

Contornamento Inverso de Cadeias de Isoladores Originado por Descargas ao Longo do Vão

Gonçalo Nuno Teixeira Inácio

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Electrotécnica e de Computadores

Orientadores: Prof. Doutora Maria Teresa N. Padilha de Castro Correia de Barros

Eng^a. Andreia Lopes Leiria

Júri

Presidente: Prof. Doutora Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Orientador: Prof. Doutora Maria Teresa N. Padilha de Castro Correia de Barros

Vogais: Prof. Doutora Maria Eduarda De Sampaio Pinto de Almeida Pedro

Novembro 2021

Declaração

Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.

Agradecimentos

A realização deste trabalho só foi possível pela total disponibilidade, apoio e acompanhamento demonstrado pelas orientadoras, às quais deixo o meu agradecimento.

Agradeço à Professora Maria Teresa Correia de Barros pelos valiosos ensinamentos, valores, rigor e exigência que me transmitiu ao longo deste trabalho.

Agradeço à Engenheira Andreia Leiria por toda a atenção demonstrada, orientação e sugestões, em particular por todos os ensinamentos relativos ao funcionamento do programa EMTP.

Agradeço à empresa Powersys de software e serviços que forneceu o programa EMTP, fundamental para a realização deste trabalho.

Agradeço ao Instituto Superior Técnico pela oportunidade de trabalhar com profissionais de excelência.

Só seria possível completar esta etapa com o apoio da minha família, agradeço em especial à minha mãe Gertrudes Maria da Silva Teixeira Inácio e ao meu irmão Fábio Manuel Teixeira Inácio por toda a força e todo o incentivo que me deram.

O inesgotável amor, compreensão e paciência demonstrados pela minha mãe foram fundamentais para chegar aqui, obrigado.

Resumo

Uma das principais causas de interrupção do fornecimento de energia é a incidência de descargas atmosféricas nas linhas aéreas de transmissão de energia. O desempenho da linha face a descargas que incidem nos cabos de guarda é contabilizado através da taxa de contornamento inverso (*BFR: backflashover rate*).

No cálculo da BFR é habitual concentrar nos apoios a incidência de todas as descargas que ocorrem ao longo dos vãos e aplicar um fator de redução 0,6 ao valor determinado. Este coeficiente é utilizado dado a que a sobretensão originada na cadeia de isoladores diminui face a uma descarga incidente no apoio. Estudos recentes revelam que a utilização deste fator pode subestimar a estimativa da taxa de contornamento inverso.

Nesse sentido, nesta dissertação é desenvolvido através do método de Monte Carlo um procedimento de simulação com o objetivo de determinar o fator de redução. O algoritmo de simulação foi desenvolvido em MATLAB e a simulação da incidência da descarga atmosférica na linha é efetuada no programa EMTP.

Os resultados indicam que a utilização do fator de redução 0,6 levaria a subestimar o cálculo da taxa de contornamento inverso nas linhas aéreas de transmissão de energia reproduzidas neste trabalho, especialmente para valores de resistência de terra mais elevados, ou seja, nos casos que apresentam pior desempenho.

São realizadas simulações determinísticas que permitem identificar a influência que o ponto de incidência da descarga e o valor da resistência de terra têm na possibilidade de contornamento inverso da cadeia de isoladores. Observa-se que, para pontos de incidência mais distantes do apoio, a diminuição da possibilidade de contornamento, face à descarga que atinge o apoio, é menos acentuada para valores da resistência de terra mais elevados.

Palavras-chave: BFR, contornamento inverso, descarga atmosférica, EMTP, Monte Carlo, fator de redução.

Abstract

One of the main causes of power supply interruptions is the lightning strokes incidence along the overhead transmission lines, and the performance of the line against lightning strokes terminating to towers or shield wires is accounted by the backflashover rate (BFR).

The BFR is commonly calculated by considering the lightning strokes terminate to shield wires along the span by using a span factor (reduction factor) of 0,6. This coefficient is used since the overvoltage at the tower decreases by comparison of the overvoltage caused by a stroke terminate to tower. Recent studies refer that the use of this coefficient may lead to underestimate the backflashover rate.

In this dissertation is developed a simulating Monte Carlo procedure that is applied to determine the span factor. The simulation algorithm is built at MATLAB and the lightning stroke incidence at the transmission line is simulated with EMTP program.

The results indicate that the use of the span factor 0,6 might lead to underestimate the backflashover rate calculated for the transmission lines reproduced in this work, especially for higher ground resistance values and in cases that the line presents a worse performance.

Deterministic simulations are performed to identify the influence that the lightning stroke terminating point and the ground resistance value have on the backflash occurrence possibility. It is observed that for terminating points more distance from the tower the decrease of backflash occurrence possibility is less pronounced for ground resistance higher values when compared with a stroke direct to tower.

Keywords: lightning stroke, backflashover, BFR, Monte Carlo, EMTP, span factor.

Índice

Agradecimentos.....	v
Declaração	v
Resumo	vii
Abstract.....	ix
Índice	xi
Índice de figuras	xiii
Índice de tabelas	xv
Lista de símbolos e de abreviaturas.....	xvii
1. Introdução.....	1
2. Conceitos base e identificação do problema	2
2.1. Fenomenologia da descarga e atividade cerâmica	2
2.1.1. Nuvem de trovoadas	2
2.1.2. Formação de descargas atmosféricas	2
2.1.3. Quantificação da atividade cerâmica	3
2.2. Modelos de incidência	4
2.3. Caracterização da corrente de descarga.....	7
2.4. Determinação da taxa de contornamento inverso	9
2.5. Outras estimativas do fator de redução	12
2.5.1. Considerações gerais	12
2.5.2. Estudo realizado por S. Visacro <i>et al.</i>	12
2.5.3. Estudo realizado por Z. G. Datsios <i>et al.</i>	14
3. Desenvolvimento	17
3.1. Considerações gerais	17
3.2. Definição da metodologia	17
3.3. Definição dos modelos de simulação	23
3.3.1. Descarga atmosférica	23
3.3.2. Linha de transmissão de energia	24
3.3.3. Apoio	26
3.3.4. Cadeia de isoladores	27
3.3.5. Eléctrodo de terra.....	28
3.4. Definição dos casos de estudo	29
3.4.1. Considerações gerais	29
3.4.2. Caso de estudo A.....	29
3.4.3. Caso de estudo B.....	30
3.4.4. Caso de estudo C	31
4. Resultados.....	33
4.1. Introdução	33
4.2. Resultados do estudo determinístico.....	35

4.2.1. Considerações gerais	35
4.2.2. Influência do valor da resistência de terra	35
4.2.3. Influência do local de incidência	37
4.3. Resultados das simulações de Monte Carlo	42
4.3.1. Considerações gerais	42
4.3.2. Caso de estudo A.....	42
4.3.3. Caso de estudo B.....	43
4.3.4. Caso de estudo C	43
4.3.5. Análise dos resultados	44
4.4. Comparação de resultados com outros autores.....	45
5. Conclusões.....	47
Bibliografia	49

Índice de figuras

Figura 1. Classificação das descargas: (a) negativa descendente; (b) negativa ascendente; (c) positiva descendente; (d) positiva ascendente. (adaptada de [9]).....	3
Figura 2. Geometria para o Modelo Eletrogeométrico Modificado com proteção parcial.	5
Figura 3. Blindagem perfeita do condutor de fase para o Modelo Eletrogeométrico Modificado.	6
Figura 4. Largura de captação da linha no Modelo Eletrogeométrico Modificado. (adaptada de [8])	6
Figura 5. Forma de onda da corrente de descarga descendente negativa e descrição dos parâmetros. (extraída de [9])	7
Figura 6. Distribuições de probabilidade acumulada da corrente de pico adotadas pelo CIGRE e IEEE. (extraída de [5])	9
Figura 7. Variação do rácio da tensão máxima originada no apoio entre descarga a meio vão e descarga ao apoio (K_{TT}), com o aumento de t_f / T_s . (extraída de [4]).....	11
Figura 8. Fator de redução (K_s) em função da corrente crítica (I_c) calculada no apoio, em kA. (extraída de [4])	11
Figura 9. Geometria do apoio de linha de 138 kV. (Extraída de [6])	12
Figura 10. Distribuição da incidência de descargas no apoio e na linha até meio vão. Comprimento do vão: (a) 400 metros; (b) 600 metros. (Extraída de [6])	13
Figura 11. Geometria e características das linhas de 150 kV e 400 kV. (Extraída de [7]).....	14
Figura 12. Variação do valor da corrente crítica de contornamento inverso (I_c) com o ângulo de fase da fonte de tensão. (Adaptada de [7])	14
Figura 13. Variação do valor da corrente crítica de contornamento inverso, I_c , com a distância do local de incidência ao apoio, para diferentes valores da resistência de terra. (Adaptada de [7]).....	15
Figura 14. Variação da BFR, em linhas de 150 e 400 kV com a resistência de terra. (extraída de [7]).....	15
Figura 15. Representação do sistema de simulação.....	18
Figura 16. Representação das medições efetuadas no apoio.	18
Figura 17. Fluxograma do procedimento de simulação.....	19
Figura 18. Distribuição probabilística de valores da resistência de terra.	21
Figura 19. Situação de blindagem perfeita aplicando o Modelo Eletrogeométrico Modificado.	21
Figura 20. Forma de onda da corrente de descarga simulada no programa EMTP.	24
Figura 21. Variação da altura dos condutores ao longo de um vão (catenária).	25
Figura 22. Representação do modelo do apoio, cadeia de isoladores e resistência de terra.	27
Figura 23. Geometria dos apoios do caso de estudo A.....	30
Figura 24. Geometria dos apoios do caso de estudo B.....	31
Figura 25. Geometria dos apoios do caso de estudo C.	31
Figura 26. Divisão da corrente de descarga incidente no apoio.	33
Figura 27. Divisão da corrente de descarga incidente no cabo de guarda.	34
Figura 28. Evolução temporal da tensão na cadeia de isoladores e da corrente escoada pelo apoio para diferentes valores da resistência de terra.	36

Figura 29. Agravamento do valor máximo da tensão na cadeia de isoladores com a variação da resistência de terra, para diferentes pontos de incidência.....	37
Figura 30. Diminuição do valor máximo da corrente escoada pela resistência de terra com a variação do ponto de incidência, para diferentes valores da resistência de terra.	38
Figura 31. Diminuição do valor máximo da tensão originada na cadeia de isoladores (U_c) com a variação do ponto de incidência, nas três fases.	39
Figura 32. Tensão na cadeia de isoladores e corrente na resistência de terra após descarga incidente no apoio. Linha vermelha: sem reflexões; Linha preta: com reflexões.	40
Figura 33. Tensão na cadeia de isoladores e corrente na resistência de terra após descarga incidente a meio vão. Linha vermelha: sem reflexões; Linha preta: com reflexões.....	40
Figura 34. Agravamento da corrente crítica com a variação do ponto de incidência para diferentes valores da resistência de terra.	41

Índice de tabelas

Tabela 1. Parâmetros da distribuição log-normal para a corrente de descarga recomendados pelo CIGRE [9].	8
Tabela 2. Rácio entre os valores máximos da tensão originada na cadeia de isoladores por descargas incidentes a meio vão e no apoio. (Adaptada de [6])	13
Tabela 3. Valores do fator de redução obtidos no estudo realizado em [6].	13
Tabela 4. Valores de k e E_0 para as configurações habituais. (Adaptada de [5])	28
Tabela 5. Características comuns aos três casos de estudo.	29
Tabela 6. Características dos condutores da linha referente ao caso de estudo A.	30
Tabela 7. Características dos condutores da linha referente aos casos de estudo B e C.	30
Tabela 8. Decréscimo da corrente escoada para a terra após descarga incidente no cabo de guarda, face a descarga incidente no apoio.	34
Tabela 9. Parâmetros da corrente de descarga considerada nas simulações determinísticas. ...	35
Tabela 10. Síntese dos valores máximos de tensão e de corrente em função da resistência de terra.	36
Tabela 11. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo A.	43
Tabela 12. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo B.	43
Tabela 13. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo C.	44
Tabela 14. Análise dos resultados das simulações de Monte Carlo.	44

Lista de símbolos e de abreviaturas

A – Constante do modelo eletrogeométrico

A' – Arco de penetração da linha

b – Constante do modelo eletrogeométrico

β – Desvio padrão logarítmico de base e da distribuição log-normal

BFR – Taxa de contornamento inverso (backflashover rate)

d_h – Distância horizontal entre o condutor e o cabo de guarda [m]

FR – Fator de redução

h – Altura do objeto [m]

h_{eq} – Altura equivalente dos condutores da linha [m]

h_F – Altura do condutor de fase [m]

h_G – Altura do cabo de guarda [m]

I_c – Corrente crítica (valor mínimo da corrente de descarga que dá origem a contornamento inverso) [kA]

I_{lim} – Corrente limite de falha de blindagem [kA]

I_{med} – Valor médio das correntes de descarga simuladas [kA]

I_p – Corrente de pico da descarga [kA]

M – Mediana da distribuição log-normal

N – Número da simulação a decorrer

N_C – Número de contornamentos considerando a incidência de descargas concentrada no apoio

N_D – Número de contornamentos considerando a incidência de descargas distribuída ao longo do vão

N_g – Densidade de descargas que incidem no solo de uma região, por ano e por km^2 [descargas/ km^2 /ano]

N_{it} – número de iterações do algoritmo de simulação

N_L – Número de descargas que incidem por 100km de linha e por ano [descargas/100km/ano]

r – Salto final para a terra [m]

R_a – Raio de atração [m]

R_{ac} – Raio de atração do condutor de fase [m]

R_{ag} – Raio de atração do cabo de guarda [m]

R_t – Resistência de terra [Ω]

s – Distância horizontal entre os cabos de guarda [m]

SE – Fator de correção devido ao efeito pelicular

S_m – Taxa de crescimento máximo da corrente de descarga [μs]

SFFOR – Taxa de contornamento por falha de escudo (*Shielding Failure Flash Over Rate*)

T_d – Índice Cerâmico [dias/ano]

$t_{d30/90}$ – Tempo de subida da corrente de descarga [kA/ μs]

U_c – Tensão originada na cadeia de isoladores [kV]

W – Largura da zona de captação da linha [m]

1. Introdução

As linhas aéreas de transmissão de energia são os elementos da rede mais expostos à ação dos agentes externos meio-ambientais, sendo estes os principais causadores de incidentes na rede. Uma das principais causas de interrupção do fornecimento de energia é a incidência de descargas atmosféricas, de acordo com os relatórios de qualidade de serviço da Rede Nacional de Transporte de eletricidade em Portugal o número de incidentes com origem nas linhas aéreas devido a descargas atmosféricas é habitualmente superior a 25% do valor total [1-3].

Uma descarga incidente na linha origina uma tensão nas cadeias de isoladores, e uma tensão entre o cabo de guarda e o condutor de fase. Embora possam acontecer contornamentos ao longo do vão, a grande maioria dos defeitos são originados por sobretensões que provocam o contornamento da cadeia de isoladores [4]. As sobretensões ocorrem devido a descargas que incidem: diretamente nos condutores de fase, nos cabos de guarda, nos apoios ou na vizinhança. Estas últimas não têm relevância nas linhas da rede de transporte.

O desempenho da linha face a descargas que incidem nos condutores de fase é contabilizado através da taxa de contornamentos por falha de escudo (*SFFOR: shielding failure flashover rate*) que representa o número de descargas, por 100 quilómetros e por ano, que incidindo nos condutores de fase originam o contornamento das cadeias de isoladores.

O desempenho da linha face a descargas que incidem nos cabos de guarda e apoios é contabilizado através da taxa de contornamento inverso (*BFR: backflashover rate*) que representa o número de descargas, por 100 quilómetros e por ano, que incidindo nos cabos de guarda originam o contornamento das cadeias de isoladores.

No cálculo da BFR é habitual considerar-se que todas as descargas incidem diretamente no apoio, sendo considerado um fator de redução para contabilizar as descargas incidentes ao longo do vão. A utilização do fator de redução é devida ao facto de a sobretensão originada na cadeia de isoladores ser mais elevada para uma descarga que incide diretamente no apoio, face a incidir num ponto ao longo do vão. É frequentemente adotado como fator de redução o valor 0,6 proveniente de estudos efetuados por Hileman [4] e indicado pelo CIGRE [5] como referência.

Estudos recentes revelam que esta metodologia, ao considerar as descargas que incidem no vão através do fator de redução sugerido, pode subestimar o cálculo da taxa de contornamento inverso. De acordo com S. Visacro *et al.* [6] e Z. G. Datsios *et al.* [7] o valor do fator de redução a utilizar no cálculo da taxa de contornamento inverso pode variar: entre 0,81 e 0,94 e entre 0,5 e 0,9, respetivamente.

O objetivo desta dissertação é estimar o fator de redução através do método de Monte Carlo, pela comparação entre a incidência distribuída de descargas na linha e a incidência concentrada de descargas no apoio. Desta forma avalia-se a influência do contornamento inverso de cadeias de isoladores originado por descargas ao longo do vão na determinação da taxa de contornamento inverso. A modelização da corrente de descarga e dos diversos componentes da linha é feita no programa EMTP e o procedimento de simulação é efetuado através do algoritmo criado em MATLAB.

2. Conceitos base e identificação do problema

2.1. Fenomenologia da descarga e atividade ceráunica

2.1.1. Nuvem de trovoadas

Uma descarga atmosférica tem origem na nuvem de trovoadas, denominada *Cumulus nimbus*, estando a sua base situada a uma altura média de 2 quilómetros relativamente ao solo. Estas nuvens apresentam um elevado desenvolvimento vertical, podendo atingir cerca de 14 quilómetros de altura [8].

Nestas nuvens predominam gotas de água na parte inferior e partículas de gelo na parte superior. O elevado gradiente térmico entre a base e o topo da nuvem leva a existência de fortes correntes de ar ascendentes e descendentes. A fricção entre os cristais de gelo, originada pela ascensão das gotículas de água, e as moléculas de água cria no interior da nuvem cargas elétricas positivas e negativas. As cargas negativas deslocam-se para a parte inferior e as cargas positivas para a parte superior, existindo apenas uma pequena bolsa de cargas positivas na base da nuvem.

A nuvem forma com o solo um enorme condensador tendo o ar como dielétrico, e induz à superfície daquele um campo elétrico que quando atinge um valor suficientemente elevado, da ordem dos 15 kV/m (o valor natural à superfície do solo é de cerca de 0,12 kV/m) [8], poderá ser sinal de estar iminente uma descarga para o solo.

2.1.2. Formação de descargas atmosféricas

Para além das descargas nuvem-solo existe também a ocorrência de descargas dentro da nuvem, entre nuvens, e entre nuvem e ar. As descargas que envolvem a terra constituem cerca de 25% da atividade ceráunica [9].

A descarga atmosférica é classificada em função da polaridade (positiva ou negativa) e do seu sentido de desenvolvimento (Figura 1). Quando o campo elétrico se torna tão intenso que causa a ruptura do ar dá-se início à descarga, esta pode ser ascendente se tiver início na superfície terrestre ou descendente se tiver início na nuvem.

As descargas ascendentes ocorrem em locais muito elevados tais como torres, arranha-céus ou zonas montanhosas. Em terreno plano verifica-se que a maioria das descargas são do tipo descendente. Em Portugal são predominantemente do tipo negativo descendente, sendo as linhas de transmissão de energia normalmente mais sujeitas a descargas deste tipo.

Quando o valor do campo elétrico é suficientemente elevado inicia-se ionização do ar, dá-se o aparecimento do traçador (*leader*). Trata-se de uma descarga pouco luminosa e progride a cerca de 150 km/s [8]. Esta descarga desenvolve-se em saltos sucessivos (*stepped leader*) de algumas dezenas de metros com paragens de 40 a 100 μ s [8].

Tratando-se de uma descarga descendente, com a aproximação do traçador, a intensidade do campo elétrico à superfície do solo aumenta e, quando ultrapassa um valor crítico, inicia-se um traçador ascendente. As irregularidades do terreno (colinas, postes, árvores ou casas) poderão facilitar a ocorrência da descarga uma vez que, tendo um efeito de concentração das linhas de força

do campo, aumentam a intensidade do campo elétrico nesse ponto favorecendo o aparecimento do traçador ascendente.

Quando os dois traçadores se encontram, forma-se um canal ionizado estabelecendo-se uma onda de corrente de elevada intensidade. Designa-se esta fase final da descarga por arco de retorno (*return stroke*).

Após a primeira descarga podem ocorrer, com um número médio de três repetições, descargas subsequentes de menor intensidade que geralmente aproveitam o canal ionizado formado [5] [8].

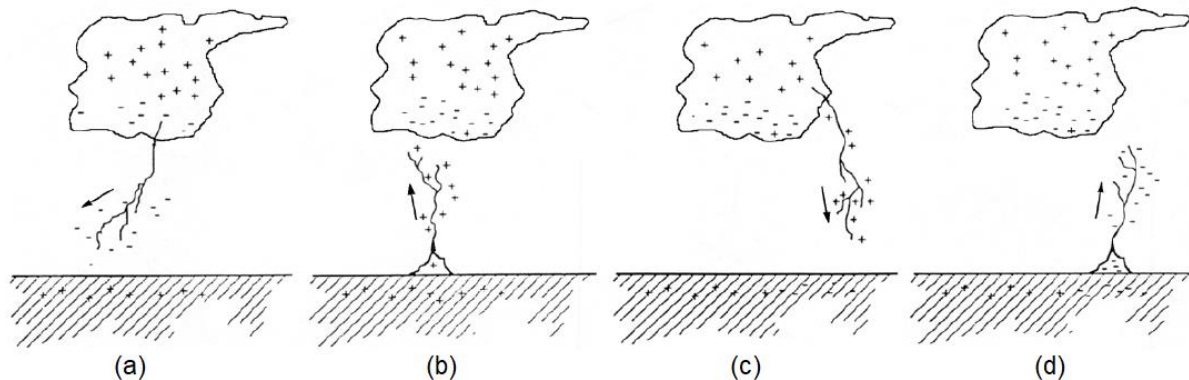


Figura 1. Classificação das descargas: (a) negativa descendente; (b) negativa ascendente; (c) positiva descendente; (d) positiva ascendente. (adaptada de [9])

2.1.3. Quantificação da atividade cerâmica

Do ponto de vista da análise do desempenho das linhas, interessa conhecer a densidade de descargas ao solo (N_g), que indica o número médio de descargas ao solo por km^2 e por ano numa determinada região.

Este parâmetro é normalmente determinado diretamente através de dados recolhidos por sistemas de deteção e localização de descargas atmosféricas, ou através de observações via satélite. Ainda que em observações via satélite não se distinga entre descargas nuvem-solo, intranuvem, entre nuvens ou nuvem ar, é possível estimar a densidade de descargas ao solo sabendo a fração de descargas que envolve a terra em relação ao número total de descargas atmosféricas.

Em locais onde não existam estes registos poderá recorrer-se ao parâmetro historicamente utilizado, o índice cerâmico (T_d), que define o valor médio de dias por ano em que numa determinada região se houve trovejar. Estima-se o valor de N_g utilizando a expressão (1), proposta por Anderson *et al.* em 1984, tal como indicado em [9]. A determinação do índice cerâmico é feita através da observação de mapas de curvas isocerâmicas que resultam de várias décadas de observação.

$$N_g = 0,04 \times T_d^{1,25} \text{ [descargas/km}^2\text{/ano]} \quad (1)$$

Conhecendo a densidade de descargas ao solo é possível determinar o número de descargas que incidem por 100 km de linha e por ano (N_L). O valor de N_L é calculado através da expressão (2), onde W , em metros, é a largura da zona de captação da linha medida à superfície da terra. A zona de

captação é relativa à região onde as descargas são atraídas pela linha e é determinada consoante o modelo de incidência utilizado.

$$N_L = 0,1 \times N_g \times W \text{ [descargas/100km/ano]} \quad (2)$$

2.2. Modelos de incidência

Com o propósito de estimar com maior precisão a incidência de descargas nas linhas, foram desenvolvidos diversos modelos de incidência que são também utilizados como procedimento para obter uma melhor localização dos cabos de guarda de forma a reduzir para um nível aceitável o risco incidência de descargas nos condutores de fase.

Existem diversos modelos de incidência, tais como: modelo da Sombra Elétrica, modelos eletrogeométricos e modelo de Progressão do Traçador. Neste trabalho serão considerados os modelos eletrogeométricos. De referir que a aplicação do modelo da Sombra Elétrica leva a resultados pouco próximos da realidade e que o modelo de Progressão do Traçador se baseia na modelização do fenómeno físico da descarga, sendo de complexidade elevada [8].

Os modelos eletrogeométricos descrevem a ligação do traçador descendente ao objeto à superfície da terra tendo como base o conceito de “salto final” (*striking distance*). O salto final é definido como a distância entre o traçador descendente e a estrutura (que será atingida) no instante em que se desencadeia o traçador ascendente a partir desta.

Dado que o início e desenvolvimento do traçador ascendente depende do campo elétrico, o salto final aumenta com o aumento da carga elétrica do traçador descendente. Por outro lado, o valor desta carga está relacionado com a intensidade da corrente da descarga, pelo que existe uma relação entre o salto-final e a corrente de descarga, esta relação está representada na expressão (3) e é a base dos modelos eletrogeométricos [9] [10].

$$r = A \times I_p^b \quad (3)$$

No cálculo do valor do salto final (r), em metros, é tida em conta a corrente de pico da primeira descarga (I_p), em kA, onde A e b são constantes que diferem consoante o modelo utilizado e, em alguns o modelos, dependem de qual o objeto atingido: terra, cabo de guarda ou condutor de fase.

Foram realizados diversos estudos experimentais que conduziram a existência de diferentes valores de A e de b , tais como os estudos realizados por Wagner, por Young. et. al. ou por Armstrong e Whitehead [5].

De entre os modelos eletrogeométricos, distinguem-se o Modelo Eletrogeométrico Clássico e o Modelo Eletrogeométrico Modificado cuja principal diferença é considerar que a constante A depende da altura dos objetos. Consequentemente, não considera o salto final para a terra.

A aplicação dos diferentes modelos eletrogeométricos tem uma grande influencia na análise do desempenho das linhas, em [11] verificou-se que os resultados que mais se aproximam dos valores reais do desempenho da linha estudada são obtidos com a utilização do Modelo Eletrogeométrico Modificado.

Este modelo foi proposto por Eriksson em 1987 [12] e, não se definindo o salto final para a terra, este é referido como raio de atração (R_a), sendo calculado através da expressão (4), em que

(h), em metros, é a altura do cabo de guarda ou a altura do condutor de fase e (I_p), em kA, é a amplitude da corrente da descarga.

$$R_a = 0,67 \times h^{0,6} \times I_p^{0,74} \quad (4)$$

Na Figura 2 está representada a situação em que o raio de atração do cabo de guarda (R_{ag}) e o raio de atração do condutor (R_{ac}) levam à existência de um arco de penetração (A'). Quando uma descarga incide nesta zona é atraída pelo condutor de fase, existindo, uma vez que não é intercetada pelo cabo de guarda, uma falha de escudo da linha.

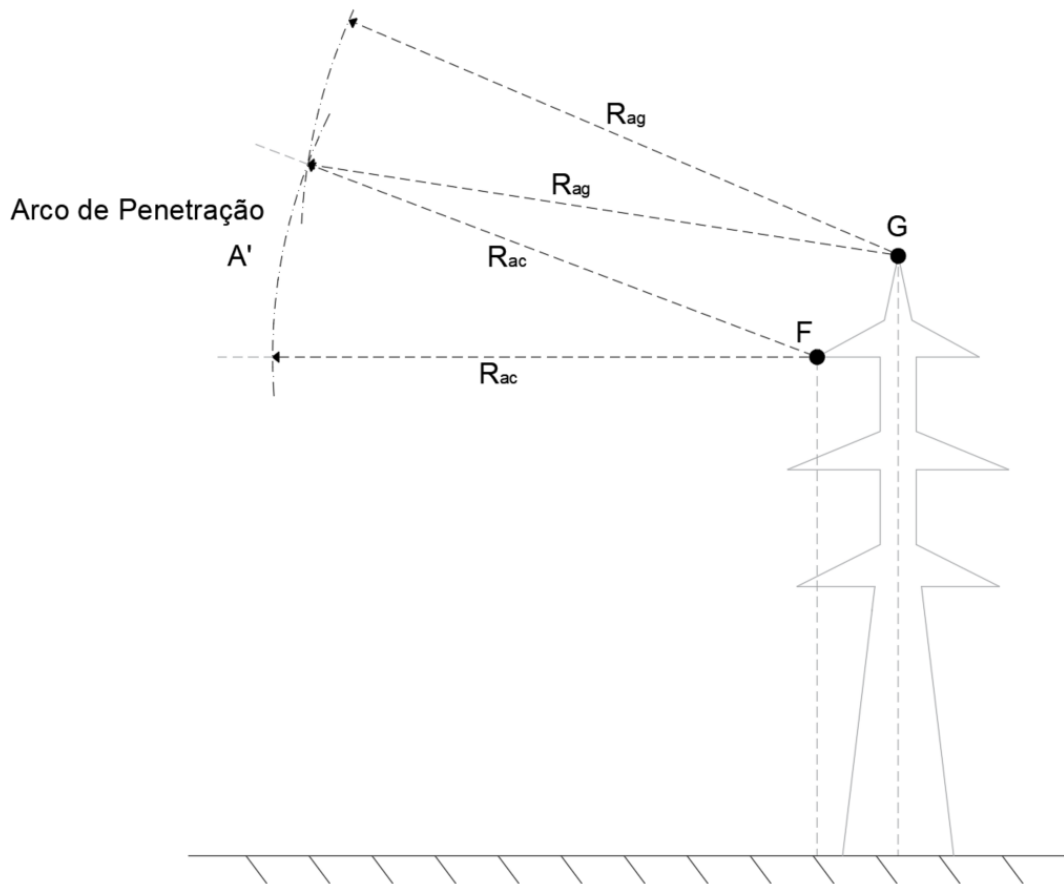


Figura 2. Geometria para o Modelo Eletrogeométrico Modificado com proteção parcial.

Para correntes superiores à corrente que leva a que o arco de penetração seja nulo, situação em que a linha se encontra com blindagem perfeita, todas as descargas são atraídas pelos cabos de guarda. A geometria que descreve uma situação de blindagem perfeita encontra-se representada na Figura 3.

A determinação do raio de atração dos cabos de guarda permite calcular a largura da zona de captação da linha através da expressão (5). A Figura 4 mostra a largura de captação da linha no Modelo Eletrogeométrico Modificado.

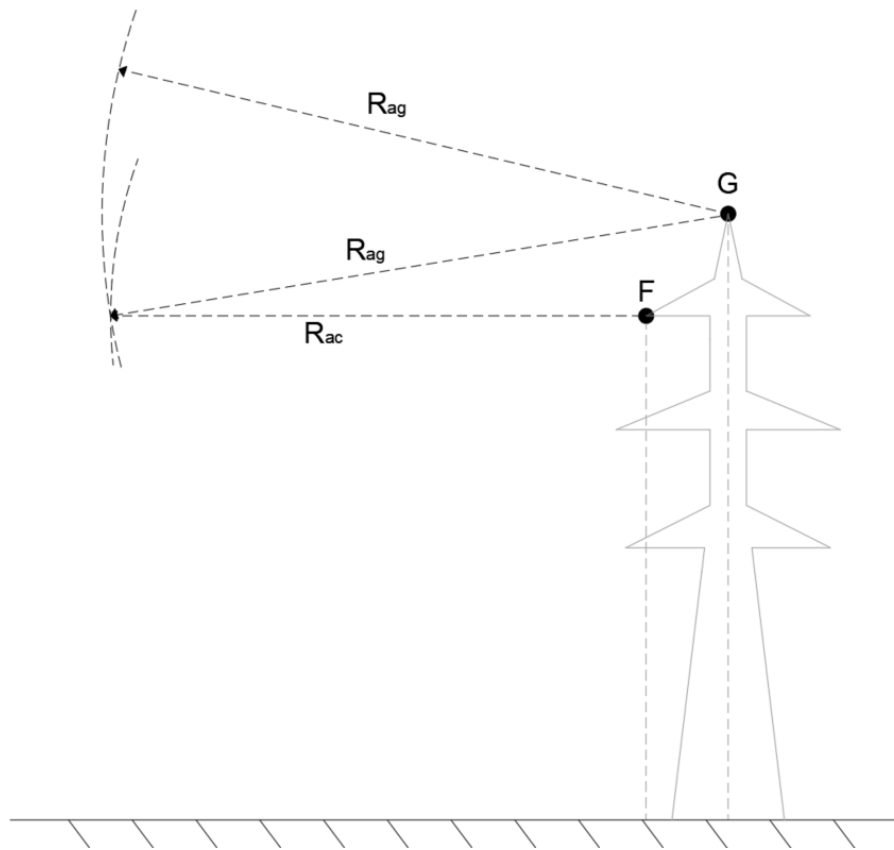


Figura 3. Blindagem perfeita do condutor de fase para o Modelo Eletrogeométrico Modificado.

$$W = 2 \times R_{ag} + s \Leftrightarrow W = 2 \times (0,67 \times h_G^{0,6} \times I_p^{0,74}) + s \quad (5)$$

onde R_{ag} é o raio de atração dos cabos de guarda, h_G a altura dos cabos de guarda e s é a distância horizontal entre os cabos de guarda.

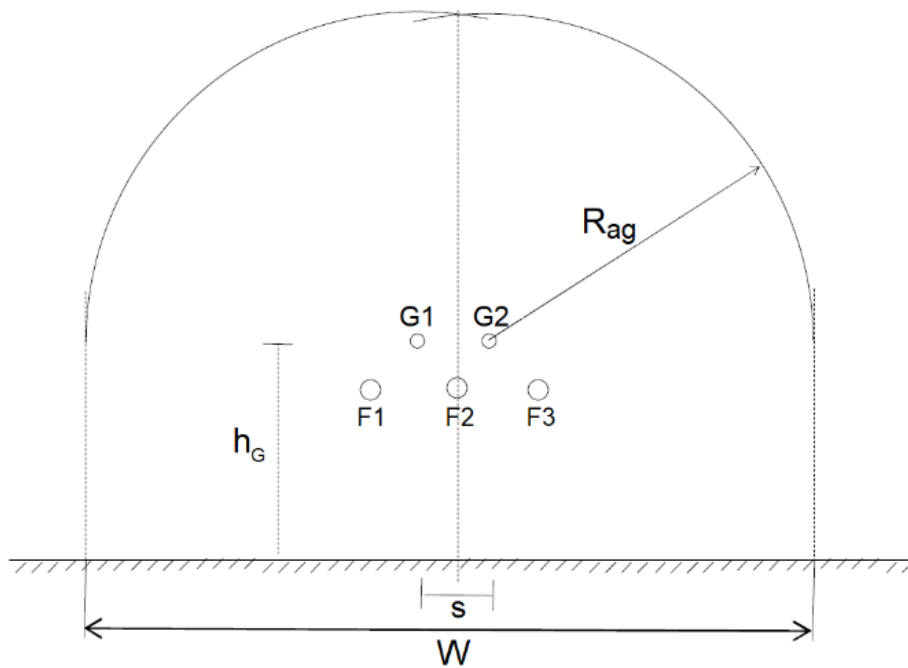


Figura 4. Largura de captação da linha no Modelo Eletrogeométrico Modificado. (adaptada de [8])

2.3. Caracterização da corrente de descarga

A corrente de descarga é caracterizada pela sua amplitude (corrente de pico) e forma de onda. Determinar o valor da amplitude da corrente é não só relevante para a aplicação do modelo eletrogeométrico como também na determinação de outros parâmetros que se relacionam com esta.

Os parâmetros que caracterizam a forma de onda da corrente de descarga têm origem em medições diretas de correntes de descarga. O estudo que realizado por K. Berger serviu de base para outros autores (Anderson e Eriksson) contribuírem para a definição dos parâmetros que advêm das ondas de corrente estudadas [9]. Na Figura 5 estão descritos os parâmetros que definem as descargas descendentes negativas adotados pelo CIGRE [9] e pelo IEEE [10].

Os parâmetros que definem as descargas descendentes negativas, identificados na Figura 5, podem ser caracterizados com a utilização de leis probabilísticas, sendo obtidos através de estudos experimentais.

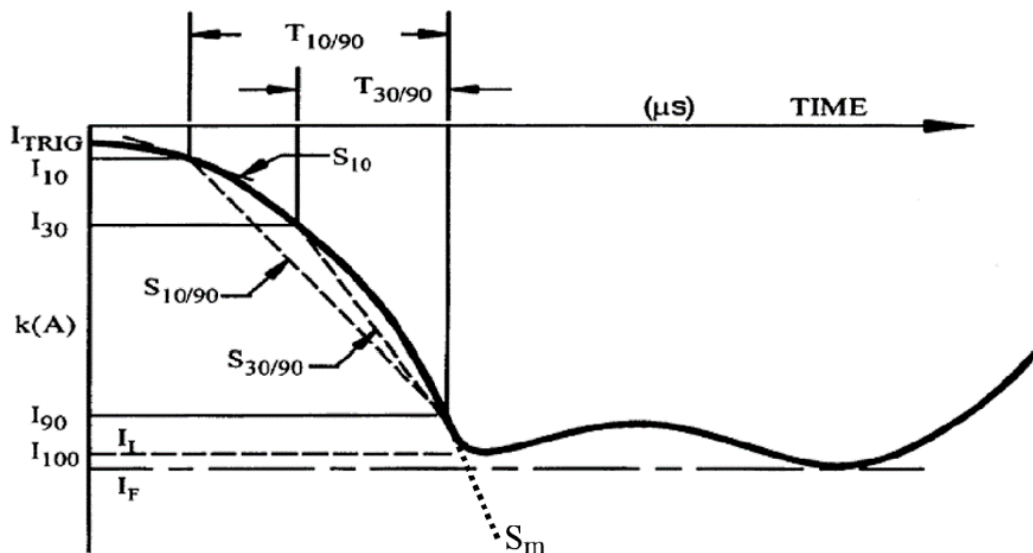


Figura 5. Forma de onda da corrente de descarga descendente negativa e descrição dos parâmetros. (extraída de [9])

Cada parâmetro em particular (x) obedece a uma distribuição log-normal, sendo a função densidade de probabilidade dada pelas expressões (6) e (7).

$$p(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \beta x} e^{-\left(\frac{z^2}{2}\right)} \quad (6)$$

com

$$z = \frac{\ln\left(\frac{x}{M}\right)}{\beta} \quad (7)$$

Os parâmetros da função densidade de probabilidade são: a mediana (M) e o desvio padrão logarítmico (base e) (β).

Geralmente a utilização de apenas alguns dos parâmetros que caracterizam a forma de onda da corrente de descarga (Figura 5) é suficiente para propósitos de simulação. Neste trabalho importa

definir os parâmetros da distribuição log-normal para: o pico de corrente (I_p) (definido como I_{100} na Figura 5), o tempo de subida ($t_{d30/90}$) (deriva de $T_{30/90}$, que representa o tempo entre 90% e 30% do tempo de descarga antes do pico inicial) e a taxa de crescimento máximo (S_m).

Na Tabela 1 encontram-se os valores M e de β da distribuição log-normal dos parâmetros referidos.

Tabela 1. Parâmetros da distribuição log-normal para a corrente de descarga recomendados pelo CIGRE [9].

Parâmetro	M	β
Corrente de pico (I_p) [kA]	31,10	0,484
Tempo de subida ($t_{d30/90}$) [kA/ μ s]	3,83	0,553
Taxa de crescimento máximo (S_m) [μ s]	$3,9 \times I_p^{0,55}$	0,599

Os parâmetros da tabela foram definidos com base nos dados de Berger, sendo que o CIGRE em 2013 recomenda a utilização da relação entre a taxa de crescimento máximo (S_m) e a corrente de pico (I_p) na determinação da mediana (M) através na expressão presente na tabela, ao invés da utilização de um valor constante (24,3 μ s), tal como recomendado em 1991 [5] [9].

A influência desta alteração em estudos do desempenho da linha leva a que o valor da corrente de pico seja em média menos elevado, o que pode resultar em taxas de desempenho mais baixas, ainda assim não são identificadas diferenças significativas [11].

A distribuição estatística da corrente de pico de descargas atmosféricas pode ser representada sob a forma de um gráfico de probabilidade acumulada. Na Figura 6 encontram-se os gráficos das distribuições de probabilidade acumulada propostos pelo CIGRE [5] e IEEE [13].

Segundo a distribuição proposta pelo CIGRE, 98% das descargas têm um valor de pico superior a 4 kA, 80% excedem os 20 kA e 5% excede os 90 kA.

A distribuição proposta pelo IEEE [10] é dada pela expressão (8), em que $P(I > I_p)$ calcula, em valores por unidade, a probabilidade de a amplitude de corrente (I) ser superior a um determinado valor da corrente de pico, I_p , em kA.

$$P(I > I_p) = \left[1 + \left(\frac{I_p}{31} \right)^{2,6} \right]^{-1} \quad (8)$$

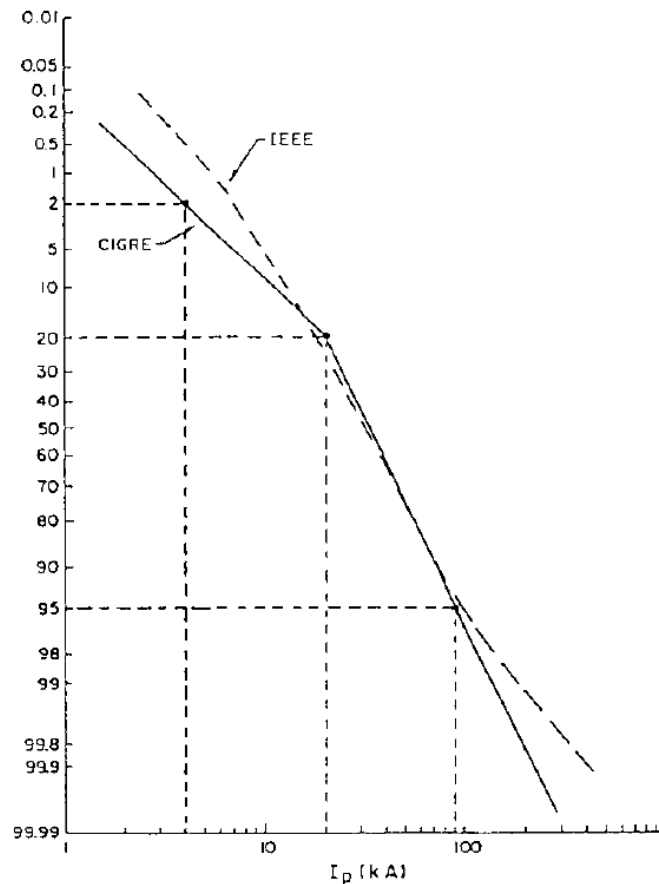


Figura 6. Distribuições de probabilidade acumulada da corrente de pico adotadas pelo CIGRE e IEEE. (extraída de [5])

2.4. Determinação da taxa de contornamento inverso

As falhas de isolamento que têm relevância em linhas de transporte são as falhas de escudo e as falhas de isolamento por contornamento inverso.

As falhas de escudo resultam das descargas que não são intercetadas pelos cabos de guarda e ao incidir diretamente no condutor de fase originam contornamento da cadeia de isoladores. É utilizada a taxa de contornamentos por falha de escudo (*SFFOR: shielding failure flashover rate*) em estudos de desempenho de linhas de transporte.

Quando a descarga atmosférica é intercetada pelo apoio ou pelos cabos de guarda a corrente escoada para a terra origina um aumento da tensão no apoio. Se a diferença de tensão entre o apoio e o condutor de fase excede um determinado valor crítico ocorre o contornamento da cadeia de isoladores, que se denomina como contornamento inverso (*backflashover*). A análise do desempenho da linha face à existência de falhas de isolamento por contornamento inverso é feita através da taxa de contornamento inverso (*BFR: backflashover rate*).

O procedimento para o cálculo da taxa de contornamento inverso é descrito em [4], por Hileman, onde numa primeira estimativa BFR é definida tendo em conta a tensão máxima provocada no apoio apenas por descargas diretas, utilizando como parâmetro a corrente mínima de descarga que dá origem a contornamento inverso.

As descargas que incidem nos cabos de guarda são contabilizadas através da aplicação de um fator de redução ao valor total da primeira estimativa. A forma de cálculo da BFR adotada pelo CIGRE [5], que tem por base o estudo efetuado por Hileman [4], é descrita na expressão (9).

$$BFR = 0,6 \times N_L \times \int_{I_c}^{\infty} f(I) dI = 0,6 \times N_L \times P(I_c) \quad (9)$$

Onde:

- N_L , descrito nas secções anteriores (expressão (2)), é o número de descargas que incidem por 100 km de linha e por ano;
- I_c (corrente crítica) é o valor mínimo da corrente de descarga que dá origem a contornamento inverso, determinado para fase mais afastada do cabo de guarda;
- $P(I_c)$ é a probabilidade acumulada de ocorrência de descargas caracterizadas por correntes superiores a I_c (rácio entre o número de descargas que provocam contornamento inverso e o número total de descargas incidentes no apoio);
- 0,6 é o fator de redução (*span factor*) utilizado de forma a serem tidas em conta as descargas que incidem nos cabos de guarda ao longo do vão da linha (*span effect*) [4].

Importa explicar o surgimento do fator de redução. O aumento da tensão no apoio é normalmente menos elevado para descargas que incidem no vão, ou seja, o valor da corrente crítica aumenta, então ao não considerar todos os locais de incidência o valor da BFR é sobrestimado. O fator de redução é determinado em função da variação da corrente crítica (I_c) determinada para descargas diretas ao apoio através de procedimentos analíticos.

Os procedimentos adotados por Hileman em [4], utilizados para determinar o decréscimo da tensão originada no apoio pela incidência de descarga no vão e estimar o fator de redução, têm em consideração os seguintes observações:

- A tensão máxima ocorre no ponto de incidência da descarga e a tensão decresce à medida que a distância do local de incidência aumenta, atingindo o mínimo no apoio;
- As reflexões existentes nos apoios adjacentes, o tempo de subida da descarga, a impedância característica do cabo de guarda, e o valor da resistência de terra influenciam a redução da tensão originada no apoio;
- O rácio (K_{TT}) da tensão máxima originada no apoio, entre uma descarga a meio vão e uma descarga direta ao apoio, varia entre 0,58 e 0,77 em função do rácio entre o tempo de subida da descarga (t_f) e o tempo de propagação no apoio (T_s) (Figura 7 onde R representa a resistência de terra);
- É assumido que a tensão máxima originada no apoio se relaciona com a corrente de descarga pelo fator de 0,7 ($K_{TT} = 0,7$), sendo esta simplificação considerada na estimativa do fator de redução.

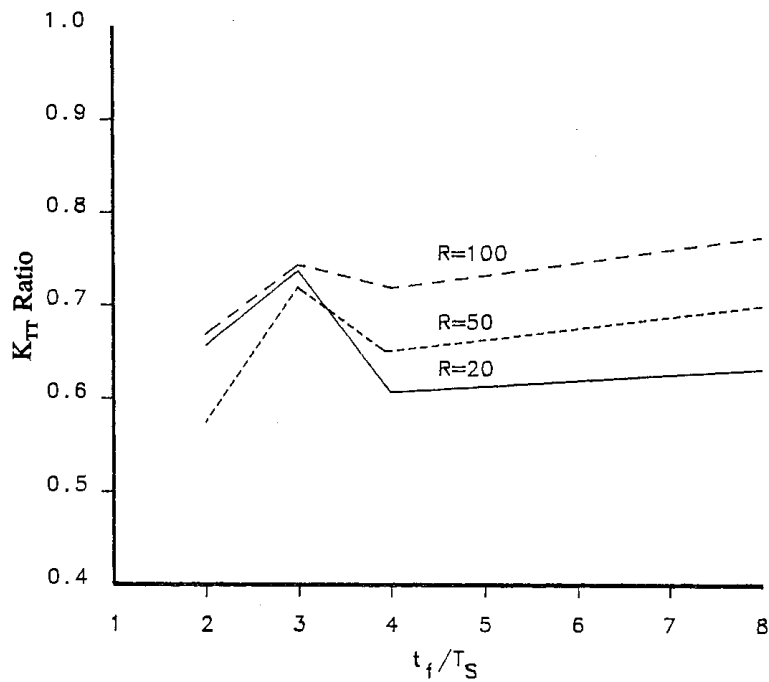


Figura 7. Variação do rácio da tensão máxima originada no apoio entre descarga a meio vão e descarga ao apoio (K_{TT}), com o aumento de t_f/T_S . (extraída de [4])

Hileman, ao propor o valor 0,6, mostra também que o fator de redução varia ligeiramente com a inclusão do efeito da altura do cabo de guarda (Figura 8). A linha a tracejado (com efeito da altura do cabo de guarda presente) revela que o fator de redução (K_s) varia, conforme o aumento da corrente crítica (I_c) calculada no apoio, entre 0,63 e 0,42. O valor único de 0,6 é sugerido com base nestes resultados como fator de redução a utilizar para estimar BFR [4].

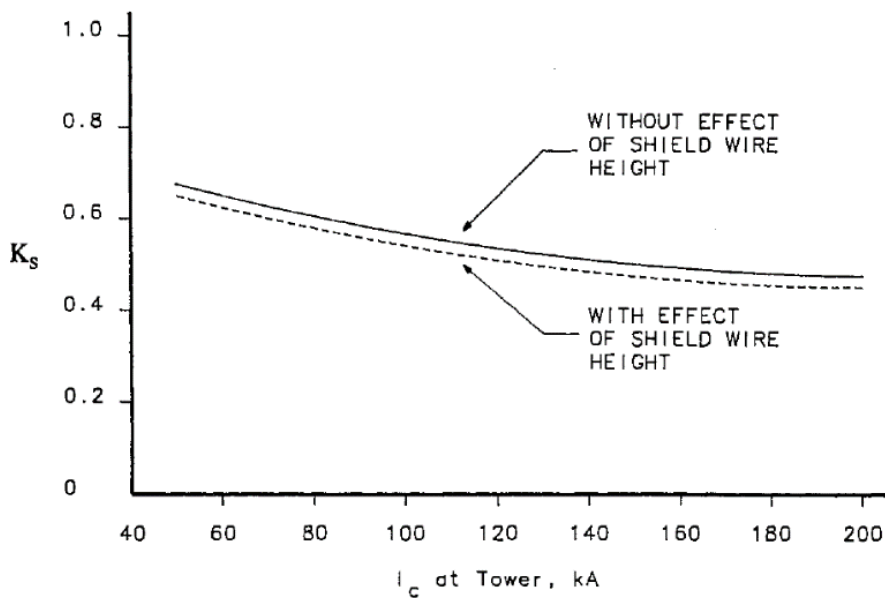


Figura 8. Fator de redução (K_s) em função da corrente crítica (I_c) calculada no apoio, em kA. (extraída de [4])

2.5. Outras estimativas do fator de redução

2.5.1. Considerações gerais

A influência que a incidência de descargas atmosféricas incidentes ao longo do vão tem na estimativa da taxa de contornamento foi estudada por outros autores, como S. Visacro *et al.* em [6] e Z. G. Datsios *et al.* em [7].

Ao invés da utilização de procedimentos analíticos, o estudo é realizado através da simulação da incidência de descargas na linha de transmissão, reproduzida com a utilização modelos computacionais.

O fator de redução é estimado por comparação entre a incidência distribuída de descargas na linha e incidência concentrada no apoio, sendo o valor da resistência de terra considerado como parâmetro de influência. É ainda identificado que o fator de redução varia com as características da linha, como sejam o nível de tensão, a sua geometria ou o comprimento do vão.

De seguida serão apresentadas as principais características das linhas consideradas nos estudos indicados e quais os resultados que foram obtidos.

2.5.2. Estudo realizado por S. Visacro *et al.*

No estudo realizado em [6], é considerada uma linha de 138 kV em galhardete, cuja geometria do apoio se encontra na Figura 9. São reproduzidas duas linhas com diferentes comprimentos de vão: 400 metros e 600 metros. Os valores da resistência terra considerados nas simulações são 10 Ω , 20 Ω e 40 Ω .

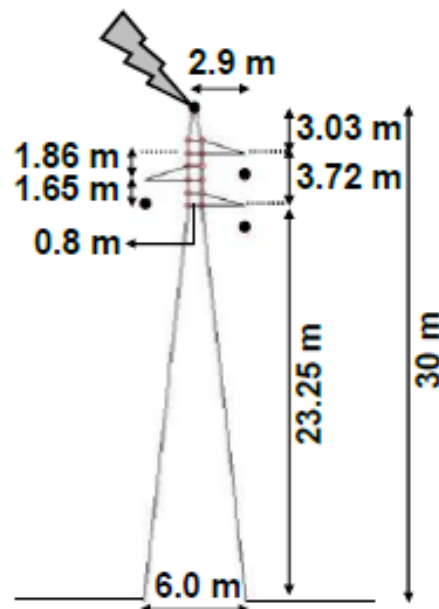


Figura 9. Geometria do apoio de linha de 138 kV. (Extraída de [6])

Os resultados da Tabela 2 mostram a redução do valor máximo da tensão originada na cadeia de isoladores quando a descarga se dá a meio vão, na linha com comprimento de vão de 400 metros existe uma redução de cerca de 75% para R_t igual a 10Ω .

Tabela 2. Rácio entre os valores máximos da tensão originada na cadeia de isoladores por descargas incidentes a meio vão e no apoio. (Adaptada de [6])

Resistência terra [Ω]	$\frac{U_c \text{ (meio vão)}}{U_c \text{ (apoio)}}$	
	Vão: 400 metros	Vão: 600 metros
10	0,75	0,81
20	0,76	0,80
40	0,77	0,78

A distribuição da incidência de descargas na linha é realizada tendo em consideração a influência da variação da altura do cabo de guarda na probabilidade da descarga incidir em determinado ponto, tal como mostrado na Figura 10.

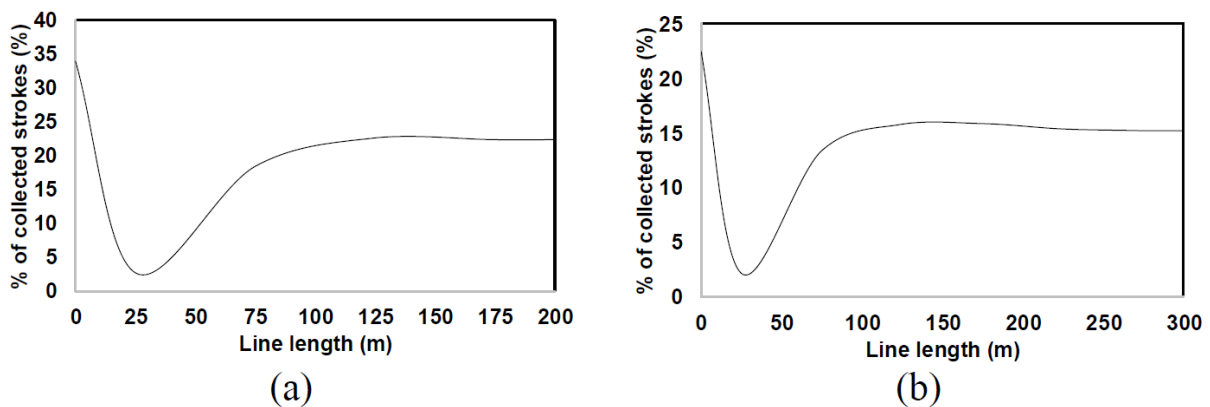


Figura 10. Distribuição da incidência de descargas no apoio e na linha até meio vão. Comprimento do vão: (a) 400 metros; (b) 600 metros. (Extraída de [6])

As estimativas do fator de redução para os diferentes valores de terra encontram-se na Tabela 3. Os resultados indicam que a utilização do fator de redução 0,6 pode subestimar o cálculo da taxa de contornamento inverso.

Tabela 3. Valores do fator de redução obtidos no estudo realizado em [6].

Fator de Redução		
Resistência terra [Ω]	Vão: 400 metros	Vão: 600 metros
10	0,85	0,94
20	0,81	0,84
40	0,84	0,86

2.5.3. Estudo realizado por Z. G. Datsios et al.

No estudo realizado em [7], são consideradas duas linhas com diferentes níveis de tensão, de 150 kV e 400 kV, cujos comprimentos de vão correspondem a 300 metros e 350 metros, respetivamente. A geometria e as características das linhas encontram-se resumidas Figura 11.

O vão da linha onde incidem as descargas atmosféricas é seccionado em segmentos de linha com o comprimento de 25 metros (como indica a Figura 12).

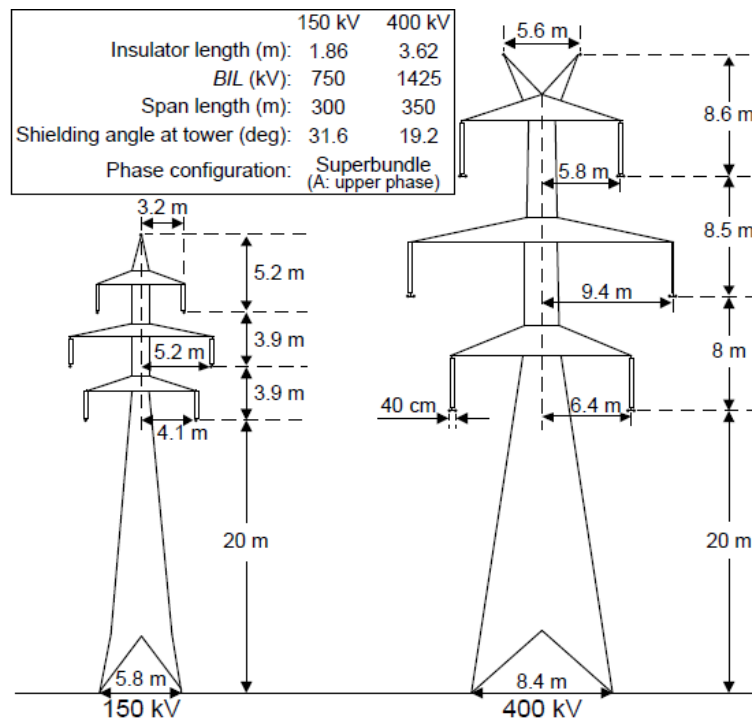


Figura 11. Geometria e características das linhas de 150 kV e 400 kV. (Extraída de [7])

Os resultados da Figura 12 mostram a variação da corrente crítica (I_c) com o ângulo de fase da tensão na rede, para diferentes pontos de incidência da descarga.

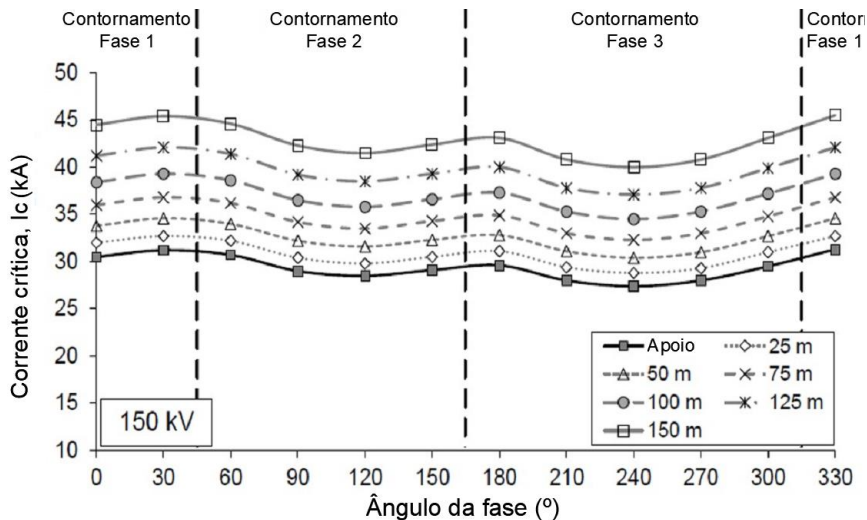


Figura 12. Variação do valor da corrente crítica de contornamento inverso (I_c) com o ângulo de fase da fonte de tensão. (Adaptada de [7])

A Fase 1, Fase 2 e Fase 3 referem-se respetivamente aos condutores de fase com: maior distância ao solo, distância intermédia ao solo e menor distância ao solo. Identifica-se que a fase da tensão na rede determina qual a fase em que ocorre contornamento da cadeia de isoladores.

A Figura 13 mostra o agravamento do valor da corrente crítica (I_c) com a distância do local de incidência da descarga ao apoio, verificando-se ser menos acentuado para valores de resistência de terra mais elevados.

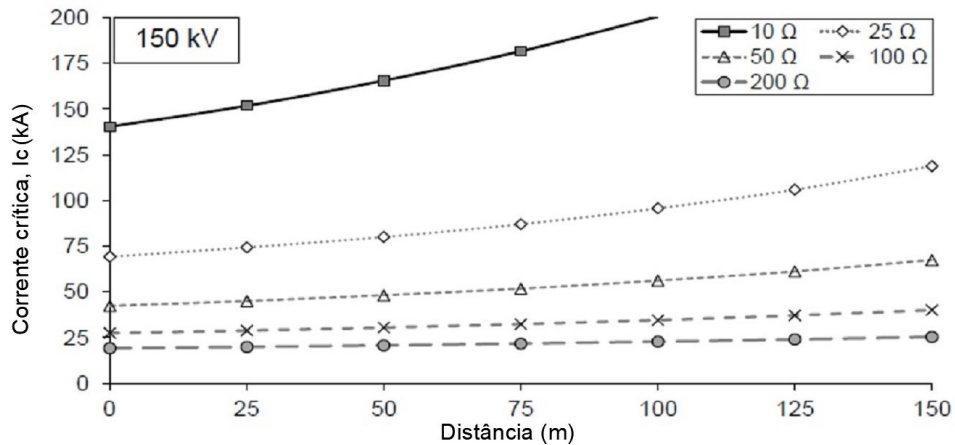


Figura 13. Variação do valor da corrente crítica de contornamento inverso, I_c , com a distância do local de incidência ao apoio, para diferentes valores da resistência de terra. (Adaptada de [7])

Na Figura 14 encontram-se os gráficos da variação da BFR, em função do valor da resistência de terra, estimada tendo em consideração diferentes locais de incidência: no apoio (*Tower*), a meio vão (*Midspan*), distribuídos ao longo do vão (*Total*), e ainda a BFR calculada considerando o fator de redução 0,6 (*Total (simplified)*).

A análise destes gráficos revela que a utilização do fator de redução 0,6 pode subestimar o cálculo da BFR especialmente para valores da resistência de terra mais elevados. Verifica-se que o valor de fator de redução (rácio entre BFR total e BFR no apoio) varia consoante a geometria e nível de isolamento da linha. Os dados indicam que para a linha de 150 kV varia entre 0,47 e 0,91 e para a linha de 400 kV entre 0,55 e 0,85.

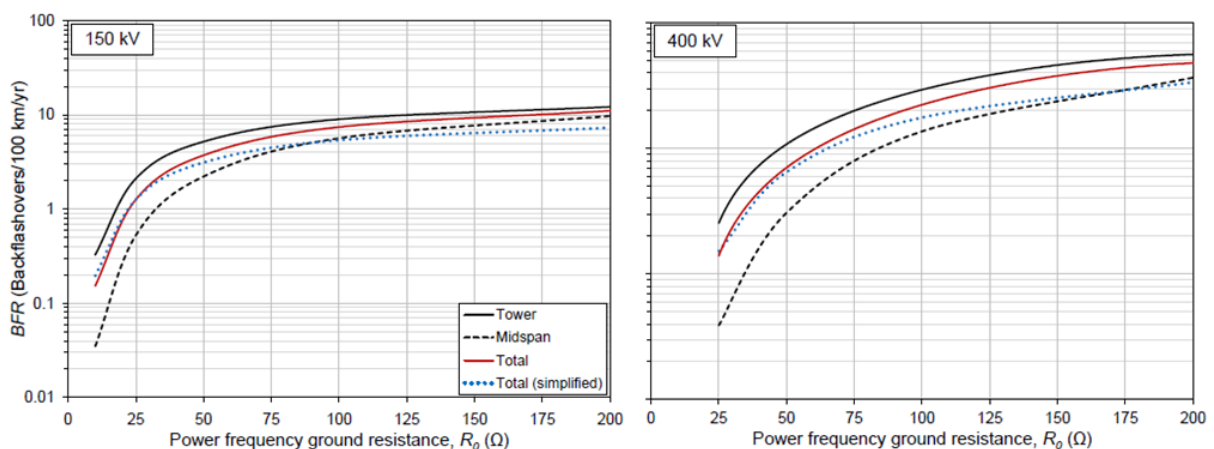


Figura 14. Variação da BFR, em linhas de 150 e 400 kV com a resistência de terra. (extraída de [7])

3. Desenvolvimento

3.1. Considerações gerais

A influência que o contornamento inverso de cadeias de isoladores originado por descargas ao longo do vão tem na determinação da taxa de contornamento inverso é expressa através da estimativa do fator de redução. O objetivo principal desta dissertação é estimar o fator de redução pela comparação entre a incidência distribuída de descargas na linha e a incidência concentrada de descargas no apoio.

A simulação da incidência de descargas na linha é feita através do método de Monte Carlo, habitualmente utilizado na análise do desempenho de linhas de transmissão. As variáveis aleatórias consideradas são as seguintes:

- Parâmetros da corrente de descarga;
- Fase da tensão na rede;
- Ponto de incidência (eventual);
- Resistência de terra (eventual).

O ponto de incidência é considerado constante no caso da incidência concentrada no apoio e a resistência de terra pode ser definida como constante ou seguindo uma distribuição probabilística.

A simulação de cada caso é realizada utilizando o programa EMTP, sendo as variáveis aleatórias definidas exteriormente por uma rotina construída em MATLAB. Esta rotina também recebe os resultados das simulações e identifica o número de contornamentos que ocorreram.

A rotina utilizada nesta dissertação foi contruída a partir da rotina apresentada em [11]. Tendo sido efetuados outros melhoramentos, a principal contribuição foi a inserção da possibilidade da incidência distribuída de descargas ao longo do vão.

Neste capítulo é explicada a metodologia utilizada para a obtenção dos resultados e também quais os modelos utilizados para simular os diversos componentes do sistema. É identificado o processo de simulação da incidência da descarga na linha e quais os casos de estudo que serão analisados.

3.2. Definição da metodologia

O sistema de simulação considerado para reproduzir a incidência de uma descarga numa linha aérea de transmissão de energia está representado na Figura 15. O sistema é reproduzido considerando cinco apoios de uma linha de 150 kV, delimitando quatro vãos com comprimento de 300 metros.

A descarga atmosférica é simulada através de uma fonte de corrente, cada vão da linha é representado por uma linha de transmissão de parâmetros dependentes da frequência e o equivalente da rede é representado por uma fonte de tensão. De forma a evitar reflexões na linha provenientes da ligação dos apoios extremos aos terminais da linha (equivalente da rede a montante e carga resistiva a jusante) é conectada uma linha com um comprimento muito elevado (50 km), mantendo as características dos condutores.

De forma a distribuir a incidência de descargas ao longo do linha, o vão entre o apoio 2 e o apoio 3 é seccionado em segmentos de linha com 30 metros de comprimento, sendo assim considerados seis pontos de incidência da descarga atmosférica (entre o apoio 3 e o meio vão). Cada ponto de incidência considerado leva à existência de um ficheiro de simulação diferenciando o nó onde a fonte de corrente é conectada.

A estrutura do apoio é modelizada por divisão do apoio em segmentos e a simulação da cadeia de isoladores baseia-se no modelo de progressão do traçador. Considera-se que a ligação à terra dos apoios pode ser representada por uma resistência constante.

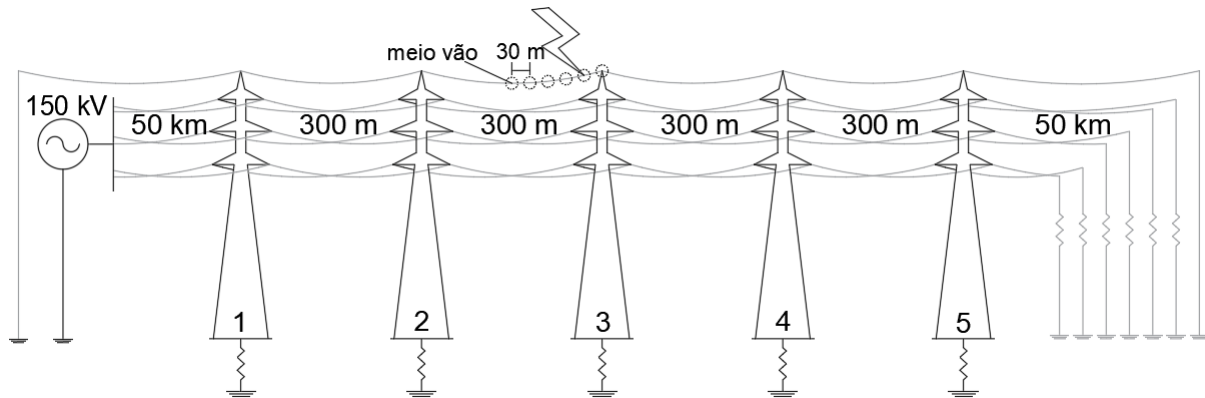


Figura 15. Representação do sistema de simulação.

As medições da corrente e da tensão são efetuadas no apoio 3. O EMTP devolve a cada simulação os valores da evolução temporal da corrente e da tensão. Na Figura 16 estão representadas as medições de corrente e de tensão efetuadas num dos braços do apoio (num instante em que existe contornamento inverso da cadeia de isoladores ($I \neq 0$ e $U_c = 0$)), sendo I a corrente no braço do apoio e U_c a tensão na cadeia de isoladores.

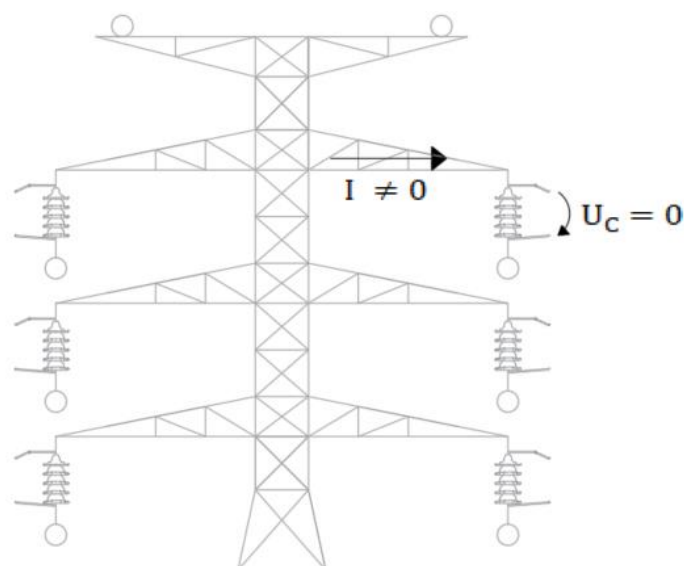


Figura 16. Representação das medições efetuadas no apoio.

O fluxograma na Figura 17, onde se identifica o funcionamento do algoritmo de simulação, mostra o procedimento adotado ao utilizar o método de Monte Carlo. A cada iteração da rotina criada

em MATLAB são definidas as variáveis aleatórias, sendo que a simulação no EMTP só é realizada após verificar se o valor da corrente de pico da descarga é suficiente para que seja atraída pelos cabos de guarda da linha. A cada simulação efetuada, o algoritmo recolhe os resultados da simulação de forma a poder identificar a ocorrência de contornamentos nas cadeias de isoladores da linha. No fluxograma N_{it} é o número de iterações do algoritmo e N é o número da simulação a decorrer.

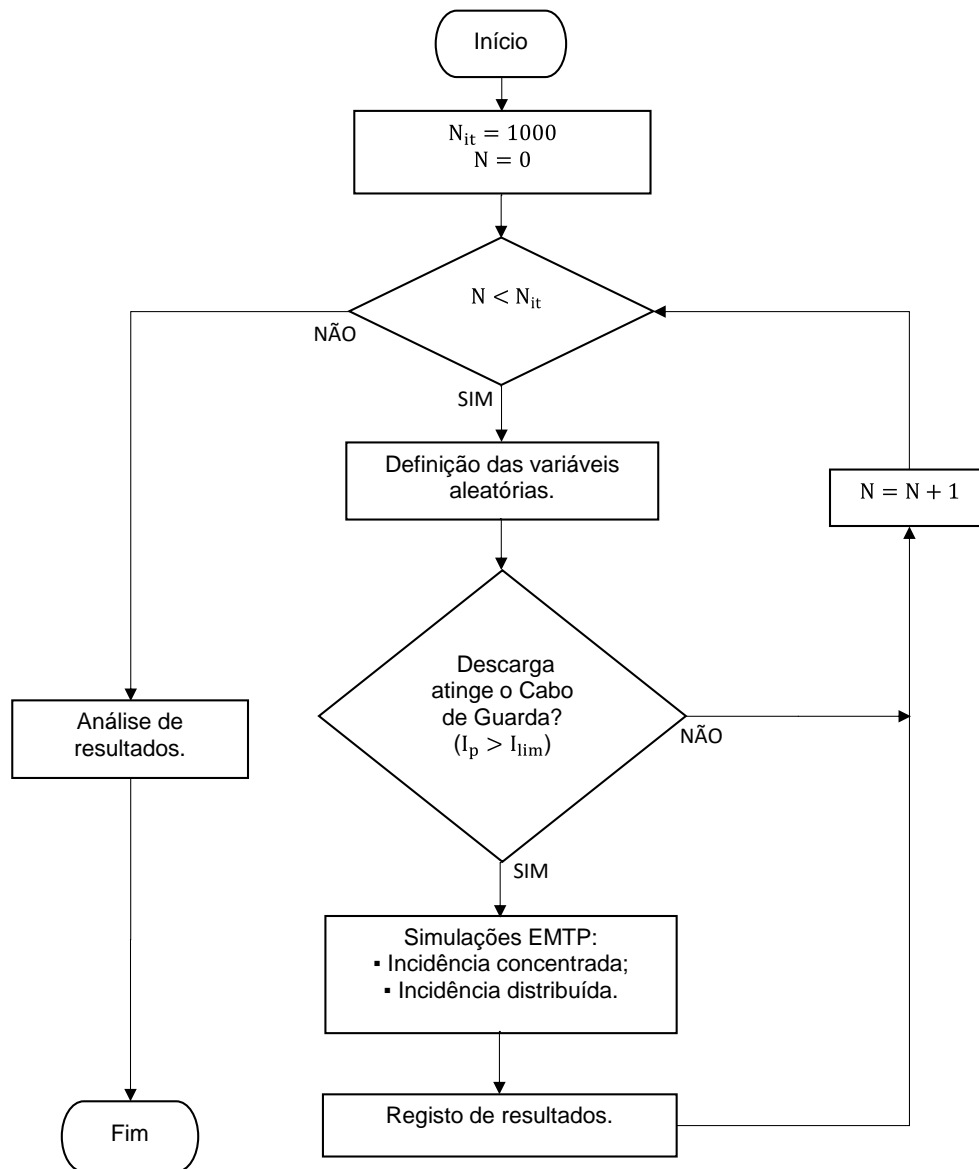


Figura 17. Fluxograma do procedimento de simulação.

Conforme referido anteriormente, as variáveis aleatórias de simulação geradas são: os parâmetros da corrente de descarga, o valor da fase da tensão, o ponto de incidência da descarga e o valor da resistência de terra.

Os parâmetros da corrente de descarga que caracterizam a sua forma de onda obedecem a uma distribuição log-normal pelo que, para aplicar o método de Monte Carlo é necessário transformar esta distribuição numa distribuição normal (transformação logarítmica). As expressões (10), (11), (12), (13) e (14) mostram essa transformação ao aplicar de uma mudança de variável, que permite obter a

expressão utilizada para determinar aleatoriamente o valor de cada parâmetro da corrente de descarga.

$$P(X) = \int_{-\infty}^X \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi} \beta x} e^{-\left(\frac{z^2}{2}\right)} \right] dx \quad (10)$$

$$z = \frac{\ln\left(\frac{x}{M}\right)}{\beta} \quad (11)$$

Fazendo a mudança de variável $x' = z$

$$P(X') = \int_{-\infty}^{X'} \left[\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\left(\frac{x'^2}{2}\right)} \right] dx' \quad (12)$$

É gerado um número aleatório por simulação de Monte Carlo entre 0 e 1 para (x') e utilizando a expressão (12), obtém-se (X').

$$X' = P^{-1}(X') = \sqrt{2} \times \text{erfinv}(2x' - 1) \quad (13)$$

Como $z = X'$, encontram-se o valor de determinado parâmetro (x) através da expressão (14).

$$z = \frac{\ln\left(\frac{x}{M}\right)}{\beta} \Leftrightarrow x = M \cdot e^{\beta z} \quad (14)$$

Os parâmetros de simulação da corrente de descarga são a corrente de pico (I_p), o tempo de subida ($t_{d30/90}$) e a taxa de crescimento máximo (S_m). Os valores da mediana (M) e do desvio padrão (β), utilizados na expressão (14) para o cálculo de cada um dos parâmetros referidos são definidos na Tabela 1 (página 8).

O valor da fase da tensão é gerado de forma aleatória em cada iteração, num valor compreendido entre 0° e 360° .

Quando se consideram as simulações com incidência distribuída, o ponto de incidência é determinado considerando que todos os pontos apresentam a mesma probabilidade de ocorrência de descarga, uma vez que é considerada uma geometria equivalente em que a altura dos condutores aéreos é constante ao longo do vão.

Conforme referido, o valor da resistência de terra pode ser definido como um valor que se mantém constante em todas as simulações, ou ser definido com a utilização da distribuição probabilística determinada com base em valores reais. A distribuição de valores das resistências de terra que caracteriza o local onde se considera localizada a linha é apresentada no gráfico da Figura 18, o valor da resistência média da distribuição probabilística é igual a $16,16 \Omega$.

De maneira a ter em conta apenas as descargas que atingem o cabo de guarda e o apoio da linha, no decorrer do algoritmo é calculada a corrente limite de falha de blindagem para o caso de estudo que se simula (depende da geometria do apoio). Para valores de corrente superiores à corrente limite de falha de blindagem as fases encontram-se protegidas e a descarga incide no cabo de guarda ou no apoio da linha.

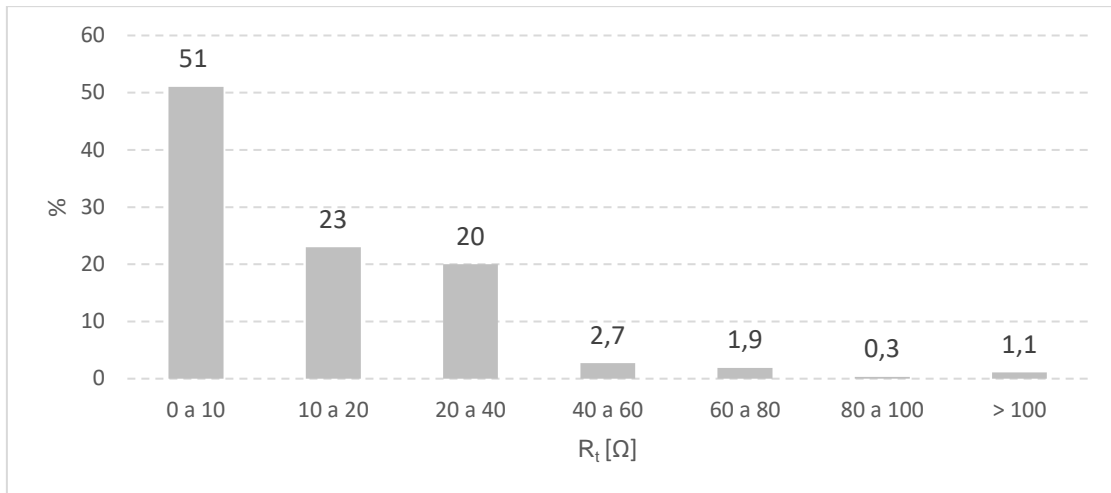


Figura 18. Distribuição probabilística de valores da resistência de terra.

O valor da corrente limite de falha de blindagem (I_{lim}) é obtido aplicando o teorema de Pitágoras ao esquema da Figura 19, que representa a situação de blindagem perfeita pela utilização do Modelo Eletrogeométrico Modificado.

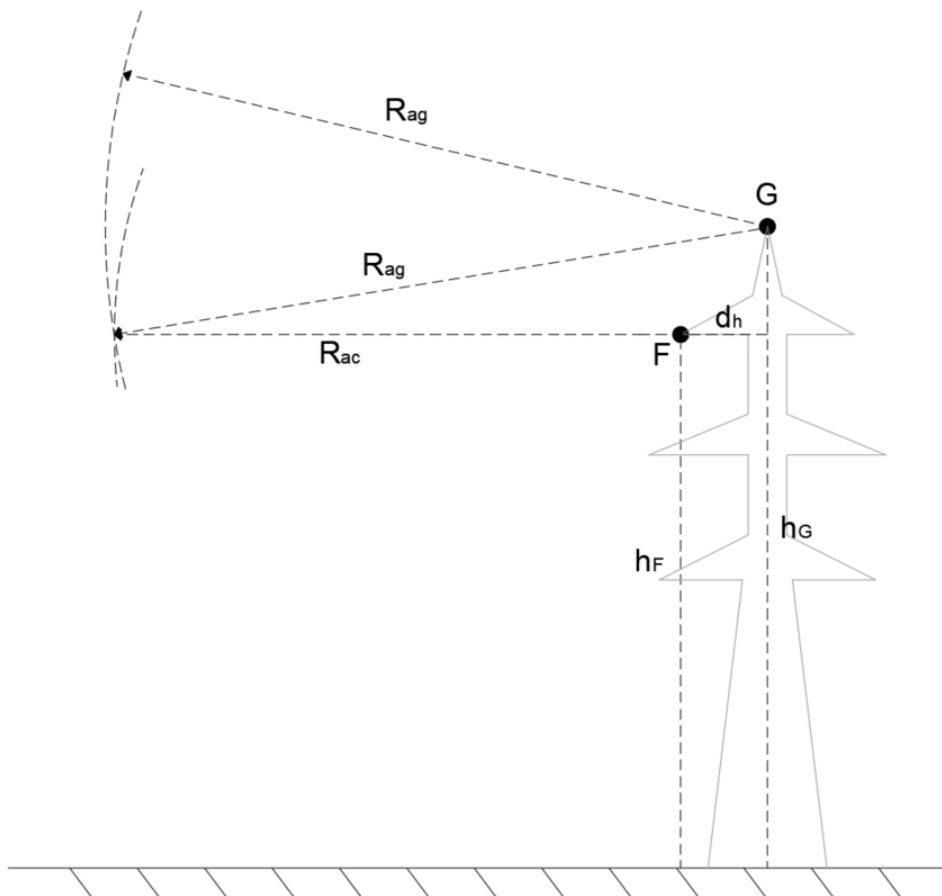


Figura 19. Situação de blindagem perfeita aplicando o Modelo Eletrogeométrico Modificado.

A expressão (15) relaciona a altura, e a distância entre os condutores, com os raios de atração que levam a situação de blindagem perfeita. Onde h_G é a altura do cabo de guarda, h_F a altura do condutor de fase e d_h distância horizontal entre o cabo de guarda e o condutor de fase mais

afastado. O valor da corrente limite de falha de blindagem é determinado através do sistema de equações composto pela expressão (15) e pelas expressões do raio de atração do cabo de guarda (R_{ag}) (expressão (16)) e do raio de atração do condutor de fase (R_{ac}) (expressão (17)).

$$(d_h + R_{ac})^2 = -(h_G - h_F)^2 + R_{ag}^2 \Leftrightarrow R_{ac} = \sqrt{R_{ag}^2 - (h_G - h_F)^2} - d_h \quad (15)$$

$$R_{ag} = 0,67h_G^{0,6}I_{lim}^{0,74} \quad (16)$$

$$R_{ac} = 0,67h_F^{0,6}I_{lim}^{0,74} \quad (17)$$

Quando se verifica que a descarga gerada atinge o cabo de guarda, comparando o valor da corrente de pico com o valor da corrente limite de falha de blindagem, o programa modifica o ficheiro de simulação correspondente e inicia a simulação com as variáveis determinadas nessa iteração do algoritmo.

Como referido anteriormente, as simulações são efetuadas de modo a reproduzir as situações em que se considera descargas com incidência: concentrada no apoio e distribuída ao longo do vão. Nesse sentido, o programa recolhe os resultados da simulação que corresponde ao local de incidência determinado nessa iteração e da simulação que corresponde a incidência da descarga no apoio.

O contornamento da cadeia de isoladores leva à existência de corrente entre as hastes de descarga. Dado que não será considerada a tensão de arco, corresponder-lhe-á uma tensão nula na cadeia de isoladores. Assim, para confirmar a existência de contornamento a simulação no programa EMTP retorna para o MATLAB os valores da tensão nas cadeias de isoladores e da corrente nos braços do apoio.

Quando são medidos valores de corrente diferentes de zero significa que ocorreu contornamento da cadeia de isoladores. A ocorrência de contornamento é também verificada pelas medições da tensão na cadeia de isoladores, uma medição consecutiva de tensões com valor igual a zero significa que existiu contornamento. De forma a serem obtidos resultados mais rigorosos estes métodos de verificação são utilizados em simultâneo.

Após a execução do número total de iterações o algoritmo contabiliza o número de contornamentos observados nas simulações e são estimados os valores da taxa de contornamento inverso e do fator de redução. Dada a análise efetuada em [11], considerando 1000 e 5000 simulações verificou-se a inexistência de uma diferença significativa nos resultados obtidos, como tal nesta dissertação são efetuadas 1000 iterações do algoritmo de simulação.

A taxa de contornamento inverso, que como referido representa o número de descargas, por 100km de linha e por ano, que incidem no poste ou nos cabos de guarda, e que originam o contornamento das cadeias de isoladores, é calculada através das expressões (18) e (19). Onde BFR_C é a taxa de contornamento inverso considerando incidência concentrada de descargas no apoio e BFR_D é a taxa de contornamento inverso considerando incidência distribuída de descargas na linha. O número total de descargas corresponde ao número de iterações do programa.

$$BFR_C = N_L \times \frac{\text{Número de contornamentos (incidência concentrada)}}{\text{Número total de descargas}} \quad (18)$$

$$BFR_D = N_L \times \frac{\text{Número de contornamentos (incidência distribuída)}}{\text{Número total de descargas}} \quad (19)$$

O número de descargas que incidem por 100km de linha e por ano (N_L) (expressão (20)) é determinado para o valor de densidade de descargas (N_g) de 0,7 descargas por km^2 e por ano, que corresponde ao valor médio de dias por ano que se ouve trovejar (T_d) de 10 dias. Conforme abordado anteriormente (página 7), a largura de captação da linha é determinada pela utilização do Modelo Eletrogeométrico Modificado e depende da altura do cabo de guarda (h_G), da distância horizontal entre os cabos de guarda (s) e do valor da corrente (I_{med}). A altura do cabo de guarda e a distância entre os cabos de guarda depende da geometria dos apoios do caso simulado e, de acordo com as recomendações do IEEE [13], o valor da corrente utilizado (I_{med}) corresponde ao valor médio das correntes de descarga simuladas, determinado a partir dos valores da corrente de pico.

$$N_L = 0,1 \times 0,7 \times (2 \times (0,67 \times h_G^{0,6} \times I_{med}^{0,74}) + s) \quad (20)$$

O fator de redução (FR) (expressão (21)) é determinado pelo rácio entre o número de contornamentos originados pela incidência distribuída de descargas na linha e o número de contornamentos originados pela incidência concentrada de descargas no apoio. Este rácio relaciona a BFR calculada com incidência distribuída com a BFR calculada com incidência concentrada no apoio.

$$FR = \frac{BFR_D}{BFR_C} \quad (21)$$

3.3. Definição dos modelos de simulação

3.3.1. Descarga atmosférica

Em estudos do desempenho das linhas aéreas de transporte de energia, a simulação da corrente descarga é normalmente realizada através de uma fonte de corrente ideal, considerando-se que a impedância de onda do objeto atingido pela descarga é muito inferior à impedância do arco de retorno [8].

Nesta dissertação a corrente de descarga é representada no EMTP pela fonte de corrente de descarga da CIGRE (*CIGRE concave lightning current source*). Os parâmetros da corrente de descarga recebidos pelo EMTP estão descritos na Figura 20, extraída do programa.

Conforme referido anteriormente, os parâmetros são: a corrente de pico (I_p), o tempo de subida ($t_{d30/90}$) e a taxa de crescimento máximo (S_m), sendo os dois primeiros representados na figura como I_{max} e t_r , respetivamente.

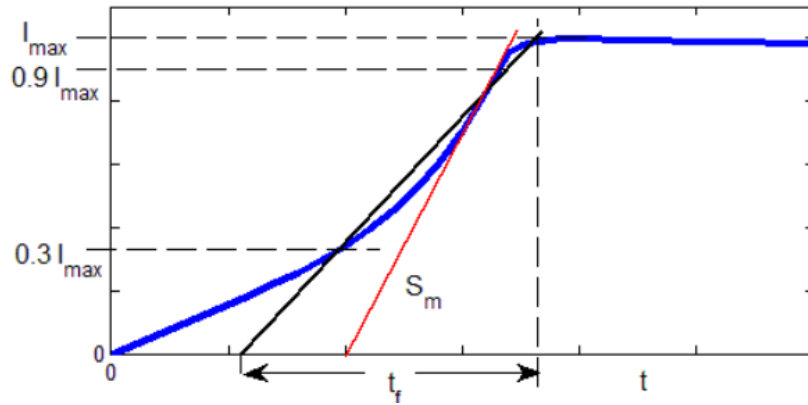


Figura 20. Forma de onda da corrente de descarga simulada no programa EMTP.

3.3.2. Linha de transmissão de energia

Na grande maioria dos casos, as linhas aéreas de transporte de energia são constituídas por condutores amarrados ou suspensos nos isoladores em apoios de estrutura metálica.

Os condutores aéreos normalmente utilizados em linhas de alta tensão são constituídos por um núcleo central de fios de aço encordoado e por fios de alumínio, igualmente encordoado, que o envolvem. Este tipo de condutor é designado por condutor de alumínio-aço, sendo que o aço tem função mecânica e o alumínio assegura a condução da corrente elétrica.

Os parâmetros que caracterizam as linhas elétricas são a impedância longitudinal e a admitância transversal. Numa linha sem perdas os parâmetros são descritos pela equações da expressão (22), que são obtidas considerando que o ar que envolve os condutores é um meio dielétrico perfeito e que os condutores aéreos são perfeitos e estão dispostos paralelamente à superfície da terra, plana e condutora perfeita. Onde \bar{Z} e \bar{Y} são, respetivamente, a matrizes das impedâncias e a matriz das admitâncias, por unidade de comprimento. Os coeficientes L (indutância) e C (admitância) apenas dependem da geometria dos condutores e dos parâmetros do dielétrico.

$$\begin{cases} \bar{Z} = j\omega L \\ \bar{Y} = j\omega C \end{cases} \quad (22)$$

Uma vez que os condutores não são ideais, o campo eletromagnético penetra no seu interior originando quedas de tensão longitudinais. Assim, passa a existir corrente no interior do condutor uma vez que este não é perfeito (resistividade elétrica diferente de zero). Desta forma as ondas que se propagam pelos condutores sofrem atenuação e distorção causadas por este fenómeno conhecido como efeito pelicular (*skin effect*).

Ao considerar que os materiais são bons condutores, para uma determinada gama de frequências pode-se desprezar a componente longitudinal da corrente de deslocamento face à corrente de condução. Desta forma é possível a utilização das equações de propagação da linha sem perdas, ao adicionar no cálculo dos seus parâmetros a correção devida ao efeito pelicular nos condutores aéreos ($\Delta Z_c(\omega)$) e a correção devida ao efeito pelicular na terra ($\Delta Z_t(\omega)$). A matriz das impedâncias longitudinais $Z(\omega)$ é assim determinada pela soma de três parcelas (expressão(23)), onde L_e é a matriz dos coeficientes de indução da linha sem perdas.

$$\mathbf{Z}(w) = jw\mathbf{L}_e + \Delta\mathbf{Z}_c(w) + \Delta\mathbf{Z}_t(w) \quad (23)$$

O efeito de Joule verificado em condutores não ideais é assim introduzido na matriz das impedâncias da linha que passa a ter uma parte real. A matriz de correções devidas ao efeito pelicular nos condutores aéreos calcula-se recorrendo às funções de Bessel e a matriz de correções devidas ao efeito pelicular na terra é determinada recorrendo às funções de Carson (ou, de forma aproximada, utilizando o método do plano complexo) [8].

A penetração do campo é medida pela profundidade de penetração δ (expressão (24)) que para um determinado meio condutor é inversamente proporcional à frequência e depende da permeabilidade magnética (μ) e da condutividade elétrica (σ) do condutor.

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu\sigma}} \quad (24)$$

No condutor de alumínio reforçado com alma de aço (condutor tubular) a penetração do campo eletromagnético no aço é desprezável uma vez que a permeabilidade magnética deste material é muito superior à do alumínio, o que leva à inexistência de corrente no centro do condutor. Este fenómeno é tido em conta quando se define no modelo de simulação o fator de correção devido ao efeito pelicular (SE), que é traduzido pela relação entre a espessura (T) e o diâmetro (D) do condutor através da expressão (25).

$$SE = \frac{T}{D} \quad (25)$$

Os condutores aéreos não se encontram em todos os seus pontos à mesma distância da terra, devido ao seu peso, a variação da altura dos condutores descreve uma catenária (Figura 21). O efeito da variação da altura dos condutores no cálculo da matriz das impedâncias longitudinais é tido em conta através da utilização da geometria equivalente da linha, em que se considera que todos os pontos se encontram à mesma distância da terra (considerada plana). A altura média equivalente (h_{eq}) considerada é obtida através dos parâmetros que descrevem a curva real da variação da altura dos condutores e é dada pela expressão (26), onde h_{max} corresponde à altura do poste e a flecha é a diferença entre h_{max} e h_{min} .

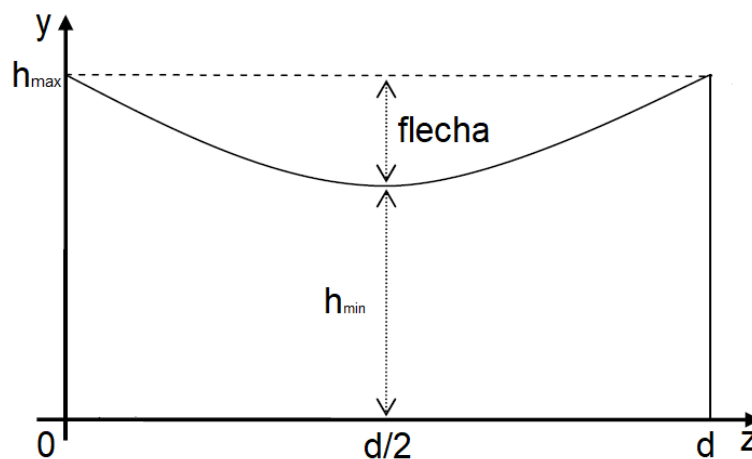


Figura 21. Variação da altura dos condutores ao longo de um vão (catenária).

$$h_{eq} = h_{max} - \frac{2}{3} \times \text{flecha} \quad (26)$$

Nesta dissertação é utilizado o modelo da linha de transmissão de J. Marti [14], implementado no programa EMTP, para simular cada um dos vãos de linha. Este modelo utiliza uma matriz de transformação real e constante na frequência, mantendo a dependência na frequência dos parâmetros longitudinais da linha. No cálculo dos parâmetros da matriz das admitâncias, a capacidade da linha é definida como constante, o que leva a que seja desprezado o efeito coroa que se verifica na existência de um dielétrico imperfeito.

O efeito coroa introduz um comportamento não-linear na linha e provoca uma deformação na sobretensão originada pela incidência da descarga na linha. A sua integração em modelos de simulação depende das características específicas da linha, nomeadamente da curva de carga-tensão, sendo habitualmente desprezado uma vez que tem um efeito reduzido no cálculo das taxas de desempenho da linha [15].

De maneira que a linha polifásica seja considerada como um conjunto de linhas monofásicas, independentes umas das outras, esta é desacoplada através de uma matriz de transformação modal constante e real que permite relacionar os parâmetros da linha no domínio das fases num alargado intervalo de frequências, sendo esta a principal simplificação do modelo [14].

Para caracterizar a linha de transporte no modelo de simulação é necessário definir a geometria da linha: altura dos apoios, distância entre os condutores, comprimento do vão e comprimento da flecha, bem como as características dos condutores: resistência em corrente contínua (R_{DC}), diâmetro exterior (D) e fator SE (expressão (25)).

3.3.3. Apoio

Os apoios metálicos suportam as linhas aéreas de transmissão de energia e servem de ligação entre os cabos de guarda e o solo. Quando uma descarga atmosférica incide diretamente sobre o apoio (ou sobre os cabos guarda) é injetada uma corrente de elevada intensidade que origina um aumento do seu potencial. Uma vez que se pretende estudar os fenómenos transitórios os apoios necessitam de ser modelizados.

Dado que para determinar a existência de contornamento na linha são necessárias medições nos braços do apoio, a modelização do apoio é efetuada com base no conceito de linha de transmissão vertical. A modelização do apoio com base neste conceito permite que seja feita uma análise das correntes que nele circulam através da teoria dos circuitos.

O modelo da estrutura do apoio utilizado nesta dissertação (baseado no modelo *multistory transmission tower*, proposto por Ishii *et al.* [16]) consiste na utilização de uma linha de transmissão ideal (de parâmetros constantes) que representa a estrutura do apoio entre os braços inferiores e a resistência de terra, e no seccionamento do apoio em troços representados por uma indutância equivalente de 1 μH por unidade de comprimento, tal como indicado no exemplo da Figura 22 (cuja configuração corresponde a um dos casos de estudo que será abordado).

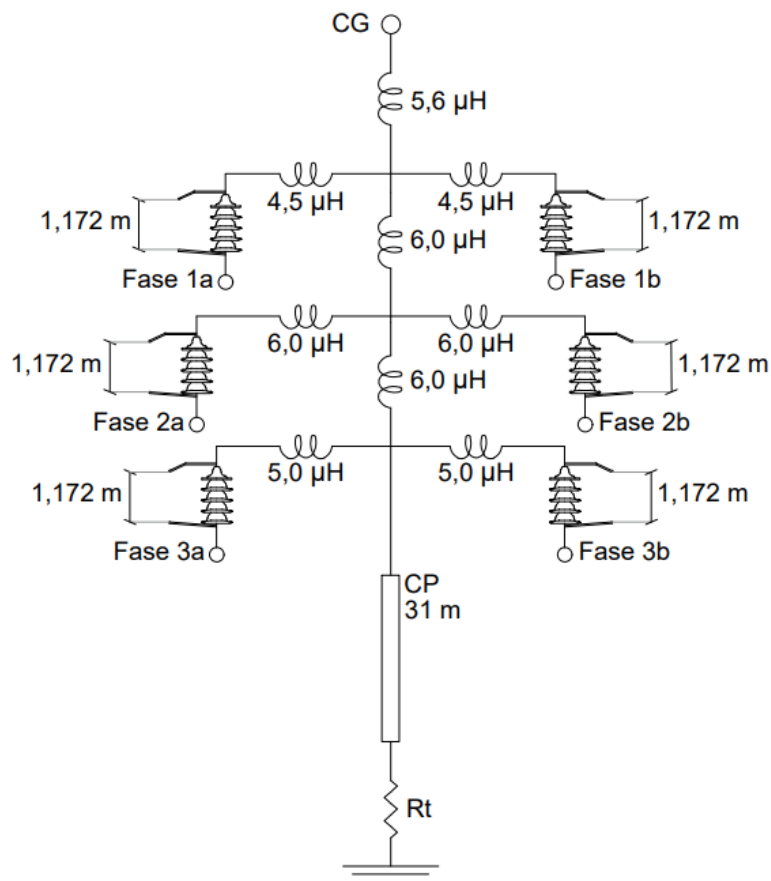


Figura 22. Representação do modelo do apoio, cadeia de isoladores e resistência de terra.

3.3.4. Cadeia de isoladores

Os isoladores, representados na Figura 22, são os elementos usados para separar os condutores de fase (condutores em tensão) do apoio. São utilizados (nas cadeias de amarração ou de suspensão) isoladores flexíveis, normalmente designados como isoladores de haste e campânula (*cap and pin*).

O dimensionamento de isoladores é realizado atendendo às suas funções de isolamento e de suporte mecânico. Quando se excede o nível de isolamento do sistema devido a uma sobretensão, pretende-se que a disrupção aconteça no dielétrico gasoso que envolve o isolador (contornamento), ao invés da disrupção do isolador (perfuração), resultando num fator de segurança. Adicionalmente, pretende-se afastar da superfície do isolador o arco elétrico que se estabelece quando ocorre contornamento, para não danificar a superfície do isolador. Com esta finalidade são utilizadas como acessório das cadeias de isoladores as hastes de descarga. O valor da tensão de contornamento é determinado pelo comprimento das hastes de descarga [8].

Nesta dissertação a modelização da cadeia de isoladores é efetuada pelo modelo disponível no programa EMTP, que se baseia no modelo de progressão do traçador. Neste modelo é assumido que independentemente da forma de onda das sobretensões e da geometria dos eléctrodos, o desenvolvimento de uma descarga consiste sempre em três fases: ocorrência de efeito coroa, transição para traçador e progressão do traçador.

Quando o campo elétrico num, ou em ambos os elétrodos, excede o valor suficiente para ionizar o ar circundante tem início o feito coroa. Posteriormente inicia-se a transição para traçador.

O traçador progride (pelo canal ionizado criado no momento da transição para traçador) e quando encontra o elétrodo oposto dá-se o contornamento. Assim, o tempo de contornamento (t_c) é determinado pela expressão (27). Onde t_i é o tempo para a ocorrência do efeito coroa, t_s é o tempo de transição para traçador, e t_l é o tempo de progressão do traçador.

$$t_c = t_i + t_s + t_l \quad (27)$$

O tempo para a ocorrência de efeito coroa, tendo em consideração que a tensão aplicada apresenta elevadas taxas de crescimento, pode ser desprezado [5].

O tempo de transição para traçador, que representa cerca de 30 % do tempo total, depende fortemente da polaridade e forma de onda aplicado, assim como da geometria do elétrodos [5]. Dada a dificuldade em o modelizar, este tempo é habitualmente desprezado.

O tempo de progressão do traçador é calculado com base na determinação da velocidade do traçador (v_l), que depende a tensão aplicada ($u(t)$) e do comprimento do traçador (l_l), sendo importante definição do comprimento do intervalo de ar (d_G) uma vez que v_l aumenta de forma inversamente proporcional com o comprimento do intervalo ainda por progredir ($d_G - l_l$) (expressão (28)). No cálculo da velocidade do traçador é também necessário definir o coeficiente do traçador (k) e o campo médio no intervalo que corresponde o início do traçador (E_o), que dependem do tipo de isolador e configuração dos elétrodos (Tabela 4) [5].

$$v_l = k \cdot u(t) \left[\frac{u(t)}{d_G - l_l} - E_o \right] \quad (28)$$

Tabela 4. Valores de k e E_o para as configurações habituais. (Adaptada de [5])

Configuração	Polaridade	k [m ² ·kV ⁻² ·s ⁻¹]	E_o [kV·m ⁻¹]
<i>Air gaps, post and longrod</i>	Positiva	0,8	600
	Negativa	1,0	670
<i>Cap and pin insulators</i>	Positiva	1,2	520
	Negativa	1,3	600

3.3.5. Elétrodo de terra

A determinação da impedância do elétrodo terra, com fim a sua modelização em sistemas de regime transitório, depende não só das suas características, como também da resistividade do solo onde se encontra.

Quando correntes de elevada amplitude são escoadas para a terra, o campo elétrico na vizinhança do condutor pode exceder o campo elétrico limiar da disrupção do solo, dando-se o fenómeno denominado como ionização do solo.

Como consequência da ionização provocada pelo escoamento da corrente, a resistividade do solo, em volta do elétrodo de terra, diminui, produzindo um efeito de diminuição do valor da

impedância do elétrodo de terra do apoio (comportamento não-linear). Nesse sentido, a probabilidade de ocorrência de contornamento inverso é influenciada por este fenómeno.

O elétrodo de terra pode ser considerado curto, onde o tempo de propagação da corrente é considerado nulo, podendo ser modelizado por uma resistência concentrada (linear ou não-linear), ou longo, onde a relação entre o comprimento do elétrodo e o comprimento de onda da corrente por ele escoada leva a utilização de modelos de parâmetros distribuídos.

Nesta dissertação o elétrodo de terra é representado de forma concentrada e linear pela resistência de terra (indicada na Figura 22 por R_t), sendo assim feita uma análise conservadora, uma vez que não se considera a ionização do solo.

3.4. Definição dos casos de estudo

3.4.1. Considerações gerais

Nesta dissertação são analisados três casos de estudo reproduzidos com base nas configurações das linhas aéreas de transmissão de energia de 150kV utilizadas em Portugal. As características da linha comuns aos três casos de estudo sintetizam-se na Tabela 5.

Tabela 5. Características comuns aos três casos de estudo.

Nível de tensão	150 kV
Vão	300 m
Flecha	6,324 m
Distância entre as hastes de descarga	1,172 m

Para além destas características, para cada caso de estudo é definida a geometria do apoio e as características principais dos condutores de fase e cabos de guarda:

- Resistência elétrica em corrente contínua (R_{DC});
- Diâmetro do condutor (D);
- Fator de correção devido ao efeito pelicular (SE).

3.4.2. Caso de estudo A

No caso de estudo A é reproduzida uma linha em circuito duplo com um cabo de guarda, cuja geometria do apoio se encontra na Figura 23.

As características do condutor de fase e do cabo de guarda correspondem aos cabos condutores de alumínio-aço, utilizados em Portugal, designados por BEAR e SWG 19/13, respetivamente. As características dos condutores utilizados na linha reproduzida no caso de estudo A encontram-se na Tabela 6.

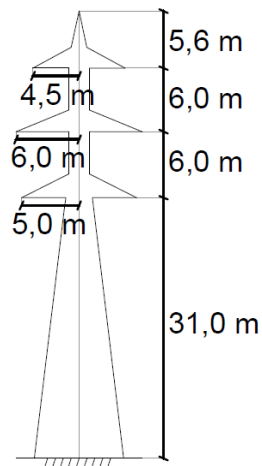


Figura 23. Geometria dos apoios do caso de estudo A.

Tabela 6. Características dos condutores da linha referente ao caso de estudo A.

	Cabo	R_{DC} [Ω/km]	D [cm]	SE
Condutor de fase	BEAR	0,112	2,345	0,286
Cabo de guarda	SWG 19/13	1,82	1,17	0,2

3.4.3. Caso de estudo B

No caso de estudo B é reproduzida uma linha em circuito duplo com dois cabos de guarda, cuja geometria do apoio se encontra na Figura 24. A configuração da linha resulta da remodelação da linha do caso de estudo A que, com a instalação de um segundo cabo de guarda, tem como objetivo uma melhoria do seu desempenho reduzindo o número de incidentes por contornamento inverso.

As características do condutor de fase mantêm-se em relação ao caso de estudo A e os cabos de guarda utilizados correspondem aos condutores habitualmente designados por GUINEA e OPGW. A características dos condutores utilizados para reproduzir a linha do caso de estudo B encontram-se resumidas na Tabela 7.

Tabela 7. Características dos condutores da linha referente aos casos de estudo B e C.

	Cabo	R_{DC} [Ω/km]	D [cm]	SE
Condutor de fase	BEAR	0,112	2,345	0,286
Cabos de guarda	GUINEA	0,359	1,46	0,2
	OPGW	0,288	1,625	

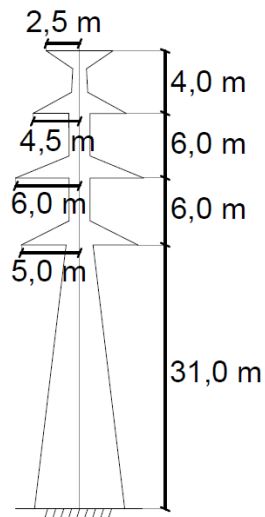


Figura 24. Geometria dos apoios do caso de estudo B.

3.4.4. Caso de estudo C

No caso de estudo C é reproduzida uma linha simples, em esteira horizontal, com dois cabos de guarda, cuja geometria do apoio se encontra na Figura 25.

Ao ser considerado um apoio com altura máxima inferior aos casos de estudo anteriores, espera-se que o desempenho da linha com esta configuração seja melhorado.

As características dos condutores de fase e dos cabos de guarda são as mesmas do caso de estudo B (Tabela 7).

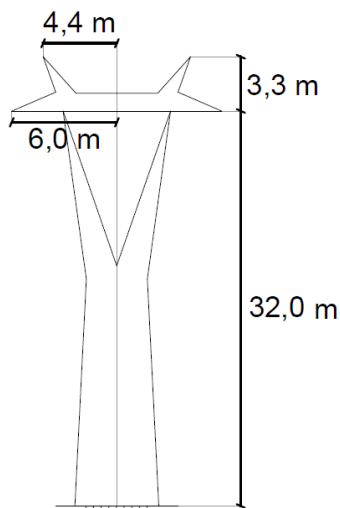


Figura 25. Geometria dos apoios do caso de estudo C.

4. Resultados

4.1. Introdução

A estimativa da taxa de contornamento inverso é fortemente afetada pela consideração da incidência de descargas ao longo do vão. Uma descarga que incida no cabo de guarda, face a incidir diretamente no apoio, origina um aumento da tensão no apoio menos acentuado. Assim, o valor mínimo da corrente de descarga que origina contornamento inverso (corrente crítica) para uma descarga que atinge o apoio é inferior face a uma descarga que incida no cabo de guarda.

Os parâmetros que têm uma maior influência no valor máximo de tensão originada na cadeia de isoladores após a incidência de uma descarga na linha são:

- Ponto de incidência da descarga;
- Valor da resistência de terra.

Para evidenciar a importância do valor da resistência de terra, considere-se que a descarga incide diretamente no apoio. De forma simplificada, na Figura 26 ilustra-se a divisão de corrente que ocorre, em que se representa a corrente da descarga, i , a corrente no cabo de guarda, i_g , e a corrente escoada pelo apoio, i_{tp} . Através da análise do circuito, a corrente escoada pelo apoio, i_{tp} , pode ser determinada relacionando a corrente da descarga com a impedância característica da linha, Z_o , considerada ideal, e a resistência de terra, R_t , através da expressão (29).

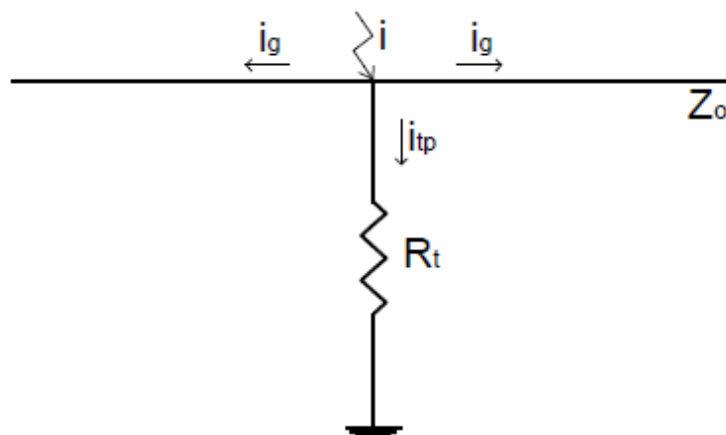


Figura 26. Divisão da corrente de descarga incidente no apoio.

$$i_{tp} = \frac{Z_o}{2R_t + Z_o} i \quad (29)$$

Por outro lado, ao incidir no cabo de guarda a corrente divide-se nas duas direções do condutor. Uma parte da corrente que flui em direção ao apoio em análise é escoada para a terra e outra parte é transmitida em direção ao apoio seguinte (Figura 27). Existe também parte da corrente que é refletida pelo apoio e se propaga no sentido do local de incidência da descarga, que para efeitos de simplificação não é considerada nesta análise. A corrente escoada para a terra, i_{tcg} , pode assim ser determinada relacionando a corrente da descarga (i) com a impedância característica da linha, Z_o , e a resistência de terra, R_t , através da expressão (30).

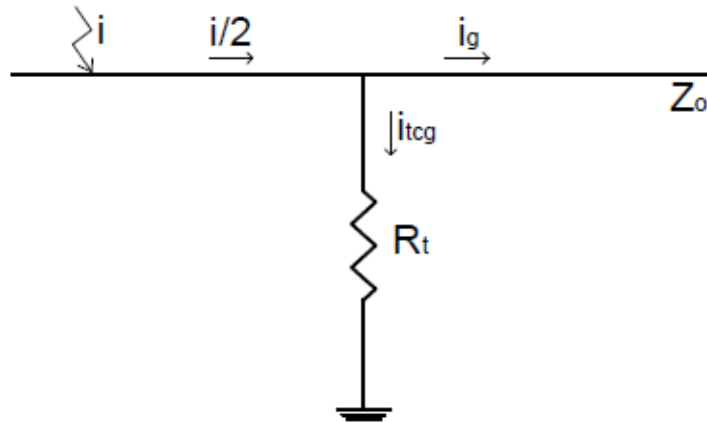


Figura 27. Divisão da corrente de descarga incidente no cabo de guarda.

$$i_{tcg} = \frac{Z_0}{2R_t + 2Z_0} i \quad (30)$$

Como é natural, conforme o valor da resistência de terra aumenta menor é a corrente escoada pelo apoio qualquer que seja o local de incidência da descarga. O decréscimo da corrente escoada pelo apoio leva ao agravamento da tensão sentida na cadeia de isoladores, esperando-se um agravamento no valor da corrente crítica conforme o ponto de incidência se afasta do apoio.

Os resultados da Tabela 8, obtidos utilizando as expressões (29) e (30) (para $Z_0 = 400 \Omega$), mostram a influência que o local de incidência tem na corrente escoada pelo apoio para diferentes valores da resistência de terra. Consideram-se nesta dissertação os seguintes valores da resistência de terra: 16 Ω , 32 Ω , 64 Ω e 128 Ω .

Para qualquer valor da impedância característica da linha (Z_0) a percentagem de decréscimo da corrente escoada pelo apoio indica uma menor variação entre i_{tp} e i_{tcg} quando se consideram valores de resistências de terra mais elevados, indicando que o agravamento da tensão na cadeia de isoladores é também menos acentuado. Embora meramente indicativos dadas as simplificações consideradas, esta análise permite visualizar a influência que a incidência de descargas ao longo do vão tem na estimativa do fator de redução, sendo esperado que o seu valor aumente conforme aumenta o valor da resistência de terra.

Tabela 8. Decréscimo da corrente escoada para a terra após descarga incidente no cabo de guarda, face a descarga incidente no apoio.

$R_t (\Omega)$	$\frac{i_{tcg}}{i_{tp}}$ (%)
16	51,92
32	53,70
64	56,90
128	62,12

Neste capítulo são apresentados os resultados das simulações determinísticas e das simulações de Monte Carlo realizadas neste trabalho.

As simulações determinísticas são realizadas de modo a visualizar a contribuição que o local de incidência e o valor da resistência de terra têm na possibilidade de ocorrência de contornamento, identificando a sua influência na corrente escoada pelo apoio, na tensão originada na cadeia de isoladores e no valor mínimo da corrente de descarga que dá origem a contornamento. É também observada a contribuição das reflexões existentes no apoio adjacente.

As simulações de Monte Carlo são efetuadas para cada caso de estudo considerando os valores de resistência de terra mencionados anteriormente e a distribuição probabilística (Figura 18).

4.2. Resultados do estudo determinístico

4.2.1. Considerações gerais

Os resultados apresentados nesta secção provêm de simulações determinísticas da incidência de descargas na linha do caso de estudo A. Vamos considerar a corrente de descarga cuja forma de onda é caracterizada pelos parâmetros da Tabela 9.

Tabela 9. Parâmetros da corrente de descarga considerada nas simulações determinísticas.

Corrente de pico (I_p)	28,0 kA
Tempo de subida ($t_{d30/90}$)	3,6 μ s
Taxa de crescimento máximo (S_m)	40,0 kA/ μ s

4.2.2. Influência do valor da resistência de terra

Conforme identificado, é esperado que o valor máximo da corrente escoada pelo apoio seja inferior quando a linha apresenta valores de resistência de terra mais elevados. Nesse sentido, são simuladas descargas com incidência no apoio para diferentes valores da resistência de terra e são obtidas: a evolução temporal da corrente na resistência de terra e a evolução temporal da tensão originada na cadeia de isoladores (Figura 28).

Na Tabela 10 são sintetizados os valores obtidos nas simulações efetuadas. Onde I_{Rt} é o máximo da corrente escoada para a terra e U_C o máximo da tensão atingido na cadeia de isoladores. É ainda apresentado na tabela a relação entre o valor máximo atingido para determinado valor da resistência de terra ($I_{Rt}(R_t)$ e $U_C(R_t)$) e o valor máximo atingido quando a resistência de terra é igual a 16 Ω . Os resultados obtidos são os esperados, conforme se observa existe um agravamento da tensão na cadeia de isoladores e uma diminuição da corrente escoada pelo apoio, com o aumento do valor da resistência de terra.

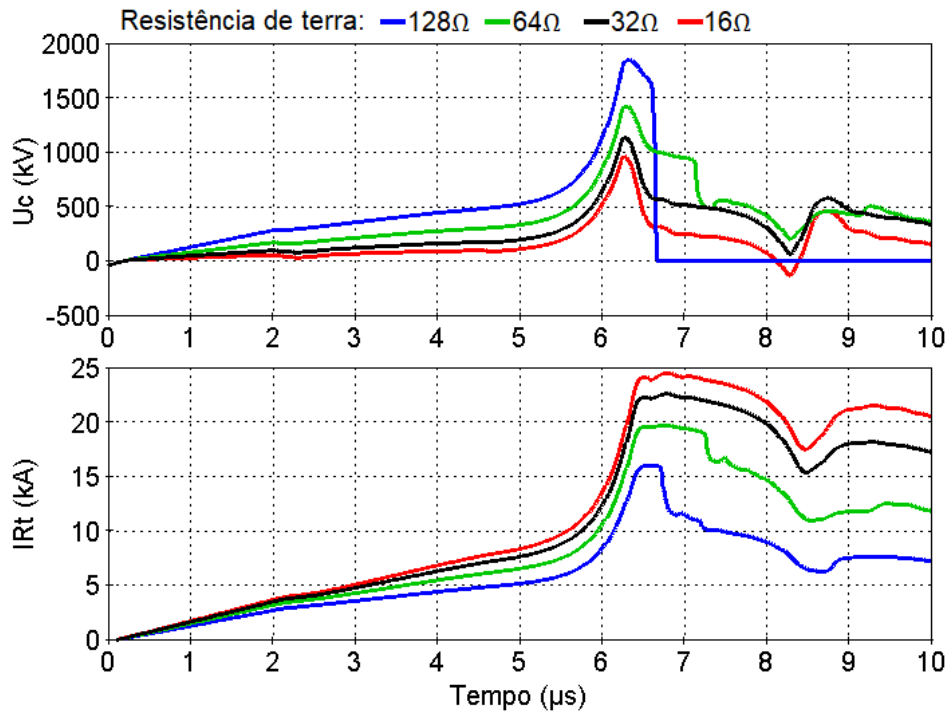


Figura 28. Evolução temporal da tensão na cadeia de isoladores e da corrente escoada pelo apoio para diferentes valores da resistência de terra.

Tabela 10. Síntese dos valores máximos de tensão e de corrente em função da resistência de terra.

R_t [Ω]	$I_{Rt}(R_t)$ [kA]	$\frac{I_{Rt}(R_t)}{I_{Rt}(R_t = 16 \Omega)}$	$U_c(R_t)$ [kV]	$\frac{U_c(R_t)}{U_c(R_t = 16 \Omega)}$
16	24,53	1	960,34	1
32	22,59	0,92	1135,99	1,18
64	19,69	0,80	1422,42	1,48
128	16,02	0,65	1846,42	1,92

Este agravamento pode também ser observado para outros locais de incidência na Figura 29, onde para cada local se registou o valor máximo da tensão atingido na cadeia de isoladores para diferentes valores da resistência de terra. Os pontos de incidência considerados são: o apoio, a 30 metros do apoio, a 90 metros do apoio e a meio vão.

Os resultados indicam que o aumento do valor da resistência de terra leva a que o agravamento da tensão máxima atingida na cadeia de isoladores seja menos acentuado para descargas que incidem no cabo de guarda. Para pontos de incidência mais distantes do apoio prevê-se que a diminuição da possibilidade de contornamento, face à descarga que atinge o apoio, seja menos acentuada para valores da resistência de terra mais elevados.

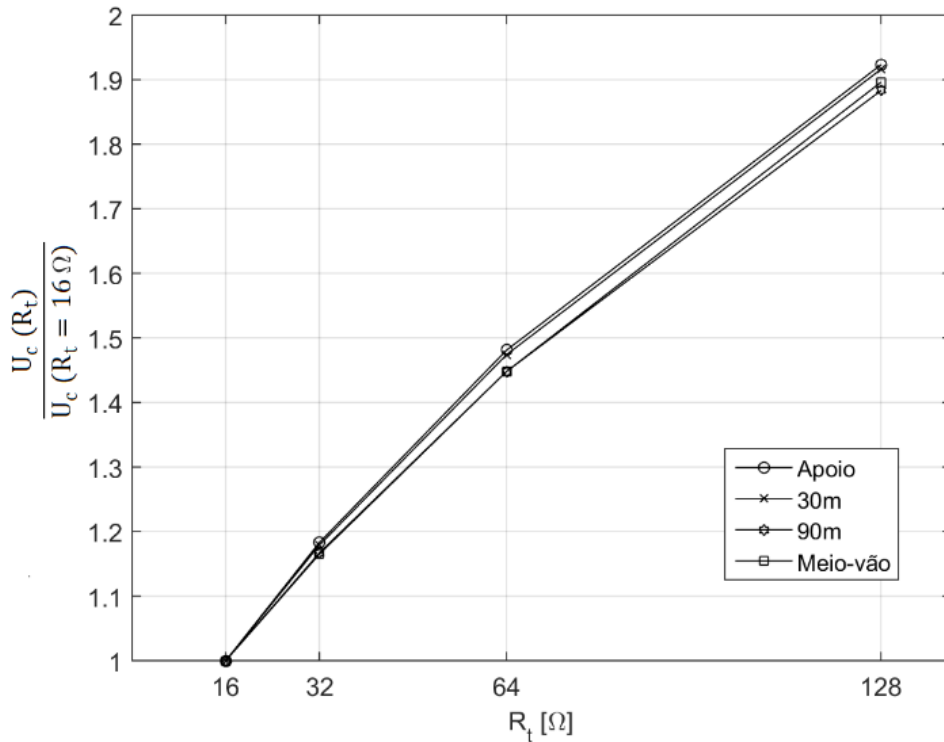


Figura 29. Agravamento do valor máximo da tensão na cadeia de isoladores com a variação da resistência de terra, para diferentes pontos de incidência.

4.2.3. Influência do local de incidência

o Corrente escoada pelo apoio e tensão na cadeia de isoladores

Uma descarga ao incidir no cabo de guarda, para além do fenómeno da divisão da corrente, é expectável que a distância a que o ponto de incidência se encontra do apoio afete a possibilidade de ocorrência de contornamento inverso cadeia de isoladores. De modo a analisar essa influência são realizadas simulações onde se varia o local de incidência da descarga e se registam os valores máximos de tensão na cadeia de isoladores e de corrente escoada pelo apoio.

Na Figura 30 mostra-se a diminuição do valor máximo da corrente escoada pelo apoio quando o ponto de incidência se afasta do apoio, determinada face à corrente máxima que se verifica quando a descarga atinge o apoio. Esta diminuição é apresentada tendo em consideração diferentes valores da resistência de terra, confirmando-se que a diminuição da corrente escoada, com o aumento da distância do local de incidência ao apoio, é menos acentuada para valores de resistência de terra mais elevados. Considerando $R_t = 16 \Omega$, o valor máximo da corrente escoada, após descarga incidir a meio vão, é cerca de 0,79 vezes o valor da corrente escoada após a descarga incidir no apoio. Considerando $R_t = 128 \Omega$ essa relação é de cerca de 0,88.

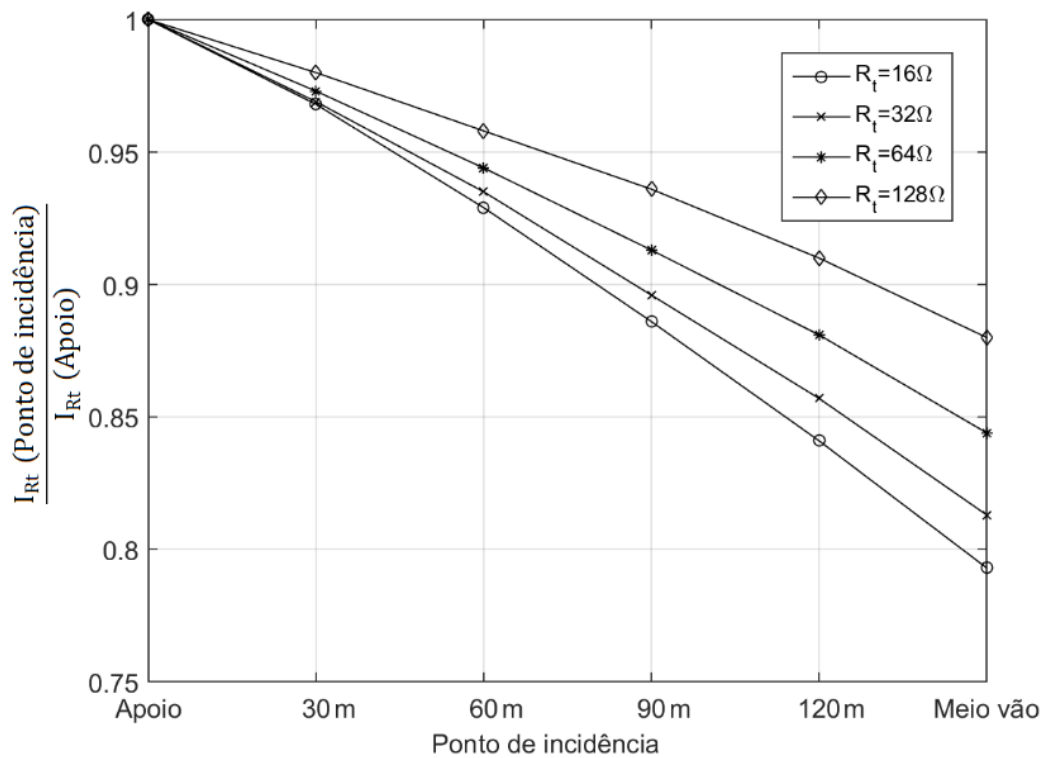


Figura 30. Diminuição do valor máximo da corrente escoada pela resistência de terra com a variação do ponto de incidência, para diferentes valores da resistência de terra.

Na Figura 31, considerando $R_t = 16\Omega$, mostra-se a diminuição da tensão máxima originada na cadeia de isoladores com a variação do ponto de incidência, em relação a tensão máxima originada após descarga incidente no apoio. Essa diminuição é mostrada nas três fases de um dos ternos da linha, as fases são numeradas do topo para a base do apoio.

Nesta situação, qualquer que seja o ponto de incidência da descarga a tensão máxima originada na cadeia de isoladores da Fase 2 é superior àquela que é originada nas outras fases. Assim, verifica-se que com o aumento da distância do ponto de incidência, esta mantém-se como a fase mais suscetível a que ocorra contornamento da cadeia de isoladores, sendo que é natural que a fase mais suscetível a que ocorra contornamento dependa da geometria da linha e do valor da fase da tensão no instante da descarga.

A diminuição que se verifica na corrente escoada pelo apoio e na tensão originada na cadeia de isoladores, com o aumento da distância do local de incidência da descarga, pode ser explicada pela maior influência do efeito das reflexões existentes no apoio adjacente na diminuição amplitude da corrente. Para além de que, ao percorrer uma maior distância até ao apoio, a corrente está mais sujeita às atenuações existentes no condutor.

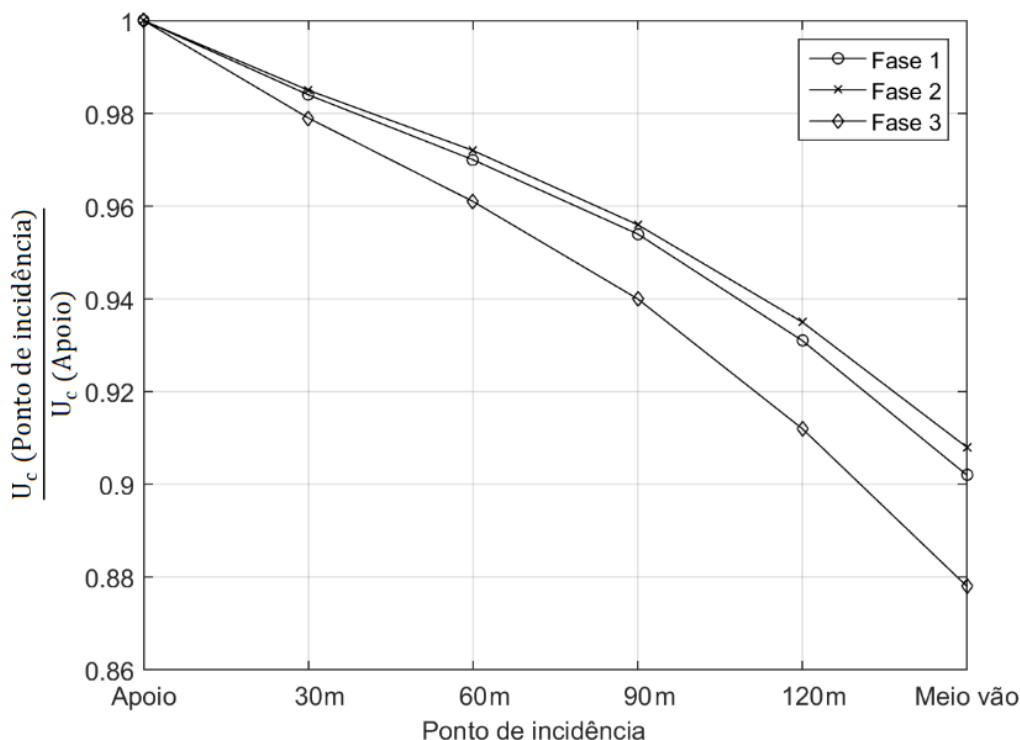


Figura 31. Diminuição do valor máximo da tensão originada na cadeia de isoladores (U_c) com a variação do ponto de incidência, nas três fases.

○ Reflexões originadas no apoio adjacente

De maneira a visualizar a influência das reflexões existentes no apoio adjacente na diminuição da sobretensão originada na cadeia de isoladores, foram realizadas simulações considerando um vão com comprimento de 50 km, evitando assim que as reflexões contribuam para a atenuação da tensão sentida na cadeia de isoladores.

Na Figura 32 encontra-se a evolução temporal da tensão na cadeia de isoladores com e sem a contribuição das reflexões no apoio adjacente, considerando que a descarga incide no apoio em análise. Verifica-se uma redução de cerca de 5% do valor máximo da tensão atingido na cadeia de isoladores.

Na Figura 33 encontra-se a evolução temporal da tensão na cadeia de isoladores com e sem a contribuição das reflexões no apoio adjacente, considerando que a descarga incide a meio vão. No caso da linha onde se aumenta o comprimento do vão, a descarga é simulada incidindo a 150 metros do apoio. Verifica-se uma redução de cerca de 15% do valor máximo da tensão atingida na cadeia de isoladores.

Estes resultados mostram que as reflexões existentes na linha têm uma contribuição significativa na influência que o local de incidência da descarga tem na possibilidade de ocorrência de contornamento inverso.

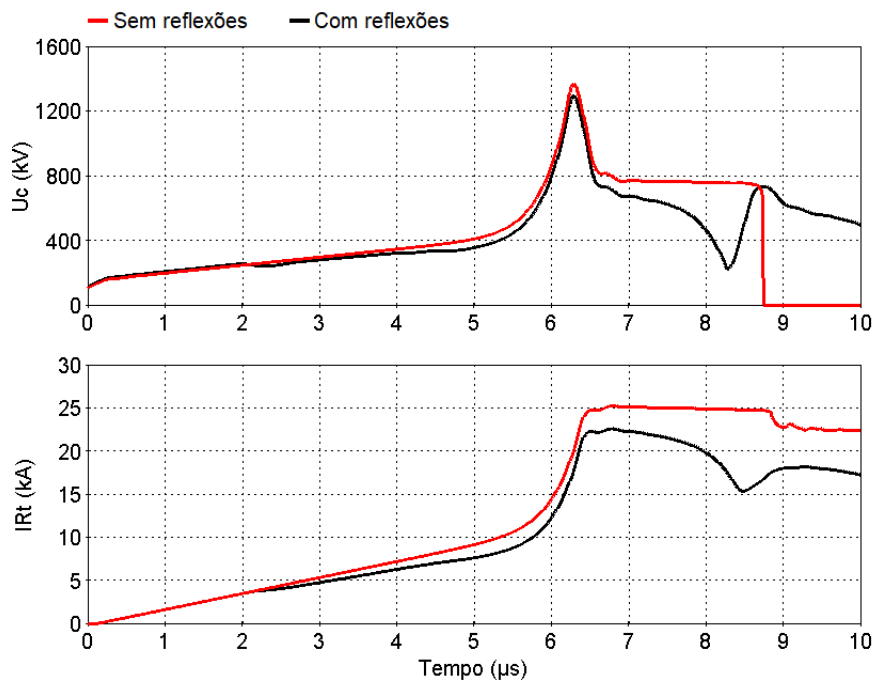


Figura 32. Tensão na cadeia de isoladores e corrente na resistência de terra após descarga incidente no apoio. Linha vermelha: sem reflexões; Linha preta: com reflexões.

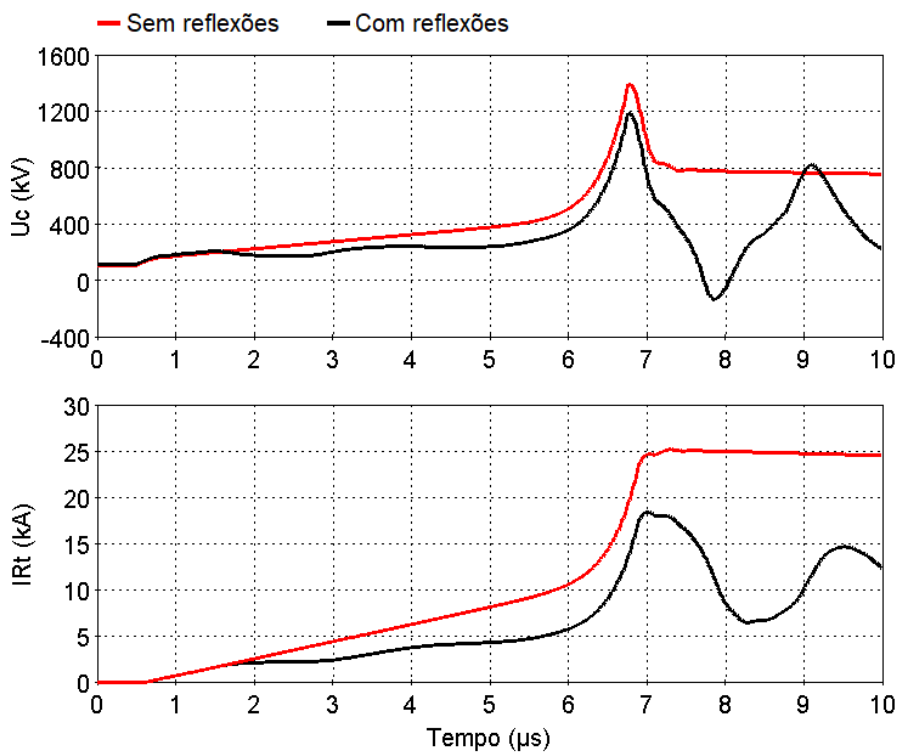


Figura 33. Tensão na cadeia de isoladores e corrente na resistência de terra após descarga incidente a meio vão. Linha vermelha: sem reflexões; Linha preta: com reflexões.

- Valor mínimo da corrente de descarga que origina contornamento inverso

Conforme referido, a corrente crítica é um dos parâmetros utilizados no cálculo da taxa de contornamento inverso. Como tal, a influência do local de incidência da descarga na determinação da

taxa de contornamento inverso pode ser mostrada através da estimativa da corrente crítica em cada ponto de incidência. Nesse sentido foram realizadas diversas simulações para diferentes valores da corrente de pico da descarga de modo a determinar a corrente mínima que origina contornamento inverso.

Na Figura 34 é mostrado o agravamento do valor da corrente crítica com o aumento da distância do ponto de incidência da descarga, tendo em consideração diferentes valores da resistência de terra. Considerando o valor da resistência terra igual a 16Ω , observa-se que a corrente crítica para a descarga que incide a meio vão, tem um agravamento de cerca de 2 vezes a corrente crítica determinada para o apoio. Considerando o valor da resistência de terra igual a 128Ω , essa relação é cerca de 1,2.

Um agravamento mais acentuado da corrente crítica significa uma menor probabilidade de determinada descarga originar contornamento ao incidir no apoio e também originar contornamento ao incidir no cabo de guarda.

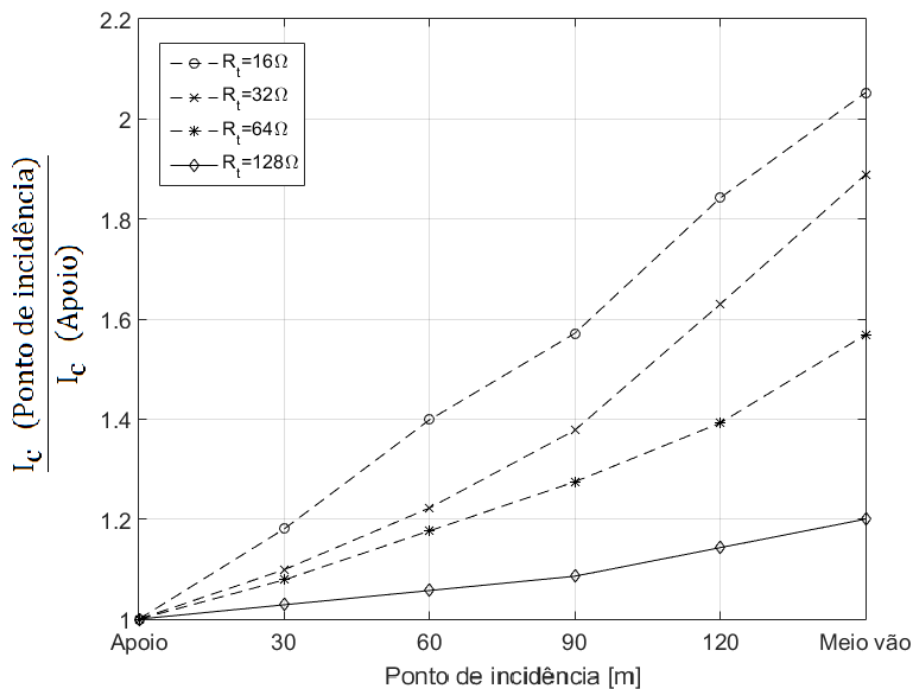


Figura 34. Agravamento da corrente crítica com a variação do ponto de incidência para diferentes valores da resistência de terra.

Os resultados obtidos indicam que a variação do local de incidência contribui de maneira significativa para que possibilidade de contornamento difira consoante o valor da resistência de terra. Sendo esperado que para valores mais elevados da resistência de terra o valor do fator de redução seja mais próximo da unidade

4.3. Resultados das simulações de Monte Carlo

4.3.1. Considerações gerais

O procedimento de Monte Carlo, implementado para simular a incidência distribuída de descargas atmosféricas ao longo do vão, permite estimar para cada caso de estudo qual o fator de redução que mais se adequa caso se considere a incidência concentrada no apoio.

Ao longo da dissertação foram abordados quais os modelos, as metodologias e as considerações efetuadas, que aqui se sintetizam:

- Determinação dos parâmetros aleatórios através do procedimento de Monte Carlo;
- Parâmetros da distribuição log-normal para a corrente de descarga recomendados pelo CIGRE em 2013 [5];
- Modelo Eletrogeométrico Modificado de Eriksson [12];
- Considerada uma densidade de descargas (N_g) de 0,7 descargas por km^2 e por ano;
- Largura de captação determinada utilizando o valor médio das correntes de pico das descargas simuladas;
- Efeito coroa nos condutores aéreos e ionização do solo não são considerados.

Tal como indicado pelos resultados determinísticos, diferentes valores da resistência de terra resultam em diferentes valores do fator de redução. Nesse sentido, o fator de redução é estimado considerando os diferentes valores da resistência de terra já abordados (16 Ω , 32 Ω , 64 Ω e 128 Ω), para além do método probabilístico que determina o valor da resistência em cada simulação. Para cada caso de estudo são obtidos os seguintes resultados:

- Corrente limite de falha de blindagem (I_{lim});
- Taxa de contornamento inverso determinada considerando a incidência de descargas distribuída ao longo do vão (BFR_D);
- Taxa de contornamento inverso determinada considerando a incidência de descargas concentrada no apoio (BFR_C);
- Número de contornamentos considerando a incidência de descargas distribuída ao longo do vão (N_D);
- Número de contornamentos considerando a incidência de descargas concentrada no apoio (N_C);
- Fator de redução (FR).

4.3.2. Caso de estudo A

No caso de estudo A onde é reproduzida uma linha dupla com um cabo de guarda, a corrente limite de falha de blindagem é de 21,57 kA. Das 1000 descargas analisadas verificou-se que 791 atingem o cabo de guarda.

Os resultados observados nas simulações de Monte Carlo encontram-se na Tabela 11.

Tabela 11. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo A.

R_t	N_D	N_C	BFR_D^*	BFR_C^*
16 Ω	54	76	0,74	1,04
32 Ω	219	323	3,01	4,44
64 Ω	502	618	6,90	8,49
128 Ω	718	765	9,87	10,51
Prob.	96	111	1,32	1,53

*Número de descargas, por 100 quilômetros e por ano, que incidindo nos cabos de guarda originam o contornamento

4.3.3. Caso de estudo B

No caso de estudo B onde é reproduzida uma linha dupla com dois cabos de guarda, a corrente limite de falha de blindagem é de 11,88 kA. Das 1000 descargas analisadas verificou-se que 980 atingem o cabo de guarda.

A linha reproduzida no caso de estudo B resulta da remodelação da linha reproduzida no caso de estudo A no sentido de melhorar o seu desempenho, essa melhoria é refletida na redução que se verifica nos valores estimados da taxa de contornamento inverso.

Os resultados observados nas simulações de Monte Carlo encontram-se na Tabela 12.

Tabela 12. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo B.

R_t	N_D	N_C	BFR_D	BFR_C
16 Ω	15	18	0,21	0,25
32 Ω	73	100	1,01	1,38
64 Ω	229	310	3,17	4,29
128 Ω	441	508	6,10	7,02
Prob.	33	40	0,46	0,55

*Número de descargas, por 100 quilômetros e por ano, que incidindo nos cabos de guarda originam o contornamento

4.3.4. Caso de estudo C

No caso de estudo C onde é reproduzida uma linha simples com dois cabos de guarda, a corrente limite de falha de blindagem é de 3,14 kA. Todas as descargas considerados atingem o cabo de guarda.

Conforme esperado, a linha reproduzida apresenta um melhor desempenho face às anteriores. Para valores de resistência de terra menos elevados ocorre um número reduzido de

contornamentos e a utilização da distribuição probabilística do valor da resistência de terra leva à inexistência de contornamentos na linha.

Os resultados das simulações de Monte Carlo efetuadas encontram-se na Tabela 13.

Tabela 13. Resultados das simulações de Monte Carlo para o caso de estudo C.

R_t	N_D	N_C	BFR_D^*	BFR_C^*
16 Ω	1	3	0,01	0,03
32 Ω	19	38	0,20	0,40
64 Ω	96	131	1,02	1,39
128 Ω	237	294	2,52	3,13
Prob.	0	0	0	0

*Número de descargas, por 100 quilômetros e por ano, que incidindo nos cabos de guarda originam o contornamento

4.3.5. Análise dos resultados

Os resultados são considerados pouco representativos quando número de contornamentos observados para a incidência concentrada de descargas no apoio (N_D) é inferior a 100. Assim, na Tabela 14, apresenta-se a estimativa do fator de redução para os valores da resistência de terra de 32 Ω , 64 Ω e 128 Ω para os casos de estudo A e B, e 64 Ω e 128 Ω para o caso de estudo C.

Os resultados indicam que o fator de redução tende a aumentar com o aumento do valor da resistência de terra e que difere consoante a geometria da linha, variando no caso A entre 0,68 e 0,97, no caso B entre 0,73 e 0,87 e no caso C entre 0,73 e 0,81.

Ainda que o valor médio da distribuição probabilística da resistência de terra seja 16,16 Ω , o fator de redução estimado para o caso A é de 0,86. O que indica que os contornamentos que ocorrem quando a resistência de terra apresenta valores mais elevados têm uma maior preponderância.

Tabela 14. Análise dos resultados das simulações de Monte Carlo.

R_t	Fator de Redução		
	A	B	C
32 Ω	0,68	0,73	-
64 Ω	0,81	0,74	0,73
128 Ω	0,94	0,87	0,81
Prob.	0,86	-	-

Verifica-se que a influência do contornamento inverso de cadeias de isoladores originado por descargas ao longo do vão na redução do valor da taxa de contornamento inverso (ao considerar incidência concentrada no apoio) é mais acentuada para linhas que apresentam melhor desempenho.

A utilização do fator de redução 0,6 levaria a subestimar o cálculo da taxa de contornamento inverso dos casos estudados, especialmente para valores de resistência de terra mais elevados, ou seja, nos casos que apresentam pior desempenho.

4.4. Comparação de resultados com outros autores

Nesta dissertação foram abordados: o estudo de Hileman [4] (que serviu de base para a determinação do valor habitualmente utilizado no cálculo da taxa de contornamento inverso), o estudo de S. Visacro *et al.* [6], e o estudo de por Z. G. Datsios et al. [7]. Ainda que a diversidade de resultados observados possa ser afetada pela utilização de diferentes metodologias, estes indicam que a estimativa do fator de redução depende significativamente das características geométricas e elétricas da linha e do valor da resistência de terra. De acordo com os resultados obtidos nesta dissertação, para valores de resistência de terra mais elevados o fator de redução é mais próximo da unidade.

Conforme referido anteriormente, o intervalo de valores do fator de redução (0,42 – 0,63) encontrado por Hileman é mostrado em função da corrente crítica determinada no apoio, decrescendo com o aumento do valor da corrente. O aumento da corrente crítica determinada para uma descarga incidente no apoio significa que a resistência de terra diminui, e por isso também se verifica que o fator de redução aumenta conforme o aumento da resistência de terra.

No estudo realizado por S. Visacro *et al.*, cujos resultados constam da Tabela 3 (página 14), verifica-se a inexistência de uma relação entre o aumento da resistência de terra e o valor do fator de redução, tal como se observa nos resultados da linha com vão de 400 metros, onde são encontrados os fatores de redução 0,85, 0,81 e 0,84 para resistência de terra de 10 Ω , 20 Ω e 40 Ω , respectivamente. Essa diferença pode também ser observada nos resultados que constam da Tabela 2, onde a redução do valor máximo da tensão originada na cadeia de isoladores, quando a descarga incide a meio vão, não difere significativamente quando se aumenta o valor da resistência de terra.

Os resultados obtidos no estudo realizado por Z. G. Datsios et al. indicam que o agravamento da corrente crítica para uma descarga a incidir no vão, em relação a incidir no apoio, é mais acentuado para linhas com baixos valores da resistência de terra (Figura 13, na página 16). Ou seja, a probabilidade de uma determinada descarga originar contornamento quando incide no apoio e também originar contornamento quando incide no vão é maior para valores de resistência de terra mais elevados. O aumento do valor do fator de redução com o aumento da resistência de terra está de acordo com os resultados obtidos nesta dissertação.

Concluindo, o aumento do fator de redução com o valor da resistência de terra, obtido nesta dissertação, está de acordo com os resultados obtidos por Hileman e por Datsios, enquanto que os resultados obtidos por Visacro são contraditórios desta conclusão.

5. Conclusões

Os procedimentos analíticos, utilizados para determinar a forma de cálculo da taxa de contornamento inverso proposta por Hileman [4], têm em consideração os diversos fatores que influenciam a probabilidade da descarga que incide no vão originar contornamento inverso. Ainda assim, uma análise analítica leva à utilização de modelos simplificados.

A utilização de ferramentas de simulação permite estimar a influência do contornamento inverso de cadeias de isoladores originado por descargas ao longo do vão no cálculo da taxa de contornamento inverso.

Neste trabalho foi desenvolvido um programa computacional que através de simulações de Monte Carlo determina o fator de redução pela comparação entre a incidência de descargas distribuída ao longo do vão e a incidência de descargas concentrada no apoio. O algoritmo de simulação foi desenvolvido em MATLAB e a simulação da incidência da descarga atmosférica na linha é efetuada no programa EMTP.

Para além da determinação do fator de redução, foram realizadas simulações determinísticas de maneira a identificar os parâmetros que têm uma maior contribuição na redução do valor da taxa de contornamento.

As principais conclusões retiradas dos resultados obtidos nesta dissertação são:

- Para pontos de incidência mais distantes do apoio a diminuição da possibilidade de contornamento, face à descarga que atinge o apoio, é menos acentuada para valores da resistência de terra mais elevados;
- As reflexões existentes na linha têm uma contribuição significativa na influência que o local de incidência da descarga tem na possibilidade de ocorrência de contornamento inverso;
- A influência da incidência de descargas ao longo do vão na redução do valor da taxa de contornamento inverso é mais acentuada para linhas que apresentam melhor desempenho (depende das características da linha);
- A utilização do fator de redução 0,6 pode levar a subestimar o cálculo da taxa de contornamento inverso, especialmente para valores de resistência de terra mais elevados, ou seja, nos casos que apresentam pior desempenho.

Bibliografia

- [1] REN, “Relatório de Qualidade de Serviço 2016”.
- [2] REN, “Relatório de Qualidade de Serviço 2017”.
- [3] REN, “Relatório de Qualidade de Serviço 2018”.
- [4] A. R. Hileman, *Insulation Coordination for Power Systems*, 1999.
- [5] CIGRE WG 01 SC33, “Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines,” em *Brochure 63*, 1991.
- [6] S. Visacro, F. H. Silveira, R. M. Gomes e R. S. Ono, “The Impact of the Distribution of Lightning Strikes along the Span on Backflashover Rate of Transmission Lines,” em *34th International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, 2018.
- [7] Z. G. Datsios, P. N. Mikropoulos, T. E. Tsovilis, V. T. Karakostas e S. P. Mavidou, “Estimation of the Minimum Backflashover Current of 150 and 400 kV Overhead Transmission Lines Through ATP-EMTP Simulations: Effect of the Lightning Stroke Location Along Line Spans,” em *21st International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, 2019.
- [8] M. T. Correia de Barros, *Apontamentos da Cadeira de Alta Tensão*, 2016.
- [9] CIGRE WG C4.407, “Lightning Parameters for Engineering Applications,” em *Brochure 549*, 2013.
- [10] IEEE Std. 1410-2004, “IEEE Guide For Improving The Lightning Performance Of Electric Power Overhead Distribution Lines,” em *IEEE Working Group on the Lightning Performance of Distribution Lines*, 2004.
- [11] A. M. Chagas, “Estudo do Desempenho de Linhas de Transmissão de Energia Face a Descargas Atmosféricas por Simulações de Monte Carlo,” em *Dissertação Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade de Lisboa*, 2017.
- [12] A. J. Eriksson, “An Improved Electrogeometric Model for Transmission Line Shielding Analysis,” em *IEEE Trans.*, vol. *PWRD-2*, 871-886, July 1987.
- [13] IEEE Std 1243-1997, “IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Transmission Lines,” em *IEEE Working Group on the Lightning Performance of Distribution Lines*, 1997.
- [14] J. Marti, “Accurate Modeling of Frequency Dependent Transmission Lines,” em *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. *PAS-101*, pp. 147-155, January 1982.
- [15] F. M. Gatta, A. Geri, S. Lauria e M. Maccioni, “Effect of corona and non-linear tower grounding system modelling on backflashover simulation,” em *32th International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, October 2014.
- [16] M. Ishii, T. Kawamura, T. Kouno, E. Ohsaki, K. Murotani and T. Higuchi, “Multistory transmission tower model for lightning surge analysis,” em *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. *6*, no. *3*, pp. 1327-1335, July 1991.