



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Tatiane Teixeira Kurita

Brasília, julho de 2019

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
**PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

Tatiane Teixeira Kurita

*Trabalho de Conclusão de Curso submetida ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheira Eletricista*

Banca Examinadora

Prof. Alcides Leandro da Silva, Ph.D.
ENE/UnB
Orientador

Prof. Plínio R. Ganime Alves, Ph.D.
ENE/UnB
Examinador interno

Prof. Lélío R. Soares Júnior, Mestre
ENE/UnB
Examinador interno

FICHA CATALOGRÁFICA

KURITA, TATIANE TEIXEIRA

PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONTRA DESCARAS ATMOSFÉRICAS [Distrito Federal] 2019.

xvi, 73 p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheira, Engenharia Elétrica, 2019).

Trabalho de Conclusão de Curso - Universidade de Brasília, Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica

1. Sistema Solar Fotovoltaico

2. Descargas Atmosféricas

3. SPDA

4. Aterramento

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

KURITA, T.T. (2019). *PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONTRA DESCARAS ATMOSFÉRICAS*. Trabalho de Conclusão de Curso, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 73 p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Tatiane Teixeira Kurita

TÍTULO: PROTEÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONTRA DESCARAS ATMOSFÉRICAS.

GRAU: Engenheira Eletricista ANO: 2019

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta Trabalho de Conclusão de Curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. Os autores reservam outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa Trabalho de Conclusão de Curso pode ser reproduzida sem autorização por escrito dos autores.

Tatiane Teixeira Kurita

Depto. de Engenharia Elétrica (ENE) - FT

Universidade de Brasília (UnB)

Campus Darcy Ribeiro

CEP 70919-970 - Brasília - DF - Brasil

Dedicatória

Dedico esse trabalho primeiramente à minha mãe, Maria Ester, por todo incentivo durante os anos de estudo. Ao meu pai, Jorge Kurita (in memorian), por ter despertado meu interesse na engenharia. Ao meu filho de quatro patas, Soap, que me acompanhou nas noites longas de estudo. Ao meu namorado, Gustavo, por acreditar no meu potencial e me encorajar a conquistar meus sonhos e também aos meus amigos, que permitiram que essa caminhada fosse mais alegre.

Tatiane Teixeira Kurita

Agradecimentos

Agradeço à Universidade de Brasília, por me oferecer um ambiente de estudo agradável, motivador e repleto de oportunidades. Sou grata à cada membro do corpo docente, à direção e à administração dessa instituição de ensino, especialmente ao meu orientador, pela oportunidade e apoio na elaboração deste trabalho.

Tatiane Teixeira Kurita

RESUMO

A energia solar fotovoltaica assume um papel muito importante no desenvolvimento sustentável. Nesse contexto, as usinas solares revelam-se como um dos principais meios de produção de energia alternativa. Certamente, os sistemas fotovoltaicos de grande porte ocupam áreas extensas, além disso, devem ser instalados em campo aberto para aproveitar a incidência direta de luz solar. Devido à essa topologia, os sistemas fotovoltaicos tornam-se atrativos a incidência de descargas atmosféricas e vulneráveis a seus efeitos. Os raios podem provocar redução da vida útil do sistema e destruição de componentes, gerando um impacto no custo deste investimento. Este trabalho apresenta procedimentos utilizados para proteger sistemas fotovoltaicos de larga escala e realiza simulações computacional para comparar os métodos de proteção utilizados, a partir de um modelo estático de circuito equivalente das estruturas de suporte dos painéis fotovoltaicos.

Palavras-chave: Sistemas solares fotovoltaicos. Descargas atmosféricas. SPDA. Aterramento.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy plays a very important role in sustainable development. In this context, solar power plants prove to be one of the main means of producing alternative energy. Large photovoltaic applications occupy large areas, thus they must be installed in the open to take advantage of the direct incidence of sunlight. Due to this topology, the photovoltaic systems attract the incidence of lightning occurrences and are vulnerable to their effects. Lightning can cause shortening of system life and destruction of components, therefore impacting the cost of this investment. This work presents procedures used to protect large-scale photovoltaic applications and performs computer simulations to compare the protection methods used, from a static equivalent circuit model of the structures of the photovoltaic panels.

Keywords: Photovoltaic systems. Lightning. LPS. Grounding.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	OBJETIVOS DO PROJETO	1
1.2	ESTRUTURA DO TEXTO	1
2	DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	3
2.1	FORMAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	4
2.2	TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	4
2.2.1	DESCARGAS NUVEM-SOLO.....	5
2.2.2	DESCARGAS NUVEM-NUVEM.....	6
2.3	MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA DESCARGA ATMOSFÉRICA	7
2.4	PANORAMA MUNDIAL	9
2.5	EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	10
3	SPDA	12
3.1	CONCEITOS BÁSICOS	12
3.2	NÍVEIS DE PROTEÇÃO	13
3.3	MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	14
3.3.1	CAPTORES FRANKLIN	15
3.3.2	GAIOLA DE FARADAY	17
3.3.3	MÉTODO ELETROGEOMÉTRICO	19
3.3.4	MÉTODO HÍBRIDO	20
3.4	PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM ÁREAS ABERTAS ..	21
3.5	TENSÃO DE PASSO	22
3.6	TENSÃO DE TOQUE.....	24
4	TECNOLOGIAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS	26
4.1	ESTADO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO	26
4.2	A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	27
4.2.1	EFEITO FOTOVOLTAICO.....	27
4.2.2	CÉLULAS, MÓDULOS E PAINÉIS	28
4.2.3	CONEXÕES DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS E CURVAS $I \times V$	31
4.3	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	32
4.3.1	SISTEMAS <i>On-Grid</i>	32
4.3.2	SISTEMAS <i>Off-Grid</i>	33
4.3.3	USINAS SOLARES	34
4.4	PROTEÇÃO, CONTROLE E OUTROS SISTEMAS AUXILIARES.....	35
4.4.1	INVERSORES	35

4.4.2	DISJUNTORES E FUSÍVEIS	36
4.4.3	DIODOS <i>by-pass</i> E DE BLOQUEIO	36
4.4.4	SISTEMA DE FIXAÇÃO E ATERRAMENTO	37
4.4.5	SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	37
5	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS E PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	38
5.1	DANOS NOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS DEVIDO A INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	38
5.1.1	DESCARGAS DIRETAS	38
5.1.2	DESCARGAS INDIRETAS	40
5.2	SISTEMAS DE PROTEÇÃO	43
5.2.1	SUBSISTEMA DE CAPTAÇÃO	43
5.2.2	SUBSISTEMA DE ATERRAMENTO	45
5.2.3	DISPOSITIVO DE PROTEÇÃO CONTRA SURTOS.....	51
6	METODOLOGIA E RESULTADOS	53
6.1	PARÂMETROS DE DESCARGA	54
6.2	SIMULAÇÃO I	55
6.3	SIMULAÇÃO II	59
6.4	SIMULAÇÃO III	62
6.5	SIMULAÇÃO IV	66
7	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	69
7.1	TRABALHOS FUTUROS	70
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

LISTA DE FIGURAS

2.1	Relâmpago de uma descarga atmosférica (1).	3
2.2	Nuvem com regiões positivamente e negativamente carregadas (2).....	4
2.3	Locais de ocorrência e formação de descargas atmosféricas (3).	5
2.4	Formação do canal da descarga nuvem-solo (2).	6
2.5	Forma de onda dupla exponencial (2).	7
2.6	Representação de Heidler (4).	8
2.7	Distribuição anual de ocorrência de descargas atmosféricas (5).	9
2.8	Descargas atmosféricas diretas e indiretas em sistemas de distribuição de energia (6).	10
2.9	Diferença de potencial entre as pernas dos humanos e dos animais ruminantes (7)..	11
3.1	Proteção por captor Franklin (8).	16
3.2	Volume de proteção pelo método de Franklin (9).....	17
3.3	Proteção pela gaiola de Faraday (8), com adaptações.	18
3.4	Proteção pelo método eletrogeométrico (10).	20
3.5	Proteção pelo método híbrido (2).....	21
3.6	Circuito equivalente para o cálculo da tensão de passo (11).	22
3.7	Resistividade do recobrimento da camada superficial (11).	23
3.8	Circuito equivalente para o cálculo da tensão de toque (11).	25
4.1	Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012 (12).....	26
4.2	Ocorrência efeito fotoelétrico em uma célula de silício (13).....	28
4.3	Representação de uma célula, módulo e painel fotovoltaico (14).....	29
4.4	Representação esquemática da estrutura de um módulo fotovoltaico de silício cristalino (13).	30
4.5	Relação entre corrente e tensão para módulos em paralelo (15).	31
4.6	Relação entre corrente e tensão para módulos em série (15).....	31
4.7	Relação entre corrente e tensão para módulos em série e paralelo (15).	32
4.8	Exemplo de sistema fotovoltaico <i>On-Grid</i> (16).	33
4.9	Exemplo de sistema fotovoltaico <i>Off-Grid</i> (16).	33
4.10	Exemplo usina solar fotovoltaica (17).	34
4.11	Exemplo de inversores solares <i>Off-Grid</i> (18).	35
5.1	Destruição do painel fotovoltaico ao ser atingido por uma descarga atmosférica direta (19).....	38
5.2	Degradação da curva $I \times V$ do módulo para descargas diretas (20).	39
5.3	Regime transitório das tensões induzidas em um painel solar (21).	40

5.4	Tensões induzidas em diferentes pontos da estrutura metálica de um sistema sem proteção contra descargas atmosféricas (22).	41
5.5	Distribuição transitória do potencial quando uma descarga atinge a estrutura de suporte de um painel solar. (a) $0,55\mu s$. (b) $10\mu s$. c) $350\mu s$ (23).	42
5.6	Sistema de captação com instalação isolada e não isolada: a) isolado b) não isolado (24).	44
5.7	Tipos de fundação para um sistema de aterramento de sistemas fotovoltaicos em campo aberto (25).	45
5.8	Exemplo de aplicação de um eletrodo de aterramento tipo A, de material galvanizado a fogo, em combinação com perfis de aço galvanizado e bloco de concreto armado (25).	46
5.9	Exemplo de malha de aterramento em uma planta fotovoltaica em campo aberto (25).	48
5.10	Modelo de simulação em escala real para um parque solar de 150 kW com captadores isolados (25).	48
5.11	Fluxo de corrente através de seis pontos da estrutura com captadores isolados (25).	49
5.12	Modelo de simulação em escala real para um parque solar de 150 kW com captadores não isolados (25).	49
5.13	Fluxo de corrente através de seis pontos da estrutura com captadores não isolados (25)	50
5.14	Distribuição de corrente de uma descarga atmosférica em diferentes pontos da estrutura de um parque solar de 150 kW (a) Captadores não isolados. (b) Captadores isolados (25).	51
5.15	Configuração da instalação do DPS (26).	52
6.1	Representação de uma torre de transmissão e um arranjo fotovoltaico de uma usina solar.	53
6.2	Forma de onda dupla exponencial.	54
6.3	Distribuição da corrente no solo.	55
6.4	Esquemático da primeira simulação.	56
6.5	Diferença de potencial do solo.	57
6.6	Corrente de curto circuito na estrutura.	58
6.7	Esquemático da segunda simulação.	59
6.8	Áreas da seção transversal no volume considerado.	60
6.9	Diferença de potencial nos perfis da estrutura.	61
6.10	Zonas de interferência nas superfícies equipotenciais de duas hastes (27).	63
6.11	Parâmetros entre as hastes h e m . (27).	64
6.12	Corrente que flui pelo tubo.	65
6.13	Elevação do potencial no solo para um sistema aterrado com hastes.	66
6.14	Projeto da malha de aterramento.	67
6.15	Elevação do potencial no solo para um sistema aterrado com hastes e malha de equipotencialização.	68

LISTA DE TABELAS

3.1	Seleção do nível de proteção (28).	14
3.2	Seções mínimas dos materiais do SPDA (28).	15
3.3	Altura a ser protegida e nível de proteção no método de Franklin, (28).....	17
3.4	Espaçamento médio entre os condutores de descida, (28).	19
3.5	Raio da esfera fictícia de acordo com o nível de proteção (28).....	20
3.6	Resistividade do material de recobrimento (11).....	24
3.7	Limite suportado pelos seres humanos de corrente elétrica (11).	25
5.1	Tipos de fundações e materiais para um sistema de aterramento.	46
6.1	Parâmetros de descarga atmosférica utilizados.....	54
6.2	Resistências dos componentes isolados do sistema.	60

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Gregos

Ω	Letra grega maiúscula ômega
ρ	Letra grega minúscula rô
σ	Letra grega minúscula sigma

Siglas

mA	Miliampères
A	Ampères
kA	Kiloampères
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CLC	CENELEC
DPS	Dispositivo de Proteção Contra Surtos
ELAT	Grupo de Eletricidade Atmosférica
EN	<i>European Norms</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
Mwp	Megawatt-pico
mm	Milímetros
cm	Centímetros
m	Metros
km	Kilômetros
NBR	Norma Brasileira
PVC	Policloreto de Vinila
s	Segundos
ms	Milissegundos
μ s	Microssegundos
SPDA	Sistemas de Proteção Contra Descargas Atmosféricas
V	Volts
kV	Kilovolts
W	Watts
kW	Kilowatts

1 INTRODUÇÃO

A matriz elétrica mundial é majoritariamente constituída por fontes de energias não renováveis, como petróleo, carvão e gás natural. A utilização desses recursos naturais em grande escala gera fortes impactos ambientais e acelera a esgotabilidade. A procura por fontes alternativas que ofereçam energia sustentável e limpa se tornou uma área de estudo de grande interesse mundial.

Nesse contexto, a utilização de energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma alternativa limpa e eficiente, preservando o meio ambiente e satisfazendo as necessidades energéticas. Informações da Organização das Nações Unidas revelam que em 2017 o investimento em energia solar atingiu um valor recorde, recebendo cerca de 160,8 bilhões de dólares (29).

A utilização de energia solar mostra-se promissora para o Brasil, país que detém a maior taxa de irradiação solar do mundo. Ademais, o país apresenta-se como campeão mundial em descargas atmosféricas e estima-se que estas causam prejuízo de milhões de reais para vários setores da economia (30). O setor elétrico é bastante prejudicado, sofrendo com a queima de equipamentos, aumento do custo das manutenções, sanções e perda de faturamento.

Nesse contexto, as descargas atmosféricas destacam-se como a principal causa de danos das instalações fotovoltaicas (31), devido a localização em campo aberto e à sua extensa área ocupada por sistemas solares fotovoltaicos estão constantemente expostas a incidência de raios. Dessa forma, os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas são essenciais para garantir a segurança e o bom funcionamento de sistemas solares fotovoltaicos.

1.1 OBJETIVOS DO PROJETO

Esse Trabalho de Conclusão de Curso tem como objetivo apresentar as formas de proteção de sistemas solares fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e avaliar o impacto de uma descarga atmosférica em uma usina solar fotovoltaica considerando diferentes formas de proteção.

1.2 ESTRUTURA DO TEXTO

O capítulo 2 apresenta conceitos básicos sobre descargas atmosféricas, a sua representação matemática e efeitos.

No capítulo 3 é apresentado um estudo bibliográfico sobre sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, baseado em normas brasileiras.

O capítulo 4 traz os componentes de um sistema solar fotovoltaico, seu funcionamento e

estado atual de desenvolvimento.

O capítulo 5 apresenta os danos que as descargas atmosféricas podem provocar em sistemas fotovoltaicos e seus respectivos sistemas de proteção contra descargas atmosféricas, baseado em normas internacionais.

No capítulo 6 são detalhados a metodologia e os resultados de uma simulação para quantificar os efeitos de um raio em uma usina solar fotovoltaica.

O capítulo 7 apresenta uma conclusão sucinta sobre o trabalho realizado e perspectivas de trabalhos futuros.

2 DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

As descargas atmosféricas, são provocadas pelo acúmulo de cargas elétricas entre uma nuvem e terra ou entre nuvens, consistindo em um ou mais impulsos da ordem de quiloampères, segundo a ABNT NBR 5419:2015.

A descarga atmosférica, corresponde ao fenômeno envolvido na formação e no fechamento do canal da descarga, incluindo o fluxo de corrente de retorno e manifestações visuais e sonoras, respectivamente denominadas relâmpago e trovão.

O relâmpago é um fenômeno natural onde percebe-se a descarga atmosférica sendo manifestada de forma luminosa, isso ocorre porque o seu percurso ioniza o ar e cria um plasma que emite radiação eletromagnética, sendo parte emitida em forma de luz como observa-se na Figura 2.1.



Figura 2.1: Relâmpago de uma descarga atmosférica (1).

O trovão ocorre quando há uma rápida expansão de ar devido ao aquecimento do canal da descarga, provocado pela passagem de uma corrente elevada. A percepção do trovão ocorre após a observação luminosa do relâmpago levando-se em consideração que a luz possui velocidade cerca de 900 mil vezes maior do que a velocidade do som (32).

2.1 FORMAÇÃO DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

As descargas atmosféricas podem dar-se no interior de uma nuvem, entre nuvens ou entre uma nuvem e a terra. Estas ocorrem quando partículas de polaridades opostas são separadas dentro das nuvens, usualmente gerando uma região superior carregada positivamente e uma região inferior carregada negativamente, como ilustrado na Figura 2.2.

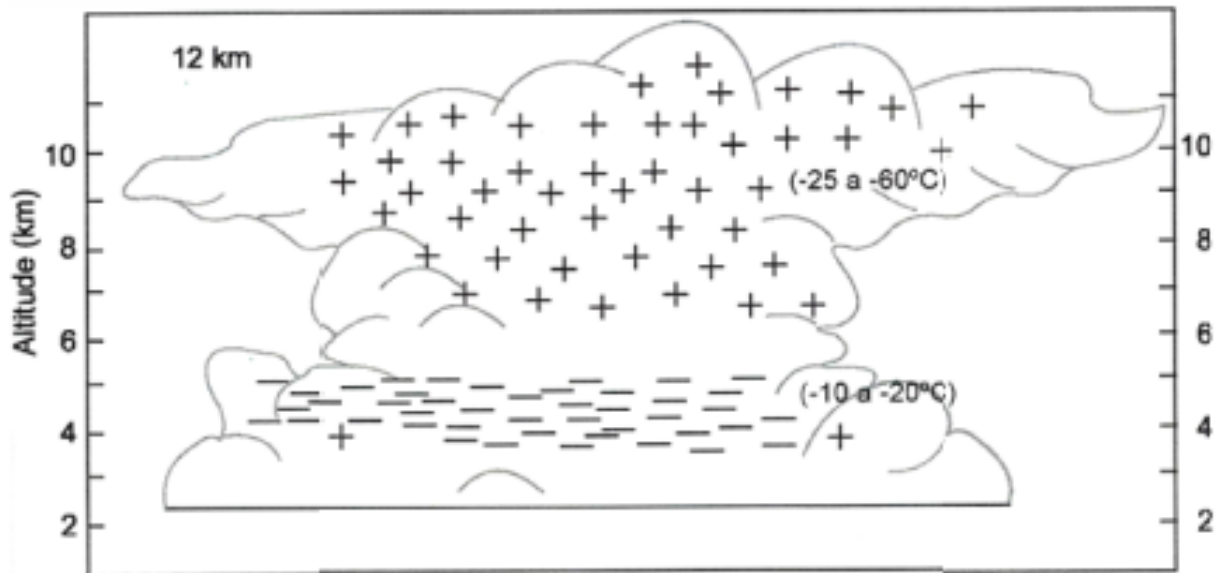


Figura 2.2: Nuvem com regiões positivamente e negativamente carregadas (2).

Esta separação de cargas dá origem a formação de um campo elétrico que quando suficientemente intenso, gera a quebra da rigidez dielétrica do ar. Desta forma, o meio passa a ser condutor e as cargas positivas movem-se no sentido do campo elétrico, enquanto as cargas negativas movem-se no sentido contrário ao campo elétrico, caracterizando o aparecimento de uma corrente elétrica com típica duração de $0,5\mu s$ e trajetória entre 5 a 10km (30).

2.2 TIPOS DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Em função da localização da ocorrência, as descargas atmosféricas recebem uma classificação. A Figura 2.3 mostra de uma forma geral a classificação e as possíveis formações das descargas atmosféricas.

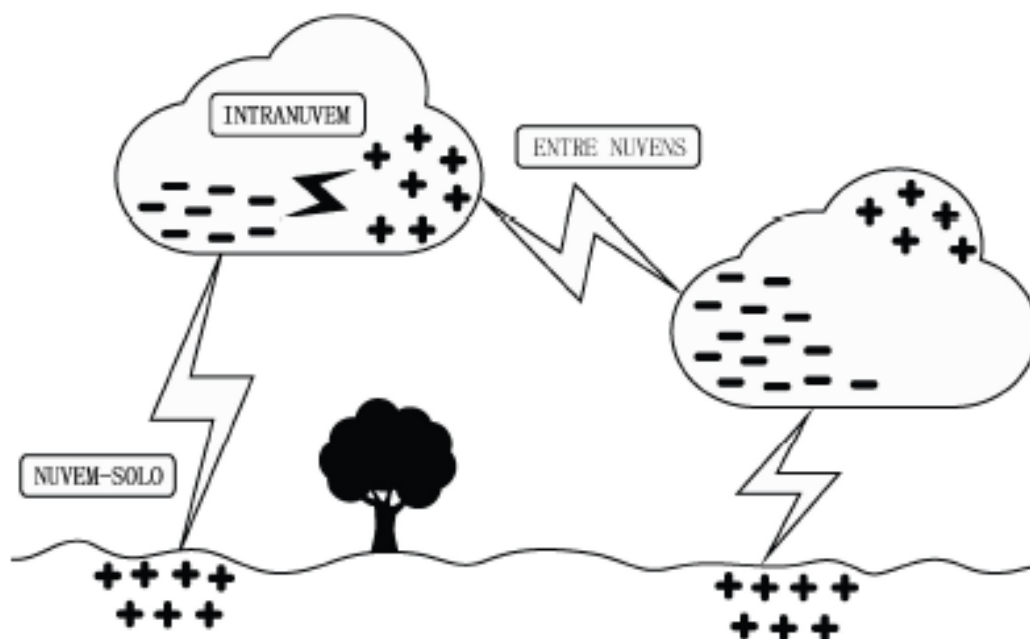


Figura 2.3: Locais de ocorrência e formação de descargas atmosféricas (3).

As descargas nuvem-solo tem sua origem na nuvem e seu caminho final no solo. Este tipo de descarga é o mais visível e por esta razão se torna mais estudado. Este tipo de descarga pode ser subdividido em sete modalidades dependentes da sua polaridade: as descargas negativas e as descargas positivas.

As descargas intra-nuvem ocorrem entre o interior de uma mesma nuvem. Já as descargas nuvem-nuvem ocorrem fora das nuvens rumo à outra nuvem polarizada de forma distinta.

2.2.1 Descargas Nuvem-Solo

As descargas nuvem-solo, também denominados raios, possuem alto caráter destrutivo, acarretando um prejuízo anual de bilhões de dólares. Os raios são divididos em duas categorias, dependendo da carga transferida ao solo ser positiva ou negativa. Os raios negativos compõem cerca de 90% dos raios e transferem elétrons da nuvem para o solo, e os raios positivos transferem elétrons do solo para a nuvem (33).

Os raios possuem duração de $0,5\mu s$ e sua corrente elétrica pode atingir variações desde centenas de ampères até quiloampères. (33). Esta corrente percorre um trajeto de até dezenas de quilômetros, onde a temperatura pode atingir até centenas de milhares de graus, causando uma variação repentina de pressão.

Apesar de o raio parecer a olho nu uma única descarga, ele é formado por múltiplas descargas que ocorrem quase simultaneamente, devido a formação de descargas de retorno, que se sucedem em intervalos de tempo muito curtos.

A descarga nuvem-solo inicia-se com a etapa denominada líder escalonado ou piloto descendente. Nesta etapa, devido a influência do campo elétrico estabelecido entre as cargas negativas da nuvem e as cargas positivas do solo, o líder escalonado move-se da base da nuvem em direção ao solo.

Ao se aproximar do solo, o líder escalonado produz um campo elétrico muito intenso, realizando a quebra da rigidez dielétrica do ar e gerando uma descarga positiva ascendente no solo, denominada líder conectante. Quando um dos líderes conectantes encontra o líder escalonado descendente, o relâmpago é formado.

As cargas armazenadas no canal do raio movimentam-se em direção ao solo e uma onda se propaga como uma luz visível ao longo deste canal. Tal descarga é denominada descarga de retorno e origina-se a partir de emissões luminosas de átomos após serem excitados e ionizados. Finalmente, após a conexão dos canais, ocorre o fluxo de cargas negativas da nuvem em direção ao solo (30).

Na Figura 2.4 é possível verificar todas estas etapas de formação da descarga.

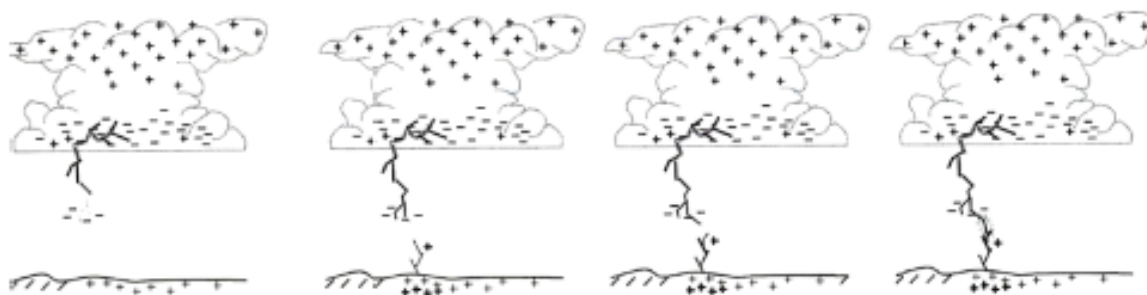


Figura 2.4: Formação do canal da descarga nuvem-solo (2).

Primeiramente, verifica-se o líder escalonado movendo-se da base da nuvem em direção ao solo. A partir disso, pode-se verificar a propagação do líder conectante. Posteriormente, há a quebra da rigidez dielétrica do ar e ocorre a conexão dos canais da descarga.

2.2.2 Descargas Nuvem-Nuvem

As descargas elétricas que se originam em numa nuvem e propagam-se fora da nuvem rumo a outra nuvem são denominados de raios nuvem-nuvem. Apesar de serem menos conhecidos do que os raios nuvem-solo, estes correspondem a cerca de 70% do total de descargas atmosféricas. Isto porque são menos perigosos e são visíveis apenas como um clarão no céu, estando escondidos pela nuvem.

Geralmente, a descarga inicia-se na parte de baixo das nuvens, onde estão concentradas as cargas negativas, propagando-se então até a parte superior carregada positivamente. No entanto, também há ocorrência de raios invertidos, que iniciam-se na parte de cima das nuvens, onde estão

concentradas as cargas positivas, propagando-se então até a parte inferior, carregada negativamente.

As descargas entre nuvens costumam ser os primeiros a ocorrerem em uma tempestade, também apresentando um aumento na sua atividade em períodos que antecedem tornados, diferentemente do relâmpago nuvem-solo (30).

2.3 MODELAGEM MATEMÁTICA DE UMA DESCARGA ATMOSFÉRICA

O sinal típico que representa uma descarga atmosférica consiste na forma de onda da descarga de retorno. A forma típica do sinal de descarga atmosférica é representada na Figura 2.5, onde a onda de impulso atmosférico é representada por uma forma de onda dupla exponencial.

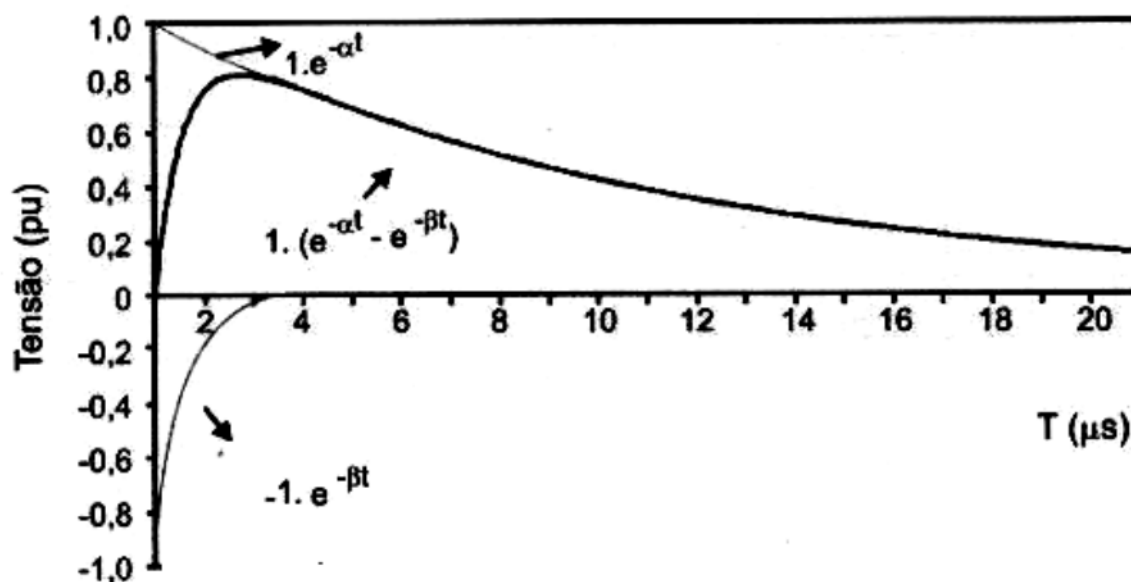


Figura 2.5: Forma de onda dupla exponencial (2).

Na figura 2.5, a forma de onda dupla exponencial é representada. Os parâmetros α e β são constantes a determinar, que dependem do formato do impulso da corrente da descarga atmosférica analisada. Na literatura utiliza-se, $t_f = \frac{1}{\beta}$ e $t_p = \frac{1}{\alpha}$, onde t_f é o tempo de subida e t_p é o tempo para alcançar 50% do valor de pico da onda.

A utilização dessa representação está relacionada à necessidade de padronização dos ensaios experimentais para ter a capacidade de estimar parâmetros, comportamento de equipamentos, dispositivos e materiais quando submetidos a uma corrente impulsiva, de modo a simular uma descarga atmosférica. Tradicionalmente, são utilizadas ondas de $1,2/50\mu s$ e $5/20\mu s$ em ensaios laboratoriais (2), Onde o primeiro valor é o tempo no qual a corrente atinge o pico e o segundo é o tempo no qual a amplitude atinge 50% do valor de pico, ambos em microssegundos. Outro

fator que contribui para a ampla utilização deste modelo matemático é a facilidade em gerar este padrão de onda em laboratório.

No entanto, a representação como onda dupla exponencial não possui boa representatividade do sinal de uma descarga atmosférica real, pois existem aspectos importantes que diferem as curvas reais de descargas e a dupla exponencial. O primeiro aspecto consiste na natureza côncava da frente de onda da descarga real nos instantes iniciais, que não é contemplada pela representação por dupla exponencial.

A avaliação de desempenhos de sistemas elétricos e eletrônicos que utilizam o perfil de corrente da dupla exponencial poderá resultar em efeitos muito diferentes daqueles sistemas que utilizam o perfil de onda com representação mais fiel à real (2). A fim de obter uma aproximação melhor da representação matemática da descarga, utiliza-se uma função analítica, concebida através de dados obtidos na observação das correntes de retorno em torres monitoradas com instrumentação específica, capaz de representar com boa fidelidade o sinal de uma descarga (4).

Na figura 2.6 tem-se a representação de Heidler, dada pela dupla exponencial adicionada de um fator de correção.

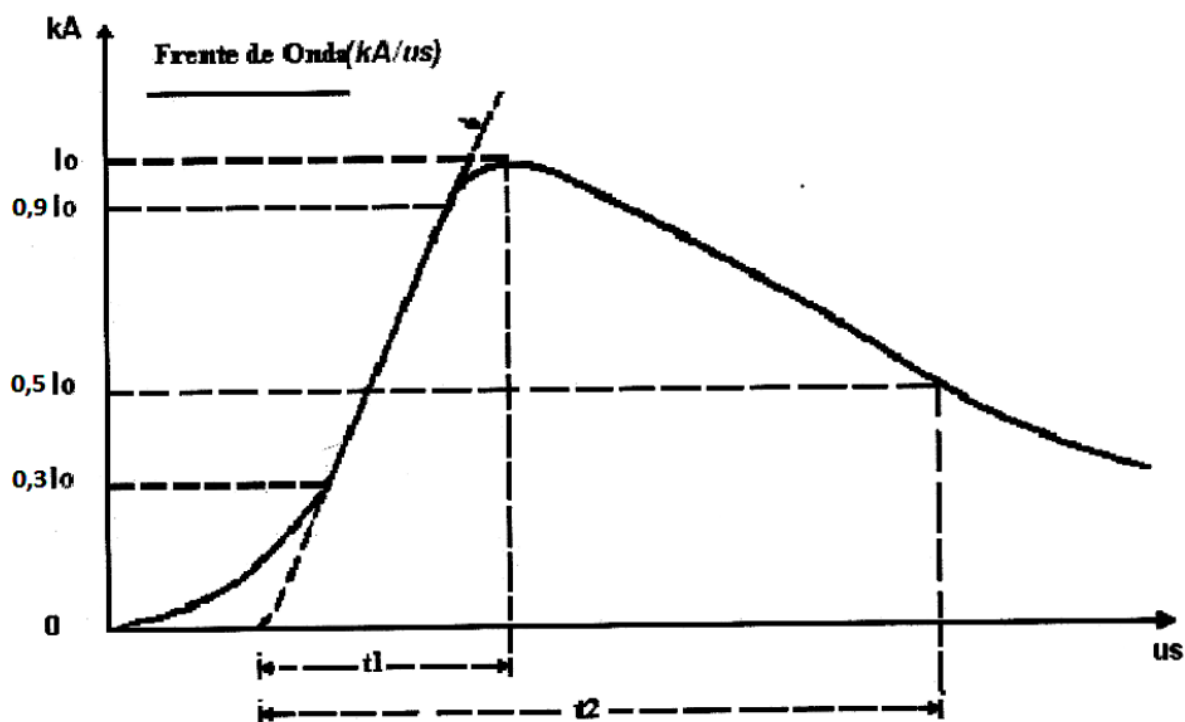


Figura 2.6: Representação de Heidler (4).

Na Figura 2.6 dentre os parâmetros que podem ser extraídos do sinal de descarga apresentado estão o valor de crista (I_0); o tempo de frente virtual (t_1), que representa o intervalo de tempo entre o instante da origem virtual (30% de I_0) e o valor de pico I_0 ; a cauda do raio, que se mostra mais suave, e começa após a passagem do pico da descarga; e tempo de meia cauda (t_2), que é

o tempo decorrido entre a origem virtual e o momento após a passagem do valor de pico que a descarga atinge 50% de I_0 (34).

2.4 PANORAMA MUNDIAL

Por volta de 50 a 100 raios ocorrem a cada segundo, em escala mundial, o que equivale a cerca de 10 milhões de descargas por dia ou três bilhões por ano (30). As observações de satélites comprovam que grande parte das descargas atmosféricas ocorrem em regiões continentais e próximo aos trópicos. De maneira geral, a incidência de raios mostra-se alta na África, no sul da Ásia, no sul dos Estados Unidos, no norte da Argentina, na Indonésia, no norte de Austrália e em praticamente todo o território brasileiro.

Ademais, as descargas atmosféricas são raras em regiões de latitude muito alta, devido às baixas temperaturas do ar e em regiões desérticas, onde a umidade é insuficiente para a formação das nuvens de tempestades (30).

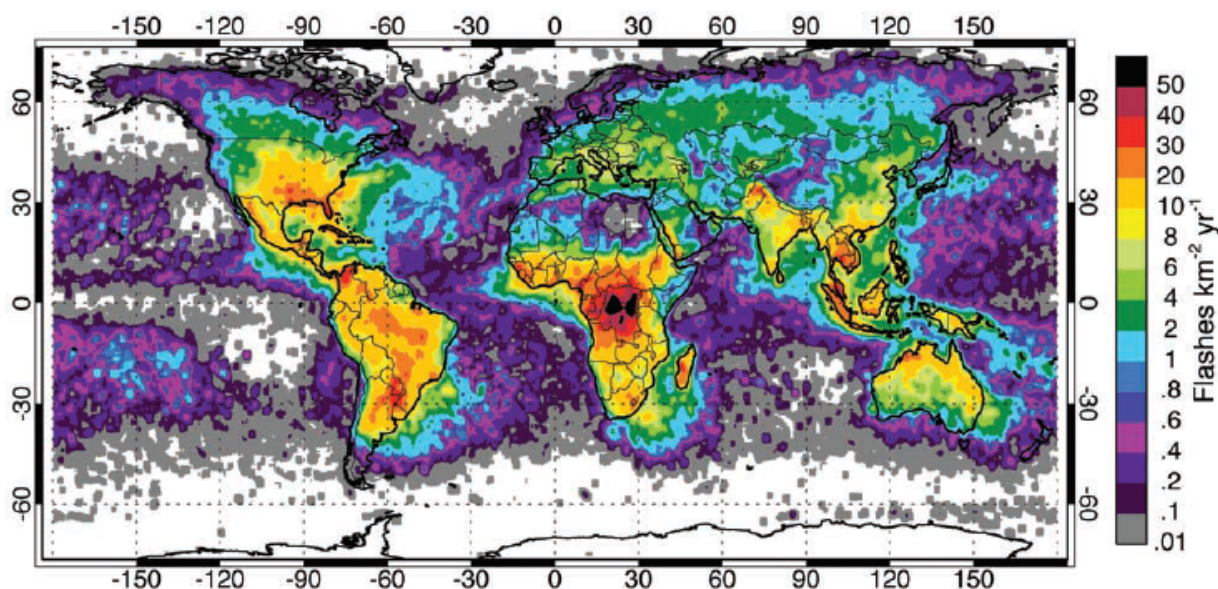


Figura 2.7: Distribuição anual de ocorrência de descargas atmosféricas (5).

O Brasil lidera o ranking mundial de descargas atmosféricas, tendo uma incidência de 77,8 milhões de raios por ano (33). Isto ocorre devido ao fato de ser o país com maior extensão territorial na zona tropical do planeta, tornando-se assim uma área favorável à formação de tempestades e raios.

2.5 EFEITOS DAS DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Em qualquer instante de tempo, ocorrem mais de 2.000 tempestades em todo o mundo. Essas tempestades se combinam para produzir cerca de 100 descargas atmosféricas por segundo, cada uma com uma média de 300 milhões de volts, correntes em torno de 20.000 ampères e temperaturas acima de 50.000 graus Fahrenheit, aproximadamente 28.000 graus Celsius. Em condições extremas a descarga pode atingir um bilhão de volts, mais de 200.000 ampères e mais de 54.000 graus Fahrenheit, aproximadamente 30.000 graus Celsius (35).

Uma tempestade de tamanho moderado em seu pico pode gerar centenas de megawatts de energia elétrica, equivalente à produção de uma pequena usina nuclear. Com tanta energia sendo liberada, não é de admirar que o raio tenha um potencial considerável para causar danos (35).

Quando se referencia à gravidade dos danos causados pelas descargas atmosféricas, a distância em relação ao ponto de descarga é um dos fatores mais relevantes. Neste caso, são divididas em descargas diretas ou indiretas, como podemos ver na Figura 2.8.

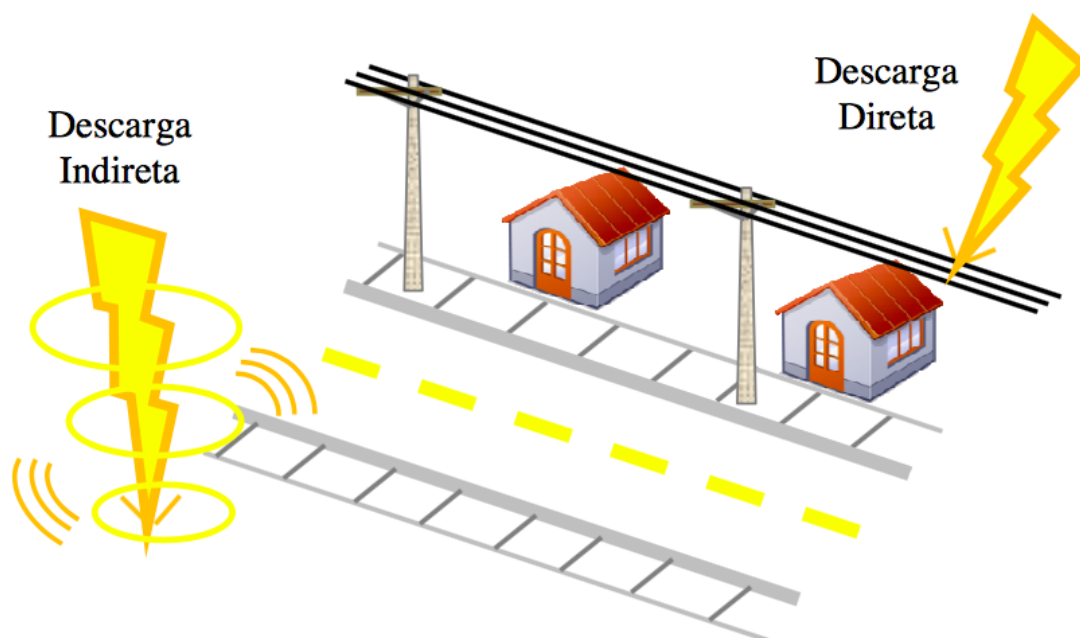


Figura 2.8: Descargas atmosféricas diretas e indiretas em sistemas de distribuição de energia (6).

As descargas diretas costumam ser as mais danosas e ocorrem quando o raio atinge diretamente um ser, estrutura ou edificação. Estes passam a fazer parte do canal percorrido pela corrente elétrica, provocando uma diferença de potencial que gera uma corrente de surto. O tipo e a extensão dos danos que um objeto pode sofrer, dependem muito das características das descargas atmosféricas e das propriedades do objeto (32).

As descargas indiretas podem atingir árvores, estruturas metálicas elevadas ou até mesmo o solo. A elevada corrente oriunda da descarga atmosférica originam ondas eletromagnéticas que induzem uma diferença de potencial no solo e correntes de surto nos condutores metálicos.

Entre os anos 2000 e 2014 foram registradas 1792 mortes devido a descargas atmosféricas em território nacional. Além do prejuízo inestimável pela perda de muitas vidas, as descargas atmosféricas causam inúmeros prejuízos materiais. Milhões de dólares são gastos todos os anos com reparos em linhas de transmissão, subestações, sistemas de distribuição, telefonia e telecomunicações (33).

Ademais, quando seres vivos são atingidos diretamente por um raio, a corrente percorre dois caminhos distintos. A corrente denominada volumétrica percorre o caminho interno ao corpo, podendo gerar paradas cardiorrespiratórias e o possível óbito. A corrente denominada superficial percorre o caminho externo ao corpo, provocando queimaduras na pele.

No caso das descargas indiretas, a diferença de potencial resultante no solo induz no corpo dos seres humanos correntes suficientes para provocar perda dos sentidos, desmaios, mas raramente leva á óbito. O mesmo não ocorre com animais ruminantes de grande porte que, devido a distância entre as patas traseiras e dianteiras, estão sujeitos a uma diferença de potencial maior, vide Figura 2.9. O que torna comum relatos de mortes nos pastos (36).

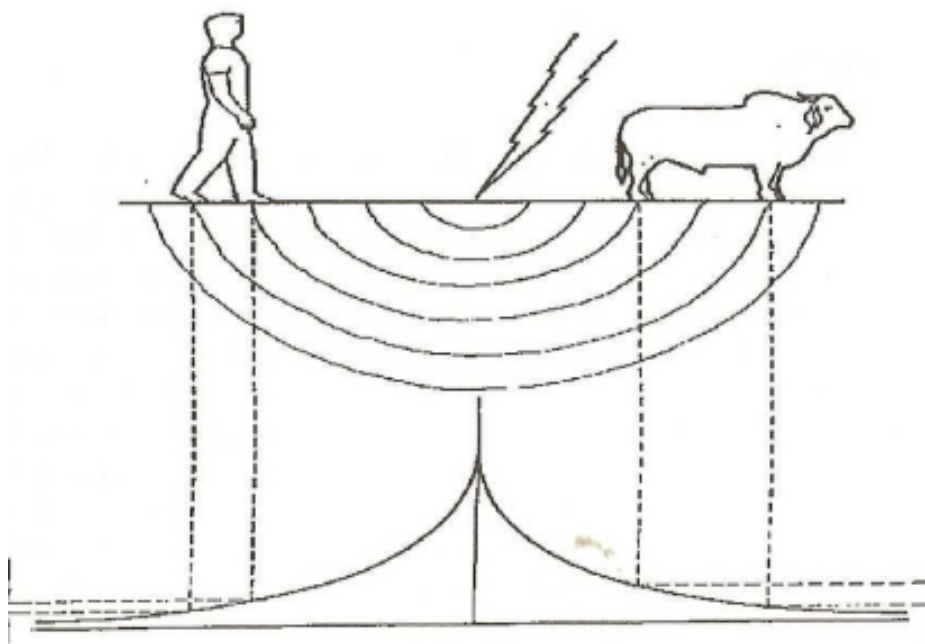


Figura 2.9: Diferença de potencial entre as pernas dos humanos e dos animais ruminantes (7).

3 SISTEMAS DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Os sistemas de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) objetivam proteger as estruturas, os equipamentos e os indivíduos de descargas atmosféricas, além de reduzir os seus efeitos. Sua implantação é de extrema importância e deve ser previsto na maior parte dos projetos de novas edificações.

Um SPDA oferece uma forma de reduzir o impacto das consequências sofridas por uma estrutura quando atingida diretamente ou indiretamente por uma descarga atmosférica. Dessa maneira, o emprego de uma proteção está relacionado ao fato de criar uma espécie de blindagem na estrutura, tanto na parte estrutural externa quanto na interna, de forma que os efeitos térmicos, mecânicos e elétricos associados a esses raios sejam imperceptíveis para os ocupantes dessa edificação.

3.1 CONCEITOS BÁSICOS

Para a compreensão dos assuntos abordados neste capítulo, faz-se necessária a introdução de alguns conceitos básicos relacionados a sistemas de proteção contra descargas atmosféricas. Segundo a NBR 5419, temos as seguintes definições:

- Ponto de impacto: ponto onde uma descarga atmosférica atinge a terra, uma estrutura ou o SPDA.
- Volume a proteger: volume de uma estrutura ou de uma região que requer proteção contra os efeitos das descargas atmosféricas, conforme NBR 5419.
- Sistema interno de proteção contra descargas atmosféricas: consiste em dispositivos que reduzem os efeitos elétricos e magnéticos da corrente de descarga atmosférica dentro do volume a proteger.
- Sistema externo de proteção contra descargas atmosféricas: consiste em subsistema de captadores, subsistema de condutores de descida e subsistema de aterramento.
- Subsistema de captador: parte do SPDA externo destinada a interceptar as descargas atmosféricas.
- Subsistema de descida: parte do SPDA externo destinada a conduzir a corrente de descarga atmosférica desde o subsistema captador até o subsistema de aterramento. Este elemento pode também estar embutido na estrutura.

- Subsistema de aterramento: parte do SPDA externo destinada a conduzir e a dispersar a corrente de descarga atmosférica na terra. Este elemento pode também estar embutido na estrutura.
- Eletrodo de aterramento: elemento ou conjunto de elementos do subsistema de aterramento que assegura o contato elétrico com o solo e dispersa a corrente de descarga atmosférica na terra.
- Eletrodo de aterramento em anel: eletrodo de aterramento formando um anel fechado em volta da estrutura.
- Eletrodo de aterramento de fundação: eletrodo de aterramento embutido nas fundações da estrutura.
- Resistência de aterramento de um eletrodo: relação entre a tensão medida entre o eletrodo e o terra remoto e a corrente injetada no eletrodo.
- Condutor de aterramento: condutor que interliga um eletrodo de aterramento a um elemento condutor não enterrado, que pode ser uma descida de pára-raios.
- Componente natural de um SPDA: componente da estrutura que desempenha uma função de proteção contra descargas atmosféricas, mas não é instalado especificamente para este fim.
- Ligação equipotencial: ligação entre o SPDA e as instalações metálicas, destinada a reduzir as diferenças de potencial causadas pela corrente de descarga atmosférica. Pode consistir em um LEP - ligação equipotencial principal ou em um TAP - terminal de aterramento principal.
- Condutor de ligação equipotencial: condutor de proteção que assegura uma ligação equipotencial.
- Terra de referência: região na terra, suficientemente afastada do eletrodo considerado, na qual a diferença de potencial entre dois pontos quaisquer, causada pela corrente nesse eletrodo, é desprezível.
- Nível de proteção: termo de classificação de um SPDA que denota sua eficiência. Este termo expressa a probabilidade com a qual um SPDA protege um volume contra os efeitos das descargas atmosféricas.

3.2 NÍVEIS DE PROTEÇÃO

Uma vez identificada a estrutura e suas características, faz-se necessária uma análise para que seja possível classificar as fontes e os tipos de danos, além das perdas e riscos da edificação,

definindo se a estrutura necessita ou não de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas. Após a análise destes parâmetros, avaliam-se os riscos e define-se o nível de proteção do SPDA, de acordo com a Tabela 3.1 da ABNT NBR 5419.

Tipo de Edificação	Nível de Proteção
Edificações de explosivos, inflamáveis, indústrias químicas, nucleares, laboratórios bioquímicos, fábricas de munição e fogos de artifício, estações de telecomunicações, usinas elétricas, indústrias com risco de incêndio, refinarias, etc.	I
Edifícios comerciais, bancos, teatros, museus, locais arqueológicos, hospitais, prisões, casas de repouso, escolas, igrejas, áreas esportivas.	II
Edifícios residenciais, indústrias, casas residenciais, estabelecimentos agropecuários e fazendas com estruturas de madeira.	III
Galpões com sucata ou de conteúdo desprezível, fazenda e estabelecimentos agropecuários com estruturas de madeira.	IV

Tabela 3.1: Seleção do nível de proteção (28).

A Tabela 3.1 determina o nível de proteção do SPDA para diversas estruturas. As estruturas com nível de proteção *I* são as que mais necessitam de um sistema eficiente contra descargas atmosféricas devido a severidade dos danos que podem sofrer. Posteriormente, temos o nível de proteção *II*, *III* e *IV*.

3.3 MÉTODOS DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

A norma brasileira NBR 5419, Proteção de Estruturas Contra Descargas Atmosféricas, reconhece três métodos para proteção das descargas atmosféricas: método de Franklin, método da Gaiola de Faraday e o modelo Eletrogeométrico. Um quarto modelo conhecido como Híbrido, relatado em algumas literaturas, porém ainda não foi filiado a forma direta pela norma, tem como características construtivas a combinação entre os modelos Franklin e Faraday.

Uma vez definida o tipo de proteção que será adotada, é necessário definir os componentes que irão compor o sistema, assegurando a eficiência e evitando danos e falhas de operação. Qualquer um dos sistemas de proteção citados acima deverá possuir um subsistema de captadores, subsistema de descida e subsistema de aterramento.

O subsistema de captadores tem como função receber diretamente as descargas atmosféricas, evitando que a estrutura seja atingida diretamente por um raio. Os captadores devem possuir capacidade térmica e mecânica para suportar o calor gerado no ponto de impacto e são dimensionados de acordo com a norma NBR 5419. Ademais, podem ser constituídos por uma combinação de hastes, cabos esticados, condutores em malha ou elementos naturais de construção do edifício.

O subsistema de descida tem como função conduzir a corrente de descarga recebida nos captadores até o subsistema de aterramento e reduzir a probabilidade de descargas diretas atingirem a lateral do edifício. Ademais, devido a equipotencialização provocada por alguns subsistemas de descida o campo elétrico torna-se nulo no interior do edifício. Este deve ser dimensionado de

forma que a corrente percorra diversos condutores em paralelo e o comprimento dos condutores até o subsistema de aterramento seja o menor possível.

O subsistema de aterramento tem como função conduzir a corrente de descarga do subsistema de descida e dispersá-la no solo. Para assegurar a dispersão da corrente de descarga atmosférica na terra sem causar sobretensões perigosas, o arranjo e as dimensões do subsistema de aterramento são mais importantes que o próprio valor da resistência de aterramento. Entretanto, recomenda-se, para o caso de eletrodos não naturais, uma resistência de aproximadamente 10Ω .

Os eletrodos de aterramento podem ser constituídos pelo aterramento natural por fundações - em geral as armaduras de aço das fundações-, condutores em anel, hastes verticais ou inclinadas ou condutores horizontais radiais. Estes componentes devem ser dimensionados de acordo com a Tabela 3.2, sendo que devem reduzir ao mínimo o risco de ocorrência de tensões de passo e de toque.

Material	Captor e anéis intermediários (mm^2)	Descidas (h<20m) (mm^2)	Descidas (h>20m) (mm^2)	Eletrodo de aterramento (mm^2)
Cobre	35	16	35	50
Alumínio	70	25	70	Não se aplica
Aço galvanizado a quente ou embutido em concreto	50	50	50	80

Tabela 3.2: Seções mínimas dos materiais do SPDA (28).

A seguir, os métodos de proteção abordados na ABNT NBR 5419 serão explicados detalhadamente.

3.3.1 Captores Franklin

Benjamin Franklin, no século XIII realizou um conjunto de experiências para captar um raio de uma descarga atmosférica. A fim de provar que os raios são descargas elétricas da natureza, o cientista empinou uma pipa utilizando um fio metálico a fim de constatar que as nuvens eram carregadas eletricamente. Ao verificar que o fio metálico produzia faíscas quando aproximado de outros objetos metálicos, Benjamin Franklin estabeleceu o conceito dos pára-raios e o princípio de funcionamento de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (37).

O método de proteção utilizando para-raios tipo Franklin consistia basicamente na utilização de uma ou mais hastes metálicas de dois a três metros de comprimento, acima do telhado, conectadas a terra (38), como verifica-se na Figura 3.1. Finalmente, em 1752 foram utilizados para-raios com o objetivo de proteção na França e nos Estados Unidos (37).

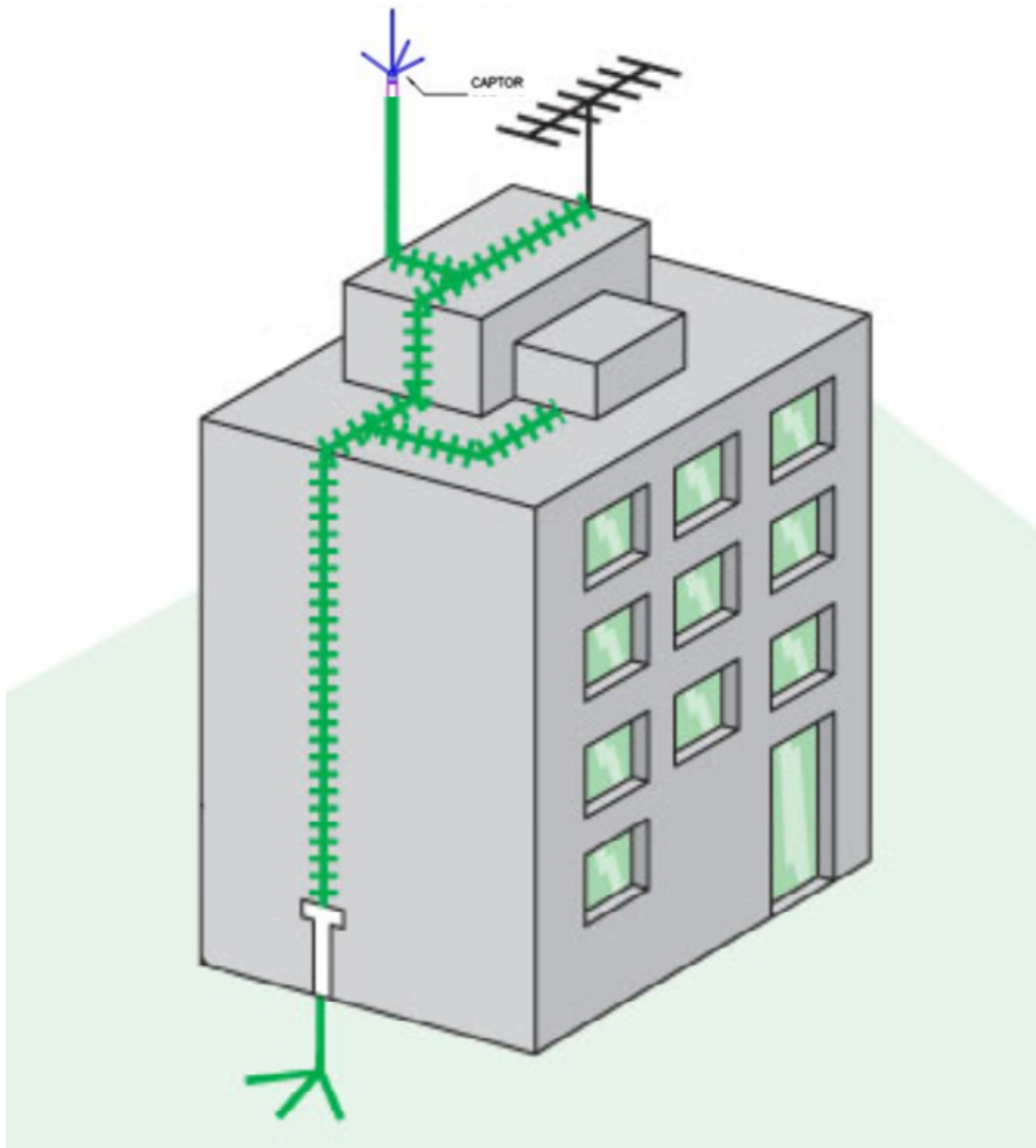


Figura 3.1: Proteção por captor Franklin (8).

Este método de proteção ainda é amplamente utilizado, consistindo ainda na utilização de uma haste elevada acima da estrutura a se qual quer proteger. Pois assim, a distância entre a nuvem carregada e o solo é menor, o que também leva a diminuição da rigidez dielétrica do ar.

O método de Franklin também é conhecido como método de ângulo de proteção. Tendo em vista que este método estabelece um volume de proteção dentro de uma zona espacial compreendida por um cone, como pode-se verificar na Figura 3.2.

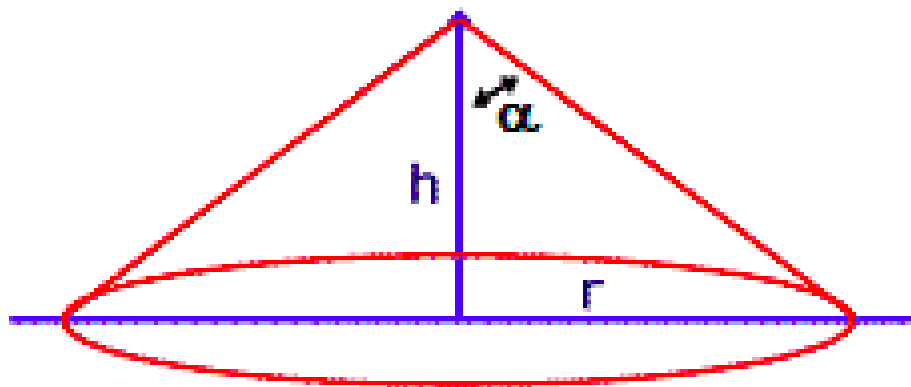


Figura 3.2: Volume de proteção pelo método de Franklin (9).

Onde o raio de proteção é dado por:

$$r = h \times \tan(\alpha) \quad (3.1)$$

Nesse cone estabelecido, o ângulo α da geratriz com a vertical varia de acordo o nível de proteção pretendido para uma determinada altura de construção do mastro. A altura da construção do mastro é designada por h e o raio da área protegida é dado por r . A norma ABNT NBR 5419 traz os valores da altura da estrutura a ser protegida e o nível de proteção que o SPDA adotado deve ter, esses valores estão na Tabela 3.3.

Nível de Proteção	Altura da estrutura a ser protegida				
	0m a 20m	21m a 30m	30m a 45m	46m a 60m	$h > 60m$
I	25	-	-	-	-
II	35	25	-	-	-
III	45	35	25	-	-
IV	55	45	35	-	-

Tabela 3.3: Altura a ser protegida e nível de proteção no método de Franklin, (28).

3.3.2 Gaiola de Faraday

O método da gaiola de Faraday consiste em instalar um subsistema de captos, com uma ou mais pontas, interligados por condutores nus horizontais, formando-se uma espécie de malha que nada mais é do que uma rede modular de condutores envolvendo todos os lados do volume a proteger, vide Figura 3.3. Esta disposição dada por uma espécie de gaiola faz com que o campo elétrico no interior do volume seja nulo, independentemente do valor da corrente, visto que as cargas distribuem-se de forma homogênea na parte externa da superfície condutora.

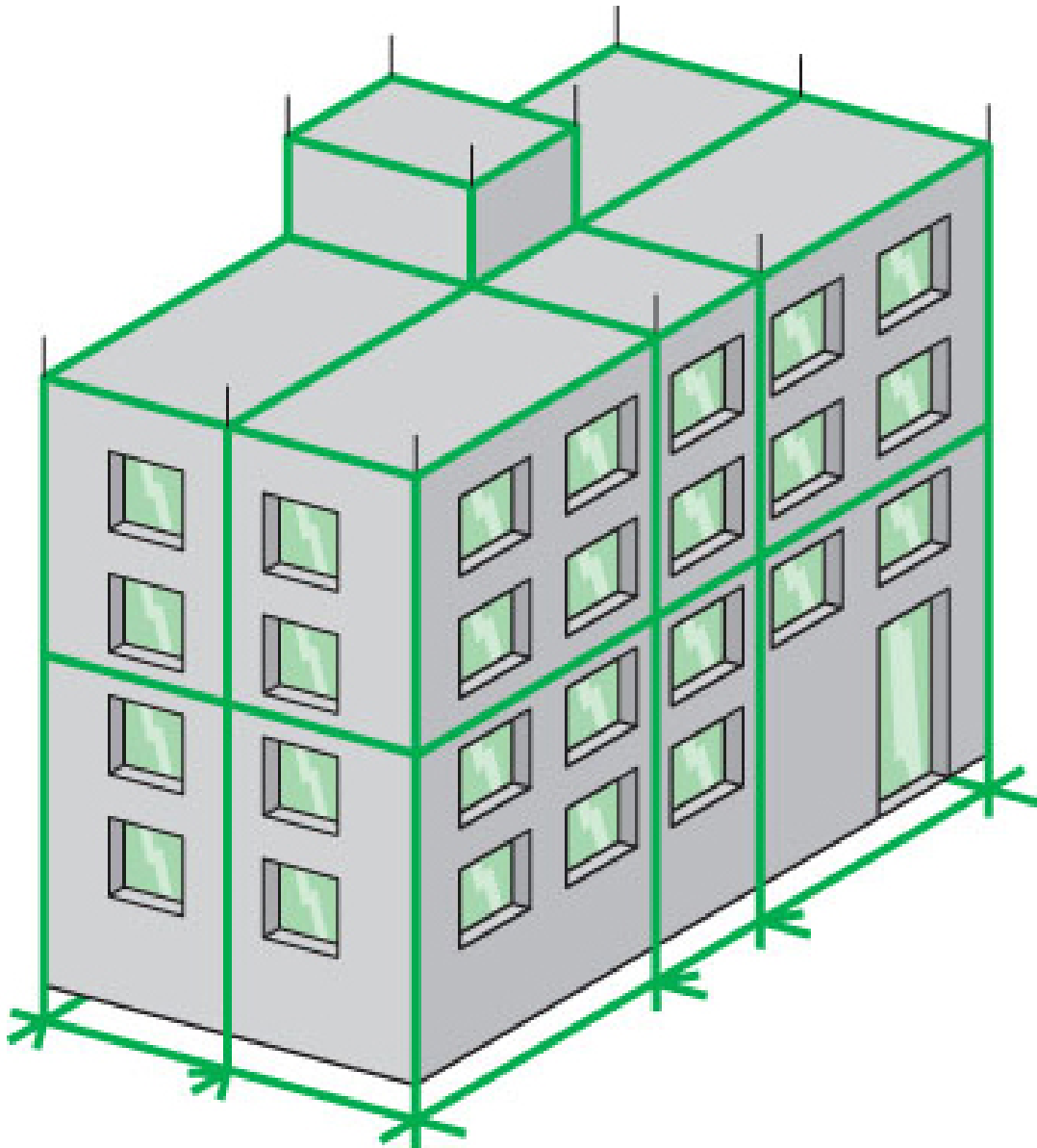


Figura 3.3: Proteção pela gaiola de Faraday (8), com adaptações.

Este método é bastante utilizado para proteger estruturas com uma grande área horizontal, nas quais seria necessária uma grande quantidade de captosres do tipo Franklin (39). Além dos captosres e os condutores horizontais, a gaiola de Faraday é constituída também por um subsistema de descidas, espaçadores e cabos equalizadores, quando necessário.

O subsistema de descida deve ter condutores retilíneos e verticais, de modo a prover o trajeto mais curto e direto para a terra. Se a parede for de material combustível, o cabo de descida deverá ficar no mínimo a 10cm da parede, utilizando para isso os espaçadores. Caso contrário, o cabo de descida pode ser preso diretamente a superfície da parede. Ademais, os espaçamentos dos condutores de descida não devem ser superiores aos indicados na Tabela 3.4. Caso o número mínimo de condutores determinado for inferior a dois, devem ser instaladas duas descidas.

Nível de proteção	Espaçamento médio
I	10m
II	15m
III	20m
IV	25m

Tabela 3.4: Espaçamento médio entre os condutores de descida, (28).

Caso seja necessário utilizar espaçadores, estes devem ser colocados de 2m em 2m. Além disso, a cada 10m, ou seja, a cada 5 espaçadores é necessário utilizar um prendedor para fixar o cabo de descida ao espaçador de forma a evitar a força de tração provocada pelo próprio peso do cabo.

Os diversos cabos de descida, ao longo do perímetro da área a ser protegida, podem estar em potenciais elétricos diferentes em um mesmo plano horizontal. Estas diferenças de potencial podem causar danos as pessoas e a estrutura, dessa forma, convém a utilização de cabos equalizadores para interligar os cabos de descida ao solo, a cada 20m, criando-se superfícies equipotenciais.

Além da utilização de cabos nus como condutores de descida, pode-se utilizar a própria estrutura do edifício como condutora natural, desde que suas seções sejam no mínimo iguais às especificadas para condutores de descida nus e com a sua continuidade elétrica no sentido vertical equivalente.

3.3.3 Método Eletrogeométrico

O método eletrogeométrico, também conhecido como método da esfera rolante ou fictícia, é utilizado em estruturas altas com formas arquitetônicas complexas. Este método foi desenvolvido em 1923 na Universidade de Munique, pelo professor Anton Schwaiger (40).

O método eletrogeométrico consiste em fazer uma esfera fictícia rodar em todos os sentidos e direções sobre o topo e a fachada da edificação. O objetivo é fazer com que os captosres Franklin lançados impeçam que a esfera toque a edificação. A esfera rolante deverá tocar o solo e a proteção, os demais locais onde essas esferas tocam estão desprotegidos contra descargas atmosféricas, como mostrado na Figura 3.4. Logo, esses locais devem ser protegidos, tendo em vista que se uma descarga atingir esse local e não houver uma proteção, certamente haverá danos materiais ou pessoais.

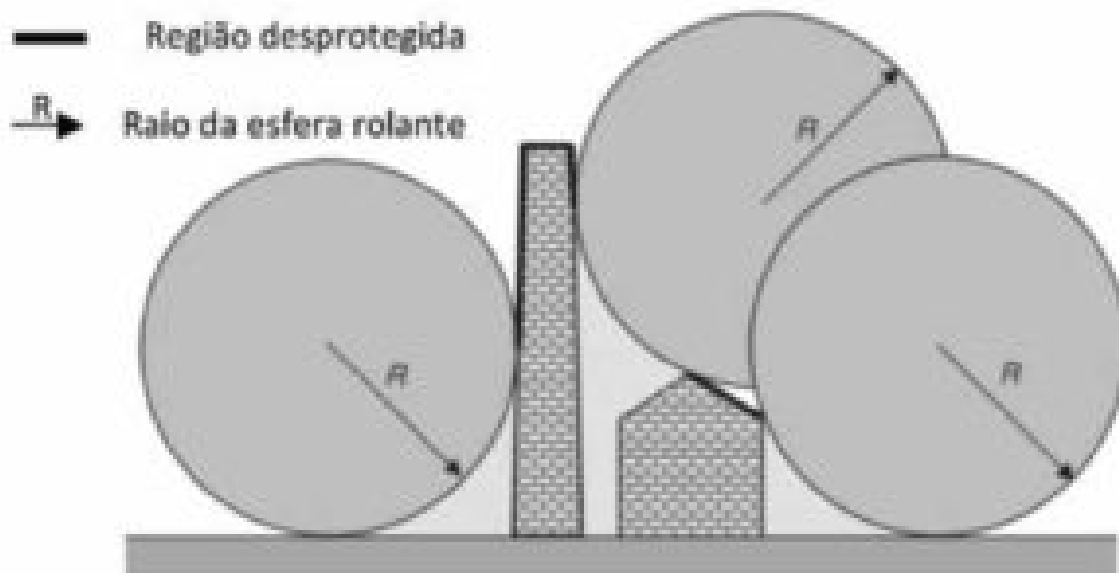


Figura 3.4: Proteção pelo método eletrogeométrico (10).

As normas ABNT NBR 5419 estabelecem o raio das esferas de acordo com o nível de proteção desejado, como verifica-se na Tabela 3.5.

Nível de proteção	Raio da esfera rolante
I	20m
II	30m
III	45m
IV	60m

Tabela 3.5: Raio da esfera fictícia de acordo com o nível de proteção (28).

3.3.4 Método Híbrido

Em muitas situações, devido à forma e complexidade da estrutura, não se consegue adotar uma única filosofia de proteção. Para tanto, em diversas aplicações, tem sido adotada a configuração denominada híbrida, Este método combina o método Franklin e a gaiola de Faraday, apesar deste último apresentar melhor desempenho na proteção, demonstrando maior eficiência e abrangência ao longo do tempo (2), os dois métodos combinados se completam.

No sistema híbrido, a gaiola de Faraday ainda abrange toda a estrutura do edifício e o método Franklin é utilizado para a proteção das partes mais elevadas da edificação, vide Figura 3.5, como antenas e caixas d'água. Desta forma, os cabos de descida dos captadores são conectados a malha da gaiola de Faraday, garantindo a eficácia na proteção do sistema por meio da equipotencialização do mesmo.

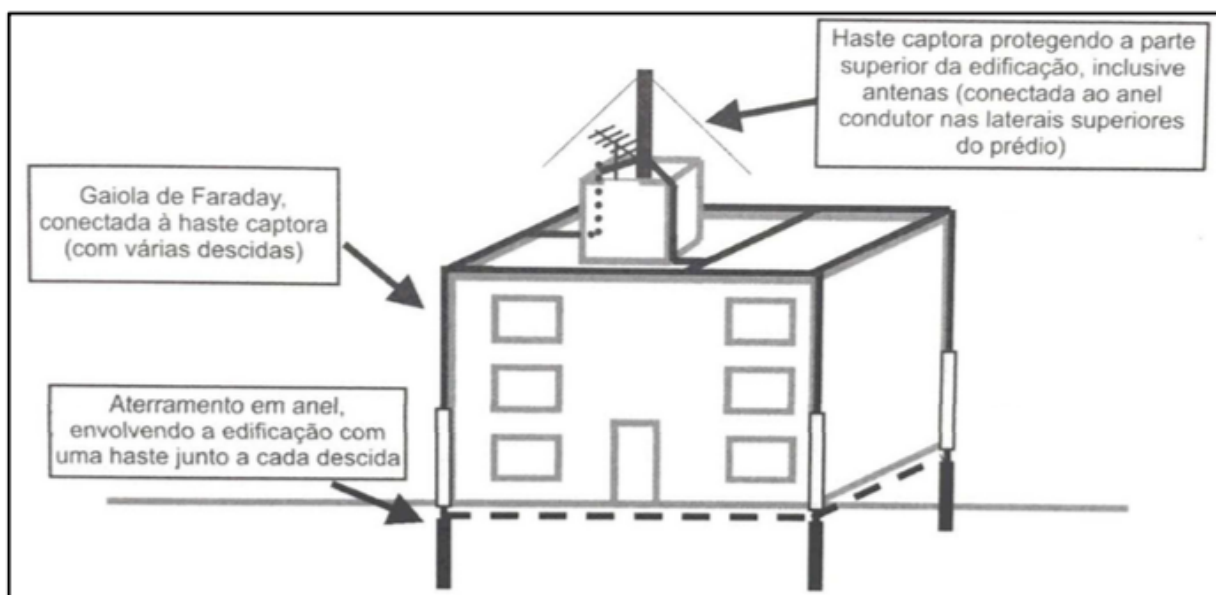


Figura 3.5: Proteção pelo método híbrido (2).

3.4 PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS EM ÁREAS ABERTAS

A proteção de estruturas em campo aberto contra descargas atmosféricas, geralmente, utilizam captadores de forma difusa - isto é, instalados em toda a extensão da área que se pretende proteger - e uma malha de aterramento em anel para equipotencializar as estruturas.

No entanto, a proteção de seres vivos contra descargas atmosféricas em áreas abertas não é tratada pela NBR 5419, conforme indicado a seguir:

A aplicabilidade desta Parte da ABNT NBR 5419 pode ter restrições especialmente na proteção da vida humana quando for baseada em efeitos indiretos de descargas atmosféricas. (ABNT NBR 5419-2, 2015)

As descargas indiretas são responsáveis pela maioria dos acidentes ocorridos com seres vivos. A descarga lateral é um tipo de centelhamento perigoso que acontece quando um ser vivo está próximo o suficiente do local onde circula a corrente do raio e a diferença de potencial causada é capaz de romper a isolamento do ar. Um exemplo clássico é o de romper a isolamento do ar de pessoas que se abrigam embaixo de árvores (41).

Além disso, os projetos de SPDA consideram a questão da limitação adequada das tensões de passo e de toque. Em geral, as tensões do toque são mais perigosas para seres bípedes e as tensões de passo são mais perigosas para seres quadrúpedes (41), como observado em (36).

3.5 TENSÃO DE PASSO

A norma ABNT NBR 15751 - Sistema de aterramento de subestações estabelece os valores máximos permissíveis para as tensões de passo e toque em condições locais preestabelecidas. Estes parâmetros são de extrema importância para que um sistema de aterramento seja considerado seguro em uma condição de defeito na instalação elétrica.

A malha de aterramento deve ser projetada de tal forma que as tensões de passo na subestação e suas redondezas não atinjam valores superiores aos permissíveis. A tensão de passo é a diferença de potencial entre dois pontos da superfície do solo separados pela distância de um passo de uma pessoa, considerada igual a 1 metro.

A tensão de passo ocorre devido à elevação de potencial do solo, denominado GPR (*grounding potential rise*), que surge através da injeção de corrente elétrica neste. A injeção de corrente elétrica no solo pode ocorrer por vários motivos, como por exemplo o curto circuito envolvendo o solo. Porém, essa tensão começa a ser perigosa somente quando a corrente no solo é muito elevada, como no caso da corrente gerada por descargas atmosféricas que podem ser superiores a $200kA$, e demorar mais que $2ms$ para se extinguir. Mesmo que o ponto esteja a vários metros de distância da descarga ainda há o risco de choque elétrico.

A resistividade do solo tem um papel fundamental na tensão de passo, pois quando há corrente elétrica fluindo o solo se comporta como uma impedância (11). Desta forma, a medida que a distância do ponto de injeção de corrente aumenta, a tensão de passo diminui. Ademais, devem ser consideradas também outras estruturas por onde a descarga passa até alcançar o indivíduo.

Com a finalidade de calcular a máxima tensão de passo resistivo, utiliza-se o circuito equivalente representado na Figura 3.6.

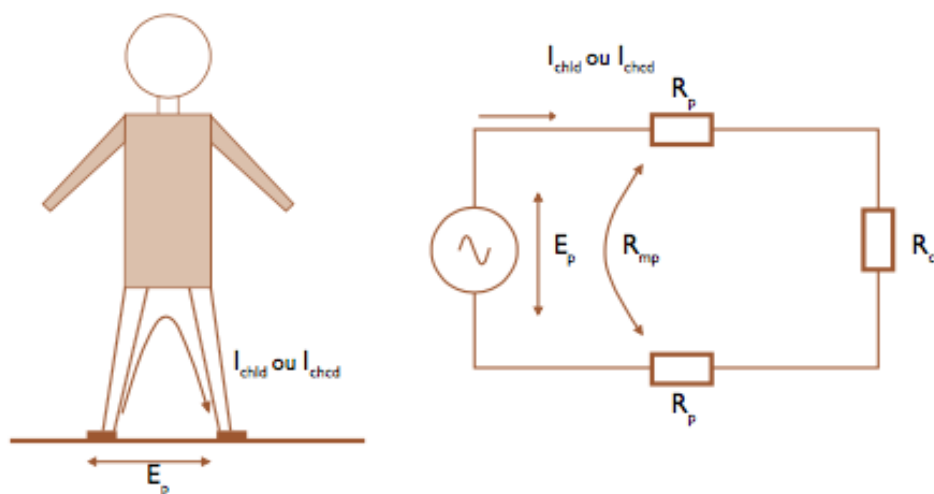


Figura 3.6: Circuito equivalente para o cálculo da tensão de passo (11).

Neste circuito temos que R_{ch} é a resistência do corpo humano, frequentemente adotada como $1k\Omega$, R_p é a resistência própria de cada pé, R_{mp} é resistência mútua entre dois pés e I_{chcd} é a

máxima corrente de curta duração admissível pelo corpo humano.

Desta forma, a máxima tensão de passo admissível é dada por:

$$E_p = [R_{ch} + 2 (R_p - R_{mp})] I_{chcd}(V) \quad (3.2)$$

A corrente elétrica de curta duração é dada por:

$$I_{chcd} = \frac{0,116}{\sqrt{t}}(A) \quad (3.3)$$

sendo t o tempo de duração do choque

As resistências próprias de cada pé e mutua entre os pés são representadas por:

$$R_p = \frac{\rho_s}{4b} C (\Omega) \quad (3.4)$$

$$R_{mp} = \frac{\rho_s}{2 \pi d} (\Omega) \quad (3.5)$$

Em que:

b = 0,083m é uma constante utilizada para representar o modelo do pé dos seres humanos.

ρ_s é resistividade do recobrimento da superfície do solo ($\Omega.m$).

d é a distância entre os pés.

C é o fator de redução que depende da espessura da camada de recobrimento, dado por

$$C = 1 - \alpha \left[\frac{1 - \frac{\rho_1}{\rho_s}}{2 h_s + \alpha} \right] \quad (3.6)$$

ρ_1 é a resistividade da primeira camada ($\Omega.m$);

ρ_s é a resistividade do recobrimento da camada superficial ($\Omega.m$);

h_s é a espessura da camada de revestimento superficial (m).

α é igual a 0,106m.

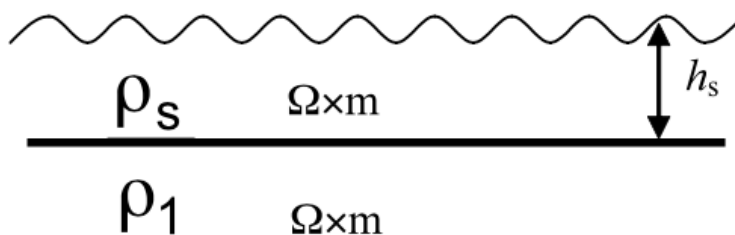


Figura 3.7: Resistividade do recobrimento da camada superficial (11).

É evidente que os valores máximos permissíveis são estabelecidos em função do tempo de eliminação do defeito (t) e da resistividade da camada superficial do solo (ρ_s). Desta forma, ressalta-se a importância dos diferentes tipos de recobrimento do solo, tanto no interior como na periferia das instalações. Em geral, estas coberturas são: solo natural, brita, concreto ou asfalto, vide Tabela 3.6.

Material	Resistividade ($\Omega.m$)	
	Seco	Úmido
Brita	-	3000
Concreto	1200 a 280000	21 a 100
Asfalto	2.10^6 a 30.10^6	10.10^3 a 6.10^6

Tabela 3.6: Resistividade do material de recobrimento (11).

Uma abordagem interessante é desprezar o valor de R_{mp} , tendo em vista que é bem menor do que R_p .(11) Dessa forma, utilizando 3.2 tem-se uma aproximação para a máxima tensão de passo, dada por:

$$E_p = [R_{ch} + 6 \rho_s C] I_{chcd} \quad (3.7)$$

O aumento de potencial no solo afeta tanto os seres vivos quanto as instalações elétricas que possuem estrutura cravada no solo. No entanto, ao invés de considerar a distância de $1m$, equivalente ao passo de uma pessoa, considera-se as distâncias entre os aterramentos individuais de uma estrutura.

3.6 TENSÃO DE TOQUE

A tensão de toque é a diferença de potencial em que uma pessoa se encontra ao tocar em uma estrutura metálica no instante em que esteja passando uma corrente elétrica intensa, como um curto-circuito ou descarga atmosférica. Trata-se de um critério de projeto para proteção contra choques.

A ABNT NBR 15751 apresenta na Figura 3.8 uma pessoa e um componente energizado representados por um circuito elétrico equivalente com os parâmetros resistivos envolvidos. A partir deste modelo de circuito equivalente é apresentada uma equação para calcular a máxima tensão de toque permissível.

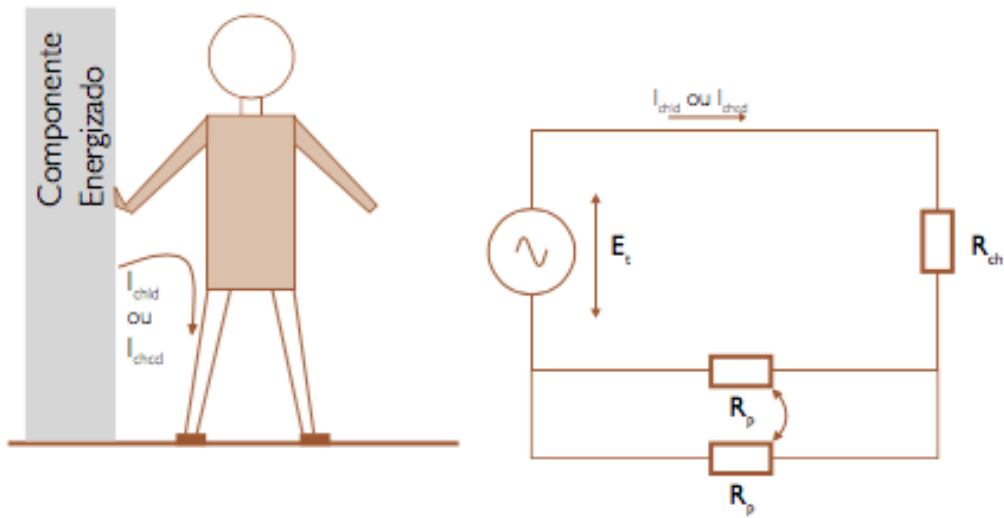


Figura 3.8: Circuito equivalente para o cálculo da tensão de toque (11).

Considerando a corrente elétrica de curta duração, a máxima tensão de toque permissível pelo corpo humano é dada por:

$$E_{tcd} = \left[R_{ch} + \left(R_p + \frac{R_{mp}}{2} \right) \right] I_{chcd} \quad (3.8)$$

Quando desprezada a resistência mútua entre dois pés, pode ser simplificada por:

$$E_{tcd} = [R_{ch} + 1,5 \rho_s C] I_{chcd} \quad (3.9)$$

Quando considera-se a corrente elétrica de longa duração, temos:

$$E_{tld} = \left[R_{ch} + \left(R_p + \frac{R_{mp}}{2} \right) \right] I_{chld} \quad (3.10)$$

Quando desprezada a resistência mútua entre dois pés, pode ser simplificada por:

$$E_{tld} = [R_{ch} + 1,5 \rho_s C] I_{chld} \quad (3.11)$$

Ademais, os valores máximos de corrente de choque de longa duração suportados pelos seres humanos são dados na Tabela 3.7.

Corrente limite de largar de longa duração (I_{chld})		
Porcentagem da população que suporta	Homens	Mulheres
99,5%	9 mA	6 mA
50%	16 mA	10,6 mA

Tabela 3.7: Limite suportado pelos seres humanos de corrente elétrica (11).

4 TECNOLOGIAS PARA SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

4.1 ESTADO ATUAL DE DESENVOLVIMENTO

A fabricação das primeiras células fotovoltaicas se deu em meados de 1956, com o desenvolvimento da eletrônica. A princípio, o desenvolvimento da tecnologia foi impulsionado por empresas de telecomunicações que buscavam sistemas de energia para serem instalados em localidades remotas. Posteriormente, foi motivado pela corrida espacial e o fato de a célula fotovoltaica ser o meio mais adequado para fornecer energia para equipamentos eletroeletrônicos em longos períodos no espaço.

A crise do petróleo de 1973 causou uma renovação no interesse em utilizar células solares como fonte de energia em outras aplicações, entretanto, essa tecnologia não tinha custo viável. Muitas empresas do setor petrolífero decidiram investir nessa tecnologia e em 1978, a produção da indústria do mundial já ultrapassava 1Mwp por ano.

Em 1990, os Estados Unidos eram líderes mundiais na fabricação de painéis solares. No final da década de 90, motivados pelo tratado de Kyoto, países como Japão e Alemanha aumentaram substancialmente o desenvolvimento dos painéis solares. No entanto, o grande desenvolvimento da tecnologia se deu em meados dos anos 2000, devido ao acelerado crescimento da produção chinesa, como mostrado na Figura 4.1.

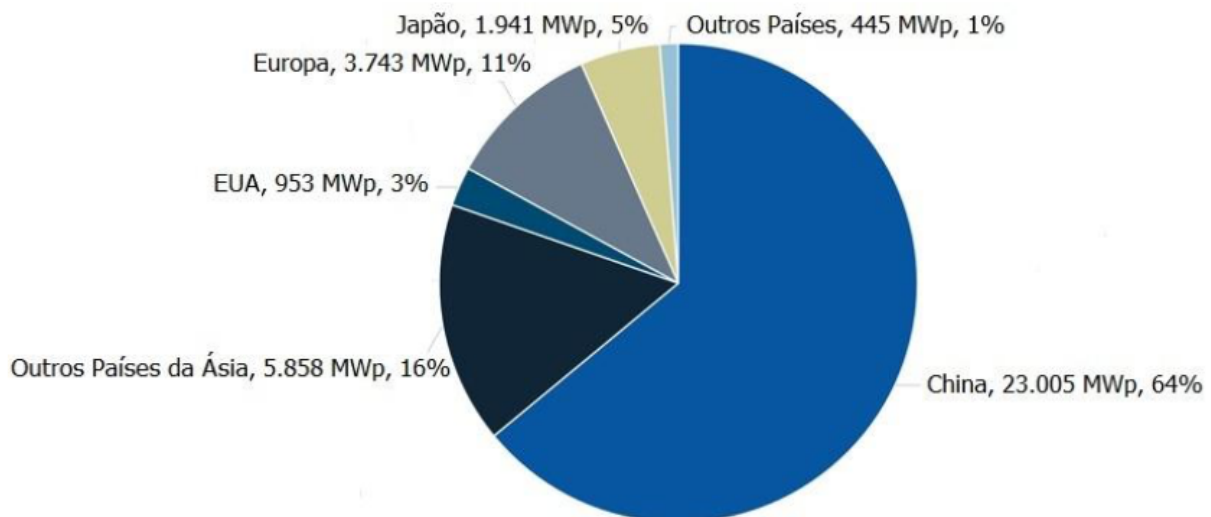


Figura 4.1: Distribuição da produção mundial de células fotovoltaicas em 2012 (12).

Desde 2009, a China lidera a produção mundial de painéis solares fotovoltaicos. Muitas empresas dos Estados Unidos e Europa migraram para a Ásia á procura de mão de obra barata e

incentivos fiscais. O gráfico da Figura 4.1 mostra os maiores fabricantes de painéis solares do mundo em 2012. A China lidera mais da metade da produção de painéis fotovoltaicos, apesar de ter que importar grande parte do silício utilizado na fabricação do exterior (42). Logo após a China, outros países da Ásia lideram o *ranking* seguidos da Europa.

4.2 A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em eletricidade por intermédio de materiais semicondutores. Esse fenômeno é conhecido como efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico ocorre em células fotovoltaicas que formam estruturas maiores como módulos e painéis. A seguir esses conceitos serão abordados com maior profundidade.

4.2.1 Efeito Fotovoltaico

A geração de energia solar fotovoltaica é obtida devido a conversão da radiação solar em eletricidade por intermédio de materiais semicondutores. Tal fenômeno é conhecido por Efeito Fotovoltaico. O efeito fotovoltaico foi descoberto por Edmond Becquerel, em 1839, quando ele notou o aparecimento de uma tensão nos terminais de eletrodos imersos em uma solução de selênio quando recebia radiação solar. Atualmente, muitos semicondutores são apropriados para a conversão de energia fotovoltaica. Entre eles, destacam-se o silício cristalino e o silício amorfo. O primeiro consiste em células de Si que formam cristais de rede perfeitamente periódica que são montadas em módulos e conectadas eletricamente. O silício amorfo consiste em camadas finas de material semicondutor depositado diretamente sobre substratos como lâminas de vidro e metal, possuindo um custo relativamente menor do que as pastilhas de silício.

O cristal de silício puro é um condutor ruim, portanto, devem ser acrescentadas porcentagens de outros materiais através de um método que se denomina dopagem. Os átomos de silício possuem quatro elétrons na camada de valência, quando adiciona-se átomos com cinco elétrons de ligação - como o fósforo - um elétron não será emparelhado e ficará fracamente ligado ao seu átomo de origem. Desse modo, pouca energia térmica faz com que este elétron livre vá para a banda de condução. Assim, o fósforo se torna um dopante doador de elétrons e o denomina-se dopante do tipo N (43).

Outrora, se o átomo introduzido tiver apenas três elétrons na camada de valência - como o boro - um elétron do silício não será emparelhado. Com pouca energia térmica um elétron de um local vizinho pode passar a esta posição, fazendo com que o buraco se preencha. Assim, o boro se torna dopante aceitador de elétrons e denomina-se dopante do tipo P (43).

As células solares são compostas de camadas de material tipo N e material tipo P, sendo a última de maior espessura. Quando unidas, estas camadas formam uma junção PN que forma um campo elétrico entre sua junção, devido aos elétrons livres do silício do tipo N e as lacunas do

silício tipo P. Este campo elétrico é responsável pelo movimento das cargas elétricas no interior da junção, que gera uma diferença de potencial nos terminais da célula fotovoltaica que quando conectados por um condutor originam uma corrente, como verifica-se na Figura 4.2.

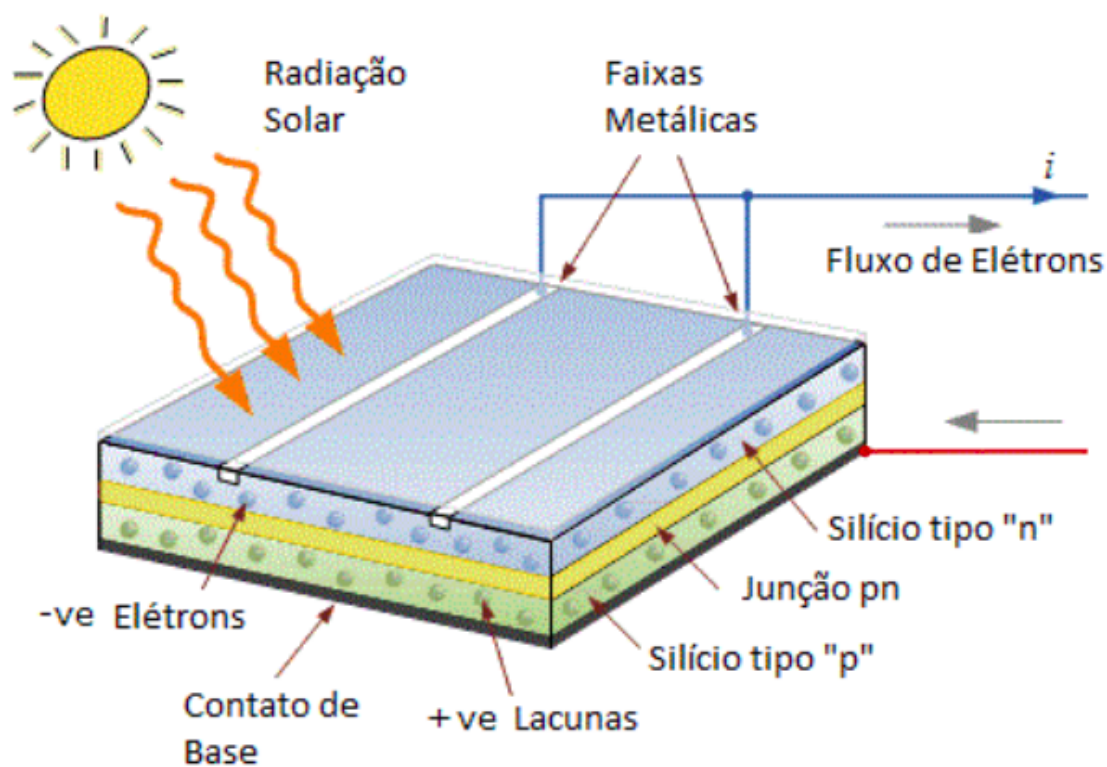


Figura 4.2: Ocorrência efeito fotoelétrico em uma célula de silício (13).

Na Figura 4.2 percebe-se que junção PN de uma célula de silício recebe a radiação solar, fazendo com que haja um movimento de cargas no interior da junção e conseqüentemente uma corrente entre as faixas metálicas da célula devido a uma diferença de potencial ocasionada pelo efeito fotovoltaico.

4.2.2 Células, Módulos e Painéis

As células fotovoltaicas são unidades básicas de ocorrência do efeito fotovoltaico, que produzem correntes e tensões muito pequenas. A potência máxima que é alcançada através da utilização de uma única célula fotovoltaica não excede, regra geral, 3W (44). A fim de adequar-se os níveis de correntes e tensão, agrupam-se células em série e em paralelo, formando um módulo fotovoltaico. Um conjunto de módulos também é reagrupado com o intuito de alcançar níveis de tensão e potência desejados, formando um painel. Os painéis também podem ser agrupados a fim de satisfazer algumas especificações do inversor. Um agrupamento de painéis é denominado *string*.

Na Figura 4.3 pode-se verificar as unidades básicas de geração fotovoltaica dadas por uma célula, um módulo e um painel.

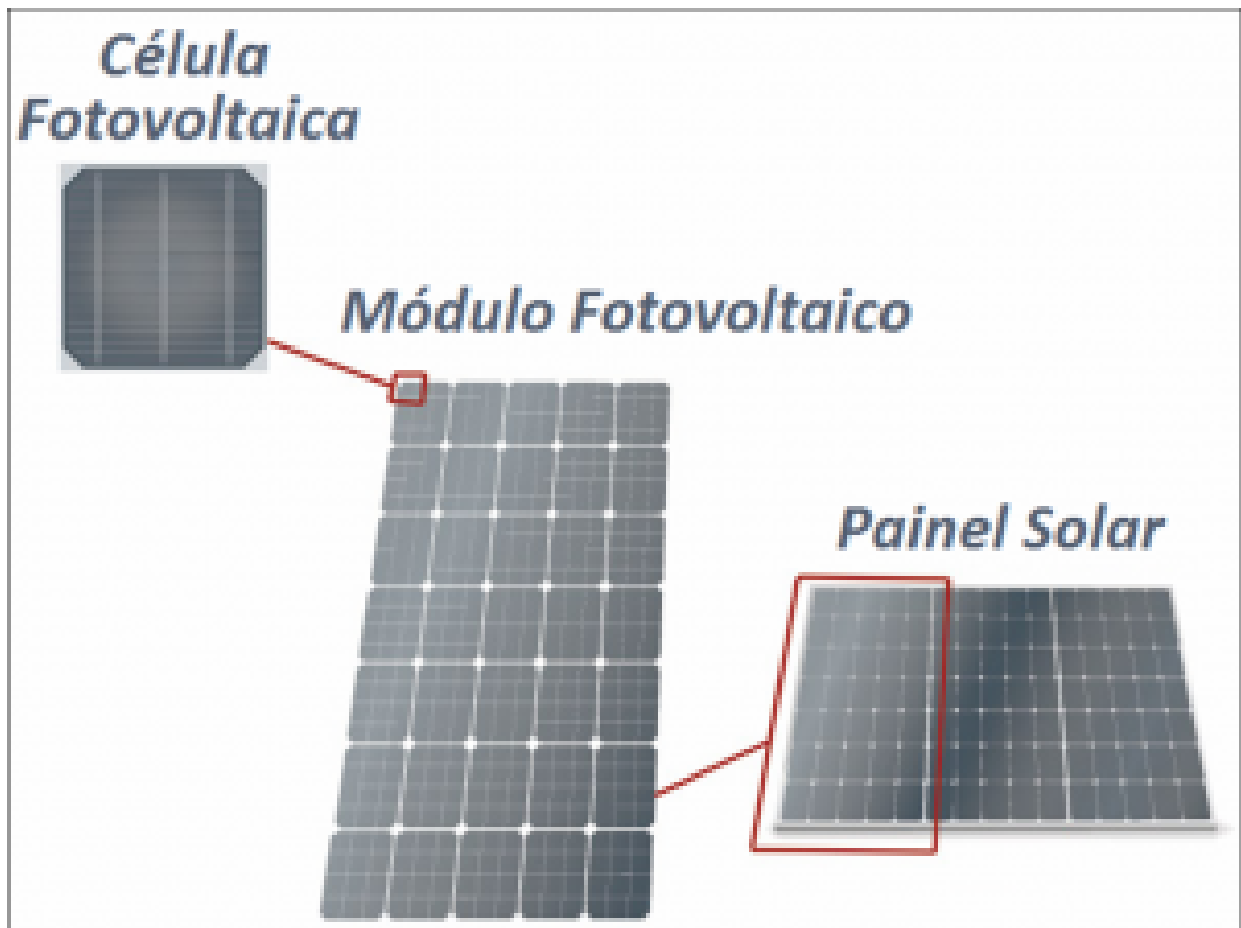


Figura 4.3: Representação de uma célula, módulo e painel fotovoltaico (14).

Na Figura 4.3 fica evidente que um painel solar é formado por um conjunto de módulos e que os módulos são formados por um conjunto de células, que são as unidades básicas de ocorrência do fenômeno fotovoltaico.

Para formar os módulos, as células são ligadas em série e em paralelo. Quando associadas em paralelo os terminais positivos são todos ligados a um mesmo ponto, enquanto os terminais negativos são ligados a outro ponto. A tensão dos terminais permanece a mesma, mas as correntes de cada célula se somam. Quando conectados em série o terminal positivo de um módulo é ligado no terminal negativo de outro. A corrente permanece a mesma, mas as tensões das células se somam.

Por outro lado, o agrupamento de vários módulos fotovoltaicos é denominado por painel fotovoltaico. Da mesma forma, o agrupamento de módulos fotovoltaicos do mesmo tipo pode ser efetuado através do estabelecimento de ligações em série, paralelo ou mistas. Obtendo-se assim diferentes valores de tensão ou corrente. Este procedimento, permite efetuar o controle da energia produzida pelo painel. Em ambos os casos é importante ressaltar a utilização de cabos e conexões específicas para o uso em sistemas fotovoltaicos, protegidos contra os efeitos da radiação e intempéries.

A fim de garantir a proteção contra danos mecânicos as células são normalmente embebidas numa película de *etileno acetato de vinilo*. Esse material é flexível, translúcido e não reflete a luz solar, além disso, assegura o isolamento elétrico entre as células. Para a estabilização mecânica da estrutura, o acabamento é executado com aros de alumínio e uma placa de vidro (44), como pode-se verificar na Figura 4.4.

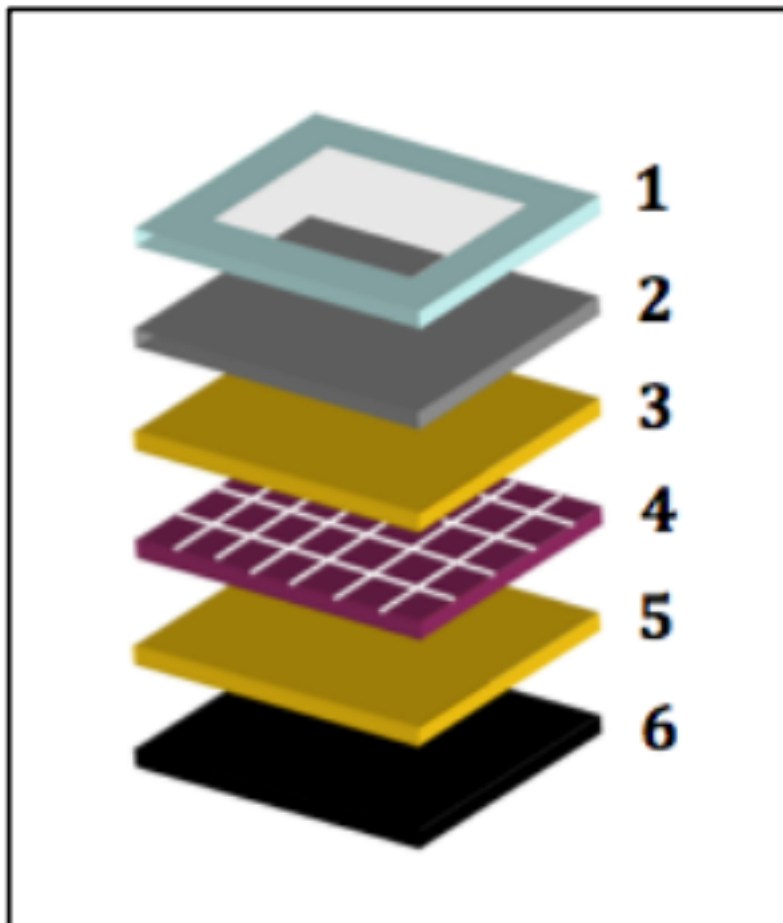


Figura 4.4: Representação esquemática da estrutura de um módulo fotovoltaico de silício cristalino (13).

A figura 4.4 demonstra os diversos componentes que constituem uma célula fotovoltaica de silício. A estrutura 1 trata-se de um caixilho de alumínio anodizado, que confere rigidez mecânica; a estrutura 2 é uma camada de vidro temperado, que permite a entrada de luz solar e protege as células contra impactos mecânicos; as estruturas 3 e 5 se tratam de um material de encapsulamento feito por um película translúcida e não refletora, que garante também o isolamento elétrico entre as células; a estrutura 4 trata da célula fotovoltaica em si, que consiste no elemento que converte a energia solar em energia elétrica; a estrutura 6 trata-se do isolante elétrico, que protege a parte posterior da célula.

4.2.3 Conexões dos Módulos Fotovoltaicos e curvas $I \times V$

Como citado anteriormente, os módulos fotovoltaicos podem agrupar-se em ligações série, paralelo ou mistas. Nas conexões em paralelo conectam-se todos os terminais de mesma polaridade, dessa forma todos os módulos possuirão a mesma tensão, porém as suas correntes irão se acumular e a sua curva $I \times V$ se tornará na curva da Figura 4.5.

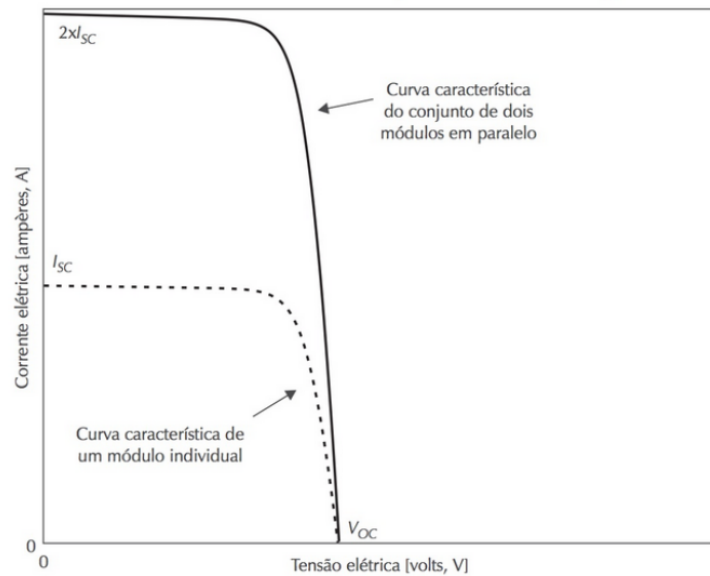


Figura 4.5: Relação entre corrente e tensão para módulos em paralelo (15).

Já nos painéis com conexões em série conectam-se os terminais de polaridades opostas do painel anterior com o seu sucessor, dessa forma a mesma corrente flui por todos os painéis, mas as suas tensões vão se acumulando e o seu gráfico $I \times V$ toma a forma apresentada na Figura 4.6.

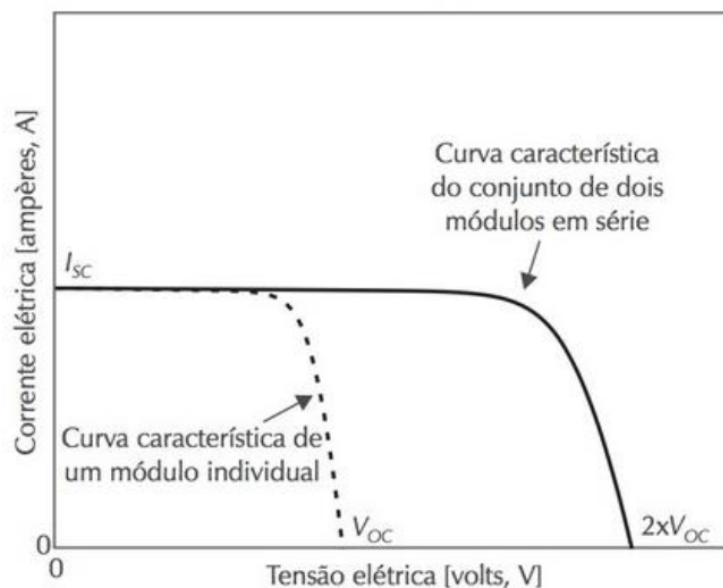


Figura 4.6: Relação entre corrente e tensão para módulos em série (15).

Por fim, o terceiro modelo de conexão dos módulos fotovoltaicos, que é a união de grupos de painéis conectados em série e ligados a outro grupo em paralelo, dessa forma há um aumento tanto na tensão como na corrente e, conseqüentemente, a melhora do ponto de máxima potência do sistema, como mostra a Figura 4.7.

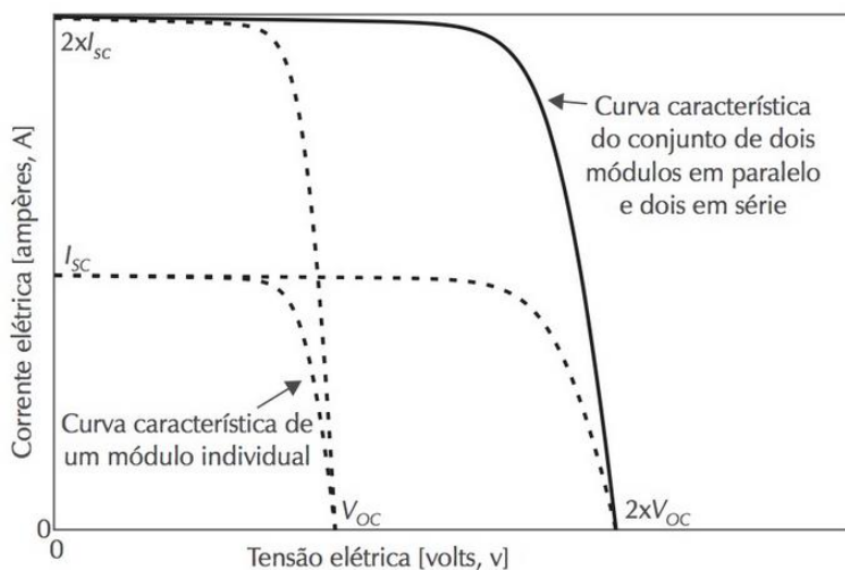


Figura 4.7: Relação entre corrente e tensão para módulos em série e paralelo (15).

4.3 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Existem dois tipos básicos de sistemas fotovoltaicos, os sistemas conectados à rede, chamados *On-Grid* e os sistemas que não são conectados à rede, que trabalham isoladamente, chamados *Off-Grid*. Além disso, também existem as usinas solares, que diferenciam-se dos sistemas fotovoltaicos instalados em casas e indústrias pois fornecem energia em alta tensão para fins de distribuição.

4.3.1 Sistemas *On-Grid*

Os sistemas *On-Grid* são conectados à rede elétrica, por isso, sempre que houver excedente de energia gerada pela luz solar, a mesma é enviada para a rede elétrica, gerando descontos na conta de luz independentemente do período do dia. Se a energia gerada não for suficiente, a rede elétrica compensa o que faltar. No fim das contas, paga-se para a distribuidora a energia consumida da rede elétrica menos o que foi produzido. Na Figura 4.8 tem-se uma ilustração de um sistema básico conectado à rede.

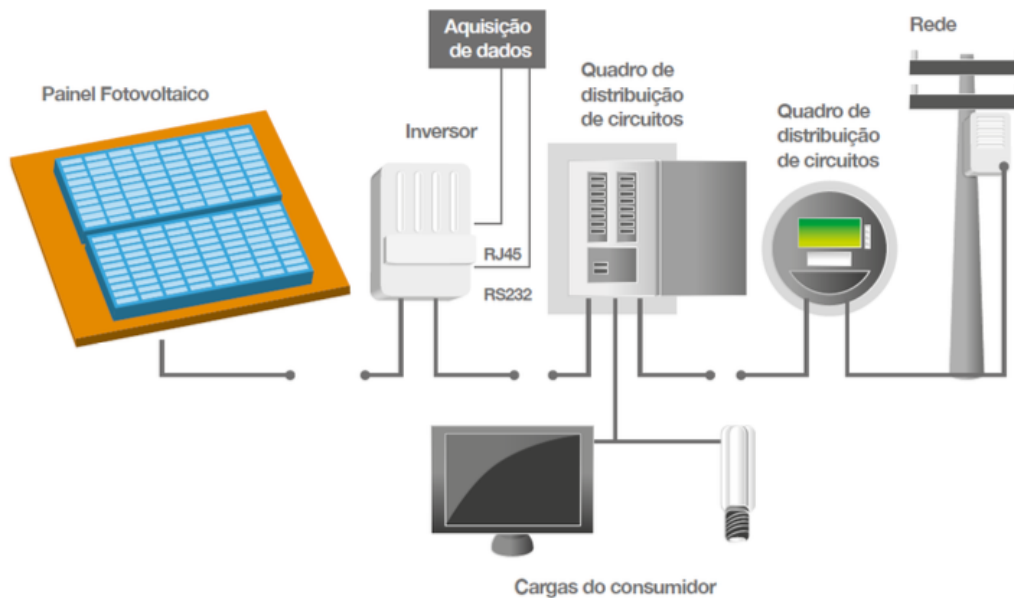


Figura 4.8: Exemplo de sistema fotovoltaico *On-Grid* (16).

Basicamente, o sistema exemplificado na Figura 4.8 é provido de módulos fotovoltaicos, inversores e um sistema de aquisição de dados, que faz um balanço entre a quantidade de energia gerada e a quantidade de energia consumida.

4.3.2 Sistemas *Off-Grid*

Já os sistemas isolados ou *Off-Grid* são caracterizados por não estarem conectados à rede elétrica. Esse sistema é utilizado para uso local e específico, abastecendo diretamente os aparelhos que utilizarão a energia. Esta solução é bastante utilizada em locais remotos que não possuem ligação com distribuidoras de energia. Aqui, a energia produzida é armazenada em baterias ao invés de ser enviada à rede elétrica, essas baterias garantem o abastecimento em períodos sem sol e em regiões isoladas. Na Figura 4.9 tem-se uma ilustração de um sistema básico que não é conectado à rede.

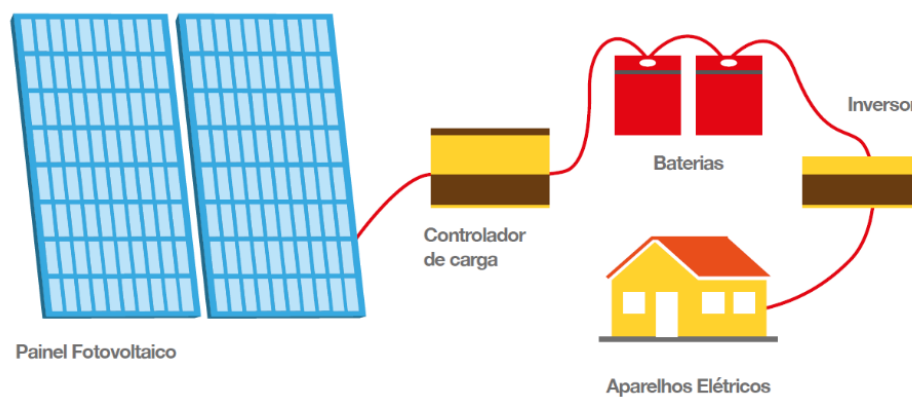


Figura 4.9: Exemplo de sistema fotovoltaico *Off-Grid* (16).

Tendo em vista que os sistemas autônomos são providos de baterias, torna-se obrigatório o uso de controladores de carga, como mostrado na Figura 4.9, que fazem a conexão entre o painel fotovoltaico e as baterias evitando que as mesmas sofram com sucessivos ciclos de carga e descarga, prolongando a vida útil das baterias.

4.3.3 Usinas Solares

Em termos simplificados, as usinas fotovoltaicas são compostas por centenas ou até mesmo milhares de painéis solares (45). Estes painéis são combinados em cadeias e arranjos, a fim de aumentar o nível de tensão em corrente contínua que alimenta o barramento CC do inversor.

Os inversores são conectados em transformadores para adequar os níveis de tensão para a distribuição de energia em linhas de alta tensão. Na Figura 4.10 é ilustrado um arranjo simplificado de uma usina solar fotovoltaica.

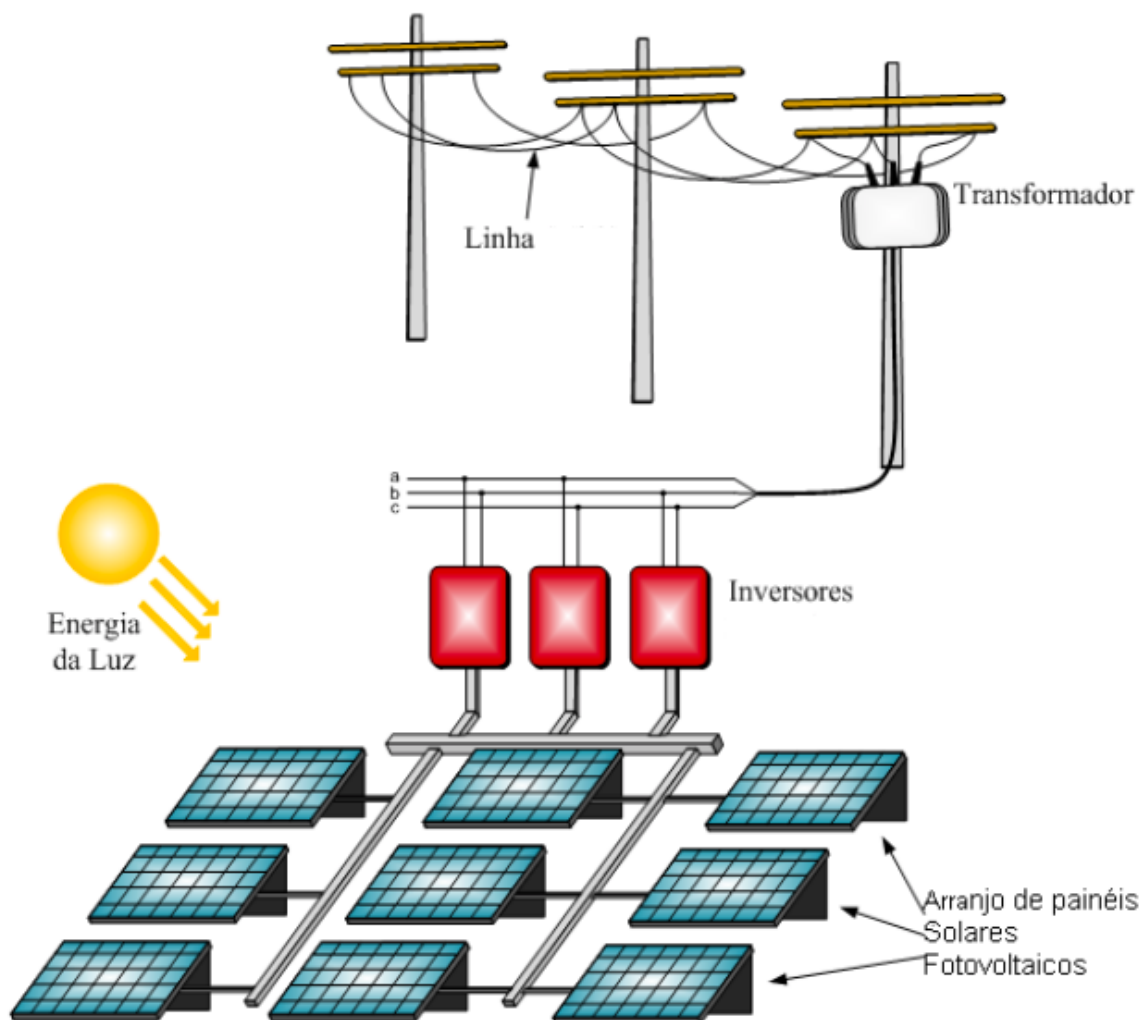


Figura 4.10: Exemplo usina solar fotovoltaica (17).

Na Figura 4.10, tem-se o exemplo de uma usina com múltiplos inversores. Esse tipo de *Layout* é bastante vantajoso em relação à utilização de um inversor único, pois a ocorrência de alguma falha neste causará a interrupção da produção de toda a usina. Além disso, neste último caso o problema de proteção contra sobrecorrentes é agravado (43).

4.4 PROTEÇÃO, CONTROLE E OUTROS SISTEMAS AUXILIARES

Alguns componentes são responsáveis por proporcionar o funcionamento correto e seguro, para equipamentos e operários de uma usina de geração fotovoltaica. Nesta seção estes dispositivos serão apresentados e discutidos.

4.4.1 Inversores

Os inversores estão presentes em todo tipo de sistema solar fotovoltaico e possuem a finalidade de inverter a energia produzida pelos painéis de corrente contínua (CC) para corrente alternada (CA). Ele atua também como dispositivos de segurança e mede a energia produzida pelos painéis solares. Em sistemas aterrados é necessária uma isolamento dos lados CC e CA, isso é realizado utilizando-se inversores com um transformador interno para realizar a isolamento galvânica. Na Figura 4.11 exemplifica-se a instalação de inversores solares.



Figura 4.11: Exemplo de inversores solares *Off-Grid* (18).

A tensão elétrica de entrada de um inversor é determinada pelo número de módulos conectados em série formando uma *string*, enquanto a corrente elétrica de entrada é determinada pelo número total de *strings* em paralelo.

Geralmente, os inversores apresentam um algoritmo de rastreamento de máxima potência que assegura que os arranjos de painéis solares fotovoltaicos a ele conectados operem no ponto de máxima potência. Além disso, ele também possui um algoritmo de detecção de ilhamento que detecta interrupções no fornecimento de eletricidade pela concessionária de energia e interrompe automaticamente a injeção de potência na rede elétrica. Esse tipo de funcionamento está presente em inversores que estão conectados à rede e servem para evitar risco de acidente às equipes de manutenção do sistema elétrico ou usuários (46).

4.4.2 Disjuntores e fusíveis

Disjuntores e fusíveis são dispositivos capazes de prover simultaneamente proteção contra correntes de sobrecarga e contra correntes de curto-circuito. Esses dispositivos de proteção devem poder interromper qualquer sobrecorrente inferior ou igual à corrente de curto-circuito presumida no ponto em que o dispositivo for instalado.

Os disjuntores são dispositivos capazes de conduzir correntes sob condições normais dos circuitos, além disso, são capazes de desligar automaticamente quando correntes em condições anormais são identificadas, sejam elas originadas por sobrecargas ou por curto-circuitos. Já os fusíveis são formador por um elo de ligação onde passa a corrente, este elo se aquece se a variação da corrente for acima do padrão para o qual foi projetado e funde-se, interrompendo a passagem da corrente.

4.4.3 Diodos *by-pass* e de bloqueio

A conexão em série de células fotovoltaicas torna o módulo extremamente sensível a sombreamento e pouca radiação incidente (46). Nestas condições desfavoráveis uma ou mais células deixam de atuar como geradoras de energia, passando a consumi-la atuando como uma carga restringindo a eficiência do sistema.

Para evitar que o fluxo de corrente danifique o sistema são utilizados diodos de *bypass*, também denominados diodos de passo, com a função de evitar que a célula ou módulo de pior rendimento afete o desempenho das demais. Quando atua, o diodo de *by-pass* funciona como um curto circuito sobre a série de células sombreadas permitindo que o fluxo de corrente elétrica não danifique e tão pouco seja interrompido pela ruptura das mesmas (46).

Já os diodos de bloqueio são utilizados para impedir descargas noturnas de um sistema equipado de baterias, tendo em vista à noite os módulos podem conduzir uma corrente reversa.

4.4.4 Sistema de fixação e aterramento

O sistema de fixação deve, além de suportar o sistema fotovoltaico que atua como uma carga mecânica, suportar a força do vento, expansões e contrações térmicas ao longo da vida útil do sistema (46).

O sistema de fixação muitas vezes também faz parte do sistema de aterramento, que tem como intuito prover um caminho de retorno para a corrente, nas concorrências de um curto circuito fase-terra, garantir a segurança pessoal contra choques elétricos, manter uma referência de tensão para o neutro aterrado, evitando a ocorrência de sobretensões durante a ocorrência de anomalias. Em outras palavras, o sistema de aterramento provê um caminho seguro a correntes oriundas de descargas atmosféricas que venham a atingir alguma edificação ou estrutura da planta.

4.4.5 Sistema de proteção contra descargas atmosféricas

É recomendado que usinas geradoras com potência acima de $10kW$ sejam equipadas com para-raios. Em caso de já existência de um sistema de proteção contra descargas atmosféricas, o sistema fotovoltaico pode ser interligado a este sem necessidade de um novo sistema de proteção exclusivo a ele (46).

Conforme a Tabela 3.1, estruturas como uma usina de geração de energia elétrica devem ser classificadas com nível de proteção I, que se enquadra no caso de máxima segurança. No próximo capítulo serão discutidos, de forma mais detalhada, os efeitos das descargas atmosféricas nos sistemas fotovoltaicos e os sistemas de proteção usualmente utilizados e relatados em normas e na literatura.

5 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS E PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

5.1 DANOS NOS SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS DEVIDO A INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Geralmente, os sistemas solares fotovoltaicos são instalados em áreas abertas de grande extensão ou em superfícies elevadas. Por conta disso, esse tipo de instalação está constantemente exposta a descargas atmosféricas diretas e indiretas, causando danos nos equipamentos e provocando a interrupção da geração de energia (47).

Nesse contexto, os raios destacam-se como a principal causa de danos das instalações fotovoltaicas (31). Para mitigar as consequências de uma possível falha elétrica e garantir a operação ininterrupta e confiável do sistema sistema solar fotovoltaico, deve-se ter um sistema de proteção eficiente.

5.1.1 Descargas diretas

As descargas atmosféricas diretas em painéis solares fotovoltaicos são raras. No entanto, caso ocorram, se tornam fortemente destrutivas, tendo em vista que a corrente de descarga pode chegar a derreter a estrutura do painel e as estruturas semicondutoras. Na figura 5.1 pode-se verificar o dano que uma descarga atmosférica causou a um painel fotovoltaico de silício.



Figura 5.1: Destruição do painel fotovoltaico ao ser atingido por uma descarga atmosférica direta (19).

O painel fotovoltaico atingido por uma descarga direta na figura 5.1 foi severamente danificado. É evidente que toda a camada de vidro do painel está quebrada em pedaços. Além disso,

podemos verificar que estruturas internas também foram degradadas, como os semicondutores da célula fotovoltaica.

Ademais, simulações envolvendo descargas elétricas diretas nos painéis fotovoltaicos foram feitas em laboratório, aplicando impulsos de corrente nos painéis fotovoltaicos. Concluiu-se que quando uma corrente de cerca de $13kA$ atinge o centro do painel, este tem sua estrutura fisicamente danificada e também há a redução da máxima potência do módulo.

Entretanto, quando os impulsos de corrente são aplicados na estrutura metálica do painel não ocorre nenhum dano no painel, visto que os danos físicos limitam-se ao metal. No entanto, nessas condições ainda são observadas pequenas perdas de potência nos módulos (48) e tensões induzida nos módulos fotovoltaicos, que aparece de forma expressiva entre os cabos e o sistema de condicionamento de energia (*Power conditioning system*) (49).

A curva $I \times V$ do módulo de silício é drasticamente alterada com a ocorrência de grandes quantidades de descargas atmosféricas diretas. Na Figura 5.2, verifica-se a alteração a curva característica $I \times V$ de um painel solar quando submetido a uma série de impulsos com uma tensão de pico de $30V$.

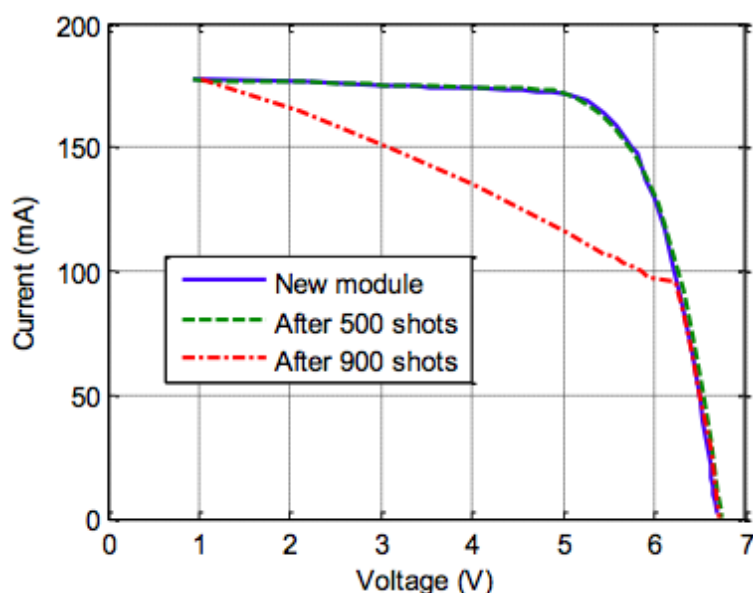


Figura 5.2: Degradação da curva $I \times V$ do módulo para descargas diretas (20).

Na Figura 5.2 percebe-se que após 900 impulsos de corrente atingirem o painel, esse demonstra um desempenho bem inferior do que um painel novo. Ademais, após 500 impulsos de corrente atingirem o painel, a curva característica $I \times V$ possui uma alteração menor, onde a potência de saída do módulo é 90% da potência nominal.

5.1.2 Descargas indiretas

As descargas indiretas produzem um campo eletromagnético que se propaga e produz diferenças de potencial nos meios. Essa tensão induzida por raios é um fator de estresse para o sistema de energia fotovoltaica. A tensão induzida nas estruturas metálicas de sustentação dos módulos gera uma corrente circulante no metal, que pode afetar os painéis fotovoltaicos, colocando em risco os diodos *by-pass* (50).

Foram realizadas simulações envolvendo descargas indiretas nos painéis fotovoltaicos. A descarga indireta gerou tensões induzidas de cerca de $5kV$ nos painéis (21). A tensão induzida em um único módulo fotovoltaico é de aproximadamente $1kV$ se a descarga atmosférica atingir um ponto que está situado a $100m$ da instalação fotovoltaica (51).

A partir de medições realizadas em campo, foi possível observar o efeito de descargas atmosféricas em painéis fotovoltaicos. A Figura 5.3 mostra o transiente de tensão nos terminais de um painel solar, quando uma descarga cai a aproximadamente $7,7km$ de distância.

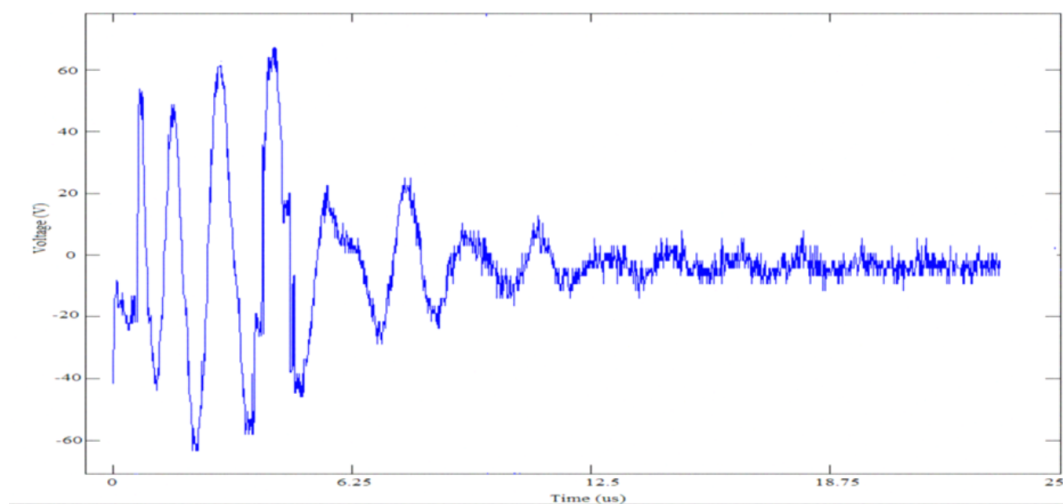


Figura 5.3: Regime transitório das tensões induzidas em um painel solar (21).

Pela Figura 5.3 podemos perceber que em regime transiente, as descargas atmosféricas induzem tensões de até $60V$ nos módulos fotovoltaicos, mesmo quando estes possuem uma distância relativa significativa, sendo esta maior do que $7km$. Essa ordem de tensão não é grande o suficiente para danificar a estrutura de semicondutores. No entanto, as sobretensões medidas podem ser suficientes para danificar alguns sensores eletrônicos que são usados no lado CC do sistema (21).

Além disso, é importante ressaltar que o sistema de energia fotovoltaica possui muitos condutores metálicos finos: os cabos de entrada e saída da junção PN, a estrutura de metal da célula e o suporte do módulo solar, o sistema de aterramento, entre outros. Esses condutores não são apenas importantes portadores de energia, mas também os principais canais de acoplamento de interferência eletromagnética.

Uma variedade de métodos numéricos têm sido feitos para estudar os transientes eletromagnéticos causados pelas descargas atmosféricas em estruturas metálicas finas. Dois tipos de métodos numéricos são utilizados para modelar uma estrutura de fios finos: modelos de linha de transmissão e modelos de onda completa.

O primeiro inclui a abordagem de linhas de transmissão de múltiplos condutores e o método de elementos finitos no domínio do tempo (52). Esses métodos podem ser facilmente usados para analisar o transiente quando existem componentes não-lineares, como pára-raios e dispositivos de proteção contra surtos. A desvantagem deste método é negligenciar o acoplamento entre os condutores, o que pode dar origem a resultados imprecisos. O último é baseado no método da equação integral do campo eletromagnético. As equações integrais do campo eletromagnético comumente usadas incluem três formas: equações integrais de campo elétrico, equações integrais de campo magnético e equação integral de campo combinada.

Recentemente, o método do domínio do tempo de diferenças finitas (FDTD) tem sido usado para simular os transientes de descargas atmosféricas em estruturas metálicas finas (22). Uma grande vantagem do método FDTD é que ele pode manipular vários objetos ao redor do condutor.

Na Figura 5.4 tem-se os resultados das simulações de tensões induzidas produzidas em vários pontos da estrutura em relação a diferentes pontos de descarga.

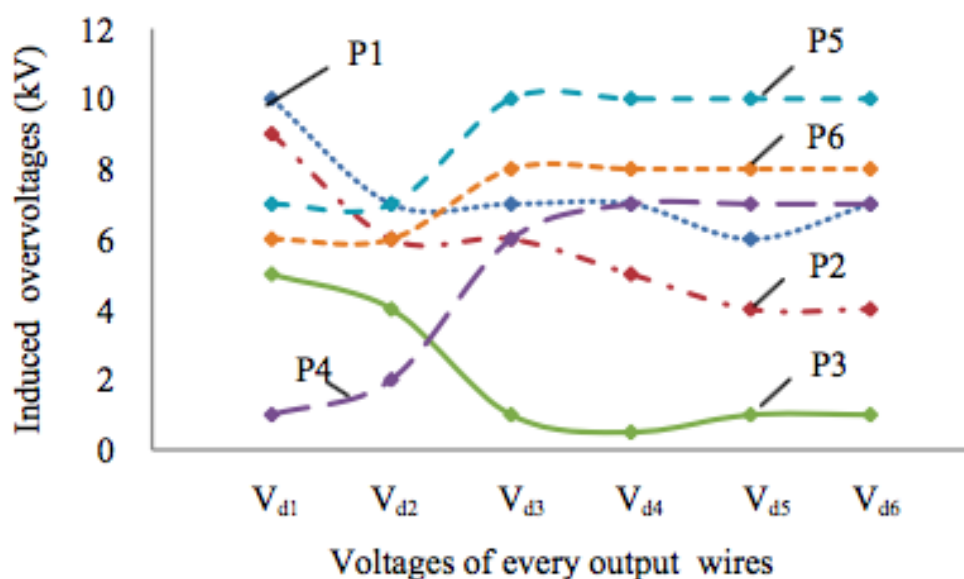


Figura 5.4: Tensões induzidas em diferentes pontos da estrutura metálica de um sistema sem proteção contra descargas atmosféricas (22).

Para as simulações da Figura 5.4 utilizou-se um impulso de corrente de $1/35\mu S$ com valor de pico de $20kA$ gerado a partir da representação de Heidler. As tensões foram medidas nos pontos detalhados na Figura 5.10. Pode-se perceber que quando a descarga atinge pontos perto dos fios ou nas bordas de armação de metal dos painéis solares, a sobretensão induzida é maior do que quando atinge outros pontos.

Nesse contexto, quando uma descarga atmosférica atinge uma borda da armação de metal da

estrutura, o potencial de pico atinge seu valor máximo exatamente no ponto de descarga e diminui gradualmente na com o aumento da distância deste ponto.

Em geral, as respostas transitórias na estrutura de suporte exibem uma tendência a se tornarem mais brandas com o aumento da distância do ponto de descarga. Isso ocorre devido a divisão de corrente quando a corrente de raio injetada flui para o solo ao longo de diferentes caminhos em diferentes ramos da estrutura. Na Figura 5.5 pode-se verificar a distribuição de potencial em uma estrutura hipotética.

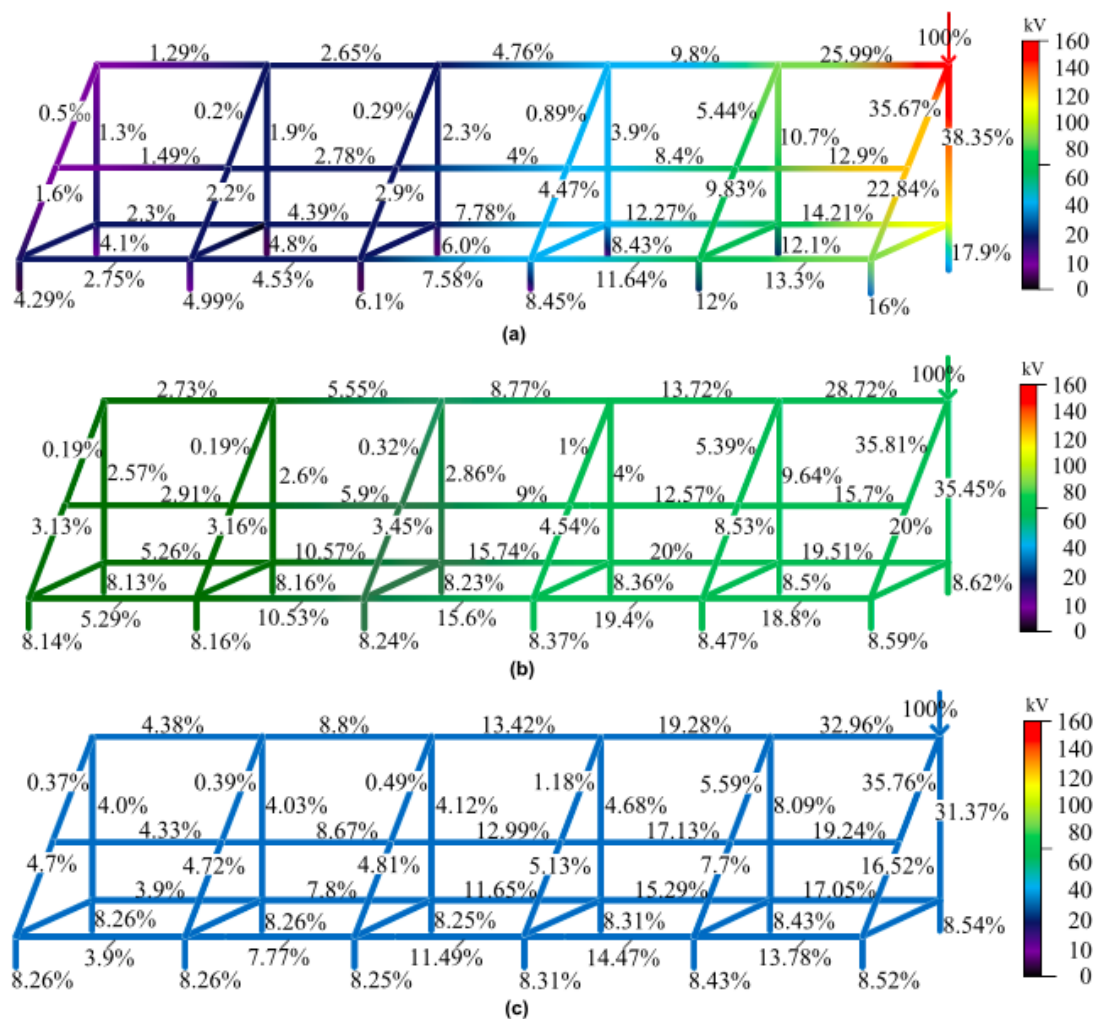


Figura 5.5: Distribuição transitória do potencial quando uma descarga atinge a estrutura de suporte de um painel solar. (a) 0,55 μs. (b) 10 μs. (c) 350 μs (23).

As distribuições de potencial são ilustradas na Figura 5.5 pelo contraste de cores. Os potenciais nas posições próximas ao ponto de descarga são muito maiores do que aqueles distantes do ponto de descarga, como mostrado na Figura 5.5(a). A distorção de distribuição enfraquece passado um intervalo de tempo de 10 μs, como mostrado na Figura 5.5(b). Com o avanço do regime transiente, em 350 μs, a distribuição potencial tende a ser uniforme e várias posições assumem aproximadamente a mesma cor na estrutura, como mostrado na Figura 5.5(c). Isto ocorre devido ao fato de que vários ramos da estrutura vão sendo progressivamente equipotencializados

no intervalo de tempo de $0,55\mu s$ a $350\mu s$ (23).

Outros fatores também são decisivos para que as tensões induzidas atinjam valores maiores. Nesse contexto, tem-se que o valor da corrente de pico da descarga afeta diretamente a tensão induzida.

Ademais, o aumento da resistividade do solo provoca o aumento do potencial absoluto de aterramento. Isso reduz as sobretensões induzidas relativas e modifica a sobretensão induzida entre os eletrodos positivo e negativo.

Estuda-se também o efeito da distância do sistema fotovoltaico ao sistema de proteção. Com o aumento da distância do sistema de proteção, as sobretensões induzidas diminuem (22).

5.2 SISTEMAS DE PROTEÇÃO

O sistema de proteção externo contra raios é composto pelos captadores e pelo subsistema de aterramento. Já o sistema interno consiste na utilização de dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Quando dimensionados e instalados corretamente, os sistemas de proteção melhoram o comportamento do sistema fotovoltaico contra descargas atmosféricas e limitam as falhas de descargas elétricas.

A eficácia do sistema de proteção e a severidade dos efeitos de uma descarga na instalação de um sistema fotovoltaico dependem de vários parâmetros. Usualmente, são levados em consideração as características do solo, as características geométricas e elétricas do equipamento, as características da corrente de descarga, entre outras (53).

5.2.1 Subsistema de captação

Os principais subsistemas de captação dos sistemas de proteção externos são baseados principalmente na utilização de uma haste Franklin conectada a um condutor descendente. Dessa forma, utilizam os métodos do ângulo de proteção e da esfera rolante para determinar a zona de proteção do conjunto de painéis solares (24).

O método do ângulo de proteção assume um número de hastes de terminação de ar com altura suficiente, instaladas ao longo de todo o comprimento da infraestrutura de suporte fotovoltaica. Estes oferecerão um ângulo de proteção que cumpre a proteção requerida pela classe do SPDA, vide Tabela 3.3.

Em contrapartida, quando o método de esfera rolante é aplicado, o posicionamento do sistema de terminação de ar deve garantir que nenhum ponto da infraestrutura de suporte esteja em contato com uma esfera de raio R .

Em ambos os casos, o sistema de proteção externo pode ser projetado para operarem isolados ou não isolados da estrutura dos módulos fotovoltaicos. Na Figura 5.6, os dois tipos de sistemas

são comparados.

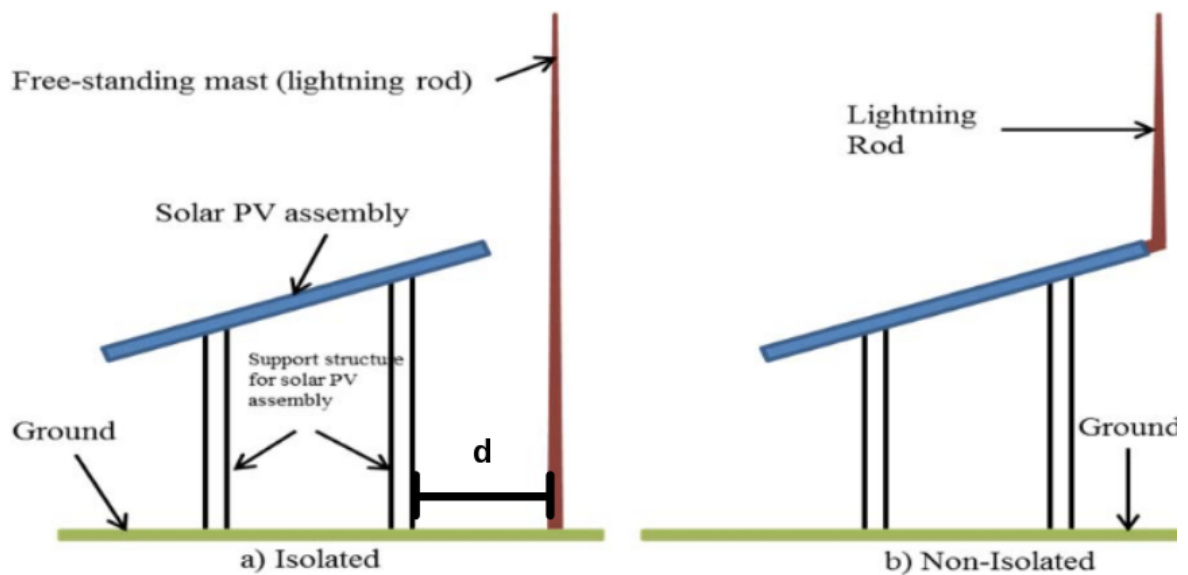


Figura 5.6: Sistema de captação com instalação isolada e não isolada: a) isolado b) não isolado (24).

Como verifica-se na Figura 5.6, os sistemas isolados consistem em um mastro de pé livre, envolvendo a haste de terminação de ar e o condutor de descida, posicionado a uma distância d da estrutura de suporte metálica do módulo fotovoltaico. Os sistemas isolados são comumente usados em casos que a corrente de descarga apresenta alto risco, ou seja, quando estas passam pelas instalações metálicas que estão diretamente conectadas ao sistema de proteção.

A distância de separação d deve ser sempre maior ou igual a uma distância mínima de separação calculada da seguinte forma:

$$s = \frac{k_i}{k_m} \times k_c \times l \quad (5.1)$$

Onde k_i é uma constante que depende da classe selecionada do SPDA, k_m é uma constante que depende do material de isolamento elétrico, k_c é uma constante que depende da corrente de descarga que flui entre a terminação de ar e o condutor de descida, e l é o comprimento, em metros, ao longo da terminação aérea e do condutor descendente (25). A distância l se estende do nível superior da infra-estrutura de suporte fotovoltaico até o ponto de ligação equipotencial mais próximo ou o sistema de terminação de aterramento, ou seja, o nível do solo.

Da mesma forma, os sistemas não isolados estão representados na Figura 5.6. Estes são instalados diretamente na estrutura do painel solar, desde que suas partes metálicas possam ser utilizadas como um componentes naturais do sistema de proteção. É importante ressaltar que nesse caso requisitos da norma IEC/EN 62305-3 devem ser satisfeitos. Estes requisitos são resumidos como segue:

1. As dimensões da estrutura metálica devem estar em conformidade com os requisitos das normas EN 50164-1 e EN 50164-2.
2. As conexões ao longo da estrutura metálica devem ser contínuas.

5.2.2 Subsistema de aterramento

Um objetivo primordial no projeto do sistema de aterramento de uma planta fotovoltaica de grande escala é manter um equilíbrio entre o custo de instalação, a eficiência e a vida útil do sistema. Dessa forma, um parâmetro importante que deve ser levado em consideração ao selecionar o material do eletrodo de aterramento é o tipo de fundação empregada na estrutura metálica.

A Figura 5.7 ilustra os tipos mais comuns de fundações de estruturas de fixação de usinas fotovoltaicas.

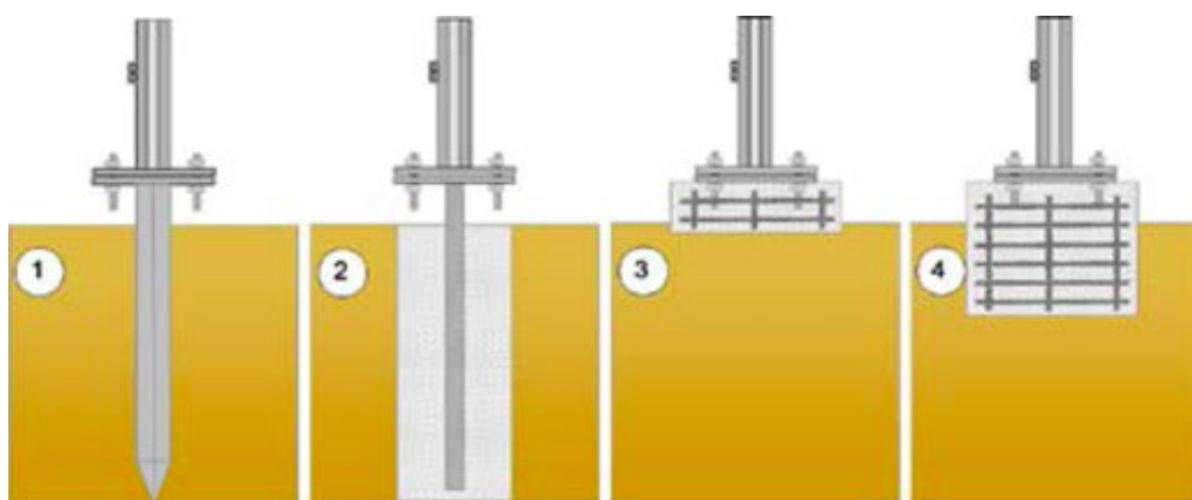


Figura 5.7: Tipos de fundação para um sistema de aterramento de sistemas fotovoltaicos em campo aberto (25).

Na Figura 5.7 são apresentadas quatro tipos diferentes de fundações. A primeira representação consiste em um eletrodo de aço enterrado diretamente no solo, denominado eletrodo tipo A. A segunda ilustra um perfil de aço encapsulado em uma estrutura de concreto, que torna a resistência equivalente desse eletrodo menor quando comparado ao cravado diretamente (43). A terceira representação demonstra a estrutura de um painel motorizado encapsulada em estrutura de concreto acima do solo. A última ilustração refere-se a terceira estrutura, excetuando-se pelo fato de que esta é enterrada com maior profundidade no solo.

É importante salientar que todos os materiais utilizados - como eletrodos de aterramento, condutores de ligação, estrutura de fixação e grampos - devem ser homogêneos, a fim de evitar a corrosão galvânica entre metais de naturezas diferentes.

A Tabela 5.1 relaciona as fundações apresentadas na Figura 5.7 e as características dos materiais utilizados no sistema de aterramento no solo. Assim, evita-se a corrosão galvânica e prolonga-se a vida útil da instalação.

	Tipo de fundação	Material
1	Eletrodo de aço enterrado diretamente no solo	Aço galvanizado, aço inoxidável
2	Perfil de aço encapsulado em estrutura de concreto	Aço revestido de cobre, aço inoxidável, cobre
3	Estrutura de painel motorizado acima do solo encapsulada em concreto	Aço revestido de cobre, aço galvanizado, aço inoxidável, cobre
4	Estrutura de painel motorizado enterrada no solo encapsulada em concreto	Aço revestido de cobre, aço inoxidável, cobre

Tabela 5.1: Tipos de fundações e materiais para um sistema de aterramento.

Na Tabela 5.1 os materiais que podem constituir o sistema de aterramento estão especificados. Além disso, estes elementos devem possuir dimensões mínimas, especificadas pela norma europeia IEC 50164-2.

Além da utilização dos eletrodos de aterramento, sugere-se a construção de uma malha de aterramento para equipotencializá-los, devido a grande área ocupada por usinas de energia solar e as variações de potencial que podem ocorrer entre solos com resistividades diferentes.

A malha de aterramento, também denominada eletrodo de aterramento do tipo *B*, garante a ligação equipotencial de todas as estruturas de metal do sistema fotovoltaico, como ilustrado na Figura 5.8.

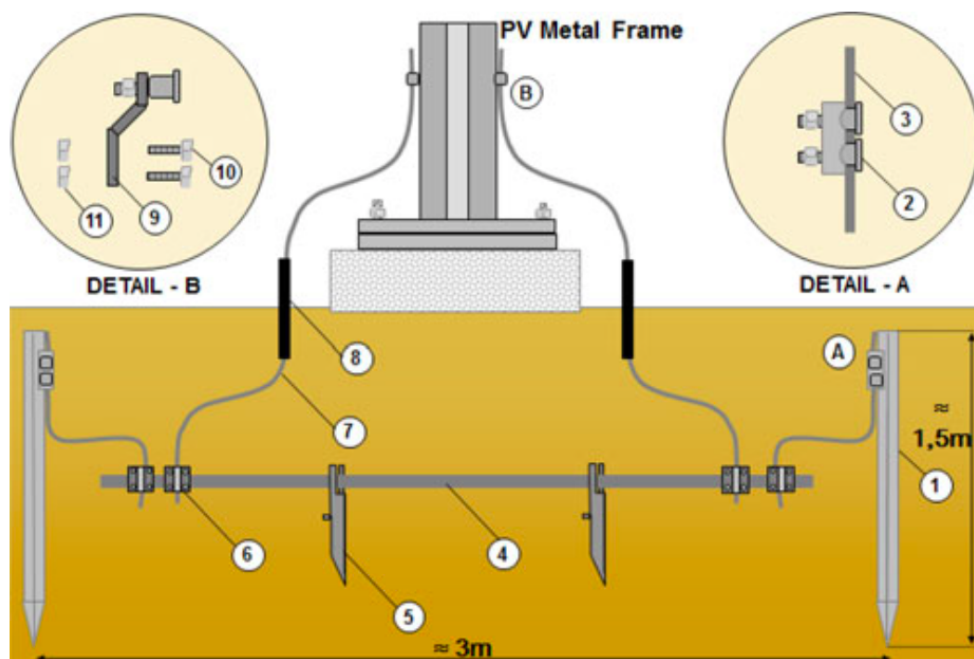


Figura 5.8: Exemplo de aplicação de um eletrodo de aterramento tipo A, de material galvanizado a fogo, em combinação com perfis de aço galvanizado e bloco de concreto armado (25).

Na Figura 5.8 tem-se a representação de uma estrutura de painel motorizado encapsulada em concreto, situada no solo. O sistema ilustrado é composto por uma série de componentes que constituem o subsistema de aterramento:

1. Eletrodos de aço enterrados diretamente no solo, com no mínimo $1,5m$ de comprimento segundo a norma IEC 50164-2;
2. Braçadeira de ligação de aço galvanizado a fogo, posicionada entre o condutor e o eletrodo de aterramento;
3. Condutor de aço galvanizado a fogo, com diâmetro mínimo de $10mm$;
4. Condutor em formato de barra de aço galvanizado por imersão fogo, com dimensões mínimas de $30mm \times 3mm$, de acordo com a norma IEC 50164-2;
5. Fixador condutor da barra de aço galvanizado a fogo para instalação vertical da malha de aterramento;
6. Braçadeira de aço galvanizada a fogo, posicionada entre a barra de aço galvanizado e a malha de aterramento;
7. Condutor de aço galvanizado a fogo, com diâmetro de $10mm$, que compõe a malha de aterramento de acordo com as especificações da norma IEC 50164-2;
8. Fita de PVC com proteção à corrosão;
9. Braçadeira de extremidade de alumínio, posicionada entre a superfície metálica e o condutor, dimensionados de acordo com a norma IEC 50164-2;
10. Parafusos $M8$ de aço galvanizado a fogo ou aço inoxidável;
11. Porcas $M8$ de aço galvanizado a fogo ou aço inoxidável;

A norma IEC 62305-2 sugere que pelo menos duas hastes sejam utilizadas como condutores descendentes, como ilustrado na Figura 5.8. Além disso, deve-se manter uma distância entre os eletrodos de aterramento dada aproximadamente por 2 vezes o comprimento dos mesmos.

A Figura 5.9 ilustra uma aplicação de eletrodos de aterramento do tipo *B* em uma planta solar localizada em um campo aberto.

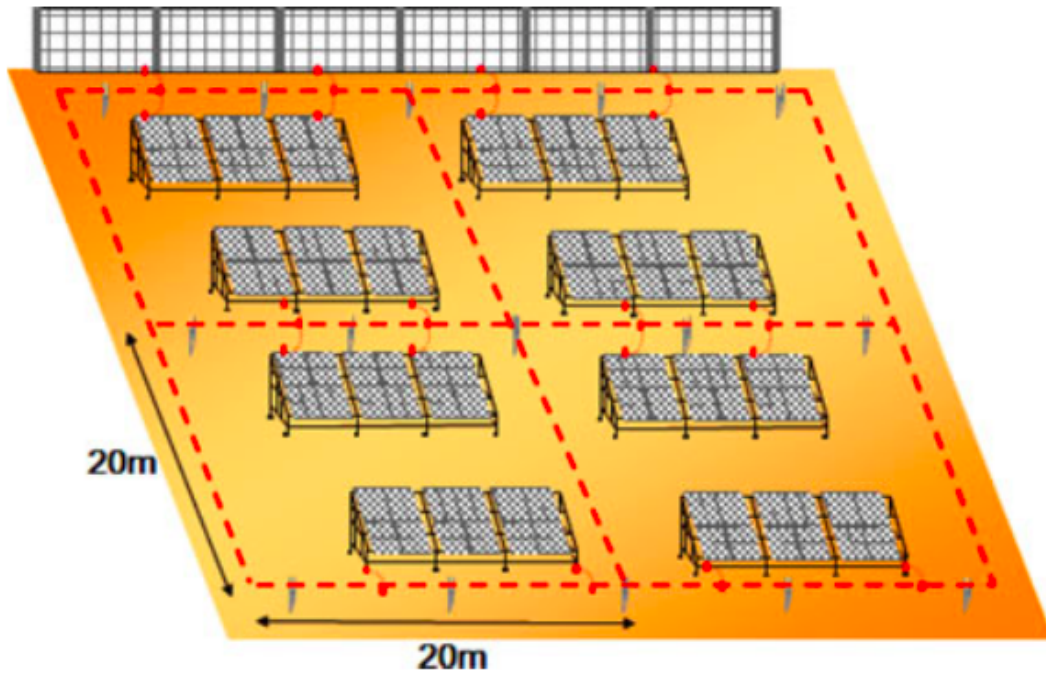


Figura 5.9: Exemplo de malha de aterramento em uma planta fotovoltaica em campo aberto (25).

A malha de aterramento representada na Figura 5.9 possui dimensões comumente utilizadas, estendendo-se em áreas de $20m \times 20m$, embora malhas mais largas como $40m \times 40m$ também possam ser utilizadas quando combinadas com eletrodos do tipo *A*.

Ademais, os captadores isolados devem ser conectados diretamente a malha de aterramento. A Figura 5.10 ilustra um modelo utilizado em uma simulação formulada para comparar as correntes presentes em pontos da malha de aterramento e da estrutura dos módulos, utilizando captadores isolados.

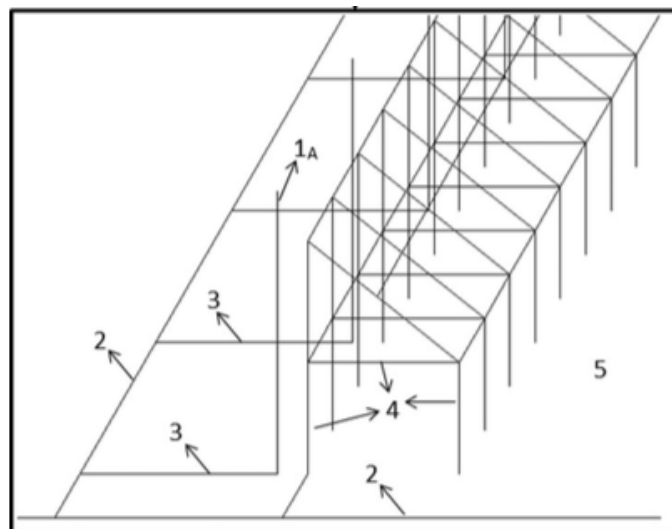


Figura 5.10: Modelo de simulação em escala real para um parque solar de 150 kW com captadores isolados (25).

O modelo representado na Figura 5.10 é provido de eletrodos de aterramento de 1,5m de comprimento, uma malha de aterramento em cobre nu e captors incorporados a estrutura dos módulos. A descarga de uma corrente $10/350\mu s$, com valor de pico de $150kA$, em um captor a cerca de 50m dos pontos de medição - sendo que o ponto de medição 6 não encontra-se no esquemático da Figura 5.10 - resulta em valores de corrente mostrados na Figura 5.11.

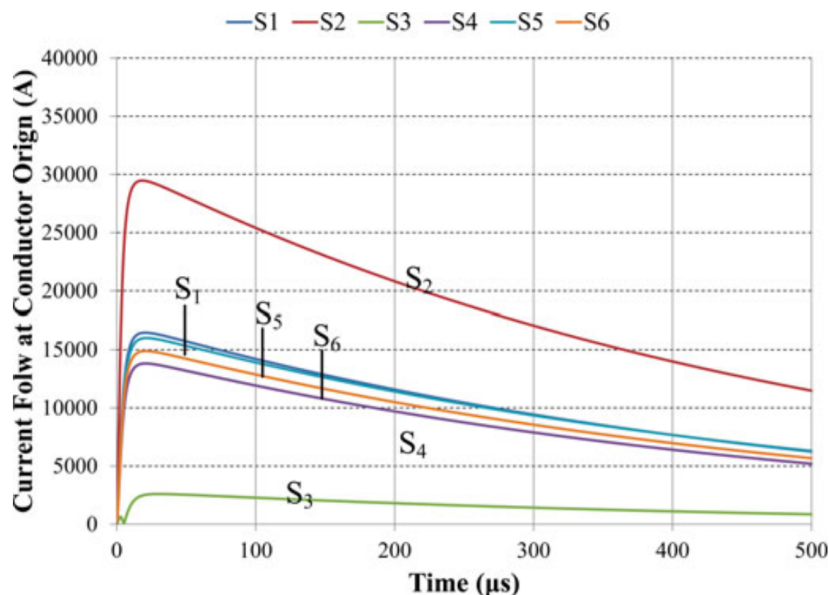


Figura 5.11: Fluxo de corrente através de seis pontos da estrutura com captors isolados (25).

A Figura 5.12 ilustra um modelo utilizado em uma simulação formulada para comparar as correntes presentes em pontos da malha de aterramento e da estrutura dos módulos, utilizando captors não isolados.

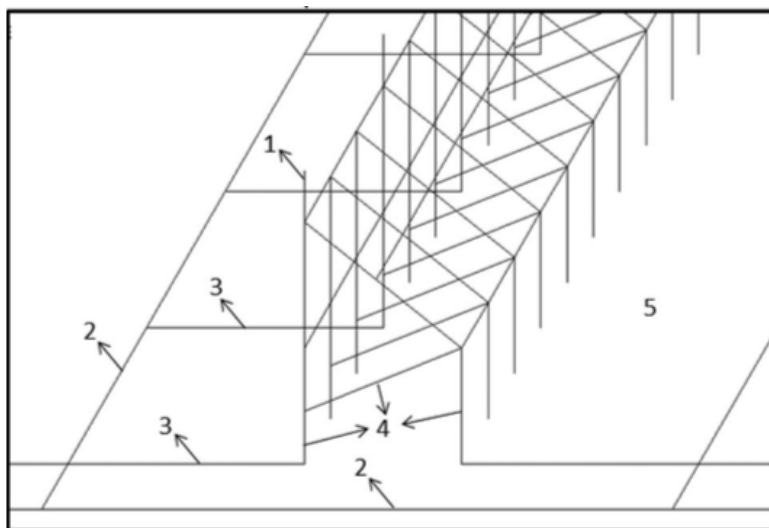


Figura 5.12: Modelo de simulação em escala real para um parque solar de 150 kW com captors não isolados (25)

O sistema representado na figura 5.12 é similar ao anterior, excetuando-se pelo fato de pos-

suir captosres isolados. Aplicando-se a mesma descarga descrita anteriormente, encontram-se os valores de corrente mostrados na Figura 5.13.

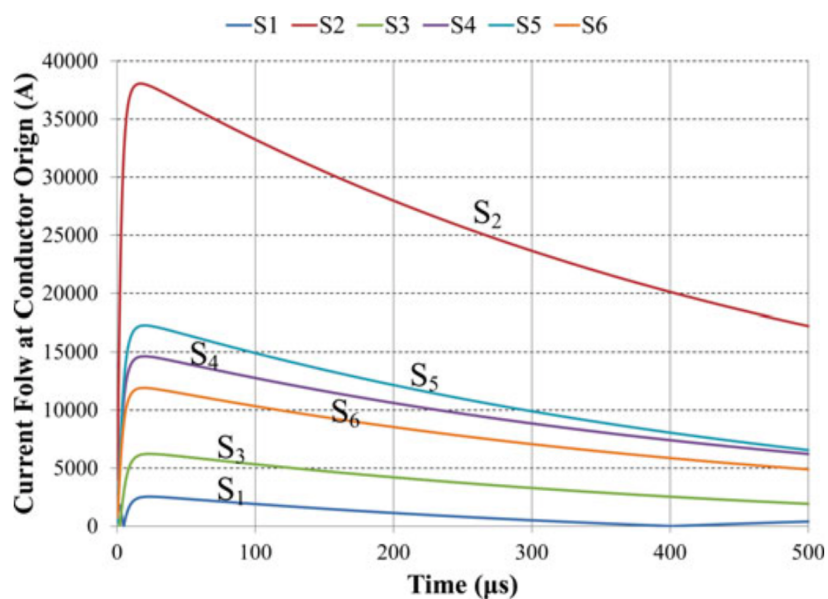


Figura 5.13: Fluxo de corrente através de seis pontos da estrutura com captosres não isolados (25)

No estudo de caso dos captosres não isolados (Figura 5.13), a corrente transiente de pico calculada (S2) atinge $37,5kA$, enquanto a corrente transiente de pico para o caso isolado (Figura 5.11) é de $29,5kA$, sob as mesmas condições de topologia de campo e corrente de descarga.

No sistema não isolado, a corrente do raio divide-se em todas as partes metálicas da base PV, que são comuns com ao sistema de aterramento. No entanto, no sistema isolado, a corrente do raio usa praticamente apenas a haste isolada para descarregar a corrente no sistema de aterramento, como mostrado na Figura 5.14. Neste caso, pode haver circulação de corrente nas bases estruturais através do sistema de aterramento.

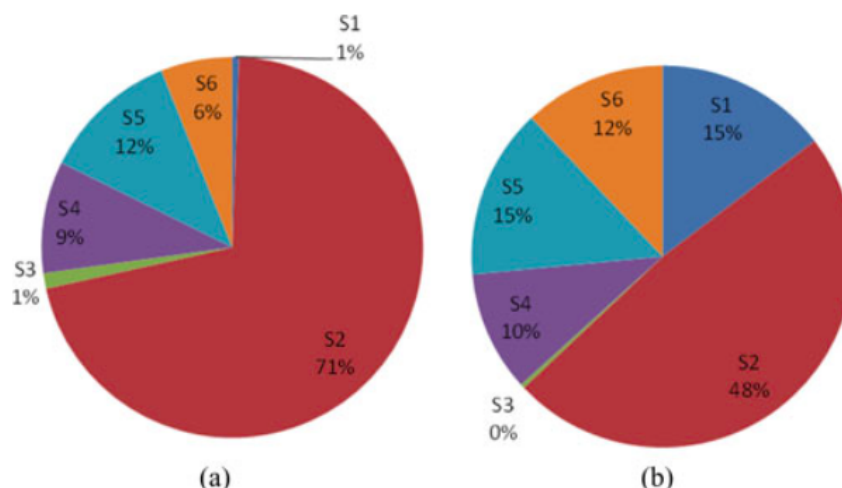


Figura 5.14: Distribuição de corrente de uma descarga atmosférica em diferentes pontos da estrutura de um parque solar de 150 kW (a) Captores não isolados. (b) Captores isolados (25).

Outros fatores são determinantes para definir o fluxo de corrente entre as estruturas de aterramento. Entre eles tem-se o ponto de descarga, o posicionamento relativo dos *arrays* no campo, material dos eletrodos usados e os valores de resistividade e estrutura do solo (25).

5.2.3 Dispositivo de Proteção Contra Surtos

O dispositivo de proteção contra surtos destina-se a limitar as sobretensões transitórias e desviar as correntes de surto. Contém pelo menos um componente não-linear, como varistores e diodos supressores (54).

Nos termos mais simples, estes dispositivos destinam-se a limitar as sobretensões transitórias com o objetivo de evitar danos aos equipamentos e tempo de inatividade destes quando atingidos por picos de tensão transitórios. Conforme a norma NBR IEC 61643-1 são especificadas três classes de DPS's conectados a sistemas de energia de baixa tensão.

Os DPS's de classe *I* permitem reduzir os efeitos diretos causados pelas descargas atmosféricas e são instalados obrigatoriamente quando a edificação está protegida por um SPDA. Sua instalação deve ser realizada com um disjuntor e deve possuir capacidade de interrupção no mínimo igual à corrente máxima de curto-circuito presumida no ponto da instalação.

Os DPS's de classe *II* são destinados a proteger os equipamentos elétricos contra sobretensões induzidas causadas pelas descargas atmosféricas. Sua instalação também deve ser realizada com um disjuntor e possuir capacidade de interrupção no mínimo igual à corrente máxima de curto-circuito presumida no ponto da instalação. Ademais, este tipo de DPS pode operar isoladamente ou em cascata com um DPS classe *I*.

Os DPS's de classe *III* são destinados à proteção de equipamentos situados a mais de 30m do DPS instalado no quadro de distribuição de circuitos.

A norma EN 50539-11 exige a realização da desconexão do DPS através de um fusível interno localizado dentro do dispositivo, conectado em paralelo com o varistor. Dessa forma, o varistor do circuito é isolado através de uma comutação automática em caso de falha. Além disso, em sistemas fotovoltaicos deve-se conectar os DPS's na topologia Y. Esta conexão coloca dois DPS's em série, aumentando a impedância do sistema e a resistência contra eventual falha de isolamento sistema.

De acordo com o padrão CLC 50539-12, a quantidade e a localização dos DPS's dependem do comprimento dos cabos entre os painéis solares e o inversor no lado *CC* e do comprimento dos cabos entre o inversor e o DPS no lado *CA*. Na Figura 5.15, tem-se um esquema ilustrado da localização de DPS's em um sistema solar fotovoltaico.

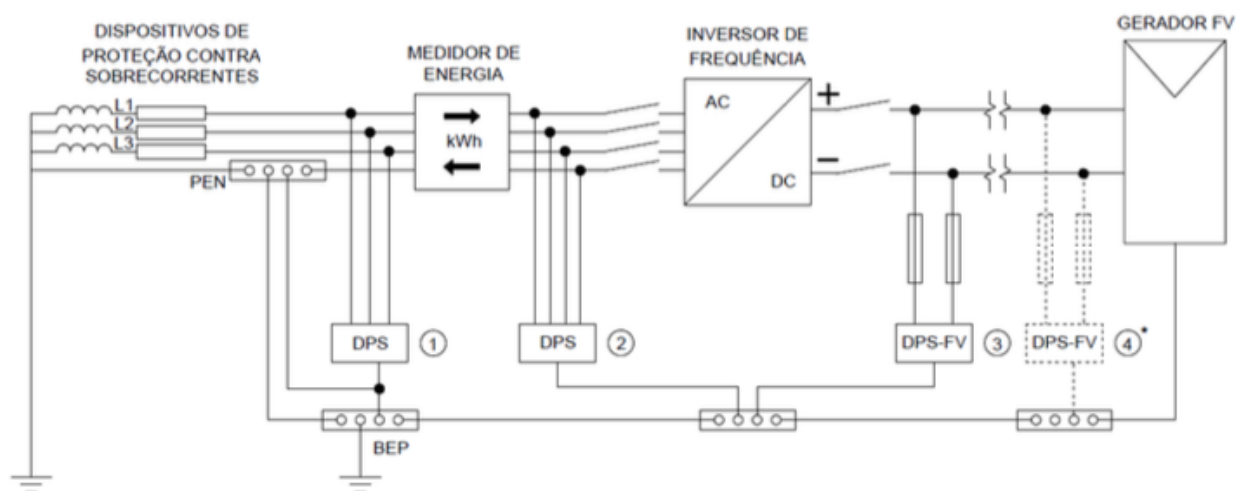


Figura 5.15: Configuração da instalação do DPS (26).

No lado *CC*, o DPS precisa ser instalado próximo ao inversor quando comprimento do trecho for menor que 10 metros. Se o comprimento do trecho exceder 10 metros, um segundo DPS é necessário e deve estar localizado perto do painel solar. No lado *CA*, se o comprimento dos cabos entre o DPS e o inversor for maior que 10m, é necessário proteger o inversor com um segundo DPS complementar. Isso pode ser visto na Figura 5.15.

6 METODOLOGIA E RESULTADOS

Visando quantificar os efeitos de uma descarga atmosférica indireta nas estruturas metálicas de um sistema solar fotovoltaico de grande porte, como uma usina solar, com diferentes tipos de aterramento. Propõe-se uma situação hipotética onde uma descarga atmosférica atinge uma torre de transmissão utilizada na distribuição da energia gerada nessa usina. Ressalta-se que esta mesma abordagem também pode ser utilizada para casos em que a descarga atmosférica atinge uma árvore ou até mesmo o solo. Uma representação física da situação proposta está ilustrada na Figura 6.1.

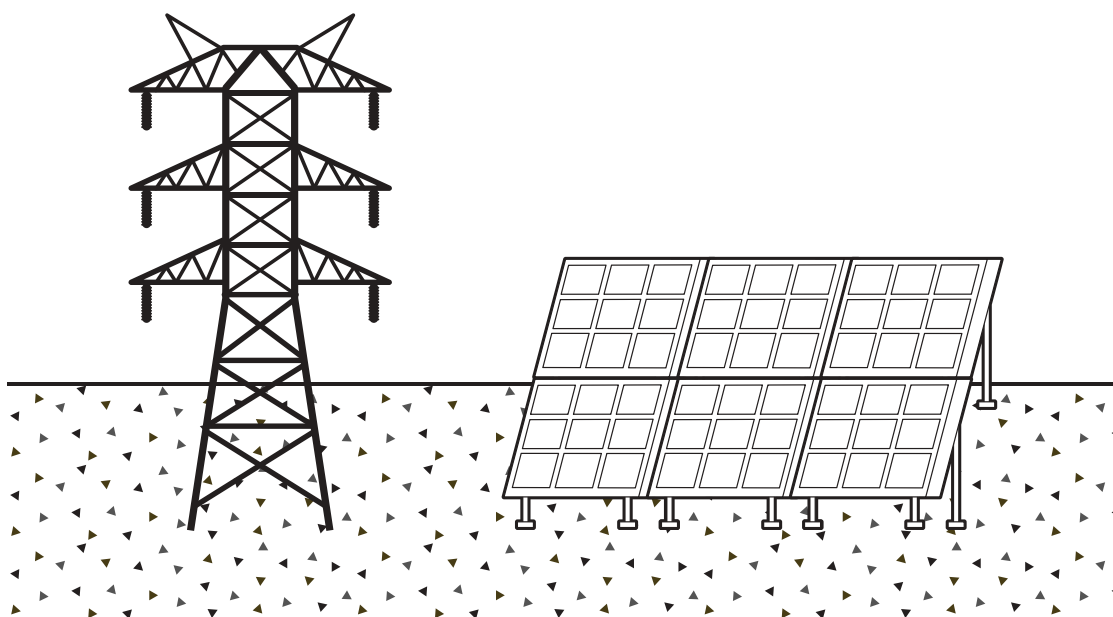


Figura 6.1: Representação de uma torre de transmissão e um arranjo fotovoltaico de uma usina solar.

Nesse estudo, quatro abordagens diferentes foram consideradas. A primeira consiste em uma descarga atmosférica que se distribui no solo homogêneo, criando diferentes potenciais. A segunda tem a mesma abordagem da primeira, mas considera o solo não homogêneo. A terceira e quarta abordagens modelam circuitos equivalentes para verificar a eficácia do sistemas de aterramento compostos por eletrodos e uma malha de equipotencialização.

Foram realizadas quatro simulações no ambiente computacional *MATLAB* para verificar o resultado de cada uma das abordagens descritas acima. É importante ressaltar que as simulações foram feitas considerando apenas um suporte de placas solares fotovoltaicas e que a geometria do ponto de impacto não foi considerada.

Neste capítulo serão apresentados os parâmetros da descarga atmosférica utilizada nas simulações. Posteriormente, a metodologia e os resultados de cada uma das quatro simulações serão expostos. Por fim, será realizada uma síntese dos resultados obtidos e serão feitas comparações

com resultados encontrados na literatura.

6.1 PARÂMETROS DE DESCARGA

Para a simulação da descarga atmosférica, utilizou-se uma forma de onda dupla exponencial $1,2/50\mu s$ (55). O valor 1,2 é o tempo no qual a corrente atinge o pico e 50 é o tempo no qual a amplitude atinge 50% do valor de pico, ambos em microssegundos. Os parâmetros de descarga utilizados estão detalhados na Tabela 6.1.

Valor de pico	$30kA$
Tempo de subida	$0,21\mu s$
Tempo de queda	$70\mu s$
Tempo total de simulação	$100\mu s$

Tabela 6.1: Parâmetros de descarga atmosférica utilizados

A Figura 6.2 mostra a forma de onda da corrente de descarga gerada a partir dos parâmetros definidos na Tabela 6.1.

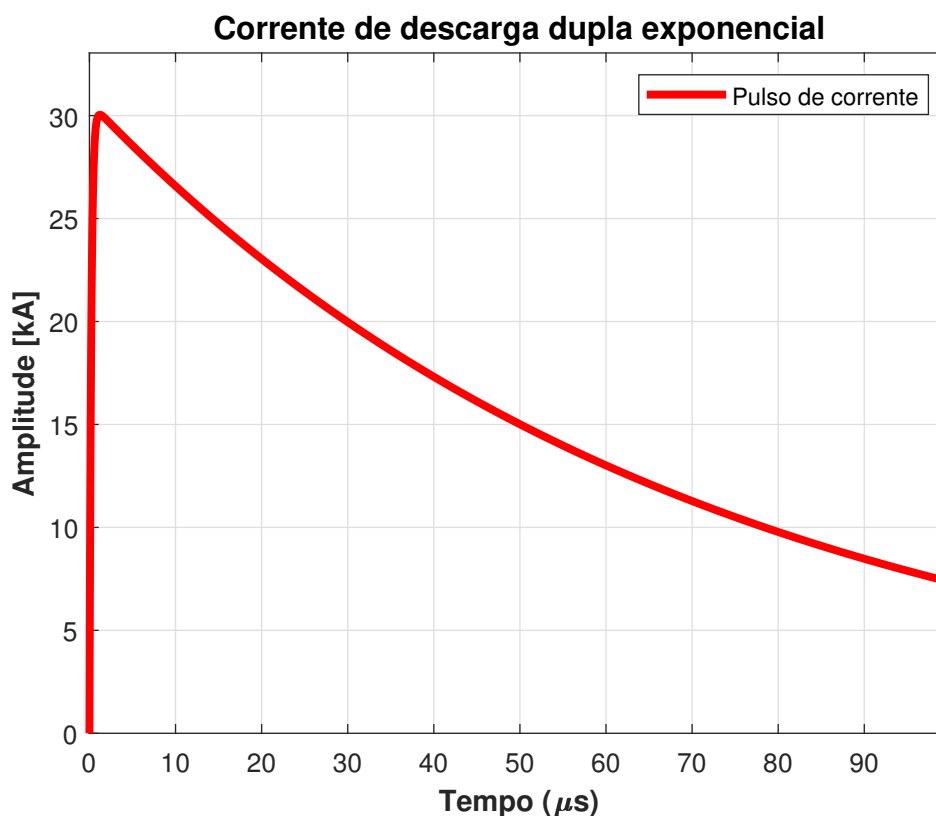


Figura 6.2: Forma de onda dupla exponencial.

Com a definição da corrente de descarga, foram analisadas as quatro situações propostas levando em consideração a dispersão da corrente no solo.

6.2 SIMULAÇÃO I

Se o solo for uniforme e isotrópico, pode-se considerar que a corrente de uma descarga atmosférica se espalha uniformemente ao redor de um hemisfério. Dessa forma, a corrente total passando por qualquer hemisfério em qualquer distância radial r será igual à corrente injetada pelo raio, visto que nenhuma carga é acumulada no solo, como verifica-se na Figura 6.3.

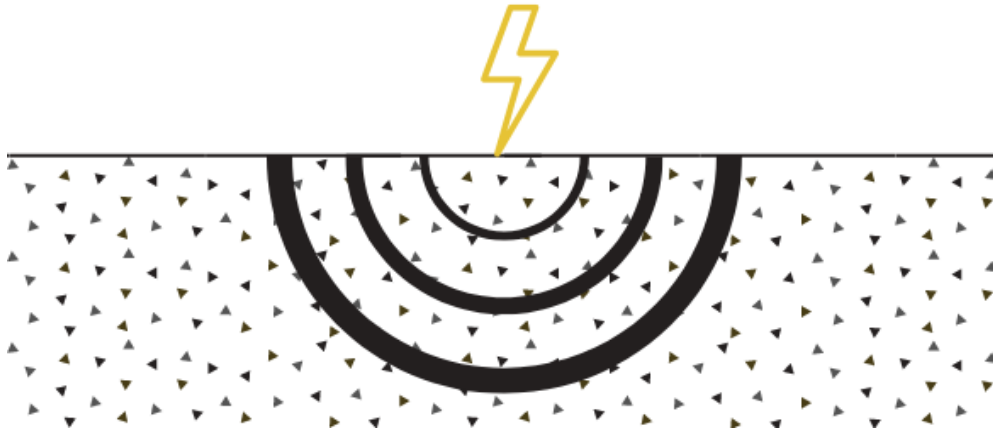


Figura 6.3: Distribuição da corrente no solo.

Assim, a densidade de corrente que passa por qualquer hemisfério a uma distância r é dada pela Equação 6.1 (56).

$$J(t) = \frac{I(t)}{2\pi r^2} \quad (6.1)$$

A distribuição do campo elétrico no solo é dada pela Equação 6.2.

$$\vec{E}(t) = \frac{\vec{J}(t)}{\sigma} \quad (6.2)$$

Portanto, o campo elétrico a uma distância r na superfície é dado pela Equação 6.3.

$$E(t) = \frac{I(t)}{2\sigma\pi r^2} \quad (6.3)$$

Por outro lado, para obter a diferença de potencial entre o ponto de impacto e um ponto na superfície do solo basta calcular a integral de linha da intensidade de campo entre a superfície considerada e ponto. A partir desta formulação, a diferença de potencial entre dois pontos na superfície do solo é dada pela Equação 6.4 (56).

$$V_t = \frac{I_t}{2\pi\sigma_s} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r+s} \right) \quad (6.4)$$

Onde V_t é a variação da diferença de potencial no tempo, calculada nos pontos de contato com o solo; I_t é a variação de corrente no tempo; σ_s é a condutividade elétrica do solo; r é a distância do ponto de impacto até a medição do primeiro potencial; e s é a distância entre os pontos onde se deseja descobrir a diferença de potencial.

Para o sistema em questão, I_t possui valor de pico de $30kA$, como representado na Figura 6.2; a condutividade do solo é dada por $0,002S/m$, considerando-se um solo composto de calcário fissurado (2); a distância r do ponto de descarga até o primeiro potencial é dada por $30m$; e a distância s entre os pontos onde se deseja descobrir a diferença de potencial é dada por $3m$ e R é a resistência equivalente da estrutura de sustentação metálica. Um esboço da situação está representado na Figura 6.4.

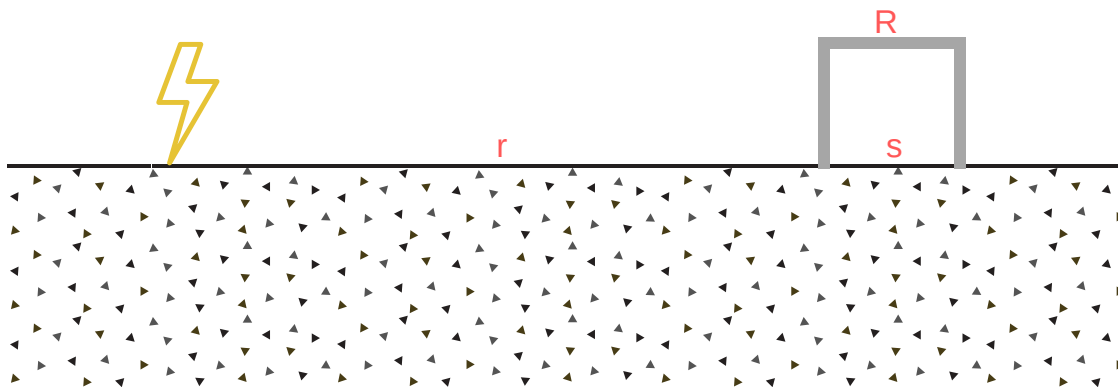


Figura 6.4: Esquemático da primeira simulação.

Utilizando a Equação 6.4, a diferença de potencial entre os pontos r e $r+s$ é apresentada na Figura 6.5.

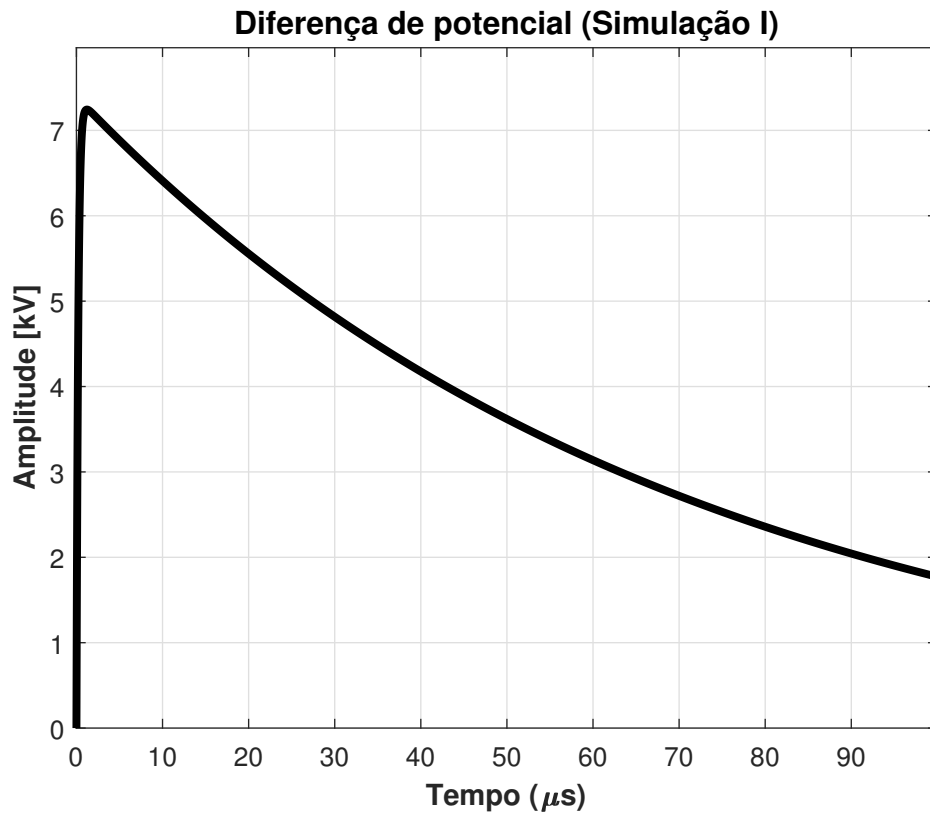


Figura 6.5: Diferença de potencial do solo.

A diferença de potencial representada na Figura 6.5 possui valor de pico de $7,234\text{kV}$. Deve-se ressaltar que esta diferença de potencial considera que o solo é um condutor uniforme e isotrópico. Inserindo instantaneamente uma estrutura metálica de 3m de comprimento, com resistência equivalente apresentada na Tabela 6.2, a 30m do ponto de descarga, como representado na Figura 6.4, obtém-se a passagem de uma corrente representada na Figura 6.6.

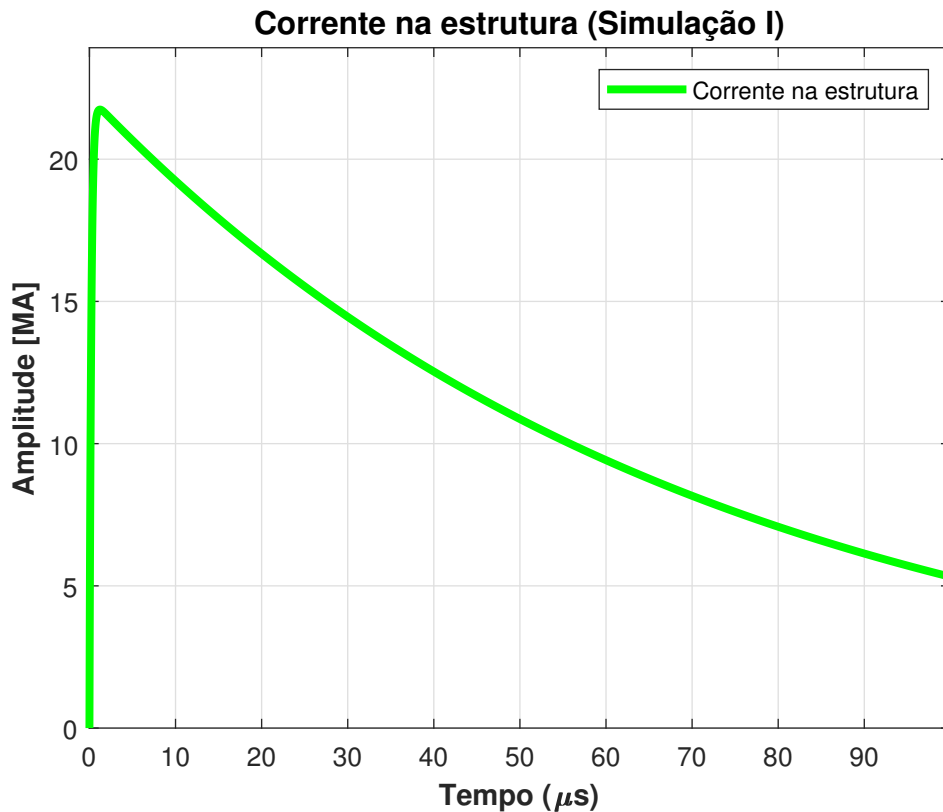


Figura 6.6: Corrente de curto circuito na estrutura.

A corrente representada na Figura 6.6 possui valor de pico de $22,49MA$. O valor de corrente encontrado é bastante destoante do valor real, pois este tipo de estrutura comporta-se como um curto circuito, estabelecendo um contato elétrico entre dois pontos com potenciais diferentes através de um circuito de baixa impedância.

Teoricamente, a corrente que passa pelo curto circuito possui valor infinito. No entanto, visto que a estrutura possui uma resistência equivalente pequena e diferente de zero, a corrente que efetivamente passa por este curto circuito possui um valor grande, porém limitado.

Ademais, o valor encontrado para a corrente de curto circuito possui ordem de grandeza de MA , enquanto o valor de pico da corrente de descarga possui $30kA$. Constata-se que mesmo se tratando de um curto circuito, a corrente representada na Figura 6.6 não pode ser observada em uma situação real, visto que este fenômeno contempla a distribuição da corrente de descarga em todas as direções de uma semiesfera.

Dessa forma, percebe-se que há uma descontinuidade momentânea para se conservar energia em cada trecho sob investigação. Mesmo havendo o curto circuito entre as extremidades da estrutura metálica, haverá limitação de corrente provocada pela resistência do volume de terra do ponto de descarga até a distância r .

6.3 SIMULAÇÃO II

Como descrito na subseção 6.2, a diferença de potencial encontrada na simulação I tinha como pressuposto que o solo era um meio uniforme e isotrópico. No entanto, as características aparentes do solo são modificadas com a inserção de uma estrutura metálica. Dessa forma, pretende-se encontrar uma forma de inserir a influência da estrutura metálica inserida no solo, como mostrado na Figura 6.7.

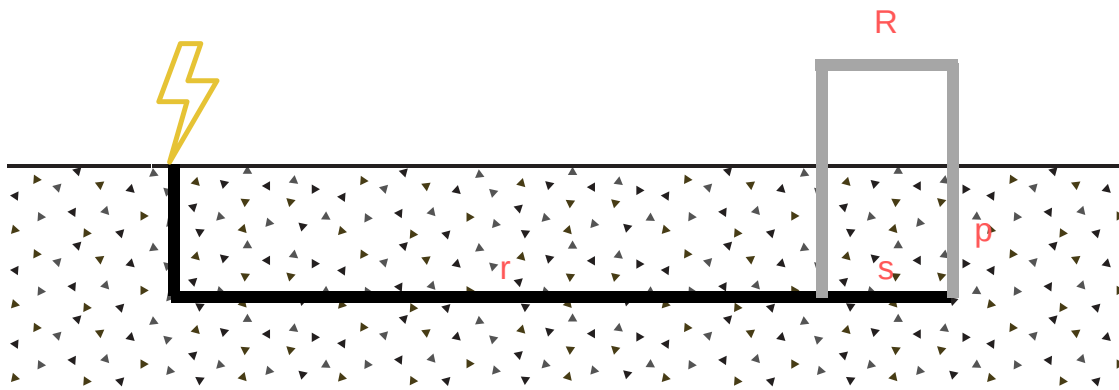


Figura 6.7: Esquemático da segunda simulação.

Nessa abordagem, considera-se o solo uniforme e isotrópico ao longo da distância r e a influência da estrutura metálica fica limitada ao longo de s . Assim, pretende-se encontrar uma condutividade equivalente σ_{eq} que descreva o comportamento da estrutura metálica inserida no solo. De forma análoga a simulação I, considera-se que a diferença de potencial entre dois pontos na superfície do solo é dada pela Equação 6.5.

$$V_t = \left(\frac{I_t}{2\pi \sigma_s r} \right) - \left(\frac{I_t}{2\pi \sigma_s r + 2\pi \sigma_{eq} s} \right) \quad (6.5)$$

Ao longo do comprimento s dois elementos são considerados para o cálculo de σ_{eq} : o volume de solo e a estrutura metálica. Assim, a resistência do solo R_{solo} e a resistência do suporte $R_{suporte}$ foram calculadas a partir da Equação 6.6.

$$R = \rho \times \frac{L}{A} \quad (6.6)$$

Onde R é a resistência calculada (Ω); ρ é a resistividade elétrica ($\Omega.m$); L é o comprimento em metros (m) e A é a área da seção transversal (m^2). As áreas de seção transversal para o volume

que está sendo levado em consideração estão representadas na Figura 6.8.

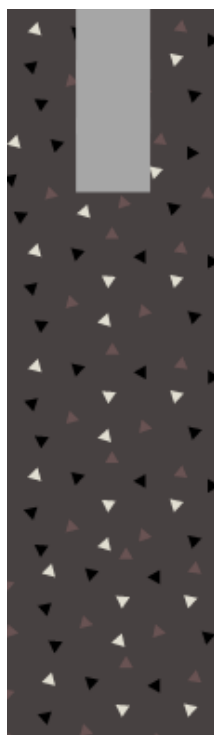


Figura 6.8: Áreas da seção transversal no volume considerado.

Na Figura 6.8 considera-se um uma área de seção transversal retangular de $1,55m$ de comprimento e $0,15m$ de largura. A área em cinza, referente ao volume de estrutura metálica, possui dimensões de $15cm \times 5cm$. Dessa forma, a área em marrom correspondente ao volume do solo, possui dimensões de $155cm \times 15cm$. Para ambos os casos considerou-se um comprimento $L = 3m$. Os valores das áreas, resistividades e as resistências equivalentes encontradas são mostrados na Tabela 6.2.

Material	Área(m^2)	Resistividade ($\Omega.m$)	Resistência (Ω)
Aço galvanizado	5.10^3	$0,25^{-6}$	30.10^{-3}
Alumínio	$2,5.10^3$	$0,0265^{-6}$	$33,125.10^{-6}$
Solo	0,23	500	$6,5217.10^3$

Tabela 6.2: Resistências dos componentes isolados do sistema.

Nesse contexto, considera-se que a estrutura metálica é formada por duas hastes de aço galvanizada, que possuem 3m de comprimento e estão enterradas a 1,5m da superfície, e uma estrutura de fixação de placas solares de alumínio de 3m de comprimento. Considera-se que a descarga que atingiu a torre de transmissão foi totalmente canalizada pela estrutura de aterramento da torre, modelada como uma fonte de corrente pontual a 1,5m de profundidade no solo.

Para mensurar a influência dos condutores metálicos no meio, calculou-se a resistência equivalente entre a estrutura metálica enterrada e o solo em torno do comprimento s . Essa resistência equivalente é dada pela associação série entre R_{ao} e $R_{aluminio}$, associada em paralelo com R_{solo} .

A resistência equivalente do bloco s é dada por $R_s = 63,312k\Omega$. Considerando que esta resistência se concentra no mesmo volume anterior, dado por $1,55m$ de profundidade e área de seção transversal igual a área total apresentada na Figura 6.8, utiliza-se a Equação 6.6 para calcular um novo valor de condutividade equivalente.

$$R_s = \sigma_s \frac{L}{A} \quad (6.7)$$

$$\sigma_s = 63,312 \cdot 10^3 \frac{1,55 \cdot 0,15}{3} \quad (6.8)$$

$$\sigma_s = 20380 \text{ (S/m)} \quad (6.9)$$

A Equação 6.5 foi utilizada para calcular a diferença de potencial entre os suportes de fixação da estrutura, o resultado é apresentado na Figura 6.9.

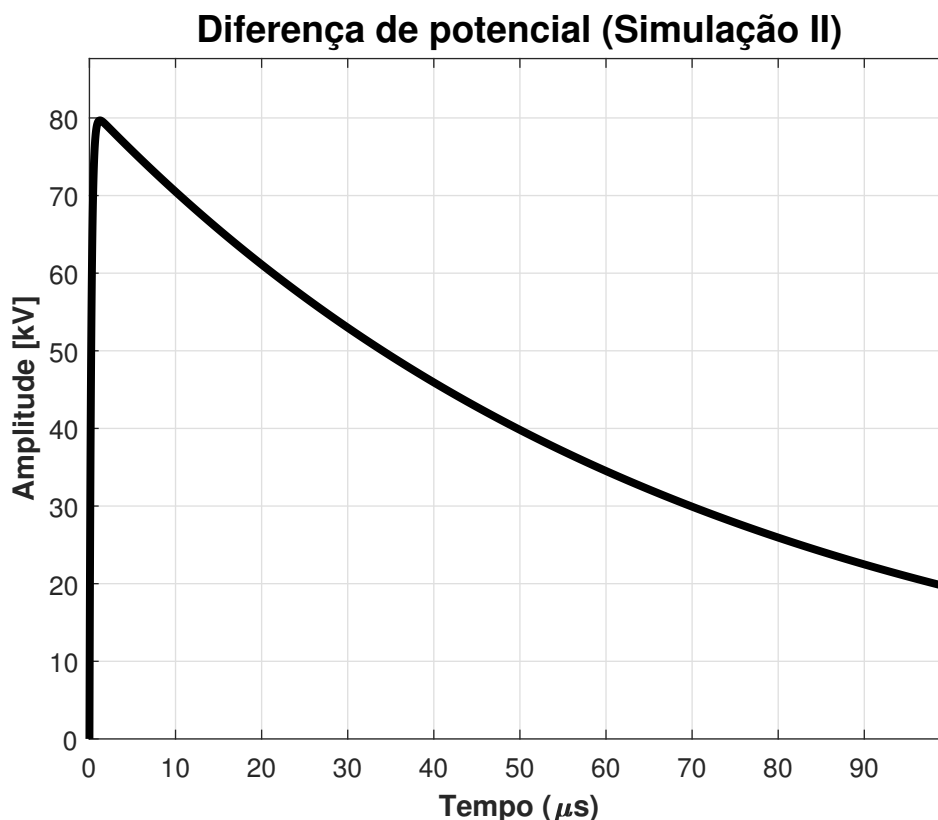


Figura 6.9: Diferença de potencial nos perfis da estrutura.

Na Figura 6.9 a diferença de potencial atingiu um valor de pico de $79,78KV$ em $1,197\mu s$. Houve um aumento diferença de potencial, tendo em vista que esta é inversamente proporcional a condutividade. Como a condutividade equivalente obtida para o espaço s é bem maior do que a condutividade do solo no espaço r , a diferença de potencial entre r e $r + s$ ficou mais do que 10

vezes maior quando se considera o solo uniforme e isotrópico. Além disso, a corrente de descarga será dissipada verticalmente no solo pela estrutura metálica enterrada.

6.4 SIMULAÇÃO III

Na simulação III, realizou-se a discretização da resistência do solo e da resistência de dois eletrodos de aterramento, resultando em uma resistência equivalente que engloba o aterramento e a sua influência no solo. A resistência equivalente de uma haste cravada verticalmente no solo é dada pela Equação 6.10 (27).

$$R_h = \frac{\rho_a}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d} \quad (6.10)$$

Onde R_h é resistência equivalente de uma haste; ρ_a é a resistividade aparente do solo ($\Omega.m$); L é o comprimento do eletrodo, em metros; e d é o diâmetro do círculo equivalente à área da seção transversal da haste, dado pela Equação 6.11 (27).

$$d = 2 \sqrt{\frac{Area}{\pi}} \quad (6.11)$$

No entanto, nem sempre o aterramento com uma única haste fornece o valor da resistência desejada. Examinando a Equação 6.10, verifica-se que os parâmetros que influenciam o valor da resistência de aterramento são:

- Redução da condutividade aparente do solo, a partir de tratamento químico;
- Aumento do comprimento da haste;
- Aumento do diâmetro da haste;
- Colocando hastes em paralelo.

A Equação 6.10 não leva em consideração o material que é formada a haste, tendo em vista que o fluxo formado pelas linhas de corrente que entram e saem do solo dependem da geometria da cavidade (27). A resistência R_h é apenas uma parcela da resistência total de aterramento, no entanto, é a parcela mais importante visto que possui valor maior e possui dependência do solo e das condições climáticas, enquanto as outras parcelas são menores e podem ser controladas com mais facilidade.

A interligação de hastes em paralelo reduz sensivelmente o valor da resistência de aterramento. O cálculo da resistência de hastes paralelas interligadas não segue a lei simples do paralelismo de resistências elétricas, devido a interferência nas zonas de atuação das superfícies equipotenciais, como verifica-se na Figura 6.10.

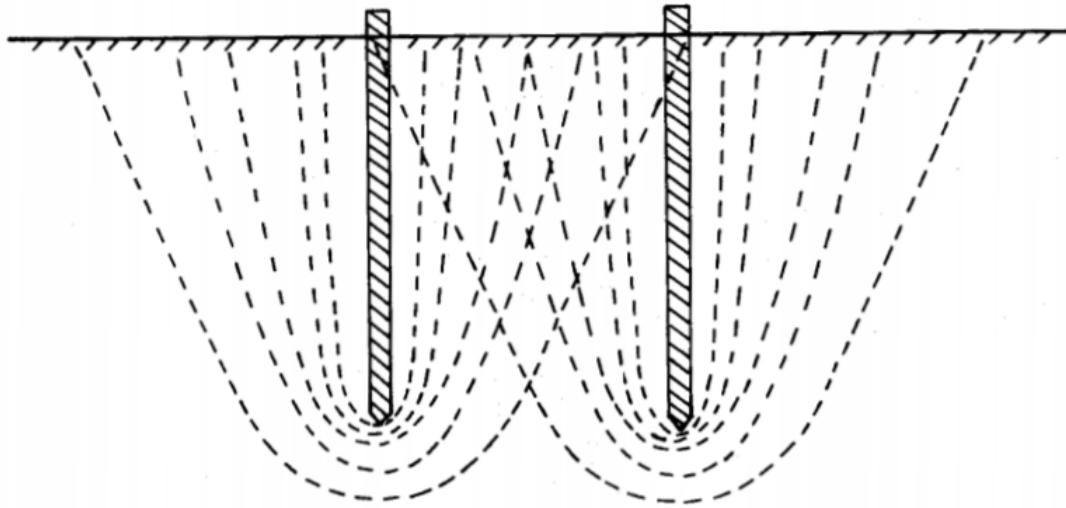


Figura 6.10: Zonas de interferência nas superfícies equipotenciais de duas hastes (27).

A zona de interferências das linhas equipotenciais causa uma área de bloqueio do fluxo de corrente de cada haste, resultando em uma maior resistência de terra de hastes individuais. Para o cálculo de resistência equivalentes de hastes paralelas, deve-se levar em conta o acréscimo de resistência ocasionada pela interferência entre as hastes. A Equação 6.12 apresenta a resistência de cada haste inserida no conjunto.

$$R_{hh} = R_h + \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq h}}^n R_{hm} \quad (6.12)$$

Onde R_h é a resistência individual de cada haste sem a presença de outras hastes, calculada pela Equação 6.10; n é o número de hastes em paralelo; e R_{hm} é o acréscimo da resistência na haste h devido à interferência mútua da haste m , dada pela expressão 6.13.

$$R_{hm} = \frac{\rho}{4\pi L} \ln \left[\frac{(b_{hm} + L)^2 - e_{hm}^2}{e_{hm}^2 - (b_{hm} - L)^2} \right] \quad (6.13)$$

Onde os parâmetros e_{hm} e b_{hm} estão representados na Figura 6.11.

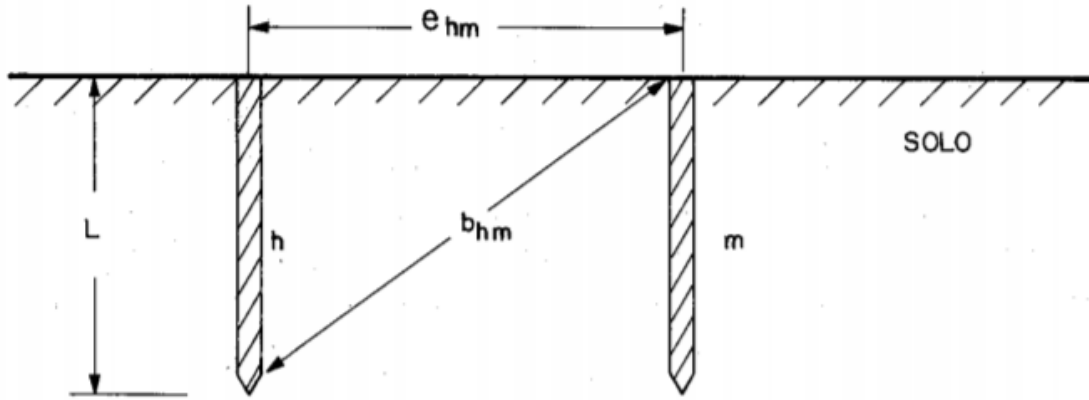


Figura 6.11: Parâmetros entre as hastes h e m . (27).

Determinada a resistência individual de cada haste dentro do conjunto, a resistência equivalente de aterramento será a resultante do paralelismo das hastes, vide Equação 6.14.

$$\frac{1}{R_{eq}} = \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} + \dots + \frac{1}{R_n} \quad (6.14)$$

Considerando um conjunto de duas hastes em paralelo de comprimento $L = 1,5m$, dado pelo comprimento mínimo segundo IEC EN 50164-2; diâmetro igual a $d = 0,0564m$ - equivalente a uma estrutura aterrada de $50mm \times 50mm$ -, com dimensões mínimas segundo IEC EN 50164-2; distâncias entre eletrodos $e_{hm} = 3m$ - distância mínima segundo IEC EN 50164-2. Obtém-se um valor de resistência de aterramento equivalente $R_{eq} = 3,1474k\Omega$.

Considerando que a corrente de descarga se distribui uniformemente na superfície de uma semiesfera de raio r e área $2\pi r^2$, a corrente que flui em um elemento de área infinitesimal δA nessa semiesfera é dada por 6.15.

$$\delta I_A = \frac{I \delta A}{2 \pi r^2} \quad (6.15)$$

Essa abordagem tem como objetivo dividir o espaço do solo em volumes infinitesimais que dissipam a corrente, denominados tubos de corrente (57). Considera-se que um tubo de corrente com área δA inicia-se a r metros de distância do ponto de descarga e que ele segue com geometria retangular até atingir um comprimento s . Sabendo que o vetor densidade de corrente possui a mesma direção do campo elétrico e módulo constante, quando consideramos que a geometria do tubo de corrente é constante, a corrente será constante ao longo deste tubo.

Definiu-se um elemento de área δA , dada por três vezes a área lateral do eletrodo de aterramento cravado no solo. Dessa forma, o elemento metálico fica totalmente envolvido pelo solo e $\delta A = 0,2325m^2$.

Considerando a corrente de pico de $30kA$, a distância do ponto de descarga até o início do tubo de corrente $r = 30m$ e um elemento de área infinitesimal dado por $\delta A = 0,2325m^2$, encontrou-se

a corrente que flui por este tubo, representada na figura 6.12.

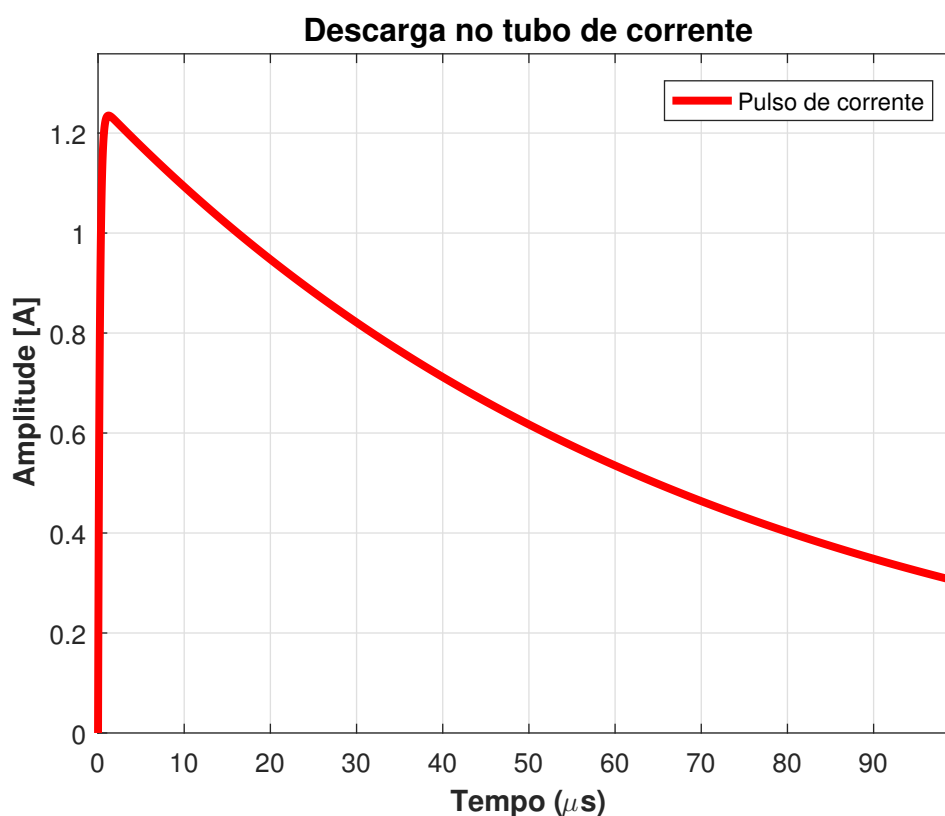


Figura 6.12: Corrente que flui pelo tubo.

Na Figura 6.12 δI_A atinge um valor de pico de $1,235 A$ em $1,197 \mu s$. Esta corrente que flui pelo tubo, será dissipada pela resistência de aterramento em direção ao volume interno do solo. Assim, a diferença de potencial entre a resistência de aterramento e a referência de tensão - representada pelo potencial 0 no infinito - é encontrada pela primeira lei de Ohm, realizando o produto interno entre a resistência de aterramento R_{eq} e a corrente que flui pelo tubo δI_A .

Na Figura 6.13, a diferença de potencial atinge um valor de pico de $3,887 kV$ em $1,197 \mu s$. Esta diferença de potencial é registrada ao longo da estrutura metálica no seu eixo horizontal de $3m$, em relação ao solo. Dessa forma, esta elevação de potencial no solo pode gerar a passagem de corrente elétrica devido a tensão de toque, visto que uma estrutura nas proximidades de s pode estar em um potencial distinto.

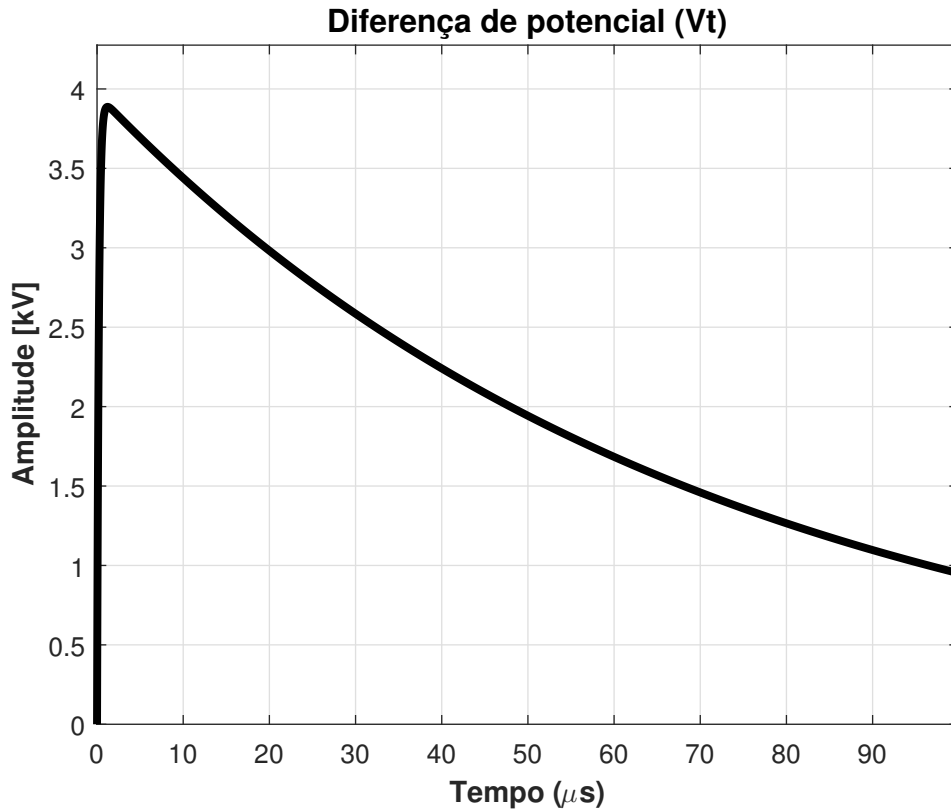


Figura 6.13: Elevação do potencial no solo para um sistema aterrado com hastes.

6.5 SIMULAÇÃO IV

A simulação IV retrata o mesmo espaço analisado na simulação III, com adição de uma malha de aterramento. Visto que os conceitos de tubo de corrente e de resistência de terra dos eletrodos já foram tratados na seção anterior, eles serão suprimidos nesta seção. Ressalta-se que exatamente o mesmo tubo de corrente da simulação III é considerado na simulação IV, assim como as resistências de aterramento dos eletrodos verticais.

O dimensionamento da malha deve ser realizado iterativamente. As dimensões da malha são pré-definidas, assim, no projeto da malha deve-se especificar um espaçamento entre os condutores e definir se hastes de aterramento serão integradas ao projeto. Feito o projeto da malha, verifica-se os valores dos potenciais que surgem na superfície do solo, caso eles sejam inferiores aos limites máximos permissíveis a malha projetada pode ser utilizada.

A resistência de aterramento da malha pode ser calculada pela fórmula de Sverak, dada pela equação 6.16 (27).

$$R_{malha} = \rho_a \left[\frac{1}{L_{total}} + \frac{1}{\sqrt{20} A_{malha}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{\frac{20}{A_{malha}}}} \right) \right] \quad (6.16)$$

Onde ρ_a é a resistividade aparente do solo, em $\Omega.m$; L_{total} é o comprimento total dos cabos e hastes que formam a malha, em m ; A_{malha} é a área coberta pela malha, em m^2 ; e h é a profundidade da malha, em m .

Neste estudo, foi projetada uma malha de $3m$ de comprimento e $3m$ de largura, com espaçamento de $1m$ entre cada condutor, como representado na Figura 6.14.

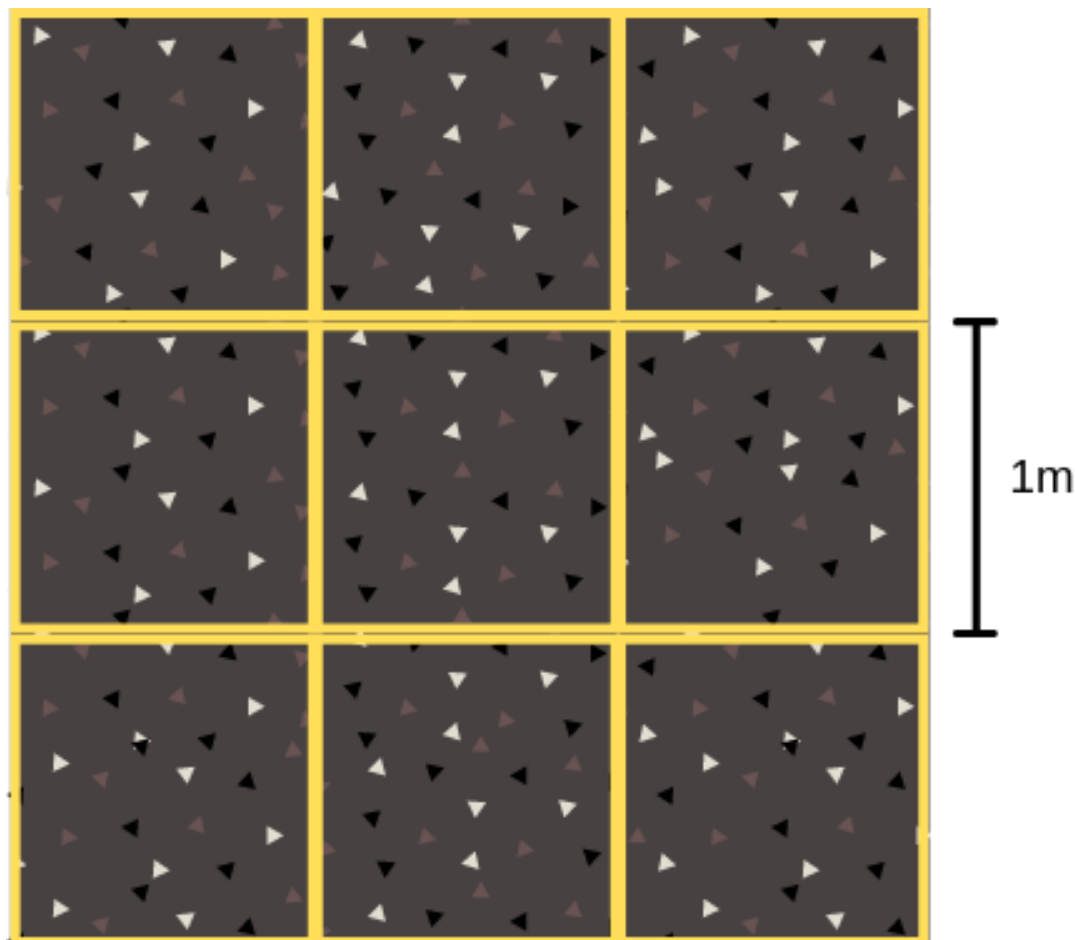


Figura 6.14: Projeto da malha de aterramento.

Dessa forma, a malha representada na Figura 6.14 possui $L_{total} = 24m$ e $A_{malha} = 9m^2$. Sabendo que $\rho_a = 500\Omega.m$ e $h = 1,5m$, a resistência da malha é dada por $R_{malha} = 136,0689\Omega$.

A resistência equivalente de aterramento é dada pela associação em paralelo da resistência de aterramento das hastes verticais e a resistência da malha. Dessa forma, $R_{eq} = 135,9679\Omega$. A partir da resistência de aterramento equivalente e do valor da corrente no tubo, representada na Figura 6.12, podemos calcular a elevação do potencial do solo utilizando a primeira Lei de Ohm. A elevação de potencial no solo está representada na Figura 6.15.

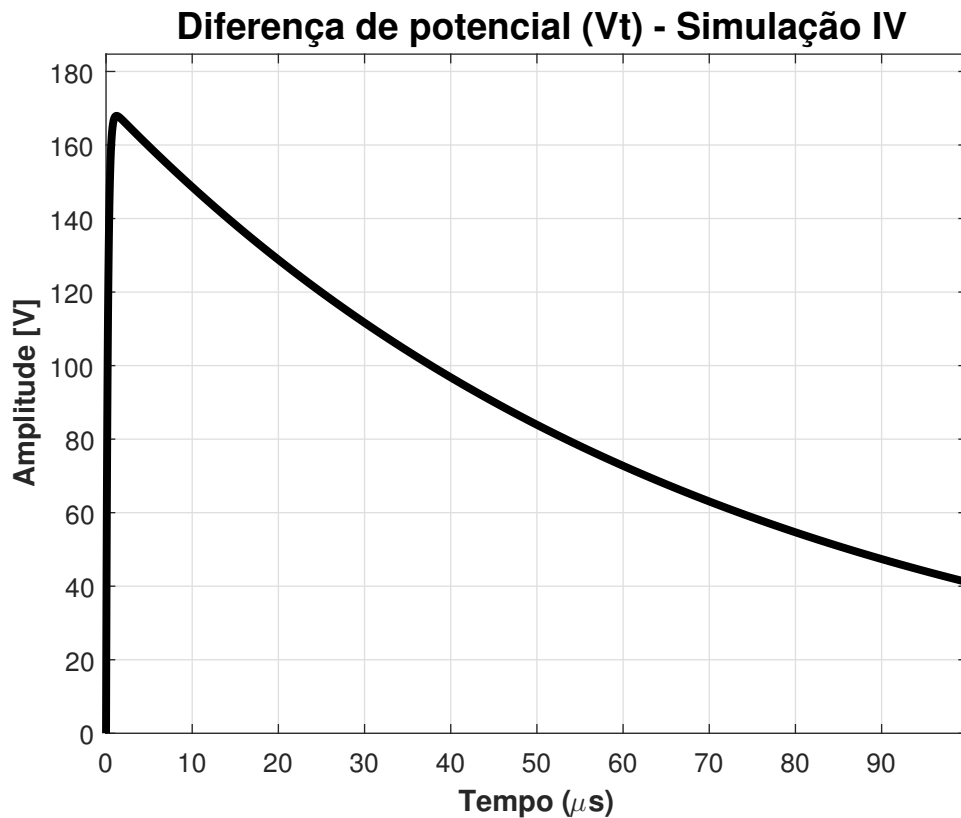


Figura 6.15: Elevação do potencial no solo para um sistema aterrado com hastes e malha de equipotencialização.

Na Figura 6.15 a diferença de potencial atinge um valor de pico de $167,9V$ em $1,197\mu s$. Esse valor de elevação de potencial no solo é cerca de 20 vezes menor do que o valor encontrado para o sistema aterrado apenas com as hastes cravadas diretamente no solo.

A equipotencialização dos eletrodos utilizando uma malha de aterramento é uma prática necessária para evitar que fenômenos como tensão de passo e tensão de toque ocorram. Assim, deve-se realizar o projeto de aterramento de modo que todas as estruturas metálicas sejam equipotencializadas e conectadas a um barramento de equipotencialização principal.

7 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho apresentou as metodologias aplicadas para proteções contra descargas atmosféricas em sistemas fotovoltaicos de grande escala. Além de uma extensa pesquisa bibliográfica baseada em artigos, livros, revistas, *websites* e manuais, este estudo foi baseado em normas brasileiras, regidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas, e em normas internacionais, regidas pela *International Electrotechnical Commission*.

Ademais, por meio de simulações computacionais foi possível comparar quatro diferentes abordagens realizadas em uma amostra de um sistema solar fotovoltaico de grande escala. A primeira abordagem desconsiderava a influência da estrutura metálica no solo. A segunda considerava a influência da estrutura metálica do solo. Ambas simulações não consideravam nenhum aterramento na estrutura. Na terceira simulação, duas hastes de aterramento para o suporte das placas solares foram consideradas. Na quarta simulação, além das hastes de aterramento foi considerada uma malha de equipotencialização.

A modelagem utilizada revelou que quando uma descarga atmosférica atinge os arredores de um sistema solar fotovoltaico, a corrente de descarga dissipada pelo chão provoca o crescimento do potencial do solo que pode gerar valores de tensão de passo e tensão de toque perigosos quando o sistema não está devidamente aterrado. Nas três primeiras simulações, valores de diferença de potencial na ordem de kV foram encontrados.

Na simulação I, onde a estrutura metálica é inserida instantaneamente em pontos do solo com potenciais elétricos distintos, percebe-se a passagem de uma corrente de curto circuito. Na simulação II, onde a influência da estrutura metálica é inserida no solo, percebe-se o aumento da diferença de potencial em relação a simulação I. No entanto, a corrente que flui pela terra será dissipada pelo perfil de aço galvanizado enterrado.

Na simulação III considerou-se que um fluxo de corrente constante atinge um tubo que engloba a resistência de aterramento dos eletrodos enterrados. Dessa forma, a elevação do potencial do solo atinge valores da ordem de kV . Na simulação IV, o fluxo de corrente constante atinge um tubo que engloba a resistência de aterramento dos eletrodos em paralelo com uma malha de equipotencialização. Nessa abordagem, a elevação do potencial no solo atingiu um valor menor do que $200V$ e a corrente é dissipada verticalmente no solo.

Nesse âmbito, a utilização de hastes de aterramento paralelas não se mostrou muito eficiente para reduzir o valor de elevação de potencial no solo. No entanto, a malha de aterramento expressou-se de forma promissória e reduziu significativamente a elevação do potencial do solo. Desta forma, ressalta-se a importância da equipotencialização do aterramento de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala.

7.1 TRABALHOS FUTUROS

A seguir são citados estudos que podem contribuir com o aperfeiçoamento deste trabalho:

- Análise dos efeitos de descargas atmosféricas indiretas em trabalhadores de usinas solares fotovoltaicas;
- Investigação de ondas eletromagnéticas provenientes de descargas atmosféricas nas estruturas de aterramento e sustentação de painéis solares fotovoltaicos;
- Estudo e aplicabilidade de normas internacionais que tratam o aterramento de sistemas fotovoltaicos na realidade brasileira.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1 SIRLIN, J. *Lightning Over Illuminated Cityscape Against Dramatic Sky* -. 2013. Disponível em: <www.gettyimages.pt/detail/foto/lightning-over-illuminated-cityscape-against-imagem-royalty-free/1012110486?adppopup=true>.
- 2 FILHO, S. V. *Descargas Atmosféricas: Uma abordagem para a engenharia*. [S.l.]: Artliber Editora, 2005.
- 3 DANTAS, R. M. *Levantamento prévio de acidentes e danos materiais causados por descargas atmosféricas em edificações no Distrito Federal*. 2015.
- 4 HEIDLER, F. Analytische blitzstromfunktion zur lemp. *Proceedings of ICLP, 18ed.*, 1995.
- 5 CHRISTIAN, H.; BLAKESLEE, R.; STEWART, M. Global frequency and distribution of lightning as observed from space by the optical transient detector. *Journal of Geophysical Research*, 2003.
- 6 CAMPOS, A. *Cálculo de sobretensões causadas por descargas atmosféricas em linhas de transmissão aéreas considerando falhas no isolamento*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Minas Gerais, 2012.
- 7 LAMPREIA, M. *Tensão de Contacto e Tensão de Passo*. Disponível em: <www.tecnicosaudeambiental.blogspot.com/2014/04/tensao-de-contacto-e-tensao-de-passo.html>.
- 8 VOLTIMUM. *Proteção contra sobretensões*. 2012. Disponível em: <www.voltimum.pt/artigos/artigos-tecnicos/proteccao-contra>.
- 9 TUNGSTEN, Y. *Protecao pararaios*. 2018. Disponível em: <www.commons.wikimedia.org/wiki/File:Protecao_pararaios_2.gif>.
- 10 ELABORAR, e. e. p. *Projeto de SPDA*. 2019. Disponível em: <www.elaborar.eng.br/projeto-de-spda/>.
- 11 MODENA, J.; SUETA, H. Aterramentos elétricos. *O Setor Elétrico*, 2011.
- 12 FRANCO, W. *Resenha Energética Brasileira*. 2013. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias>>.
- 13 MIRANDA, A. *Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014.
- 14 KHAIR, C. *Fontes de Energia Alternativa: Energia Solar*. 2016. Disponível em: <www.recicloteca.org.br/noticias/fontes-de-energia-alternativa-energia-solar/>.
- 15 VILLALVA, M. *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*. [S.l.]: Editora Érica, 2015.
- 16 JUNIOR, J.; COMINI, R.; FERRARI, J. *Guia de Energia Solar Fotovoltaica: Aplicação nas Micro e Pequenas Empresas*. [S.l.]: SEBRAE, 2016.
- 17 ALMEIDA, P. *Modelagem e controle de conversores estáticos fonte de tensão utilizados em sistemas de geração fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição*. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal de Juiz de Fora, 2011.

- 18 DUSOL. *Quais os tipos de inversor solar e qual utilizar?* 2018. Disponível em: <www.dusolengenharia.com.br/post/quais-os-tipos-de-inversor-solar-e-qual-utilizar/>.
- 19 POWER, R. *Does your PV System underperform?* 2018. Disponível em: <<https://www.raising-power.de/real-cases/?lang=en>>.
- 20 JIANG, T.; GRZYBOWSKI, S. Impact of lightning impulse voltage on polycrystalline silicon photovoltaic modules. *Department of Electrical and Computer Engineering*, 2013.
- 21 VANGALA, P.; ROPP, M.; HAGGERTY, K.; LYNN, K.; WILSON, W. Field measurements of lightning-induced voltage transients in pv arrays. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, 2008.
- 22 TU, Y.; HU, J.; ZHANG, C. Study of induced overvoltage on solar arrays. *Asia-Pacific International Conference on Lightning*, 2017.
- 23 WANG, Y.; ZHANG, X.; TAO, S. Modeling of lightning transients in pv bracket systems. *IEEE Access*, 2019.
- 24 AYUB, A. S.; SIEW, W. H.; MOHAMED, F. P. Grounding strategies for solar pv panels. *IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility e IEEE Asia-Pacific Symposium on Electromagnetic Compatibility*, 2018.
- 25 CHARALAMBOUS, A.; KOKKINOS, N. D.; CHRISTOFIDES, N. External lightning protection and grounding in large-scale photovoltaic applications. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, 2014.
- 26 GOMES, A. *Proteção Contra Raios e Surtos em Sistemas Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado) — Universidade do Sul de Santa Catarina, 2018.
- 27 KINDERMANN, G. *Aterramento Elétrico*. [S.l.]: Sagra Luzzatto, 1995.
- 28 TÉCNICAS, A. B. de N. *NBR 5419-1:2015*.
- 29 ONU. *Energia solar agregou mais capacidade de geração elétrica que combustíveis fósseis em 2017*. 2018. Disponível em: <<https://nacoesunidas.org/energia-solar-agregou-mais-capacidade-de-geracao-eletrica-que-combustiveis-fosseis-em-2017/>>.
- 30 ELAT. *Grupo de Eletricidade Atmosférica*.
- 31 NAXAKIS, I.; CHRISTODOULOU, C.; PERRAKI, V.; PYRGIOTI, E. Degradation effects on single crystalline silicon photovoltaic modules subjected to high impulse-voltages. *IET Science, Measurement & Technology*, 2017.
- 32 RAKOV, V. A.; UMAN, M. A. *Lightning. physics and effects*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2003.
- 33 INPE. *Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais*.
- 34 CAMEROTA, W.; ELISME, J. Current waveforms for lightning simulation. *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, 2012.
- 35 NASA. *Lightning and the Space Program*. [S.l.], 2006.
- 36 SILVA, A. D. The horse, the cowboy and the lightning modeling: A case study on a farm in the state of minas gerais, brazil. *International Symposium on Lightning Protection*, 2017.
- 37 UMAN, M. A. *All about lightning*. [S.l.]: Dover Publications, 1989.

- 38 LEITE, D. M. *Proteção contra descargas atmosféricas. Edificações, baixa tensões e linhas de dados*. [S.l.]: Oficina de Mydia Editora, 2001.
- 39 FILHO, M. . *Instalações Elétricas Industriais*. [S.l.]: LTC, 2005.
- 40 COSTA, C. R. *ESTUDO SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS – SPDA*.
- 41 ELETRICO, O. setor. *Proteção preventiva*. 2018. Disponível em: <www.osetoreletrico.com.br/protecao-preventiva/>.
- 42 MARIGO, N. The chinese silicon photovoltaic industry and market: A critical review of trends and outlook. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 2006.
- 43 FRONTIN, S.; BRASIL, A.; CARNEIRO, M.; GODOY, N. *Usina Fotovoltaica Jaíba Solar: Planejamento e Engenharia*. [S.l.]: Teixeira Gráfica e Editora LTDA, 2017.
- 44 CARNEIRO, J. *Módulos fotovoltaicos características e associações*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de Minho, 2010.
- 45 FONTES, R. *Usina solar: guia de como a energia solar é gerada de forma centralizada e principais usinas do Brasil*. 2017. Disponível em: <www.blog.bluesol.com.br/usina-solar-no-brasil/>.
- 46 REMMERS, K. H. *Inverter, Storage an PV System Technology: Industry Guide*. 2013. Disponível em: <www.pv-system-tech.com>.
- 47 STERN, H.; KARNER, H. Lightning induced emc phenomena in photovoltaic modules. *International Symposium on Electromagnetic Compatibility*, 1993.
- 48 MOCELIN, A.; ZILLES, R.; SUETA, H. Experimental verifications in photovoltaic modules subject to current impulses for simulation of lightning discharges. *International Symposium on Electromagnetic CompInternational Conference on Grounding and Earthing & International Conference on Lightning Physics and Effectsatibility*, 2012.
- 49 YAMAMOTO, K.; TAKAMI, J.; OKABE, N. Overvoltages on dc side of power conditioning system caused by lightning stroke to structure anchoring photovoltaic panels. *Wiley Periodicals Inc*, 2014.
- 50 JIANG, T.; GRZYBOWSKI, S. Electrical degradation of photovoltaic modules caused by lightning induced voltage. *Electrical Insulation Conference*, 2014.
- 51 HABERLIN, H. Inerference voltages induced by magnetic fields of simulated lighting currents in photovoltaic modules and arrays. *European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2001.
- 52 LIU, L.; CUI, X. Transients analysis of transmission line by time domain finite element method. *Proceedings of the CSEE*, 2008.
- 53 HERNANDEZ, J.; VIDAL, J.; JURADO, F. Lightning and surge protection in photovoltaic installations. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008.
- 54 ZAINI, N. H.; AB-KADIR. On the effect of surge protection devices (spds) placement for grid-connected solar pv farm. *International Conference on Lightning Protection (ICLP)*, 2018.
- 55 CVETIC, J.; STANIC, H.; HEIDLER, F. Calculation of lightning current parameters. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1999.
- 56 COORAY, V. *An Introduction to Lightning*. [S.l.]: Springer, 2015.
- 57 KRAUS, J. *Eletromagnetismo*. [S.l.]: Editora Guanabara Dois, 1978.