



METODOLOGIA ÓTIMA PARA SISTEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA EM LINHAS DE MÉDIA E ALTA TENSÃO

ANTÓNIO BRANDÃO FERREIRA TAVARES TEIXEIRA

Outubro de 2016

METODOLOGIA ÓTIMA PARA SISTEMAS DE LIGAÇÃO À TERRA EM LINHAS DE MÉDIA E ALTA TENSÃO

António Brandão Ferreira Tavares Teixeira



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: António Brandão Ferreira Tavares Teixeira, Nº 1751530, 1751530@isep.ipp.pt

Orientação científica: Sérgio Carvalho Ramos, scr@isep.ipp.pt

Coorientação: Bruno Canizes, brmrc@isep.ipp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2016

Agradecimentos

Agradeço em primeiro lugar aos meus orientadores, Doutor Sérgio Ramos, Mestre Bruno Canizes, pelo empenho, profissionalismo, disponibilidade, paciência e encorajamento constante na minha orientação, correção e ajuda inquestionáveis que me prestaram.

Agradeço também, ao meu meio familiar pelo apoio, incentivo e compreensão nos momentos de menor motivação e quase desânimo. Foram eles que me empurraram para a estrada da persistência do querer chegar à meta e ir mais além.

Por fim queria agradecer à Diretora do meu Agrupamento de Escolas de Arouca, Mestre Adília Cruz, pela capacidade de compreensão das minhas necessidades intelectuais, incentivando tudo e todos para ver na formação como uma mais-valia e reforço de competências que ela considera fundamentais para o sucesso escolar dos nossos alunos.

Neste último ponto quero ainda agradecer aos meus amigos e em particular ao meu amigo Doutor Hussein Khodr e ao meu grupo de trabalho pela força e motivação que me transmitiram e me fizeram perceber que caminhar sozinho é um percurso lento, pelo contrário, com a sua ajuda consegui ultrapassar os obstáculos e dificuldades deste trabalho.

Resumo

Nesta tese é proposta uma nova metodologia para o desenho ótimo de sistemas de ligação à terra das linhas de distribuição/transporte de energia elétrica. O método tem em conta questões técnicas e económicas. O desenho deste tipo de sistemas está relacionado com um problema linear inteiro misto (PLIM) em termos das características de construção e dos requisitos específicos dos esquemas de ligação à terra dos apoios dos postes das diferentes secções da linha.

Este problema minimiza os custos de investimento sujeito à taxa máxima de falha da linha permitida devido a descargas atmosféricas, aos limites de volume de escavação para diminuir o impacto ambiental, à tensão máxima de passo permitida, e ao limite para o aumento do valor do potencial de terra.

A metodologia é aplicada a uma linha de transporte de 230 kV, com 85,4 km e 180 postes. Os resultados são apresentados e comparados com os obtidos através dos modelos convencionais, apresentando reduções significativas nos custos de investimento.

Palavras-Chave

Descargas Atmosféricas, Esquemas de Ligação à Terra, Linhas de Distribuição, Linhas de Transporte, Otimização, Programação Linear Inteira Mista.

Abstract

In this thesis it is proposed a new transmission/distribution line grounding system design optimization methodology. The method takes into account the technical and economic issues. The grounding systems design for transmission/distribution lines is stated as a mixed integer linear programming problem (MILP) in terms of the construction characteristics, and the particular requirements of the tower grounding schemes at the supports of each different line sections.

This problem minimizes the investment costs subject to the maximum allowed line outage rate due to the lightning activity, excavation volume limits for lowering environmental impact, allowed maximum step voltage, and the limitation of the ground potential rise value.

The methodology is applied to a 230kV transmission line with 85.4km and 180 towers. Results are presented and compared to the design obtained through conventional tower design approaches with important reductions in the investment costs.

Keywords

Distribution Lines, Grounding Systems, Lightning, Mixed-Integer Linear Programming, Optimization, Transmission Lines.

Índice

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	IX
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS	XII
ACRÓNIMOS	XIII
NOMENCLATURA	XIV
1. INTRODUÇÃO	1
1.1.ENQUADRAMENTO	1
1.2.ESTADO DE ARTE.....	4
1.3.OBJETIVOS	6
1.4.ORGANIZAÇÃO DA TESE.....	6
2. MODELIZAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	9
2.1.INTRODUÇÃO	9
2.2.FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	11
2.3.CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	26
3. ESTUDO DE CASO	27
3.1.INTRODUÇÃO	27
3.2.ESTUDO DE CASO	27
3.3.CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	36
4. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	39
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	41
ANEXO 1 TABELAS DE RESULTADOS COMPLETAS	45

Índice de Figuras

FIGURA 2.1 LINHA DE TRANSPORTE/DISTRIBUIÇÃO COM N SECÇÕES [6]	11
FIGURA 2.2 GEOMETRIA DAS SECÇÕES DA LINHA.....	12
FIGURA 2.3 CÁLCULO DA IMPEDÂNCIA PARA AS LIGAÇÕES DA LINHA.....	13
FIGURA 2.4 CIRCUITO EQUIVALENTE PARA ANÁLISE DO FENÓMENO DE DESCARGA REFLETIDA NA FASE 1	14
FIGURA 2.5 CÁLCULO DA ÁREA DE PROTEÇÃO DOS CONDUTORES PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	16
FIGURA 2.6 ESQUEMA DOS ELÉTODOS COMPLEMENTARES NA BASE DO POSTE.....	17
FIGURA 2.7 ESQUEMAS GERAIS DE LIGAÇÃO À TERRA DOS ELÉTODOS COMPLEMENTARES	18
FIGURA 2.8 DIAGRAMA DO MODELO DE OTIMIZAÇÃO PROPOSTO	24
FIGURA 3.1 CURVAS CUSTO VS. NÚMERO DE ELÉTODOS.....	34
FIGURA 3.2 CURVAS TAXA DE FALHA VS. NÚMERO DE ELÉTODOS.....	35

Índice de Tabelas

TABELA 3.1 CARACTERÍSTICAS DA LINHA DE TRANSPORTE.	29
TABELA 3.2 CARACTERÍSTICAS DOS POSTES (PARÂMETROS BASEADOS NA FIGURA 2.2).	29
TABELA 3.3 ESQUEMAS DE ELÉTODOS DE LIGAÇÃO À TERRA UTILIZADOS.	30
TABELA 3.4 RESULTADOS UTILIZANDO O MODELO GLOBAL.	30
TABELA 3.5 RESULTADOS UTILIZANDO O MODELO POR ZONA.	31
TABELA 3.6 RESULTADOS UTILIZANDO O MODELO PADRÃO.	31
TABELA 3.7 RESULTADOS COMPARATIVOS DOS TRÊS MÉTODOS.	32
TABELA 3.8 ELÉTODOS CRIADOS EM CADA ESQUEMA.	32
TABELA 3.9 RESULTADOS DOS CUSTOS, TAXAS DE FALHA E TEMPO DE EXECUÇÃO PARA OS DIVERSOS ESQUEMAS DE MÉTODOS.	33
TABELA 3.10 PERCENTAGEM DE POUPANÇA DE CADA ESQUEMA EM RELAÇÃO AO ESQUEMA DE 11 ELÉTODOS PARA OS MODELOS GLOBAL E POR ZONA.	35
TABELA 3.11 PERCENTAGEM DE POUPANÇA ENTRE O MÉTODO GLOBAL E O MÉTODO PADRÃO.	36

Acrónimos

AIEE *American Institute of Electrical Engineers*

ATP *Alternative Transiente Program*

EMTP *Electromagnetic Transients Program*

GAMS *General Algebraic Modeling System*

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

PLIM Programação Linear Inteira Mista

VPT Valor potencial da terra

Nomenclatura

a_{ij}	Comprimento total necessário do condutor para o esquema j dos elétrodos complementares da secção S_i da linha (m)
a_{mn}^i	Distância entre o condutor m e a imagem do condutor n na secção S_i da linha (m)
B_A, B_B	Comprimento das varetas A e B (m)
B_C, B_D	Comprimento das varetas C e D (m)
B_i	Distância entre os condutores na secção S_i da linha (m)
b_{ij}	Escavação do solo, enchimento e volume de compactação do esquema j dos elétrodos complementares da secção S_i da linha (m ³)
b_{mn}^i	Distância entre o condutor m e o condutor n na secção S_i da linha (m)
b_{\max}	Volume máximo de escavação (m ³)
C	Coefficiente térmico de expansão do ar ($C=0,003671$ por °C)
C_A, C_B	Comprimento do condutor nas direções A e B (m)
C_C, C_D	Comprimento do condutor nas direções C e D (m)
c_{ij}	Número de varetas do esquema j dos elétrodos complementares em qualquer secção S_i da linha
d_{ij}	Comprimento das escavações ou perfurações para o esquema j dos elétrodos complementares em cada secção S_i da linha (m)
D_A, D_B	Comprimento máximo do condutor nas direções A e B (m)

D_C, D_D	Comprimento máximo do condutor nas direções C e D (m)
e_{ij}	Esquema j dos elétrodos complementares na secção S_i da linha
E_i	Conjunto de elétrodos complementares associados à linha
g_{ij}	Profundidade j do solo na secção S_i da linha (m)
H	Altitude acima do nível do mar (m)
h_i	Altura efetiva dos condutores acima do solo na secção S_i da linha (m)
h_n	Altura do condutor n acima do solo (m)
I	Valor da descarga atmosférica em (kA)
I_{CC0}	Sequencia zero da corrente de falha
I_i	Corrente no condutor i (kA)
I_C^i	Corrente crítica da secção S_i na linha (kA)
I_G	Máxima corrente que flui na rede (kA)
K	Nível isocerâunico na zona geográfica considerada (descargas atmosféricas dias/ano)
K^i_1	Coefficiente de acoplamento na fase 1
l	Comprimento do condutor da secção (m)
L_i	Comprimento da secção S_i da linha (km)
L_T	Comprimento total da linha (km)
n	Número total de secções da linha

N_a, N_b	Número de secções dos condutores C_A e C_B
N_c, N_d	Número de secções dos condutores C_C e C_D
N_i	Número total de postes na secção S_i na linha
N_{Li}	Número de descargas atmosféricas de cada secção S_i da linha (100Km/ano)
N_{Ci}	Probabilidade de descargas diretas nas linhas de transporte/distribuição que excedam o valor da corrente crítica I_C^i na secção S_i da linha
P	Pressão atmosférica (mmHg)
P_o	Pressão atmosférica ao nível do mar (760 mmHg)
P_i	Número total de eléctrodos complementares da secção S_i da linha
R_{ij}	Valor em regime estacionário da resistência de ligação à terra da secção S_i com um esquema $e_{i,j}$ de eléctrodos complementares (Ω)
R_g	Resistência de ligação à terra da rede (Ω)
r_n	Raio do condutor n (m)
R_{gij}	Impedância de ligação à terra dos suportes da secção S_i da linha com um esquema $e_{i,j}$ de ligação à terra dos eléctrodos complementares em condições de regimes de impulso ou dinâmico (Ω)
S_i	Secção i da linha
T	Taxa de avaria forçada da linha de transporte (100Km/ano)
T_i	Número de falhas de isolamento da secção S_i da linha, devido às descargas refletidas resultado do fenómeno de descargas atmosféricas (100Km/ano)

T_{ij}	Número de falhas de isolamento devido às descargas atmosféricas na secção S_i da linha, com um esquema $e_{i,j}$ de eléctrodos complementares (100km/ano)
t_p	Duração falha
T_a	Temperatura do ar (°C)
V_s	Tensão disruptiva da cadeia de isoladores devido às descargas atmosféricas (kV)
V_{sn}	Tensão disruptiva da cadeia de isoladores devido aos impulsos em testes standard (kV)
$V_{i,j}^{Step}$	Tensão de paço calculada para a configuração da rede (V)
V_{max}^{Step}	Tensão de paço máxima permitida (V)
x_{ij}	Variável binária de decisão associada à instalação do esquema $e_{i,j}$ dos eléctrodos complementares e no apoio da secção S_i da linha
Z^{eq}	Impedância equivalente de todo o sistema de ligação à terra, incluindo a ligação à terra da rede, dos eléctrodos complementares, dos postes e do cabo de guarda da linha (Ω)
Z_{Line}^{eq}	Impedância equivalente da linha de transporte (Ω)
Z_w^{eq}	Impedância equivalente dos eléctrodos complementares da linha (Ω)
$Z_{i,j}^{eq}$	Impedância equivalente da ligação à terra da rede (Ω)
Z_g, Z_T	Impedância equivalente dos postes e dos cabos de guarda (Ω)
Z_{mn}^i	Impedância mútua entre os condutores m e n da secção S_i da linha i (Ω)
α	Preço do condutor (u.m./m)

β_i	Custo de escavação e de enchimento na zona da secção S_i da linha (u.m./m ³)
γ	Custo unitário das varetas (u.m./unit)
η_i	Custo de perfuração na zona da secção S_i na linha (u.m./m)
$\rho_{i,1}$	Resistividade da primeira camada do solo da secção S_i da linha (Ωm)
$\rho_{i,2}$	Resistividade da segunda camada do solo da secção S_i da linha (Ωm)

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO

Nos sistemas elétricos de energia de média e alta tensão, (5 – 400 kV) as interrupções de serviços causadas pelas condições atmosféricas produzem anualmente grandes perdas a nível económico devido à indisponibilidade dos sistemas. Isto irá contribuir para a necessidade de investimentos nos sistemas de distribuição e transporte de energia elétrica por forma a melhorar a fiabilidade dos mesmos.

O parâmetro que indica o “grau” de fiabilidade de um sistema de distribuição e de transporte de energia elétrica é normalmente denominado por indisponibilidade [1]. A indisponibilidade indica o número de vezes por ano por 100 km, que o componente pode estar fora de serviço devido, por exemplo, a descargas atmosférica. Uma linha de transporte ou de distribuição de energia elétrica poderá ser influenciada por uma descarga atmosférica de três formas [2]:

- Quando o impacto da descarga é diretamente sobre um condutor de fase, neste caso, quando se lida com sistemas de isolamento na ordem de 100 - 200 kV, considera-se

que este tipo de impacto, em 100% dos casos provoca uma rutura do isolamento dielétrico e, portanto, uma falha;

- Quando a descarga incide diretamente no poste ou no condutor de guarda. Neste caso, é induzida uma tensão sobre cada condutor de fase chamada tensão de acoplamento, criando o fenómeno de descarga refletida [1]. A possibilidade de falha depende diretamente de fatores como o valor da descarga, o isolamento das fases e da resistência de ligação à terra;
- A descarga pode incidir diretamente sobre a terra nas proximidades da linha, produzindo tensões transitórias induzidas nos condutores de valores consideráveis que podem produzir falhas se alcançar os níveis de isolamento do sistema.

Quando a linha está em serviço, o valor de indisponibilidade é determinado a partir dos registos de da operação da mesma. Na fase de projeto, o projetista deve usar os parâmetros que são previstos pelos estudos da operação da linha/sistema. Regra geral, o valor da indisponibilidade depende de fatores naturais, tais como:

- Nível isoceráunico;
- Topologia da região e de resistividade do solo;
- Fatores controlados pelo homem, tais como nível de isolamento e de resistência de ligação à terra dos postes.
- Condições ambientais (nevoeiro; neblinas ou poluição; aves; incêndios e etc...).

Na prática, a limitação da indisponibilidade para valores razoáveis foi conseguida através da melhoria da ligação à terra dos postes [1], [3], através da construção de elétrodos complementares para os postes, com o objetivo de diminuir a resistência de ligação à terra e, assim, reduzir a probabilidade de descargas refletidas.

A construção dos elétrodos complementares poderá ser normalizada através de esquemas uniformizados para todos os postes de linhas de distribuição e transporte. Isto, consiste na implementação de um único tipo de eletrodo complementar que cumpra com a restrição da indisponibilidade fixada pelo operador para toda a linha. A elaboração de projetos específicos, baseados em técnicas de seleção de zona, com o objetivo de adequar os postes às restrições da indisponibilidade imposta pelo operador do sistema, poderá ser uma outra

opção. Em ambos os casos, os custos de investimento em obras civis (escavação, colocação de condutores, perfuração e valas) são elevados, e ainda mais se tivermos em conta o efeito das altas resistividades. Nesse sentido, é necessário incorporar critérios económicos na seleção dos eléttodos complementares.

As linhas de investigação atuais orientam-se, muito, na melhoria dos modelos que descrevem o fenómeno físico, utilizando, por exemplo, ferramentas de simulação, tais como *Electromagnetic Transients Program* (EMTP) e/ou *Alternative Transiente Program* (ATP) [2], [4], [5]. Atualmente têm, também, sido conduzidos com a finalidade de incorporar critérios económicos para a seleção adequada das ligações à terra dos postes de transporte [3] e também procurando o poste que melhor se adequa às necessidades do sistema.

Um modelo matemático baseado em técnicas de investigação operacional para a seleção ótima de eléttodos complementares sobre a condição de um custo mínimo de investimento, satisfazendo simultaneamente as exigências de fiabilidade do sistema assim como as restrições de natureza ambiental foi proposto em [6], [7].

A presente tese tem como objetivo principal, desenvolver uma metodologia (designada por método global) baseada no modelo proposto em [6], [7] que permita resolver o problema de seleção ótima de eléttodos complementares dos postes de transporte para a condição de custo mínimo de investimento. As restrições técnicas do sistema (indisponibilidade máxima) devido a descargas refletidas e restrições do tipo ambiental.

A metodologia permite elaborar uma base de dados com todos os parâmetros do sistema, incluindo todos os eléttodos complementares viáveis, sugerindo um modelo matemático linear, cujas variáveis de decisão (para a seleção de eléttodos) são de natureza binárias. O problema é resolvido de forma satisfatória, através da aplicação de técnicas de otimização linear inteira (*branch and bound*), utilizando as plataformas comerciais para a resolução de problemas de grande dimensão, como por exemplo GAMS (*General Algebraic Modeling System*) [8] com o *solver* CPLEX [9]. A avaliação da indisponibilidade realiza-se em conformidade com o método recomendado pela EPRI em [1].

A metodologia desenvolvida foi aplicada a um estudo de caso de uma linha de 230 kV, com 180 postes.

Os resultados obtidos são comparados com os descritos nas publicações e com os que se obteriam através da aplicação de técnicas de seleção de elétrodos por zona [3] e a implementação de desenhos normalizados ou padrões [10].

1.2. ESTADO DE ARTE

Desde 1945 os trabalhos sobre proteção dos equipamentos em sistemas de potência contra descargas atmosféricas basearam-se no desenvolvimento de métodos analíticos que procuraram prever a ocorrência de descargas atmosféricas sobre as linhas e a resposta dos sistemas de proteção usados nos equipamentos e subestações. No período 1945-1960 foram desenvolvidos métodos de curvas generalizadas para estudos de prevenção sobre o comportamento da linha, o cálculo das sobretensões e coordenação de isolamento nas subestações. Nesse período, mais propriamente em 1950, a *American Institute of Electrical Engineers* (AIEE) propôs um método para o cálculo da indisponibilidade por descargas atmosféricas, para linhas acima de 230 kV. Este método revelou deficiências nos modelos de seleção o que veio a conduzir aos primeiros programas de desenvolvimento de modelos eletromagnéticos [11]. Para o período de 1960 a 1975 foram utilizadas técnicas de Monte Carlo [12], as quais substituíram muitos modelos e acabaram com muitas limitações de cálculo.

Em 1968 um “*IEEE Working Group*” desenvolve um dos modelos que veio a ser fortemente implementado no cálculo da indisponibilidade por descargas atmosféricas, graças a Jonh G. Anderson, como parte do “EPRI RP68 Project”.

Em 1975 foi publicado o livro "*Transmission Line Reference Book, 345 kV and above*" [13], que inclui um capítulo dedicado ao cálculo indisponibilidade devido a descargas refletidas. Uma nova edição deste livro foi publicada em 1982 [1], com melhorias na metodologia utilizada para o cálculo da indisponibilidade. Estas duas edições constituem a base de muitas publicações da literatura especializada.

Com base nestas duas referências foram desenvolvidas diversas publicações que estudam os diferentes fenómenos relacionados com a indisponibilidade por descargas atmosféricas[14], [15], [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22]:

- Estudos sobre a resposta transitória do sistema, tendo em conta mecanismos de condução da corrente, tanto eletrolítico como num meio de ionização;
- Rutura elétrica do solo;
- Estratificação do solo;
- Dependência da frequência;
- Modelização dos postes;
- Modelização e implementação dos elétrodos complementares.

Outras publicações permitiram o desenvolvimento de curvas generalistas que dependem de fatores tais como o número de isoladores, resistência de ligação à terra, etc. para assim calcular a indisponibilidade de uma determinada linha [21], [23], [24]. Estas curvas simplificam os métodos de análise para prever mais rapidamente um resultado. Foram também desenvolvidos programas computacionais que procuram dar uma estimativa da indisponibilidade devido a descargas atmosféricas [25], [26], [27], [28]. Outras publicações têm desenvolvidas metodologias com base em simulações com o ATP e EMTP [2], [25], [20].

Apesar de tudo isto, dispõe-se ainda de numerosa literatura sobre a descrição do fenómeno físico. No entanto, existe pouca informação acerca de métodos completos de projeto dos sistemas de ligação à terra que satisfaçam os requisitos de fiabilidade e segurança, tendo em conta critérios estritamente económicos.

Em geral, as empresas de energia elétrica vão-se limitando normalmente a normalizar a instalação dos sistemas de ligação à terra, utilizando esquemas uniformes que cumpram os critérios técnicos estabelecidos, independentemente do custo do investimento pedido.

Carmona [3] apresenta um procedimento de projeto de sistemas de ligação à terra, que veio a ser implementado na Venezuela, utilizando uma metodologia na qual, a partir de um valor pré-fixado de indisponibilidade, procede-se à determinação do valor da resistência máxima admissível com o objetivo de projetar um elétrodo complementar associado a uma secção específica da linha. Os resultados sob o ponto de vista técnico-económico foram melhores do que os obtidos através da aplicação de projetos normalizados. Estes últimos apresentam um investimento elevado, pois é sabido que tais metodologias dependem fortemente de critérios heurísticos e não um modelo de otimização determinístico.

Neste sentido é proposto em [6] e [7] um modelo económico-matemático baseado na metodologia original proposta em [13], que permite minimizar os custos de investimento nos eléctros complementares cumprindo com os valores da indisponibilidade da linha atribuídos pelo planeamento da mesma de modo a satisfazer as restrições de espaço físico e / ou ambiental dos postes da linha de média ou alta tensão.

1.3. OBJETIVOS

Os objetivos específicos a desenvolver nesta tese são:

- Desenvolver uma metodologia para o planeamento de um projeto de eléctros complementares de ligação à terra em linhas de alta e média tensão (transporte e distribuição) que tem como base o modelo de otimização apresentado em [6], [7]. A solução do problema será definida pela condição de custo mínimo de investimento em eléctros complementares, cumprindo com as restrições técnicas (indisponibilidade máxima por descargas refletidas) e ambientais (escavação) do sistema;
- Aplicação da metodologia desenvolvida a uma linha de transporte de 230 kV, com 180 apoios (estudo de caso tratado em [6] e [7]);
- Análise comparativa dos resultados obtidos da metodologia proposta com o método de seleção de eléctros complementares por zona [3], [5] e na aplicação de eléctros normalizados ou padrões [6], [10];
- Análise de sensibilidade para verificar o comportamento do custo ótimo de investimento em função do número de variáveis do problema (número de eléctros a seleccionar).

1.4. ORGANIZAÇÃO DA TESE

Esta dissertação encontra-se organizada em 4 capítulos. O capítulo 1 contém a introdução desta tese onde é feito o enquadramento do assunto estudado, um estado de arte do problema a ser resolvido e os principais objetivos a serem cumpridos no decorrer deste trabalho. O

capítulo 2 apresenta o modelo matemático desenvolvido para a resolução do problema de desenho ótimo de esquemas de ligação à terra nas linhas de transporte/distribuição. No capítulo 3 os resultados da metodologia proposta no capítulo 2 são apresentados e comparados com os métodos tradicionais de esquemas de ligação à terra (método por zona e método padrão) utilizando uma linha de transporte de 230kV e 180 postes. Por fim, o capítulo 4 apresenta as principais conclusões retiradas deste estudo bem com a indicação de propostas de trabalhos futuros. No final deste documento é possível encontrar um anexo com resultados mais pormenorizados do estudo de caso utilizado.

2. MODELIZAÇÃO DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

2.1. INTRODUÇÃO

O sistema de ligação à terra das linhas de transporte e distribuição têm um impacto importante no número de interrupções devido às descargas atmosféricas.

Nas referências publicadas existem técnicas destinadas obrigar a execução do isolamento elétrico da linha de transmissão/distribuição em condições transitórias devido à atividade das descargas atmosféricas, em particular as apresentadas em [6], [7]. Estas permitem o cálculo da média das interrupções das linhas de transmissão/distribuição, dos níveis isocerâunicos numa dada zona geográfica e das características da linha de transmissão/distribuição (disposição geométrica dos condutores no espaço, assim como o nível de isolamento e a resistência da terra média equivalente das diferentes secções das linhas de transmissão/distribuição). Os esquemas de ligação à terra são especificados para cada um dos postes e para diferentes setores de linha de acordo com as características físicas

da localização do poste. Em [1], [3], [10], [13], [29] estão apresentadas outras metodologias por forma a melhorar os sistemas de ligação à terradas linhas de transporte e distribuição.

Em [30], [31] foram propostos diferentes esquemas de elérodos complementares a serem instalados nos apoios dos postes das linhas de transmissão/distribuição. Quanto ao estudo do comportamento das estruturas dos postes de linhas pode ser encontrado em [32]. Tais metodologias são baseadas no pressuposto de que o sistema de ligação à terra deve satisfazer os requisitos de um valor equivalente admissível de resistência da terra em função de cada apoio, correspondente a um valor desejado da taxa de interrupção. Porém, é necessário ter em conta o custo do sistema de ligação à terra. As obras civis necessárias para o cumprimento da execução do sistema, é importante e tem um impacto considerável tanto ecológico como económico na execução do projeto.

Nesta dissertação é proposto o modelo de otimização para minimizar os custos totais do investimento nos elérodos complementares obrigatórios para todos os postes da linha de transmissão/distribuição, por forma a diminuir as interrupções da linha devido ao fenómeno das sobretensões que ocorrem após as descargas atmosféricas. Este modelo também otimiza a colocação dos elérodos complementares durante a construção do sistema de ligação à terra de cada uma das fundações do poste, as limitações ecológicas do volume de escavação do solo para cada localização do poste, a tensão máxima permitida e também a limitação do aumento do valor potencial da terra (VPT).

O custo da instalação depende das características do solo em cada um dos locais do poste, permitindo que a metodologia varie o número de elérodos complementares necessários e como tal a resistência de terra equivalente.

A metodologia proposta não impõe um valor da resistência equivalente para cada um dos postes. Em vez disso impõe uma taxa de interrupção total da linha, permitindo assim variações de resistência de ligação à terra em toda a linha.

Este capítulo apresenta uma visão geral do modelo de otimização proposto em [6], [7] e aplicado nesta dissertação para a seleção ótima dos elérodos complementares em linhas de transporte/distribuição.

2.2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

O problema de configuração do sistema de ligação à terra das linhas de transporte/distribuição poderá ser definido como um problema de otimização do tipo Programação Linear Inteira Mista (PLIM) por forma a minimizar o custo de investimento do sistema de ligação à terra estando sujeito ao limite máximo da taxa de falha da linha devido às descargas atmosféricas, ao constrangimento ecológico máximo da escavação permitido, à máxima tensão permitida e também à limitação do valor de subida de potencial do solo.

2.2.1. MODELO PARA DETERMINAR A TAXA DE FALHA DEVIDO À DESCARGA ATMOSFÉRICA

Em geral, uma linha de transporte/distribuição pode ser dividida em n secções S_i de comprimento L_i , com N_i postes por secção, como pode ser visto na Figura 2.1. O conjunto das secções de linha é dado da seguinte forma:

$$\{S_1, S_2, \dots, S_i, \dots, S_n\} \quad (1)$$

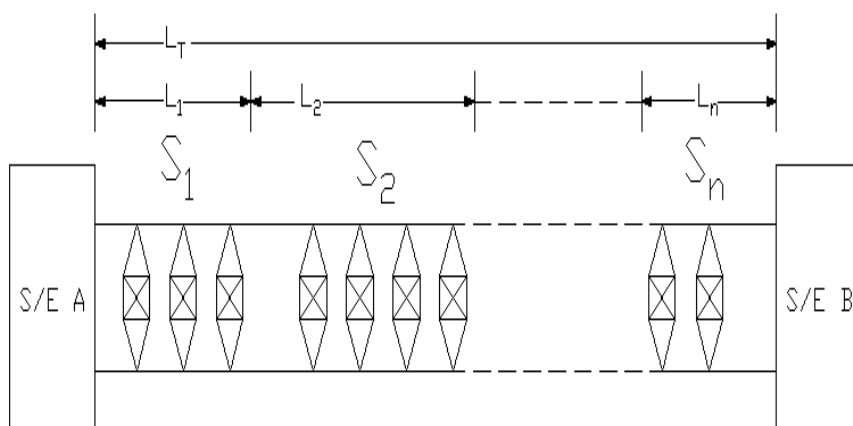


Figura 2.1 Linha de Transporte/distribuição com n secções [6]

O conjunto dos comprimentos das secções da linha é:

$$\{L_1, L_2, \dots, L_i, \dots, L_n\} \quad (2)$$

O critério que deve prevalecer para a definição de uma zona, corresponde ao tipo de homogeneidade do solo e da uniformidade do nível de isolamento. Nesse sentido, estabeleceu-se para cada secção um padrão de resistividade RVD_i e um nível de isolamento fixo V_s .

$$RVD_i = \{ \rho_{i,1}, \rho_{i,2}, \dots, \rho_{i,n+1} \}; \quad G_i = \{ g_{i,1}, \dots, g_{i,n} \} \quad (4)$$

O tipo de poste mais frequente deverá ser definido para cada secção de linha S_i . A disposição geométrica dos condutores de fase e dos condutores de guarda é necessária para o cálculo de cada secção de linha S_i tal como mostra a Figura 2.2.

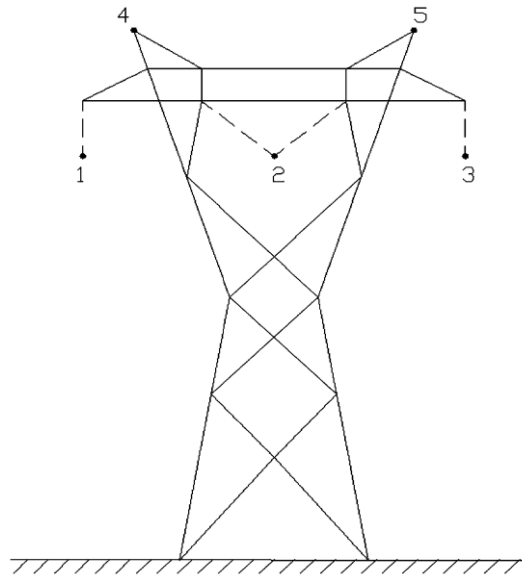


Figura 2.2 Geometria das secções da linha

É assumido que as taxas de falha das linhas devido a descargas atmosféricas nos condutores de fase são negligenciáveis. As indutâncias bem como as indutâncias mutuas devem ser calculadas, uma vez que são necessárias para o cálculo da taxa de falha da linha devido ao fenómeno de descargas refletidas provocadas pela descarga atmosférica nos cabos de guarda.

As impedâncias necessárias para o cálculo da taxa de falha na fase 1 da linha devido ao fenómeno da descarga refletida, devem ser calculadas para cada secção S_i da linha usando as seguintes equações:

$$Z_{nn}^i = 60 \cdot \ln \left(\frac{2h_n^i}{r_n} \right) \quad (5)$$

$$Z_{mn}^i = 60 \cdot \ln \left(\frac{a_{mn}^i}{b_{mn}^i} \right) \quad (6)$$

Figura 2.3 mostra os significados de h_n , b_{mn} e a_{mn} .

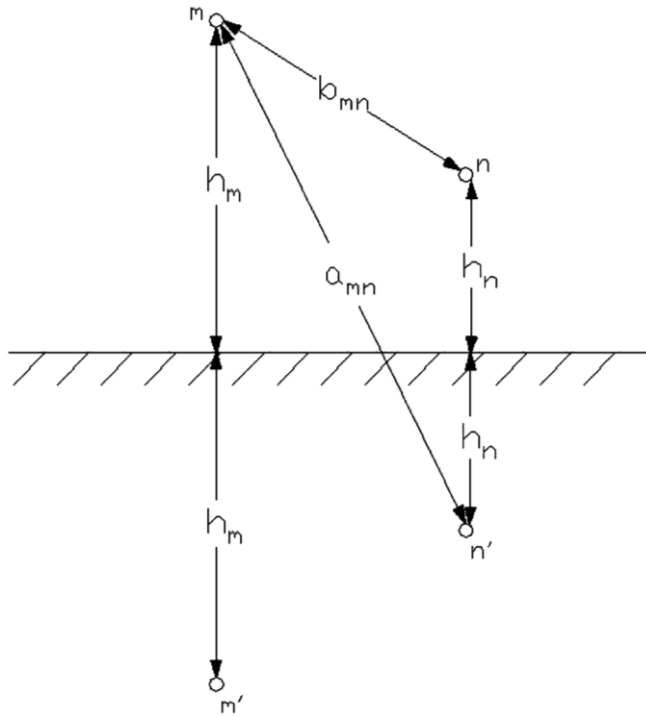


Figura 2.3 Cálculo da impedância para as ligações da linha

Por forma a determinar a taxa de falha T , a corrente crítica em cada secção da linha deverá ser calculada baseada no circuito equivalente apresentado na Figura 2.4.

De acordo com [13] e depois de diversas operações algébricas a expressão para a corrente crítica I_C^i é dada por:

$$I_C^i = \frac{V_s \cdot (Z_{44}^i + Z_{45}^i + 4R_{gij})}{((1 - k_1^i) \cdot (Z_{44}^i + Z_{45}^i) \cdot R_{gij})} \quad (7)$$

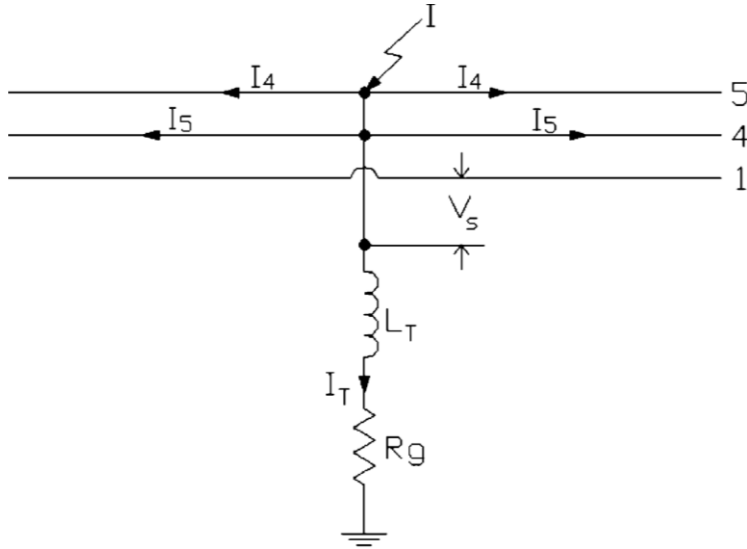


Figura 2.4 Circuito equivalente para análise do fenómeno de descarga refletida na fase 1

Onde k_1^i é o coeficiente de acoplamento com a fase 1.

$$k_1^i = \frac{(Z_{14}^i + Z_{15}^i)}{(Z_{54}^i + Z_{55}^i)} \quad (8)$$

O método apresentado em [33] poderá ser utilizada em alternativa para o caso de ser necessário um cálculo mais preciso da corrente crítica. Neste caso as razões de eficácia dos cabos de guarda e dos condutores de fase tendo em conta o efeito corona são calculadas antes do cálculo do coeficiente de acoplamento. Estas são determinadas para todas as fases por forma a seleccionar a situação mais desfavorável. A resposta do poste à descarga atmosférica é calculada de uma forma mais elaborada, isto é, calculando os picos de tensão no topo do poste, na cruzeta do poste e no isolador, bem como a reflexão nos postes adjacentes e os efeitos da frequência [33].

A impedância equivalente do esquema de ligação à terra em condições transitórias rápidas e de correntes altas ou face a uma resistência de terra dinâmica R_{gij} dos apoios dos postes na secção de linha S_i com um esquema de eléctrodos complementares e_{ij} , está relacionada com a resistência de ligação à terra em correntes baixas e regime estacionário R_{ij} [13], [33].

Nesta tese a relação simplificada entre R_{gij} e R_{ij} foi utilizada:

$$R_{gij} = \frac{R_{ij}}{4} \quad (9)$$

Numa abordagem mais precisa, os fenômenos transitórios eletromagnéticos que ocorrem após uma descarga atmosférica podem ser simulados utilizando software especializado para o cálculo da resistência equivalente de ligação à terra de cada poste [4].

O valor da tensão V_s deve ser determinado de acordo com as condições climáticas e geográficas do local em estudo [34]:

$$V_s = 0.38 \cdot V_{sn} \cdot \frac{P}{273 + T_a} \quad (10)$$

Onde a pressão atmosférica P foi calculada utilizando a seguinte expressão [35]:

$$P = \frac{P}{10^{\left(\frac{H}{18400 \cdot (1 + C \cdot T_a)}\right)}} \quad (11)$$

A taxa de interrupção forçada da linha de transmissão é calculada utilizando a seguinte expressão:

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot L_i}{L_T} \quad (12)$$

Para cada secção S_i da linha é determinada a variável T_i . Esta variável representa o mínimo de falhas de isolamento devido ao fenômeno das descargas refletidas na secção S_i da linha L_i por cada 100km/ano [13], [33]:

$$T_i = 0,6 \cdot N_{Li} \cdot N_{Ci} \quad (13)$$

Embora o uso de um fator de 0,6 possa ser discutido, este valor foi utilizado por forma a seguir as abordagens sugeridas em [13], [33]. A variável N_{Li} representa o número de descargas atmosféricas diretas recebidas pela linha de transporte por cada 100km/ano. Se as medições da atividade atmosférica não estiverem disponíveis, em alternativa pode ser utilizado o número de descargas atmosféricas dias/ano para a estimativa do valor N_{Li} (equação (14), os coeficientes h_i e B_i estão definidos na Figura 2.5 [13], [33], embora expressões mais precisas, tais como as apresentadas em [36] podem ser usadas:

$$N_{Li} = 0.1 \cdot N_g \cdot \left(4h_j^{1.09} + B_i\right) \quad (14)$$

Onde N_g foi calculado de acordo com [24]:

$$N_g = 0,04 \cdot k^{1,25} \quad (15)$$

N_{Ci} é definida como a probabilidade das descargas diretas nas linhas de transporte/distribuição que excedam o valor da corrente crítica I_C^i na secção S_i da linha. É assumido que N_{Ci} segue uma distribuição probabilística [33]:

$$N_{Ci} = \frac{1}{1 + \left(\frac{I_C^i}{31}\right)^{2,6}} \quad (16)$$

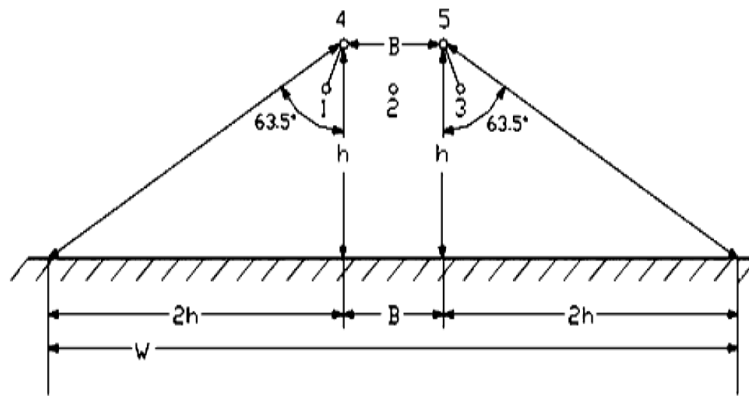


Figura 2.5 Cálculo da área de proteção dos condutores para descargas atmosféricas

2.2.2. CRIAÇÃO DOS ESQUEMAS DE ELÉTODOS COMPLEMENTARES DE LIGAÇÃO À TERRA

Cada um dos suportes de apoio dos postes da secção S_i da linha em estudo tem uma resistência de ligação à terra básica R_{Ti} correspondente ao efeito das estruturas metálicas enterradas no solo. O valor desta resistência depende das características do solo e das dimensões particulares de cada suporte. É possível obter valores típicos para a resistência R_{Ti} baseados em medições ou em métodos de simulação [30], [37], [38].

Por forma a obter melhores níveis de resistência de terra, visando reduzir a taxa de saída de serviço da linha, é feita a instalação de elétrodos de terra complementares por meio de condutores e/ou varetas tal como é expresso na Figura 2.6 [15], [39]. A geometria do elétrodo

complementar vai depender diretamente do espaço disponível na proximidade dos apoios e dos requisitos da linha.

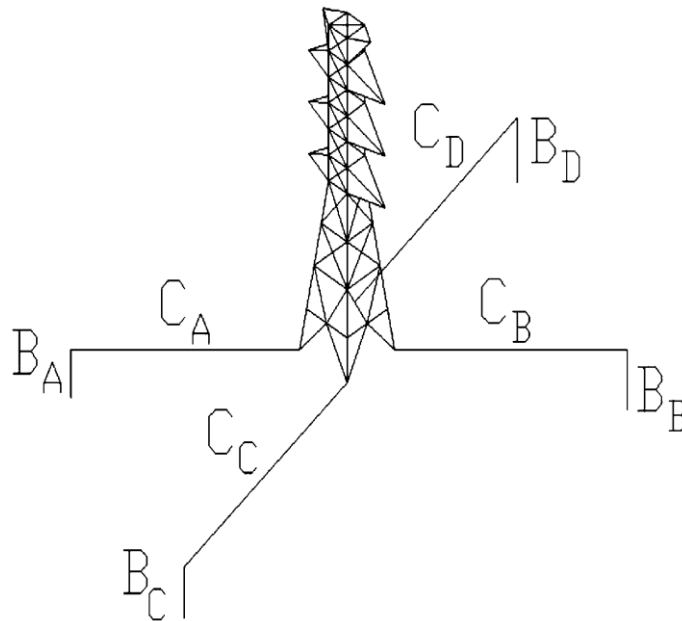


Figura 2.6 Esquema dos elétrodos complementares na base do poste

A metodologia cria um número fiável de elétrodos para cada linha da secção S_i .

2.2.3. ESQUEMA DOS ELÉTRADOS COMPLEMENTARES

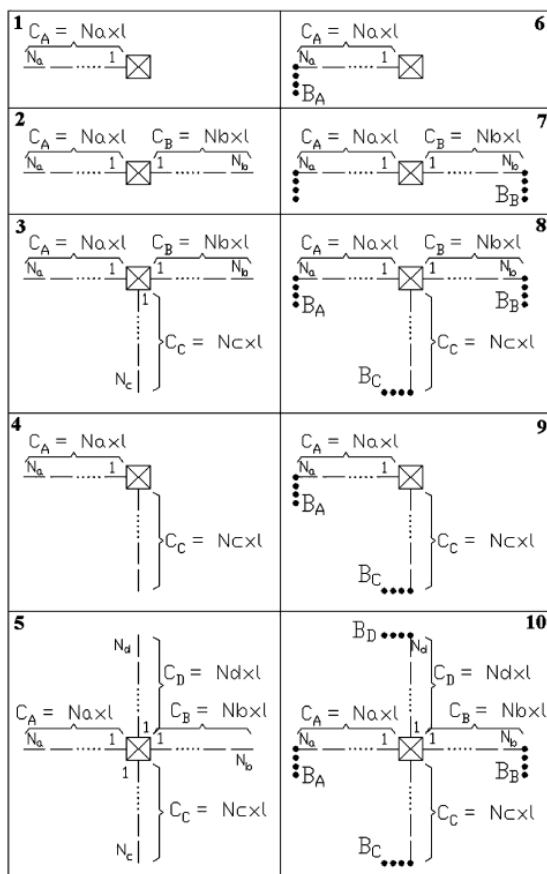
Diferentes esquemas para configuração dos elétrodos podem ser criados a partir de combinações de condutores e varetas. Neste sentido, é necessário criar para cada posto A_i uma quantidade de elétrodos complementares P_i . Os elétrodos considerados nesta dissertação baseiam-se em 10 esquemas básicos conforme indicados na Figura 2.7. O conjunto de esquemas de elétrodos complementares E_i associados aos apoios da secção S_i da linha é definido da seguinte forma:

$$E_i = \{e_{i,1}, e_{i,2}, \dots, e_{i,j}, \dots, e_{i,P_i}\} \quad (17)$$

Os condutores dos elétrodos complementares $e_{i,j}$, são colocados num máximo de quatro direções perpendiculares: A , B , C e D . O comprimento de cada condutor deve cumprir as limitações de espaço estabelecido pelos parâmetros D_A , D_B , D_C e D_D (comprimentos máximos nas direções A , B , C e D):

$$C_{A_{i,j}} = N_{a_{i,j}} \cdot l \leq D_{A_{i,j}}; \quad C_{B_{i,j}} = N_{b_{i,j}} \cdot l \leq D_{B_{i,j}}; \quad C_{C_{i,j}} = N_{c_{i,j}} \cdot l \leq D_{C_{i,j}}; \quad C_{D_{i,j}} = N_{d_{i,j}} \cdot l \leq D_{D_{i,j}} \quad (18)$$

Os elétrodos complementares do tipo (6-10) têm varetas instaladas no final de cada condutor. Cada vareta possui um comprimento de 3,3m e os parâmetros B_A , B_B , B_C e B_D indicam o número de varetas instaladas no final de cada condutor. As varetas são instaladas uma a seguir à outra após à perfuração do solo, produzindo uma vareta equivalente de maior comprimento. O número total de esquemas de elétrodos considerado é determinado a partir da atribuição de valores distintos para as variáveis l , b_a , b_b , b_c e b_d . A combinação de todas as formas de elétrodos (1-10) é tratada pelo algoritmo, impondo limitações às restrições de espaço para os apoios das da seção de linha S_i .






-  Poste, visto de cima
-  Condutor colocado numa vala de 0,5x0,5m
-  Vareta enterrada no solo

Figura 2.7 Esquemas gerais de ligação à terra dos elétrodos complementares

Após a definição da geometria de esquema de elétrodos e_{ij} ter sido definida, as quantidades exigidas a_{ij} , b_{ij} , c_{ij} e d_{ij} , dos materiais de construção (condutores e varetas), a escavação, o volume enchimento, as perfurações do solo (em metros) bem como a resistência de ligação à terra R_{ij} são calculados para os apoios de cada secção de linha S_i

2.2.4. CÁLCULO DAS QUANTIDADES NECESSÁRIAS PARA OS MATERIAIS DE CONSTRUÇÃO

Os seguintes cálculos são necessários para determinar o custo do sistema de ligação à terra de cada esquema.

- Comprimento do condutor (em metros)

$$a_{i,j} = C_{Ai,j} + C_{Bi,j} + C_{Ci,j} + C_{Di,j} \quad (19)$$

- Escavação do solo, volume de enchimento (em metros cúbicos para 0,50m de largura e 0.50m de profundidade nas escavações)

$$B_{i,j} = 0,25 \times a_{i,j} \quad (20)$$

- Números de varetas

$$c_{i,j} = B_{Ai,j} + B_{Bi,j} + B_{Ci,j} + B_{Di,j} \quad (21)$$

- Comprimento das escavações (em metros)

$$D_{i,j} = 3,3 \times C_{i,j} \quad (22)$$

2.2.5. CÁLCULO DA RESISTÊNCIA DE TERRA EQUIVALENTE R_{ij}

O cálculo da resistência de terra equivalente R_{ij} dos apoios da secção de linha S_i para cada um dos esquemas de elétrodos complementares criados e_{ij} foi determinado por meio de uma técnica de imagem e de numeração finita. Esta metodologia pode ser aplicada num solo de múltiplas camadas [16], [38], [40], [41], [42], [43] considerando uma resistência própria R_{Ti} [37].

2.2.6. CÁLCULO DA TENSÃO DE PASSO PERMITIDA

O máximo permitido para a tensão de passo V_{\max}^{Step} pode ser obtida através da equação (23) [44]. c_s e ρ_s , são respetivamente os fatores de avaliação da conformidade do terreno e da resistividade da sua camada superior, enquanto t_p é a duração falha. Se for considerado um terreno homogéneo, então o c_s é 1.0 e a resistividade irá alterar com o aumento da profundidade.

$$V_{\max}^{Step} = \frac{0.116 \cdot (6 \cdot c_s \cdot \rho_s + 1000)}{\sqrt{t_p}} \quad (23)$$

De acordo com a norma *IEEE 80-2000* [45] e também em consonância com [44], a tensão pode ser obtida utilizando a equação (24):

$$V_1^{Step} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s} \quad (24)$$

ρ é a resistividade do solo, K_s é o fator associado à geometria da rede, K_i é designado como fator de não uniformidade, I_G é a máxima corrente que flui na rede, e L_s é o comprimento dos condutores a serem utilizados para o cálculo do valor de tensão de passo. Esta expressão não contempla os elétrodos complementares. Se estes existirem, tem-se que:

$$V^{Step} = V_1^{Step} \cdot \frac{Z_w^{eq}}{Z_{line}^{eq}} \cdot \left(\frac{Z_{line}^{eq} + Rg}{Z_w^{eq} + Rg} \right) \quad (25)$$

2.2.7. CÁLCULO DO AUMENTO DO VALOR DO POTENCIAL DA TERRA (VPT)

O aumento do valor do potencial da terra (VPT) obtêm-se pela equação (26) em que Z^{eq} é a impedância total equivalente considerando a impedância de ligação à terra da rede, elétrodos complementares, postes e a impedância do cabo de guarda. O VPT é dado pela multiplicação da impedância equivalente pela maior corrente de sequencia zero de um curto-circuito entre uma fase e a terra ou entre duas fases e a terra [44]. Quando ocorre uma falha, a tensão máxima (VPT) surge onde o elétrodo está localizado. De seguida a tensão tende a reduzir quando se dirige para o solo. Por exemplo, na existência de um objeto metálico (poste) a

tensão transferida do solo para o objeto metálico deverá ser inferior ao máximo permitido para a tensão de passo V_{\max}^{Step} . Isto significa que a restrição (33) vai assegurar essa condição. k representa a percentagem de VPT associada com o ponto onde é feita esta verificação. Para um dado sistema de ligação à terra se o produto de k pelo VPT for maior que a tensão de passo máxima permitida, significa que o sistema não é adequado que outra configuração para o sistema ou para o elétrodo complementar deverá ser escolhida:

$$VPT = Z^{eq} \cdot I_{cc0} \cdot x_{i,j} \quad (26)$$

2.2.8. CÁLCULO DA TAXA DE FALHA PROVOCADA POR DESCARGAS REFLETIDAS

A taxa de falha de uma linha de transporte indica o número de vezes ao ano por cada 100 km de linha que pode estar fora de serviço devido à incidência de descargas atmosféricas sobre ela.

Uma descarga refletida é um aumento do arco elétrico que se forma na cadeia de isoladores. Esta descarga surge pela diferença entre a tensão desenvolvida na cruzeta do poste, devido à descarga atmosférica, e tensão acoplada no condutor de fase desde o topo do poste.

A metodologia para o cálculo da taxa de falha baseia-se na referencia [43]. Assim tem-se que:

$$T = L_T \cdot N_T \cdot \sum^n P_I \cdot (\overline{I^{cn}}) \quad (27)$$

Onde:

T é a taxa de saída da linha de transporte (Falhas / 100 km / ano).

L_T é o comprimento da linha de transporte (km).

N_T é o número total de descargas que incidem no poste (descargas/100 km / ano).

P_I é a probabilidade de que o pico de corrente para qualquer descarga exceda um valor de corrente que produza um arco elétrico.

$\overline{I^{cn}}$ é o valor médio da corrente para a fase n em (kA).

n é o número de fases.

Na prática, uma linha de transporte não tem um valor constante de resistência de ligação à terra, mas sim uma gama de valores, dependendo da localização do poste.

Assim, a taxa de falha é estimada tendo em conta diversas secções da linha:

$$T = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \cdot L_i}{L_T} \quad (28)$$

Onde:

T_i é a taxa de falha da secção i (Falhas/100 km / ano).

L_i é o comprimento da secção i da linha de transporte (km)

L_T é o comprimento total da linha (km).

Para este assunto, na elaboração do modelo tem-se que:

Dados de entrada:

- Uma matriz de resistência dinâmica obtida a partir da resistência estática associada a cada eléctrodo em cada secção da linha;
- Características do poste das linhas de transporte: altura total, largura da base, a distância entre fases, a altura dos cabos de guarda, a altura dos condutores de fase, o raio do cabo de guarda, o raio do condutor de fase, nível de isolamento, etc;
- Características das secções de linha: o número de secções para avaliar, o comprimento de cada secção, o número de postes em cada secção;
- Características ambientais: nível cerâmico da região, temperatura média, altitude média da linha.

Uma matriz que representa as taxas de falha associadas a cada eléctrodo criado em cada secção da linha.

É importante notar que as falhas na protecção são outro tipo de causas que levam à criação de arcos eléctricos. Estas falhas ocorrem quando uma descarga não faz contacto com o cabo de guarda ou o poste e vai incidir directamente sobre o condutor de fase. Quando isso acontece, desenvolvem-se rapidamente tensões extremamente altas no ponto de contacto, as quais transitam em ambas as direcções ao longo do condutor de fase, eventualmente atingindo um ou mais isoladores levando a um arco eléctrico sobre eles.

A probabilidade de ocorrer falhas de isolamento deve ser calculada para cada projeto, dado estas falhas representarem uma parte significativa no total de falhas de algumas linhas de transporte, especialmente nas linhas que têm um único cabo de guarda.

Nesta dissertação está a assumir-se que a linha de transporte/distribuição tem um projeto de elevada qualidade de execução, ou seja, não existem falhas deste tipo. Nesta tese é deixado esta variável fixa para que não faça parte dos cálculos.

2.2.9. MODELO DE OTIMIZAÇÃO

Como foi dito no início deste capítulo, o problema de configuração do sistema de ligação à terra das linhas de transporte/distribuição poderá ser definido como um problema de optimização do tipo Programação Linear Inteira Mista (PLIM). Nesta tese a técnica de *branch-and-bound* [46] é utilizada para lidar com as variáveis binárias existente no problema. Esta técnica está concebida para a minimização de uma função linear sujeita a restrições lineares em termos reais e binários. Esta técnica tem sido extremamente utilizada nos mais diversos campos de aplicação [47].

A Figura 2.8 mostra o diagrama do modelo de optimização proposto nesta dissertação.

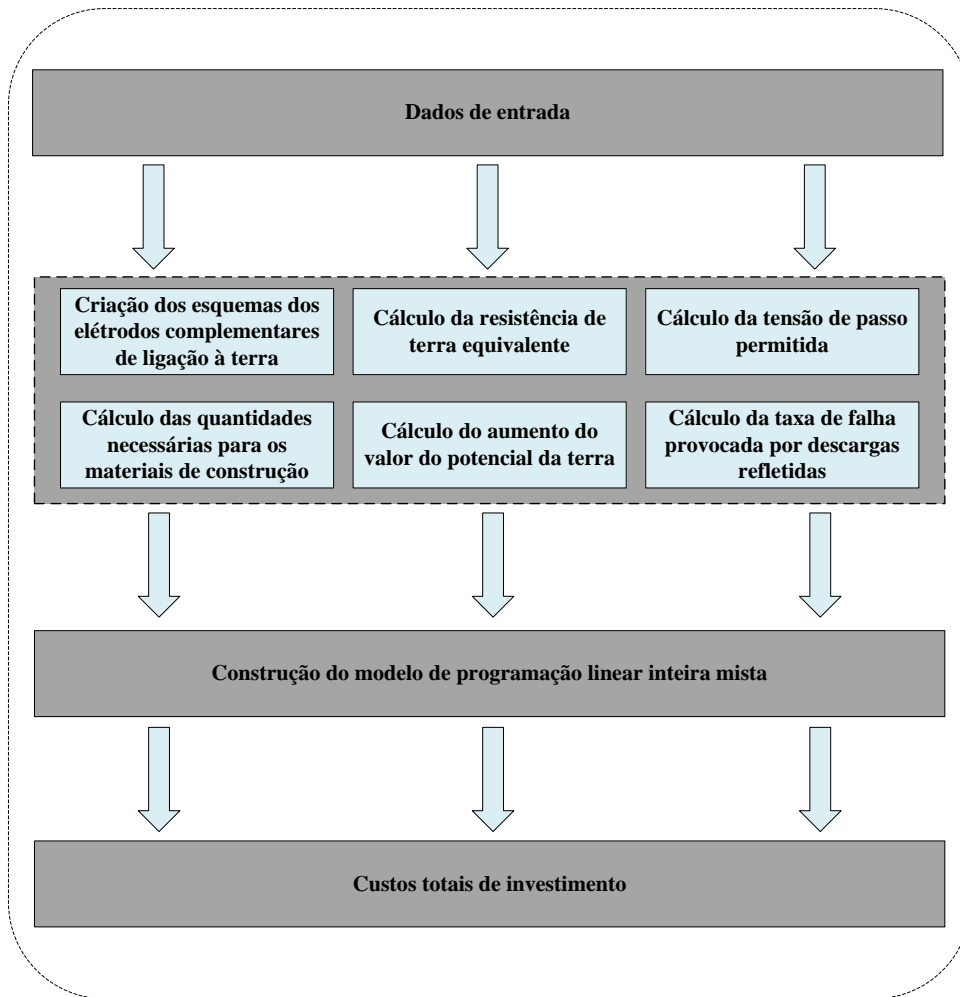


Figura 2.8 Diagrama do modelo de otimização proposto

Função objetivo

O objetivo é minimizar uma função linear em termos de número e localização de elétrodos de terra a serem instalados, considerando o custo dos condutores, de escavação, de perfuração e das varetas.

$$\min \sum_{i=1}^n N_i \cdot \left(\sum_{j=1}^{P_i} \alpha \cdot a_{i,j} \cdot x_{i,j} + \beta \cdot b_{i,j} \cdot x_{i,j} + \gamma \cdot c_{i,j} \cdot x_{i,j} + \eta \cdot d_{i,j} \cdot x_{i,j} \right) \quad (27)$$

Restrições

- Escolha de apenas um esquema de ligação à terra. Para cada suporte do poste de cada secção de linha S_i , apenas pode existir um esquema de elétrodo $e_{i,j}$:

$$\sum_{j=1}^{P_i} x_{i,j} = 1; \quad i = 1, \dots, n \quad (28)$$

- Taxa máxima para as interrupções forçadas. Esta restrição impõe o comportamento global da linha de transporte/distribuição face às descargas atmosféricas.

$$\frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{P_i} L_i \cdot T_{i,j} \cdot x_{i,j}}{L_L} \leq T \quad (29)$$

Onde o $T_{i,j}$ é calculado à priori.

$$T_{i,j} = \frac{0,0024 \cdot k^{1,25} \cdot (4 \cdot h^{1,09} + B_i)}{1 + \left(\frac{I_c^i}{31}\right)^{2,6}} \quad (30)$$

- Volume limite da escavação. Em alguns casos, as restrições ambientais e ecológicas podem existir. Assim é definido um volume máximo de solo a ser retirado (m^3):

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{P_i} N_i \cdot b_{i,j} \cdot x_{i,j} = b_{\max} \quad (31)$$

- Tensão de passo máxima permitida. Para cada configuração de ligação à terra, a tensão de passo é calculada. O cálculo é realizado externamente ao modelo de otimização, tendo em conta a norma *Std.800-2000* [29]. Para cada configuração em análise é considerando todo o número possível de varetas. A tensão deve ser menor ou igual do que o máximo valor permitido.

$$\sum_g V_{i,j}^{Step} \cdot x_{i,j} \leq V_{\max}^{Step} \quad (32)$$

- Limite para o aumento do valor de potencial de terra (VPT). O valor do aumento do potencial da terra é obtido pela equação (26) e deve ser menor que o valor máximo da tensão de passo.

$$k \cdot VPT \leq V_{\max}^{Step} \quad (33)$$

2.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo é descrito o modelo de otimização proposto para minimizar os custos totais de investimento nos elétrodos complementares para os apoios dos postes das linhas de transporte/distribuição por forma a diminuir as interrupções da linha devido ao fenómeno das sobretensões que ocorrem após as descargas atmosféricas. No modelo estão também consideradas as restrições ecológicas do volume de escavação do solo para cada localização do poste, a tensão máxima permitida e também a limitação do aumento do valor potencial da terra. O modelo apresentado é definido como um problema de otimização do tipo Programação Linear Inteira Mista.

3. ESTUDO DE CASO

3.1. INTRODUÇÃO

O estudo de caso apresentado nesta secção foi usado para a implementação do modelo de otimização apresentado nesta dissertação. Os resultados são comparados com os obtidos utilizando o método secção a secção (zona), onde a escolha do esquema do elétrodo para cada secção de linha é feita por forma a ter em conta a taxa de falha máxima desejada não tendo em conta o comportamento das restantes secções de linha [3]. Os resultados são também comparados com os obtidos pela escolha de um elétrodo complementar padrão para todos os postes da linha [10].

3.2. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso consiste numa linha de transporte de 85,4 km de comprimentos, uma tensão de 230kV, 180 postes do tipo 1 (Tabela 3.2 e Figura 2.2) e dois cabos de guarda do tipo ACSR 211.3. O isolamento apresenta uma tensão crítica de 1390kV para uma dada descarga atmosférica. Um valor médio de 76 descargas atmosféricas dia por ano foi utilizado no

modelo. O valor da taxa de falha desejado (limite) foi de 0,5 falhas por 100km/ano. O efeito da resistência das fundações do poste sem elétrodos complementares (R_{Ti}) não foi considerada. Não existem também restrições ambientais e ecológicas. Os coeficientes de custo para a função objetivo são os seguintes:

- Custo do condutor (α) = 20 u.m./m;
- Custo de escavação e enchimento (β) = 100 u.m./m³;
- Custo de da vareta ou barra (γ) = 20 u.m./unidade;
- Custo de perfuração (η) = 100 u.m./m.

Os custos da escavação foram assumidos como sendo uma função da resistividade de duas camadas de solo numa localização particular do poste de cada secção de linha:

$$\eta_l = 100 \cdot \left(\frac{g_i \cdot \rho_{i,2}}{\rho_{i,1}} + 3 \right) \quad (34)$$

As características da linha de transporte são apresentadas na Tabela 3.1 e Tabela 3.2. O conjunto dos esquemas complementares de ligação à terra são compostos por 11 tipos diferentes de configurações de elétrodos para todos os suportes dos postes, com distância de 100m entre condutores e 2 varetas enterradas (

Tabela 3.3).

São apresentados os resultados considerando três abordagens diferentes, isto é, as apresentadas em [3] e [10] (modelo por zona e modelo padrão) e a metodologia de otimização proposta:

Modelo global (modelo proposto) – a taxa de falha desejada deve ser cumprida em toda a linha. A configuração dos elétrodos complementares deverá ser escolhida por forma a que a taxa de falha em toda a linha seja inferior ou igual a uma taxa fixa (neste caso é de 0,5 falhas por 100km/ano);

Modelo por zona – Consiste em cumprir a taxa de falha em cada uma das secções ou zonas que compõe a linha;

Modelo padrão – Cumprir a taxa de falha desejada para toda a extensão da linha, utilizando um eletrodo padrão.

O método foi implementado num computador com um processador 1,7GHz dual-core Intel Core I7, 8GB de memória RAM e com Windows 10 Pro. O software GAMS (*General Algebraic Modeling System*) [8] com o *solver* CPLEX [9] foi utilizado nesta implementação.

Tabela 3.1 Características da linha de transporte.

Secção	Comprimento da secção (km)	Número de postes	Distância média da linha entre postes (m)	Parâmetros do solo		
				ρ_1 (Ωm)	ρ_2 (Ωm)	Profundidade (m)
S ₁	16,38	30	546	3000	500	3,0
S ₂	7,14	18	396	350	550	2,5
S ₃	7,98	16	498	2550	350	1,3
S ₄	9,66	22	439	5000	100	2,5
S ₅	9,66	24	402	2750	350	2,5
S ₆	8,40	22	381	5300	500	4,0
S ₇	10,08	18	560	500	250	3,0
S ₈	16,10	30	536	4800	150	3,0
Total	85,40	180				

De modo a obter um calculo mais preciso da corrente critica, foi utilizada a metodologia publicada em [33]. Neste caso o rácio efetivo da tensão de isolamento da fase da linha, considerando o efeito de coroa, foi calculado antes de tratar os coeficientes de acoplamento (os quais são determinados em todas as fases) de modo a seleccionar o pior caso.

Tabela 3.2 Características dos postes (parâmetros baseados na Figura 2.2).

Tipo de poste	1	2	3	4	5
$r_4=r_5$ (m)	0,008435	0,008435	0,008435	0,008435	0,008435
B (m)	13,40	9,75	16,00	11,90	16,00
a_{14} (m)	89,70	59,52	70,34	81,70	80,11
a_{15} (m)	88,70	58,72	68,50	80,70	78,50
a_{45} (m)	108,23	78,17	99,29	112,10	109,17
b_{14} (m)	23,00	21,21	33,55	22,16	33,55
b_{15} (m)	18,70	18,84	29,50	18,70	29,50
b_{45} (m)	13,40	9,75	16,00	11,90	16,00
h (m)	53,70	38,50	49,00	50,10	54,00

Tabela 3.3 Esquemas de elétrodos de ligação à terra utilizados.

Elétrodo $e_{i,j}$	Condutor (m)				Número de barras ou varetas			
	C_A	C_B	C_C	C_D	B_A	B_B	B_C	B_D
$j=1$	100	0	0	0	0	0	0	0
$j=2$	0	0	0	0	1	0	0	0
$j=3$	0	0	0	0	2	0	0	0
$j=4$	100	0	100	0	0	0	0	0
$j=5$	100	100	100	100	0	0	0	0
$j=6$	100	0	0	0	1	0	0	0
$j=7$	100	0	100	0	1	0	1	0
$j=8$	100	100	100	100	1	1	1	1
$j=9$	100	0	0	0	2	0	0	0
$j=10$	100	0	100	0	2	0	2	0
$j=11$	100	100	100	100	2	2	2	2

Os resultados da otimização podem ser encontrados na Tabela 3.4, Tabela 3.5 e Tabela 3.6, utilizando um conjunto de 11 esquemas de ligação à terra dos elétrodos para cada abordagem (Modelo global, Modelo por zona, Modelo padrão respetivamente).

A taxa de falha para o modelo global foi $T = 0,4834$ falhas por 100km/ano, com um custo associado de 1.868.078 u.m. (unidades monetárias). A Tabela 3.4 mostra os elétrodos escolhidos, assim como o valor da resistência e da taxa de falha para cada secção.

Tabela 3.4 Resultados utilizando o modelo global.

Secção	Elétrodos											R	T
	$e_{i,1}$	$e_{i,2}$	$e_{i,3}$	$e_{i,4}$	$e_{i,5}$	$e_{i,6}$	$e_{i,7}$	$e_{i,8}$	$e_{i,9}$	$e_{i,10}$	$e_{i,11}$	(Ω)	(T/100km/ano)
S1										×		15,15	0,5601
S2	×											7,68	0,1574
S3				×								9,17	0,3587
S4									×			8,48	0,8289
S5				×								11,97	0,6235
S6					×							3,79	0,7991
S7	×											6,48	0,1123
S8										×		15,98	0,3882
Taxa de falha da linha													0,4834

A taxa de falha para o modelo por zona foi $T = 0,2858$ falhas por 100km/ano, com um custo associado de 2.394.441 u.m.. A Tabela 3.5 mostra os elétrodos escolhidos assim como o valor da resistência e taxa de falha por cada secção.

Tabela 3.5 Resultados utilizando o modelo por zona.

Secção	Eléttodos											R	T
	e _{i,1}	e _{i,2}	e _{i,3}	e _{i,4}	e _{i,5}	e _{i,6}	e _{i,7}	e _{i,8}	e _{i,9}	e _{i,10}	e _{i,11}	(Ω)	(T/100km/ano)
S1					×							9,11	0,2101
S2	×											8,12	0,1574
S3				×								11,31	0,3587
S4										×		8,24	0,1634
S5							×					12,85	0,4902
S6											×	11,72	0,3913
S7	×											7,09	0,1123
S8										×		11,68	0,3882
Taxa de falha da linha													0,2858

Utilizando o modelo padrão não é feita a otimização da escolha dos eléttodos, escolhe-se sim aquele que seja mais económico e que cumpra com a taxa de falha da linha. O eléttodo escolhido foi o E₁₀ (Tabela 3.6). A taxa de falha da linha foi $T = 0,4311$ falhas por 100km/ano, com um custo associado de 2.525.952 u.m..

Tabela 3.6 Resultados utilizando o modelo padrão.

Secção	Eléttodos											R	T
	e _{i,1}	e _{i,2}	e _{i,3}	e _{i,4}	e _{i,5}	e _{i,6}	e _{i,7}	e _{i,8}	e _{i,9}	e _{i,10}	e _{i,11}	(Ω)	(T/100km/ano)
S1										×		13,5	0,560
S2										×		4,4	0,035
S3										×		8,8	0,196
S4										×		8,2	0,163
S5										×		10,7	0,318
S6										×		21,8	1,753
S7										×		3,5	0,018
S8										×		11,6	0,388
Taxa de falha da linha													0,4311

Na Tabela 3.4, Tabela 3.5 e Tabela 3.6 é possível verificar que ambos métodos cumprem com a restrição da taxa de falha fixada. Através da Tabela 3.7 pode-se ver que o método global é o mais económico, levando a uma poupança em 22% em relação ao método por zona e de 26% face ao método padrão. Isto é devido a uma diminuição da taxa de falha nas zonas onde os custos de construção e instalação dos eléttodos complementares são mais elevados e compensando nas zonas onde os custos são menores por forma a que a taxa de falha cumpra com a restrição imposta. No caso do método por zona não é possível diminuir a taxa de falha, já que cada zona deve cumprir com o valor fixado.

No método padrão não se tem em conta a otimização dos custos dado o elétrodo a ser instalado ser o mesmo para cada zona. A implementação de um elétrodo padrão pode levar a sobredimensionamento dos elétrodos complementares em algumas das zonas, repercutindo diretamente sobre os custos totais, apesar de ser escolhido o elétrodo mais económico que cumpra com a taxa de falha da linha.

Tabela 3.7 Resultados comparativos dos três métodos.

Secção	Método				
	Global	Zona		Padrão	
	Custo (u.m.)	Custo (u.m.)	Diferença (%)	Custo (u.m.)	Diferença (%)
S1	411,000	540,000	24	411,000	0
S2	81,000	81,000	0	328,062	62
S3	144,000	144,000	0	212,408	50
S4	144,166	288,332	50	288,332	55
S5	216,000	269,520	20	323,040	27
S6	396,000	595,677	34	297,838	- 46
S7	81,000	81,000	0	270,360	79
S8	394,912	394,912	0	394,912	84
Resultado	1.868.078	2.394.441	22	2.525.952	26

3.2.1. ANÁLISE DE SENSIBILIDADES

Todos os resultados apresentados anteriormente correspondem a um esquema que tem 11 diferentes configurações possíveis para os elétrodos. A Tabela 3.8 e Tabela 3.9 mostram os resultados dos custos, taxa de avaria e tempo de processamento em função do aumento do número de elétrodos agrupados em 8 esquemas onde está incluído o esquema apresentado acima. Esta análise tem como finalidade mostrar através de uma análise de sensibilidades que com o aumento no número de elétrodos os custos totais são reduzidos.

Tabela 3.8 Elétrodos criados em cada esquema.

Esquema	Distâncias máximas (m)	N.º de varetas	N.º de elétrodos
1	1;(100)	2	11
2	2;(100,85)	2	60
3	3;(100,85,75)	2	162
4	4;(100,85,75,65)	2	357
5	5;(100,85,75,65,50)	2	690
6	6;(100,85,75,65,50,40)	2	1215

7	7;(100,85,75,65,50,40,30)	2	1995
8	8;(100,85,75,65,50,40,30,20)	2	3102

Tabela 3.9 Resultados dos custos, taxas de falha e tempo de execução para os diversos esquemas de métodos.

Esquema	Custos totais (u.m.)			Taxa de falha (T/100km/ano)			Tempo de processamento (s)
	Global	Zona	Padrão	Global	Zona	Padrão	
1	1868078,500	2394441,500	2525954,318	0,483447	0,285827	0,431086	0,0128
2	1747328,500	2069091,500	2525954,318	0,498382	0,381999	0,431086	0,0215
3	1715994,500	1986771,500	2525954,318	0,499608	0,403020	0,431086	0,0361
4	1685844,500	1945371,500	2525954,318	0,499989	0,424078	0,431086	0,0512
5	1655244,500	1915671,500	2525954,318	0,499248	0,427129	0,431086	0,0816
6	1628600,750	1876971,500	2525954,318	0,499940	0,437019	0,431086	0,1980
7	1584050,750	1830527,750	2525954,318	0,499858	0,430914	0,431086	0,4496
8	1547150,750	1770227,750	2525954,318	0,499337	0,447801	0,431086	0,9154

Em função do universo de configuração dos elétrodos em cada esquema, são apresentadas no Anexo 1 as tabelas completas que identificam as configurações dos elétrodos escolhidos para cada seção em cada esquema. Aqui estão também identificados os custos, a resistência e a taxa de falha.

Através da Tabela 3.8 e Tabela 3.9 é possível ver que os custos totais vão diminuindo e que a taxa de falha se aproxima do limite da restrição estabelecida à medida que se aumenta o número de elétrodos.

Vendo a Figura 3.1, nota-se que a curva associada ao modelo padrão permanece constante em termos de custo (tal como era esperado), dado que só é utilizado apenas um tipo de eletrodo para toda a linha.

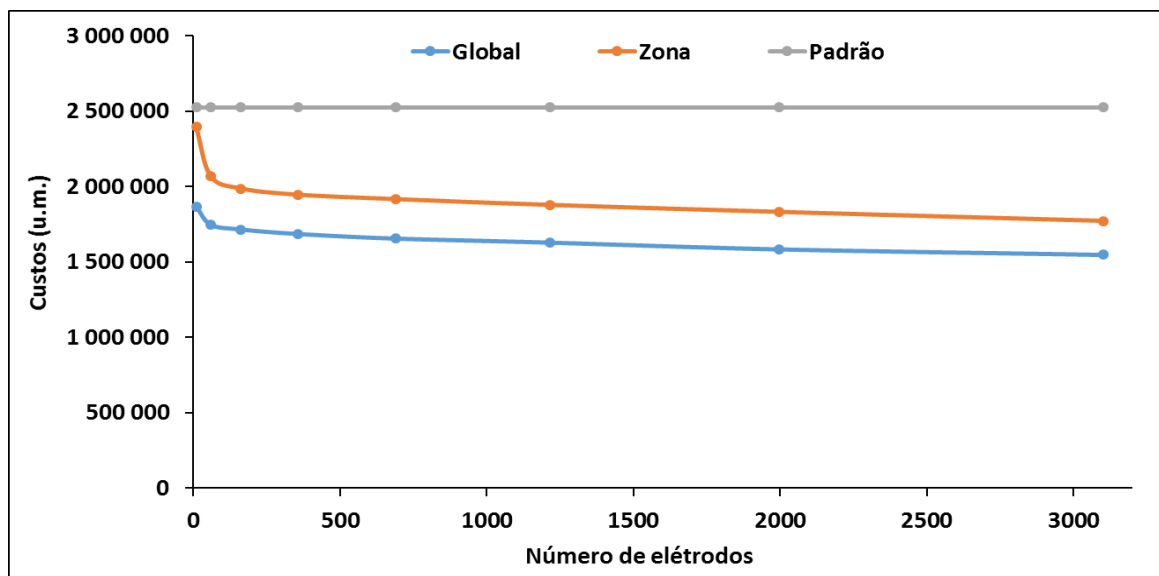


Figura 3.1 Curvas custo vs. número de elétrodos.

A curva associada ao método global apresenta-se como a melhor opção em relação aos outros métodos, dado que os custos de investimento no método global são mais baixos.

No esquema 1, com apenas 11 elétrodos, obtém-se um custo de investimento de aproximadamente 1.900.000 u.m.. Utilizando por exemplo o esquema 4 a poupança relativamente ao esquema 1 é de cerca de 10%. Entre os esquemas 4 e 8 a poupança é cerca de 8%. Comparando a curva do método global e do método por zona pode-se afirmar que a curva global tem um comportamento mais uniforme ao longo dos 8 esquemas. O método global tende a estabilizar num valor próximo dos 1.500.000 u.m. e representa o valor mais económica dos três métodos. A poupança obtida entre o esquema 1 e o esquema 8 é de 17,18%.

A percentagem de poupança obtida à medida que se aumenta o número de elétrodos é apresentada na Tabela 3.10, tanto para o método global como para o método por Zona.

Tabela 3.10 Percentagem de poupança de cada esquema em relação ao esquema de 11 elétrodos para os modelos global e por zona.

Comparação na poupança (%)			
Esquema	Relação entre elétrodos	Global vs. Global	Zona vs. Zona
2 vs.1	60 vs. 11	6,46	13,59
3 vs.1	162 vs. 11	8,14	17,03
4 vs.1	357 vs. 11	9,76	18,75
5 vs.1	690 vs. 11	11,39	20,00
6 vs.1	1215 vs. 11	12,82	21,61
7 vs.1	1995 vs. 11	15,20	23,55
8 vs.1	3102 vs. 11	17,18	26,07

A Figura 3.2 apresenta a evolução da taxa de falha com o número de elétrodos utilizados. Analogamente à Figura 3.1, a curva do método padrão permanece constante.

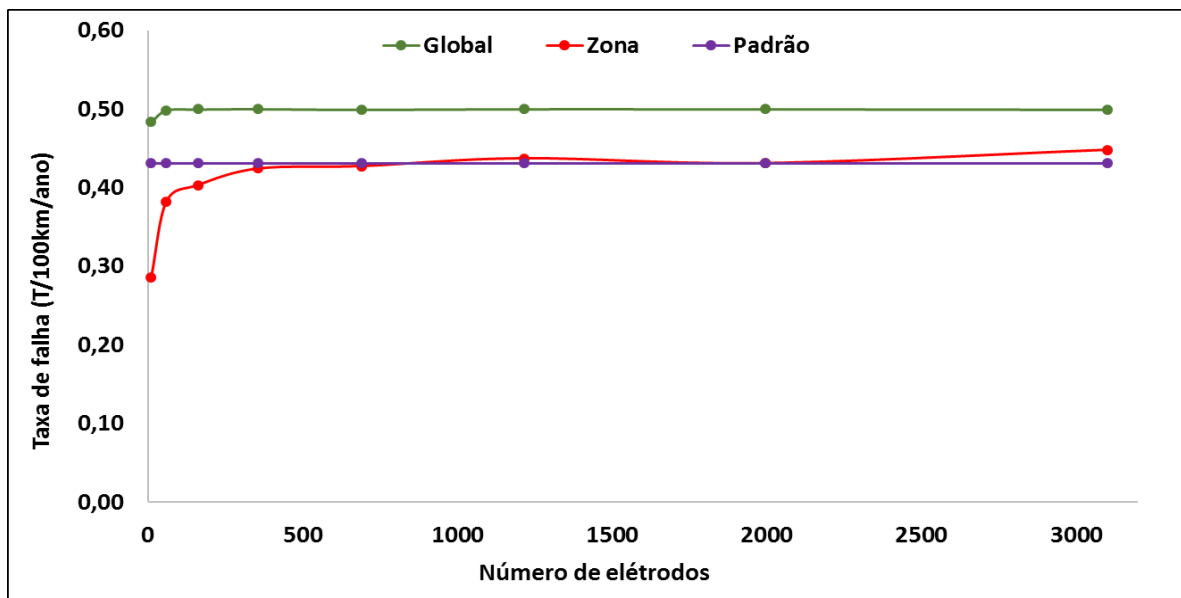


Figura 3.2 Curvas taxa de falha vs. número de elétrodos.

A curva associada ao método por zona apresenta valores de taxa de falha que aumentam à medida que aumentam os esquemas. Começa com um valor relativamente baixo e terminando num valor próximo do método padrão com tendência a aumentar até ao valor limite.

A curva do método global permanece, a partir do esquema 2, num valor muito próximo da taxa de falha limite. Isto acontece dado porque existem poucas configurações de elétrodos disponíveis na otimização.

A Figura 3.2 em conjunto com a Figura 3.1 mostram que o método por zona à medida que o valor da taxa de falha se vai aproximando do valor da taxa limite os custos de investimento

vão diminuindo. Deste ponto de vista pode ser dito que o aumento do número de elétrodos beneficia mais o método por zona que o método global. Isto porque no método por zona poderá ir ajustando o valor da taxa de falha para valores próximos do limite da restrição e assim diminuir os custos.

Observando a Tabela 3.10 nota-se que o método por zona consegue maiores poupanças que o global, o que vem a confirmar o que dito no parágrafo anterior.

No entanto, para uma linha onde não seja necessário que cada secção cumpra separadamente com a taxa de falha limite, mas apenas se exige que a linha como um todo a cumpra, o método global é o mais eficaz. Isto pode ser verificado na Figura 3.1, onde a curva global apresenta valores menores que as restantes. A Tabela 3.11 apresenta a percentagem de poupança obtida pelo método global face ao método padrão para cada um dos esquemas utilizados.

Tabela 3.11 Percentagem de poupança entre o método global e o método padrão.

Esquema	Número de elétrodos	Global vs. Padrão (%)
1	11	26,04
2	60	30,83
3	162	32,07
4	357	33,26
5	690	34,47
6	1215	35,53
7	1995	37,29
8	3102	38,75

3.3. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foi proposto um estudo de caso para a implementação do modelo proposto no capítulo 2. Este estudo de caso é referente a uma linha de transporte com 85,4 km de comprimentos, uma tensão de 230kV, 180 postes e dois cabos de guarda.

Como base comparativa ao modelo proposto temos um modelo por zona e um modelo designado de padrão apresentados em [3] e [10] respetivamente.

Tomando o exemplo do esquema de 11 elétrodos a poupança monetária obtida no investimento em relação ao modelo padrão é de 26% e 22% face ao modelo por zona. Os

resultados levaram a poupanças importantes no investimento com o melhoramento da taxa de falha da linha de transporte.

4. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Nesta dissertação foi apresentado um problema de otimização que permite a escolha de forma ótima dos elétrodos complementares nos apoios dos postes de linhas de distribuição/transporte, para a condição de custo mínimo de investimento (minimização dos custos de investimento). A restrição da taxa de falha limite considerada devido às descargas atmosféricas refletidas bem como as restrições ambientais são também consideradas.

Foi desenvolvido um modelo de otimização (Global) que escolhe de forma automática o conjunto de esquemas de elétrodos complementares de ligação à terra indicados para fazer cumprir da taxa de falha devido às descargas atmosféricas, o volume de escavação (proteção ambiental), a tensão de passo máxima permitida e o limite para o aumento do valor de potencial de terra a um custo total de investimento mínimo. Este modelo considera ainda o valor do material utilizado na construção, os custos de desflorestação, escavação, enchimento, perfuração, disponibilidade de material, limitações de espaço disponíveis.

Três modelos são considerados nesta dissertação por forma a ter-se uma base comparativa: Global (modelo proposto), por zona e o padrão.

O problema é apresentado como sendo de Programação Linear Inteira Mista e resolvido utilizando a técnica de *branch-and-bound* com o *solver* CPLEX em ambiente GAMS.

O modelo proposto é aplicado a uma linha de transporte de 230kV com 180 postes. Os resultados obtidos para o método de otimização proposto apresentam resultados bastante satisfatórios com o esquema de 11 elétrodos, onde se obtém uma poupança de 26% em relação ao modelo padrão e de 22% face ao modelo por zona.

Pode ser dito que os resultados refletiram poupanças importantes nos custos de investimento melhorando o valor da taxa de falha da linha de transporte em estudo.

Este modelo proposto para o desenho ótimo do sistema de ligação à terra em linhas de distribuição/transmissão permite que as taxas de avaria de algumas secções das mesmas excedam o valor máximo (ver Anexo 1), devido ao valor elevado do custo do sistema que poderia ser instalado nessa secção por forma a respeitar esse valor máximo. Mas esse aumento é compensado noutras secções, contribuindo para uma taxa de falha global da linha abaixo do limite imposto.

Pode ser afirmado depois deste trabalho que o modelo proposto pode ser uma ferramenta de grande importância para o projeto dos sistemas de ligação à terra de linhas de distribuição/transporte.

Como trabalhos futuros poderão ser considerados os seguintes:

- Como a metodologia proposta usa um valor aproximado de resistência de ligação à terra, igualando o valor ao apresentado em [33], o modelo poderá ser melhorado com a utilização de valores mais precisos para este parâmetro;
- Seria extremamente interessante a validação do modelo num software tipo *Alternative Transiente Program* (ATP) [5] considerando alta frequência e curta duração tal como são as descargas atmosféricas;
- Interligar o modelo proposto a um modelo geral de planeamento de redes de distribuição/transporte.

Referências Bibliográficas

- [1] J.G. Aderson, “Lightning Performace of Transmission Line,” in *Transmission Line Reference Book, 345 kV and above*, Second Edi., Palo Alto, California: EPRI-Electric Power Research Institute, 1985.
- [2] Miguel Martínez, “Uso del ATP/EMTP para el estudio de las sobretensiones inducidas en Línea aéreas considerando el efecto de cables de guarda y neutro,” *Rev. Latinoam. Usuarios del ATP/EMTP*, vol. 3, 2002.
- [3] J. Carmona, “Metodología de diseño de Sistemas de Puesta a Tierra de Líneas Aéreas de Transmisión y Subtransmisión en servicio,” in *IEEE ANDESCON 99*, 1999.
- [4] M. E. Almeida and M. T. De Correia Barros, “Accurate modelling of rod driven tower footing,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 3, pp. 1606–1609, 1996.
- [5] ATP-EMTP, “ATP-EMTP.” [Online]. Available: <http://eeug.org/>.
- [6] P. M. De Oliveira, “Modelo para el Diseño Optimo de Electroodos de Puesta a Tierra en Torres de Transmisión,” in *III Congreso Venezolano de Ingeniería Eléctrica - CVIE2002*, 2002.
- [7] P. M. De Oliveira, “Transmission Line Grounding System Design: An Optimization Approach,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, 2002.
- [8] GAMS, “<http://www.gams.com/>.” [Online]. Available: <http://www.gams.com/>.
- [9] “GAMS - CPLEX.” [Online]. Available: https://www.gams.com/help_beta/index.jsp?topic=%2Fgams.doc%2Fsolvers%2Fcplex%2Findex.html.
- [10] “ETGS/EEM-350 Medição da resistência de ligação à terra em postes de transporte de energia elétrica.”
- [11] “AIEE Committee Report - A Method of Estimating the Lighting Performance of Transmission Lines,” 1950.
- [12] G. W. Brown and E. R. Whitehead, “Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding: Part II,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-88, no. 5, pp. 617–626, 1969.

- [13] EPRI, "Transmission Line Reference Book 345 kV and Above 1st ed," in *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above*, California: Electric Power Research Institute, 1975.
- [14] E. E. Oettl??, "A new general estimation curve for predicting the impulse impedance of concentrated earth electrodes," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 3, no. 4, pp. 2020–2029, 1988.
- [15] F. Dawalibi and R. S. Baishiki, "Power Frequency Performance of Transmission Line Structure Grounds," *IEEE Power Eng. Rev.*, vol. PER-4, no. 6, p. 42, 1984.
- [16] F. P. Dawalibi, J. Ma, and R. D. Southey, "Behaviour of grounding systems in multilayer soils: A parametric analysis," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 9, no. 1, pp. 334–342, 1994.
- [17] J. Ma, P. Dawalibi, and R. D. Southey, "On the equivalence of uniform and two-layer soils to multilayer soils in the analysis of grounding systems," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 1. pp. 49–55, 1996.
- [18] J. Cidras, A. F. Otero, and C. Garrido, "Nodal frequency analysis of grounding systems considering the soil ionization effect," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1. pp. 103–107, 2000.
- [19] T. Hara and O. Yamamoto, "Modelling of a transmission tower for lightning-surge analysis," *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 143, no. 3. pp. 283–289, 1996.
- [20] W. A. Chisholm, Y. I. Chow, and K. D. Srivastava, "Lightning Surge Response Of Transmission Towers," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-102, no. 9. pp. 3232–3242, 1983.
- [21] W. A. Chisholm and W. Janischewskyj, "Lightning surge response of ground electrodes," *IEEE Power Engineering Review*, vol. 9, no. 4. p. 95, 1989.
- [22] R. Velazquez and D. Mukhedkar, "Analytical Modelling of Grounding Electrodes Transient Behavior," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-103, no. 6, pp. 1314–1322, 1984.
- [23] M. Darveniza, M. A. Sargent, B. C. Holcombe, G. J. Limbourn, L. A. Choy, R. O. Caldwell, J. R. Currie, R. H. Stillman, and R. Frowd, "Modelling for lightning performance calculations," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-98, no. 6, pp. 1900–1908, 1979.

- [24] J. G. Anderson, a R. Hileman, and W. Chisholm, "A Simplified Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-104, no. 4, pp. 918–932, 1985.
- [25] J. G. Anderson, a R. Hileman, and W. Chisholm, "A Simplified Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-104, no. 4, pp. 918–932, 1985.
- [26] P. Chowdhuri and S. Mehairjan, "Alternative to Monte Carlo method for the estimation of lightning incidence to overhead lines," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 144, no. 2, p. 129, 1997.
- [27] P. Chowdhuri, S. Li, and P. Yan, "Rigorous analysis of back-flashover outages caused by direct lightning strokes to overhead power lines," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 149, no. 1, p. 58, 2002.
- [28] J. Whitehead and W. Chisholm, "Estimating lightning performance of transmission lines. II. Updates to analytical models," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8, no. 3, pp. 1254–1267, 1993.
- [29] F. Dawalibi and D. Mukhedkar, "Optimum design of substation grounding in a two layer earth structure: Part IߞAnalytical study," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, no. 2. pp. 252–261, 1975.
- [30] F. Dawalibi and D. Mukhedkar, "Parametric Analysis of Grounding Grids," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, no. 5. pp. 1659–1668, 1979.
- [31] "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding," *IEEE Std 80-2000*. pp. 1–192, 2000.
- [32] S. J. Schwarz, "Analytical Expressions for the Resistance of Grounding Systems [includes discussion]," *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, vol. 73, no. 2. p. 1, 1954.
- [33] EPRI, *Transmission Line Reference Book 345 kV and Above 2nd ed Revised*. .
- [34] "High-voltage test techniques, Part 1: General definitions and test requirements," *Int. Electrotech. Comm. - Stand. IEC 60-1*, 1989.
- [35] C. . Wiesner, "Hydrometeorology," *Chapman Hall Ltd*, 1970.
- [36] E. R. Whitehead, *Protection of transmission lines in Lightning*. R. H. Golde (ed.), New York: Academic Press, 1977.

- [37] L. V. Bewley, *Traveling Waves on Transmission Systems*. New York: Dover Publication Inc., 1963.
- [38] C. J. Blattner, "Analysis of Soil Resistivity Test Methods in Two-Layer Earth," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 12. pp. 3603–3608, 1985.
- [39] W. W. Lewis, *The Protection of Transmission Systems against Lightning*. New York: Dover Publication Inc., 1965.
- [40] R. S. Baishiki, C. K. Osterberg, and F. Dawalibi, "Earth Resistivity Measurements Using Cylindrical Electrodes at Short Spacings," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-7, no. 1. p. 37, 1987.
- [41] T. Takahashi and T. Kawase, "Analysis of apparent resistivity in a multi-layer earth structure," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 2, pp. 604–612, 1990.
- [42] A. P. Meliopoulos, A. D. Papalexopoulos, R. P. Webb, and C. Blattner, "Estimation of Soil Parameters From Driven Rod Measurements," *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-4, no. 9. pp. 42–43, 1984.
- [43] "IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System," *IEEE Std 81-2012 (Revision of IEEE Std 81-1983)*. pp. 1–86, 2012.
- [44] A. P. Meliopoulos, *Power System Grounding and Transients—An Introduction*. New York: Marcel Dekker Inc., 1988.
- [45] "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding," *IEEE Std 80-2000*. pp. 1–192, 2000.
- [46] A. H. Land and A. G. Doig, "An automatic method of solving discrete programming problems," *Econometrica*, vol. 28, no. 3, pp. 497–520, 1960.
- [47] H. Bazaraa, M., Jarvis, J., and Sherali, *Linear Programming and Network Flows*. New York: John Wiley, 1990.

ANEXO 1 Tabelas de resultados completas

Esquema	Método global				
	Secção	Configuração do Eléctrodo	Custo	Resistência	Taxa de Saída
1	1	100;0;100;0--2;0;2;0	411000,000	13,5699	0,560170
	2	100;0;0;0--0;0;0;0	81000,000	8,1163	0,157391
	3	100;0;100;0--0;0;0;0	144000,000	11,3113	0,358710
	4	100;0;0;0--2;0;0;0	144166,000	15,9547	0,828930
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	100;100;100;100--0;0;0;0	396000,000	15,7134	0,799068
	7	100;0;0;0--0;0;0;0	81000,000	7,0931	0,112280
	8	100;0;100;0--2;0;2;0	394912,500	11,6803	0,388176
2	1	100;100;85;0--0;0;0;0	384750,000	12,2662	0,437706
	2	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,000	9,2418	0,217572
	3	100;0;100;0--0;0;0;0	144000,000	11,3113	0,358710
	4	100;0;0;0--2;0;0;0	144166,000	15,9547	0,828930
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	85;100;85;100--0;0;0;0	366300,000	16,8839	0,949586
	7	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,000	8,1993	0,161445
	8	85;85;0;0--2;2;0;0	354412,500	12,4729	0,455989
3	1	100;75;75;0--0;0;0;0	337500,000	13,8763	0,591437
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	10,2096	0,278547
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,000	12,1672	0,429099
	4	75;0;75;0--2;0;2;0	238832,000	8,8445	0,195033
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	85;85;100;75--0;0;0;0	341550,000	18,0151	1,108668
	7	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	9,1705	0,213422
	8	75;75;0;0--2;2;0;0	327412,500	13,0465	0,508955
4	1	100;75;85;0--0;0;0;0	351000,000	13,3672	0,540008
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	10,2096	0,278547
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,000	12,1672	0,429099
	4	65;0;65;0--2;0;2;0	219032,000	9,1202	0,210522
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	75;100;65;100--0;0;0;0	336600,000	18,2500	1,143388
	7	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,000	8,1993	0,161445
	8	65;0;65;0--2;0;2;0	300412,500	13,6518	0,568435
5	1	100;65;100;0--0;0;0;0	357750,000	13,1129	0,515300
	2	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,000	9,2418	0,217572
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,000	12,1672	0,429099
	4	50;0;50;0--2;0;2;0	189332,000	9,5823	0,238035
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	100;100;100;65--0;0;0;0	361350,000	17,0914	0,977762
	7	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,000	8,1993	0,161445
	8	50;0;50;0--2;0;2;0	259912,500	14,7565	0,686587
6	1	100;40;100;0--0;0;0;0	324000,000	14,3415	0,640738
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	10,2096	0,278547

	3	85;0;85;0--0;0;0;0	122400,000	13,1687	0,520665
	4	40;0;40;0--2;0;2;0	169532,000	9,9308	0,260088
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	85;100;40;100--0;0;0;0	321750,000	18,9988	1,257943
	7	40;0;40;0--0;0;0;0	64800,000	8,6517	0,184608
	8	40;40;40;0--2;2;2;0	349368,750	10,7484	0,316300
7	1	100;40;100;0--0;0;0;0	324000,000	14,3415	0,640738
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	10,2096	0,278547
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,000	12,1672	0,429099
	4	30;0;30;0--2;0;2;0	149732,000	10,3241	0,286339
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	100;100;100;30--0;0;0;0	326700,000	18,7158	1,213955
	7	50;0;30;0--0;0;0;0	64800,000	8,6517	0,184608
	8	30;30;30;0--2;2;2;0	308868,750	11,4351	0,368448
8	1	100;50;100;0--0;0;0;0	337500,000	13,8264	0,586281
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,000	10,2096	0,278547
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,000	12,1672	0,429099
	4	20;0;20;0--2;0;2;0	129932,000	10,7868	0,319097
	5	100;0;100;0--0;0;0;0	216000,000	14,1816	0,623543
	6	100;100;100;40--0;0;0;0	336600,000	18,2215	1,139145
	7	40;0;40;0--0;0;0;0	64800,000	8,6517	0,184608
	8	20;20;20;0--2;2;2;0	268368,750	12,2977	0,440464

Método por zona					
Esquema	Secção	Configuração do Eléctrodo	Custo	Resistência	Taxa de Saída
1	1	100;100;100;100--0;0;0;0	540000,00	9,1127	0,21009
	2	100;0;0;0--0;0;0;0	81000,00	8,1163	0,15739
	3	100;0;100;0--0;0;0;0	144000,00	11,3113	0,35871
	4	100;0;100;0--2;0;2;0	288332,00	8,2393	0,16342
	5	100;0;100;0--1;0;1;0	269520,00	12,847	0,49016
	6	100;100;100;100--2;2;2;2	595677,00	11,7186	0,39131
	7	100;0;0;0--0;0;0;0	81000,00	7,0931	0,11228
	8	100;0;100;0--2;0;2;0	394912,50	11,6803	0,38818
2	1	85;100;85;0--0;0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,00	9,2418	0,21757
	3	100;0;85;0--0;0;0;0	133200,00	12,1672	0,4291
	4	85;85;0;0--2;2;0;0	258632,00	8,613	0,18256
	5	100;100;0;0--1;1;0;0	269520,00	12,9101	0,49606
	6	85;85;100;85--2;2;2;2	551127,00	12,689	0,47556
	7	85;0;0;0--0;0;0;0	68850,00	8,1993	0,16145
	8	85;85;0;0--2;2;0;0	354412,50	12,4729	0,45599
3	1	85;100;85;0--0;0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,00	10,2096	0,27855
	3	100;0;75;0--0;0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	75;75;0;0--2;2;0;0	238832,00	8,8685	0,19635
	5	75;85;75;0--0;0;0;0	253800,00	12,4921	0,45771
	6	100;85;75;85--2;2;2;2	541227,00	12,9346	0,49836
	7	75;0;0;0--0;0;0;0	60750,00	9,1705	0,21342
	8	85;75;0;0--2;2;0;0	340912,50	12,7552	0,48165

4	1	100;85;85;0--0;0;0	364500,00	12,9029	0,49539
	2	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	11,4313	0,36815
	3	100;0;75;0--0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	65;65;0;0--2;2;0	219032,00	9,1439	0,21189
	5	65;100;65;0--0;0;0	248400,00	12,7448	0,48069
	6	100;85;75;85--2;2;2	541227,00	12,9346	0,49836
	7	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	10,4151	0,29262
	8	85;75;0;0--2;2;0	340912,50	12,7552	0,48165
5	1	85;100;85;0--0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	11,4313	0,36815
	3	100;0;75;0--0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	50;50;0;0--2;2;0	189332,00	9,6081	0,23963
	5	65;100;65;0--0;0;0	248400,00	12,7448	0,48069
	6	85;85;100;75--2;2;2	541227,00	12,9103	0,49608
	7	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	10,4151	0,29262
	8	85;75;0;0--2;2;0	340912,50	12,7552	0,48165
6	1	85;100;85;0--0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	11,4313	0,36815
	3	100;0;75;0--0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	40;40;0;0--2;2;0	169532,00	9,9619	0,26211
	5	100;40;85;0--0;0;0	243000,00	12,9381	0,49869
	6	85;85;100;75--2;2;2	541227,00	12,9103	0,49608
	7	65;0;0;0--0;0;0	52650,00	10,4151	0,29262
	8	100;50;0;0--2;2;0	327412,50	13,0555	0,50981
7	1	85;100;85;0--0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	30;30;0;0--0;0;0	48600,00	12,6278	0,46997
	3	100;0;75;0--0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	30;30;0;0--2;2;0	149732,00	10,3678	0,28935
	5	100;40;85;0--0;0;0	243000,00	12,9381	0,49869
	6	85;85;100;75--2;2;2	541227,00	12,9103	0,49608
	7	30;30;0;0--0;0;0	48600,00	11,4353	0,36846
	8	30;30;30;0--2;2;0	308868,75	11,4351	0,36845
8	1	85;100;85;0--0;0;0	364500,00	12,9105	0,4961
	2	40;20;0;0--0;0;0	48600,00	12,573	0,465
	3	100;0;75;0--0;0;0	126000,00	12,8217	0,48781
	4	20;20;0;0--2;2;0	129932,00	10,8608	0,32453
	5	100;40;85;0--0;0;0	243000,00	12,9381	0,49869
	6	85;85;100;75--2;2;2	541227,00	12,9103	0,49608
	7	40;20;0;0--0;0;0	48600,00	11,4082	0,36632
	8	20;20;20;0--2;2;0	268368,75	12,2977	0,44046

Método padrão				
Esquema	Configuração do Eléctrodo	Custo	Resistência	Taxa de Saída
1	100;0;100;0--2;0;2;0	411000,00	13,5699	0,56017
2	100;0;100;0--2;0;2;0	328062,86	4,4857	0,03523
3	100;0;100;0--2;0;2;0	212408,47	8,8683	0,19634
4	100;0;100;0--2;0;2;0	288332,00	8,2393	0,16342
5	100;0;100;0--2;0;2;0	323040,00	10,7749	0,31823
6	100;0;100;0--2;0;2;0	297838,49	21,8782	1,75349
7	100;0;100;0--2;0;2;0	270360,00	3,5042	0,01877
8	100;0;100;0--2;0;2;0	394912,50	11,6803	0,38818