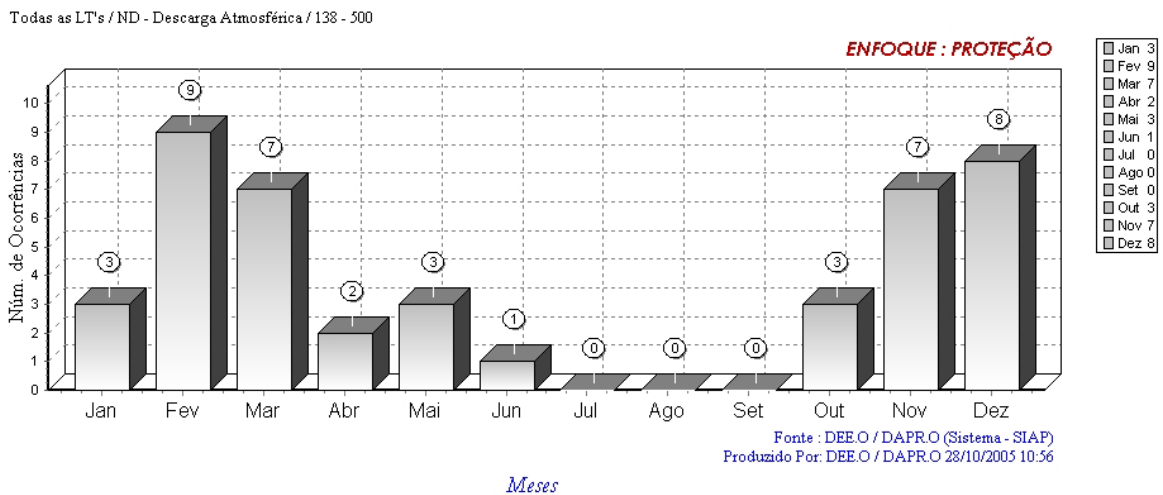
Também será analisado o desempenho da linha frente a descargas atmosféricas sob influência de ventos fortes, uma vez que é comum a ocorrência destes em tempestades. Dependendo da velocidade dos ventos, pode haver a alteração do posicionamento das cadeias não fixas das fases e conseqüentemente dos condutores da linha, modificando o Modelo Eletrogeométrico e interferindo na confiabilidade da linha de transmissão diante de descargas atmosféricas.

## 2.1 Descargas Atmosféricas

Como dito anteriormente as descargas atmosféricas têm grande influência nos desligamentos não programados em linhas de transmissão. Na Figura 2.1 é exposto o número de desligamentos não programáveis nas linhas de transmissão de Furnas Centrais Elétricas, com tensões compreendidas entre 138 kV a 500 kV, no período do ano de 2004. Na Figura 2.2 é apresentado somente o número de desligamentos que foram detectados como sendo ocasionados por descargas atmosféricas, este número pode ser maior por muitas vezes é difícil a determinação exata das causas que provocaram os desligamentos nas linhas de transmissão.



**Figura 2.1: Número de desligamentos em LTs com tensões entre 138 kV a 500 kV de Furnas**



**Figura 2.2: Número de desligamentos em LTs de Furnas devido a descargas atmosféricas**

No ano de 2004, aproximadamente 20 % dos desligamentos das linhas de transmissão de FURNAS tiveram como causa comprovada descargas atmosféricas. Nos meses chuvosos, compreendido entre janeiro e março, o índice de desligamentos por descargas atmosféricas chega a 50 % de todos os desligamentos ocorridos em linhas com tensões entre 138 kV a 500 kV. É importante ressaltar que entre as causas determinadas, as descargas atmosféricas é o principal fenômeno que provoca desligamentos em linhas de transmissão.

O estudo de descargas atmosféricas é fundamental para a proteção de sistemas elétricos de potência, tendo neste trabalho um foco em linhas de transmissão. Para facilitar o entendimento será apresentado uma breve introdução da formação das cargas nas nuvens, da ocorrência de descargas atmosféricas e de como estas se propagam no ar.

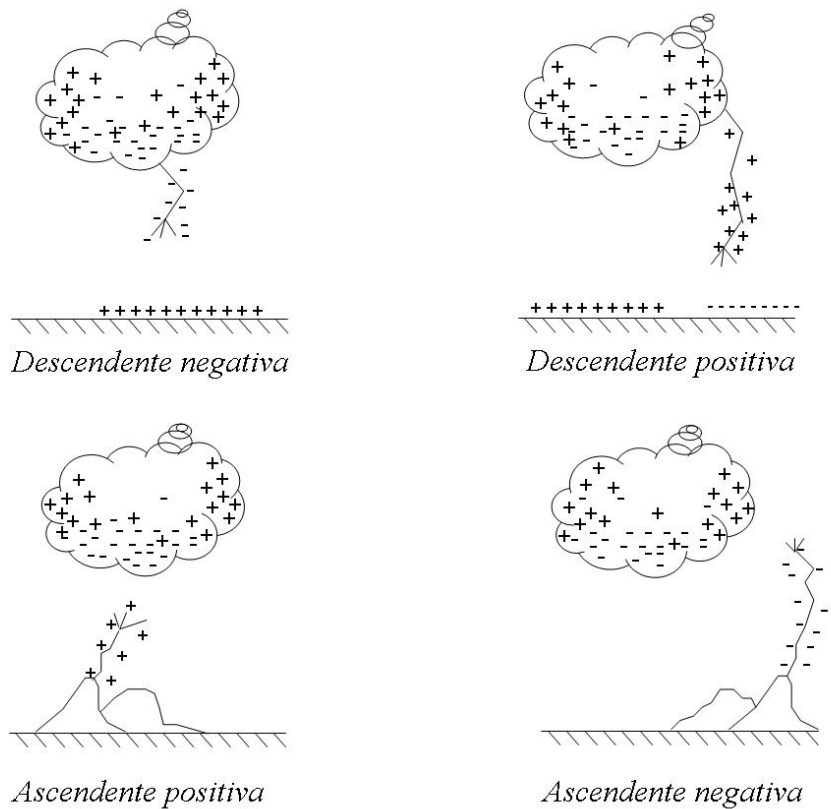
O vento é o principal agente na separação das partículas de polaridades opostas na nuvem. Correntes ascendentes de ar provenientes da superfície do solo tendem a carregar partículas positivas e pequenas gotas d'água da parte inferior para a superior e laterais da nuvem. Por outro lado, partículas negativas são transportadas para a base da nuvem por gotas d'água maiores e partículas de gelo sob ação da gravidade.

Assim desenvolve-se uma tensão entre a nuvem e a terra, pois a concentração de cargas negativas na base da nuvem induz o acúmulo de cargas positivas no solo abaixo. Estes centros de carga continuam a se desenvolver até que o gradiente elétrico numa concentração de cargas na nuvem (ou na terra) excede a suportabilidade do ar, que é da ordem de 20 kV/cm, provocando o movimento de cargas em direção ao solo.

Entretanto, a grande maioria das descargas atmosféricas ocorre entre duas nuvens enquanto somente uma pequena parcela é devida à tensão entre o solo e a nuvem. As descargas entre o solo e a nuvem podem ser classificadas pela polaridade e sentido do precursor da descarga, a Figura 2.3 ilustra os tipos de descargas atmosféricas.

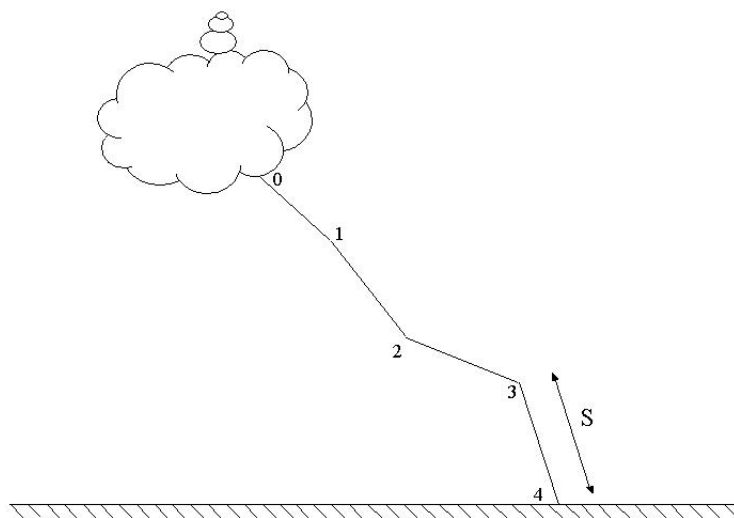
São descendentes, quando o sentido da descarga é da nuvem para o solo, ou ascendentes, quando o sentido é do solo para nuvem. Dependendo da polaridade do precursor da descarga estão subdivididas em positivas ou negativas.

As descargas descendentes são as que ocorrem mais freqüentemente e estão associadas às estruturas não muito elevadas como linhas de transmissão e quase a sua totalidade, em torno de 90 %, é negativa. As descargas ascendentes são associadas a estruturas elevadas como montanhas, sendo a descarga ascendente positiva muito rara de ocorrer. A seguir será descrito um resumo simplificado da dinâmica de propagação das descargas atmosféricas.



**Figura 2.3: Tipos de descargas atmosféricas**

As descargas atmosféricas percorrem o espaço dando saltos, ou seja, o raio rompe o dielétrico (ar) com uma certa distância, sendo o valor deste salto próximo ao solo dependente da amplitude da corrente da descarga. Esse fenômeno é ilustrado pela Figura 2.4.



**Figura 2.4: Fenômeno da descarga atmosférica**

Instantaneamente a descarga atmosférica salta da posição 0 até 1, após cada descarga parcial, flui carga elétrica através do canal ionizado e esta acumula-se na extremidade do canal, originando outra disrupção e a descarga dá outro salto de 1 até a posição 2. Quando o precursor se aproxima do solo, ou objetos próximos ligados ao solo, há tendência da formação do último canal possuindo um comprimento denominado distância de salto ( $S$ ).

Este procedimento se repete até a posição 4, quando a descarga forma um canal completo entre a nuvem e o solo neste exemplo. Nesta fase a corrente é muito elevada e ocorrem efeitos luminosos e sonoros intensos.

Na literatura encontram-se diversas fórmulas relacionando a distância de salto com a amplitude da descarga atmosférica, o valor da distância de salto  $S$  adotado neste trabalho é definida pela equação 2.1 [1].

$$S = c \cdot I^d \quad (2.1)$$

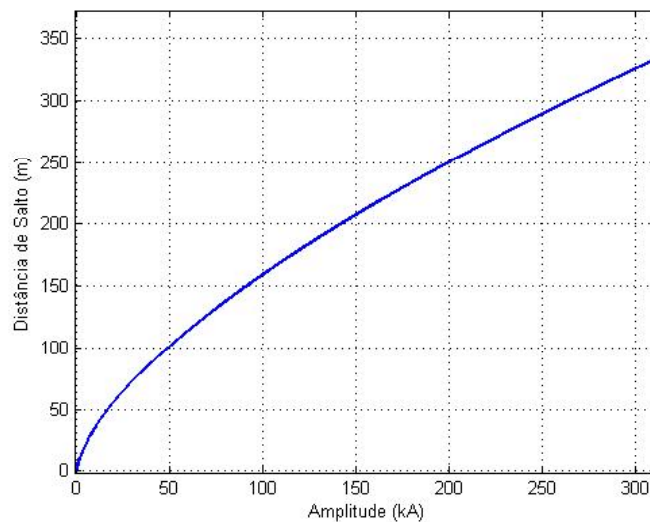
onde:

$S$  – Distância de salto [m];

$I$  – Amplitude da corrente da descarga atmosférica [kA];

$c$  – Constante empírica adotada como 8 no presente trabalho [1];

$d$  – Constante, o valor de 0,65 foi assumido no presente trabalho [1];



**Figura 2.5: Relação entre distância de salto e a amplitude da descarga**

## 2.2 O Modelo Eletrogeométrico

Desconsiderando a orografia do terreno, objetos próximos e as torres de sustentação o Modelo Eletrogeométrico bidimensional [1], [2] e [3] aplicado à proteção dada pelos cabos pára-raios contra descargas atmosféricas a uma linha de transmissão é ilustrado na Figura 2.6.

Delimita-se uma fronteira imaginária com raio de valor igual à distância de salto  $S$  para cada condutor da linha de transmissão e o solo. Então, cada vez que uma descarga atmosférica atravessar essa fronteira fictícia de um dos condutores, ou do solo, considera-se que o raio atinge os mesmos.

A utilização da mesma distância de salto para a fronteira do solo depende da relação entre amplitude da corrente da descarga e a distância  $S$ , as fronteiras dos condutores e solo podem assumir valores distintos para relações diferentes a apresentada por (2.1).

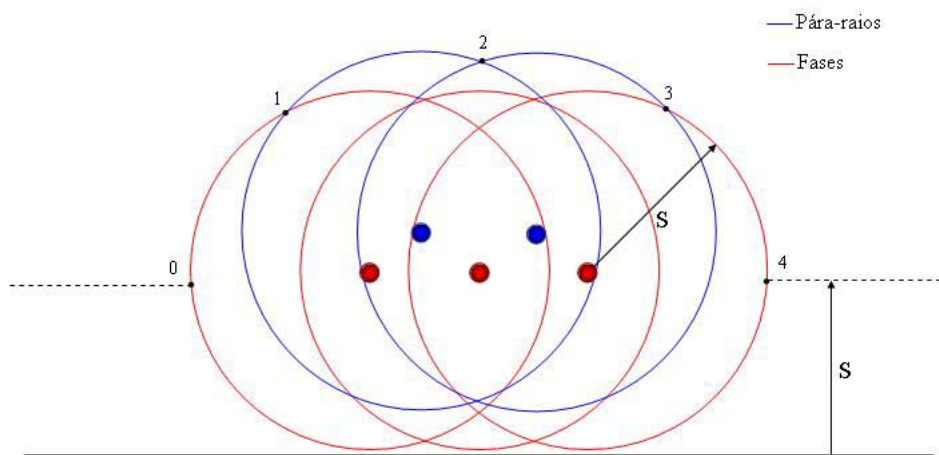


Figura 2.6: Modelo Eletrogeométrico

Por exemplo, suponha que a descarga atmosférica atinja o espaço delimitado entre os pontos 1 e 2, nesse caso o raio terá como destino o cabo pára-raio, do mesmo modo se atingir o espaço entre os pontos 2 e 3. A descarga atmosférica ultrapassando o espaço compreendido entre os pontos 0 e 1 ou 3 e 4, a mesma terá como destino as fases

laterais da linha. Se a descarga atmosférica atingir à esquerda do ponto  $0$  ou à direita do ponto  $4$  terá como destino o solo.

Para cada configuração de linhas de transmissão como também para cada valor de corrente da descarga atmosférica o Modelo Eletrogeométrico sofre modificações, nota-se que os condutores da fase central estão “blindados” neste exemplo. Em casos de linhas com mais de um condutor por fase (feixe) cada cabo possui a sua fronteira de raio  $S$ , ou seja, neste trabalho não é adotado um condutor equivalente, este fato é relevante nos estudos de configurações não típicas de linhas de transmissão como as LPNE (Linhas de Transmissão com Potência Natural Elevada).

No presente trabalho supõe-se que as amplitudes das descargas atmosféricas seguem uma distribuição de probabilidade log-normal [3] e [4]. A distribuição normal e log-normal são estritamente relacionadas, se  $x$  possui uma distribuição normal de probabilidade com média  $\mu$  e variância  $\sigma^2$ , então  $\ln(x)$  também possui uma distribuição normal com média  $\mu$  e variância  $\sigma^2$ .

A distribuição log-normal tem aplicação quando a variável de interesse deve assumir valores positivos, já que  $\ln(x)$  existe somente quando a variável aleatória  $x$  é positiva. A distribuição de probabilidade log-normal de uma variável positiva  $x$  aleatória com média  $\mu$  e variância  $\sigma^2$  é dada por (2.2).

$$f(x|\mu, \sigma) = \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\ln x - \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (2.2)$$

onde:

$x$  – Variável aleatória positiva;

$\mu$  – Média do  $\ln(x)$ ;

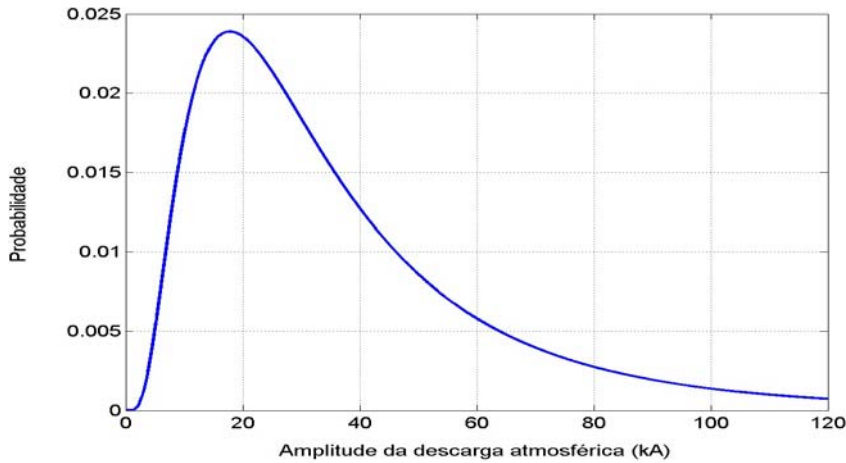
$\sigma$  – desvio padrão do  $\ln(x)$ , supondo uma distribuição normal com média  $\mu$ .

Como dito anteriormente, no presente trabalho supôs-se a distribuição de probabilidade log-normal para representar os valores de corrente das descargas atmosféricas, adotado como mediana da amplitude o valor de 30 kA e desvio padrão de 0,72, como reproduzido na Figura 2.7.

A probabilidade de uma determinada descarga atmosférica atingir os cabos das fases ou os cabos pára-raios, considerando que o evento descarga atmosférica atingir a



linha de transmissão é certo (probabilidade igual a 1), pode ser calculada através da projeção ao solo das interseções entre as fronteiras dos condutores ou condutor e o solo.



**Figura 2.7: Distribuição de probabilidade da amplitude da corrente das descargas atmosféricas**

Quando não houver interseções entre as fronteiras dos condutores, ocorrendo para valores pequenos de corrente das descargas atmosféricas, a projeção de cada condutor será igual ao diâmetro do círculo formado de raio igual à distância de salto  $S$ .

Observando as Figuras 2.7 e 2.8 pode-se calcular a probabilidade da descarga atmosférica atingir cada um dos condutores da linha de transmissão. A probabilidade de uma descarga atmosférica atingir os cabos das fases será:

$$P_{fases} = \frac{L_1 + L_4}{L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \quad (2.3)$$

onde:

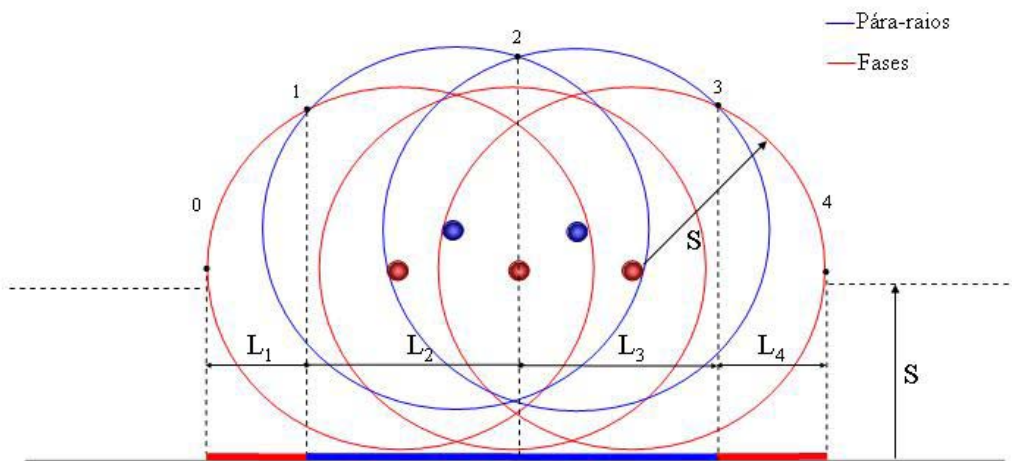
$P_{fases}$  – Probabilidade que a descarga atinja os cabos das fases;

$L_1$  – Projeção, no solo, do comprimento entre os pontos 0 a 1 [m];

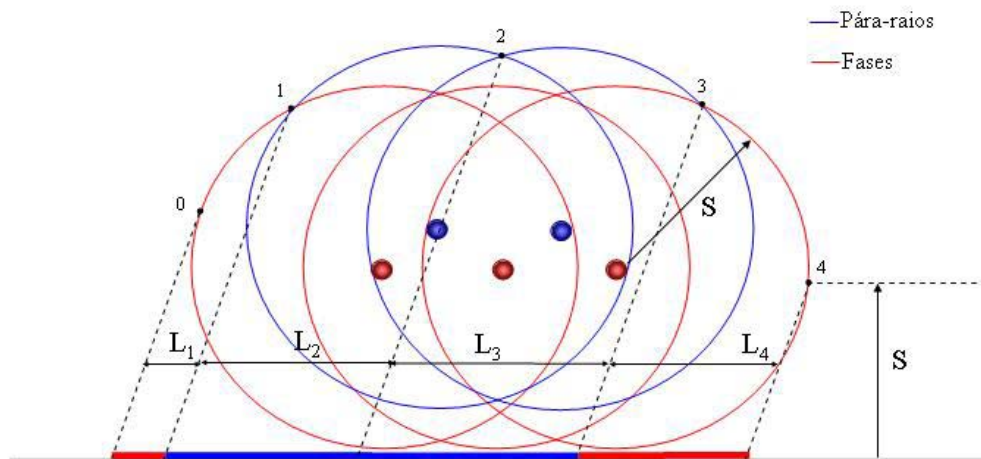
$L_2$  – Projeção, no solo, do comprimento entre os pontos 1 a 2 [m];

$L_3$  – Projeção, no solo, do comprimento entre os pontos 2 a 3 [m];

$L_4$  – Projeção, no solo, do comprimento entre os pontos 3 a 4 [m].



**Figura 2.8: Projeção no solo do Modelo Eletrogeométrico**



**Figura 2.9: Projeção no solo do Modelo Eletrogeométrico considerando ângulo de incidência**

O nível cerâmico [1], número de dias no ano que ocorrem tempestades com raios, e a densidade de descargas (*GFD*) são relacionados por:

$$GFD = 0,12 \cdot Nc \quad (2.4)$$

onde:

*GFD* – Ground Flash Density, número de descargas para terra /ano/km<sup>2</sup>;

$N_c$  – Nível Ceráunico.

Pode-se estimar, a partir do valor de  $GFD$ , o número de descargas por ano por km que provavelmente atingirá a linha de transmissão:

$$N = GFD \cdot \frac{L}{1000} \quad (2.5)$$

onde:

$N$  – Número de descargas por ano por km;

$L$  – Projeção no solo do comprimento de interesse proveniente do Modelo Eletrogeométrico bidimensional [m].

Tomando como base as Figuras 2.8 e 2.9, o comprimento  $L$  dado por (2.5) pode assumir os seguintes valores para diferentes cálculos do número de descargas que atinge a linha de transmissão, sendo:

$L = L_1 + L_2 + L_3 + L_4$ , para  $N$  sendo o número de descargas atmosféricas que atingem a linha de transmissão/ano/km;

$L = L_2 + L_3$ , para  $N$  sendo o número de descargas atmosféricas que atingem os cabos pára-raios/ano/km;

$L = L_1 + L_4$ , para  $N$  sendo o número de descargas atmosféricas que atingem os condutores das fases/ano/km.

Através da Simulação Monte Carlo [5] pode-se definir a probabilidade das descargas atmosféricas atingirem os condutores das fases ou os cabos pára-raios de uma linha de transmissão. No presente trabalho, para a obtenção da probabilidade das descargas atmosféricas atingirem os condutores adotou-se o método de Monte Carlo, uma solução de fácil implementação, mas as tradicionais metodologias de integração poderiam ser utilizadas.

Na simulação de Monte Carlo um número  $N$  de descargas atmosféricas são sorteadas possuindo uma amplitude da corrente com uma distribuição de probabilidade log-normal conforme (2.2).

A probabilidade de uma descarga atmosférica atingir os cabos pára-raios, considerando o evento descarga atmosférica atingindo a linha de transmissão como

certo de ocorrer, ou seja, probabilidade igual a 1, fazendo-se  $N$  sorteios das amplitudes das correntes das descargas atmosféricas é:

$$P_{\text{para-raios}} = \frac{\sum_1^N L_2 + L_3}{\sum_1^N L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \quad (2.6)$$

Já a probabilidade das descargas atingirem os condutores das fases será:

$$P_{\text{fases}} = \frac{\sum_1^N L_1 + L_4}{\sum_1^N L_1 + L_2 + L_3 + L_4} \quad (2.7)$$

onde:

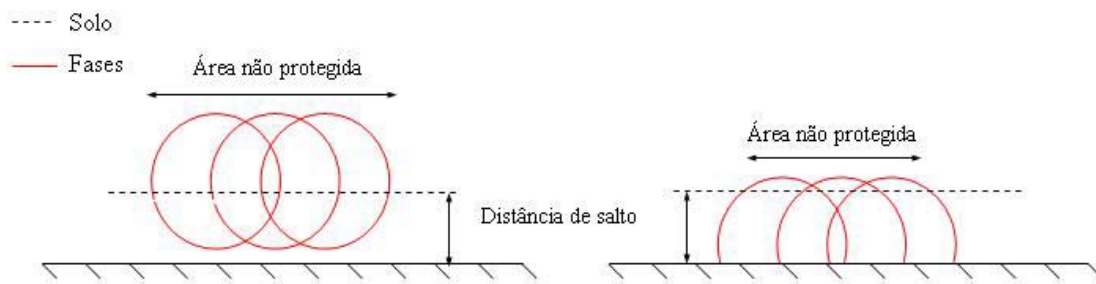
$P_{\text{para-raios}}$  – Probabilidade que a descarga atmosférica atinja os cabos pára-raios;

$P_{\text{fases}}$  – Probabilidade que a descarga atmosférica atinja os cabos das fases;

$N$  – Número de simulações de descargas atmosféricas atingindo a LT.

### 2.2.1 Influência das Flechas dos Condutores no Modelo Eletrogeométrico

Supondo uma linha de transmissão sem cabos pára-raios, a aproximação dos condutores das fases ao solo provoca uma redução da probabilidade de um raio cair sob as fases da linha de transmissão. O Modelo Eletrogeométrico adotado justifica, pois o solo possuindo alguma fronteira fictícia diminui a área exposta dos condutores das fases sem proteção contra descargas atmosféricas como exemplificado na Figura 2.10.



**Figura 2.10: Influência da altura dos cabos das fases na proteção contra descargas atmosféricas**

Fazendo a análise do que ocorre com a presença dos cabos pára-raios à medida que se desloca em direção ao meio do vão da LT, pressupondo que as flechas dos

condutores das fases são maiores do que dos cabos pára-raios, conclui-se que a área exposta a descargas atmosféricas diminui, a não ser para pequenos valores de corrente das descargas atmosféricas.

Este fato deve-se às distâncias entre os cabos pára-raios e os condutores das fases aumentarem, tendo como consequência a menor exposição dos condutores das fases às descargas atmosféricas, esse comportamento está reproduzido na Figura 2.11.

Para a determinação do posicionamento dos condutores em cada secção ao longo do vão é utilizada a equação da catenária dada por:

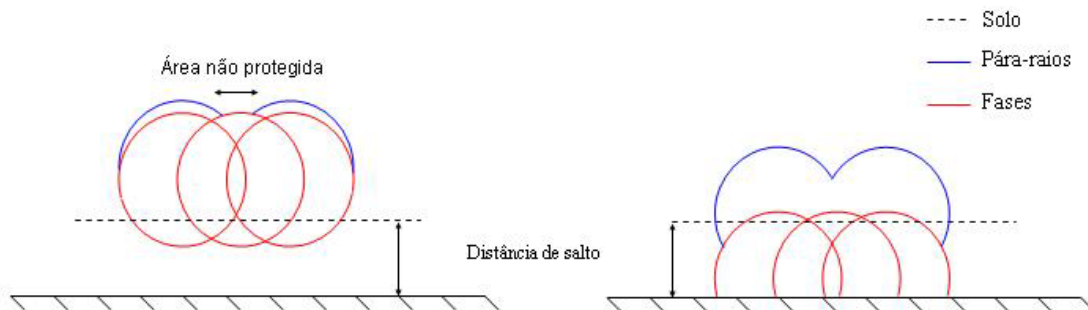
$$Y(x) = a \cdot \text{Cosh}\left(\frac{x}{a}\right) \quad (2.8)$$

sendo  $a = \frac{T_0}{w_0}$  e onde:

$T_0$  – Tensão no ponto mais baixo da catenária;

$w_0$  – Massa por unidade de comprimento do condutor, [kg/m];

$x$  – Distância entre a torre e o ponto no qual se quer determinar a altura do condutor [m].



**Figura 2.11: Influência ao longo do vão na proteção contra descargas atmosféricas**

A parcela  $T_0$  em (2.8) pode ser de difícil obtenção, usualmente o setor elétrico utiliza uma aproximação para a equação da catenária, conforme mostrado a seguir:

$$Y(x) = \frac{x^2}{2 \cdot c} - \frac{x_0 \cdot x}{c} + h \quad (2.9)$$

sendo:

$$c = \frac{A^2}{8 \cdot f} \quad \text{e} \quad x_0 = \frac{A}{2}$$

onde:

$A$  – Comprimento do vão [m];

$f$  – Flecha do condutor [m];

$h$  – Altura do cabo na torre [m];

$x$  – Posição ao longo do vão [m];

$Y(x)$  – Altura do cabo a  $x$  metros da torre [m].

## 2.3 Ângulo de Incidência

A incidência de uma descarga atmosférica ocorre com alguma inclinação em relação à vertical, este ângulo possui uma natureza estatística e depende da altura do objeto em relação ao solo. O ângulo de incidência de uma descarga atmosférica [6] pode ser definido por uma distribuição de probabilidade calculada por:

$$F(\theta) = K \cdot \cos^{\xi}(\theta) \quad (2.10)$$

sendo:

$$K = \left( \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \cos^{\xi} \theta d\theta \right)^{-1}$$

$$\xi = 0,5 \cdot h^{-9}$$

onde:

$\theta$  - Ângulo de incidência,  $-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2$ ;

$h$  – Altura em relação ao solo [m];

$F(\theta)$  – Distribuição de probabilidade de que o ângulo de incidência seja  $\theta$ .

### 2.3.1 Resultados da Influência do Ângulo de Incidência

Estudos realizados demonstram [1], [3], e também foi verificado neste trabalho, que o ângulo de incidência influi pouco nos resultados de confiabilidade das linhas de transmissão obtidos utilizando-se o Modelo Eletrogeométrico diante de surtos provenientes de descargas atmosféricas.

Para verificar a influência do ângulo de incidência sobre o Modelo Eletrogeométrico, foram analisadas configurações horizontais típicas de linhas de transmissão de 138 kV, 230 kV e 500 kV. Para cada linha de transmissão foram utilizadas duas configurações diferentes em relação ao tipo de cabo pára-raio utilizado, mas todas as LTs possuindo dois cabos pára-raios, sendo as duas configurações descritas a seguir:

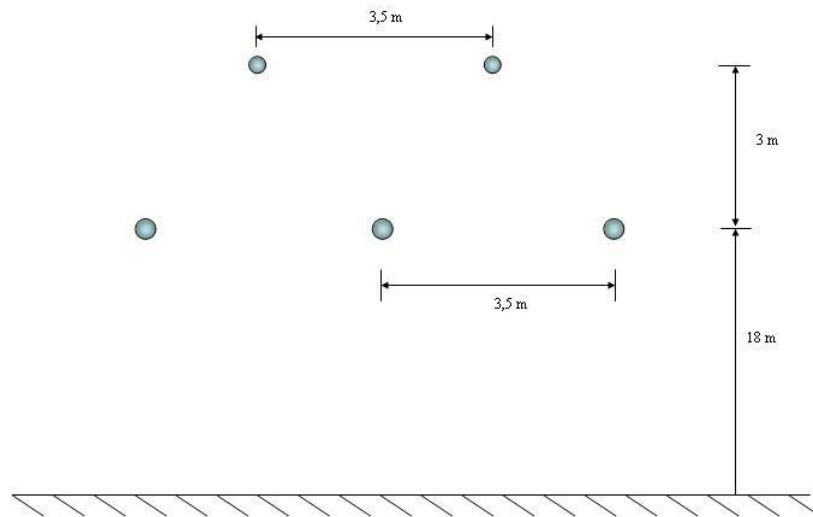
- LT com dois cabos pára-raios do tipo 3/8 EHS;
- LT possuindo um cabo 3/8 EHS e outro OPGW.

Para esta análise foram simuladas, para cada uma das configurações de linhas de transmissão descritas anteriormente, um número igual a 30.000 (trinta mil) descargas atmosféricas atingindo a linha de transmissão. Cada configuração de LT foi testada através do Modelo Eletrogeométrico bidimensional para as condições de raio incidindo perpendicularmente e com ângulo de incidência com uma distribuição de probabilidade dada por (2.10).

## Linha de Transmissão de 138 kV

**Tabela 2.1: Configuração dos condutores da LT de 138 kV**

<i>Linha de 138 kV</i>			
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>
<i>Linnet</i>	<i>-3,50 m</i>	<i>18,00 m</i>	<i>10,00 m</i>
<i>Linnet</i>	<i>0,00 m</i>	<i>18,00 m</i>	<i>10,00 m</i>
<i>Linnet</i>	<i>3,50 m</i>	<i>18,00 m</i>	<i>10,00 m</i>
<i>3/8 EHS</i>	<i>-1,75 m</i>	<i>21,00 m</i>	<i>4,00 m</i>
<i>3/8 EHS</i>	<i>1,75 m</i>	<i>21,00 m</i>	<i>4,00 m</i>
<i>OPGW</i>	<i>1,75 m</i>	<i>21,00 m</i>	<i>6,00 m</i>



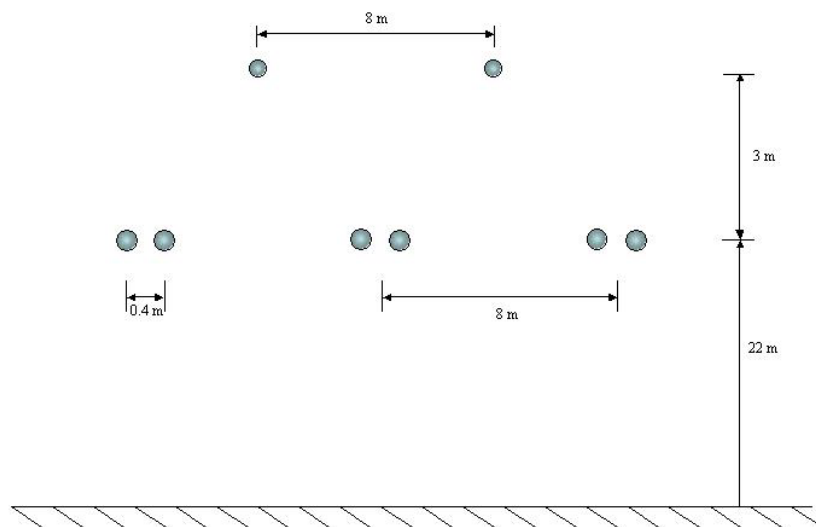
**Figura 2.12: Configuração dos cabos na torre**



## Linha de Transmissão de 230 kV

**Tabela 2.2: Configuração dos condutores da LT de 230 kV**

<i>Linha de 230 kV</i>			
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>
<i>Tern</i>	-7,8 m	22,0 m	12,00 m
<i>Tern</i>	-8,2 m	22,0 m	12,00 m
<i>Tern</i>	0,2 m	22,0 m	12,00 m
<i>Tern</i>	-0,2 m	22,0 m	12,00 m
<i>Tern</i>	8,2 m	22,0 m	12,00 m
<i>Tern</i>	7,8 m	22,0 m	12,00 m
<i>3/8 EHS</i>	-4,0 m	25,0 m	5,00 m
<i>3/8 EHS</i>	4,0 m	25,0 m	5,00 m
<i>OPGW</i>	4,0 m	25,0 m	8,00 m

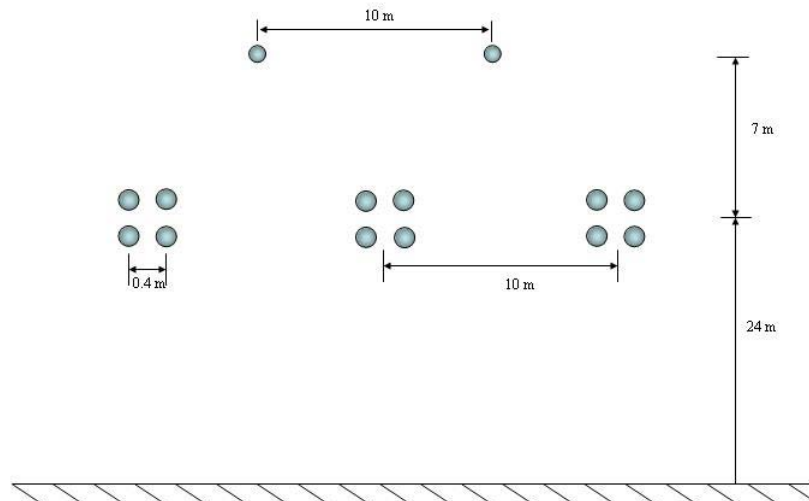


**Figura 2.13: Configuração dos cabos na torre**

Linha de Transmissão de 500 kV

**Tabela 2.3: Configuração dos condutores da LT de 500 kV**

<i>Linha de 500 kV</i>			
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>
<i>Rail</i>	<i>-9,8 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>-10,2 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>-10,2 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>-9,8 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>0,2 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>-0,2 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>-0,2 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>0,2 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>10,2 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>9,8 m</i>	<i>24,2 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>9,8 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>Rail</i>	<i>10,2 m</i>	<i>23,8 m</i>	<i>12,0 m</i>
<i>3/8 EHS</i>	<i>-5,0 m</i>	<i>31,0 m</i>	<i>6,0 m</i>
<i>3/8 EHS</i>	<i>5,0 m</i>	<i>31,0 m</i>	<i>6,0 m</i>
<i>OPGW</i>	<i>5,0 m</i>	<i>31,0 m</i>	<i>10,0 m</i>



**Figura 2.14: Configuração dos cabos na torre**

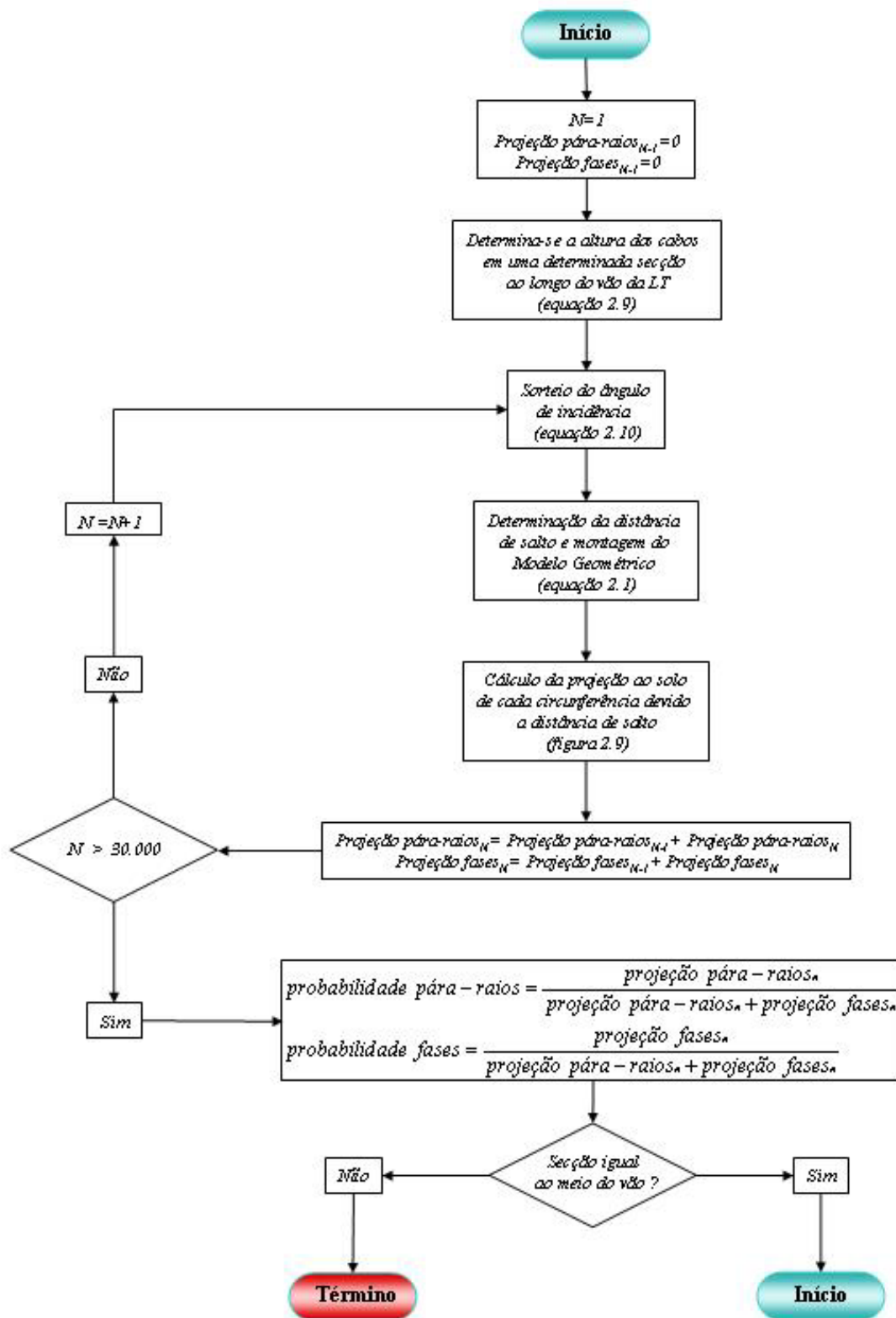


Figura 2.15: Fluxograma da Simulação Monte Carlo para observar a influência do ângulo de incidência

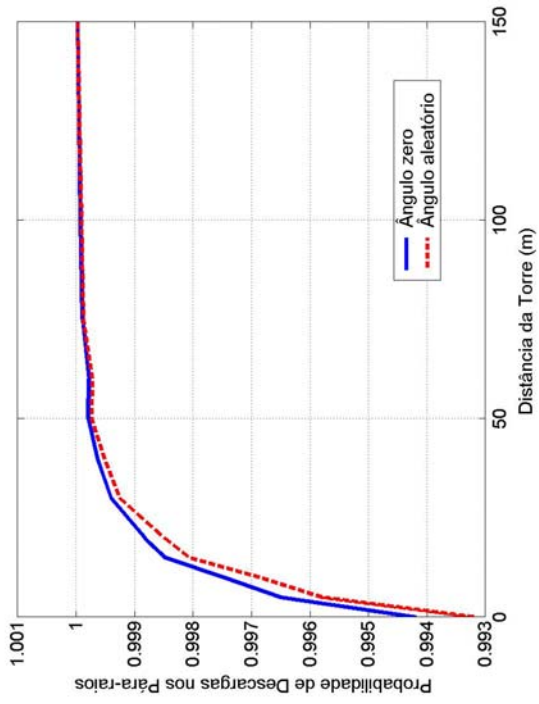


Figura 2.16: LT de 138 kV com ambos os cabos EHS

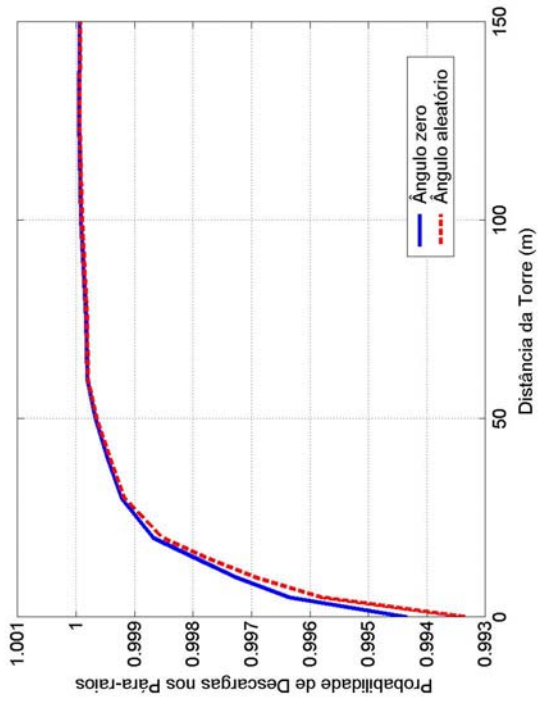


Figura 2.18: LT de 138 kV com um cabo EHS e outro OPGW

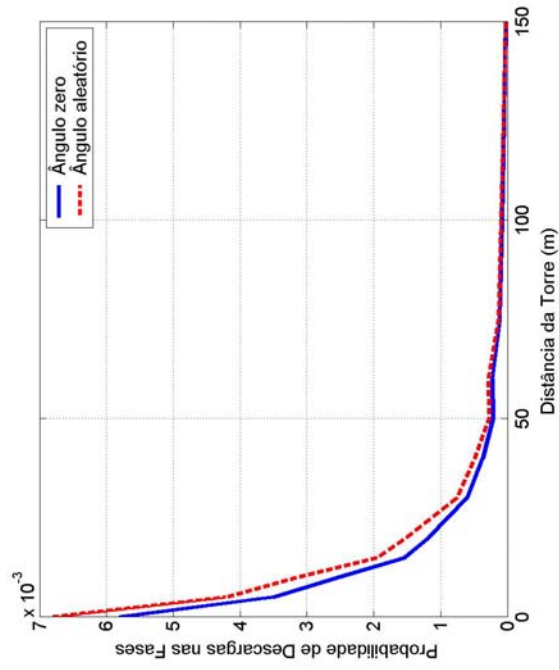


Figura 2.17: LT de 138 kV com ambos os cabos EHS

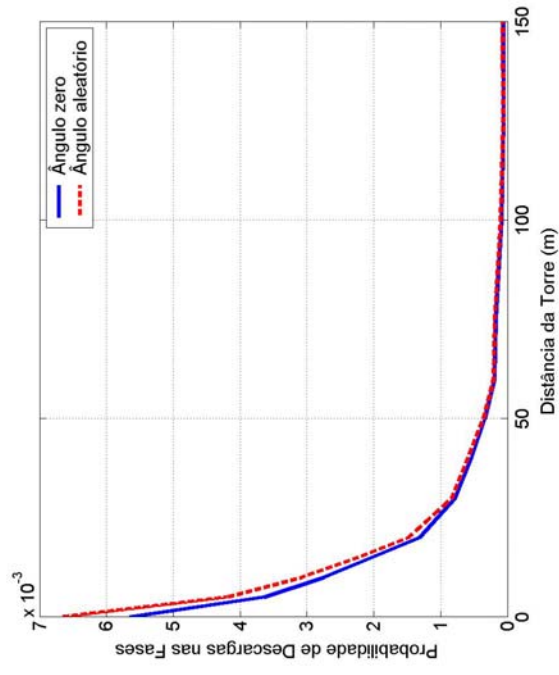


Figura 2.19: LT de 138 kV com um cabo EHS e outro OPGW

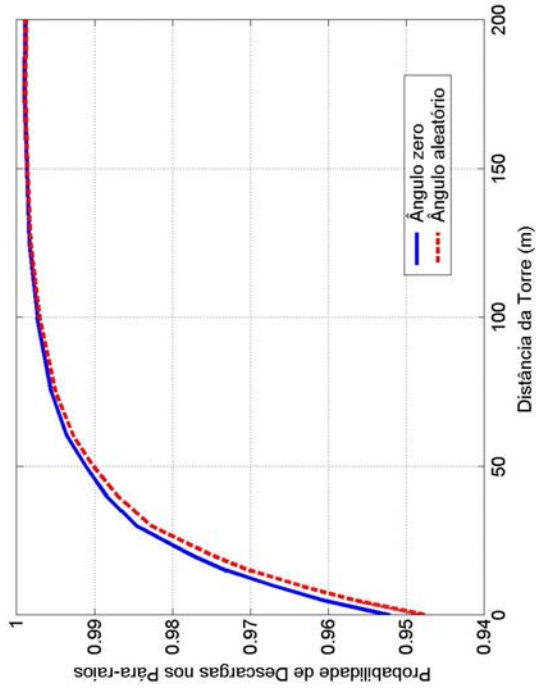


Figura 2.20: LT de 230 kV com ambos os cabos EHS

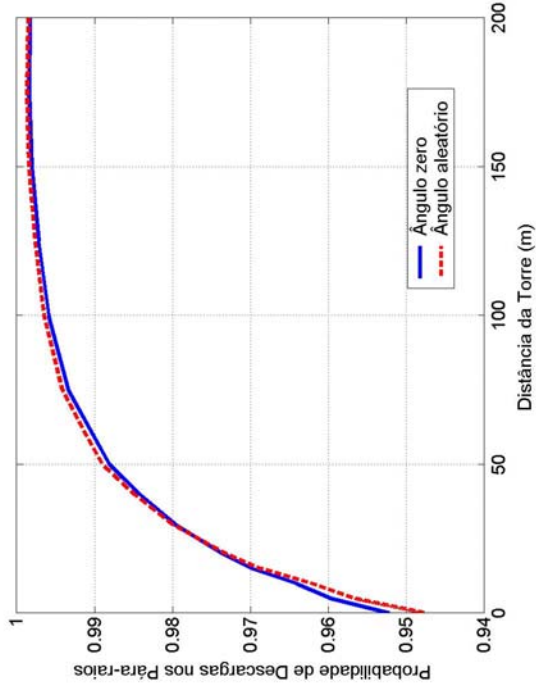


Figura 2.22: LT de 230 kV com um cabo EHS e outro OPGW

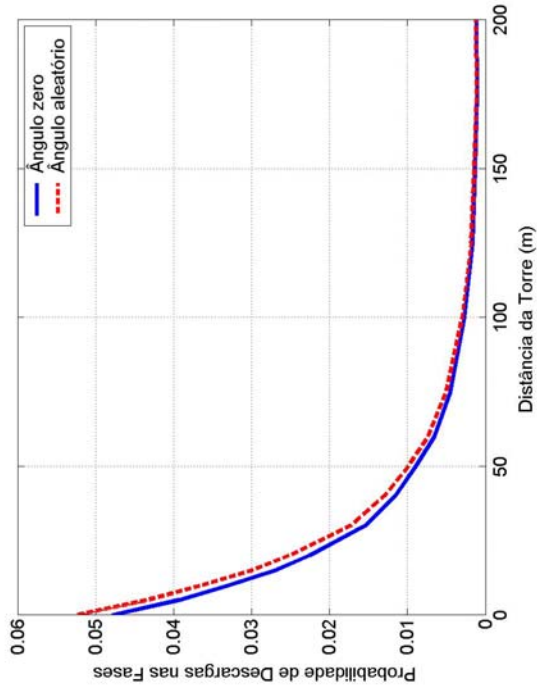


Figura 2.21: LT de 230 kV com ambos os cabos EHS

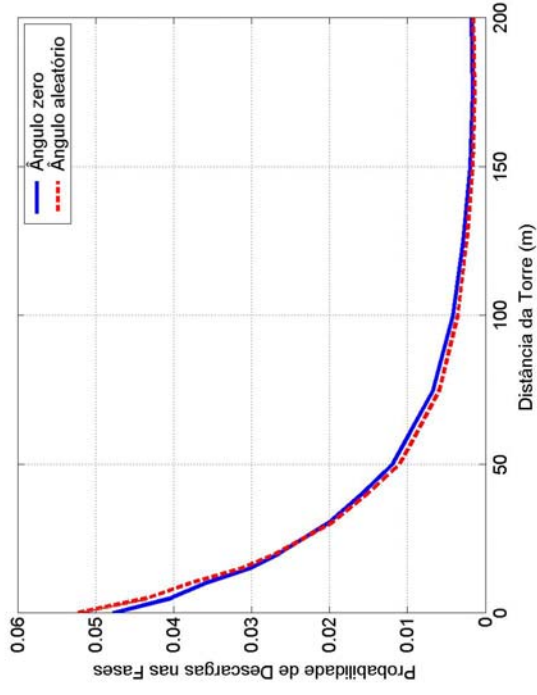


Figura 2.23: LT de 230 kV com um cabo EHS e outro OPGW

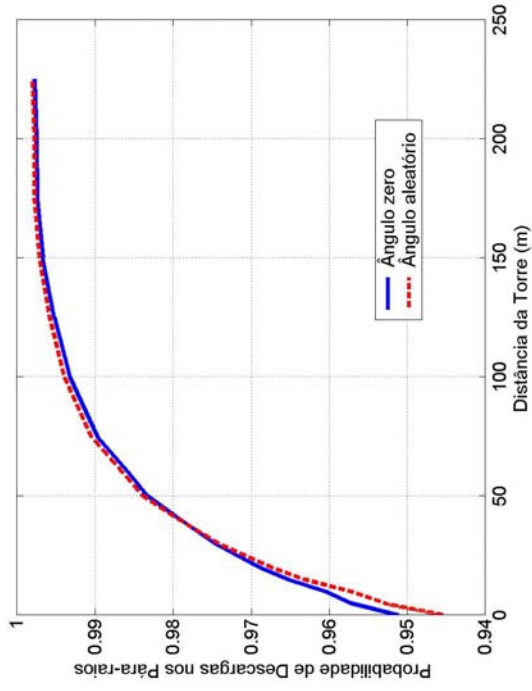


Figura 2.26: LT de 500 kV com um cabo EHS e outro OPGW

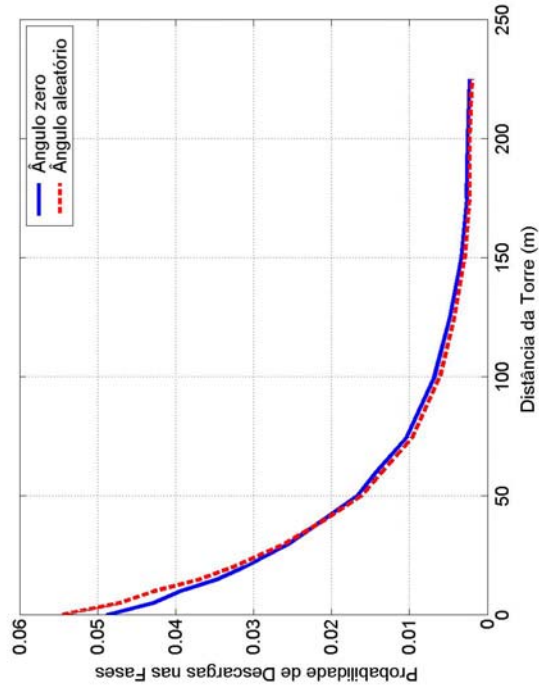


Figura 2.27: LT de 500 kV com um cabo EHS e outro OPGW

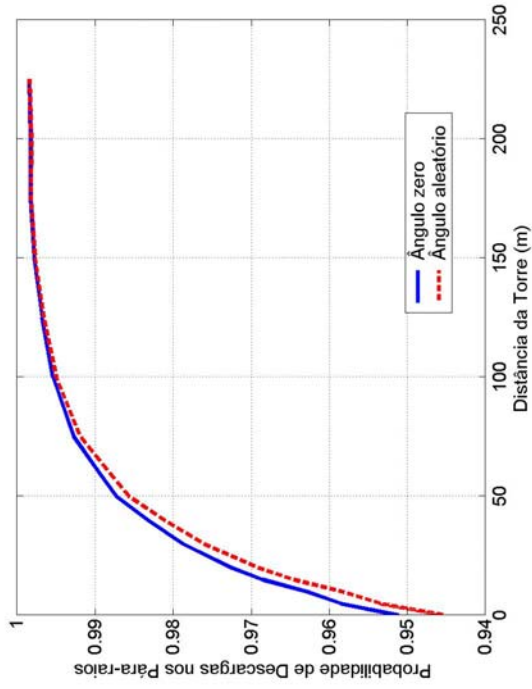


Figura 2.24: LT de 500 kV com ambos os cabos EHS

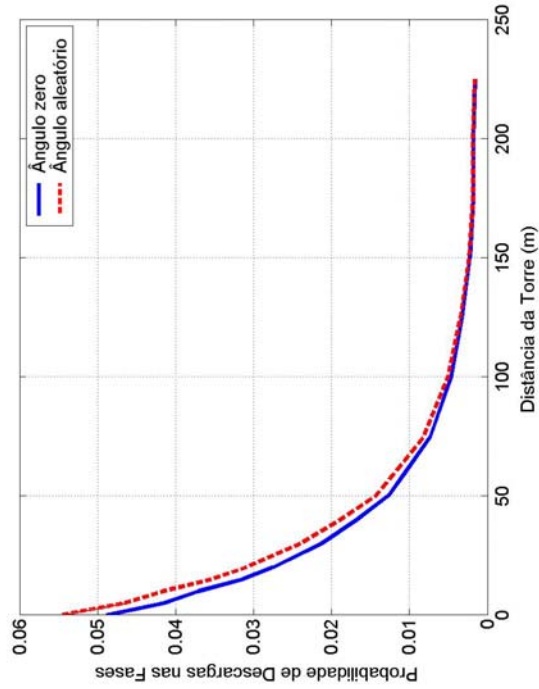


Figura 2.25: LT de 500 kV com ambos os cabos EHS

O ângulo de incidência tem pouca influência sobre o Modelo Eletrogeométrico bidimensional sendo desconsiderado na maioria dos cálculos que adotam este modelo. Nas configurações analisadas o efeito do ângulo de incidência sobre os resultados foram pequenos, as diferenças observadas não atingiram 1% para todos os níveis de tensão.

Portanto, nos demais resultados apresentados neste trabalho é considerado que todas as descargas atmosféricas incidem com ângulo de incidência sobre a linha de transmissão, ou seja, o ângulo de incidência não é desprezado.

## 2.4 Influência da Ação dos Ventos no Modelo Eletrogeométrico

Existe uma grande possibilidade de ocorrer ventos fortes durante uma tempestade, conseqüentemente as posições dos condutores serão afetadas. O deslocamento dos condutores, tanto das fases como dos cabos pára-raios, foi implementado no presente trabalho como função do ângulo de balanço. O ângulo de balanço é função das relações vão de peso (vão vertical) e vão de vento (vão horizontal), velocidade do vento como também diâmetro e peso do condutor.

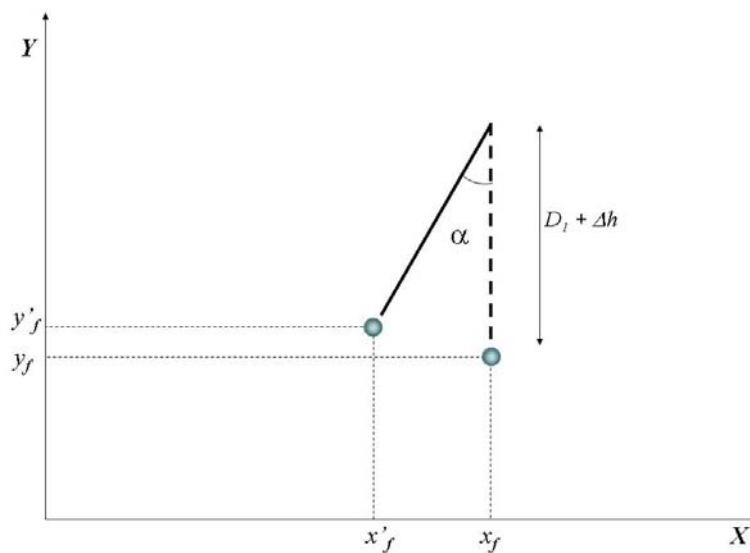


Figura 2.28: Ação dos ventos no posicionamento dos condutores

A velocidade do vento precisa ser corrigida pois não é uniforme e varia com a altura em relação ao solo quando considerado o atrito entre a massa de ar e a superfície sobre a qual se desloca. Este atrito diminui com a distância em relação à superfície,

sobre à qual o vento se desloca, resultando num aumento do valor da velocidade do vento com a altura. Essa correção é dada por [7]:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left( \frac{H_1}{10} \right)^n \quad (2.11)$$

onde:

$V_1$  – Velocidade do vento na altura do condutor  $H_1$  [m/s];

$V_2$  – Velocidade do vento medida a uma altura de 10 m do solo [m/s];

$n$  – Expoente que depende da temperatura, velocidade do vento e grau de irregularidade do terreno, o valor de 0,091 foi suposto [7].

Para obter as novas posições dos condutores deslocados pela ação dos ventos, desconsiderado o efeito de alongamento sofrido pelos mesmos devido ao aumento da tração a que ficam submetidos, temos as seguintes relações:

$$y'_f = y_f - (D_1 + \Delta h) \cdot (1 - \cos \alpha) \quad (2.12)$$

$$x'_f = x_f - (D_1 + \Delta h) \cdot \sin \alpha \quad (2.13)$$

onde:

$D_1$  – Comprimento da parte não fixa da cadeia de isoladores [m];

$\Delta h$  – Diferença entre a altura na torre e a altura dos cabos, essa grandeza aumenta conforme se desloca-se para o meio do vão da LT [m];

$\alpha$  – Ângulo de balanço.

sendo:

$x_f$  – Coordenada horizontal do cabo anteriormente a ação dos ventos [m];

$y_f$  – Coordenada vertical do cabo anteriormente a ação dos ventos [m];

$x'_f$  – Coordenada horizontal do cabo posteriormente a ação dos ventos [m];

$y'_f$  – Coordenada vertical do cabo posteriormente a ação dos ventos [m].

O ângulo de balanço [7] pode ser determinado como se segue:

$$\alpha = \arctan \left( \frac{K \cdot q_0 \cdot d}{P \cdot \frac{V}{H}} \right) \quad (2.14)$$

onde:



$K$  – Constante que depende da velocidade do vento [7], obtido através da Figura 2.29;

$d$  – Diâmetro do condutor [m];

$P$  – Peso unitário do condutor [N/m];

$V$  – Vão de peso [m];

$H$  – Vão de vento [m].

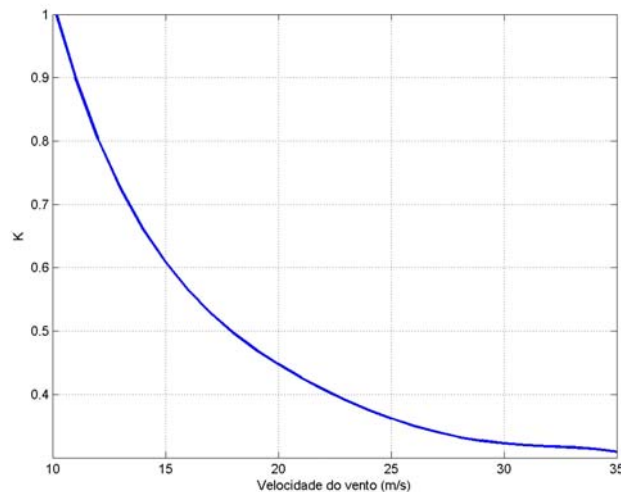
sendo:

$$q_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

onde:

$\rho$  - Massa específica do ar, em  $\text{kg/m}^3$ , adotado o valor de 1,18 [7];

$v$  – Velocidade média do vento [m/s].



**Figura 2.29: Relação entre velocidade do vento e o fator K**

O vão de peso e o vão de vento dependem da topografia do terreno por onde passa o corredor da linha de transmissão, como exemplificado na Figura 2.30. O vão de vento é a distância entre os pontos médios de vãos adjacentes, em metros, e o vão de peso é a distância entre os pontos onde ocorrem as flechas máximas de dois vãos adjacentes, em metros.

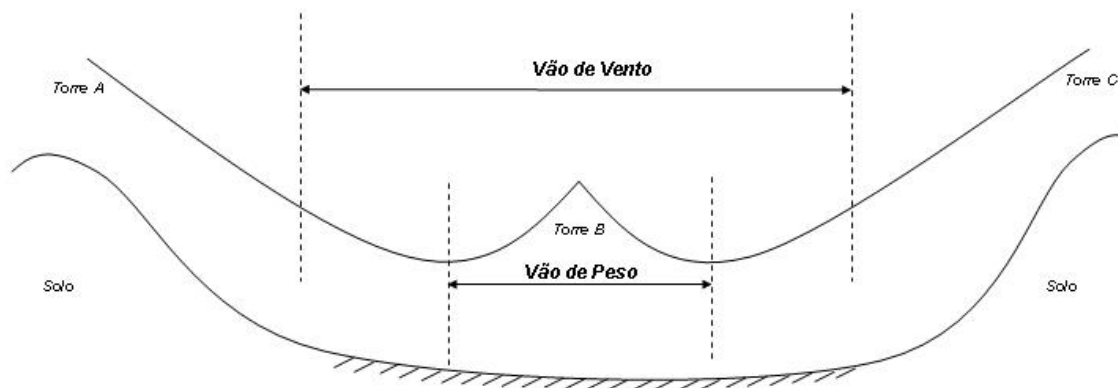


Figura 2.30: Vão de Peso e Vão de Vento

#### 2.4.1 Resultados Considerando Ação dos Ventos

Foram analisadas, utilizando-se Simulação Monte Carlo, as configurações de linhas de transmissão de 138 kV, 230 kV e 500 kV, descritas anteriormente, considerando ventos fortes que normalmente ocorrem durante tempestades com descargas atmosféricas. A velocidade do vento considerada neste trabalho possui uma distribuição de probabilidade Gamma [4], com média de 8 m/s e desvio padrão de 2 m/s.

O valor da relação vão de peso e vão de vento adotada foi 1 e utilizou-se 60.000 (sessenta mil) iterações na Simulação Monte Carlo para cada secção ao longo do vão analisado.

As distâncias mínimas entre partes energizadas e aterradas são calculadas a partir de (2.15), necessárias no cálculo do deslocamento sofrido pelos condutores das fases atingidos por ventos fortes. Os comprimentos das cadeias de isoladores [7] mais as ferragens, para cada nível de tensão adotados no presente trabalho, estão reproduzidos na Tabela 2.4.

$$D = 0,03 + 0,005 \cdot D_U \quad (2.15)$$

onde:

$D$  – Distância entre partes energizadas e partes fixas aterradas, elementos do suporte exceto estais [m];

$D_U$  – Sobretensão máxima de operação da linha, valor eficaz fase-fase [kV].

**Tabela 2.4: Comprimento das partes não fixas das cadeias de isoladores para cada L.T.**

	<i>Níveis de Tensão</i>		
	<i>138 kV</i>	<i>230 kV</i>	<i>500 kV</i>
<i>DI</i>	<i>1,8 m</i>	<i>2,5 m</i>	<i>5,2 m</i>

Na Figura 2.31 é reproduzido um fluxograma do programa desenvolvido para observar a influência de ventos fortes no Modelo Eletrogeométrico bidimensional. Nas Figuras 2.32 até 2.43 são apresentadas as probabilidades das descargas atmosféricas atingirem as fases e os pára-raios das linhas de 138, 230 e 500 kV.

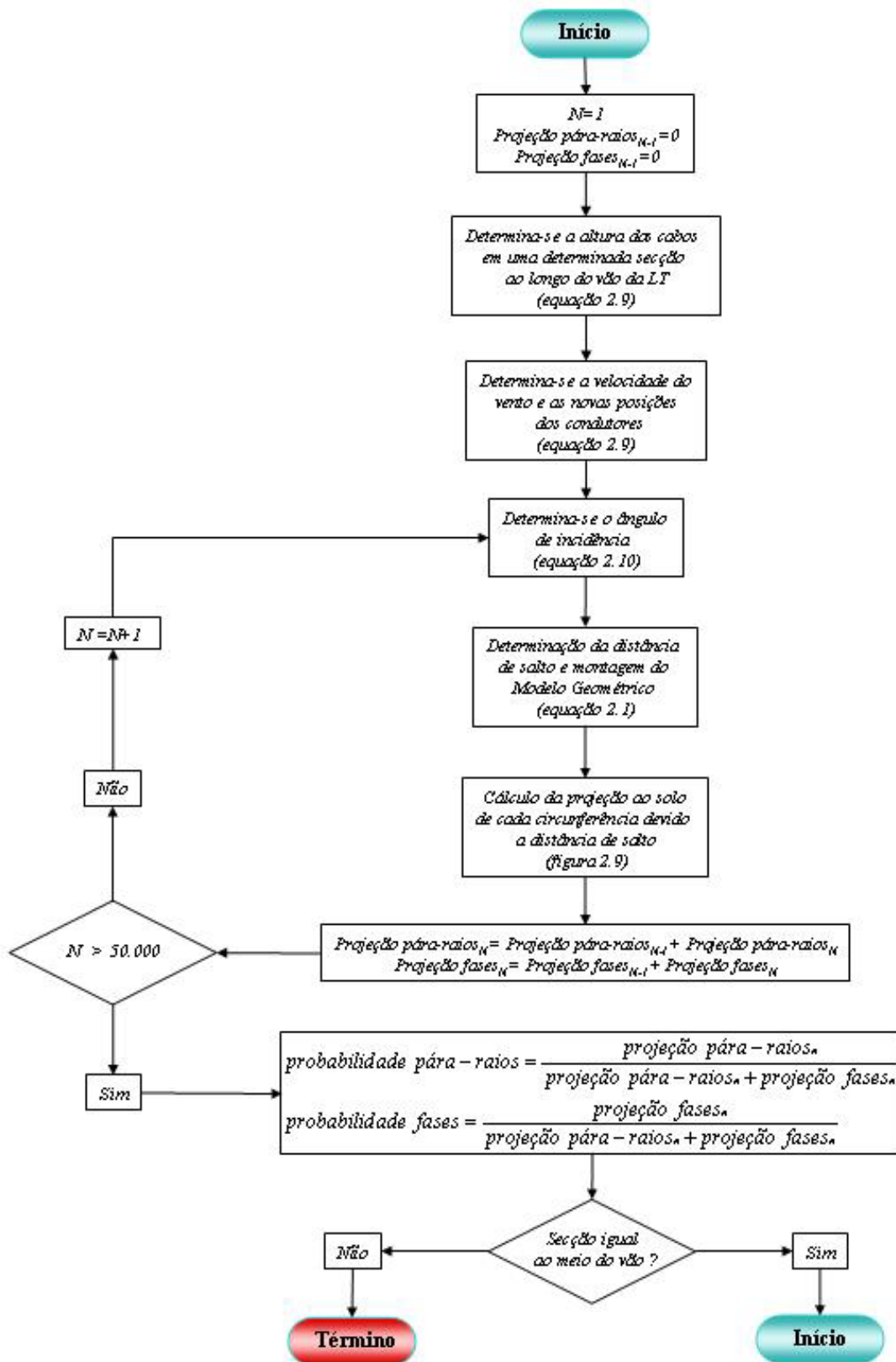


Figura 2.31: Fluxograma da Simulação de Monte Carlo para observar a influência dos ventos

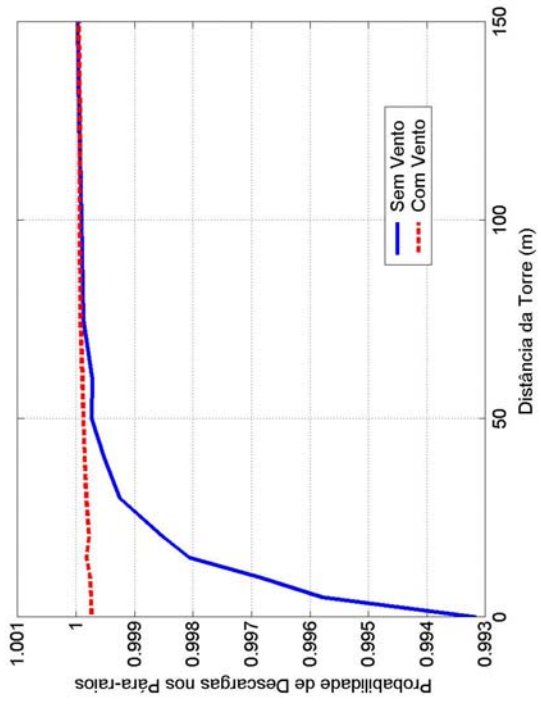


Figura 2.32: LT de 138 kV com ambos os cabos EHS

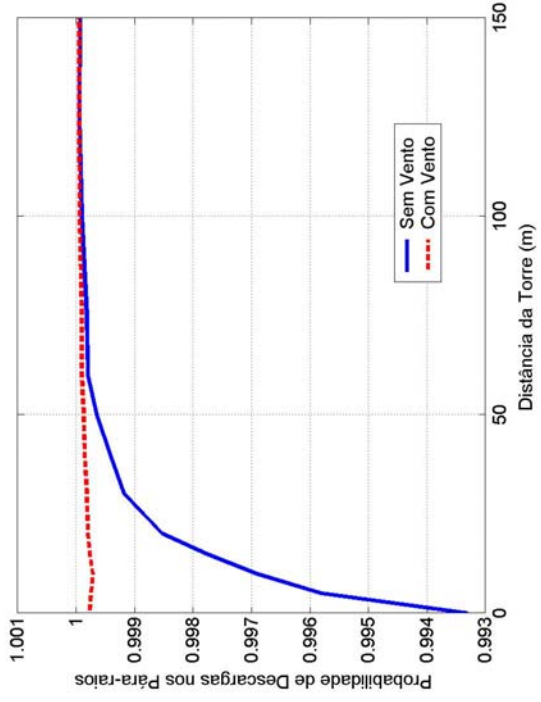


Figura 2.34: LT de 138 kV com um cabo EHS e outro OPGW

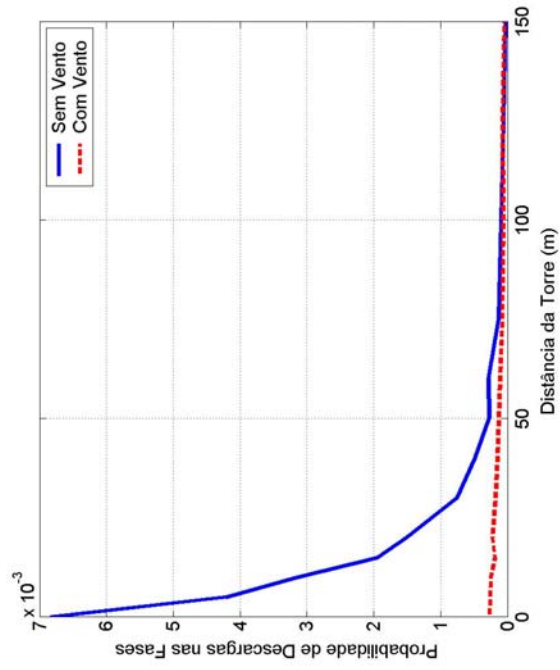


Figura 2.33: LT de 138 kV com ambos os cabos EHS

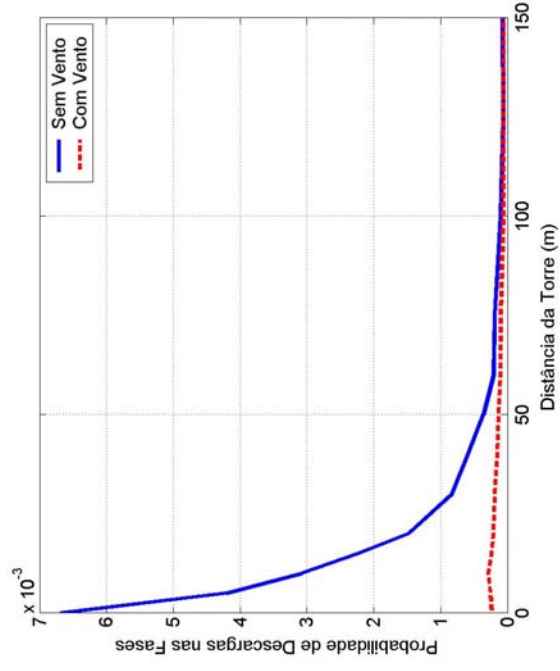


Figura 2.35: LT de 138 kV com um cabo EHS e outro OPGW

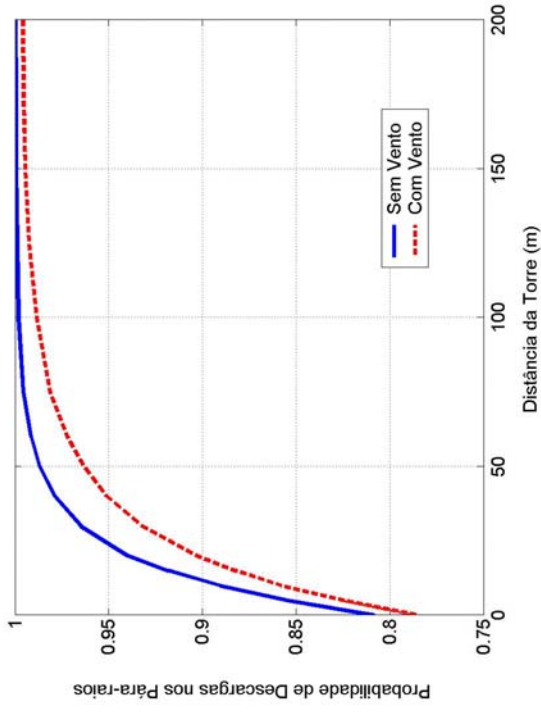


Figura 2.36: LT de 230 kV com ambos os cabos EHS

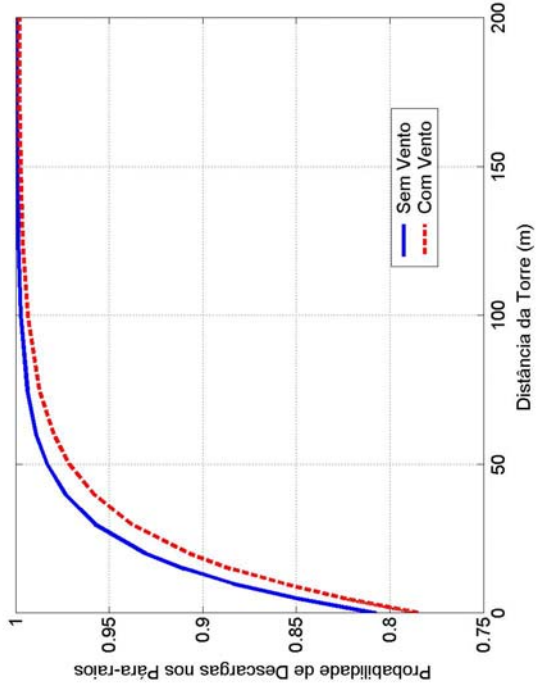


Figura 2.38: LT de 230 kV com um cabo EHS e outro OPGW

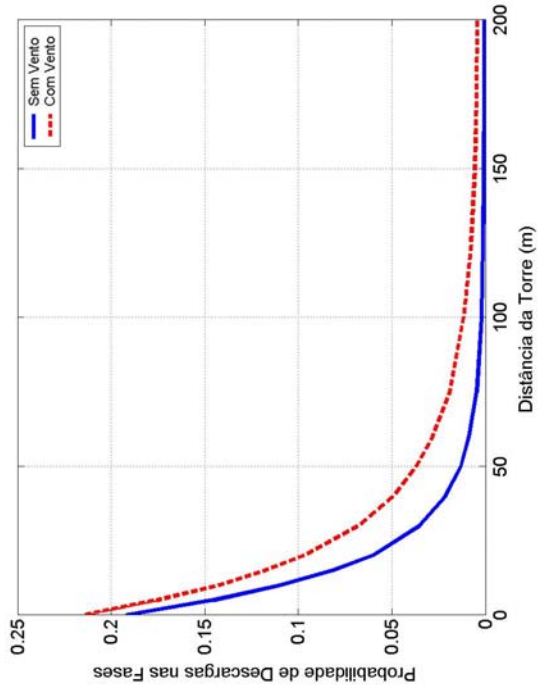


Figura 2.37: LT de 230 kV com ambos os cabos EHS

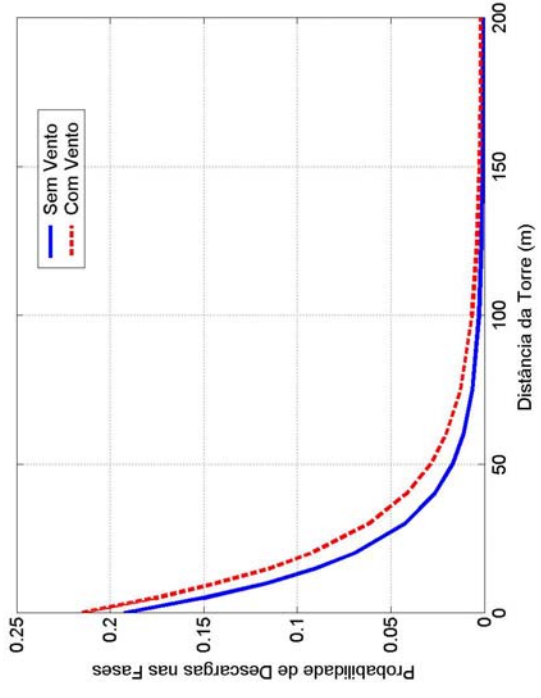


Figura 2.39: LT de 230 kV com um cabo EHS e outro OPGW

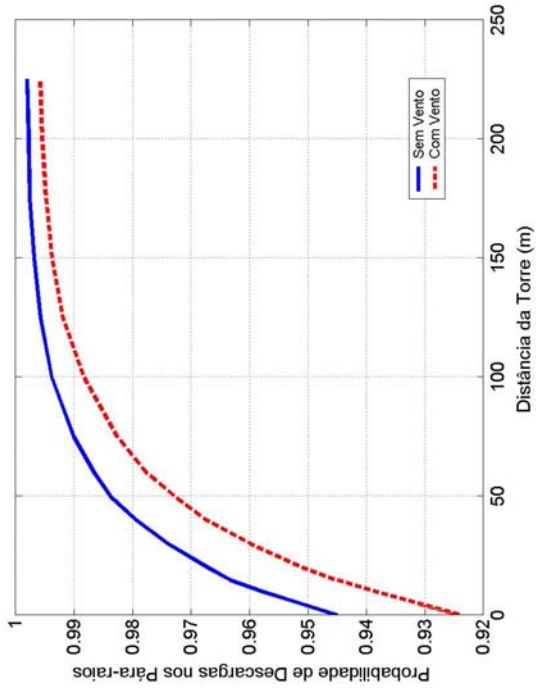


Figura 2.42: LT de 500 kV com um cabo EHS e outro OPGW

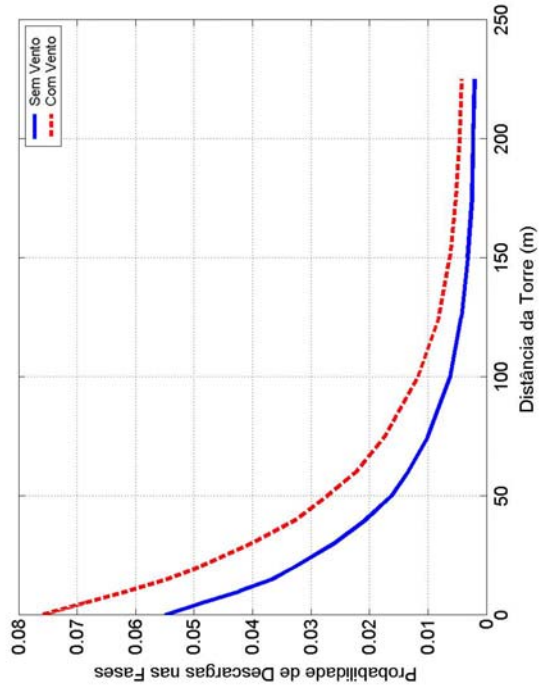


Figura 2.43: LT de 500 kV com um cabo EHS e outro OPGW

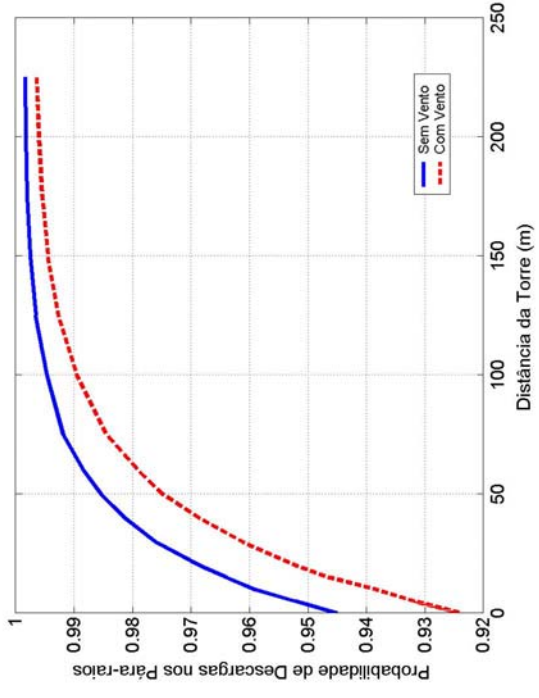


Figura 2.40: LT de 500 kV com ambos os cabos EHS

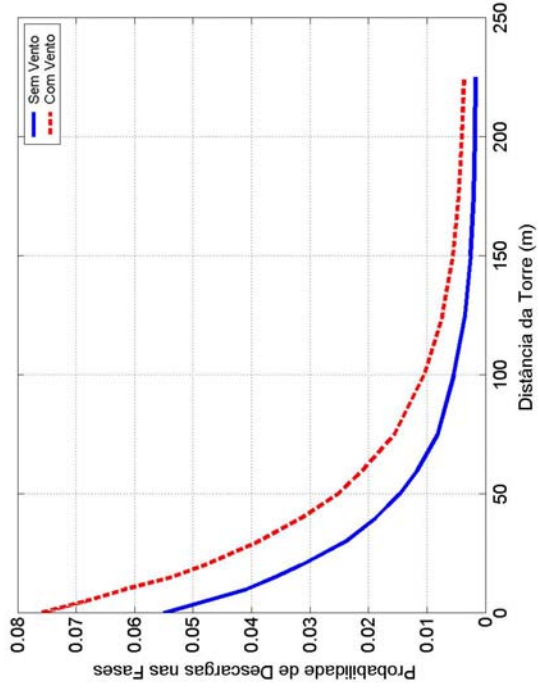


Figura 2.41: LT de 500 kV com ambos os cabos EHS

O efeito de ventos fortes sobre os condutores de linhas de transmissão, deslocando-os de sua posição original, é mais intenso para as configurações de 230 kV e 500 kV devido aos maiores espaçamentos entre as fases e isoladores, quando estas são não fixas, e também por estas configurações apresentarem um maior valor para o vão. Na tabela 2.5 são apresentadas as maiores diferenças entre probabilidades, considerando a ação de ventos sobre os condutores e desprezando este efeito, constatadas ao longo do vão para todas as configurações analisadas.

**Tabela 2.5: Ocorrência das maiores diferenças resultante da ação de ventos fortes**

<i>Configuração</i>		<i>Maior diferença entre probabilidades resultante de ventos</i>	<i>Localização a partir da torre</i>
<i>138 kV</i>	<i>2 EHS</i>	<i>0,65 %</i>	<i>0 m</i>
	<i>EHS/OPGW</i>	<i>0,66 %</i>	<i>0 m</i>
<i>230 kV</i>	<i>2 EHS</i>	<i>3,7 %</i>	<i>20 m</i>
	<i>EHS/OPGW</i>	<i>2,71 %</i>	<i>5 m</i>
<i>500 kV</i>	<i>2 EHS</i>	<i>2,12 %</i>	<i>0 m</i>
	<i>EHS/OPGW</i>	<i>2,13 %</i>	<i>0 m</i>

Por exemplo, a linha de 230 kV com dois cabos EHS a cada 100 descargas que incidam a 20 m da torre, existe um erro de aproximadamente de 3,7 descargas na localização da queda, ou seja, descargas atingindo os condutores das fases ou os cabos pára-raios.

Em todas as três configurações analisadas, as linhas que utilizam um cabo OPGW apresentam uma maior probabilidade de que uma descarga atmosférica atingir os condutores das fases, a configuração de 500 kV é a mais afetada como reproduzido na Tabela 2.6.

**Tabela 2.6: Resultado do efeito da utilização de cabos OPGW em linhas de transmissão considerando a ação de ventos fortes**

<i>Configuração</i>	<i>Maior diferença entre probabilidades resultante do OPGW</i>	<i>Localização a partir da torre</i>
<i>138 kV</i>	<i>0,03 %</i>	<i>15 m</i>
<i>230 kV</i>	<i>0,82 %</i>	<i>50 m</i>
<i>500 kV</i>	<i>0,2 %</i>	<i>30 m</i>



Apesar dos condutores OPGW serem mais pesados do que os EHS, aqueles tem um maior valor de flecha, conseqüentemente podem sofrer maior deslocamento ao longo do vão sob efeito de ventos em relação aos condutores EHS.

Outro fator importante é a altura dos condutores em relação ao solo que cresce com o aumento do nível de tensão utilizado na transmissão de energia elétrica, contribuindo para o aumento da probabilidade de descargas atmosféricas atingirem os condutores das fases de uma linha de transmissão.

# **CAPÍTULO III**

## **CÁLCULO DA INDUÇÃO DE CORRENTES NOS CABOS PÁRA-RAIOS DE UMA LINHA DE TRANSMISSÃO**

A utilização de fibras óticas no interior dos cabos pára-raios, para transmissão de dados e sinais, gerou algumas modificações nos projetos de linhas de transmissões. A utilização de cabos OPGW (Optical Ground Wires), em vez de cabos convencionais, resultando que aqueles não podem mais ser seccionados entre as torres para se evitar a formação de laços de corrente.

Para linhas com correntes elevadas nos condutores das fases e utilizando cabos pára-raios não seccionados, pode ocorrer altos valores de correntes induzidas nestes e tendo como consequência altas perdas por efeito Joule, ou seja, geração de calor. Além dos cabos OPGW possuem valores de resistência por metro menores quando comparados com os cabos EHS, as flechas dos cabos OPGW são maiores, ocasionando a aproximação destes com os condutores das fases e com isso aumentando o valor da corrente induzida.

### **3.1 Modelos de Cálculo**

O modelo matemático usado nos cálculos descritos a seguir é bidimensional, considerando o solo plano, horizontal e homogêneo. Os condutores são modelados como cilindros infinitos, paralelos ao solo e sua seção reta é uma coroa circular. Os efeitos produzidos pelas torres são desprezados. Supõe-se também que as condutividades elétricas dos condutores variam com a temperatura.

A localização de cada condutor no espaço exige a determinação de um sistema de coordenadas. O sistema escolhido para este propósito é o sistema cartesiano. Uma vez definida a origem dos dois eixos, o que é feito arbitrariamente, a posição de todos os cabos é definida pelas coordenadas horizontal e vertical do centro de cada cabo. A

Figura 3.1 ilustra a localização dos cabos  $i$  e  $k$  genéricos de uma fase. As variáveis “ $x$ ” e “ $y$ ” referem-se, respectivamente, às coordenadas horizontal e vertical dos cabos.

Nos cálculos dos parâmetros de linhas de transmissão que a catenária formada pelos condutores é aproximada por uma parábola, a altura de cada cabo corresponde à sua altura média, adotada como:

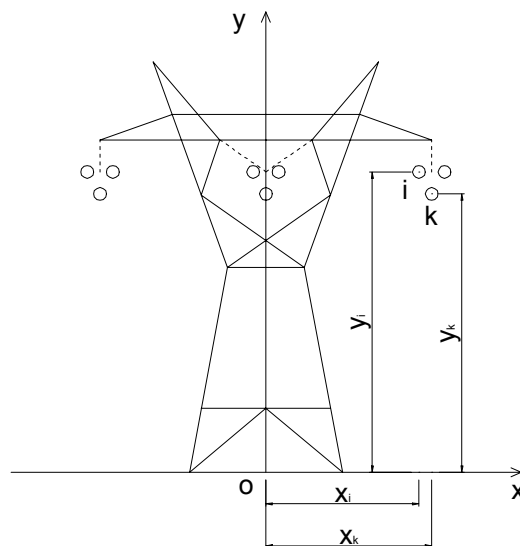
$$H_{médio} = H_{min} + \frac{1}{3} \cdot Flecha \quad (3.1)$$

onde:

$H_{médio}$  – Altura média do condutor [m];

$H_{min}$  – Menor altura do condutor ao solo [m];

$Flecha$  – Diferença entre a posição dos condutores na estrutura e  $H_{min}$  [m].



**Figura 3.1: Posicionamento dos condutores em uma linha de transmissão**

### 3.2 Matriz de Impedância

A matriz de impedância tem dimensão igual ao somatório do número de condutores, excluindo-se os cabos pára-raios isolados e os ligados em “T”, ou seja, aterrados em uma das torres e isolado nas adjacentes.

A impedância por unidade de comprimento de uma linha de transmissão é determinada pela soma da parcela relativa à impedância própria de cada condutor, da parcela relativa ao retorno de corrente pela terra e da parcela relativa às características geométricas da linha.

$$Z = Z_{IN} + Z_E + Z_{SOLO} \quad (3.2)$$

onde:

$Z$  – Matriz de impedância por unidade de comprimento [ $\Omega/m$ ];

$Z_{IN}$  – Matriz de impedância interna [ $\Omega/m$ ];

$Z_E$  – Matriz de reatância devida à geometria da linha [ $\Omega/m$ ];

$Z_{SOLO}$  – Matriz de impedância devida ao retorno de corrente pelo solo [ $\Omega/m$ ].

A parcela da impedância relativa ao retorno de corrente pelo solo foi modelada por Carson [8] através de um cálculo que envolve integrais indefinidas no domínio complexo. Posteriormente, Dubanton propôs uma aproximação que, além de considerar a parcela de Carson, incluía a parcela devida às características geométricas de linhas de transmissão. Deri et al. [9] provaram que a aproximação de Dubanton é válida para qualquer frequência em que também são válidas as equações de Carson.

Tratando-se de uma solução numericamente mais robusta e possibilitar maior rapidez de cálculo, a aproximação de Dubanton é usada no cálculo dos parâmetros da linha de transmissão neste trabalho. Com isso, a impedância por unidade de comprimento de uma linha de transmissão pode ser reescrita da seguinte maneira:

$$Z = Z_{IN} + Z_{GT} \quad (3.3)$$

onde:

$Z$  – Matriz de impedância por unidade de comprimento [ $\Omega/m$ ];

$Z_{IN}$  – Matriz de impedância interna [ $\Omega/m$ ];

$Z_{GT}$  – Matriz de impedância externa e retorno pelo solo [ $\Omega/m$ ].

### 3.2.1 Matriz de Impedância Interna - $Z_{IN}$

Os condutores usados em linhas de transmissão são, normalmente, cabos encordoados com uma alma de aço interna também encordoadada. A corrente circula pela secção de alumínio, enquanto que a alma de aço auxilia o condutor a suportar a tração devido à fixação nas torres de sustentação. Quando se trata de cabos usados como pára-raios, geralmente, o cabo já é de aço e não possui alma.

A maioria dos sistemas computacionais usados no cálculo dos parâmetros elétricos das linhas de transmissão utilizam tabelas que fornecem, para cada condutor comercial, os valores do raio do cabo de aço e da condutividade elétrica em algumas temperaturas e frequências de correntes. Estes valores são obtidos conhecendo-se o número de fios das camadas externa e interna, raio externo do condutor em questão e aplicando-os em funções ajustadas com os dados tabelados. Esta forma de se obter estas informações, normalmente tabeladas, tem como vantagens principais: a possibilidade de se calcular os parâmetros das linhas em qualquer temperatura, dispensa o uso de tabelas de condutores e permite que se estude a utilização de cabos não-comerciais que tenham uma formação usada comercialmente.

Em operação normal, não há passagem significativa de corrente por cabos pára-raios quando estes estão seccionados e isolados numa ponta e aterrados na outra (ligação em “T”) ou isolados. Já aqueles aterrados são percorridos por correntes induzidas pelas correntes dos condutores das fases. Contudo, as pequenas amplitudes destas correntes induzidas não são suficientes para alterar significativamente a temperatura de operação dos cabos pára-raios e a impedância da linha, sendo considerado o valor de 25<sup>0</sup> C para temperatura de operação destes condutores.

Já os condutores utilizados nas fases são percorridos por altas correntes e conseqüentemente sofrem alterações significativas na sua temperatura de operação, podendo atingir valores de 40<sup>0</sup> C a 90<sup>0</sup> C dependendo de variáveis do ambiente. A correção da condutividade de cada condutor das fases com a temperatura pode ser obtida por (3.4).

$$\sigma_o = \frac{\sigma_r}{[1 + \eta(t_o - t_r)]} \quad (3.4)$$

onde:

$\sigma_o$  – Condutividade dos cabos na temperatura de operação, [S/m];

$\sigma_r$  – Condutividade dos cabos na temperatura de referência, [S/m];

$\eta$  – Coeficiente de proporcionalidade de temperatura, [1/°C];

$t_o$  – Temperatura de operação, [°C];

$t_r$  – Temperatura de referência, [°C].

sendo  $\sigma_r = \frac{1}{R_{DE} \cdot \pi \cdot (R_E^2 - r^2)}$  e onde:

$R_{DE}$  – Resistência em corrente contínua na temperatura de referência [ $\Omega/m$ ];

$R_E$  – Raio externo do condutor [m];

$r$  – Raio interno do condutor [m].

Os valores de  $R_{DE}$ ,  $R_E$  e  $r$  são facilmente encontrados na literatura [2]. O raio interno do condutor está relacionado com o seu raio externo, sendo numericamente obtido por:

$$r = k_2 \cdot R_E + k_3 \quad (3.5)$$

onde:

$r$  – Raio interno do condutor [m];

$R_E$  – Raio externo do condutor [m];

$k_2$  – Coeficiente angular da função de ajuste do raio interno dos condutores;

$k_3$  – Coeficiente linear da função de ajuste do raio interno dos condutores.

Os coeficientes  $k_2$  e  $k_3$  são obtidos através de regressão linear. Nas tabelas abaixo, as condutividades de referência foram calculadas para a temperatura de 25 °C. Condutores com a mesma formação, mesmo número de fios de alumínio e aço, possuem os mesmos valores para as constantes  $\sigma_r$ ,  $\eta$ ,  $k_2$  e  $k_3$ .

**Tabela 3.1: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (ACSR)**

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$k_2$	$k_3$ [m]
84/19	$2,5926 \times 10^7$	$3,7365 \times 10^{-3}$	$2,6875 \times 10^{-1}$	$8,2074 \times 10^{-5}$
76/19	$2,5954 \times 10^7$	$3,6021 \times 10^{-3}$	$2,3077 \times 10^{-1}$	$-1,1235 \times 10^{-4}$
54/19	$2,5921 \times 10^7$	$3,8668 \times 10^{-3}$	$3,3423 \times 10^{-1}$	$-1,3187 \times 10^{-5}$
30/19	$2,5310 \times 10^7$	$3,9412 \times 10^{-3}$	$4,2991 \times 10^{-1}$	$-1,6621 \times 10^{-5}$
72/7	$2,5921 \times 10^7$	$3,6509 \times 10^{-3}$	0	$4,4069 \times 10^{-3}$
54/7	$2,5369 \times 10^7$	$3,9244 \times 10^{-3}$	$3,3305 \times 10^{-1}$	$3,8558 \times 10^{-6}$
45/7	$2,5381 \times 10^7$	$3,8835 \times 10^{-3}$	$2,5007 \times 10^{-1}$	$3,7602 \times 10^{-7}$
30/7	$2,5313 \times 10^7$	$3,9437 \times 10^{-3}$	$4,2863 \times 10^{-1}$	$-2,6857 \times 10^{-7}$
26/7	$2,5366 \times 10^7$	$3,9419 \times 10^{-3}$	$3,6887 \times 10^{-1}$	$-6,2087 \times 10^{-6}$
24/7	$2,5381 \times 10^7$	$3,9398 \times 10^{-3}$	$3,3264 \times 10^{-1}$	$8,7154 \times 10^{-6}$
36/1	$2,5517 \times 10^7$	$3,9056 \times 10^{-3}$	$1,4545 \times 10^{-1}$	$-2,8864 \times 10^{-5}$
18/1	$2,5487 \times 10^7$	$3,9407 \times 10^{-3}$	$2,0006 \times 10^{-1}$	$1,1899 \times 10^{-6}$

**Tabela 3.2: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (Alumoweld)**

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$\kappa_2$	$\kappa_3$ [m]
37/0	$8,4185 \times 10^6$	0	0	0
19/0	$8,5200 \times 10^6$	0	0	0
7/0	$8,7301 \times 10^6$	0	0	0
3/0	$7,4274 \times 10^6$	0	0	0

**Tabela 3.3: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (HS)**

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$\kappa_2$	$\kappa_3$ [m]
7/0	$3,7188 \times 10^6$	0	0	0

**Tabela 3.4: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (EHSa)**

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$\kappa_2$	$\kappa_3$ [m]
7/0	$3,6033 \times 10^6$	0	0	0

**Tabela 3.5: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (EHSc)**

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$\kappa_2$	$\kappa_3$ [m]
7/0	$4,6176 \times 10^6$	0	0	0

**Tabela 3.6: Coeficientes de condutividade, temperatura e raio interno (OPGW)\***

n <sup>o</sup> fios ext/int	$\sigma_r$ [S/m]	$\eta$ [1/°C]	$\kappa_2$	$\kappa_3$ [m]
12/6	$2,244 \times 10^7$	0	0,6	0
13/6	$2,4316 \times 10^7$	0	0,6	0
12/7	$2,2435 \times 10^7$	0	0,6	0

\* Condutor formado por alma de aço galvanizado classe A (ASTM B 498) com um ou dois tubos de fibras ópticas coberta por camada de arames de liga de alumínio (ASTM B 398).

É importante ressaltar que o raio interno  $r$  se aplica aos condutores de fase (ACSR). Com todas as constantes necessárias conhecidas, a impedância de um condutor qualquer pode ser calculada através das equações abaixo:

$$\rho_e = R_E \sqrt{j\omega\mu\sigma_0} \quad (3.6)$$

$$\rho_i = r \sqrt{j\omega\mu\sigma_0} \quad (3.7)$$

$$Z_{kk} = \frac{j\omega\mu}{2\pi\rho_e} \cdot \frac{I_0(\rho_e)K_1(\rho_i) + K_0(\rho_e)I_1(\rho_i)}{I_1(\rho_e)K_1(\rho_i) - I_1(\rho_i)K_1(\rho_e)} \quad (3.8)$$

onde:

$\sigma_0$  – Condutividade na temperatura de operação do condutor  $k$  [S/m];

$R_E$  – Raio externo do condutor  $k$  [m];

$r$  – Raio interno do condutor  $k$ , [m];

$\rho_e$  – Raio externo corrigido do condutor  $k$ , devido ao efeito pelicular [m];

$\rho_i$  – Raio interno corrigido do condutor  $k$ , devido ao efeito pelicular [m];

$\omega$  – Frequência [rad/s];

$\mu$  – Permeabilidade magnética do vácuo [ $4\pi \times 10^{-7}$  H/m];

$Z_{kk}$  – Impedância própria de um cabo  $k$ , [ $\Omega/m$ ];

$I_0$  – Função de Bessel modificada de primeira espécie de ordem 0;



$I_1$  – Função de Bessel modificada de primeira espécie de ordem 1;

$K_0$  – Função de Bessel modificada de segunda espécie de ordem 0;

$K_1$  – Função de Bessel modificada de segunda espécie de ordem 1;

$k$  – Índice do condutor 1,..., n;

### 3.2.2 Matriz Aproximada Externa e Retorno pelo Solo – $Z_{GT}$

Considera-se nesta aproximação um solo homogêneo por meio de um plano de retorno de corrente, colocado a uma profundidade complexa  $p$  abaixo da superfície real do solo.

$$p = \frac{1}{\sqrt{j\omega\mu_0\sigma_s}} \quad (3.9)$$

$$Z_{ii} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2(y_i + p)}{R_{Ei}}\right) \quad (3.10)$$

$$Z_{iK} = \frac{j\omega\mu_0}{2\pi} \ln\left(\sqrt{\frac{(y_i + y_K + 2p)^2 + (x_i - x_K)^2}{(y_i - y_K)^2 + (x_i - x_K)^2}}\right), I \neq K \quad (3.11)$$

A equação (3.9) pode ser escrita em função da variação da frequência como:

$$p = \frac{1}{\sqrt{j\omega\mu_0(\sigma_s + 10^{-6} \cdot (0,057849 + j0,12097) \cdot \omega^{0,71603})}}$$

onde:

$p$  – Profundidade complexa do solo [m];

$\omega$  – Frequência [rad/s];

$\mu_0$  – Permeabilidade magnética do vácuo [ $4\pi \times 10^{-7}$  H/m];

$\sigma_s$  – Condutividade do solo, no presente trabalho foi utilizado o valor de  $10^{-3}$  [S/m];

$Z_{ii}$  – Impedância própria do condutor  $i$ , [ $\Omega/m$ ];

$Z_{ik}$  – Impedância mútua entre os condutores  $i$  e  $k$ , [ $\Omega/m$ ];

$x_i$  – Coordenada horizontal do condutor  $i$  [m];

$x_k$  – Coordenada horizontal do condutor  $k$  [m];

$y_i$  – Coordenada vertical do condutor  $i$  [m];

$y_k$  – Coordenada vertical do condutor  $k$  [m];

$R_{Ei}$  – Raio externo do condutor  $i$  [m];

$i = 1, \dots, n$ ;

$k = 1, \dots, n$ ;

$n = n_f + n_p$ ;

$n_f$  – Número de condutor fases;

$n_p$  – Número de cabos pára-raios aterrados.

A validade das fórmulas acima está situada na faixa de frequência abaixo de um valor crítico ( $f_{\text{critical}}$ ) de 1 MHz, para uma análise em transitórios é apresentado em [10] uma aproximação para o solo através do conceito de duplo plano complexo.

### 3.3 Modelo Térmico dos Condutores em Regime Permanente

Um condutor de uma linha de transmissão fica exposto a diferentes processos de troca de calor, alguns dos quais provocam seu aquecimento e outros seu resfriamento. Em condições de regime, quando os valores das grandezas de interesse ficam praticamente constantes no tempo, a temperatura final do condutor corresponde ao ponto de equilíbrio térmico, no qual o calor recebido é igual ao calor perdido.

Quando há modificação de alguma das variáveis que influem no balanço térmico, ocorre uma variação da temperatura do condutor, decorrente da predominância de algum, ou alguns, daqueles processos, até que um novo ponto de equilíbrio seja atingido.

Os estudos realizados sobre o comportamento térmico de condutores concluíram que há uma inércia térmica característica, que faz com que as modificações nas grandezas físicas se reflitam na temperatura de modo amortecido e com um retardo no tempo. Por este motivo as variações que causam um comportamento transitório da temperatura dos condutores são variações significativas de corrente e, em casos muito raros, variações bruscas da velocidade do vento.

A temperatura se estabiliza muito mais rapidamente nos materiais metálicos do que no ar circundante, devido a este efeito assumi-se uma temperatura uniforme para o condutor,  $T_c$ , tomada como a média entre a temperatura da superfície do condutor,  $T_s$ , e a temperatura do núcleo do mesmo,  $T_n$ :

$$T_c = \frac{T_s + T_n}{2} \quad (3.12)$$

onde:

$T_c$  – Temperatura uniforme do condutor [°C];

$T_s$  – Temperatura da superfície do condutor [°C];

$T_n$  – Temperatura do núcleo do condutor [°C].

Esta hipótese tem uma implicação muito forte, uma vez que sua aceitação permite simplificar drasticamente toda a análise, ao transformar o problema de cálculo da temperatura do condutor num problema de equilíbrio térmico, onde a temperatura é calculada como sendo o valor no qual o calor ganho pelo condutor é igual ao calor perdido.

Considerando que o condutor opera numa temperatura uniforme, definida como a média entre a temperatura do núcleo e a da superfície, o modelo térmico desprezando-se a parcela do efeito Corona, é descrito como:

$$m c_p \frac{dT_c}{dt} = P_j + P_s - P_r - P_v \quad (3.13)$$

onde:

$m$  – Massa do condutor por unidade de comprimento [kg/m];

$c_p$  – Calor específico do material que constitui o condutor;

$T_c$  – Temperatura uniforme do condutor [°C];

$P_j$  – Energia ganha devido à passagem de corrente por unidade de comprimento [W/m];

$P_s$  – Energia ganha devido à radiação solar por unidade de comprimento [W/m];

$P_r$  – Energia perdida por radiação por unidade de comprimento [W/m];

$P_v$  – Energia perdida por ação do vento por unidade de comprimento [W/m].

Se o condutor for constituído por mais de um tipo de material, como cabos ACSR que possuem uma coroa externa de fios de alumínio e alma em aço, o valor da parcela  $mc_p$  pode ser definido como sendo o somatório das parcelas de cada tipo de material que constituem o condutor:

$$m c_p = \sum m_i \cdot c_{pi}$$

Isto é válido para transitórios termodinâmicos com duração entre 5 e 30 minutos, quando supõe-se que a temperatura dos componentes do condutor é aproximadamente igual após a variação de temperatura. Para transitórios que duram menos de 60 segundos, a diferença entre as temperaturas do núcleo e superfície do condutor não pode ser desconsiderada. Em particular, para condutores ACSR, a parcela  $mc_p$  do núcleo de aço pode ser desconsiderada para elevações de corrente menores de 60 segundos.

Considerando a hipótese de regime permanente, o termo que representa a variação no tempo anula-se:

$$\frac{dT_c}{dt} = 0 \quad (3.14)$$

E a equação resultante é a do balanço térmico em regime permanente:

$$P_j + P_s - P_r - P_v = 0 \quad (3.15)$$

Este é o modelo utilizado para definir condições operativas relativas à determinação de corrente admissível decorrente de temperatura máxima de projeto (estudos de ampacidade). Deve-se notar que, como a resistência do condutor depende da sua temperatura, que por sua vez depende da corrente, esta equação é não linear.

### 3.3.1 Aquecimento Devido à Passagem da Corrente Elétrica - $P_j$

O aquecimento do condutor devido à passagem de corrente compreende três diferentes efeitos:

- Efeito Joule.
- Efeito Kelvin ou efeito pelicular.
- Aquecimento por indução magnética.

O efeito pelicular (skin effect) consiste no fato de correntes variáveis no tempo induzirem campos magnéticos cujo fluxo, também variante no tempo, induz no condutor correntes de reação que provocam uma redução da corrente resultante no interior do condutor e um aumento na sua periferia. Esse efeito é geralmente resumido dizendo-se que, à medida que a frequência aumenta a corrente tende a circular pela periferia do condutor e manifesta-se como um aumento da resistência do condutor em função da frequência da corrente alternada.

O aquecimento por indução magnética decorre do fato de o fluxo magnético variável causar circulação de correntes de Foucault e processos de histerese e viscosidade magnética. Este efeito, que é exclusivo de transmissão em corrente alternada, é praticamente desprezível em condutores de alumínio, sendo relevante em condutores com alma de aço.

Utilizando uma modelagem que calcule a resistência efetiva do condutor, é possível calcular o aquecimento devido à passagem de corrente considerando os efeitos

relevantes (Joule, Kelvin e aquecimento magnético), a expressão matemática que reproduz estes efeitos é:

$$P = R_c I^2 \quad (3.16)$$

onde:

$P$  – Potência elétrica convertida em térmica por unidade de comprimento [W/m];

$R_c$  – Resistência própria do condutor por unidade de comprimento [ $\Omega$ /m];

$I$  – Valor eficaz da corrente alternada que flui no condutor [A].

### 3.3.2 Aquecimento Devido à Radiação Solar - $P_s$

O ganho térmico devido à ação solar,  $P_s$ , depende do diâmetro do condutor e, em menor grau, de sua inclinação com relação ao plano do solo, do coeficiente de absorção da superfície do cabo ( $\alpha_s$ ), da intensidade da radiação solar direta ( $I_D$ ) que incide numa superfície ortogonal à direção dos raios, da intensidade da radiação solar difusa ( $I_d$ ) captada por uma superfície horizontal, da altura aparente do sol ( $H_s$ ), do ângulo da radiação solar ( $\eta$ ) com relação ao eixo do condutor e, finalmente, da refletância ou albedo ( $F$ ), do solo abaixo do condutor.

Em casos práticos pode ser difícil obter os dados de radiação solar direta e difusa, pois os instrumentos necessários têm custo elevado e, sobretudo no caso da radiação difusa, exigem manutenção permanente, pelo que sua aplicação é bastante restrita. Em contrapartida os aparelhos conhecidos como piranômetros permitem medir globalmente a radiação solar total (direta e difusa), sendo baratos, confiáveis e fáceis de operar.

Por este motivo é comum utilizar uma modelagem [11] para o aquecimento devido ao ganho solar baseado na radiação total, considerando a incidência dos raios solares perpendicularmente aos condutores sendo apropriado para vários estudos.

$$P_s = \alpha_s S D \quad (3.17)$$

onde:

$\alpha_s$  – Coeficiente de absorção solar da superfície do condutor;

$S$  Radiação solar total, considerando incidência perpendicular ao condutor [ $W/m^2$ ];

$D$  – Diâmetro externo do condutor [m].

O valor do coeficiente de absorção solar,  $\alpha_s$ , varia de 0,2 para condutores novos, de superfície brilhante, até cerca de 0,9 para condutores envelhecidos, oxidados, de superfície escurecida. É importante notar que os coeficientes de absorção solar e de emissividade (será visto adiante) são relacionados, não podendo ser especificados independentemente.

### 3.3.3 Resfriamento por Radiação Direta – $P_r$

As perdas por radiação direta representam usualmente uma parcela pequena das perdas de calor, especialmente quando está presente a convecção forçada, porém não convém desprezá-las em temperaturas elevadas. A perda por radiação é expressa pela seguinte equação:

$$P_r = 17,84 \cdot 10^{-8} \cdot D \cdot \varepsilon \cdot \left[ (T_c + 273)^4 - (T_a + 273)^4 \right] \quad (3.18)$$

onde:

$T_c$  – Temperatura uniforme do condutor [°C];

$T_a$  – Temperatura do ambiente [°C];

$D$  – Diâmetro externo do condutor [m];

$\varepsilon$  – Emissividade do condutor;

O valor de  $\varepsilon$  depende do estado da superfície do condutor, grau de poluição atmosférica e tensão de operação da linha de transmissão. A emissividade superficial do condutor pode variar, segundo medições em laboratório, de 0,2 para condutores encordoados novos (superfície brilhante), até cerca de 0,9 para condutores envelhecidos com superfície oxidada e escurecida pela exposição ao tempo.

Note-se que este valor está ligado ao do coeficiente de absorção solar  $\alpha_s$ , uma vez que ambos expressam uma característica física da superfície do cabo. Estes valores aumentam com a idade dos condutores e poluição atmosférica, o valor de 0,5 por muitas vezes é admitido para a emissividade ( $\varepsilon$ ) como também para o coeficiente de absorção ( $\alpha_s$ ). outros valores normalmente adotados são 0,7 para o coeficiente de absorção e 0,5 para a emissividade.

### 3.3.4 Resfriamento por Convecção – $P_v$

O efeito de resfriamento do condutor devido aos fenômenos de convecção do ar são extremamente difíceis de modelar, em particular pelos efeitos dinâmicos de circulação do ar em torno do condutor encordoado. Por este motivo os métodos utilizados são de tipo semi-analítico, querendo esta designação significar que parcelas de modelagem teórica são combinadas com fatores empíricos, obtidos em laboratórios e túneis de vento.

Em termos gerais este processo deve-se ao fato de a superfície quente do condutor aquecer o ar adjacente a ela, provocando uma diminuição da densidade do ar aquecido, levando esse ar aquecido a movimentar-se, quer subindo, no caso da convecção natural, quando não há vento atuando ( $v = 0$ ), quer sendo removido, no caso da convecção forçada, quando há vento ( $v \neq 0$ ). Na seqüência o ar mais frio substitui esse ar que foi removido estabelecendo-se um processo de resfriamento.

A altura dos condutores ao solo é significativa em termos de barreiras naturais existentes no deslocamento do ar. Para linhas de extra-alta tensão, cujas alturas dos condutores é elevada, supõe-se uma influência menor de árvores e do próprio terreno no deslocamento do ar próximo à linha de transmissão.

#### Convecção Natural

Quando não há vento atuando sobre os condutores, retirando a camada de ar aquecida próxima da superfície dos mesmos, ocorre a convecção natural cujo valor de energia cedida ao ambiente é dado por:

$$P_v = 0,0219 \cdot D^{0,75} \cdot (T_C - T_A)^{1,25} \quad (v = 0) \quad (3.19)$$

onde:

$P_v$  – Energia fornecida para o ambiente por convecção natural [W/m];

$D$  – Diâmetro do condutor [m];

$T_C$  – Temperatura do condutor [ $^{\circ}$ C];

$T_A$  – Temperatura do ambiente [ $^{\circ}$ C];



## Convecção Forçada

Para modelar o efeito de ventos sobre o resfriamento dos condutores primeiramente é definido o número de Reynolds:

$$R = \frac{D \cdot \rho_f \cdot V}{\mu_f} \quad (3.20)$$

onde:

$R$  – Número de Reynolds;

$D$  – Diâmetro do condutor [m];

$\rho_f$  – Densidade do ar [kg/m<sup>3</sup>];

$\mu_f$  – Viscosidade absoluta do ar;

Viscosidade do ar ao nível do mar

$$\mu_{f0} = 1,32 \cdot 10^{-5} + 9,5 \cdot 10^{-8} \cdot T_a \quad (3.21)$$

Viscosidade do ar a  $H$  metros do nível do ar

$$\mu_{fH} = \mu_{f0} \cdot \left( 1 - H \cdot \frac{6,5 \cdot 10^{-3}}{288,16} \right)^{-5,2561} \quad (3.22)$$

onde:

$T_a$  – Temperatura ambiente [°C];

$H$  – Altura em relação ao nível do mar [m];

Para determinadas faixas de valores de velocidade do vento aplicam-se diferentes equações para representar o valor da energia trocada com o ambiente devido à convecção forçada.

- Para  $0,1 \leq R < 1.000$

$$P_V = [0,3078 + 0,4118 \cdot R^{0,52}] \cdot k_f \cdot (T_c - T_a) \quad (3.23)$$

- Para  $1.000 \leq R < 50.000$

$$P_V = 0,2298 \cdot R^{0,6} \cdot k_f \cdot (T_c - T_a) \quad (3.24)$$

onde:

$R$  – Número de Reynolds;

$k_f$  – Condutividade térmica do ar na temperatura  $T_{film}$ .

A condutividade térmica do ar é expressa pela equação a seguir:

$$k_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{film} \quad (3.25)$$

sendo:

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2}$$

A direção de ataque do vento em relação ao condutor influencia diretamente no resfriamento do mesmo, por isso é adotado um fator de correção da direção do vento ( $k_w$ ), este fator deve ser multiplicado à parcela de convecção forçada.

$$k_w = 1,194 - \sin(\delta) - 0,194 \cdot \cos(2\delta) + 0,368 \cdot \sin(2\delta)$$

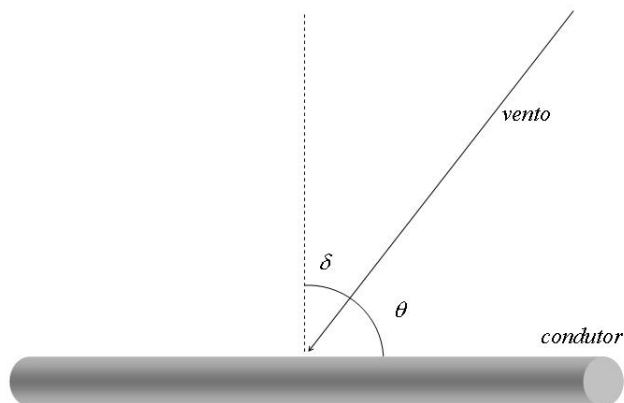
ou

$$k_w = 1,194 - \cos(\theta) - 0,194 \cdot \cos(2\theta) + 0,368 \cdot \sin(2\theta)$$

onde:

$\delta$  – Ângulo que a direção do vento faz com a reta ortogonal ao condutor;

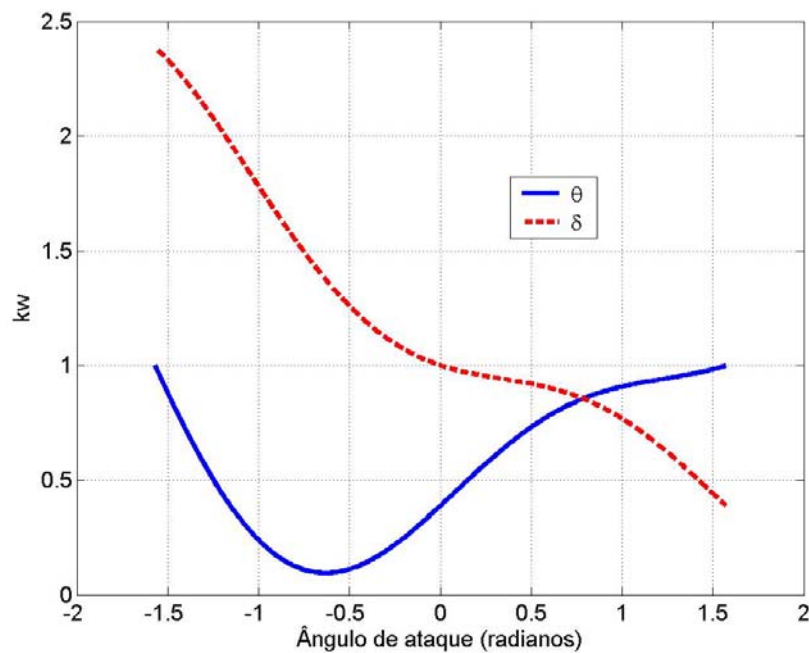
$\theta$  – Ângulo entre a direção do vento e o condutor.



**Figura 3.2: Direção de ataque do vento**

As equações apresentadas para a correção da direção de ataque do vento somente são válidas para ângulos compreendidos entre  $0^{\circ}$  e  $90^{\circ}$ , como pode ser observado através da Figura 3.3.

Para linhas que possuam mais de um cabo por fase o efeito da proximidade entre os cabos de um mesmo feixe foi desconsiderado para facilitar o cálculo da temperatura de operação dos condutores. Este cálculo é iterativo, visto que o efeito Joule depende da resistência do condutor que por sua vez depende da temperatura de operação do mesmo em graus Celsius.



**Figura 3.3: Relação entre o fator kw e o ângulo de ataque**

Para conseguir que a equação do equilíbrio térmico seja satisfeita, calcula-se o ganho de energia total e a troca da energia do condutor com o ambiente em W/m, caso:

Se  $P_j + P_s > P_r + P_v$  então  $T_C = T_C + 0,1$

Se  $P_j + P_s < P_r + P_v$  então  $T_C = T_C - 0,1$

Se  $|P_j + P_s - P_r - P_v| < 0,1$  então  $T_C = T_C$

Este processo é repetido até que cada condutor da linha de transmissão alcance o equilíbrio térmico. A cada iteração, todos os condutores têm a sua equação de balanço térmico (3.15) verificada, tomando-se a decisão de aumentar-se ou diminuir-se a temperatura dos mesmos. O processo só é finalizado quando todos os condutores alcancem a igualdade da equação do balanço térmico. O fluxograma apresentado na Figura 3.4 reproduz o processo.

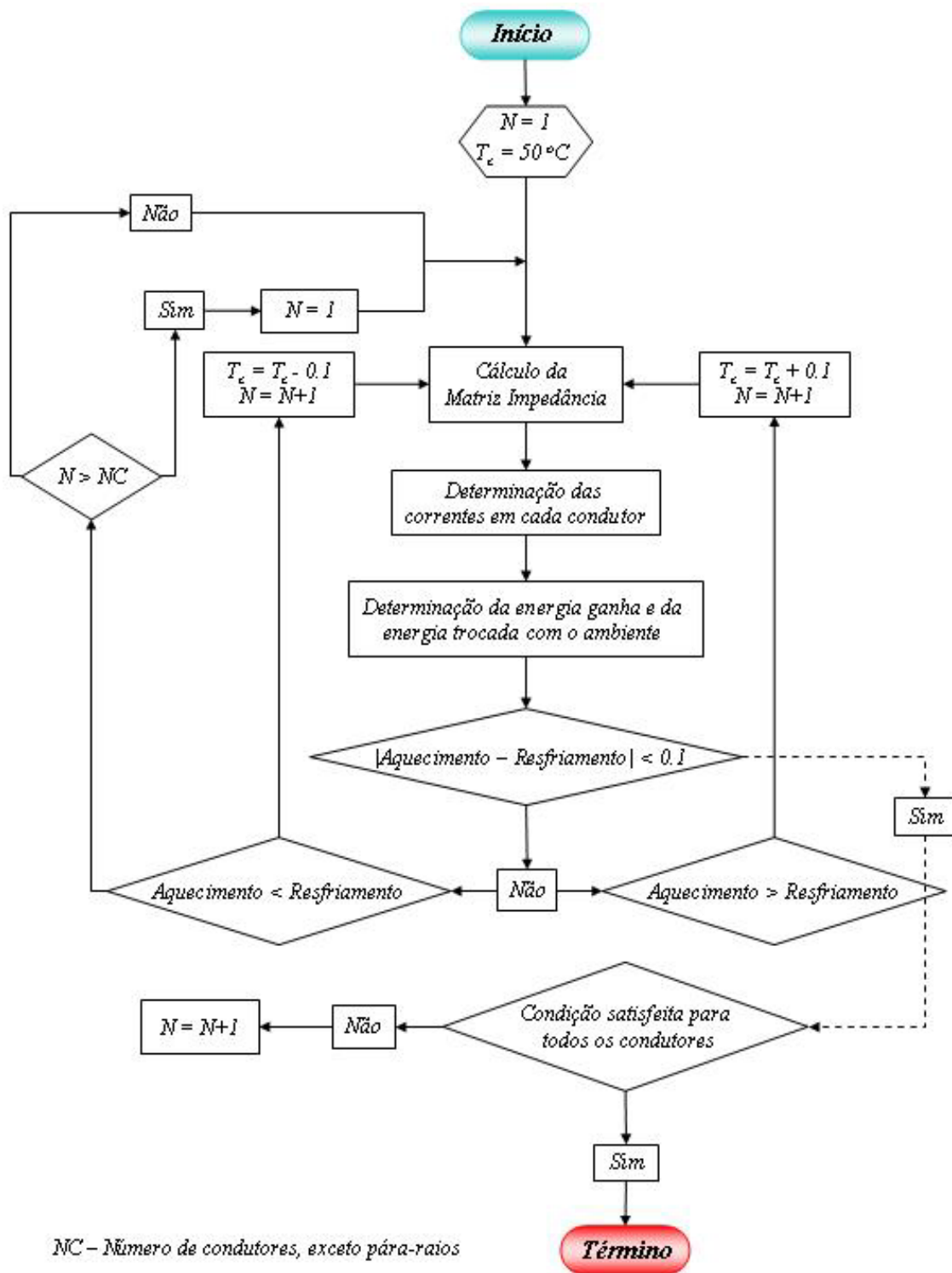


Figura 3.4: Fluxograma do cálculo da temperatura dos condutores

### 3.4 Modelo de Cálculo das Correntes nos Cabos de uma Linha de Transmissão

Considerando que a derivada da tensão em relação ao comprimento transversal nos cabos das fases seja proporcional a um fasor de seqüência positiva, ou seja:

$$\begin{cases} \frac{\delta V_a}{\delta x} = 1 \cdot e^{j \cdot 0} \\ \frac{\delta V_b}{\delta x} = 1 \cdot e^{-j \cdot \frac{2\pi}{3}} \\ \frac{\delta V_c}{\delta x} = 1 \cdot e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}} \end{cases} \quad (3.26)$$

Podemos escrever a partir das igualdades das equações (3.26), a relação entre as derivadas de tensão e as correntes em cada condutor, para uma linha de transmissão trifásica possuindo cabos pára-raios:

$$\begin{bmatrix} \delta V_a / \delta x \\ \delta V_b / \delta x \\ \delta V_c / \delta x \\ \delta V_{pr} / \delta x \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{aa} & \mathbf{Z}_{ab} & \mathbf{Z}_{ac} & \mathbf{Z}_{apr} \\ \mathbf{Z}_{ba} & \mathbf{Z}_{bb} & \mathbf{Z}_{bc} & \mathbf{Z}_{bpr} \\ \mathbf{Z}_{ca} & \mathbf{Z}_{cb} & \mathbf{Z}_{cc} & \mathbf{Z}_{cpr} \\ \mathbf{Z}_{pra} & \mathbf{Z}_{prb} & \mathbf{Z}_{prc} & \mathbf{Z}_{pr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_a \\ \mathbf{I}_b \\ \mathbf{I}_c \\ \mathbf{I}_{pr} \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

onde:

$\delta V_a / \delta x$  – Derivada da tensão em relação ao comprimento transversal na fase A [V/m];

$\delta V_b / \delta x$  – Derivada da tensão em relação ao comprimento transversal na fase B [V/m];

$\delta V_c / \delta x$  – Derivada da tensão em relação ao comprimento transversal na fase C [V/m];

$\delta V_{pr} / \delta x$  – Derivada da tensão em relação ao comprimento transversal dos pára-raios [V/m];

$\mathbf{Z}_{ij}$  – Elementos da matriz impedância longitudinal [ $\Omega/m$ ];

$\mathbf{I}_a$  – Corrente no condutor da fase A [A];

$\mathbf{I}_b$  – Corrente do condutor da fase B [A];

$I_c$  – Corrente do condutor da fase C [A];

$I_{pr}$  – Corrente induzida no cabo pára-raio [A].

A Equação 3.27 pode ser escrita de forma matricial:

$$\frac{\delta V}{\delta x} = -Z \cdot I$$

Considerando que a derivada da tensão em relação ao comprimento transversal dos pára-raios é igual a zero é possível obter a distribuição de correntes nos condutores das linhas de transmissão.

### 3.5 Consideração sobre a Transposição das Linhas de Transmissão

Considerando que a linha de transmissão é igual em cada secção ao longo de seu comprimento, o efeito da transposição na matriz impedância pode ser representado modificando o vetor de correntes da equação (3.27) para o segundo e terceiro trechos de transposição da Figura 3.5.

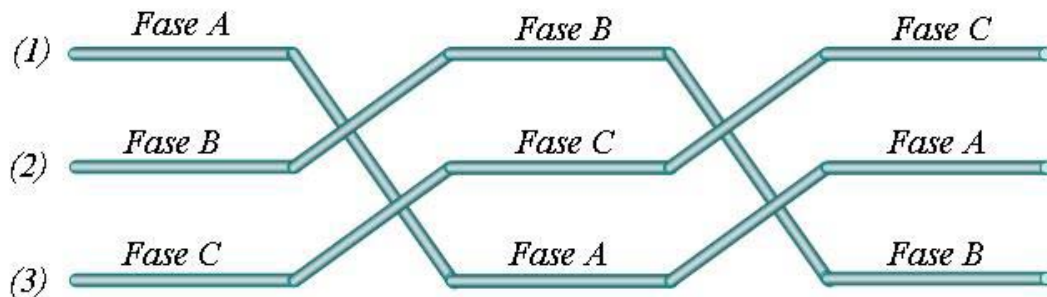


Figura 3.5: Transposição da linha de transmissão

Note-se que a matriz impedância é a mesma para todos os trechos. Isto se deve ao fato das impedâncias de uma linha de transmissão estarem relacionadas diretamente com as posições no espaço em que os cabos estão dispostos.

Segundo trecho:

$$\begin{bmatrix} \delta V_b / \delta x \\ \delta V_c / \delta x \\ \delta V_a / \delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_b \\ I_c \\ I_a \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

Terceiro trecho:

$$\begin{bmatrix} \delta V_c / \delta x \\ \delta V_a / \delta x \\ \delta V_b / \delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_c \\ I_a \\ I_b \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Os condutores da fase A no segundo trecho está localizada em 3, logo tem a mesma impedância da fase C no primeiro trecho que também é igual à da fase B no terceiro trecho como exemplificado na linha de 138 kV com um de seus cabos pára-raios OPGW.

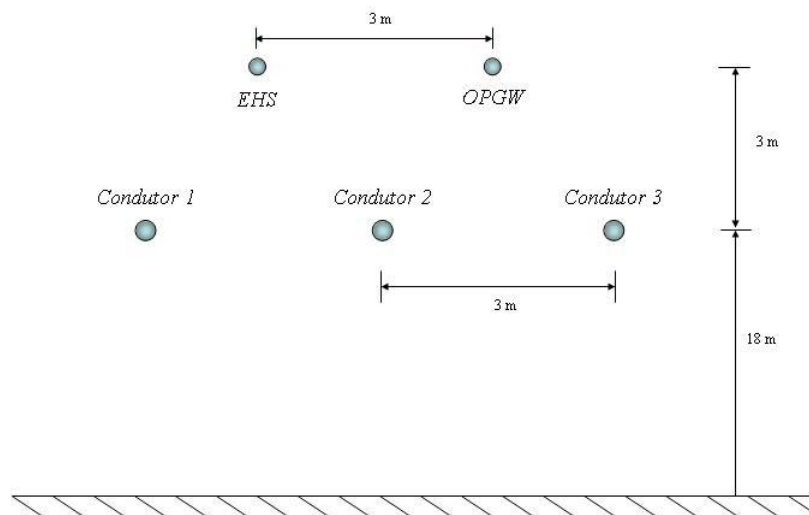


Figura 3.6: Configuração da linha de 138 kV



**Tabela 3.7: Matriz de impedâncias no primeiro trecho de transposição**

<i>Matriz de impedância por unidade de comprimento</i>				
<i>Impedância [Ohms/km]</i>	<i>Condutor 1</i>	<i>Condutor 2</i>	<i>Condutor 3</i>	<i>OPGW</i>
<i>Condutor 1</i>	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.880E-02 + j4.550E-01	5.873E-02 + j4.571E-01
<i>Condutor 2</i>	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>Condutor 3</i>	5.880E-02 + j4.550E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>OPGW</i>	5.873E-02 + j4.571E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	4.527E-01 + j9.806E-01

**Tabela 3.8: Matriz de impedâncias no segundo trecho de transposição**

<i>Matriz de impedância por unidade de comprimento</i>				
<i>Impedância [Ohms/km]</i>	<i>Condutor 3</i>	<i>Condutor 1</i>	<i>Condutor 2</i>	<i>OPGW</i>
<i>Condutor 3</i>	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.880E-02 + j4.550E-01	5.873E-02 + j4.571E-01
<i>Condutor 1</i>	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>Condutor 2</i>	5.880E-02 + j4.550E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>OPGW</i>	5.873E-02 + j4.571E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	4.527E-01 + j9.806E-01

**Tabela 3.9: Matriz de impedâncias no terceiro trecho de transposição**

<i>Matriz de impedância por unidade de comprimento</i>				
<i>Impedância [Ohms/km]</i>	<i>Condutor 2</i>	<i>Condutor 3</i>	<i>Condutor 1</i>	<i>OPGW</i>
<i>Condutor 2</i>	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.880E-02 + j4.550E-01	5.873E-02 + j4.571E-01
<i>Condutor 3</i>	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>Condutor 1</i>	5.880E-02 + j4.550E-01	5.880E-02 + j5.072E-01	1.116E-01 + j9.242E-01	5.873E-02 + j4.855E-01
<i>OPGW</i>	5.873E-02 + j4.571E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	5.873E-02 + j4.855E-01	4.527E-01 + j9.806E-01

## **CAPÍTULO IV**

# **PERDAS JOULE NOS CABOS PÁRA-RAIOS CONSIDERANDO DESEMPENHO FRENTE A SURTOS ATMOSFÉRICOS**

A utilização de fibras óticas no interior dos cabos pára-raios para transmissão de dados e sinais gerou algumas modificações nos projetos de linhas de transmissões. Uma das principais conseqüências na utilização de cabos OPGW ao invés de cabos EHS reside na necessidade do primeiro ser aterrado em todas as torres, evitando-se o seu seccionamento devido à fibra ótica no seu interior. Tal situação implica no surgimento de laços de corrente entre o solo e o cabo pára-raios.

Outra alternativa seria o isolamento dos cabos OPGW em relação às estruturas das torres, necessário devido ao potencial adquirido pelo cabo, mas esta alternativa é mais custosa pelo fato da utilização de isoladores.

Para linhas de EAT ou AT com correntes elevadas nos condutores das fases, o não seccionamento dos cabos pára-raios pode acarretar altos valores de correntes induzidas nestes, produzindo elevadas perdas por efeito Joule, ou seja, geração de calor.

As flechas dos cabos OPGW normalmente são maiores quando comparadas aos cabos pára-raios convencionais. Isto ocorre devido à diferença entre os coeficientes de dilatação dos fios metálicos e a fibra ótica impedindo assim uma alta tração na fixação às torres da linha de transmissão. Com flechas maiores há a aproximação dos cabos OPGW em relação aos cabos das fases e ao solo, conseqüentemente aumentando os valores induzidos de corrente.

Para a otimização da posição dos cabos pára-raios, almejando a diminuição dos valores das perdas induzidas, deve ser levado em consideração a influência dessa escolha sobre o Modelo Eletrogeométrico e sobre as distâncias mínimas entre os cabos pára-raios e os condutores das fases, para que número de desligamentos por surtos atmosféricos seja aceitável.

Este capítulo pretende abordar o número de desligamentos provocados por descargas atmosféricas e o valor da perda joule, em uma área finita, para a determinação do posicionamento de cabos pára-raios.

#### 4.1 Premissas Adotadas

Para o cálculo dos cabos pára-raios foram adotadas algumas premissas:

- A linha é trifásica, com correntes equilibradas durante todo o seu comprimento;
- Todos os condutores da linha de transmissão são simétricos em relação ao ponto central da estrutura da torre;
- A linha possui 2 cabos pára-raios equidistantes ao ponto central da estrutura;
- A frequência de transmissão é de 60Hz;
- A resistividade elétrica do solo é homogênea e igual a  $1000 \Omega/\text{m}$ ;
- A impedância de onda da torre é modelada como uma resistência;
- O nível cerâmico adotado foi de 45 dias com trovoadas ao ano;
- Terreno de passagem da linha de transmissão é plano;
- O Fator de Correção Atmosférico utilizado igual a 1;
- A linha opera com tensão nominal de 1 p.u.;
- A linha de transmissão é idealmente transposta, sendo a perda nos pára-raios dada pela média aritmética das perdas em cada trecho de transposição.
- A impedância de pé de torre é modelada como uma resistência pura.

Ambiente Externo:

- Temperatura ambiente de  $27^{\circ}\text{C}$ ;
- Radiação solar total de  $900 \text{ W}/\text{m}^2$ ;
- Velocidade do vento de  $2\text{m}/\text{s}$ , com ângulo de ataque de  $45^{\circ}$ ;
- Altitude média de  $15\text{m}$  em relação ao nível do mar.

Para o cálculo do número de desligamentos nas linhas, devido a sobretensões provenientes por descargas atmosféricas, foi utilizado o programa CODIN do CEPEL

que calcula a propagação de descarga em linhas para incidências da descarga junto à torre, considerando as fases da linha com um único condutor ou um feixe. Utilizam-se ondas trafegantes modelando-se a torre onde se dá a incidência da descarga e os vãos adjacentes, caso a incidência seja no meio do vão, modela-se o vão incidente e os vãos adjacentes a este, o efeito dos demais não são considerados. O sistema de aterramento da torre é modelado por uma impedância real e constante.

Para a determinação da perda por efeito Joule nos cabos pára-raios aterrados, utilizaram-se os valores médios das alturas dos mesmos e dos condutores das fases. Foram estudados três patamares de carga, para cada nível de tensão de configurações típicas de linhas de transmissão:

- Carga pesada;
- Carga média, considerada 70 % da carga pesada;
- Carga leve, considerada 50 % da carga pesada.

A dilatação dos condutores das fases, devido ao aumento da corrente para cada patamar de carga, não foi modelado matematicamente, sendo arbitrado valores normalmente observados em linhas reais. Para cada nível de tensão foram utilizadas duas configurações para a ligação dos cabos pára-raios à torre, sendo:

#### Configuração 1

- 3/8 EHS aterrado;
- OPGW isolado (raio 0,0075m).

#### Configuração 2

- 3/8 EHS seccionado em T;
- OPGW aterrado (raio 0,0075m).

Apesar da configuração 1 não ser usualmente utilizada, tendo o cabo OPGW isolado, esta foi estudada para comparar os valores de perda Joule que cada tipo de cabo pára-raio é responsável quando aterrados às estruturas.

## 4.2 L.T. de 138kV

Características da linha:

- Tensão: 138 kV;
- Tensão de ruptura positiva: 780 kV;
- Tensão de ruptura negativa: 760 kV;
- Vão entre torres: 300 m;
- Resistência de pé de torre:  $18 \Omega$ ;
- Impedância de onda de torre:  $130 \Omega$ .

O quadrado pontilhado na Figura 4.1 é a delimitação do posicionamento dos cabos pára-raios na torre da linha de transmissão. A área delimitada para os cabos pára-raios é percorrida com um passo de 10 cm, tanto na horizontal como na vertical.

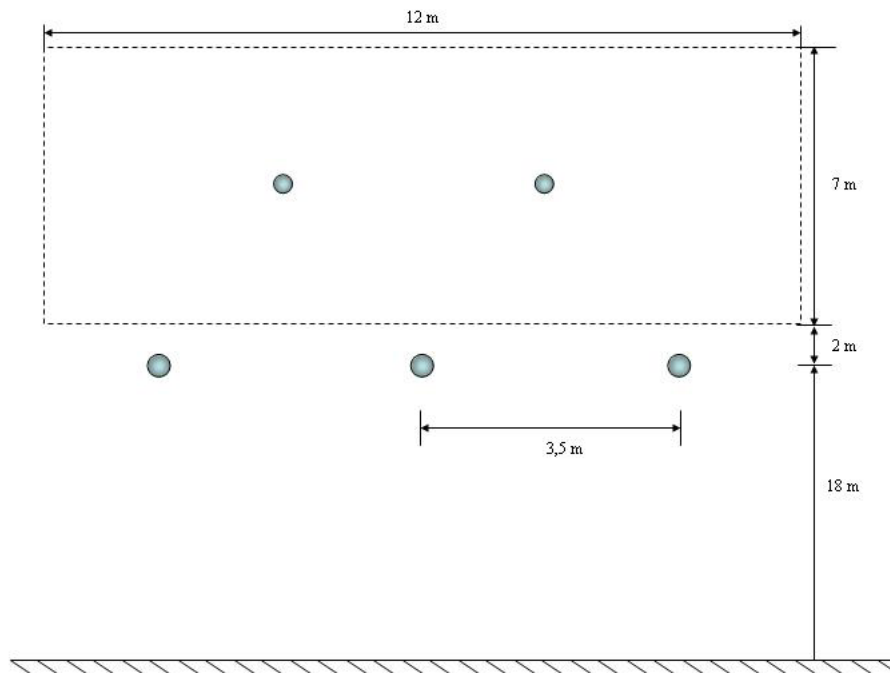


Figura 4.1: Área delimitada do posicionamento dos cabos pára-raios para 138 kV

#### 4.2.1 Linha de 138kV com Carregamento Leve

**Tabela 4.1: Configuração dos condutores da LT de 138 kV- carregamento leve**

<i>Linha de 138 kV- carregamento leve</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Linnet 1</i>	-3,50 m	18,00 m	8,00 m	48,1 °C	240,00 A	---
<i>Linnet 2</i>	0,00 m	18,00 m	8,00 m	48,1 °C	240,00 A	---
<i>Linnet 3</i>	3,50 m	18,00 m	8,00 m	48,1 °C	240,00 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	1,29 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	0,0 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	0,0 A	T
<i>OPGW</i>	-1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	7,63 A	Aterrado

**Tabela 4.2: Balanço de energia da LT de 138 kV- carregamento leve**

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Linnet 1</i>	10,9 W/m	8,24 W/m	4,133 W/m	15,086 W/m
<i>Linnet 2</i>	10,9 W/m	8,24 W/m	4,133 W/m	15,086 W/m
<i>Linnet 3</i>	10,9 W/m	8,24 W/m	4,133 W/m	15,086 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,007 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,3787 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,2972 W/m	5,3657 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,3786 W/m
<i>OPGW</i>	0,023 W/m	6,7500 W/m	1,313 W/m	5,4288 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento leve.

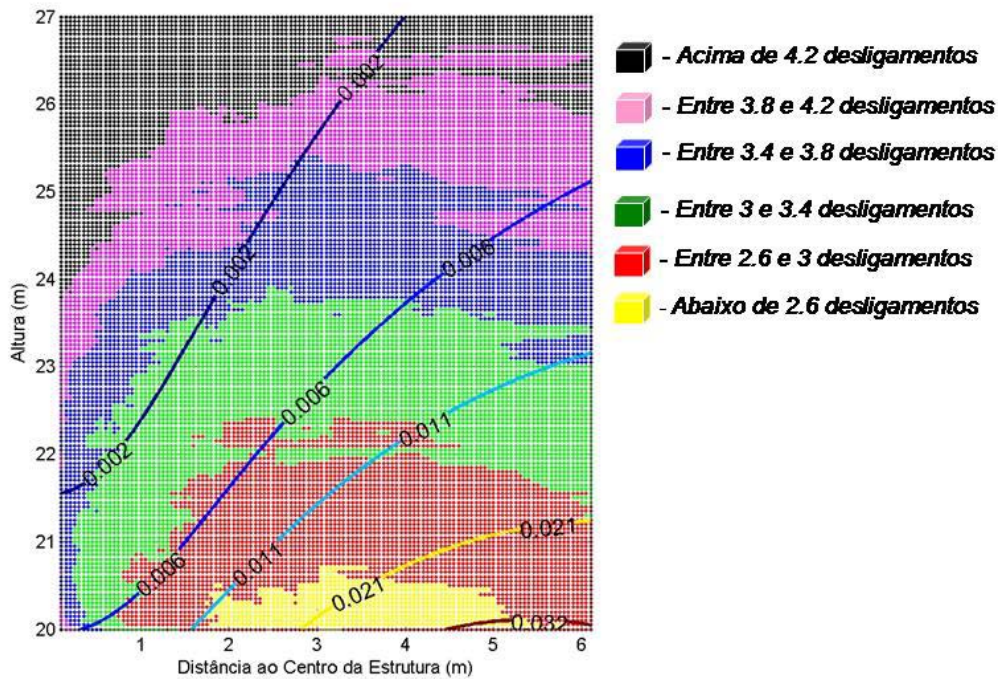


Figura 4.2: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento leve configuração 1

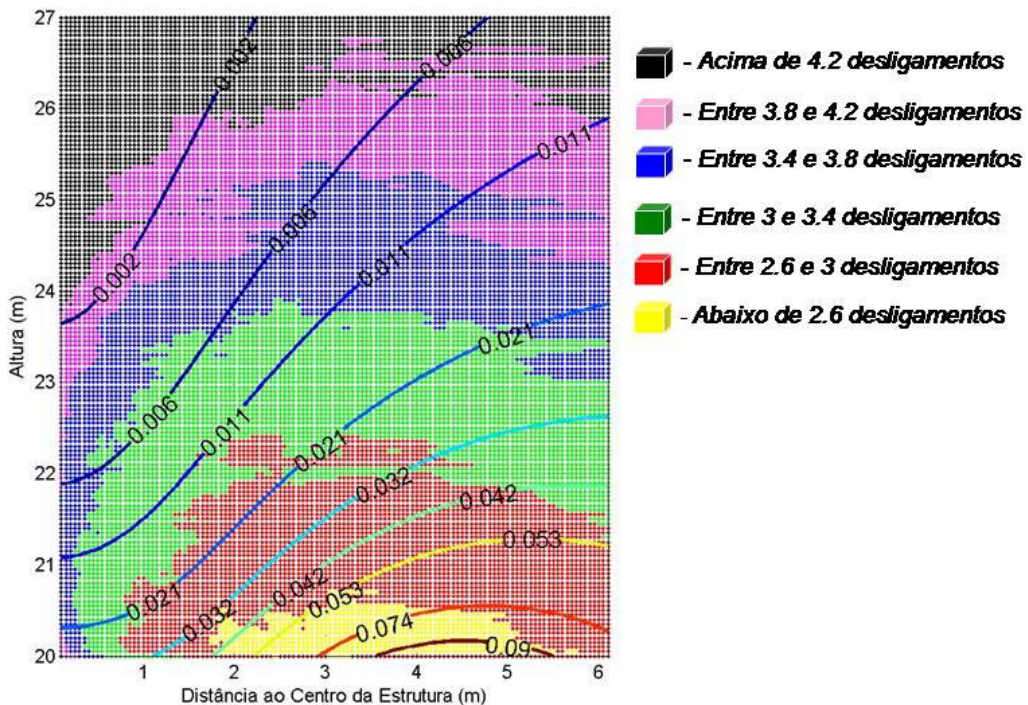


Figura 4.3: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento leve configuração 2

## 4.2.2 Linha de 138kV com Carregamento Médio

**Tabela 4.3: Configuração dos condutores da LT de 138 kV- carregamento médio**

<i>Linha de 138 kV- carregamento médio</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Linnet 1</i>	-3,50 m	18,00 m	8,40 m	59,60 °C	336,00 A	---
<i>Linnet 2</i>	0,00 m	18,00 m	8,40 m	59,60 °C	336,00 A	---
<i>Linnet 3</i>	3,50 m	18,00 m	8,40 m	59,60 °C	336,00 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	1,68 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	0,0 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	0,0 A	T
<i>OPGW</i>	-1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	9,88 A	Aterrado

**Tabela 4.4: Balanço de energia da LT de 138 kV- carregamento médio**

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Linnet 1</i>	22,2564 W/m	8,2395 W/m	6,7574 W/m	23,6667 W/m
<i>Linnet 2</i>	22,2564 W/m	8,2395 W/m	6,7574 W/m	23,6667 W/m
<i>Linnet 3</i>	22,2564 W/m	8,2395 W/m	6,7574 W/m	23,6667 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,01196 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,3787 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,2972 W/m	5,3657 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,3786 W/m
<i>OPGW</i>	0,0385 W/m	6,7500 W/m	1,3129 W/m	5,4288 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento médio.



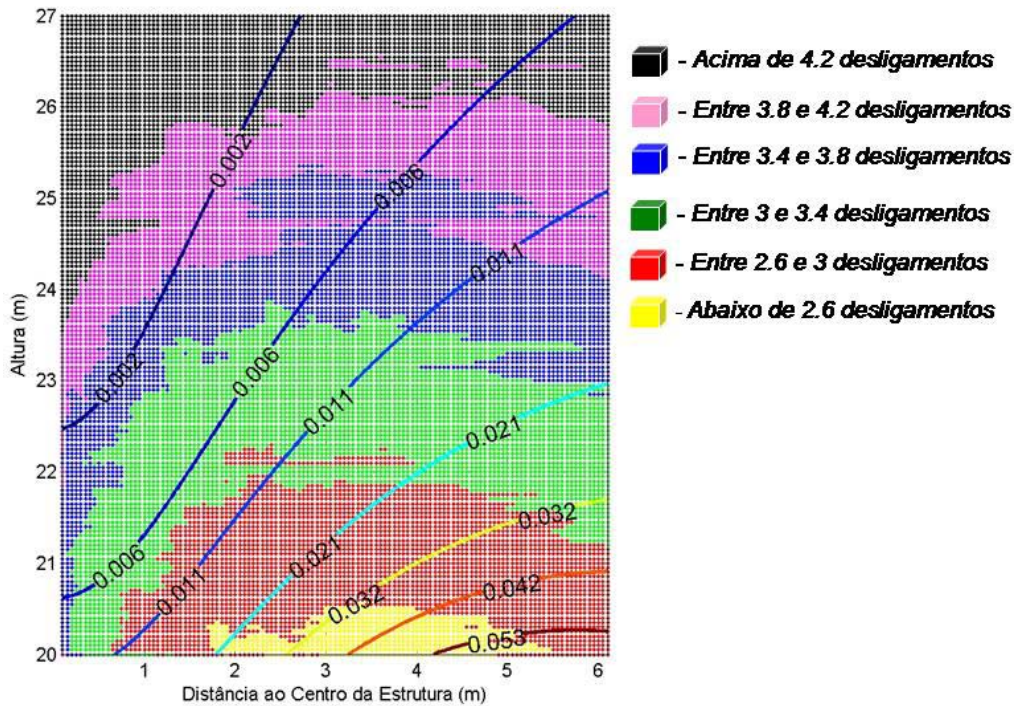


Figura 4.4: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento médio configuração 1

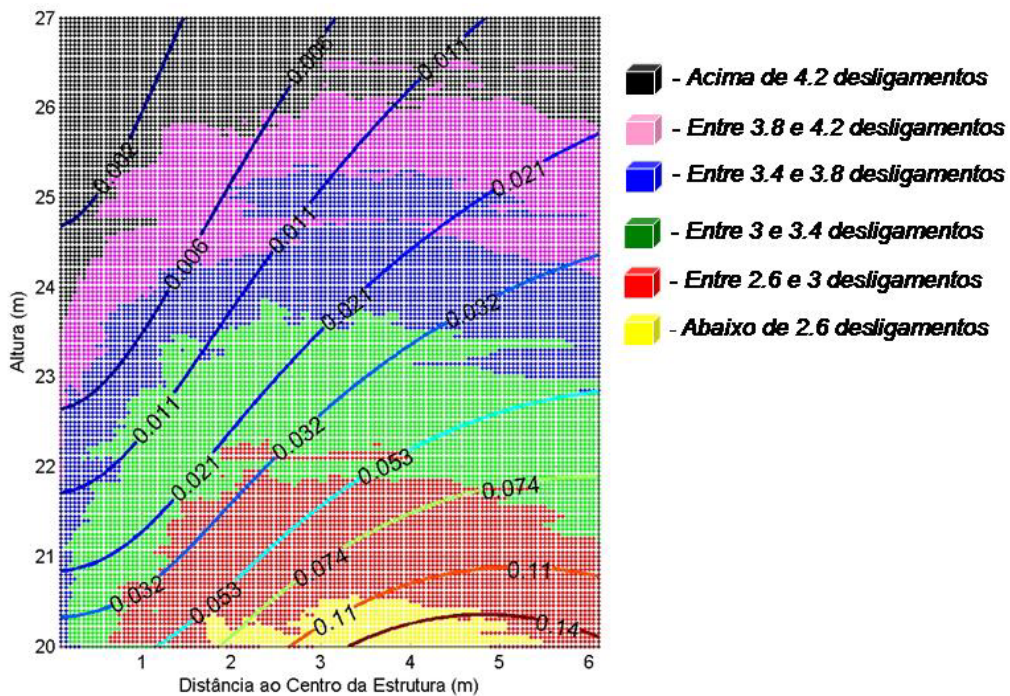


Figura 4.5: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento médio configuração 2

### 4.2.3 Linha de 138kV com Carregamento Pesado

**Tabela 4.5: Configuração dos condutores da LT de 138 kV- carregamento pesado**

<i>Linha de 138 kV- carregamento pesado</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Linnet 1</i>	-3,50 m	18,00 m	9,3 m	85,5 °C	480,00 A	---
<i>Linnet 2</i>	0,00 m	18,00 m	9,3 m	85,5 °C	480,00 A	---
<i>Linnet 3</i>	3,50 m	18,00 m	9,3 m	85,5 °C	480,00 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	2,07 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	0,0 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	1,75 m	21,00 m	3,00 m	25 °C	0,0 A	T
<i>OPGW</i>	-1,75 m	21,00 m	5,00 m	25 °C	11,92 A	Aterrado

**Tabela 4.6: Balanço de energia da LT de 138 kV- carregamento pesado**

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Linnet 1</i>	49,4893 W/m	8,2395 W/m	13,749 W/m	43,9170 W/m
<i>Linnet 2</i>	49,4893 W/m	8,2395 W/m	13,749 W/m	43,9170 W/m
<i>Linnet 3</i>	49,4893 W/m	8,2395 W/m	13,749 W/m	43,9170 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,018 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,3787 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,297 W/m	5,3657 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,667 W/m	3,4301 W/m
<i>OPGW</i>	0,056 W/m	6,7500 W/m	1,324 W/m	5,473 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento pesado.

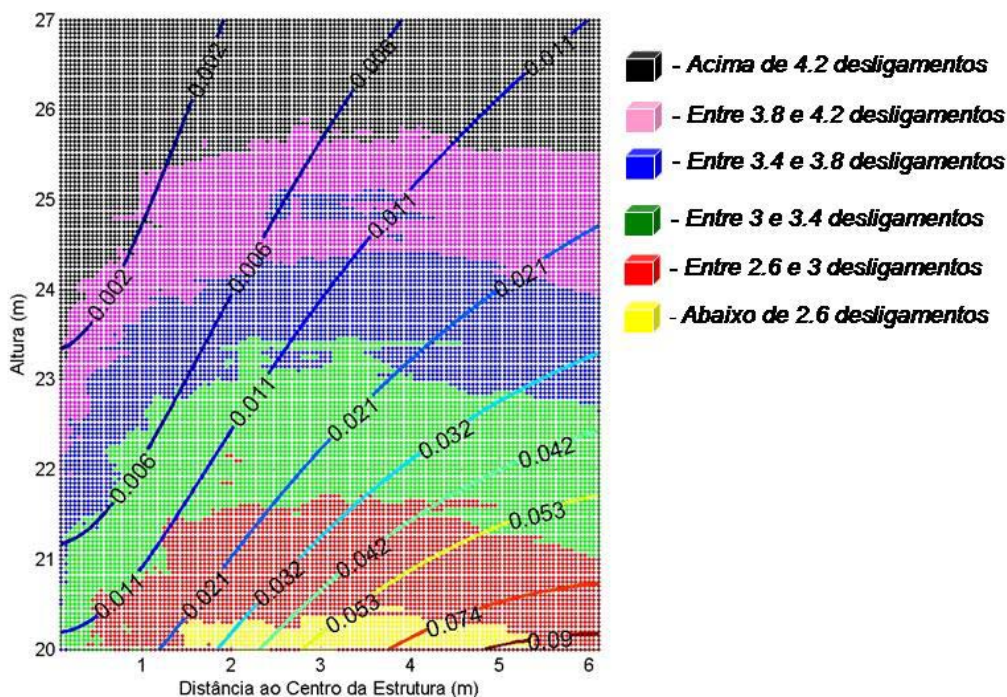


Figura 4.6: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento pesado configuração 1

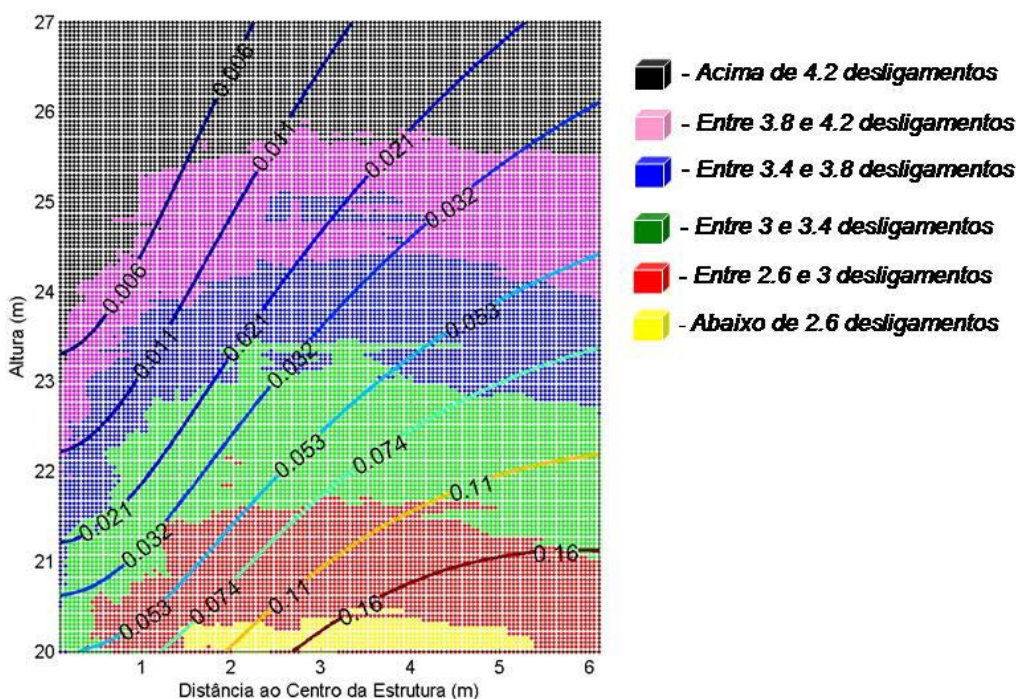


Figura 4.7: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 138kV-Carregamento pesado configuração 2

### 4.3 L.T. de 230kV

Características da linha:

- Tensão: 230 kV;
- Tensão de ruptura positiva: 1162,8 kV;
- Tensão de ruptura negativa: 1264,8 kV;
- Vão entre torres: 400 m;
- Resistência de pé de torre: 27  $\Omega$ ;
- Impedância de onda de torre: 200  $\Omega$ .

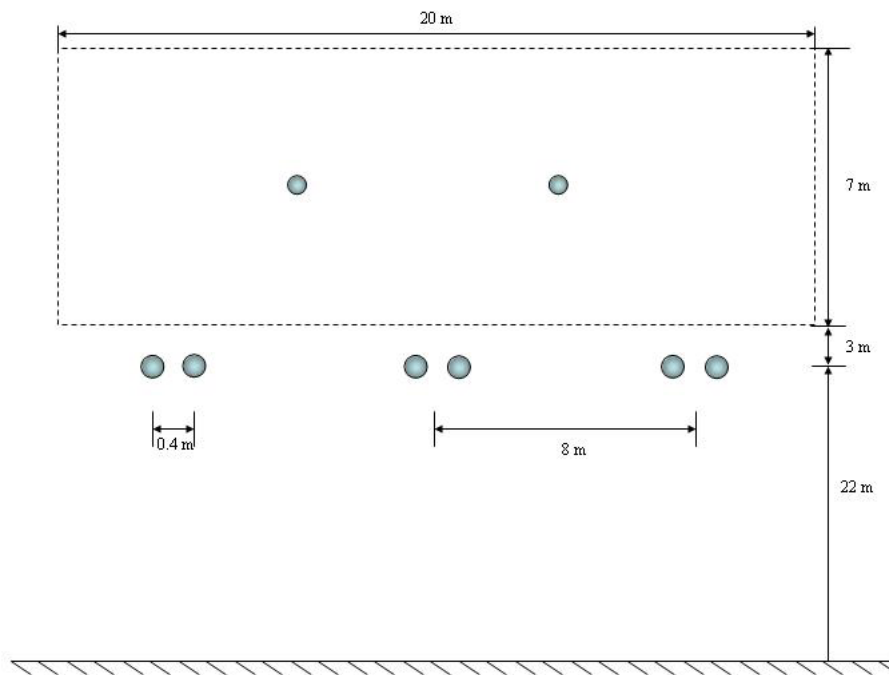


Figura 4.8: Área delimitada do posicionamento dos cabos pára-raios para 230 kV

O quadrado pontilhado na Figura 4.8 é a delimitação do posicionamento dos cabos pára-raios na torre da linha de transmissão. A área delimitada para os cabos pára-raios é percorrida com um passo de 10 cm, tanto na horizontal como na vertical.

### 4.3.1 Linha de 230kV com Carregamento Leve

**Tabela 4.7: Configuração dos condutores da LT de 230 kV – carregamento leve**

<i>Linha de 230 kV- carregamento leve</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Tern 1</i>	-7,8 m	22,0 m	10,00 m	40,83 °C	227,70 A	---
<i>Tern 2</i>	-8,2 m	22,0 m	10,00 m	40,72 °C	222,30 A	---
<i>Tern 3</i>	0,2 m	22,0 m	10,00 m	40,83 °C	226,14 A	---
<i>Tern 4</i>	-0,2 m	22,0 m	10,00 m	40,72 °C	223,86 A	---
<i>Tern 5</i>	8,2 m	22,0 m	10,00 m	40,83 °C	226,96 A	---
<i>Tern 6</i>	7,8 m	22,0 m	10,00 m	40,72 °C	223,04 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	4,0 m	26,0 m	5,00 m	25 °C	4,0 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	-4,0 m	26,0 m	7,00 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-4,0 m	26,0 m	5,00 m	25 °C	0,00 A	T
<i>OPGW</i>	4,0 m	26,0 m	7,00 m	25 °C	19,48 A	Aterrado

**Tabela 4.8: Balanço de energia da LT de 230 kV- carregamento leve**

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Tern 1</i>	4,0692 W/m	12,1501 W/m	3,8538 W/m	12,3640 W/m
<i>Tern 2</i>	3,9301 W/m	12,1501 W/m	3,8210 W/m	12,2639 W/m
<i>Tern 3</i>	4,0692 W/m	12,1501 W/m	3,8538 W/m	12,3640 W/m
<i>Tern 4</i>	3,9301 W/m	12,1501 W/m	3,8210 W/m	12,2639 W/m
<i>Tern 5</i>	4,0692 W/m	12,1501 W/m	3,8538 W/m	12,3640 W/m
<i>Tern 6</i>	3,9301 W/m	12,1501 W/m	3,8210 W/m	12,2639 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,06787 W/m	4,1148 W/m	0,6887 W/m	3,4875 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,3129 W/m	5,4307 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,6774 W/m	3,4313W/m
<i>OPGW</i>	0,14966 W/m	6,7500 W/m	1,3429 W/m	5,5508 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento leve.

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

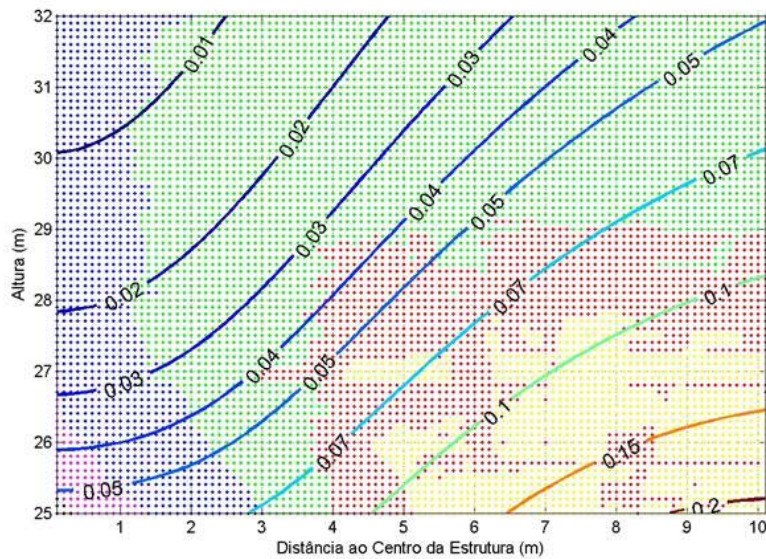


Figura 4.9: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento leve configuração 1

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

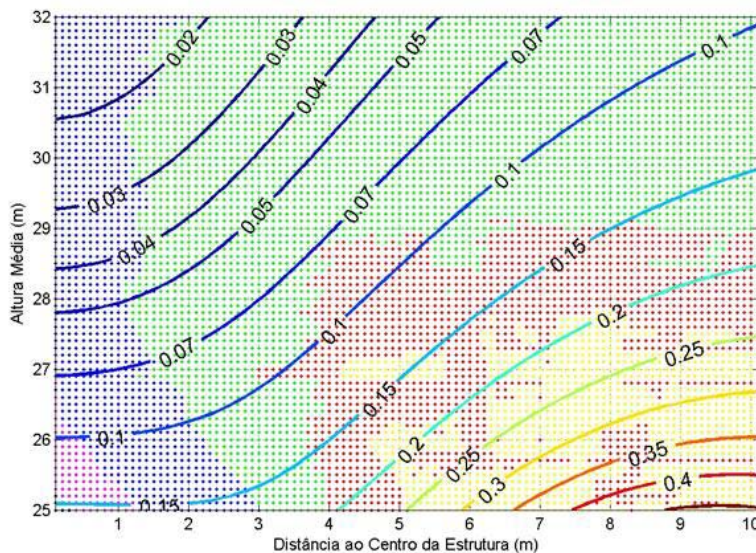


Figura 4.10: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento leve configuração 2

### 4.3.2 Linha de 230kV com Carregamento Médio

**Tabela 4.9: Configuração dos condutores da LT de 230 kV – carregamento médio**

<i>Linha de 230 kV- carregamento médio</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Tern 1</i>	-7,8 m	22,0 m	10,20 m	44,11 °C	318,77 A	---
<i>Tern 2</i>	-8,2 m	22,0 m	10,20 m	43,89 °C	311,23 A	---
<i>Tern 3</i>	0,2 m	22,0 m	10,20 m	44,11 °C	316,60 A	---
<i>Tern 4</i>	-0,2 m	22,0 m	10,20 m	43,89 °C	313,40 A	---
<i>Tern 5</i>	8,2 m	22,0 m	10,20 m	44,11 °C	312,73 A	---
<i>Tern 6</i>	7,8 m	22,0 m	10,20 m	43,89 °C	312,27 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	4,0 m	25,0 m	5,00 m	25 °C	6,29 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	-4,0 m	25,0 m	7,00 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-4,0 m	25,0 m	5,00 m	25 °C	0,00 A	T
<i>OPGW</i>	4,0 m	25,0 m	8,00 m	25 °C	30,59 A	Aterrado

**Tabela 4.10: Balanço de energia da LT de 230 kV- carregamento médio**

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Tern 1</i>	8,0684 W/m	12,1501 W/m	4,8459 W/m	15,3640 W/m
<i>Tern 2</i>	7,7901 W/m	12,1501 W/m	4,7783 W/m	15,1620 W/m
<i>Tern 3</i>	8,0684 W/m	12,1501 W/m	4,8459 W/m	15,3640 W/m
<i>Tern 4</i>	7,7901 W/m	12,1501 W/m	4,7783 W/m	15,1620 W/m
<i>Tern 5</i>	8,0684 W/m	12,1501 W/m	4,8459 W/m	15,3640 W/m
<i>Tern 6</i>	7,7901 W/m	12,1501 W/m	4,7783 W/m	15,1620 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,1672 W/m	4,1148 W/m	0,7058 W/m	3,5715 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,3129 W/m	5,4303 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,6773 W/m	3,4311 W/m
<i>OPGW</i>	0,3690 W/m	6,7500 W/m	1,3871 W/m	5,72736 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento médio.

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

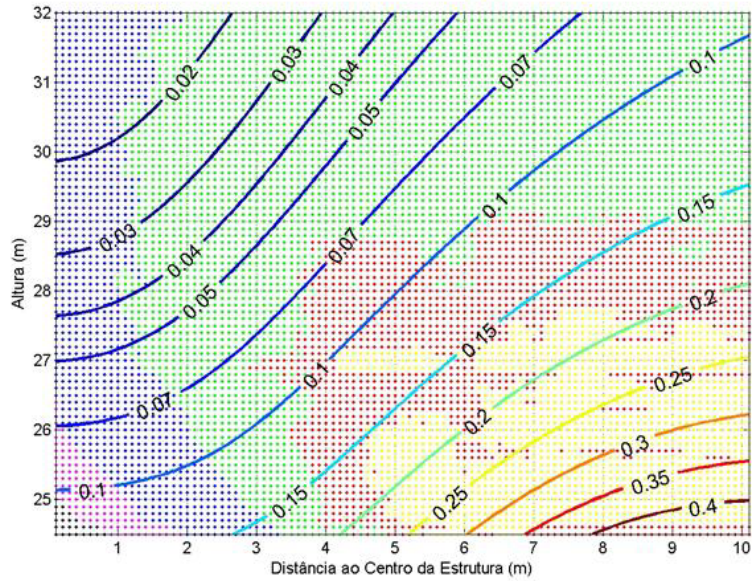


Figura 4.11: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento médio configuração 1

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

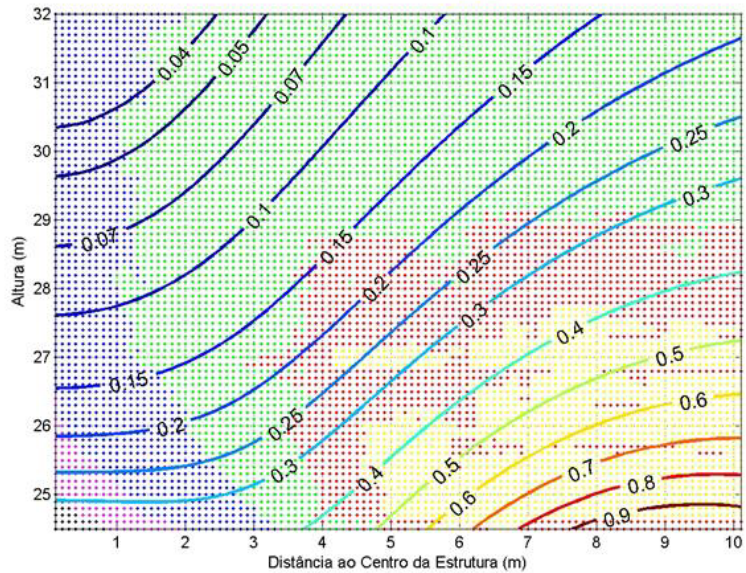


Figura 4.12: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento médio configuração 2



### 4.3.3 Linha de 230kV com Carregamento Pesado

Tabela 4.11: Configuração dos condutores da LT de 230 kV – carregamento pesado

<i>Linha de 230 kV- carregamento pesado</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Tern 1</i>	-7,8 m	22,0 m	10,50 m	51,19 °C	455,37 A	---
<i>Tern 2</i>	-8,2 m	22,0 m	10,50 m	50,72 °C	444,63 A	---
<i>Tern 3</i>	0,2 m	22,0 m	10,50 m	51,19 °C	452,32 A	---
<i>Tern 4</i>	-0,2 m	22,0 m	10,50 m	50,72 °C	447,68 A	---
<i>Tern 5</i>	8,2 m	22,0 m	10,50 m	51,19 °C	453,85 A	---
<i>Tern 6</i>	7,8 m	22,0 m	10,50 m	50,72 °C	446,15 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	4,0 m	25,0 m	5,00 m	25 °C	9,00 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	-4,0 m	25,0 m	7,00 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-4,0 m	25,0 m	5,00 m	25 °C	0,00 A	T
<i>OPGW</i>	4,0 m	25,0 m	7,00 m	25 °C	43,71 A	Aterrado

Tabela 4.12: Balanço de energia da LT de 230 kV- carregamento pesado

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Tern 1</i>	16,8753 W/m	12,1501 W/m	7,0947 W/m	21,9284 W/m
<i>Tern 2</i>	16,2814 W/m	12,1501 W/m	6,9408 W/m	21,4889 W/m
<i>Tern 3</i>	16,8753 W/m	12,1501 W/m	7,0947 W/m	21,9284 W/m
<i>Tern 4</i>	16,2814 W/m	12,1501 W/m	6,9408 W/m	21,4889 W/m
<i>Tern 5</i>	16,8753 W/m	12,1501 W/m	7,0947 W/m	21,9284 W/m
<i>Tern 6</i>	16,2814 W/m	12,1501 W/m	6,9408 W/m	21,4889 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,3412 W/m	4,1148 W/m	0,7344 W/m	3,7119 W/m
<i>OPGW</i>	0,0000 W/m	6,7500 W/m	1,3129 W/m	5,4303 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,0000 W/m	4,1148 W/m	0,6772 W/m	3,4311 W/m
<i>OPGW</i>	0,7530 W/m	6,7500 W/m	1,4632 W/m	6,0311 W/m

A seguir são apresentados os gráficos que demonstram o número de desligamentos na linha de transmissão por 100 km/ano e a perda Joule nos cabos pára-raios (kW/km) em função do posicionamento dos mesmos para carregamento pesado.

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

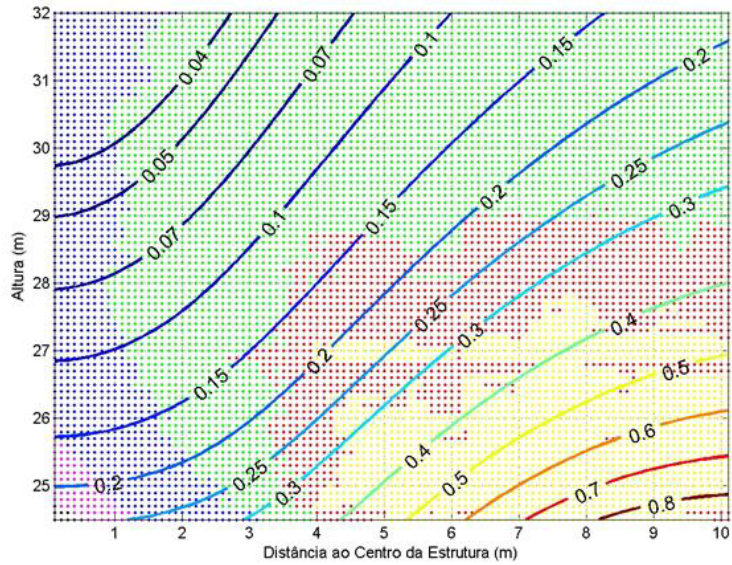


Figura 4.13: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento pesado configuração 1

- *Acima de 8 desligamentos*
- *Entre 3.5 e 4.5 desligamentos*
- *Entre 6 e 8 desligamentos*
- *Entre 3.2 e 3.5 desligamentos*
- *Entre 4.5 e 6 desligamentos*
- *Abaixo de 3.2 desligamentos*

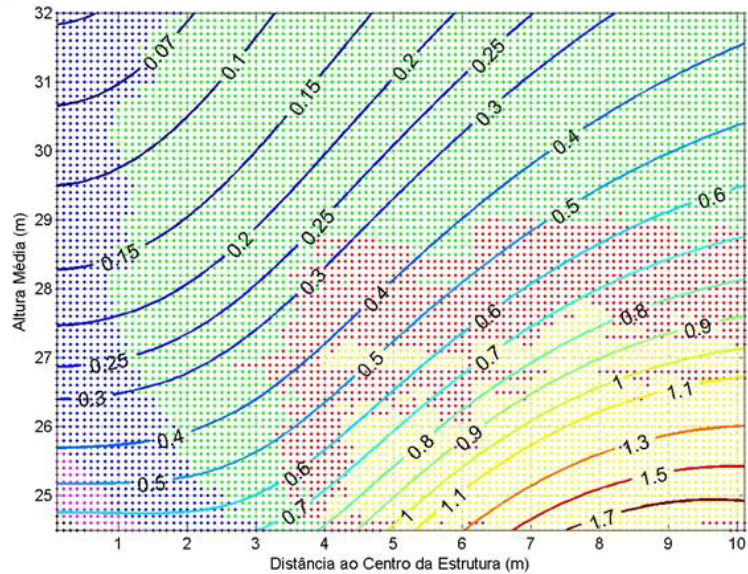


Figura 4.14: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 230kV – carregamento pesado configuração 2

#### 4.4 L.T. de 500kV

Características da linha:

- Tensão: 500 kV;
- Tensão de ruptura positiva: 2035 kV;
- Tensão de ruptura negativa: 1900 kV;
- Vão entre torres: 450 m;
- Resistência de pé de torre:  $20 \Omega$ ;
- Impedância de onda de torre:  $200 \Omega$ .

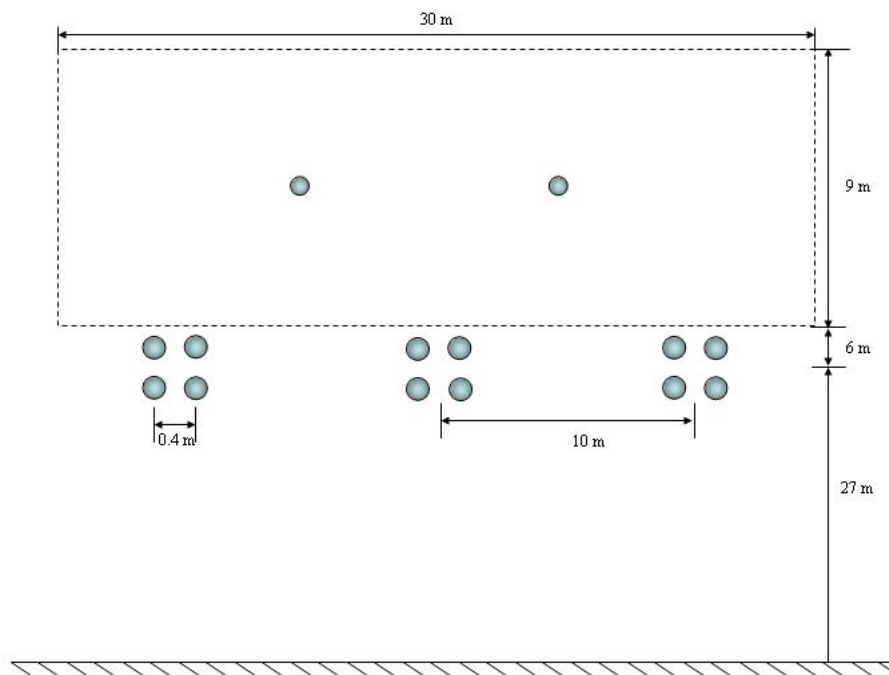


Figura 4.15: Área delimitada do posicionamento dos cabos pára-raios para 500 kV

O quadrado pontilhado na Figura 4.15 é a delimitação do posicionamento dos cabos pára-raios na torre da linha de transmissão. A área delimitada para os cabos pára-raios é percorrida com um passo de 10 cm, tanto na horizontal como na vertical.

#### 4.4.1 Linha de 500kV com Carregamento Leve

Tabela 4.13: Configuração dos condutores da LT de 500 kV – carregamento leve

<i>Linha de 500 kV- carregamento leve</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Rail 1</i>	-9,8 m	27,2 m	12,0 m	39,80 °C	203,24 A	---
<i>Rail 2</i>	-10,2 m	27,2 m	12,0 m	39,78 °C	196,76 A	---
<i>Rail 3</i>	-10,2 m	26,8 m	12,0 m	39,78 °C	196,76 A	---
<i>Rail 4</i>	-9,8 m	26,8 m	12,0 m	39,80 °C	203,24 A	---
<i>Rail 5</i>	0,2 m	27,2 m	12,0 m	39,80 °C	200,98 A	---
<i>Rail 6</i>	-0,2 m	27,2 m	12,0 m	39,78 °C	199,02 A	---
<i>Rail 7</i>	-0,2 m	26,8 m	12,0 m	39,78 °C	199,02 A	---
<i>Rail 8</i>	0,2 m	26,8 m	12,0 m	39,80 °C	200,98 A	---
<i>Rail 9</i>	10,2 m	27,2 m	12,0 m	39,80 °C	197,39 A	---
<i>Rail 10</i>	9,8 m	27,2 m	12,0 m	39,78 °C	202,61 A	---
<i>Rail 11</i>	9,8 m	26,8 m	12,0 m	39,78 °C	202,61 A	---
<i>Rail 12</i>	10,2 m	26,8 m	12,0 m	39,80 °C	197,39 A	---
<i>Configuração 1</i>						
<i>3/8 EHS</i>	5,0 m	34,0 m	6,0 m	25 °C	6,21 A	Aterrado
<i>OPGW</i>	-5,0 m	34,0 m	9,0 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
<i>3/8 EHS</i>	-5,0 m	34,0 m	6,0 m	25 °C	0,00 A	T
<i>OPGW</i>	5,0 m	34,0 m	9,0 m	25 °C	31,18 A	Aterrado

Tabela 4.14: Balanço de energia da LT de 500 kV – carregamento leve

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Rail 1</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0766 W/m
<i>Rail 2</i>	2,6239 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0574 W/m
<i>Rail 3</i>	2,2394 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0572 W/m
<i>Rail 4</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0764 W/m
<i>Rail 5</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0766 W/m
<i>Rail 6</i>	2,6239 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0574 W/m
<i>Rail 7</i>	2,6239 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0572 W/m
<i>Rail 8</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0764 W/m
<i>Rail 9</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0766 W/m
<i>Rail 10</i>	2,6239 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0574 W/m
<i>Rail 11</i>	2,6239 W/m	13,3155 W/m	3,8825 W/m	12,0572 W/m
<i>Rail 12</i>	2,6523 W/m	13,3155 W/m	3,8890 W/m	12,0764 W/m
<i>Configuração 1</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,1631 W/m	4,1148 W/m	0,7039 W/m	3,5642 W/m
<i>OPGW</i>	0,000 W/m	6,75 W/m	1,3113 W/m	5,4333 W/m
<i>Configuração 2</i>				
<i>3/8 EHS</i>	0,000 W/m	4,1148 W/m	0,6764 W/m	3,4284 W/m
<i>OPGW</i>	0,3833 W/m	6,75 W/m	1,3887 W/m	5,7368 W/m

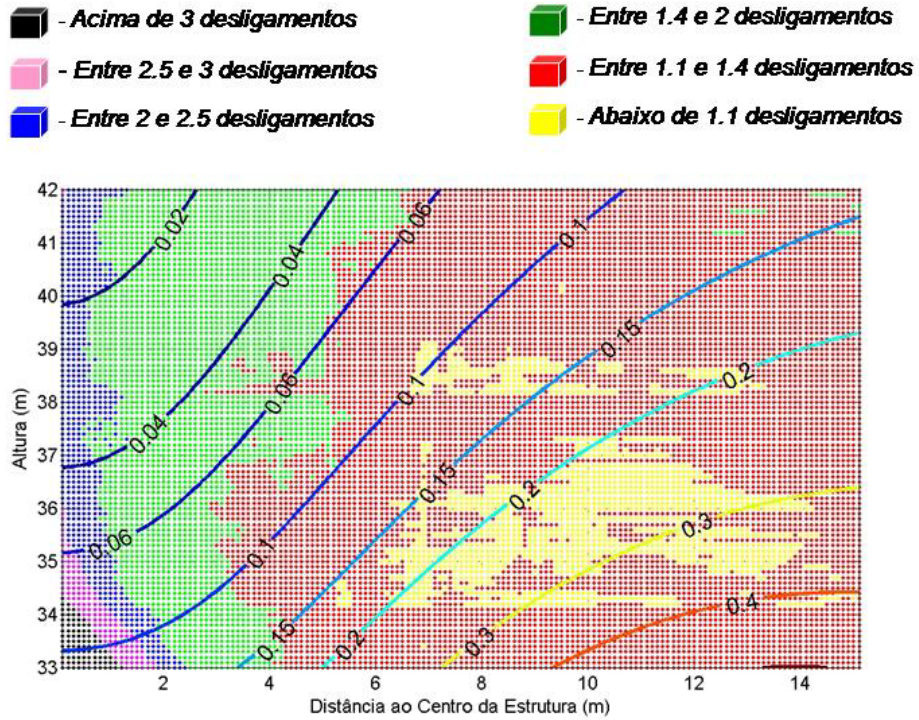


Figura 4.16: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento leve configuração 1

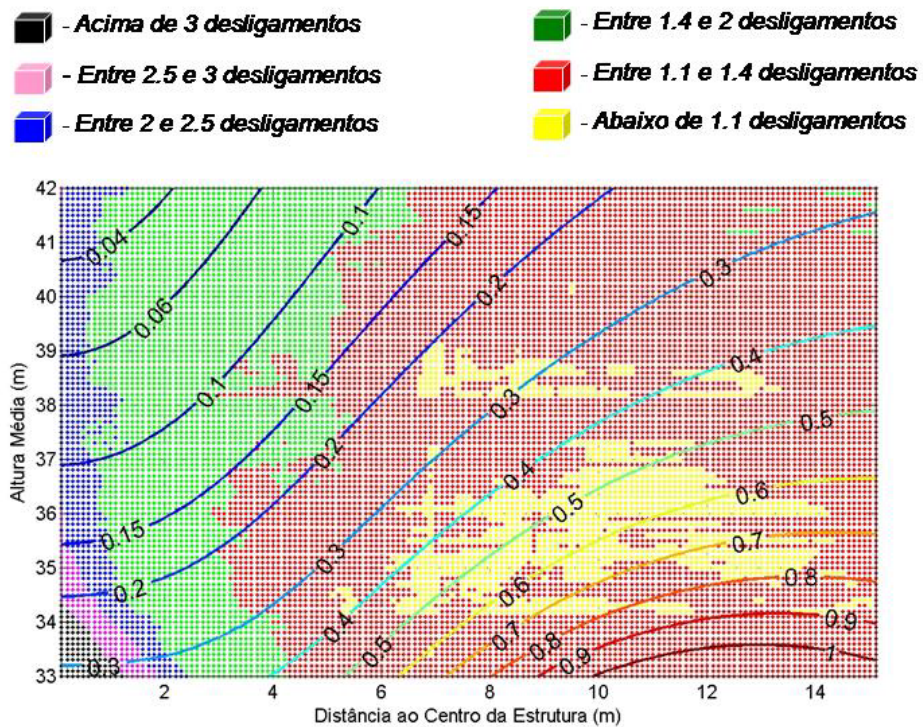


Figura 4.17: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento leve configuração 2

#### 4.4.2 Linha de 500kV com Carregamento Médio

Tabela 4.15: Configuração dos condutores da LT de 500 kV – carregamento médio

<i>Linha de 500 kV- carregamento médio</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Rail 1</i>	-9,8 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	285,11 A	---
<i>Rail 2</i>	-10,2 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	274,89 A	---
<i>Rail 3</i>	-10,2 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	274,89 A	---
<i>Rail 4</i>	-9,8 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	285,11 A	---
<i>Rail 5</i>	0,2 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	281,68 A	---
<i>Rail 6</i>	-0,2 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	278,32 A	---
<i>Rail 7</i>	-0,2 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	278,32 A	---
<i>Rail 8</i>	0,2 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	281,68 A	---
<i>Rail 9</i>	10,2 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	275,99 A	---
<i>Rail 10</i>	9,8 m	27,2 m	12,1 m	41,8 °C	284,01 A	---
<i>Rail 11</i>	9,8 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	284,01 A	---
<i>Rail 12</i>	10,2 m	26,8 m	12,1 m	41,8 °C	275,99 A	---
<i>Configuração 1</i>						
3/8 EHS	5,0 m	32,0 m	6,0 m	25 °C	8,18 A	Aterrado
OPGW	-5,0 m	32,0 m	9,0 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
3/8 EHS	-5,0 m	32,0 m	6,0 m	25 °C	0,00 A	T
OPGW	5,0 m	32,0 m	9,0 m	25 °C	41 A	Aterrado

Tabela 4.16: Balanço de energia da LT de 500 kV – carregamento médio

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Rail 1</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,1479 W/m	20,6446 W/m
<i>Rail 2</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,0741 W/m	20,2988 W/m
<i>Rail 3</i>	5,2423 W/m	17,0764 W/m	4,0741 W/m	20,2988 W/m
<i>Rail 4</i>	5,2423 W/m	17,0764 W/m	4,1479 W/m	20,6446 W/m
<i>Rail 5</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,0741 W/m	20,2988 W/m
<i>Rail 6</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,1110 W/m	20,4717 W/m
<i>Rail 7</i>	5,2423 W/m	17,0764 W/m	4,1110 W/m	20,4717 W/m
<i>Rail 8</i>	5,2423 W/m	17,0764 W/m	4,0741 W/m	20,2988 W/m
<i>Rail 9</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,0373 W/m	20,1258 W/m
<i>Rail 10</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,1479 W/m	20,6446 W/m
<i>Rail 11</i>	5,1724 W/m	17,0764 W/m	4,1479 W/m	20,6446 W/m
<i>Rail 12</i>	5,2423 W/m	17,0764 W/m	4,1479 W/m	20,6446 W/m
<i>Configuração 1</i>				
3/8 EHS	0,2832 W/m	4,1148 W/m	0,7248 W/m	3,6673 W/m
OPGW	0,000 W/m	6,75 W/m	1,3129 W/m	5,4333 W/m
<i>Configuração 2</i>				
3/8 EHS	0,000 W/m	4,1148 W/m	0,6764 W/m	3,4284 W/m
OPGW	0,6626 W/m	6,75 W/m	1,4457 W/m	5,9647 W/m

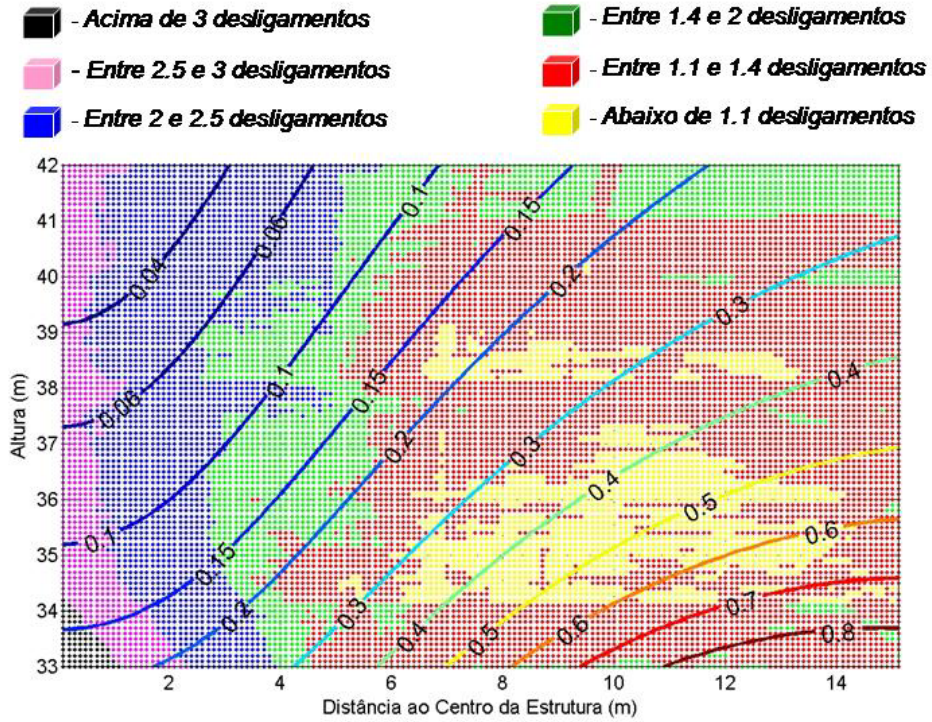


Figura 4.18: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento médio configuração 1

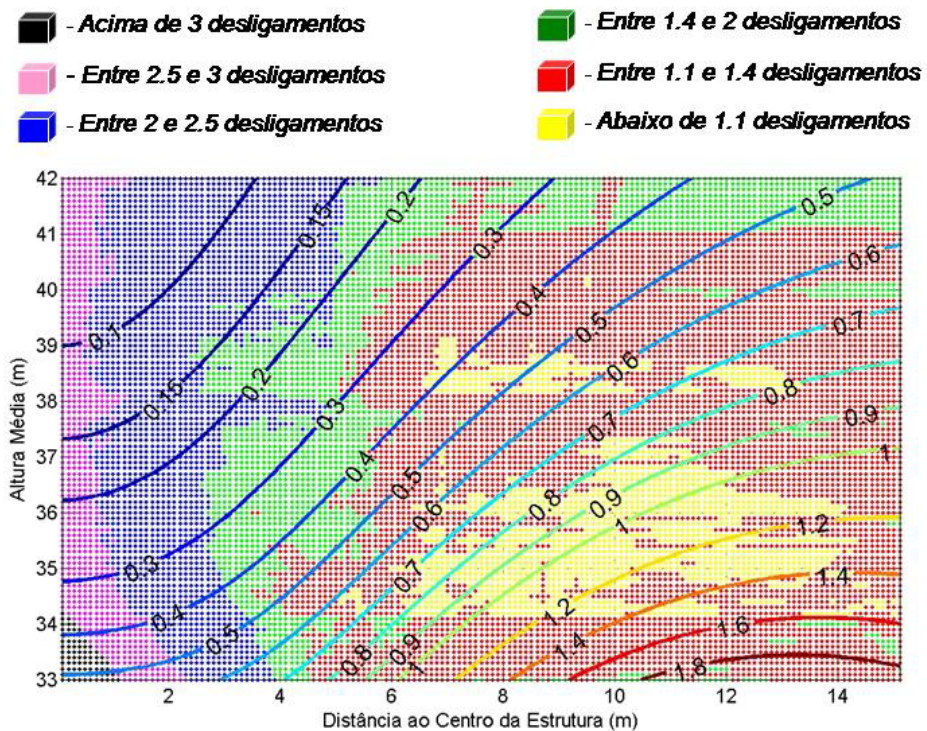


Figura 4.19: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento médio configuração 2

#### 4.4.3 Linha de 500kV com Carregamento Pesado

Tabela 4.17: Configuração dos condutores da LT de 500 kV – carregamento pesado

<i>Linha de 500 kV- carregamento pesado</i>						
<i>Condutor</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>Flecha</i>	<i>Temperatura</i>	<i>Corrente</i>	<i>Ligação</i>
<i>Rail 1</i>	-9,8 m	27,2 m	12,3 m	46.10 °C	407,29 A	---
<i>Rail 2</i>	-10,2 m	27,2 m	12,3 m	46.00 °C	392,71 A	---
<i>Rail 3</i>	-10,2 m	26,8 m	12,3 m	46.00 °C	392,71 A	---
<i>Rail 4</i>	-9,8 m	26,8 m	12,3 m	46.10 °C	407,30 A	---
<i>Rail 5</i>	0,2 m	27,2 m	12,3 m	46.10 °C	402,44 A	---
<i>Rail 6</i>	-0,2 m	27,2 m	12,3 m	46.00 °C	397,56 A	---
<i>Rail 7</i>	-0,2 m	26,8 m	12,3 m	46.00 °C	397,56 A	---
<i>Rail 8</i>	0,2 m	26,8 m	12,3 m	46.10 °C	402,44 A	---
<i>Rail 9</i>	10,2 m	27,2 m	12,3 m	46.00 °C	394,29 A	---
<i>Rail 10</i>	9,8 m	27,2 m	12,3 m	46.00 °C	405,71 A	---
<i>Rail 11</i>	9,8 m	26,8 m	12,3 m	46.00 °C	405,71 A	---
<i>Rail 12</i>	10,2 m	26,8 m	12,3 m	46.10 °C	394,30 A	---
<i>Configuração 1</i>						
3/8 EHS	5,0 m	34,0 m	6,0 m	25 °C	11,57 A	Aterrado
OPGW	-5,0 m	34,0 m	9,0 m	25 °C	0,00 A	Isolado
<i>Configuração 2</i>						
3/8 EHS	-5,0 m	34,0 m	6,0 m	25 °C	0,00 A	T
OPGW	5,0 m	34,0 m	9,0 m	25 °C	57,96 A	Aterrado

Tabela 4.18: Balanço de energia da LT de 500 kV – carregamento pesado

<i>Balanço de Energia</i>				
<i>Condutor</i>	<i>Perda Joule</i>	<i>Solar</i>	<i>Radiação</i>	<i>Convecção</i>
<i>Rail 1</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18,1831 W/m
<i>Rail 2</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18.0758 W/m
<i>Rail 3</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18,0753 W/m
<i>Rail 4</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18.1826 W/m
<i>Rail 5</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18,1831 W/m
<i>Rail 6</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18.0758 W/m
<i>Rail 7</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18,0753 W/m
<i>Rail 8</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18.1826 W/m
<i>Rail 9</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18,1831 W/m
<i>Rail 10</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18.0758 W/m
<i>Rail 11</i>	10.7120 W/m	13,3155 W/m	5.9527 W/m	18,0753 W/m
<i>Rail 12</i>	10.8606 W/m	13,3155 W/m	5.9904 W/m	18.1826 W/m
<i>Configuração 1</i>				
3/8 EHS	0,5665 W/m	4,1148 W/m	0,7726 W/m	3,9017 W/m
OPGW	0,000 W/m	6,75 W/m	1,3129 W/m	5,4333 W/m
<i>Configuração 2</i>				
3/8 EHS	0,000 W/m	4,1148 W/m	0,6764 W/m	3,4284 W/m
OPGW	1,3244 W/m	6,75 W/m	1,5780 W/m	6,4910 W/m



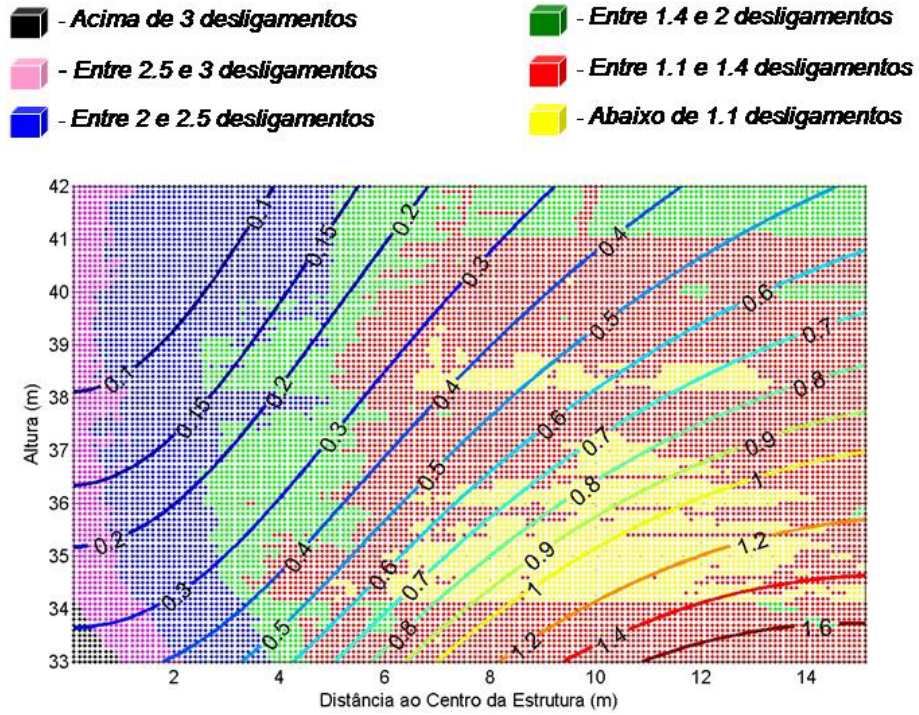


Figura 4.20: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento pesado configuração 1

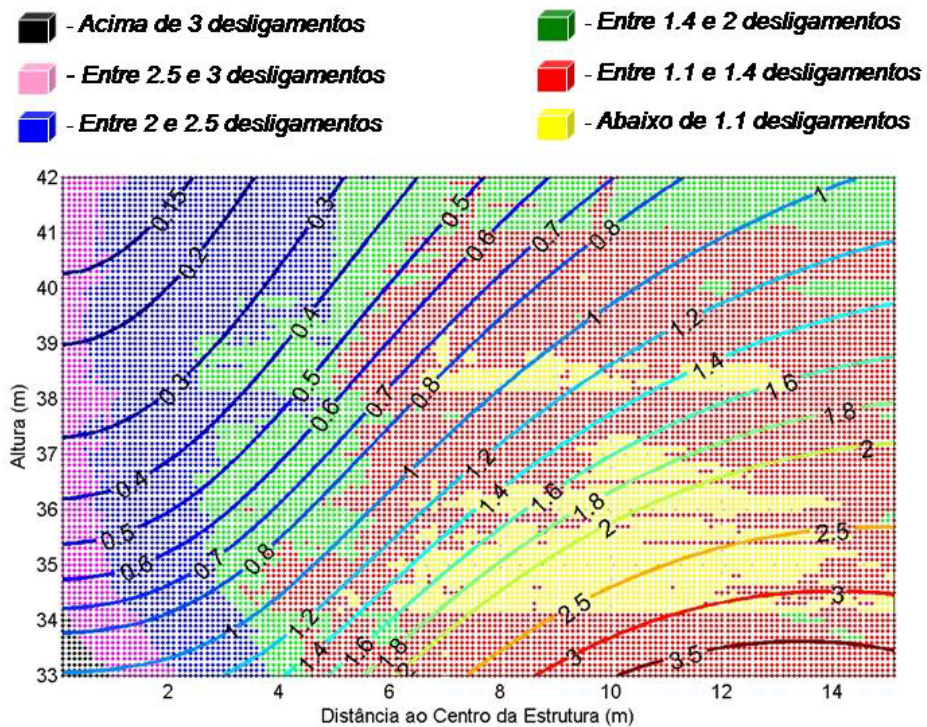


Figura 4.21: Regiões delimitadas pelas perdas (kW/km) e desligamentos (por 100km/ano) para 500kV – Carregamento pesado configuração 2

Note-se que comparando as duas configurações, em mesmo ponto no espaço, a configuração 2 possui valores de perda Joule maiores em relação à configuração 1, demonstrando que a utilização de cabos OPGW aterrados geram mais perda Joule do que cabos EHS aterrados, sendo que estes são usualmente seccionados justamente para se evitar laços de corrente induzidos.

Analisando os gráficos percebe-se a variação do valor da perda Joule nos cabos pára-raios para uma mesma taxa de desligamentos. Com este estudo, pode-se otimizar o posicionamento dos cabos pára-raios nas torres considerando a taxa de desligamento decorrente de descargas atmosféricas e a perda por efeito Joule, quando utilizado o OPGW.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSÕES E SUGESTÕES**

A utilização de cabos OPGW pode influenciar nos índices de confiabilidade da transmissão de energia elétrica, principalmente para níveis de tensões elevados com grandes distâncias entre os vãos das torres, essa influência deve ser analisada antes da utilização de cabos OPGW para transmissão de dados utilizando como meio as linhas de transmissão.

Apesar do Modelo Eletrogeométrico bidimensional demonstrar que a utilização de cabos OPGW, com flechas maiores que as usuais aos cabos pára-raios convencionais, piora o desempenho das linhas de transmissão, nas configurações estudadas neste trabalho a diferença entre linhas com cabos EHS e OPGW não chegam a 1 %.

No estudo do Modelo Eletrogeométrico, verificou-se uma grande variação ao longo do vão das linhas de transmissão analisadas, o modelo fornece uma maior probabilidade de descargas atingindo os condutores das fases perto das torres, esta probabilidade praticamente anula-se no meio do vão da linha, uma vez que neste ponto os condutores estão mais próximos ao solo. Esse efeito é desconsiderado quando utilizadas as alturas médias dos condutores para a obtenção do Modelo Eletrogeométrico.

É importante ressaltar que para linhas de extra alta tensão, apesar dos valores de sobretensões provenientes de surtos de manobra serem elevados e conseqüentemente a utilização de cadeias de isoladores maiores, descargas atmosféricas são umas das principais causas de desligamentos dessas linhas.

Outro fator relevante no estudo do desempenho dos cabos OPGW em linhas é a consideração de ocorrência de ventos fortes, que normalmente se verifica em tempestades acompanhadas por descargas atmosféricas.

Todas as configurações de linhas de transmissão estudadas no presente trabalho apresentaram um pior desempenho dos cabos pára-raios na proteção da linha, quando se considera a ocorrência de ventos fortes, principalmente próximo às torres de sustentação, tanto para linhas providas de OPGW quanto para linhas que utilizam

somente cabos pára-raios convencionais. Para a linha de 138 kV o efeito de ventos não foi significativo, mas chegaram a 2,7 % para a configuração de 230 kV utilizada.

Nos projetos de linhas de transmissão o posicionamento dos cabos pára-raios é praticamente determinado tomando-se o provável número de desligamentos ocasionados por descargas atmosféricas que ocorrerá por ano. Nas linhas com cabos pára-raios de aço, pode-se seccioná-lo em certos vãos para evitar-se a formação de laços de corrente e conseqüentemente a perda por efeito Joule provocada por estes.

Para todas as configurações analisadas, com os respectivos carregamentos, foram obtidos maiores valores de perda por efeito Joule quando utilizada a configuração com cabo OPGW aterrado em relação à utilização do EHS. Isto devido à aproximação do OPGW dos condutores das fases por possuírem um maior valor de flecha.

Configurações com altos valores de corrente em suas fases são mais afetadas pelas correntes induzidas nos cabos pára-raios do tipo OPGW, como a linha de 500 kV com carregamento pesado. Nesta configuração a região de fixação dos cabos pára-raios com taxa de desligamentos abaixo de 1,4 desligamentos/100 km/ano resulta em perdas variando de aproximadamente 0,3 kW/km a 3,5 kW/km, uma variação de aproximadamente 3,0 kW/km de efeito Joule, ocasionada pelo posicionamento na estrutura da linha dos cabos pára-raios.

Assumindo-se o valor médio de US\$ 22,00 o MWh para a energia comercializada por FURNAS no ano de 2005, pode-se obter o cálculo aproximado da economia obtida, ou energia poupada, utilizando a variação de 3 kW/km verificada na Figura 4.21 para um trecho de 100 km da linha de transmissão de 500 kV com carregamento pesado.

**Tabela 5.1: Custo anual da energia por 100 km perdida no cabo OPGW utilizado na LT de 500 kV**

<b>Horas Dias</b>	<b>2h</b>	<b>3h</b>	<b>4h</b>	<b>5h</b>	<b>6h</b>
<b>180</b>	<i>US\$ 2376,00</i>	<i>US\$ 3564,00</i>	<i>US\$ 4752,00</i>	<i>US\$ 5940,00</i>	<i>US\$ 7128,00</i>
<b>225</b>	<i>US\$ 2970,00</i>	<i>US\$ 4455,00</i>	<i>US\$ 5940,00</i>	<i>US\$ 7425,00</i>	<i>US\$ 8910,00</i>
<b>270</b>	<i>US\$ 3564,00</i>	<i>US\$ 5346,00</i>	<i>US\$ 7128,00</i>	<i>US\$ 8910,00</i>	<i>US\$ 10692,00</i>
<b>315</b>	<i>US\$ 4158,00</i>	<i>US\$ 6237,00</i>	<i>US\$ 8316,00</i>	<i>US\$ 10395,00</i>	<i>US\$ 12474,00</i>
<b>360</b>	<i>US\$ 4752,00</i>	<i>US\$ 7128,00</i>	<i>US\$ 9504,00</i>	<i>US\$ 11880,00</i>	<i>US\$ 14256,00</i>

A Tabela 5.1 reproduz a economia que poderá resultar em US\$ da energia proveniente da perda por efeito Joule a cada 100 km da linha de transmissão com configuração da Tabela 4.17. A primeira linha da tabela representa quantas horas por dia e a primeira coluna quantos dias por ano se verifica uma corrente de 1.600 A por fase na linha, ou seja, carregamento pesado. Supondo a linha de transmissão transmitindo essa corrente 4 horas por dia, por 270 dias por ano, o custo da energia perdida será aproximadamente US\$ 7128,00/ano/100 km.

O cálculo apresentado para o custo da energia perdida por efeito Joule pela Tabela 5.1 é bastante simplificado, não sendo levado em conta os custos de projeto e estrutura necessários para fixação dos cabos pára-raios no ponto ótimo nem como outros custos intrínsecos, como por exemplo manutenção.

Para a utilização de cabos OPGW em linhas de transmissão existentes é interessante analisar cuidadosamente as correntes induzidas nos mesmos, pois acarretam, em certas configurações, altas perdas por efeito Joule para um mesmo número de desligamentos/ano/100km ocasionados por descargas atmosféricas.

O desempenho dos cabos OPGW em linhas de transmissão, analisando o Modelo Eletrogeométrico bidimensional, não se mostrou muito diferente dos cabos pára-raios convencionais. Este resultado em particular demonstra a necessidade de uma modelagem mais detalhada dos elementos envolvidos na análise do desempenho da linha de transmissão, sendo importante avaliar se os mesmos resultados seriam obtidos com uma modelagem mais refinada.

É importante ressaltar que FURNAS teve experiências de tentos rompidos em OPGW quando atingidos diretamente por descargas atmosféricas além da possibilidade de ocorrerem altos valores de perdas Joules em decorrência de correntes induzidas nestes.

## **5.1 Sugestões de Trabalhos Futuros**

No presente trabalho foi estudado um número pequeno de configurações de linhas de transmissão. Como uma contribuição e extensão do estudo iniciado podemos mencionar uma análise mais abrangente realizada com um número maior de configuração de linhas de transmissão e utilizando modelos mais adequados como o estudo do desempenho das linhas, levando-se em conta a coordenação de isolamento,

utilização do Modelo Eletrogeométrico tridimensional e modelagem mais realista da impedância de onda de torre.

Tal procedimento implicaria num modelo de linha de transmissão, torre e aterramento baseado no comportamento eletromagnético, i.e. equações de Maxwell. Desta forma todos os elementos envolvidos podem ser generalizados como imitâncias no domínio complexo e permitindo assim uma obtenção mais detalhada do comportamento do conjunto no domínio da frequência.

Do ponto de vista da descarga atmosférica e seu conseqüente impacto na linha de transmissão existem diversos questionamentos. Como por exemplo se há a necessidade da representação do canal de descarga para a avaliação do desempenho da linha de transmissão.

Um outro ponto importante é que durante a operação normal da linha de transmissão, o perfil da tensão varia ao longo do circuito. Seria interessante avaliar se a variação da tensão ao longo da linha não provoca alterações no nível de energia perdida por Efeito Joule.

Ainda há outras questões que não foram abordadas, como as características físicas do próprio OPGW. Do ponto de vista do material utilizado na fabricação dos mesmos e como se comportam suportando correntes provenientes de descargas atingindo diretamente a sua superfície. Estes fatores podem explicar e identificar problemas ocorridos na utilização dos cabos OPGW nos sistemas de transmissão de energia elétrica.

## **REFERÊNCIAS**

- [1] GRIGSBY, L. L., *The Electric Power Engineering – Handbook*. 1 ed. Alabama, Auburn University, CRC Press, 2000.
- [2] ANDERSON, J. G., “Lighting Performance of Transmission Lines”. In: Electric Power Research Institute, *Transmission Line Reference Book – 345 kV and Above*, 2 ed., chapter 12, California, USA, 1982.
- [3] CIGRE Working Group 01 (lightning) of Study Committee 33, *Guide to Procedures for Estimating The Lightning Performance of Transmission Lines, CIGRE Brochure 63*, Paris, October 1991.
- [4] THE MATHWORKS, “*Statistics Toolbox User’s Guide*”. MatLab, July 2002.
- [5] BILLINTON R., *Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. 1 ed. New York, Plenum Press, 1994.
- [6] PORTELA, C. M. J. C. M., *Regimes Transitórios*. 4 volumes, COPPE/UFRJ, Edição COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 1984.
- [7] ABNT, *Coletânea de Normas Linha de Transmissão*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, Brasil, 1985.
- [8] CARSON, J. R., “Wave Propagation in Overhead Wires with Ground Return”, *Bell System Technical Journal*, v. 5, 1926.
- [9] DERI, A., TEVAN, G., SEMLYEN, A., et al., “The Complex Ground Return Plane A Simplified Model For Homogeneous And Multi-Layer Earth Return”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, v. pas-100, n<sup>o</sup> 8, pp.3686-3693, August 1981.

- [10] NODA, T., *Development of a Transmission Line Model Considering the Skin and Corona Effects for Power Systems Transient Analysis*, Tese de Dr.Eng., Doshisha University, Kyoto, Japão, 1996.
- [11] IEEE, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relation of Bare Overhead Conductors”, IEEE Standard 738, New York, 1993.
- [12] DEB, A. K., *Powerline Ampacity System - Theory, Modeling and Applications*. 1 ed. New York, CRC Press, 2000.
- [13] MORGAN, *The thermal behaviour of overhead conductors – section 1 and 2: mathematical model for evaluation of conductor temperature in the steady state and applications thereof*, In: ELECTRA No. 144, outubro 1992.
- [14] ABNT, *NBR 14074: Cabos pára-raios com fibras ópticas para linhas aéreas de transmissão (OPGW) – Especificação*. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1998.
- [15] VISUAL NUMERICS, *IMSL Fortran Subroutines For Mathematical Applications*. Visual Numerics Inc., Texas, USA, 1997.
- [16] VAISMAN, R., *Desempenho de Linhas de Transmissão Frente a Surtos de Manobra*. Relatório Técnico DPLS-289.90, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Rio de Janeiro, 1987.
- [17] D’AJUZ, A., FONSECA, C. S., CARVALHO, F. M., et al., *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento, aplicação em sistemas de potência de alta tensão*. 1 ed. Rio de Janeiro, EDUFF, 1987.
- [18] QUINTAS & QUINTAS, *Condutores Elétricos e Cabos de Energia*. Condutores Elétricos do Brasil S.A., Catálogo, 2005.



- [19] ALVIM, M. G., OLIVEIRA, C. M. F., SILVA, A. O., et al., “Cabo OPGW – Desempenho Quanto a Descargas Atmosféricas. Critério de Aceitação de FURNAS”. In: *Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Campinas, São Paulo, Outubro de 2001.
- [20] OLIVEIRA, C. F., ESMERALDO, P. C. V., REZENDE, F. M., et al., “Efeitos da Substituição de Cabos Pára-raios Convencionais por Cabos OPGW nas Linhas de Transmissão de FURNAS”. In: *Anais do XVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Campinas, São Paulo, Outubro de 2001.
- [21] PIRELLI, *Cabo Pára-raio com Fibras Ópticas OPGW até 96 FO*, Catálogo, Pirelli Telecomunicações Cabos e Sistemas do Brasil S.A, 2004.
- [22] PORTELA, C. M. J. M., “Determinação da Distribuição Estatística de Parâmetros de Descargas Atmosféricas Incidentes em Torres, Edifícios e Instalações”, In: *Anais do XV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, Foz do Iguaçu, Paraná, Outubro de 1999.
- [23] DOMINGUES, L. A. M. C., *Modelo Para Previsão da Temperatura de Condutores de Linhas Aéreas de Transmissão*, Tese de M.Sc., Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.
- [24] MENDONÇA, P. N., *Otimização dos Feixes de Condutores de Linhas de Transmissão em Corrente Alternada*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2002.

## APÊNDICE A

### Código fonte do Modelo Eletrogeométrico

```
function Larg = ModGeom(raio,teta)

aux = 0;
Dados;
double precision;

if (espacamento ~= 0.0)
    posicaoacabos = PosicaoFeixeRegular(espacamento,anguloprimeirocabo,feixe,numerocabos);
end;

if (tipolinha == 'EHV')
    beta = 0.8;
else
    beta = 0.67;
end;
ysolo = beta*raio;

% coleta todos os pontos da intersecao das retas tangentes, com coeficiente
% angulares teta, com os circulos e os pontos de intersecao entre circulos
[nl,nc] = size(posicaoacabos);
for i =1:nl
    x1 = posicaoacabos(i,1);
    y1 = posicaoacabos(i,2);
    y1 = y1 - ysolo;
    [xce,yce,xcd,ycd] = FuncaoPontosCandidatos(x1,y1,raio,teta);
    pontoscandidatoscircle(2*i-1,:) = [xce,yce,i,0];
    pontoscandidatoscircle(2*i,:) = [xcd,ycd,i,0];
    for j =i+1:nl
        x2 = posicaoacabos(j,1);
        y2 = posicaoacabos(j,2);
        y2 = y2 - ysolo;
        dist = sqrt((x1-x2)^2 + (y1-y2)^2);
        if (dist <= 2*raio)
            [xp1,yp1,xp2,yp2] = PontosIntersecao(x1,y1,x2,y2,raio,dist);
            if (yp1-yp2 < 1e-5)
                aux = aux + 1;
                pontoscandidadtosintersecao(aux,:) = [xp1,yp1,i,j];
                aux = aux + 1;
                pontoscandidadtosintersecao(aux,:) = [xp2,yp2,i,j];
            end;
            if (yp1 < yp2)
                aux = aux + 1;
                pontoscandidadtosintersecao(aux,:) = [xp2,yp2,i,j];
            end;
            if (yp1 > yp2)
                aux = aux + 1;
                pontoscandidadtosintersecao(aux,:) = [xp1,yp1,i,j];
            end;
        end;
    end;
end;

pontoscandidatos = [pontoscandidatoscircle;pontoscandidadtosintersecao];

% Seleciona os pontos que compoem a casca do modelo
aux = 0;
[nl,nc] = size(pontoscandidatos)
for i=1:nl
    dentrocircunferencia = 0;
    [nl2,nc2] = size(posicaoacabos);
    for j = 1:nl2
        Dist = DistPontos(posicaoacabos(j,1),posicaoacabos(j,2)-
        ysolo,pontoscandidatos(i,1),pontoscandidatos(i,2));
        if (Dist - raio < -1e-5)
            dentrocircunferencia = 1;
        end;
    end;
end;
```

```

        if (dentrocircunferencia == 0)
            aux = aux + 1;
            pontosdacasca(aux,:) = pontoscandidatos(i,:);
        end;
    end;

% Verifica a influencia do solo
aux = 0;
igual = 0;
[nl,nc]= size(pontosdacasca);
for i=1:nl
    if (pontosdacasca(i,2) < 0) & (pontosdacasca(i,1) >
posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),1))
        pontosdacasca(i,1) = sqrt(raio^2 - (posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),2)-ysolo)^2)
+ posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),1);
        pontosdacasca(i,2) = 0;
    end;
    if (pontosdacasca(i,2) < 0) & (pontosdacasca(i,1) <
posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),1))
        pontosdacasca(i,1) = -sqrt(raio^2 - (posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),2)-
ysolo)^2) + posicaoocabos(pontosdacasca(i,3),1);
        pontosdacasca(i,2) = 0;
    end;
    for j=i+1:nl
        if (pontosdacasca(i,:) == pontosdacasca(j,:))
            igual = 1;
        end;
    end;
    if (igual ~= 1)
        aux = aux +1;
        pontosdacascaaida(aux,:) = pontosdacasca(i,:);
    end;
    igual = 0;
end;
clear pontosdacasca;
pontosdacasca = sortrows(pontosdacascaaida);

% -----
---
% Determina o ponto extremo
[nl,nc] = size(pontosdacasca);
for i = 1:nl
    [xprojetado(i)] = PosicaoSolo(pontosdacasca(i,1),pontosdacasca(i,2),teta);
    pontosprojetados(i,:) = [xprojetado(i) pontosdacasca(i,2) pontosdacasca(i,3)
pontosdacasca(i,4)];
end;
if (teta >= 0)
    [extremo linha] = min(pontosprojetados(:,1));
else
    [extremo linha] = max(pontosprojetados(:,1));
    aux = 0;
    for i=1:nl
        inversopontosdacasca(nl - aux,:) = pontosdacasca(i,:);
        aux = aux +1;
    end;
    linha = nl - linha + 1;
    pontosdacasca = inversopontosdacasca;
end;
aux = 1;
pontoscandidatosdecisivos(aux,:) = pontosdacasca(linha,:);
for i = 1:nl
    if (i ~= linha)
        aux = aux +1;
        pontoscandidatosdecisivos(aux,:) = pontosdacasca(i,:);
    end;
end;
end;
% -----
---
% determina os pontos dos para raios
aux = 0;
for j =(sum(merocabos(1:3)) + 1):sum(merocabos)
    if (teta >= 0)
        [nl,nc] = size(pontoscandidatosdecisivos);
        for i=1:nl

```

```

        if ((pontoscandidatosdecisivos(i,3) == j) | (pontoscandidatosdecisivos(i,4)
== j)) & (aux == 0)
            aux = aux +1;
            xpararaioesquerda(j,:) = pontoscandidatosdecisivos(i,:);
            [xpararaioesquerda(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaioesquerda(j,1),xpararaioesquerda(j,2),teta);
            end;
            if ((pontoscandidatosdecisivos(i,3) == j) | (pontoscandidatosdecisivos(i,4)
== j))
                if (pontoscandidatosdecisivos(i,1) > posicaocabos(j,1))
                    aux = aux +1;
                    xpararaiodireita(j,:) = pontoscandidatosdecisivos(i,:);
                    [xpararaiodireita(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaiodireita(j,1),xpararaiodireita(j,2),teta);
                    end;
                    if (teta < 0)
                        for i=1:nl
                            if ((pontoscandidatosdecisivos(i,3) == j) | (pontoscandidatosdecisivos(i,4)
== j)) & (aux == 0)
                                aux = aux +1;
                                xpararaiodireita(j,:) = pontoscandidatosdecisivos(i,:);
                                [xpararaiodireita(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaiodireita(j,1),xpararaiodireita(j,2),teta);
                                end;
                                if ((pontoscandidatosdecisivos(i,3) == j) | (pontoscandidatosdecisivos(i,4)
== j))
                                    if (pontoscandidatosdecisivos(i,1) < posicaocabos(j,1))
                                        aux = aux +1;
                                        xpararaiodireita(j,:) = pontoscandidatosdecisivos(i,:);
                                        end;
                                    end;
                                end;
                                [valor, lmax] = max(xpararaiodireita(:,2));
                                xpararaiodireita(j,:) = xpararaiodireita(lmax,:);
                                [xpararaiodireita(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaiodireita(j,1),xpararaiodireita(j,2),teta);
                                end;
                                clear xpararaiodireita;
                                aux = 0;
                            end;
                        end;
                    end;
                    [valor, lmax] = max(xpararaiodireita(:,2));
                    xpararaiodireita(j,:) = xpararaiodireita(lmax,:);
                    [xpararaiodireita(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaiodireita(j,1),xpararaiodireita(j,2),teta);
                    end;
                    clear xpararaiodireita;
                    aux = 0;
                end;
            end;
            [valor, lmax] = max(xpararaiodireita(:,2));
            xpararaiodireita(j,:) = xpararaiodireita(lmax,:);
            [xpararaiodireita(j,1)] =
PosicaoSolo(xpararaiodireita(j,1),xpararaiodireita(j,2),teta);
            end;
            clear xpararaiodireita;
            aux = 0;
        end;
    clear xprojetado
    [nl,nc] = size(pontoscandidatosdecisivos);
    for i = 1:nl
        [xprojetado(i)] =
PosicaoSolo(pontoscandidatosdecisivos(i,1),pontoscandidatosdecisivos(i,2),teta);
        pontoscandidatosdecisivos(i,:) = [xprojetado(i) pontoscandidatosdecisivos(i,2)
pontoscandidatosdecisivos(i,3) pontoscandidatosdecisivos(i,4)];
    end;

% definem os pontos limites de cada cabo na projecao
aux = 0;
dentro = 0;
[nl,nc] = size(pontoscandidatosdecisivos);
for i=1:nl
    for j =(sum(umerocabos(1:3)) + 1):sum(umerocabos)
        if (pontoscandidatosdecisivos(i,1) > xpararaiodireita(j,1)) &
(pontoscandidatosdecisivos(i,1) < xpararaiodireita(j,1))
            dentro = 1;
        end;
        if ((pontoscandidatosdecisivos(i,1) == xpararaiodireita(j,1)) |
(pontoscandidatosdecisivos(i,1) == xpararaiodireita(j,1))) &
((pontoscandidatosdecisivos(i,1) ~= xpararaiodireita(j,2)) |
(pontoscandidatosdecisivos(i,1) ~= xpararaiodireita(j,2)))
            dentro = 1;
        end;
    end;
    if (dentro ~=1) & (pontoscandidatosdecisivos(i,3) < j) &
(pontoscandidatosdecisivos(i,4) < j)
        aux = aux +1;
        pontoscandidatosdecisivos(aux,:) = pontoscandidatosdecisivos(i,:);
    end;
end;

```

```

        end;
        dentro = 0;
    end;
    for j =(sum(numerocabos(1:3)) + 1):sum(numerocabos)
        aux = aux + 1;
        pontosdecisivos(aux,:) = xpararaioesquerda(j,:);
        aux = aux +1;
        pontosdecisivos(aux,:) = xpararaiodireita(j,:);
    end;

    % desenho
    fi = [0:pi/500:2*pi];
    for i=1:sum(numerocabos)
        xp = raio.*cos(fi) + posicaocabos(i,1);
        yp = raio.*sin(fi) + posicaocabos(i,2)-ysolo;
        plot(xp,yp);
        hold on;
    end;
    plot(pontosdacasca(:,1),pontosdacasca(:,2),'dr');
    [nl,nc] = size(pontosdecisivos);
    plot(pontosdecisivos(:,1),zeros(nl),'dk');
    AXIS equal;
    grid on;
    hold off;

    %-----
    pontosdecisivos = sortrows(pontosdecisivos,1);
    aux = 0;
    cabo = 0;
    if (teta >= 0)
        [l,c] = size(pontosdecisivos);
        p1 = pontosdecisivos(1,:);
        [proximocabo, proximoponto] = Procura(p1,1,pontosdecisivos);
        p2 = pontosdecisivos(proximoponto,:);
        Larg(1,:) = [abs(p2(1) - p1(1)), p1(3)];
        aux = 1;
        while (proximoponto < l)
            aux = aux + 1;
            p1 = p2;
            [proximocabo, proximoponto] = Procura(p2,proximoponto,pontosdecisivos);
            p2 = pontosdecisivos(proximoponto,:);
            if (p1(3) == p2(3)) | (p1(3) == p2(4))
                cabo = p1(3);
            end;
            if ((p1(4) == p2(3)) | (p1(4) == p2(4))) & (p1(4) ~= 0)
                cabo = p1(4);
            end;
            if (p2(4) == 0) & (p1(3) ~= p2(3)) & (p1(3) ~= p2(4))
                cabo = p2(3);
            end;
            if (p1(4) == 0) & (p1(3) ~= p2(3)) & (p1(3) ~= p2(4))
                cabo = p2(3);
            end;
            Larg(aux,:) = [abs(p2(1) - p1(1)), cabo];
        end;
    else
        aux = 0;
        [l,c] = size(pontosdecisivos);
        for i=1:l
            inversopontosdecisivos(l - aux,:) = pontosdecisivos(i,:);
            aux = aux +1;
        end;
        pontosdecisivos = inversopontosdecisivos;
        [l,c] = size(pontosdecisivos);
        p1 = pontosdecisivos(1,:);
        [proximocabo, proximoponto] = Procura(p1,1,pontosdecisivos);
        p2 = pontosdecisivos(proximoponto,:);
        Larg(1,:) = [abs(p2(1) - p1(1)), p1(3)];
        aux = 1;
        while (proximoponto < l)
            aux = aux + 1;
            p1 = p2;
            [proximocabo, proximoponto] = Procura(p2,proximoponto,pontosdecisivos);
            p2 = pontosdecisivos(proximoponto,:);

```

```

        if (p1(3) == p2(3)) | (p1(3) == p2(4))
            cabo = p1(3);
        end;
        if ((p1(4) == p2(3)) | (p1(4) == p2(4))) & (p1(4) ~= 0)
            cabo = p1(4);
        end;
        if (p2(4) == 0) & (p1(3) ~= p2(3)) & (p1(3) ~= p2(4))
            cabo = p2(3);
        end;
        if (p1(4) == 0) & (p1(3) ~= p2(3)) & (p1(3) ~= p2(4))
            cabo = p2(3);
        end;
        Larg(aux,:) = [abs(p2(1) - p1(1)), cabo];
    end;
end;
pontosdecisivos
Larg = [Larg(:,1).*cos(teta), Larg(:,2)];

%-----
---
% Varre os pontos projetados para definir as sombras
function [proximocabo, proximoponto] = Procura(p1,j,pontosdecisivos)
aux = 0;
[l,c] = size(pontosdecisivos);
for i=j+1:l
    if (p1(3) == pontosdecisivos(i,3)) & (p1(3) ~= 0)
        proximoponto = i;
        proximocabo = pontosdecisivos(i,4);
        break;
    end;
    if (p1(4) == pontosdecisivos(i,3)) & (p1(4) ~= 0)
        proximoponto = i;
        proximocabo = pontosdecisivos(i,3);
        break;
    end;
    if (p1(3) == pontosdecisivos(i,4)) & (p1(3) ~= 0)
        proximoponto = i;
        proximocabo = pontosdecisivos(i,3);
        break;
    end;
    if (p1(4) == pontosdecisivos(i,4)) & (p1(4) ~= 0)
        proximoponto = i;
        proximocabo = pontosdecisivos(i,3);
        break;
    end;
    aux = aux + 1;
    [nl,nc] = size(pontosdecisivos)
    if (aux == (nl-j))
        proximoponto = j + 1;
        proximocabo = pontosdecisivos(proximoponto,3);
    end;
end;
%-----
% Pontos de intersecao das retas tangentes com os circulos
function [xce,yce,xcd,ycd] = FuncaoPontosCandidatos(x1,y1,raio,teta)

if (teta >= 0)
    ycd = y1 + raio*sin(teta);
    xcd = x1 + raio*cos(teta);
    yce = y1 - raio*sin(teta);
    xce = x1 - raio*cos(teta);
end;
if (teta < 0)
    teta = -teta;
    yce = y1 + raio*sin(teta);
    xce = x1 - raio*cos(teta);
    ycd = y1 - raio*sin(teta);
    xcd = x1 + raio*cos(teta);
end;
%-----
---
% Distancia entre dois pontos
function dist = DistPontos(xc,yc,x,y)

dist = sqrt((xc-x)^2 + (yc-y)^2);

```

```

%-----
---
% Determina os pontos de intersecao entre dois circulos
function [xp1,yp1,xp2,yp2] = PontosIntersecao(x1,y1,x2,y2,raio,dist)
% a sequencia deve ser nessa ordem
if (x1 <= x2) & (y2 <= y1)
    teta2 = asin((y1-y2)/dist);
    teta1 = acos(dist/(2*raio));
    yp1 = raio*sin(pi-(teta1+teta2)) + y2;
    xp1 = x2 + raio*cos(pi - (teta1 + teta2));
    yp2 = -raio*sin(pi-(teta1+teta2)) + y1;
    xp2 = x1 - raio*cos(pi - (teta1 + teta2));
end;
if (x1 >= x2) & (y2 <= y1)
    teta2 = asin((y1-y2)/dist);
    teta1 = acos(dist/(2*raio));
    yp1 = raio*sin(teta1+teta2) + y2;
    xp1 = x2 + raio*cos(teta1 + teta2);
    yp2 = -raio*sin(teta1+teta2) + y1;
    xp2 = x1 - raio*cos(teta1 + teta2);
end;
if (x1 <= x2) & (y2 >= y1)
    teta2 = asin((y2-y1)/dist);
    teta1 = acos(dist/(2*raio));
    yp1 = raio*sin(teta1+teta2) + y1;
    xp1 = x1 + raio*cos(teta1 + teta2);
    yp2 = -raio*sin(teta1+teta2) + y2;
    xp2 = x2 - raio*cos(teta1 + teta2);
end;
if (x1 >= x2) & (y2 >= y1)
    teta2 = asin((y2-y1)/dist);
    teta1 = acos(dist/(2*raio));
    yp1 = raio*sin(pi-(teta1+teta2)) + y1;
    xp1 = x1 + raio*cos(pi - (teta1 + teta2));
    yp2 = -raio*sin(pi-(teta1+teta2)) + y2;
    xp2 = x2 - raio*cos(pi - (teta1 + teta2));
end;
%-----
---
% Determina a projecao no solo dos pontos
function [xs] = PosicaoSolo(x1,y1,teta)

xs = x1 + y1*tan(teta);
%-----
---
% Determina a posicao de cada cabo de um feixe regular
function [posicaocabos] =
PosicaoFeixeRegular(espacamento,anguloprimeirocabo,feixe,numerocabos)

angulo = anguloprimeirocabo*pi/180;
raio = espacamento/(2.0*sin(pi/numerocabos(1)));
anguloadjacente = 2*pi/(numerocabos(1));
aux=1;
for fase = 1:3
    for indice = 1:numerocabos(1)
        x = feixe(fase,1)+ raio*cos(angulo) ;
        posicaocabos(aux,1) = x;
        y = feixe(fase,2)+ raio*sin(angulo);
        posicaocabos(aux,2) = y;
        angulo = angulo + anguloadjacente;
        aux = aux+1;
    end;
end;
for fase = 4:3+numerocabos(4)
    posicaocabos(aux,:) = feixe(fase,:);
    aux = aux+1;
end;
%-----
---

```

## APÊNDICE B

### Código fonte do cálculo da perda joule em cabos pára-raios

```
function [perda1,perda2,perda3]=ProgramaPerdaJoule(perda1,perda2,perda3,xpr,ypr)

% Le arquivo com dados
format long g
%x= [0.0 0.0 0.0 0 0 0.0 0 0];
%arquivo = fopen('DadosPerdaJoule.txt','r');
%f = fscanf(arquivo,'%d',1);
%ros = fscanf(arquivo,'%i',1);
%numerocabos = fscanf(arquivo,'%i',1);
%nc = fscanf(arquivo,'%i %i %i',3);
%If = fscanf(arquivo,'%d %d %d',3);
%Ifase = [If(1),If(2)*exp(-j*2*pi/3),If(3)*exp(j*2*pi/3)];
%for i=1:numerocabos,
%xaux = fscanf(arquivo,'%f %f %f %d %d %f %d %d',8);
%x(i,:)=xaux';
%end,
%fclose(arquivo);
[f,ros,x,nc,Ifase] = CasoPJ(xpr,ypr);
global epsilon0 mu0 sigmas eta tr w
% Para casos trifásicos equililbrados, executar o "script" "Trifasico".
%[f ros nc If x] = LeDados;
epsilon0 = 8.854e-12; % constante dielétrica do ar
mu0 = 4e-7*pi; % permeabilidade magnética do ar
tr = 25; % temperatura de referência da resistividade dos cabos
sigmas = 1/ros; % condutividade eletrica do solo
w = 2*pi*f; % frequencia da linha de transmissao
a = exp(j*2*pi/3);
inva = exp(-j*2*pi/3);
T = [1 1 1; 1 inva a; 1 a inva];

% Características dos cabos
tabelaACSR = [
84 19 2.5926E7 3.7365E-3 2.6875E-1 8.2074E-5 2.0870E3 5.9893E3
76 19 2.5954E7 3.6021E-3 2.3077E-1 -1.1235E-4 2.0870E3 5.9893E3
54 19 2.5921E7 3.8668E-3 3.3423E-1 -1.3187E-5 2.0870E3 5.9893E3
30 19 2.5310E7 3.9412E-3 4.2991E-1 -1.6621E-5 2.0870E3 5.9893E3
72 7 2.5921E7 3.6509E-3 0 4.4069E-3 2.0870E3 5.9893E3
54 7 2.5369E7 3.9244E-3 3.3305E-1 3.8558E-6 2.0870E3 5.9893E3
45 7 2.5381E7 3.8835E-3 2.5007E-1 3.7602E-7 2.0870E3 5.9893E3
30 7 2.5313E7 3.9437E-3 4.2863E-1 -2.6857E-7 2.0870E3 5.9893E3
26 7 2.5366E7 3.9419E-3 3.6887E-1 -6.2087E-6 2.0870E3 5.9893E3
24 7 2.5381E7 3.9398E-3 3.3264E-1 8.7154E-6 2.0870E3 5.9893E3
36 1 2.5517E7 3.9056E-3 1.4545E-1 -2.8864E-5 2.0870E3 5.9893E3
18 1 2.5487E7 3.9407E-3 2.0006E-1 1.1899E-6 2.0870E3 5.9893E3
];
tabelaOPGW = [
```



```

12  7  2.2435e+007  0  0.6  0  5.1964e+003  0
13  6  2.4316e+007  0  0.6  0  4.8774e+003  0
12  6  2.244E7  0  0.6  0  5.1964e+003  0
];
tabelaHS = [
7  0  3.7188E6  0  0  0  6.1924E3  0
];
tabelaEHSc = [
7  0  4.6176E6  0  0  0  6.1924E3  0
];
tabelaEHSa = [
7  0  3.6033E6  0  0  0  6.1924E3  0
];
tabelaAlumoweld = [
37  0  8.4185E6  0  0  0  5.0763E3  0
19  0  8.5200E6  0  0  0  5.0776E3  0
7  0  8.7301E6  0  0  0  5.1751E3  0
3  0  7.4274E6  0  0  0  4.2931E3  0
];

% CaracterísticasCabos
nF = size(nc,1); % numero de fases
n = size(x,1); % numero de cabos
nf = sum(nc); % numero de cabos fase
np = n - nf; % numero de cabos para-raios
snc = cumsum([1;nc]); % indice do primeiro condutor de cada fase
for i=1:n
    switch x(i,7)
        case 0
            indice = find(tabelaACSR(:,1)==x(i,4) & tabelaACSR(:,2)==x(i,5));
            sigmar = tabelaACSR(indice,3);
            eta = tabelaACSR(indice,4);
            k2 = tabelaACSR(indice,5);
            k3 = tabelaACSR(indice,6);
            kc = tabelaACSR(indice,7);
            kn = tabelaACSR(indice,8);
        case 1
            indice = find(tabelaAlumoweld(:,1)==x(i,4) &
tabelaAlumoweld(:,2)==x(i,5));
            sigmar = tabelaAlumoweld(indice,3);
            eta = tabelaAlumoweld(indice,4);
            k2 = tabelaAlumoweld(indice,5);
            k3 = tabelaAlumoweld(indice,6);
            kc = tabelaAlumoweld(indice,7);
            kn = tabelaAlumoweld(indice,8);
        case 2
            indice = find(tabelaHS(:,1)==x(i,4) & tabelaHS(:,2)==x(i,5));
            sigmar = tabelaHS(indice,3);
            eta = tabelaHS(indice,4);
            k2 = tabelaHS(indice,5);

```

```

        k3 = tabelaHS(indice,6);
        kc = tabelaHS(indice,7);
        kn = tabelaHS(indice,8);
    case 3
        indice = find(tabelaEHSa(:,1)==x(i,4) & tabelaEHSa(:,2)==x(i,5));
        sigmar = tabelaEHSa(indice,3);
        eta = tabelaEHSa(indice,4);
        k2 = tabelaEHSa(indice,5);
        k3 = tabelaEHSa(indice,6);
        kc = tabelaEHSa(indice,7);
        kn = tabelaEHSa(indice,8);
    case 4
        indice = find(tabelaEHSc(:,1)==x(i,4) & tabelaEHSc(:,2)==x(i,5));
        sigmar = tabelaEHSc(indice,3);
        eta = tabelaEHSc(indice,4);
        k2 = tabelaEHSc(indice,5);
        k3 = tabelaEHSc(indice,6);
        kc = tabelaEHSc(indice,7);
        kn = tabelaEHSc(indice,8);
    case 5
        indice = find(tabelaOPGW(:,1)==x(i,4) & tabelaOPGW(:,2)==x(i,5));
        sigmar = tabelaOPGW(indice,3);
        eta = tabelaOPGW(indice,4);
        k2 = tabelaOPGW(indice,5);
        k3 = tabelaOPGW(indice,6);
        kc = tabelaOPGW(indice,7);
        kn = tabelaOPGW(indice,8);
    end
    x(i,9) = sigmar;
    x(i,10) = eta;
    x(i,11) = k2;
    x(i,12) = k3;
    x(i,13) = kc;
    x(i,14) = kn;
end

% SeleçãoZ
xz = x(1:nf,:);
k = nf+1;
for i = k:n
    if x(i,8) == 0
        xz(k,:) = x(i,:);
        k = k + 1;
    end
end

% impedânciaC
nF = size(nc,1);           % numero de fases
n = size(xz,1);           % numero de cabos
nf = sum(nc);             % numero de cabos fase

```

```

np = xz - nf; % numero de cabos para-raios
snc = cumsum([1;nc]); % indice do primeiro condutor de cada fase
Zc = zeros(n);
for i=1:n
    sigmar = xz(i,9);
    eta = xz(i,10);
    k2 = xz(i,11);
    k3 = xz(i,12);
    sigmao = sigmar/(1+eta*(xz(i,6)-tr));
    roe = xz(i,3)*sqrt(j*w*mu0*sigmao);
    roi = (k2*xz(i,3)+k3)*sqrt(j*w*mu0*sigmao);
    I0e = besseli(0,roe);
    I1i = besseli(1,roi);
    I1e = besseli(1,roe);
    K0e = bessellk(0,roe);
    K1i = bessellk(1,roi);
    K1e = bessellk(1,roe);
    if (k2==0 & k3==0)
        Zc(i,i) = j*w*mu0*.5/pi/roe*I0e/I1e;
    else
        Zc(i,i) = j*w*mu0*.5/pi/roe*(I0e*K1i+K0e*I1i)/(I1e*K1i-I1i*K1e);
    end
end

% impedânciaGT
psi = 1/sqrt(j*w*mu0*sigmas);
for i=1:n
    Zgt(i,i) = j*w*mu0*.5/pi*log((2*(xz(i,2)+psi))/xz(i,3));
    for k=i+1:n
        Zgt(i,k) = j*w*mu0*0.5/pi*log(sqrt(((xz(i,2)+xz(k,2)+2*psi)^2+(xz(i,1)-xz(k,1))^2)/((xz(i,2)-xz(k,2))^2+(xz(i,1)-xz(k,1))^2)));
        Zgt(k,i) = Zgt(i,k);
    end
end

% impedância
Z = Zc + Zgt;
% PerdaCaboJoule
nF = size(nc,1); % numero de fases
n = size(x,1); % numero de cabos
nf = sum(nc); % numero de cabos fase
np = n - nf; % numero de cabos para-raios
snc = cumsum([1;nc]); % indice do primeiro condutor de cada fase

meusnc = cumsum([0;nc]);
for aux=1:length(nc),
    for b=meusnc(aux)+1:meusnc(aux+1),
        if (aux==1)
            V(b) = 1;
        end;
    end;
end;

```

```

    if (aux==2)
        V(b) = exp(-j*2*pi/3);
    end;
    if (aux==3)
        V(b) = exp(j*2*pi/3);
    end;
    if (length(Z)~=nf)
        for b=1:n-nf,
            Vr(b) = 0;
        end;
    end;
end;
end;
end;
%dimensoes;
Zfases = Z(1:nf,1:nf);
Vfases = V;
Ifasesproporcional =inv(Zfases)*Vfases';
% valores proporcionais da corrente de cada cabo na respectiva fase
Iap = Ifasesproporcional(1:snc(2)-1);
Ibp = Ifasesproporcional(snc(2):snc(3)-1);
Icp = Ifasesproporcional(snc(3):snc(4)-1);
%valores base
Iabase = Ifase(1)/sum(abs(Iap));
Ibbase = Ifase(2)/sum(abs(Ibp));
Icbase = Ifase(3)/sum(abs(Icp));
%valores das correntes de cada cabo na respectiva fase
Ia = Iabase * abs(Iap);
Ib = Ibbase * abs(Ibp);
Ic = Icbase * abs(Icp);
%valor do vetor corrente em cada trecho de transposição
If1 = [Ia;Ib;Ic];
If2 = [Ic;Ia;Ib];
If3 = [Ib;Ic;Ia];
for i=1:n-nf,
    PerdaPRTrans1(i) = 0;
    PerdaPRTrans2(i) = 0;
    PerdaPRTrans3(i) = 0;
end;
for i=1:nf,
    PerdaCaboTrans1(i) = real(Zc(i,i)*(abs(If1(i)))^2);
    PerdaCaboTrans2(i) = real(Zc(i,i)*(abs(If2(i)))^2);
    PerdaCaboTrans3(i) = real(Zc(i,i)*(abs(If3(i)))^2);
end;
%PerdaCabo1 = real(If1'*Zc(1:nf,1:nf)*If1);
%PerdaCabo2 = real(If2'*Zc(1:nf,1:nf)*If2);
%PerdaCabo3 = real(If3'*Zc(1:nf,1:nf)*If3);
if (length(Z)~=nf)
    PerdaParaRaio1=0;
    PerdaParaRaio2=0;
    PerdaParaRaio3=0;
end;

```

```

VetorAterramentoParaRaios=x(nf+1:n,8);
Aterrado=0;
for i=1:length(VetorAterramentoParaRaios),
    if VetorAterramentoParaRaios(i) == 0
        aterrado = [aterrado,i];
    end;
end;
NumeroParaRaiosAterrado = length(aterrado)-1;
c1 =(-1)*(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,1:nf)*If1);
c2 =(-1)*(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,1:nf)*If2);
c3 =(-1)*(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,1:nf)*If3);
%VETOR COM AS CORRENTES NO PÁRA RAIOS
Ipr1 =
inv(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado))*c1;% (abs(c1));
Ipr2 =
inv(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado))*c2;% (abs(c2));
Ipr3 =
inv(Z(nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado,nf+1:nf+NumeroParaRaiosAterrado))*c3;% (abs(c3));
%vetor de perdas de cada um dos cabos para raios a cada seção transposta
aterrado = aterrado(2:length(aterrado));
for i=1:NumeroParaRaiosAterrado,
    PerdaPRTrans1(aterrado(i)) = real(Zc(nf+i,nf+i)*(abs(Ipr1(i)))^2);
    PerdaPRTrans2(aterrado(i)) = real(Zc(nf+i,nf+i)*(abs(Ipr2(i)))^2);
    PerdaPRTrans3(aterrado(i)) = real(Zc(nf+i,nf+i)*(abs(Ipr3(i)))^2);
end;
end;

perda1 = [perda1;sum(PerdaPRTrans1)];
perda2 = [perda2;sum(PerdaPRTrans2)];
perda3 = [perda3;sum(PerdaPRTrans3)];

```