



**INFLUÊNCIA DE FEIXES DE CONDUTORES EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO UAT CA**

**PATRÍCIA DE OLIVEIRA FREITAS BORIN**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**INFLUÊNCIA DE FEIXES DE CONDUTORES EM LINHAS  
DE TRANSMISSÃO UAT CA**

**PATRÍCIA DE OLIVEIRA FREITAS BORIN**

**ORIENTADOR: FRANCISCO DAMASCENO FREITAS**

**DISSERTAÇÃO DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PUBLICAÇÃO: PPGENE.DM - 615 A/15**

**BRASÍLIA/DF: DEZEMBRO – 2015**

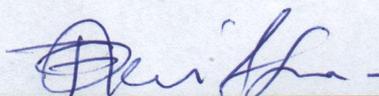
**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA  
FACULDADE DE TECNOLOGIA  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**INFLUÊNCIA DE FEIXES DE CONDUTORES EM LINHAS DE  
TRANSMISSÃO UAT CA**

**PATRÍCIA DE OLIVEIRA FREITAS BORIN**

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE.

APROVADA POR:



---

**FRANCISCO DAMASCENO FREITAS, Dr., ENE/UNB  
(ORIENTADOR)**



---

**ALCIDÉS LEANDRO DA SILVA, Dr., ENE/UNB  
(EXAMINADOR INTERNO)**



---

**JORGE JOHNNY ROCHA ECHEVERRIA, Dr., (GE Renewable Energy)  
(EXAMINADOR EXTERNO)**

Brasília, 18 de dezembro de 2015.

## FICHA CATALOGRÁFICA

BORIN, PATRÍCIA DE OLIVEIRA FREITAS

Influência de Feixes de Condutores em Linhas de Transmissão UAT CA [Distrito Federal] 2015.

xvii, 78p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Mestre, Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília, Engenharia Elétrica, 2015).

Dissertação de Mestrado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia.

Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Linhas de transmissão

2. Ultra alta tensão

3. Feixes de Condutores

4. Gradiente de superfície

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

## REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

BORIN, P. O. F. (2015). Influência de Feixes de Condutores em Linhas de Transmissão UAT CA. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM-615A/15, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 78p.

## CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Patrícia de Oliveira Freitas Borin.

TÍTULO: Influência de Feixes de Condutores em Linhas de Transmissão UAT CA.

GRAU: Mestre

ANO: 2015

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte dessa dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.



Patrícia de Oliveira Freitas Borin  
SQS 103 Bloco G Ap. 303, Asa Sul.  
70.342-070 Brasília – DF – Brasil

Dedico este trabalho ao meu  
esposo, Paulo, e aos meus pais Ângela  
e Wesley.

## **AGRADECIMENTOS**

Ao meu orientador, Prof. Dr. Francisco Damasceno Freitas, pelo apoio e pela confiança depositada.

Aos pesquisadores, Prof. Dr. José Antônio Jardini e MSc. Sérgio de Oliveira Frontin, pelos esclarecimentos e contribuições.

Ao engenheiro Hugh Cameron Craig, pela colaboração.

Aos amigos e colegas da Eletrobras Eletronorte, pelo incentivo.

Aos familiares e amigos, pela compreensão e pelo apoio.

## RESUMO

### INFLUÊNCIA DE FEIXES DE CONDUTORES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO UAT CA

Neste trabalho são apresentadas metodologias de pesquisa que possibilitam compreender a influência da configuração dos feixes de subcondutores das linhas de transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (UAT CA) sobre os valores dos campos elétricos, tendo como principais objetivos a avaliação da sensibilidade do gradiente de potencial nas superfícies dos condutores; a análise crítica dos métodos de cálculo existentes (analíticos e numéricos) para quantificar a distribuição do gradiente de potencial; e o estudo do equacionamento dos campos eletromagnéticos associados a linhas de transmissão (LTs) na frequência industrial, a partir das equações de Maxwell. Para tanto, é feita uma simulação, em larga escala, de um estudo de caso de uma linha de 1.000 kV CA, considerando diferentes espaçamentos entre subcondutores dos feixes e diferentes arranjos regulares de feixes. Para cada uma das configurações, os gradientes de potencial, máximo e médio, na superfície de cada condutor são calculados pelo método das imagens sucessivas. Nas simulações, é utilizado o modelo simplificado de LTs, reduzindo o problema a duas dimensões. Observa-se que os valores máximo e médio do gradiente do feixe aumentam à medida que aumenta o espaçamento do feixe. Todavia, verifica-se que a variação percentual nos gradientes não é tão expressiva quando comparada a do espaçamento entre subcondutores. Além disso, constata-se que a distribuição dos gradientes nos subcondutores não é uniforme. Destaca-se que apenas os arranjos de 8 e 10 subcondutores atendem aos gradientes críticos de corona visual, implicando reduções expressivas de gradiente em comparação ao arranjo hexagonal. Os resultados desta pesquisa indicam que a distribuição do gradiente é sensível tanto ao espaçamento do feixe de condutores quanto a geometria dos feixes. Sendo este último o de maior influência. O método numérico aplicado apresentou boa precisão para configurações de linhas com feixes múltiplos. Por fim, recomenda-se a avaliação da influência de diferentes condutores sobre o desempenho de linhas UAT CA e sugere-se a utilização de métodos numéricos baseados em parâmetros concentrados (elementos finitos, por exemplo) para avaliar parâmetros críticos desconsiderados pelo modelo simplificado de LTs, como flecha dos condutores e proximidade às estruturas das torres.

**Palavras-chave:** Linhas de transmissão, Ultra alta tensão, Feixe de condutores, Gradiente de superfície.

## **ABSTRACT**

### **INFLUENCE OF BUNDLE CONDUCTORS IN UHV AC TRANSMISSION LINES**

This work presents research methodologies that enables to understand the influence of bundle sub conductors in ultra-high voltage (UHV) AC transmission lines upon electric fields. It has as main objectives the evaluation of sensitivity of surface gradient potential (SGP) of overhead line conductors, critical analysis of the main analytical and numerical existing methods to quantify SGP distribution, and the study of electromagnetic modeling of transmission lines, regarding power frequency, carried out using Maxwell's equations. Therefore, it is performed a large-scale simulation of a case study of a 1000 kV AC line, taking into account different bundle spacing and different bundle arrangements. To each one of these configurations, the average and maximum SGP of each conductor are calculated by Successive Images method. The simulations consider the simplified transmission line model, reducing the problem into two dimensions. It is observed that the maximum and average values increase when bundle spacing increases. Nevertheless, it is found that the percentage change in gradient is not as significant as compared to the spacing between sub conductors. In addition to that, it is seen that gradient distribution on sub conductors is non-uniform. It is noteworthy that only 8 and 10 sub conductor' arrangements meet the critical gradients for visual corona. The results of this research indicate that gradient distribution is sensitive to conductor spacing and to the geometry of the bundle arrangements. The latter being the more influential. The numerical method applied to the case study showed good accuracy for transmission lines with multiple bundle conductors. Finally, it is recommended to evaluate the influence of different conductors on UHV AC transmission lines performance and it is suggested the use of numerical methods based on lumped parameters (e.g. finite elements) to better evaluate critical parameters which are ignored by transmission line simplified model, like conductor sag and proximity to towers.

**Keywords:** Transmission lines, Ultra high voltage, Bundle conductors, Surface gradient.

# SUMÁRIO

<b>1 – INTRODUÇÃO</b> .....	1
<b>1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS</b> .....	1
<b>1.2 – MOTIVAÇÃO</b> .....	3
<b>1.3 – OBJETIVO</b> .....	6
<b>1.4 – METODOLOGIA</b> .....	7
<b>1.5 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO</b> .....	7
<b>2 – REVISÃO DE LITERATURA</b> .....	9
<b>2.1 – INTRODUÇÃO</b> .....	9
<b>2.2 – EXPERIÊNCIA MUNDIAL DA TRANSMISSÃO EM ULTRA ALTA TENSÃO CA</b> .....	10
<b>2.3 – TRABALHOS PUBLICADOS SOBRE FEIXES DE CONDUTORES EM UAT</b> .....	15
<b>2.4 – MÉTODOS DE CÁLCULO DE GRADIENTE DE POTENCIAL</b> .....	17
<b>2.4.1 – Métodos Analíticos</b> .....	18
<b>2.4.2 – Métodos Numéricos</b> .....	22
<b>3 – MODELAGEM ELETROMAGNÉTICA DE LINHAS</b> .....	27
<b>3.1 – INTRODUÇÃO</b> .....	27
<b>3.2 – CONFIGURAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO CA</b> .....	27
<b>3.2.1 – Configuração dos feixes de condutores</b> .....	29
<b>3.2.2 – Configuração dos condutores</b> .....	30
<b>3.3 – MODELAGEM BASEADA NA TEORIA DE CAMPO</b> .....	32
<b>3.3.1 – Modelo simplificado de linha</b> .....	32
<b>3.3.2 – Equacionamento dos campos eletromagnéticos</b> .....	33
<b>3.3.3 – Classificação do problema eletromagnético</b> .....	38
<b>3.3.4 – Métodos numéricos aplicados a modelagem</b> .....	41
<b>4 – ESTUDO DE CASO</b> .....	47
<b>4.1 – INTRODUÇÃO</b> .....	47
<b>4.2 – DEFINIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA LINHA</b> .....	47

<b>4.3 – CÁLCULO DO CONDUTOR ECONÔMICO .....</b>	<b>50</b>
<b>4.4 – DEFINIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DO FEIXE DE CONDUTORES .....</b>	<b>54</b>
<b>4.5 – DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA LINHA .....</b>	<b>56</b>
<b>4.6 – GRADIENTE NA SUPERFÍCIE DOS CONDUTORES.....</b>	<b>58</b>
<b>4.6.1 – Gradiente crítico .....</b>	<b>58</b>
<b>4.6.2 – Gradientes nos subcondutores.....</b>	<b>60</b>
<b>4.6.3 – Efeitos do espaçamento dos subcondutores.....</b>	<b>62</b>
<b>5 – RESULTADOS .....</b>	<b>63</b>
<b>5.1 - INFLUÊNCIA DO ESPAÇAMENTO DO FEIXE DE CONDUTORES.....</b>	<b>63</b>
<b>5.2 – CONFIGURAÇÃO DO FEIXE.....</b>	<b>66</b>
<b>6 – CONCLUSÕES.....</b>	<b>70</b>
<b>6.1 – CONCLUSÕES GERAIS.....</b>	<b>70</b>
<b>6.2 – SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS .....</b>	<b>72</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>74</b>

## LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Características do condutor Rail.....	54
Tabela 5.1 - Gradientes (valores eficazes) nas superfícies dos condutores para as configurações de 6, 8 e 10 subcondutores/feixe.....	67
Tabela 5.2 – Comparação entre os gradientes médios dos máximos das fases externas e internas, para as geometrias de 6, 8 e 10 subcondutores/feixe.....	68

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Transmissão no Japão: (a) linhas em 1.000 kV, adaptado de (Frontin, et al., 2011); (b) Estação de testes de equipamentos UAT CA (Cigré WG B3.29, 2013).....	12
Figura 2.2 – Sistema piloto de 1.100 kV na China: (a) Subestação (State Grid Corporation of China, 2015); (b) Diagrama unifilar (Cigré WG B3.29, 2013). ....	13
Figura 2.3 – Projeto piloto de 1.200 kV: (a) Diagrama unifilar; (b) Estação de teste Bina, 1.200 kV (T&D World Magazine, 2013). ....	14
Figura 2.4 – Tensões máximas de transmissão em CA, adaptado de (Cigré WG A3.22, 2008). ....	14
Figura 2.5 – Sistema de n condutores suspensos sobre o solo e suas imagens, adaptado de (Fuchs, 1979) .....	20
Figura 2.6 – Múltiplos condutores e suas imagens abaixo do plano do solo, adaptado de (Li, et al., 2015). ....	20
Figura 2.7 – Sistema de imagens sucessivas, adaptado de (Maruvada, 2000). ....	23
Figura 2.8 – Feixe de dois condutores isolados.....	24
Figura 3.1 – Torres: (a) autoportante cara-de-gato, delta, 765 kV, Índia (Nair, 2015); (b) autoportante clássica, vertical, 765 kV, do sistema de transmissão de Itaipu (A., 2015). ....	28
Figura 3.2 – Torres de transmissão UAT: (a) tangente, horizontal, 1000 kV, China (Liu, 2014); (b) suspensão, horizontal, 1200 kV, Índia (Patel, et al., 2013). ....	28
Figura 3.3 – Torres de transmissão UAT: (a) derivação/suspensão, horizontal, 1150 kV, Rússia (Wikipedia, 2015). (b) autoportante, vertical, circuito duplo, 1000 kV, Japão ("SkyscraperPage Forum", 2009);.....	29
Figura 3.4 – Linhas de 1000 kV: (a) feixe de 6 condutores em trechos de travessia; (b) feixe de 8 condutores em trechos convencionais (Liu, 2014). ....	30
Figura 3.5 – Tipo de condutores: (a) G(Z)TACSR (HTLS Conductor Technology, 2015); (b) CAA (à esquerda) e ACCC® (à direita) (CTC Global, Inc, 2015); (c) 3M™ ACCR (3M do Brasil Ltda, 2010). ....	31
Figura 3.6 – Condutor de alumínio com alma de aço (CAA).....	32
Figura 3.7 – Linha de transmissão com configuração simplificada de condutores.....	33
Figura 3.8 – Região de solução de problema típico de EDP elíptica. ....	40

Figura 3.9 – Padrões de malha, adaptado de (Sadiku, 2001): (a) retangular; (b) grade inclinada.....	42
Figura 3.10 – Padrões de malha, adaptado de (Sadiku, 2001): (a) triangular; (b) circular.	42
Figura 3.11 – Função arbitrária $f(x)$ para estimar o comportamento no ponto $x_0$ .....	42
Figura 3.12 – Malha do método MDF para duas variáveis independentes, $x$ e $y$ .....	44
Figura 3.13 – Representação da equação de Laplace baseada em aproximação de segunda ordem. ....	45
Figura 4.1 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico a aproveitar (Ministério de Minas e Energia, 2007).....	48
Figura 4.2 – Representação das interligações entre subsistemas (Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, 2010).....	49
Figura 4.3 – Distâncias dos grandes potenciais hidráulicos aos possíveis sistemas receptores, adaptado de (A. Araujo, et al., 2009). ....	49
Figura 4.4 – Geometria de feixes em octógono: (a) tipo 1; (b) tipo 2. ....	55
Figura 4.5 – Feixe de 8 subcondutores, com geometria do tipo 1 (ângulo central de 45 °)	56
Figura 4.6 – Geometria da torre Cross-rope da linha 1.000 kV UAT em estudo.....	57
Figura 4.7 – Exemplo de silhueta da torre Cross-rope, suspensão, 400 kV (Trans-Africa Projects Ltd, 2015).....	58
Figura 4.8 – O gradiente expresso em função da posição angular na superfície do condutor, adaptado de (EPRI, 2005).....	61
Figura 5.1 – Gradientes de potenciais máximos na superfície dos condutores em relação à distância entre os subcondutores do feixe. ....	64
Figura 5.2 – Gradientes de potenciais médios na superfície dos condutores em relação à distância entre os subcondutores do feixe. ....	65
Figura 5.3 – Valores percentuais de gradientes médios na superfície dos condutores em relação à distância (mm) entre os subcondutores do feixe. ....	65
Figura 5.4 – Gradientes máximos de potenciais ( $kV_{rms}/cm$ ) na superfície dos condutores para o espaçamento $s_c$ de 457 mm.....	69
Figura 5.5 – Gradientes máximos ( $kV_{rms}/cm$ ) após a variação da posição dos condutores 9, 12, 13 e 16 em 10 cm.....	69

## LISTA DE SÍMBOLOS, NOMENCLATURAS E ABREVIACÕES

[P]:	Matriz de coeficientes de Maxwell
ACAR:	Condutor de alumínio com alma de liga de alumínio
ACCC®:	Condutor de alumínio com alma em compósito
ACCR:	Condutor de alumínio reforçado por compósito metálico
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT:	Alta tensão
<b>B:</b>	Vetor da densidade de fluxo magnético
BPA:	Bonneville Power Administration
CA:	Condutor formado por fios de alumínio, 29; Corrente alternada
CAA:	Condutor de alumínio com alma de aço, 30
CAL:	Condutor de liga de alumínio
CALA:	Condutor de alumínio liga com alma de aço
CC:	Corrente contínua
CCAT:	Corrente contínua em alta tensão
$C_e$ :	Custo da energia
CEPEL:	Centro de Pesquisa de Energia Elétrica
$C_{JL}$ :	Custo das perdas em um ano
$C_p$ :	Custo das perdas
CRIEP:	Centro de Pesquisa da Indústria de Energia Elétrica
CSM:	Método da simulação de cargas
<b>D:</b>	Vetor de deslocamento elétrico
$E$ :	Intensidade de campo elétrico, 24; Vetor de intensidade de campo elétrico
$E_{max}$ :	Gradiente máximo
$E_{med}$ :	Gradiente médio

$E_0$ :	Constante empírica equivalente a 29,8 kV/cm
EAT:	Extra alta tensão
$E_c$ :	Gradiente crítico visual
EDP:	Equação diferencial parcial
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI:	Electric Power Institute
$\epsilon_r$ :	Permissividade relativa
$E_s$ :	Gradiente na superfície de condutores
FRC:	Fator de recuperação de capital
GE:	General Electric
GZTACSR:	Condutor de alumínio termorresistente com alma de aço e gap
$H$ :	Vetor de intensidade de campo magnético
$i$ :	Vetor de densidade de corrente
IEC:	International Electrotechnical Commission
INMET:	Instituto Nacional de Meteorologia
Inovalt:	Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas as Linhas de Transmissão
$JL_{CA}$ :	Custo das perdas Joule
$k$ :	Constante empírica equivalente a 0,301
$lf$ :	Fator de perdas
LPNE:	Linhas de potência naturalmente elevada
LTs:	Linhas de transmissão
$m$ :	Fator de irregularidade da superfície do condutor
MCPM:	Método dos Coeficientes de Potencial de Maxwell
$n$ :	Número de subcondutores do feixe
N:	Número de subcondutores do feixe

$p$ :	Pressão do ar
$P$ :	Potência
P&D:	Pesquisa e Desenvolvimento
$p_0$ :	Pressão atmosférica no nível do mar
PGCIL:	Power Grid Corporation of India Limited
PNE:	Plano Nacional de Energia
$r$ :	Raio do condutor, 20; Resistência do feixe por fase
$R$ :	Raio do feixe de condutores
$r_0$ :	Resistividade do condutor
RA:	Ruído audível
$r_{eq}$ :	Raio eletricamente equivalente
RI:	Rádiointerferência
S:	Seção total de alumínio do feixe de condutores por fase
S1:	Seção de um subcondutor
$s_c$ :	Espaçamento do feixe de condutores
SIL:	Impedância de surto da linha
SIN:	Sistema Interligado Nacional
SOR:	Sobre-relaxação sucessiva
$t$ :	Temperatura
$t_0$ :	Temperatura ambiente
TE:	Modo de propagação transversal elétrico
TEM:	Modo de propagação transversal eletromagnético
TEPCO:	Tokyo Electric Power Company
TM:	Modo de propagação transversal magnético
UAT:	Ultra alta tensão

UAT CA:	Ultra alta tensão em corrente alternada
$u_r$ :	Vetor unitário com a direção de E
V:	Potencial nos condutores
$V_{ff}$ :	Tensão fase-fase
$\delta$ :	Densidade relativa do ar
$\varepsilon$ :	Permissividade
$\varepsilon_0$ :	Permissividade do vácuo
$\lambda$ :	Densidade de carga
$\mu$ :	Permeabilidade
$\mu_0$ :	Permeabilidade do vácuo
$\mu_r$ :	Permeabilidade relativa
$\rho$ :	Densidade de cargas
$\sigma$ :	Condutividade
$\Phi$ :	Potencial elétrico
$\phi_c$ :	Diâmetro do conduto r

# 1 – INTRODUÇÃO

## 1.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O efeito corona é um dos fenômenos de maior importância no projeto de linhas de transmissão (LTs), tanto em corrente alternada (CA) quanto em corrente contínua (CC). Por isso, o estudo de LTs frente a esse fenômeno assume papel de destaque. O efeito corona, por sua vez, é usualmente definido em termos de parâmetros como perdas por corona, nível de rádiointerferência (RI) e ruído audível (RA). O fator que possui maior influência sobre a geração de corona é o gradiente de potencial na superfície dos condutores (IEEE, 1979). Assim, o seu cálculo é fundamental para a concepção de LTs em alta tensão com relação aos demais fenômenos decorrentes do efeito corona.

O efeito corona surge na superfície dos condutores de LTs quando o valor do gradiente de potencial existente excede o valor do gradiente crítico disruptivo do ar (Fuchs, 1979). Assim, o resultado de campos elétricos muito elevados será uma descarga no ar nas imediações dos condutores. Esta descarga é denominada descarga corona e é definida como a fuga de carga provocada pela ionização do ar ao redor de um condutor carregado (Plonus, 1978). A descarga elétrica no ar, que ocorre no efeito corona, acontecerá em um campo elétrico com intensidade da ordem de  $3 \times 10^6$  volts por metro (V/m). Deve-se destacar que para cada gás há uma intensidade de descarga distinta.

Adicionalmente, a descarga corona representa uma perda de energia e limita o valor máximo de tensão que pode ser usado em linhas de transmissão. A principal perda nas LTs ocorre devido às perdas Joule, que decrescem com o aumento do nível de tensão. Portanto, é desejável que se utilize a máxima tensão possível limitada pelo efeito corona (Plonus, 1978).

As manifestações do efeito corona aumentam com o nível das tensões e diminuem com o aumento do diâmetro dos condutores. Em tensões acima de 230 kV, normalmente, utiliza-se mais de um condutor por fase (feixe). Soma-se a isto o fato de o feixe aumentar o raio efetivo da fase equivalente e promover a divisão da corrente da fase entre os

subcondutores. Dessa forma, reduz-se o gradiente de potencial da superfície do condutor, conservando o tamanho do condutor dentro de limites aceitáveis para o projeto da LT.

Segundo Jintao et. al. (2012), em subestações de 750 kV CA no Noroeste da China, o efeito corona em condutores é considerável e pode ocasionar riscos ambientais representados por campos eletromagnéticos das LTs. Além disso, com base em experiência de campo e estudos preliminares, constatou-se que o projeto, e conseqüentemente, o uso inadequado de ferragens e condutores são os principais fatores relacionados à geração de efeito corona.

O cálculo do gradiente de potencial na superfície de condutores é relativamente simples para linhas de transmissão com apenas um condutor por fase. Contudo, torna-se complexo para linhas com feixes, em especial, com o aumento do número de condutores por feixe. A maioria dos métodos existentes para o cálculo do gradiente é baseada em métodos analíticos, cujas aplicações consideram condutores cilíndricos uniformes, de superfícies lisas e equipotenciais, paralelos sobre um plano de terra.

Ao longo dos últimos 60 anos, devido à evolução da capacidade de processamento dos computadores, métodos numéricos têm sido aplicados ao estudo do efeito corona (Li, et al., 2015). Todavia, as técnicas são também baseadas em um modelo simplificado dos condutores.

Seguindo o aumento da demanda por energia, principalmente em países, como China, Índia e Brasil, um dos desafios é a transmissão de grandes blocos de energia, gerada a quilômetros de distância dos grandes centros urbanos. Para minimizar possíveis perdas de transmissão, este processo deve ocorrer de forma otimizada, adequando-se a atender um mínimo impacto ambiental. Nesse contexto, a transmissão em ultra alta tensão (UAT) mostra-se uma alternativa adequada, pois além de propiciar redução do número de novas linhas a serem construídas, também é uma das alternativas para as crescentes restrições impostas a faixas de servidão das linhas de transmissão (Patel, et al., 2013).

Desde 2009, está em operação comercial na China a primeira linha de 1000 kV em corrente alternada, interligando as subestações Jingdongnan, Nanyang e Jingmen. Após esta experiência, pesquisadores chineses conduziram estudos para aperfeiçoar as características de desempenho frente ao corona em linhas de 1.000 kV compactas (Xie, et

al., 2012). Em 2013, também na China, foi colocado em operação comercial o primeiro circuito duplo em UAT, 1000 kV CA, interligando as subestações Huainan, Zhebei e Shanghai.

A Índia iniciou a construção de uma linha de 1200 kV CA e comissionou uma estação de testes de 1200 kV (Patel, et al., 2013). Nestes projetos, o efeito corona foi um dos fatores predominantes para a escolha da configuração de feixes de condutores da linha.

Nesse âmbito, o avanço dos processos de fabricação fomentou a concepção de novos tipos de cabos condutores para atender as necessidades dos sistemas elétricos. Entre os vários tipos, destaca-se, por exemplo, o ACCR (*aluminium conductor composit reinforced*), o GZTACSR (*gap-type super thermal resistant aluminium alloy conductor steel reinforced*) e o ACCC<sup>®</sup> (*aluminium conductor composite core*). Todavia, as preocupações ambientais, tais como perda por corona, rádiointerferência e ruído audível, não são bem compreendidas devido aos diferentes formatos dos condutores dos fios e condições de superfície em comparação aos condutores tradicionais (Li, et al., 2015).

## **1.2 – MOTIVAÇÃO**

O Brasil detém 10% dos recursos hídricos mundiais e está entre o grupo de países em que a produção de eletricidade é largamente proveniente de usinas hidrelétricas. A importância da hidroeletricidade no Brasil tem base no vasto potencial de energia hidráulica, que é estimado em 261,4 GW, sendo deste montante, aproximadamente 43% na região Norte, em especial, na Amazônia.

De acordo com o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), as usinas hidrelétricas representam cerca de 75% da potência instalada no Brasil. Contudo, pouco mais de 30% do potencial hidrelétrico nacional foi explorado, percentual menor do que o observado nos países industrializados. De fato, mais de 80% da potência instalada em hidrelétricas no país está nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul, as principais formadoras do Sistema Interligado Nacional (SIN). Soma-se a isto, a concentração do consumo de energia nessas três regiões, estimado em 88%.

Conforme o PNE 2030, a região hidrográfica da bacia do Amazonas possui o maior potencial hidrelétrico brasileiro, estimado em mais de 100 GW. Sem considerar o potencial remanescente não individualizado de 28.000 MW, o potencial na bacia é avaliado em 77.058 MW, distribuídos por 13 sub-bacias, sendo que quatro delas (Tapajós, Xingu, Madeira e Trombetas) concentram quase 90% desse potencial. Outros potenciais a serem explorados foram previstos no Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), como o Complexo Hidrelétrico de Belo Monte, no Rio Xingu, com capacidade instalada de 11.233 MW e os aproveitamentos nas bacias dos rios Teles Pires e Tapajós, estimados em 3.700 MW e 14.230 MW, respectivamente.

Nesse contexto, o Brasil possui um grande potencial hidroelétrico a ser desenvolvido que quando interligado pelas linhas de transmissão, proporcionará um grande ganho energético para todo o sistema elétrico brasileiro. Assim, os aspectos tecnológicos são relevantes, sobretudo, na questão da transmissão quando se tem em vista o aproveitamento do potencial hidrelétrico da Amazônia. Com efeito, a floresta e as grandes distâncias envolvidas entre os locais de geração e os mercados consumidores de maior magnitude evidenciam a necessidade do uso de tecnologias que permitam maximizar o volume de energia transportado, travessias de rios ou locais que poderão exigir grandes vãos de linha e torres de grande altura, para minimizar impactos sobre o meio físico. Neste cenário, alternativas tecnológicas como as linhas de potência naturalmente elevada (LPNE), a transmissão em corrente contínua, linhas com maior número de condutores por fase e linhas com tensões de 750 kV e 1000 kV constituem opções reais com potencial de redução do custo unitário da energia transportada.

Outrossim, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define no Manual do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica que os investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) deverão ser orientados para subtemas estratégicos ou prioritários, buscando estimular o desenvolvimento de invenções e inovações tecnológicas relevantes para o Setor Elétrico Brasileiro. Destaca-se como um dos temas estratégicos o Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica. Nesse tema, para o segmento de transmissão, a ANEEL aponta que a rede básica é composta em sua maior parte de linhas e equipamentos com vida média na faixa de 20 a 30 anos de serviço, o que em pouco tempo apresentará inevitável degradação da confiabilidade do sistema, agravada pela reconhecida sobrecarga do sistema existente. Por este motivo, é enfatizada a

importância do desenvolvimento de tecnologias que permitam aumentar a capacidade de transporte e a confiabilidade do sistema, por exemplo, por meio de tecnologias aplicadas a otimização da transmissão.

Neste contexto, nos últimos cinco anos, foram concluídos e iniciados importantes projetos de P&D, “Prospecção e Hierarquização de Inovações Tecnológicas Aplicadas as Linhas de Transmissão” (Inovalt), “Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica” (Transmitir), e Laboratórios de Ultra Alta Tensão do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL).

Concluído em 2009, o Inovalt não só identificou e analisou inovações tecnológicas a serem aplicadas em linhas de transmissão de energia, mas também estabeleceu metodologias de prospecção e hierarquização sobre o tema com o objetivo de fornecer subsídios a formação de agenda estratégica das empresas para futuros projetos de P&D. A concepção e construção do Laboratório de Ultra Alta Tensão Abrigado (Lab UAT Abrigado) do CEPEL fazem parte do projeto P&D conjunto “Pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para linhas de transmissão em Ultra Alta tensão”, ou seja, até 1200 kV CA, e  $\pm 800$  kV CC. O Lab UAT Abrigado está sendo executado pelo CEPEL, com recursos da Lei 9991/00. O projeto Transmitir, recentemente concluído, teve como principais objetivos estudar as alternativas técnicas, econômicas e ambientais para a transferência de grandes blocos de energia em longas distâncias (cerca de 2.500 km), motivados principalmente pela exploração da energia potencial das bacias hidrográficas da Amazônia. Dentre as alternativas analisadas, destacou-se a transmissão de corrente alternada em UAT, tensões acima de 800 kV. Com a futura entrada em operação do nível de tensão em  $\pm 800$  kV CC, bipolos de transmissão de Belo Monte, o Brasil firmará sua experiência na transmissão em corrente contínua e ampliará os conhecimentos adquiridos dos sistemas existente de  $\pm 600$  kV CC de Itaipu e do Rio Madeira. Logo, o desenvolvimento de conhecimentos aplicados a transmissão em ultra alta tensão mostrou-se necessário para atender aos requisitos de transmissão de grandes blocos de energia elétrica dos futuros aproveitamentos do Norte do país.

Em abril de 2013, foi lançado o edital do Plano de Apoio à Inovação Tecnológica no Setor Elétrico (Inova Energia) do Governo Federal, que tem por objetivo fomentar planos de negócios que contemplem atividades de pesquisa, desenvolvimento, engenharia e absorção

tecnológica; produção e comercialização de produtos; e processos e serviços inovadores. Novamente, a transmissão de energia em ultra alta tensão faz parte das linhas temáticas.

Seguindo as regulamentações do setor elétrico e a consequente competitividade em leilões, as linhas de transmissão têm incorporado algumas implantações de novas tecnologias no país em termos de condutores. Por exemplo, os cabos CAL - Cabo de Al liga 6201 (liga de Al + Mg + Si) e ACAR – Cabo de Al com alma de Al liga. Adicionalmente, a utilização do CA – Cabo de Al, sem alma de aço, utilizado na LT Madeira  $\pm 600$  kV em corrente contínua foi uma inovação significativa em termos de projeto (Frontin, 2010). Resultados do projeto de P&D Inovalt indicaram necessidade de estudos de cabos compactos e efeitos de feixe de condutores nos campos elétricos e magnéticos de linhas de transmissão.

As experiências internacionais mais recentes, especialmente da China, na área de transmissão em UAT e sua maior aplicação têm apresentado novos marcos para o desenvolvimento de tecnologias das redes de energia elétrica em UAT e possibilitado suas aplicações.

### **1.3 – OBJETIVO**

O trabalho em questão visa desenvolver metodologias de pesquisa destinadas a compreender a influência da configuração dos feixes de subcondutores das linhas de transmissão sobre os valores dos campos elétricos e magnéticos. Destacam-se nesta pesquisa os seguintes objetivos específicos:

- Avaliar a sensibilidade do gradiente de potencial nas superfícies dos condutores, considerando as características reais das configurações das linhas de transmissão UAT CA;
- Analisar os métodos de cálculo existentes para quantificar a distribuição do gradiente de potencial nas proximidades das superfícies dos condutores, assim como no espaço entre os condutores e solo;
- Estudar o equacionamento dos campos eletromagnéticos associados a linhas de transmissão na frequência industrial, a partir das equações de Maxwell.

## **1.4 – METODOLOGIA**

Este trabalho desenvolverá atividades de pesquisa destinadas a compreender a influência da configuração dos feixes de subcondutores das linhas de transmissão sobre os valores dos campos elétricos e magnéticos. O trabalho é baseado em revisão bibliográfica e incluirá a avaliação do cálculo do gradiente de potencial na superfície de condutores em linhas UAT e os principais fatores de influência neste cálculo. Também serão apresentados os principais métodos numéricos e os novos materiais que podem ser aplicados para aperfeiçoar o desempenho das linhas transmissão.

Inicialmente, visando dimensionamento futuro de parâmetros de linha em UAT (maior ou igual a 1000 kV), faz-se um levantamento do estado da arte sobre este assunto, buscando algumas referências com ilustrações práticas. São realizados estudos em linhas fictícias em UAT em 1000 kV CA para avaliar a influência do efeito do espaçamento entre condutores sobre o gradiente de potencial na superfície dos condutores. Em seguida, busca-se nas atividades subsequentes avaliar a influência de diferentes condutores sobre o desempenho de linhas UAT. Adicionalmente, objetiva-se realizar experimentos numéricos, nos quais métodos a parâmetros concentrados sejam aplicados a avaliação do gradiente de potencial na superfície de condutores. Dessa forma, a descrição matemática do problema será usada para elaborar um programa computacional, utilizando o software MATLAB, com o objetivo de calcular e representar graficamente os níveis de campo elétrico e magnético em linhas de transmissão de configurações com múltiplos feixes.

## **1.5 – ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO**

Além do capítulo introdutório, esta dissertação será organizada em 6 capítulos de acordo com o indicado a seguir.

O capítulo 2 apresentará uma revisão da literatura apresentando a experiência mundial em transmissão em ultra alta tensão em corrente alternada (UAT CA); os trabalhos publicados sobre feixes de condutores aplicados em linhas UAT; e revisão sucinta dos métodos analíticos e numéricos sobre o cálculo de gradiente de potencial na superfície de feixes de múltiplos condutores.

O capítulo 3 apresenta inicialmente os aspectos principais das configurações de linhas de transmissão, e em seguida, aborda os fundamentos teóricos necessários à modelagem eletromagnética aplicada ao problema de cálculos de gradientes em condutores.

O capítulo 4 apresenta as definições do estudo de caso e a metodologia aplicada.

O capítulo 5 apresenta os resultados e discussões acerca do estudo de caso.

O capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho e as sugestões para trabalhos futuros.

## 2 – REVISÃO DE LITERATURA

### 2.1 – INTRODUÇÃO

O campo elétrico na superfície de condutores de linhas de transmissão aéreas é um parâmetro importante de projeto, pois é o principal fator de influência sobre a geração de corona. Este, por sua vez, é responsável pelo surgimento de efeitos como ruído audível (RA), rádio interferência (RI), produção de ozônio, e perdas (EPRI, 2005). O campo elétrico é igual ao gradiente de potencial no espaço. Assim, o campo elétrico na superfície dos condutores é comumente referido como o gradiente de superfície.

O efeito corona surge nos condutores de linhas de transmissão quando o gradiente de superfície excede o valor de ruptura do ar. Valores elevados desse gradiente dão início a um processo de ionização do ar que resulta na formação de descargas corona. Os principais efeitos referentes ao desempenho frente ao efeito corona, que tem implicações relevantes no projeto elétrico de linhas, como a escolha do condutor, são as perdas e os níveis de RA e RI (EPRI, 2005).

Um modo tradicional de controle ou redução destes efeitos é o uso de feixes de condutores. Um feixe de condutores é composto por dois ou mais condutores por fase da linha de transmissão, sendo cada condutor denominado subcondutor. O espaçamento entre os subcondutores, ou configuração, é mantido por meio do uso de espaçadores. Deve-se ressaltar que para transmissão de energia em extra alta tensão e ultra alta tensão, o uso de um condutor singelo por fase imporia muitas dificuldades tanto no transporte, como na produção do mesmo e, ainda em sua fixação nas estruturas suporte.

A aplicação de feixes consiste em substituir um condutor singelo, de raio  $r$ , por um feixe com um número  $n$  de subcondutores com raio equivalente  $r_0$ . Assim, a condutividade da seção elétrica permanece inalterada, podendo ser dada por (Dan, 1998)

$$r_0 \cong \frac{r}{\sqrt{n}} \quad (2.1)$$

Assim também, o raio equivalente pode ser definido como o raio de um condutor cilíndrico fictício que, se colocado com seu eixo longitudinal coincidindo com do feixe de condutores, apresentará o mesmo gradiente médio que aquele existente na superfície dos subcondutores (Labegalini, et al., 1992).

Dessa maneira, o feixe proporciona o aumento do raio efetivo da fase equivalente, ao invés de usar apenas um condutor com maior diâmetro por fase. Soma-se a isto o fato de reduzir-se não apenas o gradiente de potencial da superfície do condutor, mas também em torno da sua periferia, conservando o tamanho do condutor dentro de limites aceitáveis para o projeto da linha de transmissão.

Para as linhas de ultra alta tensão em corrente alternada (UAT CA), feixe compostos por 8 ou mais condutores foram propostos com o objetivo de evitar níveis excessivos de RI e RA (Parekh, 1974). Contudo, nestes níveis de tensão, a aplicação de múltiplos condutores provoca fenômenos específicos com impactos nas LTs e equipamentos de subestações (Cigré WG A3.22, 2008). Entre os quais, destacam-se redução do gradiente crítico de corona visual com aumento do RA e perdas por corona; redução da impedância de surto da linha (SIL) devido ao uso de subcondutores com maiores diâmetros, enquanto aumenta a constante de tempo da componente contínua de correntes de curto-circuito.

Faz-se necessário, então, um conhecimento apurado da distribuição do campo elétrico nas superfícies dos condutores.

## **2.2 – EXPERIÊNCIA MUNDIAL DA TRANSMISSÃO EM ULTRA ALTA TENSÃO CA**

Numa perspectiva de melhorar continuamente as capacidades das redes para alocação ótima de recursos energéticos e garantir a segurança e confiabilidade do sistema, muitos países enfrentam desequilíbrios entre a localização dos recursos energéticos disponíveis e os centros de carga, e ainda do rápido crescimento destes. Historicamente, este desequilíbrio é resultado da distribuição geográfica dos recursos energéticos e desenvolvimento socioeconômico.

Naturalmente, esta situação exige a transmissão de grandes blocos de energia, a longas distâncias, com maior capacidade e maior eficiência. O que requer aumento do nível de tensão e expansão da rede, e certamente, um número crescente de linhas de transmissão em alta tensão (AT) e extra alta tensão (EAT) e subestações. Por outro lado, os problemas ambientais tornam-se cada vez mais proeminentes. Por sua vez, para obter economias de escala, reduzir as perdas das linhas, evitar duplicar a capacidade de equipamentos de transmissão, assegurar a confiabilidade do sistema de energia, e reduzir o impacto das linhas de transmissão sobre o ambiente, Estados Unidos, Japão, Rússia, Itália e outros países realizaram estudos de viabilidade de transmissão UAT no final da década de 60 e início dos anos 70 (Liu, 2014).

Dois países, que foram bem-sucedidos em colocar Linhas UAT CA em operações comerciais, incluem a Rússia e o Japão (CESI, 2015).

A Rússia foi o primeiro país a construir um sistema em transmissão UAT CA. Em 1985, foi implantado o sistema com tensão nominal de 1.200 kV, constituído de duas linhas Ekibastuz – Kokchetav (500 km) e Kokcheteva – Kustanay (400 km), em circuito simples. O objetivo era o transporte de grandes blocos de energia, provenientes da exploração das reservas de carvão da Sibéria, para a região central da antiga URSS. Contudo, as usinas planejadas não foram executadas a tempo. Soma-se a isto, a dissolução da antiga União Soviética, que provocou forte retração na demanda de energia. Neste cenário, a transmissão em UAT passou a operar em tensão reduzida, 500 kV, para ser mais eficiente (Cigré WG A3.22, 2008).

O Japão tem desenvolvido trabalhos na tecnologia UAT desde o início da década de 1970, em uma tentativa de encontrar soluções para aumentar a capacidade sua rede de transmissão em 550 kV, então existente. A maior parte da pesquisa foi conduzida pelo Instituto Central de Pesquisa da Indústria de Energia Elétrica (CRIEP), em associação com empresas de energia. Em 1999, a empresa japonesa *Tokyo Electric Power Company* (TEPCO) já havia construído linhas de 1.100 kV em circuito duplo. Compostas de uma seção de 240 km na rota do Leste para Oeste e outra seção de 190 km do Norte para o Sul, totalizando 430 km. Esta última, concluída em 1993. No entanto, em grande parte da operação comercial, as linhas operaram, e atualmente, operam em 550 kV, em decorrência da demanda de carga do sistema (Liu, 2014; Cigre WG C4.306, 2013).

A Figura 2.1 mostra as linhas de transmissão de 1.100 kV construídas pela TEPCO e a subestação piloto em SF<sub>6</sub>, instalada para investigações preliminares.

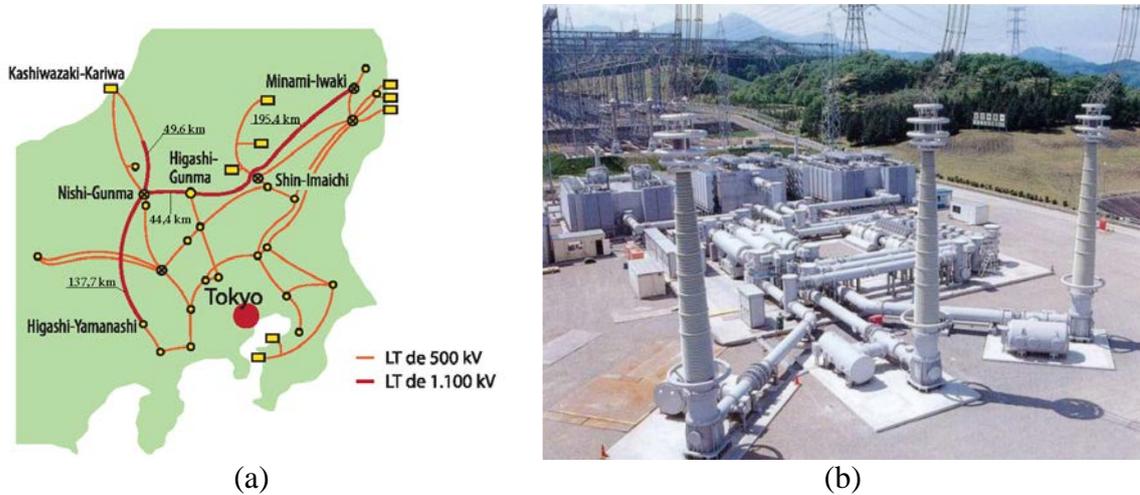


Figura 2.1 – Transmissão no Japão: (a) linhas em 1.000 kV, adaptado de (Frontin, et al., 2011); (b) Estação de testes de equipamentos UAT CA (Cigré WG B3.29, 2013).

Em 1984, a Itália iniciou a construção de um projeto piloto de UAT. Em outubro de 1985, o projeto foi concluído e utilizado para testes em 1.050 kV até o final de 1997, quando foi descontinuado tendo em vista que o crescimento da demanda foi bem inferior ao esperado, e as novas tecnologias de geração indicaram como alternativa mais adequada o uso de fontes de médio porte distribuídas, ao invés de fontes localmente concentradas e de elevada capacidade. Cabe destacar que a demanda previa quatro usinas nucleares, com capacidade de 4.000 MW cada uma, a serem conectadas aos grandes centros de carga localizados a distâncias relativamente curtas, de cerca de 250 km (Cigré WG A3.22, 2008). Dessa forma, a instalação de teste foi projetada principalmente para a transferência de potência e, diferentemente como na China, para as interligações entre de grandes blocos de energia envolvendo grandes distâncias.

A rede em ultra alta tensão de 1.100 kV da China será utilizada para interligar as usinas térmicas a carvão e hidroelétricas localizadas nas regiões Nordeste e Oeste para os centros de carga localizados nas regiões Leste e Centro. Essa rede constituirá o eixo principal, substituindo as interligações em 500 kV, e então ampliando a capacidade de transferência de energia entre as regiões e melhorando a estabilidade do sistema (Cigré WG A3.22, 2008).

Em janeiro de 2009, o projeto piloto Jindongnan – Nanyang – Jingmen 1000 kV iniciou a operação comercial, cujo diagrama unifilar está indicado na Figura 2.2. A linha possui um comprimento de 640 km, com tensão nominal de 1.000 kV e tensão máxima operativa de 1.100 kV. O projeto foi inteiramente desenvolvido, projetado e construído na China. Esse sistema representa a maior tensão operativa do mundo em sistema UAT CA e com a maior capacidade. O projeto conectou as regiões norte e central da China. Três anos mais tarde, foram construídos mais dois sistemas UAT CA – circuito duplo de 1.100 kV – projeto Huainan – Shanghai, com extensão de 656 km (Liu, 2014). A Figura 2.2 apresenta um exemplo de subestação de 1.100 kV na China.

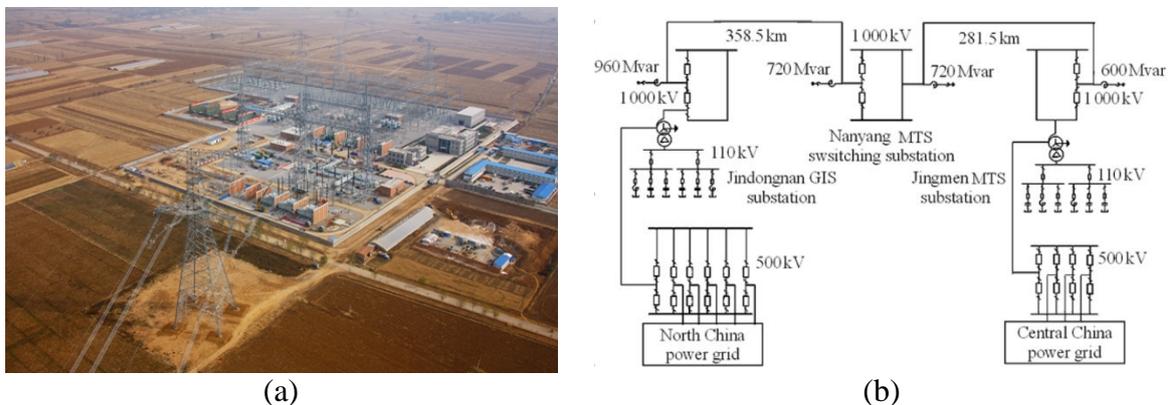


Figura 2.2 – Sistema piloto de 1.100 kV na China: (a) Subestação (State Grid Corporation of China, 2015); (b) Diagrama unifilar (Cigré WG B3.29, 2013).

Estudos de viabilidade e pesquisas foram realizados com o intuito de obter o nível máximo ótimo de tensão, em termos de transmissão de grandes blocos de energia e desempenho dos sistemas na China. As avaliações técnicas e econômicas indicaram como adequado o nível de tensão de 1.100 kV CA, em paralelo com sistemas de transmissão em corrente contínua de  $\pm 800$  kV CC. Esse sistema híbrido oferece benefícios com relação à estabilidade e segurança, pois em situação de emergência as funções de controle do sistema CC atuam de maneira efetiva.

Na Índia, uma grande rede de alta capacidade em 1.200 kV CA, juntamente com um sistema  $\pm 800$  kV CC, está em fase de planejamento. Em 2012, o projeto piloto de circuitos simples e duplos de 1.200 kV, com extensão de 2 km, e um vão de subestação foram testados com sucesso. Foram realizados diversos estudos e testes para a definição das especificações dos equipamentos e configuração das linhas de transmissão. A estação de testes de Bina foi construída pela *Power Grid Corporation of India Limited* (PGCIL),

concessionária de transmissão central da Índia, em Bina, no estado indiano central de Madhya Pradesh (CESI, 2015; Patel, et al., 2013). A primeira linha comercial, a princípio, possuirá a extensão de 400 km entre Wardha e Aurangabad, em Maharashtra, no oeste do país. Atualmente, a linha opera em 400kV, mas será convertida para 1,200kV nos próximos 3 anos. Destaca-se que este será o nível de tensão CA mais elevado no mundo.

A Figura 2.3 mostra o diagrama unifilar do projeto piloto e a foto da estação de testes de 1.200 kV.

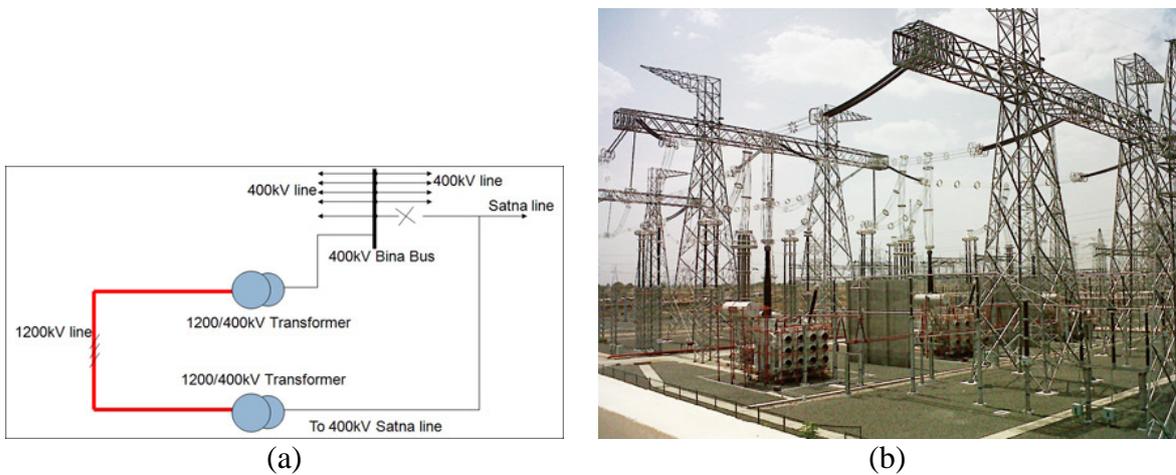


Figura 2.3 – Projeto piloto de 1.200 kV: (a) Diagrama unifilar; (b) Estação de teste Bina, 1.200 kV (T&D World Magazine, 2013).

A Figura 2.4 apresenta a evolução dos níveis de tensão dos sistemas de transmissão em CA ao redor do mundo.

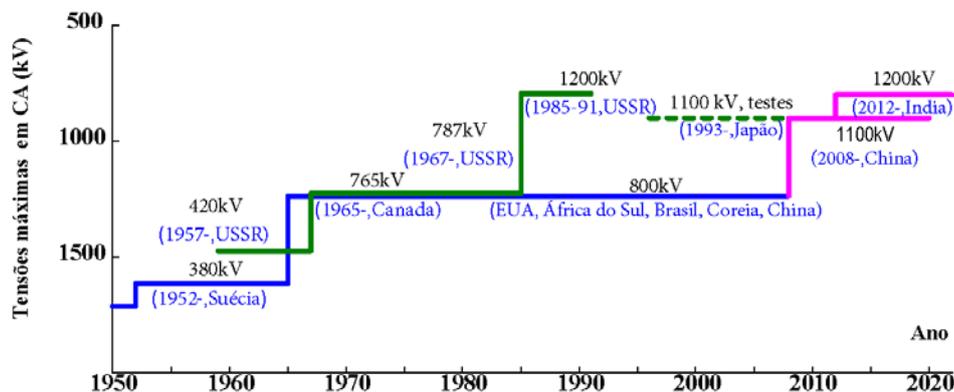


Figura 2.4 – Tensões máximas de transmissão em CA, adaptado de (Cigré WG A3.22, 2008).

### 2.3 – TRABALHOS PUBLICADOS SOBRE FEIXES DE CONDUTORES EM UAT

A tecnologia de transmissão em UAT tem sido estudada há certo tempo, motivada principalmente pela necessidade de transmissão de grandes blocos de energia. Em 1972, o Cigré publicou relatório sobre a possibilidade de construir, operar, e normatizar sistemas de transmissão em corrente alternada com tensões superiores a 1.000 kV (Cigré, 1972). Este, por sua vez, constituiu-se de demanda do *International Electrotechnical Commission* (IEC) com o objetivo de obter subsídios para a elaboração de padronização para tensões acima de 765 kV, nível até àquela época considerado o estado da arte.

O relatório conclui, sob o ponto de vista técnico, que é possível desenvolver sistemas de transmissão de tensões até 1.500 kV e que a necessidade da transmissão de grandes blocos de potência ocorreria em várias partes do mundo muito antes do final do século XX. Também constatava que certos problemas, decorrentes da implantação de um sistema UAT, ainda necessitariam de estudos aprofundados, como o ruído audível devido ao efeito corona. Nesse âmbito, mostrou que para tensões superiores a 1.000 kV, o uso de múltiplos condutores, 6 ou 8 condutores por feixe, é favorável a redução dos efeitos corona. Ao passo que as dificuldades inerentes ao ruído audível e a rádio interferência podem ser reduzidos a problemas localizados, sem grandes impactos econômicos.

Em 1979, a *Bonneville Power Administration* (BPA) publica trabalho que apresenta com detalhes a avaliação da intensidade do campo elétrico e do desempenho frente ao efeito corona de uma estação de teste de 1.200 kV CA. O artigo mostra que os limites de intensidade de campo elétrico e o desempenho frente ao efeito corona são os critérios determinantes na escolha do condutor, e distância ao solo. Com base em um fluxo de transmissão de 8 a 10 GW, a configuração com feixe de 8 condutores por fase mostrou-se adequada ao atendimento dos requisitos de projeto. Os espaçamentos entre fases foram definidos tanto pelos requisitos elétricos quanto mecânicos. Destaca-se que o diâmetro ótimo do feixe foi definido em razão do desempenho frente ao efeito corona (Chartier, et al., 1979).

Em 1974, foi publicada tese (Parekh, 1974) sobre cálculo de campos elétricos em linhas de transmissão EAT e UAT por meio do método baseado em simulação das cargas. O trabalho descreve um método, baseado na simulação de cargas, para calcular a distribuição

do campo elétrico ao redor dos condutores de feixes de linhas reais, em alta tensão. O autor menciona que o método seria aplicável para feixes compostos de até 8 subcondutores, cilíndricos, com superfície uniforme. E ainda, poderia ser usado em futuras linhas de UAT. Todavia, as simulações feitas consideraram a distribuição de potencial e campo elétrico para um feixe com 2 e 4 condutores em linhas bipolares de corrente contínua em alta tensão (CCAT). Nas avaliações, foi considerado o fator de irregularidade dos condutores.

Parekh (Parekh, 1974) enfatiza que o conhecimento do campo elétrico e da distribuição de potencial sobre a superfície do condutor, bem como no espaço entre subcondutores, é essencial para estimar e prever a tensão de início de corona, as perdas por corona e o nível de rádio interferência. Por fim, afirma que devido a inexistência de métodos analíticos para o cálculo da distribuição de campo em condutores encordoados, os métodos numéricos com a utilização de computadores digitais parecem ser a única solução.

A empresa *General Electric* (GE) em parceria com o EPRI – *Electric Power Research Institute* – investigou os efeitos eletromagnéticos e eletrostáticos de linhas de transmissão UAT CA. Alguns métodos de cálculo e técnicas de medição foram desenvolvidos para avaliar os campos elétricos e magnéticos das linhas de transmissão, e os seus efeitos. Com a finalidade de avaliar os efeitos eletrostáticos das linhas, o cálculo do gradiente de superfície de condutores considerou a substituição do feixe de condutores de cada fase por um condutor de raio equivalente. O gradiente é então calculado a partir da linha de carga infinita em cada condutor equivalente. Esta linha é calculada pelo método dos coeficientes de potencial de Maxwell (MCPM). Cabe ressaltar que projeto teve como foco os possíveis efeitos dos campos elétricos sob estas linhas e não nos feixes de condutores (General Electric Company, 1978).

Em (Cigré, 1989), é apresentada a evolução da tecnologia em UAT na década de 80, considerando aspectos relacionados ao planejamento e projeto de sistemas UAT, e ainda instalações de testes e pesquisas relativas ao tema. Nessa última, foram apresentadas as avaliações referentes ao desempenho corona de condutores desenvolvidas pela Hydro-Quebec do Canadá, Itália, Japão e AEP/ASEA, BPA e GE/EPRI dos Estados Unidos. Foram feitas observações pertinentes aos testes realizados para estabelecer o espaçamento entre subcondutores de feixes simétricos para os quais o desempenho frente ao corona era otimizado. Configurações assimétricas também foram exploradas, em especial na Itália e

nos EUA. Também foram feitas considerações sobre as superfícies dos condutores. Cabe ressaltar que as avaliações foram baseadas em métodos experimentais.

Em (Kutuzova & Tikhodeev, 2005), são apresentados problemas relacionados às linhas de transmissão em UAT CA. Os autores destacam a grande influência dos feixes de condutores nas características elétricas dessas linhas, em comparação as linhas EAT. E também salientam que o número de condutores, seus diâmetros, e áreas das seções transversais; posição e espaçamento das fases afetam a capacidade da linha, definem a resistência e as perdas por corona, assim como, o nível de rádiointerferência e o impacto ambiental. Neste trabalho, é apresentado um método modificado de Markt e Mengele para o gradiente de superfície dos condutores. Este método propõe um coeficiente de distribuição não-uniforme das cargas, considerando um feixe com mais de 5 condutores, em razão da afirmação de que acima deste número, a carga total não é mais igualmente dividida. A metodologia é aplicada a linha de 1.150 kV, na Rússia, e validada com base em medições experimentais.

O interesse crescente na tecnologia em UAT CA motivou o Cigré, em 2006, a iniciar uma série de atividades com o intuito de estabelecer os pré-requisitos necessários a normatização dos componentes deste tipo de transmissão. Neste contexto, foi publicado em 2008 o relatório – *Technical Requirements for Substation Equipment exceeding 800kV*, que analisou as especificações técnicas e experiências operacionais de todos os grandes projetos de UAT, incluindo projetos piloto (Cigré WG A3.22, 2008). Foram analisados diversos temas dentre os quais: efeitos eletrostáticos e eletromagnéticos e configuração de feixes de condutores. Este relatório destaca que as experiências operacionais tiveram grande contribuição para a superação dos desafios técnicos em transmissões UAT, e portanto, concluiu que as investigações pioneiras de ruídos, causado por corona, foram fundamentais para as definições das características dos feixes, como número de subcondutores e espaçamentos mínimos.

## **2.4 – MÉTODOS DE CÁLCULO DE GRADIENTE DE POTENCIAL**

Os métodos para cálculos do gradiente na superfície de condutores ( $E_s$ ) são classificados como analíticos ou numéricos. Ambos assumem um modelo simplificado de linha de

transmissão que desconsidera fatores que exercem influência nas solicitações elétricas na superfície dos condutores como:

- Flecha dos condutores;
- Proximidade dos condutores às torres;
- Irregularidade da superfície do solo;
- Condutividade finita do solo;
- Encordoamento e características das superfícies dos condutores.

Soma-se a isto, o fato do espaçamento horizontal entre condutores ser considerado constante em um valor especificado e a altura, sobre a superfície do solo, de cada condutor é um valor médio, considerando-se a flecha do condutor e a altura sobre o solo até o ponto de suspensão do condutor. Como consequência, o problema tridimensional em determinar  $E_s$  na linha de transmissão é então representado como um modelo bidimensional. Neste modelo, a linha é considerada como um sistema de condutores cilíndricos, paralelos e equipotenciais instalados acima de uma superfície plana (solo) com potencial nulo.

Os métodos utilizados para solucionar o problema do gradiente consistem principalmente na determinação de uma distribuição de cargas nas superfícies dos condutores que satisfaça as condições de contorno, como por exemplo: manter as superfícies dos condutores como equipotenciais. Em todos os métodos, a influência do solo é considerada por meio da aplicação da teoria das imagens aos condutores.

#### **2.4.1 – Métodos Analíticos**

Os principais são o método dos coeficientes de potencial de Maxwell (MCPM) e o de Markt e Mengele.

O método MCPM considera que as cargas na superfície de cada condutor estão distribuídas uniformemente. Como consequência, cada condutor pode ser representado eletricamente como uma linha de carga.

Dessa forma, um sistema composto por múltiplos condutores acima de um plano terra seria equivalente a um sistema de várias linhas de cargas e o plano de terra atuaria como um espelho produzindo a reflexão das linhas de carga.

Então, as densidades de linha de carga podem ser estimadas a partir da expressão,

$$[\lambda] = [P]^{-1}[U] \quad (2.2)$$

onde

$\lambda$  é a densidade de carga;

$P$  é a matriz de coeficientes de Maxwell; e

$V$  é o potencial nos condutores.

Essa matriz é calculada a partir de:

$$P_{kk} = \left[ \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \right] \ln \left( \frac{2h_k}{r_k} \right), k = 1, 2, \dots, n \quad (2.3)$$

$$P_{km} = \left[ \frac{1}{2\pi\epsilon_0} \right] \ln \left( \frac{D_{km}}{d_{km}} \right), k = 1, 2, \dots, n, \quad m = 1, 2, \dots, n, \quad k \neq m \quad (2.4)$$

onde

$\epsilon_0$  é a permissividade do vácuo;

$h_k$  é a altura média do condutor “k” em relação ao solo (m);

$r_k$  é o raio do condutor “k” (m);

$D_{km}$  é a distância entre o condutor “k” e o condutor “m” (m); e

$d_{km}$  é a distância entre o condutor “k” e a imagem do condutor “m” (m).

As distâncias  $D_{km}$  e  $d_{km}$  são dadas por

$$D_{km} = \sqrt{[(x_k - x_m)^2 + (y_k + y_m)^2]} \quad (2.5)$$

$$d_{km} = \sqrt{[(x_k - x_m)^2 + (y_k - y_m)^2]} \quad (2.6)$$

e estão indicadas na Figura 2.5, que mostra a configuração de um sistema composto por  $n$  condutores suspensos sobre o solo e suas imagens. Os condutores denominados 1, 2, 3, ...,  $n$ , cujos raios são  $r_1, r_2, r_3, \dots, r_n$ , estão suspensos sobre o solo a alturas de  $h_1, h_2, h_3, \dots, h_n, \dots, h_n$  e possuem cargas  $q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$  (Fuchs, 1979).

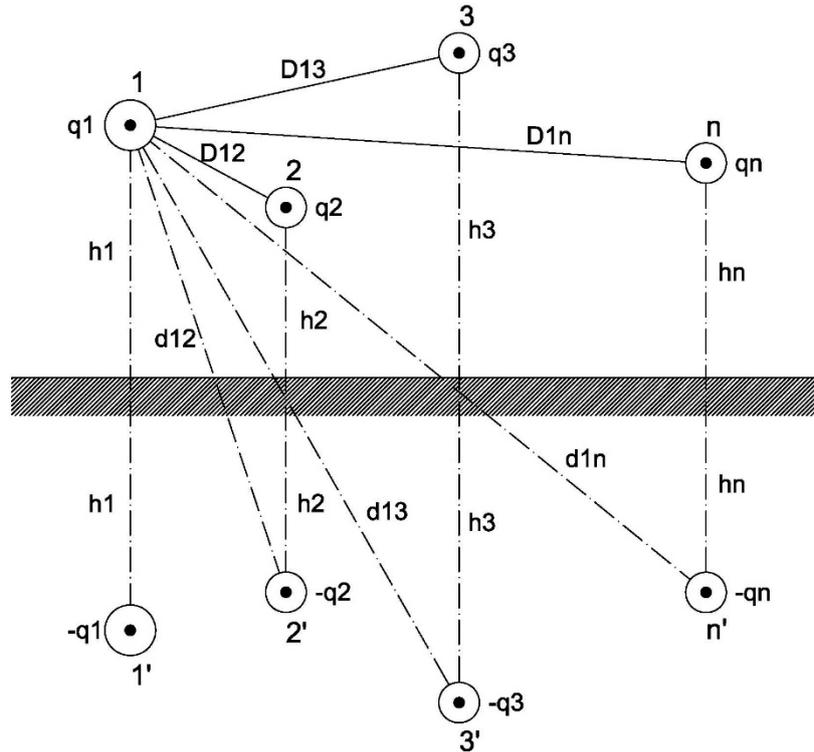


Figura 2.5 – Sistema de  $n$  condutores suspensos sobre o solo e suas imagens, adaptado de (Fuchs, 1979)

A Figura 2.6 ilustra a solução analítica para o campo elétrico em qualquer ponto por meio da superposição de vetores.

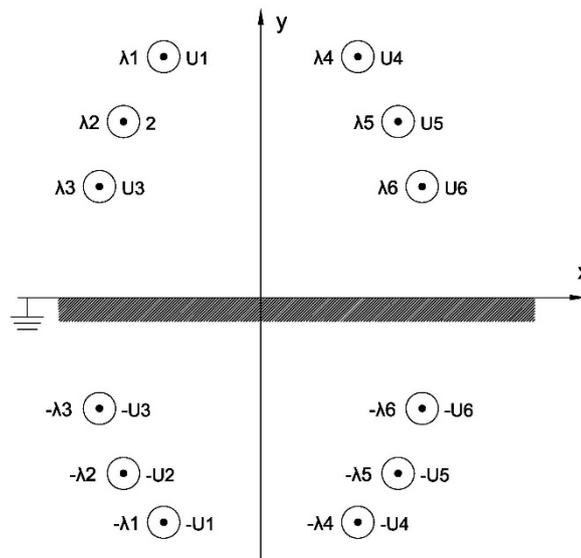


Figura 2.6 – Múltiplos condutores e suas imagens abaixo do plano do solo, adaptado de (Li, et al., 2015).

Todavia, esse método é limitado ao cálculo de sistema de múltiplos condutores considerando grandes espaçamentos. Usando uma única carga de linha para representar a distribuição de carga superficial de um condutor implica distribuição uniforme tanto de carga quanto de campo elétrico ao redor da superfície do condutor. Tal consideração torna-se inadequada para linhas de transmissão com feixes de condutores, pois o espaçamento entre subcondutores de um feixe é da ordem de apenas 10 a 40 vezes o raio do subcondutor (IEEE, 1979).

A fim de solucionar o problema do cálculo do gradiente de superfície, para feixes de condutores, Markt e Mengele modificaram o método MPCM pelo cálculo em duas etapas. A primeira consiste em substituir os subcondutores por um único condutor com um raio eletricamente equivalente,  $r_{eq}$ , dado por:

$$r_{eq} = [n \cdot r \cdot (R)^{n-1}]^{\frac{1}{n}} \quad (2.7)$$

onde

$n$  é o número de subcondutores do feixe;

$r$  é o raio do condutor;

$R$  é o raio do feixe de condutores.

Em seguida, são calculadas as densidades de carga usando o método dos coeficientes de potencial de Maxwell.

Na segunda etapa, calcula-se o campo elétrico de cada feixe, assumindo que os subcondutores estão distantes uns dos outros, de tal forma que cada um possa ser aproximado por uma linha de carga posicionada no centro de um cilindro. Dessa forma, o valor do gradiente médio é calculado por:

$$E_{med} = \frac{\lambda}{n} \cdot \frac{1}{2\pi\epsilon_0 r} \quad (2.8)$$

E o gradiente máximo do feixe é então obtido por:

$$E_{max} = E_{med} \cdot \left[ 1 + (n - 1) \frac{r}{R} \right] \quad (2.9)$$

Neste método, a carga é considerada uniformemente distribuída entre todos os  $n$  subcondutores, e como consequência, os gradientes máximo e médio possuem os mesmos valores (Maruvada, 2000).

Além disso, em tensões mais altas, a distância entre subcondutores é relativamente pequena em comparação à distância entre fases distintas da linha de transmissão. Como resultado, a simplificação da linha de carga introduz grandes erros no cálculo das distribuições de campo elétrico dentro dos feixes (IEEE, 1979). Para linhas com feixes de até 4 subcondutores, o método de Markt e Mengele apresenta erros inferiores a 2 %. Em contrapartida, para configurações com mais de 4 subcondutores, métodos mais precisos são necessários (Maruvada, 2000).

Nesses métodos, os efeitos do plano de terra e dos feixes de condutores são tratados como se fossem independentes um do outro. Além disso, a carga total do feixe é assumida como igualmente distribuída entre os subcondutores, o que, na prática não ocorre (IEEE, 1979) (Li, et al., 2015). Todavia, ambos os efeitos estão de fato simultaneamente presentes.

#### **2.4.2 – Métodos Numéricos**

Como o efeito corona é extremamente sensível aos campos elétricos nas superfícies dos condutores, geralmente é necessário o uso de soluções mais precisas para as linhas de transmissões com feixes de múltiplos condutores, em especial, para configurações com 4 ou mais subcondutores (Maruvada, 2000).

Os métodos numéricos surgiram como uma evolução dos analíticos, especialmente por considerar a influência de plano de terra e a distribuição de carga de subcondutores do feixe. Os principais métodos são: Método das Imagens Sucessivas, Métodos dos Momentos, Método de Simulação de Cargas.

O Método das Imagens Sucessivas é uma ferramenta muito útil para solucionar problemas de campos eletromagnéticos, eletrostáticos e magnetostáticos (Maruvada, 2000). Para problemas eletrostáticos, como é o caso do cálculo de gradientes em condutores, o método é baseado no conceito de um ponto ou uma linha de carga imaginária, que não esteja localizada na região de avaliação do campo, mas escolhida de tal modo que o campo das

imagens das cargas seja idêntico ao das cargas induzidas nas fronteiras da região do problema.

Inicialmente, o método permite a simplificação de uma linha de carga central, assim como introduzido no método MCPM. A finalidade é a de calcular a densidade de carga de cada condutor, e em seguida, considerar a distribuição não-uniforme dessas cargas em torno da superfície de cada condutor. Deste modo, um procedimento iterativo é utilizado para atingir os resultados requeridos (Li, et al., 2015). A precisão com que a distribuição de cargas é representada aumenta à medida que a distância entre imagens sucessivas diminui, como pode ser visto na Figura 2.7.

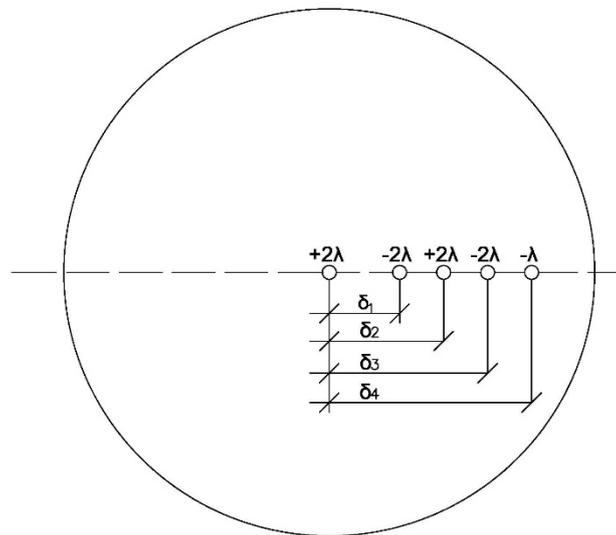


Figura 2.7 – Sistema de imagens sucessivas, adaptado de (Maruvada, 2000).

No Método dos Momentos (IEEE, 1979), a distribuição de cargas na superfície de cada condutor do feixe é expandida em termos de uma série harmônica com coeficientes de carga desconhecidos. Esses coeficientes são determinados para satisfazer as condições de contorno, na qual a superfície de cada condutor é mantida em um dado potencial constante. Ao considerar um número suficientemente grande de coeficientes de carga para cada condutor, o método fornece a solução exata para o campo elétrico de um sistema com múltiplos condutores. Na prática, o número de coeficientes de carga é escolhido de forma a obter a precisão desejada.

Semelhante ao método das imagens sucessivas, o método da simulação de cargas (CSM) é um método numérico com base em cargas fictícias. Contudo, a primeira considera imagens

fixas, ao passo que as cargas fictícias da segunda são um feixe cilíndrico. Para satisfazer as condições de contorno, são selecionados um número  $N$  de pontos de teste na superfície do condutor, cujos potenciais são considerados na tensão do condutor, como mostrado na Figura 2.8. Esses potenciais podem ser calculados pela superposição de linhas de cargas fictícias e em seguida um número de  $N$  equações podem ser construídas com incógnitas, linhas de cargas fictícias, dadas por

$$[P][\lambda] = [U] \quad (2.10)$$

onde

$\lambda$  é a densidade de carga;

$P$  é a matriz de coeficientes de Maxwell; e

$V$  é o potencial nos condutores.

Em seguida, as densidades de linha de carga podem ser obtidas por meio da inversão da matriz de coeficientes de Maxwell da Equação (2.10), o que resulta na Equação (2.2) transcrita a seguir:

$$[\lambda] = [P]^{-1}[U]$$

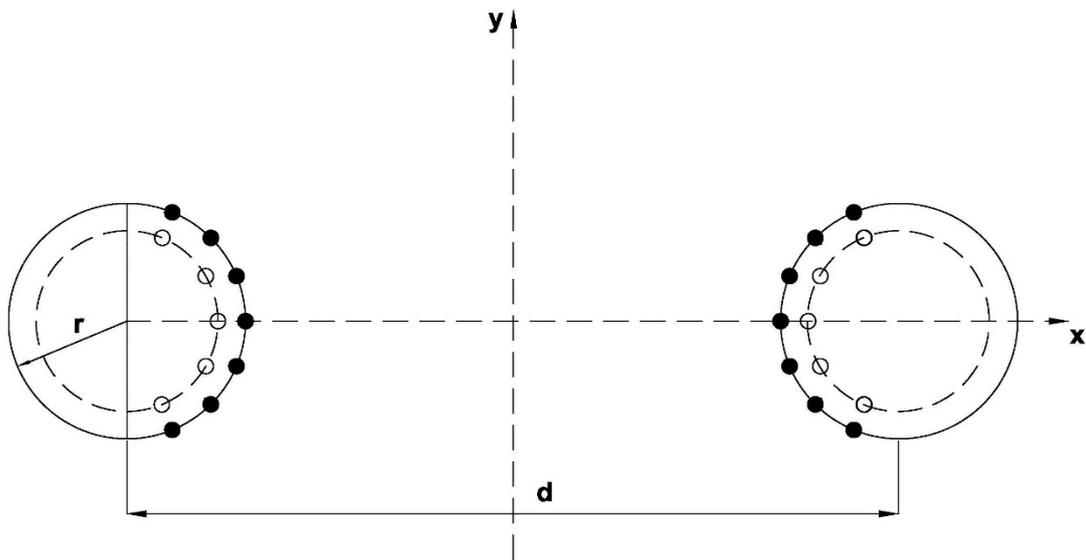


Figura 2.8 – Feixe de dois condutores isolados.

Neste método, as cargas são consideradas uniformemente distribuídas na superfície do condutor e ao longo do seu comprimento (Maruvada, 2000). Nesse caso, a lei de Gauss pode ser aplicada para calcular o campo elétrico nos condutores (Plonus, 1978). Assim, considerando uma densidade de carga  $\rho$  ao longo do comprimento  $l$  de um dos condutores da Figura 2.8 e de acordo com a lei de Gauss,

$$\int_0^l \int_0^{2\pi} \varepsilon E r d\phi dl = \int_0^l \rho_L dl \quad (2.11)$$

Calculando-se as integrais em  $l$  e considerando  $E$  constante, obtém-se

$$l\varepsilon E \int_0^{2\pi} r d\phi = \rho_L l \quad (2.12)$$

Em seguida, calculando-se a integral em  $\phi$ , o campo elétrico para uma linha de carga uniforme é obtido por (EPRI, 2005; Plonus, 1978)

$$E = \frac{\rho_L}{2\pi\varepsilon r} \quad (2.13)$$

onde

$E$  é a intensidade de campo elétrico e  $r$  é o raio do condutor.

Considerando que o potencial elétrico seja  $\Phi$ . A intensidade de campo elétrico  $E$  é:

$$E = -\left(\frac{d\Phi}{dr}\right) u_r \quad (2.14)$$

onde

$u_r$  é o vetor unitário com a direção de  $E$ .

Ao se adotar equações simplificadas, supõem-se que o feixe possui uma geometria regular circunscrita em um círculo, de tal forma que seja possível substituir o feixe por um único condutor equivalente. Isto porque a partir de uma distância pequena do feixe, as equipotenciais são circulares, o que permite supor que seja equivalente às equipotenciais de um único condutor. Tal simplificação não é válida para o caso de feixes que não possuam geometria circunscrita em um círculo ou ainda quando as dimensões dos feixes não são desprezíveis em relação às distâncias entre fases e/ou em relação à altura da torre.

Além disso, o método apresenta a desvantagem de que o condutor é mantido como uma superfície equipotencial apenas nos pontos de teste, apresentando desvios em pontos intermediários (Maruvada, 2000).

## **3 – MODELAGEM ELETROMAGNÉTICA DE LINHAS**

### **3.1 – INTRODUÇÃO**

A modelagem eletromagnética é um dos aspectos essenciais na análise do desempenho frente ao efeito corona em linhas de transmissão. Neste capítulo, a distribuição de campos elétricos associados a linhas de transmissão CA, a partir da superfície dos condutores, será abordada partir das equações de Maxwell, e das condições de contorno adequadas.

Primeiramente, serão apresentados os elementos principais que compõem as LTs, com ênfase na configuração dos feixes de condutores em linhas UAT CA e nas características construtivas dos principais tipos de condutores utilizados. Posteriormente, é apresentada a modelagem com base na teoria de campo. O principal objetivo é obter uma simplificação matemática do problema de forma a tornar o problema tratável, e assim obter uma solução aproximada para o sistema real ou exato. Neste contexto, a modelagem envolve aspectos como o equacionamento dos campos eletromagnéticos e classificação do problema, e ainda as técnicas numéricas aplicáveis.

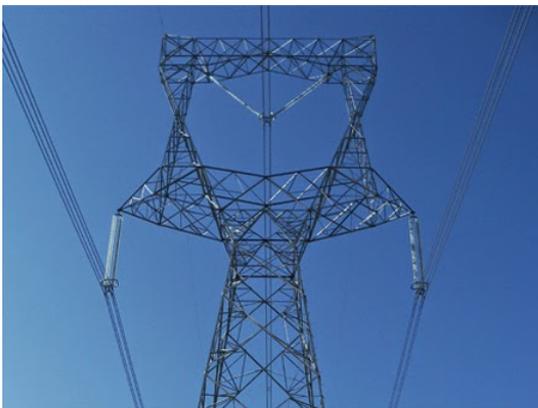
### **3.2 – CONFIGURAÇÃO DE LINHAS DE TRANSMISSÃO CA**

As linhas de transmissão aéreas são compostas por extensos condutores, sustentados por estruturas suporte (torres), através de cadeias de isoladores e ferragens. Outros elementos também podem ser inseridos, por exemplo, sinalizadores, amortecedores de vibração dos cabos, e espaçadores para manterem a distância entre os subcondutores dos feixes.

Geralmente, a concepção estrutural das torres é função, entre outros fatores, do número de circuitos, da disposição dos condutores, do formato (silhueta) adotado, do nível de tensão, das condições geotécnicas e topográficas do terreno de implantação e da função da torre na linha. Os condutores das fases podem estar dispostos nas configurações horizontal, vertical ou triangular (delta). Quanto ao número de circuitos, as torres normalmente suportam um (simples) ou dois (duplo) circuitos. Quanto ao formato das silhuetas, as torres podem ser piramidais; tronco-piramidal de circuito simples; tronco piramidal de circuito duplo; delta; delta “cara de gato”; raquete; estaiada monomastro; estaiada em “V”. Quanto à sua função,

as estruturas das torres podem ser de suspensão; de ancoragem; em ângulo; de derivação; de transposição.

Em projetos de EAT e UAT, as torres metálicas treliçadas são as utilizadas. A principal diferença nas estruturas das torres está relacionada com a configuração estrutural: estaiadas e autoportantes. Tais tipologias diferenciam-se, basicamente, pelo modo com que transmitem os esforços ao solo. A Figura 3.1 apresenta exemplos de torres aplicadas em EAT, enquanto a Figura 3.2 e a Figura 3.3 mostram torres utilizadas em projetos de UAT CA.



(a)



(b)

Figura 3.1 – Torres: (a) autoportante cara-de-gato, delta, 765 kV, Índia (Nair, 2015); (b) autoportante clássica, vertical, 765 kV, do sistema de transmissão de Itaipu (A., 2015).



(a)

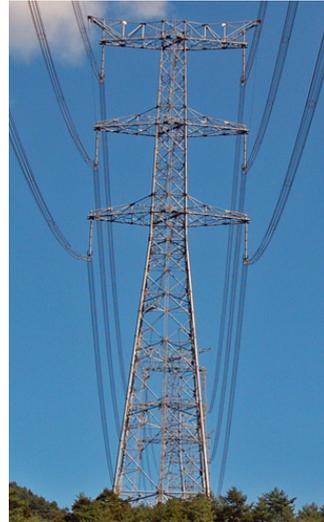


(b)

Figura 3.2 – Torres de transmissão UAT: (a) tangente, horizontal, 1000 kV, China (Liu, 2014); (b) suspensão, horizontal, 1200 kV, Índia (Patel, et al., 2013).



(a)



(b)

Figura 3.3 – Torres de transmissão UAT: (a) derivação/suspensão, horizontal, 1150 kV, Rússia (Wikipedia, 2015). (b) autoportante, vertical, circuito duplo, 1000 kV, Japão ("SkyscraperPage Forum", 2009);

Entre torres adjacentes, os condutores suspensos apresentam a forma de uma catenária, simétrica ou não com relação ao eixo central (centro do vão), e uma flecha máxima. A catenária depende da altura dos pontos de suspensão dos condutores. A flecha, entretanto, depende da temperatura e do valor de tração aplicado ao condutor quando da sua instalação.

### 3.2.1 – Configuração dos feixes de condutores

A disposição dos condutores pode ser feita de forma simétrica (convencional) ou assimétrica. Para tanto, é necessário o uso de espaçadores que podem ser rígidos ou amortecedores.

Espaçadores amortecedores são comumente utilizados em linhas de UAT e destinam-se a manter a separação e a estabilidade do feixe de subcondutores, evitar as oscilações de subvão e atenuar as vibrações dos subcondutores nas linhas de transmissão, além de manter a equalização elétrica dos subcondutores.

Na China, os projetos piloto de 1000 kV e da interligação Huainan-Xangai, os quais estão em operação, são usados amortecedores espaçadores para feixe de oito condutores com um espaçamento de 400 mm entre subcondutores (Liu, 2014). A Figura 3.4 mostra imagens de amortecedores espaçadores utilizados nas referidas linhas.

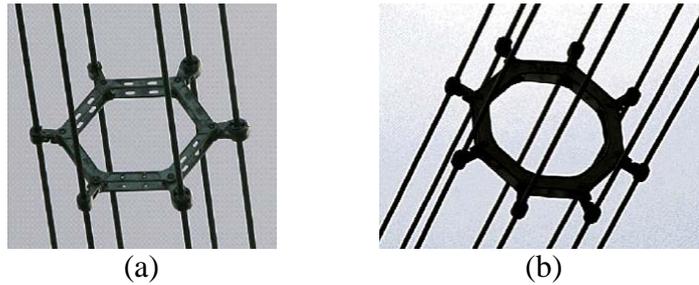


Figura 3.4 – Linhas de 1000 kV: (a) feixe de 6 condutores em trechos de travessia; (b) feixe de 8 condutores em trechos convencionais (Liu, 2014).

Na Rússia e no Japão, também foram usados feixes de 8 condutores (Cigré WG A3.22, 2008).

### 3.2.2 – Configuração dos condutores

As linhas áreas de transmissão normalmente utilizam condutores de alumínio, principalmente em decorrência do menor custo e peso, quando comparado ao cobre. Outrossim, o uso do alumínio proporciona grande economia na altura e na resistência das estruturas de sustentação.

Os condutores são formados por cabos. Estes, por sua vez, são obtidos pelo encordoamento de fios metálicos. Sobre um fio central de seção transversal geralmente circular, são dispostos helicoidalmente em camadas sobrepostas. O sentido de enrolamento de cada uma das camadas é sempre oposto ao da camada anterior. Os fios que compõem o condutor podem apresentar o mesmo diâmetro, ou possuir diâmetros diferentes em camadas diferentes. Podem ainda ser de materiais diferentes desde que compatíveis eletroliticamente entre si (Labegalini, et al., 1992).

Os cabos são especificados pelo seu diâmetro nominal, a área da seção transversal nominal, o número de fios, e pelos materiais ou ligas empregados (Labegalini, et al., 1992). Em geral, o material dos cabos pode ser de alumínio, liga alumínio-aço, e alumínio com alma de aço. Sendo que a alma é o fio ou conjunto de fios que formam o núcleo central de um cabo, de material diferente do material dos fios externos, e destinado a aumentar a resistência mecânica do cabo. Os tipos de condutores comumente aplicados à linhas aéreas são condutores formados por fios de alumínio (CA); condutores de alumínio com alma de

aço (CAA); condutores de alumínio liga (CAL); condutores de alumínio liga com alma de aço (CALA), e condutores de alumínio com alma de liga de alumínio (ACAR).

Por outro lado, o avanço dos processos de fabricação fomentou a concepção de novos tipos de cabos condutores para atender as necessidades dos sistemas elétricos, por exemplo, ACCR (*aluminium conductor composit reinforced*), o GZTACSR (*gap-type super thermal resistant aluminium alloy conductor steel reinforced*) e o ACCC® (*aluminium conductor composite core*).

A Figura 3.5 mostra as configurações de quatro tipos de condutores: GZTACSR; CAA; ACCC® e ACCR.

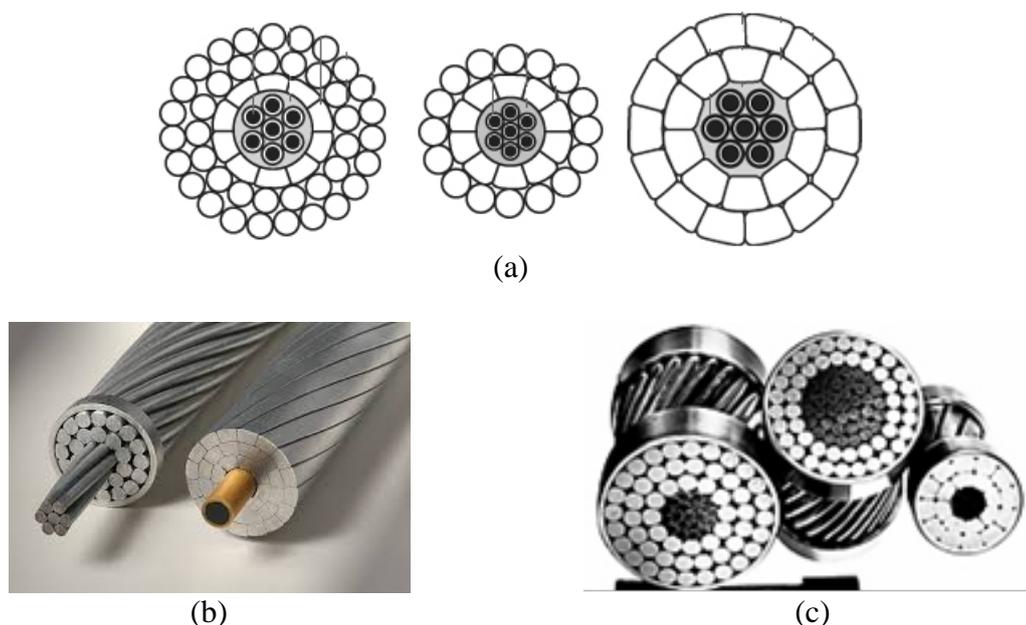


Figura 3.5 – Tipo de condutores: (a) G(Z)TACSR (*HTLS Conductor Technology, 2015*); (b) CAA (à esquerda) e ACCC® (à direita) (*CTC Global, Inc, 2015*); (c) 3M™ ACCR (*3M do Brasil Ltda, 2010*).

Essa nova geração de condutores foi obtida por meio do uso de novos materiais compósitos (ex.: à base de fibra de carbono e fibra de vidro, matriz metálica à base de alumínio) ou pela forma construtiva alternativa, que comparado ao condutor tradicional com mesmo diâmetro externo permite: dobrar a capacidade de transmissão apenas substituindo os condutores das linhas aéreas em operação; reduzir as flechas dos condutores; e ainda reduzir perdas elétricas para uma mesma potência a ser transmitida.

Essa nova tecnologia possibilita melhoria na capacidade de transmissão dos corredores de linhas aéreas, uma vez que o custo desses corredores tem aumentado significativamente nos últimos anos.

No Brasil, a grande maioria das linhas de transmissão em alta e extra alta tensão utilizam condutores do tipo CAA, ilustrado na Figura 3.6. Adicionalmente, os sistemas de transmissão UAT CA em operação (China e Japão) e em desenvolvimento (Índia) também utilizam esses cabos (Cigré, 2008; Liu, 2014).

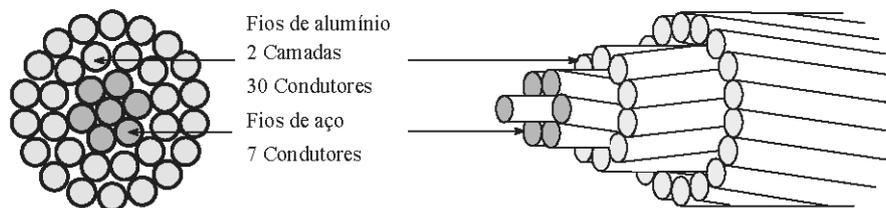


Figura 3.6 – Condutor de alumínio com alma de aço (CAA).

### 3.3 – MODELAGEM BASEADA NA TEORIA DE CAMPO

#### 3.3.1 – Modelo simplificado de linha

Para efeitos da definição do campo eletromagnético, a configuração geométrica da linha é consideravelmente complexa. Dessa forma, com o propósito de modelagem eletromagnética, faz-se necessário adotar uma configuração simplificada. Esta tem como premissa uma linha constituída por condutores idealmente cilíndricos, de superfícies lisas, paralelos entre si. Os seus raios muito inferiores às distâncias envolvidas. Além disso, as estruturas das torres e de quaisquer objetos próximos (ex.: cadeias de isoladores, ferragens e acessórios) são normalmente desprezados. E ainda, a forma catenária de um condutor acima de um solo irregular é substituída pela de um condutor situado a uma altura média constante acima de um solo plano e homogêneo.

Como resultado, a modelagem utiliza a configuração simplificada constitui-se de um problema em duas dimensões de uma linha de transmissão com número  $n$  de condutores, conforme ilustrado na Figura 3.7.

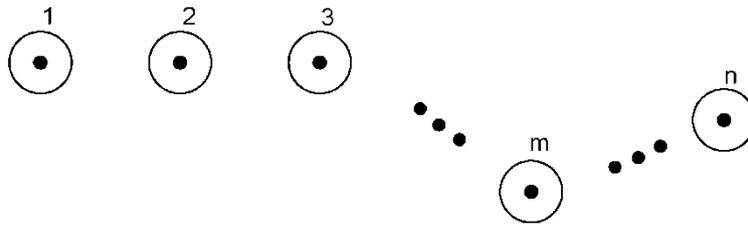


Figura 3.7 – Linha de transmissão com configuração simplificada de condutores.

### 3.3.2 – Equacionamento dos campos eletromagnéticos

Linhas de transmissão aéreas geram campos elétricos e magnéticos na frequência industrial, 60 Hz (EPRI, 2005). Esses campos têm importância no projeto e operação das linhas, sendo gerados por cargas elétricas e seus movimentos (correntes elétricas).

O termo “campos eletromagnéticos” refere-se ao acoplamento dos campos elétrico e magnético. Os problemas de campos eletromagnéticos associados a linhas de transmissão podem ser solucionados a partir das equações de Maxwell, e das condições de contorno adequadas (Maruvada, 2000). As equações de Maxwell, na forma vetorial diferencial, são dadas por (Plonus, 1978) :

$$\nabla \times \mathbf{H} = \mathbf{J} + \frac{\partial \mathbf{D}}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$\nabla \times \mathbf{E} = -\frac{\partial \mathbf{B}}{\partial t} \quad (3.2)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{D} = \rho \quad (3.3)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{B} = 0 \quad (3.4)$$

Nessas equações,  $\mathbf{H}$  é a intensidade de campo magnético em amperes por metro (A/m),  $\mathbf{E}$  é a intensidade de campo elétrico em volts por metro (V/m),  $\mathbf{D}$  é o deslocamento elétrico, em coulombs por metro quadrado (C/m<sup>2</sup>),  $\mathbf{J}$  é a densidade de corrente, em amperes por metro quadrado (A/m<sup>2</sup>),  $\mathbf{B}$  é a densidade de fluxo magnético, em tesla (T), e  $\rho$  é a densidade de

carga em coulombs por metro cúbico ( $C/m^3$ ). Nessas equações,  $H$ ,  $E$ ,  $D$ ,  $B$  e  $J$  são grandezas vetoriais, enquanto  $\rho$  é escalar.

A equação (3.1) representa a lei de Ampère para campos variantes no tempo, na qual a densidade total de corrente é a soma das densidades de corrente de condução ( $J$ ) e de deslocamento ( $\partial D/\partial t$ ). A equação (3.2) é a lei de Faraday da indução eletromagnética. A equação (3.3) representa a lei de Gauss, e a equação (3.4), o comportamento contínuo das linhas do fluxo magnético.

Com o propósito de análise destas quatro equações, faz-se necessário incluir as expressões relacionadas ao meio no qual estão inseridos os campos elétrico e magnético:

$$D = \epsilon E \quad (3.5)$$

$$B = \mu H \quad (3.6)$$

$$J = \sigma E \quad (3.7)$$

onde,  $\epsilon$  é a permissividade do meio em farads por metro (F/m),  $\mu$  é a permeabilidade do meio em henry por metro (H/m) e  $\sigma$  é a condutividade do meio em siemens por metro (S/m). No vácuo, a permissividade e a permeabilidade são dadas por  $\epsilon_0 = 8,854 \times 10^{-12}$  (F/m) e  $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$  (H/m). A permissividade de qualquer meio é dada por  $\epsilon = \epsilon_r \cdot \epsilon_0$ , onde  $\epsilon_r$  é uma constante referencial adimensional conhecida como permissividade relativa. Analogamente, a permeabilidade é dada por  $\mu = \mu_r \cdot \mu_0$ , onde  $\mu_r$  é uma constante referencial adimensional conhecida como permeabilidade relativa.

As equações (3.5), (3.6) e (3.7) são conhecidas como relações constitutivas e relacionam os vetores dos campos elétrico e magnético com as características elétricas e magnéticas do meio ( $\sigma$ ,  $\epsilon$  e  $\mu$ ). Este é dito linear se  $\sigma$ ,  $\epsilon$  e  $\mu$  não dependem de  $E$  e  $H$ . Caso contrário, é não-linear. O meio é homogêneo se os parâmetros constitutivos não variam com a posição, ou, caso contrário, não homogêneo. Ele é isotrópico se suas características independem da direção, do contrário, é anisotrópico.

As equações (3.1) e (3.2) constituem um conjunto de equações diferenciais parciais acopladas, que podem ser resolvidas simultaneamente para obter as componentes dos campos elétrico e magnético. A análise baseada nessas equações pode ser realizada tanto no domínio do tempo quanto no domínio da frequência.

Sob o ponto de vista eletromagnético, uma linha de transmissão também pode ser considerada como um guia de onda, no qual a energia eletromagnética se propaga em forma de ondas. A propagação se dá em diferentes modos: transverso-elétrico (TE), transverso-magnético (TM) e transversal eletromagnético (TEM). Nesses modos, os campos, elétrico, magnético ou elétrico e magnético, estão contidos no plano ortogonal à direção de propagação.

Para a configuração simplificada mostrada na Figura 3.7 e desconsiderando as perdas, as dimensões físicas das linhas de corrente alternada são tais que apenas o modo de propagação TEM pode ocorrer para todas as frequências inferiores a 200 MHz (Maruvada, 2000). No entanto, as linhas reais apresentam perdas nos condutores, e em decorrência, os campos elétrico e magnético resultantes apresentam pequenas componentes ao longo da direção de propagação da onda. Dessa forma, modos TE e TM coexistem e dão origem a modos híbridos em que ambas as componentes longitudinais dos campos podem coexistir. Soma-se a isto, o fato de as magnitudes dos campos longitudinais serem inferiores às componentes transversais desse modo híbrido. Tal fato, implica a aproximação das ondas como quase-TEM.

No domínio da frequência, a contribuição proporcional no campo elétrico, em decorrência de variação no campo magnético, aumenta com a frequência. Contudo, para frequências na faixa entre 0 a 100 Hz, o acoplamento entre as equações (3.1) e (3.2) torna-se praticamente desprezível, e então, os campos podem ser considerados quase-estáticos. Ou seja, os campos magnético e elétrico podem ser determinados de forma independente por meio de métodos magnetostáticos e eletrostáticos.

Campos eletrostáticos são geralmente produzidos por cargas elétricas estáticas, enquanto campos magnetostáticos podem ser associados ao movimento de cargas elétricas com velocidade uniforme (Sadiku, 2001). Na eletrostática, as duas leis fundamentais que governam os campos eletrostáticos são a Lei de Gauss e a lei descrevendo campos eletrostáticos como conservativos.

Considerando uma carga  $Q$  distribuída em um volume  $v$ , a lei de Gauss pode ser dada por (Plonus, 1978)

$$\oiint_{A(v)} \mathbf{D} \cdot d\mathbf{A} = \iiint_{v(A)} \rho dv \quad (3.8)$$

onde

$D$  é a densidade de fluxo elétrico em coulombs por metro quadrado ( $C/m^2$ ),  $\rho$  é a densidade volumétrica de carga em coulombs por metro cúbico ( $C/m^3$ ) e  $v(A)$  é o volume delimitado pela superfície  $A$ .

A Lei de Gauss é consequência direta da lei de Coulomb, que é dada por (Plonus, 1978)

$$\mathbf{F} = \frac{QQ'}{4\pi\epsilon r^2} \hat{\mathbf{r}} \quad (3.9)$$

onde

$Q$  e  $Q'$  são cargas pontuais,  $\epsilon$  é a permissividade do meio no qual as cargas estão e  $r$  é a distância entre as cargas  $Q$  e  $Q'$ .

A propriedade conservativa dos campos elétricos é dada por (Plonus, 1978)

$$\oint \mathbf{E} \cdot d\mathbf{l} = 0 \quad (3.10)$$

onde

$E$  é a intensidade do campo elétrico em volts por metro.

Aplicando-se o teorema da divergência,

$$\oint_S \mathbf{F} \cdot d\mathbf{S} = \int_v \nabla \cdot \mathbf{F} dv \quad (3.11)$$

e o teorema de Stokes,

$$\oint_L \mathbf{F} \cdot d\mathbf{l} = \int_S \nabla \times \mathbf{F} \cdot d\mathbf{S} \quad (3.12)$$

às equações (3.8) e (3.10) respectivamente, obtêm-se as expressões diferenciais destas equações (Sadiku, 2001). Dessa forma, a equação (3.8) pode ser escrita como

$$\nabla \cdot \mathbf{D} = \rho_v \quad (3.13)$$

e a equação (3.10) por

$$\nabla \times \mathbf{E} = 0 \quad (3.14)$$

Como decorrência, o cálculo da distribuição do campo elétrico nas proximidades das linhas de transmissão envolve apenas a equação (3.3) e as condições de contorno. Dessa maneira, substituindo-se a equação (3.5) em (3.3), tem-se:

$$\nabla \cdot \mathbf{E} = -\frac{\rho}{\varepsilon} \quad (3.15)$$

O que em termos do potencial  $\Phi$ , definido por  $\mathbf{E} = -\nabla\Phi$ ,

$$\nabla^2\Phi = -\frac{\rho}{\varepsilon} \quad (3.16)$$

Na ausência de cargas em uma região do espaço livre,  $\rho = 0$ , e sendo  $\varepsilon$  constante, a equação (3.16) reduz-se a,

$$\nabla^2\Phi = 0 \quad (3.17)$$

A equação (3.16) é conhecida como equação de Poisson, enquanto a equação (3.17) é conhecida como equação de Laplace. A equação de Poisson relaciona o potencial eletrostático com a densidade de carga pontual. A partir desta equação é possível calcular, em cada ponto, o potencial eletrostático, desde que as condições de contorno do problema sejam conhecidas. Ou seja, os potenciais impostos nas fronteiras do domínio, bem como as cargas estáticas, devem ser conhecidos.

As equações (3.16) e (3.17) podem ser escritas de forma genérica por meio de

$$\nabla^2\Phi = g \quad (3.18)$$

onde  $\nabla^2$  é o operador Laplaciano e  $g$  representa uma fonte de campo existente.

Para a equação (3.16), o termo  $g$  equivale a  $-\rho/\epsilon$  e, para a equação (3.17),  $g$  é nulo. No caso da equação (3.17), as fontes, que originam o campo elétrico, são obrigatoriamente as condições de contorno.

As distribuições de campos elétricos associados com linhas de transmissão de corrente alternada, a partir da superfície dos condutores, podem ser determinadas usando a equação de Laplace e dos valores dos potenciais aplicados aos condutores. Essa solução, embora possível, torna-se complexo para configurações geométricas das linhas e, portanto, métodos simplificados são mais adequados (Maruvada, 2000).

### 3.3.3 – Classificação do problema eletromagnético

Os problemas de modelagem em eletromagnetismo podem ser formulados por meio da expressão que correlaciona uma fonte  $g(x)$  a uma função resposta  $\Phi(x)$  (Christopoulos, 2006),

$$L\{\Phi(x)\} = g(x) \quad (3.19)$$

onde  $L$  é o operador e  $x$  é a variável.

Considerando a representação simplificada da linha de transmissão indicada na Figura 3.7, a equação de Laplace pode ser expressa em termos de derivadas parciais em coordenadas retangulares como,

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0 \quad (3.20)$$

A Equação (3.20) é uma equação diferencial parcial, linear, de segunda ordem. Em geral, equações diferenciais parciais (EDP) de segunda ordem são dadas por (Sadiku, 2001)

$$a \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + b \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x \partial y} + c \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + d \frac{\partial \Phi}{\partial x} + e \frac{\partial \Phi}{\partial y} + f \Phi = g \quad (3.21)$$

ou simplesmente

$$a\Phi_{xx} + b\Phi_{xy} + c\Phi_{yy} + d\Phi_x + e\Phi_y + f\Phi = g \quad (3.22)$$

Na qual  $a, b, c, d, e, f$  e  $g$  são constantes ou funções das variáveis independentes  $x$  e  $y$ . Geralmente, os coeficientes  $a, b$  e  $c$  dependem geralmente de  $x$  e  $y$  e são tais que

$$a^2 + b^2 + c^2 \neq 0 \quad (3.23)$$

As equações diferenciais parciais (EDP) de segunda ordem podem ser classificadas como, hiperbólicas, elípticas, ou parabólicas a depender dos coeficientes  $a, b$  e  $c$ . Dessa forma, a equação (3.22) pode ser classificada como

$$\begin{aligned} & \text{Hiperbólica, se } b^2 - 4ac > 0 \\ & \text{Elíptica, se } b^2 - 4ac < 0 \\ & \text{Parabólica, se } b^2 - 4ac = 0 \end{aligned} \quad (3.24)$$

Essa classificação tem origem na equação quadrática

$$ax^2 + by^2 + cxy + dx + ey + f = g \quad (3.25)$$

Que pode representar uma hipérbole, uma elipse ou uma parábola conforme indicada na equação (3.24). Adicionalmente, para  $g(x,y)$  igual a zero, a equação diferencial é dita homogênea.

Em geral, as EDP são aplicadas a problemas de valores iniciais, de valores de contorno, ou mistos. Para equações cujos valores de contorno são definidos, são classificadas como equações de regime permanente. Caso apenas os valores iniciais sejam especificados, são chamadas de equações de regime transiente (Sadiku, 2001).

As equações diferenciais parciais elípticas estão associadas à fenômenos de regime permanente, como por exemplo, problemas envolvendo a distribuição de campo eletrostático estacionário. Um exemplo típico é a equação de Laplace expressa pela equação (3.20). Além disso, uma EDP elíptica usualmente modela um problema de contorno fechado (região interior), conforme representado na Figura 3.8.

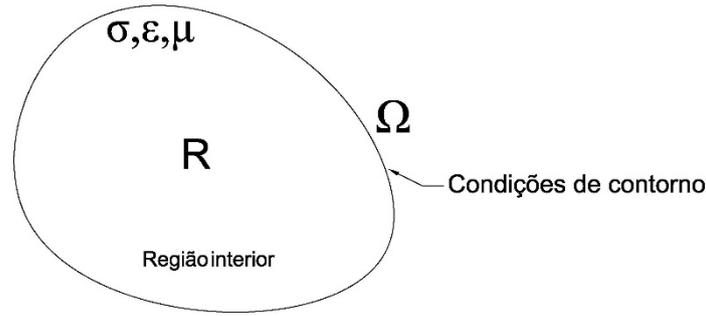


Figura 3.8 – Região de solução de problema típico de EDP elíptica.

Neste caso, para campos eletrostáticos, se o valor do potencial elétrico,  $V$ , é especificado em  $S$ , tem-se a condição de contorno de Dirichlet dada por

$$\Phi(r) = 0, \quad r \in \Omega \quad (3.26)$$

Por outro lado, se a densidade de carga na superfície ( $\rho_s = D_n = \epsilon \frac{\partial V}{\partial n}$ ) é especificada, a condição de contorno é a de Neumann, que é expressa por

$$\frac{\partial \Phi(r)}{\partial n} = 0, \quad r \in \Omega \quad (3.27)$$

onde  $n$  indica a direção perpendicular à superfície.

De acordo com (Sadiku, 2001), na solução do problema eletrostático devem ser aplicados dois importantes teoremas: princípio da superposição e teorema da unicidade. Pelo princípio da superposição, se  $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n$  são soluções de uma EDP linear e homogênea, então a combinação linear

$$\Phi_N = \Phi_0 + \sum_{n=1}^N a_n \Phi_n \quad (3.28)$$

também é solução dessa equação, onde  $a_1, a_2, \dots, a_n$  são constantes.

O teorema de unicidade implica uma solução única para a equação EDP, considerando as condições de contorno de Dirichlet, Neumann ou mista. Assim, a solução para  $\nabla^2 V = 0$  é

unicamente determinada por meio da definição do valor de  $V$  ou da componente normal de  $\nabla V$  em cada ponto superfície de fronteira (contorno).

### 3.3.4 – Métodos numéricos aplicados a modelagem

As técnicas utilizadas para resolver problemas de campo podem ser classificadas como experimentais, analíticas ou numéricas. As experimentais são dispendiosas e demandam um longo tempo de execução, e normalmente não possibilitam flexibilidade quanto à variação dos parâmetros. Não obstante, todo método numérico envolve uma simplificação matemática do modelo com o propósito de torná-lo tratável, e assim obter uma solução aproximada para o sistema real ou exato.

O problema em questão consiste em solucionar a equação de Laplace que é uma equação diferencial parcial de segunda ordem, linear e elíptica. Para tanto, existem diferentes métodos numéricos para solucionar as EDP, que podem ser classificados em seis categorias principais: diferenças finitas, método espectral, elementos finitos, volumes finitos, elementos de contorno, ou métodos sem malha (Li & Chen, 2008). No que se refere a problemas de eletromagnetismo, os métodos numéricos mais comumente usados são método das diferenças finitas; método dos resíduos ponderados; método dos momentos; método dos elementos finitos; modelagem de linhas de transmissão; método de Monte Carlo; método das linhas (Sadiku, 2001).

Dentre eles, o método das diferenças finitas (MDF) é a técnica que apresenta maior simplicidade e facilidade de implementação computacional, e reconhecidamente mais fácil compreensão, usado com mais frequência e maior aplicabilidade do que qualquer outro método numérico (Sadiku, 2001). Este método tem sido usado para solucionar uma ampla gama de problemas, incluindo problemas lineares e não-lineares, variantes e invariantes no tempo (Zhou, 1993).

O método baseia-se na substituição do domínio do problema por um conjunto estruturado de pontos e as derivadas parciais (quocientes infinitesimais) são aproximadas por quocientes de diferenças (quocientes incrementais). Deste modo, é possível obter uma aproximação para a solução para um conjunto discreto de pontos. Deve-se notar que as

equações de diferenças estão sujeitas a condições iniciais ou condições de contorno determinadas.

Os padrões mais comuns para representação de conjunto discreto de pontos estão indicados na Figura 3.9 e na Figura 3.10.

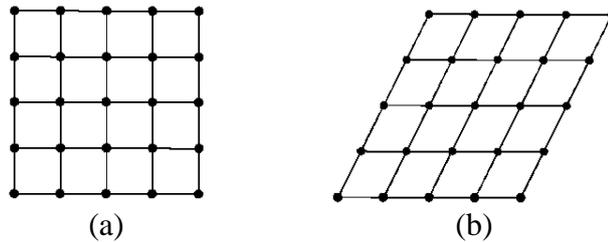


Figura 3.9 – Padrões de malha, adaptado de (Sadiku, 2001): (a) retangular; (b) grade inclinada.

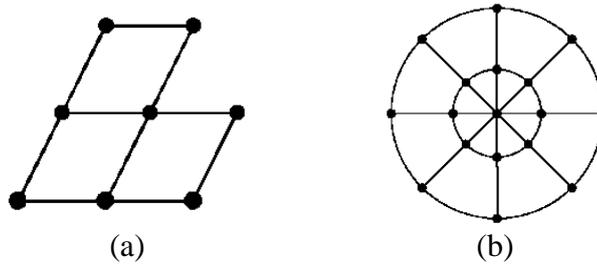


Figura 3.10 – Padrões de malha, adaptado de (Sadiku, 2001): (a) triangular; (b) circular.

Seja  $f = f(x)$  uma função arbitrária, contínua e suave, como mostra a Figura 3.11. O comportamento desta função em torno de um determinado ponto fixo, por exemplo  $x = x_0$ , pode ser estudado a partir da expansão de  $f(x)$  por meio da série de Taylor.

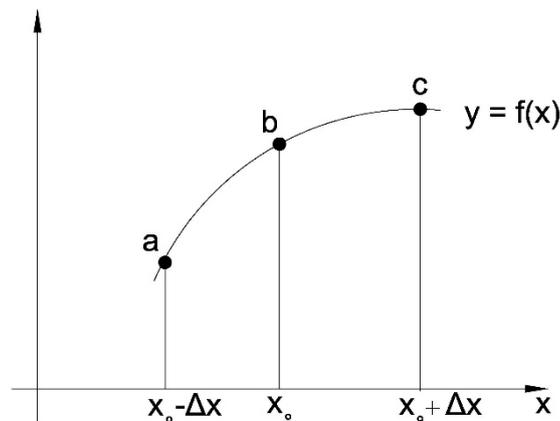


Figura 3.11 – Função arbitrária  $f(x)$  para estimar o comportamento no ponto  $x_0$ .

Segundo a formulação de Taylor,

$$f(x_0 + \Delta x) = f(x_0) + \Delta x f'(x_0) + \frac{1}{2!} (\Delta x)^2 f''(x_0) + \frac{1}{3!} (\Delta x)^3 f'''(x_0) + \dots \quad (3.29)$$

$$f(x_0 - \Delta x) = f(x_0) - \Delta x f'(x_0) + \frac{1}{2!} (\Delta x)^2 f''(x_0) - \frac{1}{3!} (\Delta x)^3 f'''(x_0) + \dots \quad (3.30)$$

Somando as equações (3.29) e (3.30), obtém-se

$$f(x_0 + \Delta x) + f(x_0 - \Delta x) = 2f(x_0) + (\Delta x)^2 f''(x_0) + O(\Delta x)^4 \quad (3.31)$$

onde

$O(\Delta x)^4$  é o erro introduzido pelo truncamento da série, e representa termos inferiores a  $(\Delta x)^4$ .

Considerando que esse termo é desprezível, a equação (3.31) pode ser reescrita como

$$f''(x_0) \cong \frac{f(x_0 + \Delta x) - 2f(x_0) + f(x_0 - \Delta x)}{(\Delta x)^2} \quad (3.32)$$

que representa a derivada de segunda ordem da função  $f(x)$ .

Subtraindo-se a equação (3.30) da equação (3.29) e desprezando termos da ordem de  $(\Delta x)^3$ , tem-se

$$f'(x_0) \cong \frac{f(x_0 + \Delta x) - f(x_0 - \Delta x)}{2\Delta x} \quad (3.33)$$

que representa a diferença central, ou ainda, aproximação por diferença finita central.

Aplicando-se esse método para a solução da função  $\Phi(x, y)$ , a região da solução, plano  $x$ - $y$ , é discretizada conforme a Figura 3.12.

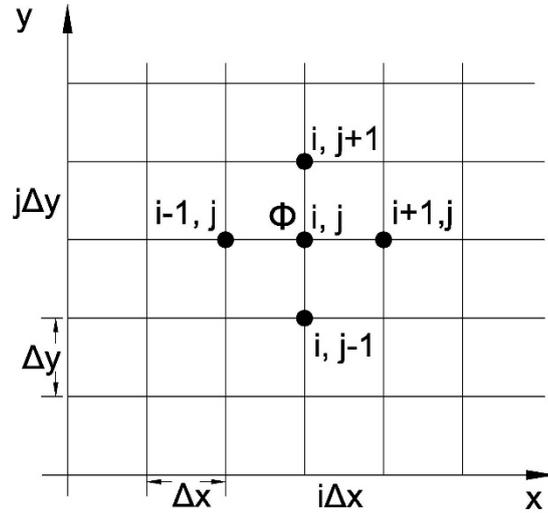


Figura 3.12 – Malha do método MDF para duas variáveis independentes,  $x$  e  $y$ .

Com base na figura, as coordenadas do plano são definidas como

$$\begin{aligned} x &= i\Delta x, \quad i = 0, 1, 2, \dots \\ y &= j\Delta y, \quad j = 0, 1, 2, \dots \end{aligned} \quad (3.34)$$

e o potencial  $\Phi$  em qualquer ponto tem a notação

$$\Phi = \Phi(i\Delta x, j\Delta y) = \Phi(i, j) \quad (3.35)$$

Com base na equação (3.33), as aproximações das diferenças centrais das derivadas da função (3.35), no plano discretizado, são expressas por

$$\Phi_x|_{i,j} \cong \frac{\Phi(i+1, j) - \Phi(i-1, j)}{2\Delta x} \quad (3.36)$$

$$\Phi_y|_{i,j} \cong \frac{\Phi(i, j+1) - \Phi(i, j-1)}{2\Delta y} \quad (3.37)$$

$$\Phi_{xx}|_{i,j} \cong \frac{\Phi(i+1, j) - 2\Phi(i, j) + \Phi(i-1, j)}{2\Delta x} \quad (3.38)$$

$$\Phi_{yy}|_{i,j} \cong \frac{\Phi(i, j+1) - 2\Phi(i, j) + \Phi(i, j-1)}{2\Delta y} \quad (3.39)$$

A equação de Laplace indicada na expressão (3.20) pode ser representada pelo método MDF como

$$\frac{\partial \Phi^2}{\partial x^2} = \frac{\Phi(i+1, j) - 2\Phi(i, j) + \Phi(i-1, j)}{2\Delta x} \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial \Phi^2}{\partial y^2} = \frac{\Phi(i, j+1) - 2\Phi(i, j) + \Phi(i, j-1)}{2\Delta y} \quad (3.41)$$

Assumindo  $\Delta x = \Delta y = h$ , substituem-se as equações (3.40) e (3.41) na equação (3.20), obtém-se

$$[\Phi(i+1, j) + \Phi(i-1, j) + \Phi(i, j+1) + \Phi(i, j-1)] - 4\Phi(i, j) = 0 \quad (3.42)$$

que pode ser reorganizada como

$$\Phi(i, j) = \frac{1}{4}[\Phi(i+1, j) + \Phi(i-1, j) + \Phi(i, j+1) + \Phi(i, j-1)] \quad (3.43)$$

A Equação (3.43) mostra que o valor de  $\Phi$  em um ponto é calculado a partir da média aritmética dos quatro valores vizinhos ao ponto de coordenadas  $(i, j)$  e o erro é proporcional a  $h^2$ . Cabe destacar que são necessários cinco pontos para o cálculo do valor central de  $\Phi(i, j)$ , cuja representação gráfica é indicada na Figura 3.13.

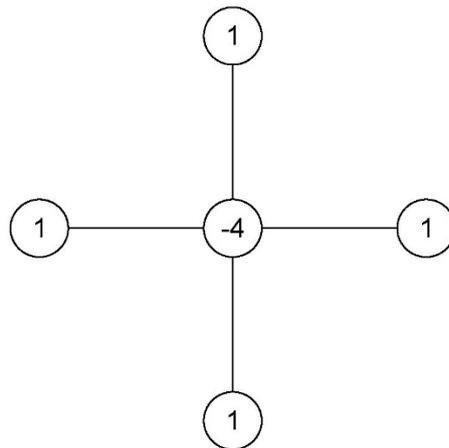


Figura 3.13 – Representação da equação de Laplace baseada em aproximação de segunda ordem.

Assim também, os valores dos potenciais assumem a forma de equações lineares que interligam o potencial em cada ponto com os potenciais nos outros pontos próximos a ele. Desta forma, a solução é reduzida a solução de um sistema de equações algébricas simultâneas. Os principais métodos para solucionar esse sistema são representação matricial do sistema por matriz de banda e métodos iterativos, como Jacobi, Gauss-Seidel e Sobre-relaxação Sucessiva (SOR). Destes, o método SOR é mais vantajoso em decorrência da combinação entre simplicidade e velocidade de convergência (Binns & Lawrenson, 1973).

## **4 – ESTUDO DE CASO**

### **4.1 – INTRODUÇÃO**

Com o propósito de avaliar o cálculo do gradiente de potencial na superfície de condutores em linhas UAT e os principais fatores de influência neste cálculo, será feita uma simulação em larga escala de um estudo de caso de uma linha de UAT. Para tanto, são estabelecidas inicialmente as características principais para a linha em questão: tensão nominal igual a 1000 kV, máxima tensão operativa de 1100 kV, capacidade de transmissão de 4 GW, torres do tipo cross-rope (estaiadas). Em seguida, são definidos a seção transversal do condutor, geometria dos feixes de subcondutores, a geometria da linha, e os parâmetros a serem simulados.

### **4.2 – DEFINIÇÃO DAS CARACTERÍSTICAS DA LINHA**

O Brasil possui um grande potencial hidroelétrico a ser desenvolvido, pouco mais de 30% desse potencial foi explorado e, certamente, quando interligado pelas linhas de transmissão, proporcionará um grande ganho energético para todo o sistema elétrico brasileiro. Destaca-se que a região hidrográfica da bacia do Amazonas possui o maior potencial hidrelétrico brasileiro, estimado em mais de 100 mil MW. Sem considerar o potencial remanescente não individualizado de 28.000 MW. Assim, constitui-se uma opção natural do setor elétrico basear seu crescimento nos recursos hidroelétricos da Bacia do Amazonas, com geração complementar moderada baseada em outras fontes.

Com efeito, as grandes distâncias envolvidas, da ordem de 2.500 km, entre os locais de geração e os mercados consumidores de maior magnitude evidenciam a necessidade do uso de tecnologias que permitam maximizar o volume de energia transportado. Neste cenário, tomou-se como premissa identificar os possíveis troncos de transmissão no Brasil para a implantação de uma linha de transmissão em ultra alta tensão. Para tanto, foram pesquisados os aproveitamentos hidro energéticos previstos no Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030) e ainda no Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019 da EPE, avaliando as possibilidades de exportação desse potencial de geração.

De acordo com o PNE 2030, a maior parte do potencial hidrelétrico a aproveitar está localizada nas regiões Norte e Centro-Oeste, como mostra a Figura 4.2. Cabe destacar que estas regiões concentram os biomas da Amazônia e do Cerrado, os quais ocupam grande parte do território nacional.



Figura 4.1 – Distribuição geográfica do potencial hidrelétrico a aproveitar (*Ministério de Minas e Energia, 2007*).

A Figura 4.2 mostra a representação considerada para as interligações entre os subsistemas e ainda para as expansões licitadas e planejadas, que serão incorporadas ao SIN, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2010-2019 da EPE. Este Plano apresenta uma visão integrada da expansão da demanda de energia e da oferta de recursos energéticos.

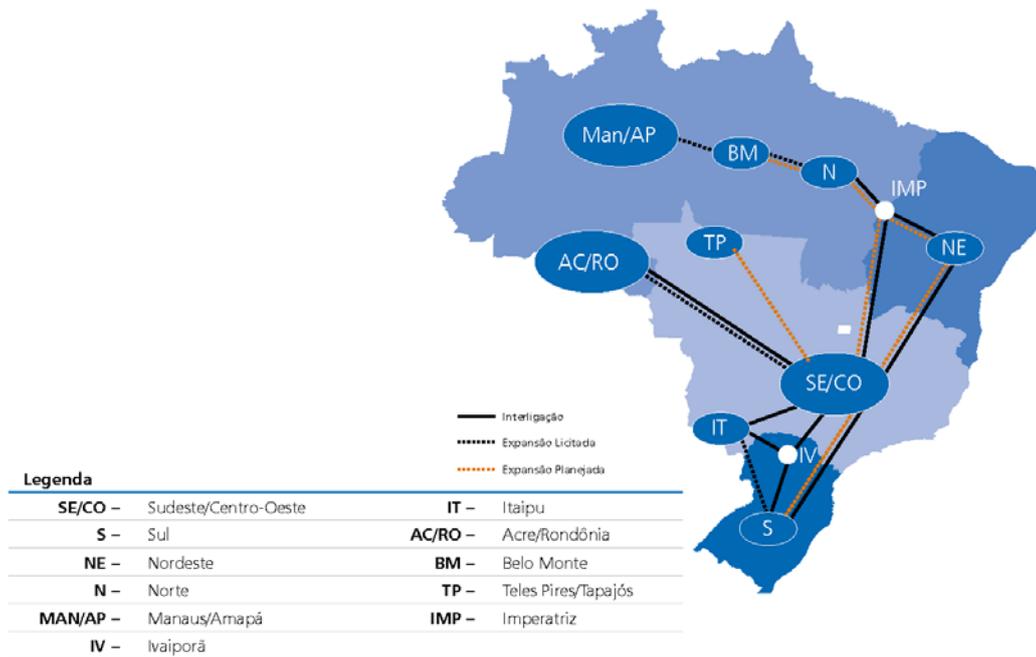


Figura 4.2 – Representação das interligações entre subsistemas (*Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, 2010*).

A Figura 4.3 ilustra as distâncias envolvidas entre as futuras usinas, localizadas na bacia Amazônica, e os possíveis sistemas receptores.

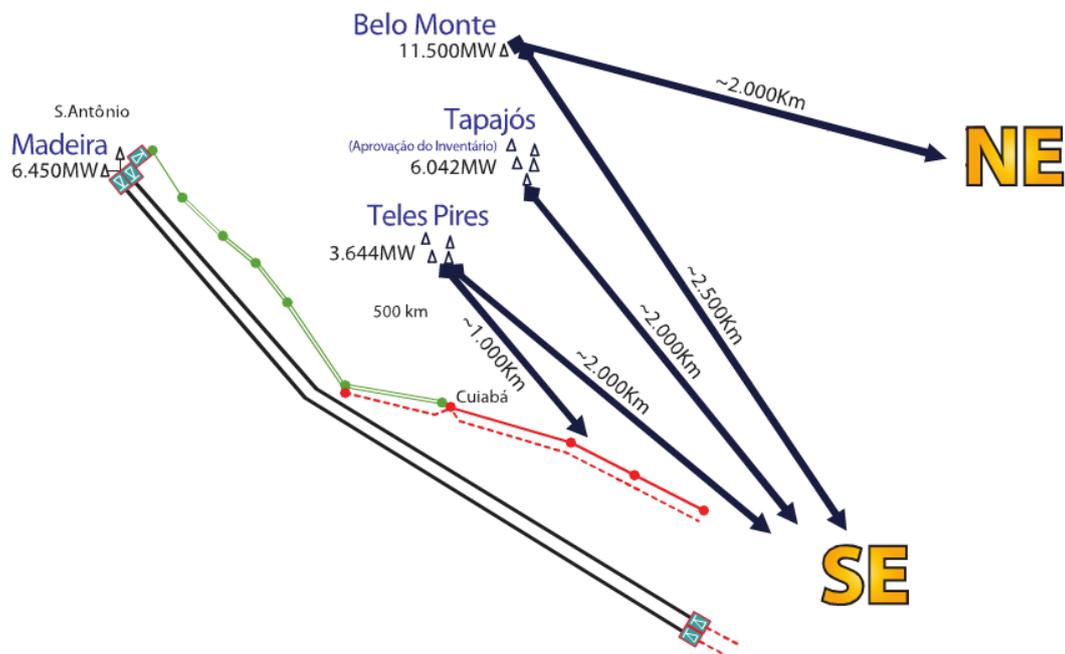


Figura 4.3 – Distâncias dos grandes potenciais hidráulicos aos possíveis sistemas receptores, adaptado de (*A. Araujo, et al., 2009*).

A partir da análise dos empreendimentos que serão construídos, identificou-se dentre as várias possibilidades para estudo inicial de um sistema de 1.000 kV CA: linha interligando o Complexo Tapajós ao Xingu e entre Xingu e Tucuruí, ou ainda, a interligação do Complexo do Teles Pires à região sudeste.

Adicionalmente, considera-se que a potência transmitida por uma linha de UAT CA está normalmente entre 3 a 5 GW (Liu, 2014). Definiu-se como potência nominal do estudo de caso o valor de 4 GW.

### **4.3 – CÁLCULO DO CONDUTOR ECONÔMICO**

O equacionamento técnico-econômico da transmissão de energia consiste em estabelecer uma relação ideal entre o custo das perdas na transmissão e o custo das instalações necessárias ao transporte de energia. As perdas de energia são devidas ao efeito Joule e ao efeito corona, sendo as primeiras proporcionais às correntes na linha e as segundas, proporcionais à tensão (Fuchs, 1979). As perdas por efeito Joule diminuem com o aumento da tensão, enquanto que as perdas por corona aumentam. Todavia, ambas diminuem com o aumento da seção dos condutores.

A escolha do condutor é uma das definições mais importantes e complexas a serem feitas antes da construção da linha. O condutor não apenas representa considerável parte do custo, cerca de 30 a 35% (Kiessling, et al., 2003), mas também seus parâmetros como pesos, dimensões, resistências mecânicas e material estrutural empregado, influenciam o custo das fundações e estruturas e ainda, os custos das perdas ao longo da vida útil da linha de transmissão (Cigré WG 22.09, 1991).

Desse modo, a escolha do condutor ótimo constitui-se como um compromisso entre as características elétricas e mecânicas, assim como o investimento e o custo das perdas ao longo da vida da LT (Kiessling, et al., 2003). Por certo, a fim de selecionar uma alternativa técnica e economicamente otimizada do condutor, faz-se necessário estudo aprofundado. Outrossim, a definição da seção econômica do condutor considera a minimização de custos de investimento e perdas (Joule e corona). Para tal fim, é aplicada a metodologia desenvolvida em (Jardini, et al., 2012). Ressalta-se que o cálculo da seção econômica do

feixe de condutores deve obedecer aos critérios de projeto elétrico, como o desempenho frente ao efeito corona.

A equação de custo de uma linha de transmissão pode ser definida como,

$$C_{LT} = a + b \cdot V + S(c \cdot N + d) \quad (4.1)$$

onde,

$a, b, c$  e  $d$  são parâmetros obtidos por meio de curva de ajustes de custos;

$V$  é a tensão fase-fase;

$S$  é a seção total de alumínio do feixe de condutores por fase, sendo representado por  $N \cdot SI$ , em que  $SI$  é a seção de um subcondutor; e

$N$  é o número de subcondutores do feixe.

O custo das perdas ( $C_{JL}$ ) em um ano é dado por,

$$C_{JL} = (C_p + 8.760 \cdot C_e \cdot l_f) \cdot JL_{CA} \quad (4.2)$$

onde

$C_p$  é o custo das perdas;

$C_e$  é o custo da energia;

$l_f$  é o fator de perdas; e

$JL_{CA}$  representa as perdas Joule calculadas por

$$JL_{CA} = r \cdot \left( \frac{P}{V_{ff}} \right)^2 \quad MW/km \quad (4.3)$$

onde

$P$  é a potência nominal em MW;

$V_{ff}$  é a tensão fase-fase em kV;

$r$  é a resistência do feixe por fase em  $\Omega/km$ , que equivale a  $r = r_0/N$ ;

$r_0$  é a resistividade do condutor igual a 58  $\Omega$  MCM/km (*mil circular mil* por quilômetro); e

$N$  é o número de subcondutores.

Com o objetivo de converter os valores totais dos custos em valores anuais, aplica-se o fator de recuperação de capital (FRC) à Equação 4.3.1. Nesta metodologia, este fator considera a taxa de juros de 10% ano durante o período de construção, os custos de operação de operação e manutenção anuais de 2% e uma vida útil de trinta anos para as linhas e resulta em

$$FRC = 1,1 \left( 0,02 + \frac{0,1}{1 - (1 + 0,1)^{-30}} \right) = 0,13869$$

A Equação (4.1) referente ao custo da linha pode ser reescrita como

$$C_{LT} = FRC \cdot (A_1 + B_1 \cdot S) = A + B \cdot S \quad (4.4)$$

Com base nos custos unitários dos componentes das linhas (Engenharia, materiais, mão de obra e administração e fiscalização), a função matemática que define o custo (R\$/km) de uma linha em 1000 kV com torre *cross-rope* é (Jardini, et al., 2012)

$$C_{L_{LT,Cross-rope}} = 136.159 + 437,86 \cdot V + N \cdot S_1(2,4193 \cdot N + 59,714) \quad (4.5)$$

As variáveis são as mesmas indicadas na Equação (4.1). Comparando-se as Equações (4.1) e (4.5), têm-se os parâmetros:  $a = 136.159$ ,  $b = 437,86$ ,  $c = 2,4193$  e  $d = 59,714$ .

Para o estudo de caso, em que  $V = 1000$  kV e  $N = 8$ , substituindo-se esses valores na Equação (4.4) tem-se

$$C_{L_{LT,Cross-rope}} = 574.019 + 632,55 \cdot S_1 \quad (4.6)$$

Em seguida, multiplica-se o fator FRC na Equação (4.5)

$$C_{L_{LT,Cross-rope}} = 76.610,70 + 87,73 \cdot S_1 \quad (4.7)$$

Observa-se que as Equações (4.2) e (4.6) são similares.

O custo total anual da linha é dado pelo somatório dos custos anuais da linha e das perdas,

$$C_{L_{LT,Total}} = C_{LT} + C_{Perdas} \quad (4.8)$$

onde

$$C_{Perdas} = C/S.$$

Por conseguinte,

$$C_{L_{LT,Total}} = A + B \cdot S + \frac{C}{S} \quad (4.9)$$

Dessa forma, o condutor econômico pode ser obtido quando ocorre o mínimo da Equação (4.4), o que resulta em

$$S = \sqrt{\frac{C}{B}} \quad (4.10)$$

Da Equação (4.6), obtém-se  $B = 87,73$ . E ainda, considerando os valores de  $C_p = 0$  e  $C_e$  igual a R\$ 139,00/MWh (Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa, 2015) e  $lf = 0,5$ , o valor das perdas Joule a partir da Equação (4.3) é

$$JL_{CA} = \frac{58}{8} \cdot \left(\frac{4000}{1000}\right)^2 = 116 \quad MW/km \quad (4.11)$$

E então, o custo das perdas é

$$C_{JL} = 70.115.040 \quad R\$/km \quad (4.12)$$

Por conseguinte, a seção econômica do condutor para o estudo de caso é

$$S \approx 894 \quad MCM$$

Com base no catálogo de cabos do tipo CAA (Nexans, 2015), foi definido o cabo Rail 954 MCM. As características técnicas deste cabo estão indicadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Características do condutor *Rail*

<b>Características dimensionais</b>	
<b>Bitola</b>	954 kcmil
<b>Seção transversal de alumínio</b>	483,32 mm <sup>2</sup>
<b>Seção transversal do condutor</b>	516,8 mm <sup>2</sup>
<b>Número de fios de alumínio</b>	45
<b>Diâmetro dos fios de alumínio</b>	3,698 mm
<b>Número de fios de aço</b>	7
<b>Diâmetro dos fios de aço</b>	2,466 mm
<b>Diâmetro da alma de aço</b>	7,4 mm
<b>Diâmetro do condutor</b>	29,6 mm
<b>Raio médio geométrico</b>	0,01174 m
<b>Características elétricas</b>	
<b>Resistência elétrica máxima CC a 20°C</b>	0,06 Ohm/km
<b>Resistência elétrica máxima CA 60Hz 75°C</b>	0,073 Ohm/km
<b>Reatância indutiva</b>	0,3352 Ohm/km
<b>Reatância capacitiva</b>	0,2011 MOhm.km
<b>Ampacidade</b>	970 A

#### 4.4 – DEFINIÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DO FEIXE DE CONDUTORES

Os feixes de condutores são formados por um número de subcondutores cilíndricos, dispostos equidistantes uns dos outros ao redor do perímetro de um círculo. O feixe é geralmente caracterizado em termos do número e dos diâmetros dos subcondutores e do feixe. Todavia, pode ser também descrito em termos do espaçamento entre subcondutores adjacentes. Outro fator, no entanto, de menor importância, é a orientação do feixe, principalmente para um número de subcondutores iguais ou inferiores a quatro (Maruvada, 2000).

Para transportar grandes blocos de energia em UAT são normalmente estudados feixes que irão utilizar 8, 10 ou 12 subcondutores. Estes feixes podem ter geometria especial, obtidas da otimização do campo elétrico e magnético em torno dos condutores. No entanto, para o estudo de caso, em questão, são considerados feixes de 8 subcondutores dispostos em geometria regular, como mostra a Figura 4.4.

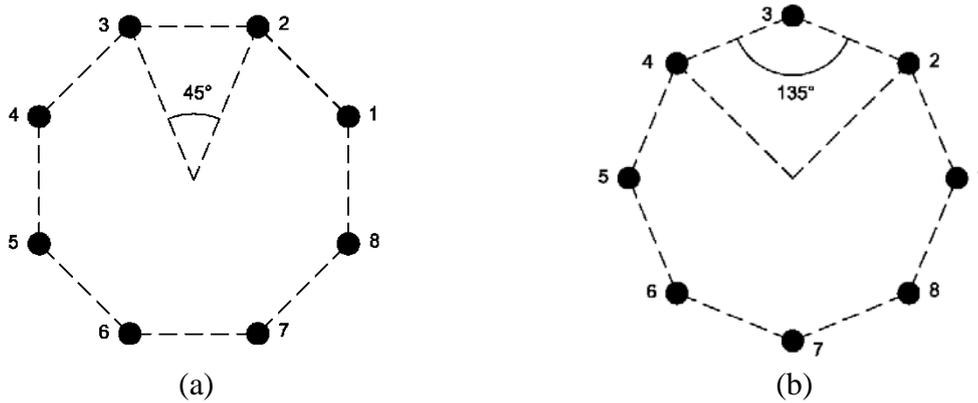


Figura 4.4 – Geometria de feixes em octógono: (a) tipo 1; (b) tipo 2.

O espaçamento do feixe de condutores,  $s_c$ , é definido como a distância entre os centros de dois subcondutores adjacentes. Usualmente, o valor deste espaçamento é escolhido como aproximadamente 457 mm ou ainda 0,667 m, independentemente das características da LT: tensão, capacidade de carregamento, número de subcondutores e configuração da torre (Dan, 1998; EPRI, 2005).

De acordo com (Dey, et al., 1971), o espaçamento pequeno entre subcondutores pode ocasionar instabilidade aerodinâmica do feixe, resultando em oscilações de sub-vão. E, portanto, é recomendável adotar espaçamento entre 10 a 12 vezes o diâmetro do condutor com o objetivo de minimizar essa instabilidade.

A definição do espaçamento para o circuito em estudo teve como premissa as considerações sobre a instabilidade aerodinâmica e as práticas de projeto. Assim, tem-se como valor mínimo estabelecido para  $s_c$

$$s_c \geq 15 \cdot \phi_c \quad (4.13)$$

sendo  $\phi_c$  o diâmetro do condutor em mm.

O objetivo é evitar espaçamento que favoreça o tombamento de condutores no meio do vão da linha. Adicionalmente, destaca-se que valores pequenos de  $s_c$  favorecem o contato entre subcondutores, ocasionado pela ação dos ventos ou força eletromagnética. Nesta situação, a corrente de carga pode manter o contato entre os subcondutores por tempo indeterminado (Dan, 1998).

Para este estudo de caso, o valor de  $\phi_c$  está indicado na Tabela 4.1. Dessa forma, substituindo-se  $\phi_c$  na expressão (4.13), tem-se que o valor mínimo deve atender a

$$s_c \geq 444 \text{ mm} \quad (4.14)$$

Com base em (4.14) e nas práticas de projeto, adotou-se  $s_c$  igual a 457 mm. Como consequência, o diâmetro do feixe é de 1,19 m.

A Figura 4.5 ilustra a geometria do feixe a ser usado no estudo de caso.

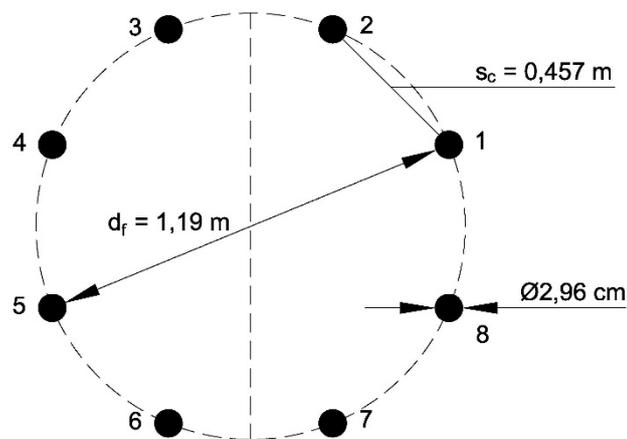


Figura 4.5 – Feixe de 8 subcondutores, com geometria do tipo 1 (ângulo central de 45 °)

#### 4.5 – DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA LINHA

As torres utilizadas em transmissão UAT devem atender a requisitos elétricos, mecânicos e econômicos das LTs. Detalhes sobre metodologia de definição da geometria de torres CA, bem como sobre projeto e otimização de torres em UAT podem ser encontrados nas referências (Jardini, et al., 2012) e (Liu, 2014), respectivamente.

As estruturas típicas das linhas de UAT projetadas na Rússia, no Japão e na China incluem torres estaiadas e autoportantes, sendo estas últimas aplicadas tanto para circuitos simples quanto para circuitos duplos (Cigré WG A3.22, 2008; Liu, 2014).

Neste estudo de caso, será utilizada a estrutura do tipo *cross-rope*, que é uma torre do tipo estaiada. Este tipo de torre apresenta bom desempenho técnico e econômico, especialmente





Figura 4.7 – Exemplo de silhueta da torre Cross-rope, suspensão, 400 kV (*Trans-Africa Projects Ltd, 2015*)

## 4.6 – GRADIENTE NA SUPERFÍCIE DOS CONDUTORES

### 4.6.1 – Gradiente crítico

Para que a linha apresente um desempenho satisfatório face ao fenômeno corona, é necessário que o gradiente de potencial, na superfície dos condutores, seja inferior ao valor do gradiente crítico disruptivo do ar, também conhecido como gradiente crítico visual,  $E_c$  (Fuchs, 1979). De acordo com a fórmula de Peek, este gradiente depende não apenas do diâmetro e condições superficiais dos condutores, mas também das condições atmosféricas. A fórmula, obtida empiricamente, para a estimação de  $E_c$  de um condutor cilíndrico é dada por (Maruvada, 2000).

$$E_c = mE_0 \left( 1 + \frac{k}{\sqrt{\delta r_c}} \right) \quad (4.15)$$

onde

$E_0$  e  $k$  são constantes empíricas que dependem da natureza da tensão aplicada. Para tensões em corrente alternada,  $E_0 = 29,8 \text{ kV/cm}$  (ou  $21,1 \text{ kVrms}$ ) e  $k = 0,301$ ;  $m$  é o fator de irregularidade da superfície do condutor; e  $r_c$  é o raio do condutor em cm.

A densidade relativa do ar é dada por

$$\delta = \frac{273 + t_0}{273 + t} \cdot \frac{p}{p_0} \quad (4.16)$$

onde

$t$  é a temperatura em °C, em geral, considera-se valor da temperatura média anual;  
 $p$  é a pressão do ar em torr (1 Torr equivale a  $101\,325/760$  Pa), considerando-se uma altitude média da linha de transmissão;  
 $t_0$  é  $25$  °C; e  
 $p_0$  é a pressão atmosférica no nível do mar (760 torr).

A Equação (4.15) mostra  $E_c$  que é aproximadamente proporcional à umidade relativa do ar  $\delta$ . No entanto, para uma dada localidade,  $\delta$  pode sofrer variações, em decorrência de variação de temperatura, da ordem de 10% a 20%. De fato, a redução do valor de  $\delta$  ocorre em altitudes acima do nível do mar devido à redução da pressão atmosférica. Essa variação da pressão atmosférica com a altitude pode ser aproximada pela equação empírica (Maruvada, 2000)

$$p = p_0 \left(1 - \frac{h}{k}\right) \quad (4.17)$$

onde

$p$  é a pressão do ar na altitude  $h$  (km),  $p_0$  é a pressão atmosférica no nível do mar e  $k$  é uma constante empírica cujo valor é 10,7.

Dessa maneira, o cálculo de  $\delta$  por meio da (4.15) requer as definições da altitude média e da temperatura média anual, considerando a localização da LT. Conforme indicado na seção 4.2, foram identificadas possíveis linhas de 1.000 kV CA, sendo estas situadas na região do estado do Pará (ex.: LT de interligação do complexo Tapajós ao Xingu e entre

Xingu e Tucuruí). Com base nestas informações, foram consultados os valores para altitudes e temperaturas disponibilizados pelo governo do estado do Pará (Pará, 2016) e pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Para o cálculo do gradiente crítico, da linha de UAT em estudo, os parâmetros considerados são: altitude média da linha 300 m, temperatura média anual de 27 °C, raio do condutor ( $r_c$ ) igual a 1,48 cm (conforme Tabela 4.1) e fator de superfície do condutor de 0,8 (EPRI, 2005; Fuchs, 1979).

Como consequência, o valor de  $\delta$  é 0,9655. E, portanto, substituindo os valores citados na Equação (4.15), tem-se  $E_c$  igual a 20,51 kV<sub>rms</sub>/cm (ou 29,01 kV<sub>pico</sub>/cm). Como critério de projeto, foi adotada a premissa de 95% deste valor para o limite de gradiente de início de corona visível,  $E_c$ , em kV<sub>ef</sub>/cm.

#### 4.6.2 – Gradientes nos subcondutores

Existem termos específicos para a descrição dos gradientes, que são relevantes para a avaliação. Os termos comumente empregados para a descrição do campo elétrico ao redor dos condutores ou subcondutores dos feixes são (IEEE, 1979; Maruvada, 2000):

Gradiente de tensão: sinônimo de gradiente de potencial e usualmente referido como gradiente ou intensidade de campo elétrico. Em corrente alternada, seu valor é indicado em valor eficaz. Este gradiente é obtido por meio da aplicação do operador nabla ( $\nabla$ ) a função escalar do potencial  $u$ . E, então

$$\mathbf{E} = -\nabla u = -\left(\mathbf{a}_x \frac{\partial u}{\partial x} + \mathbf{a}_y \frac{\partial u}{\partial y} + \mathbf{a}_z \frac{\partial u}{\partial z}\right) \quad (4.18)$$

Gradiente máximo do condutor (ou subcondutor): máximo valor atingido pelo gradiente  $E(\theta)$ , com  $\theta$  variando na faixa de 0 a  $2\pi$ , onde  $E(\theta)$  é o gradiente de superfície no condutor (ou subcondutor) da fase da linha de transmissão e expresso em função da posição angular ( $\theta$ ).

A Figura 4.8 mostra que o gradiente varia em função da posição ao redor da superfície do condutor.

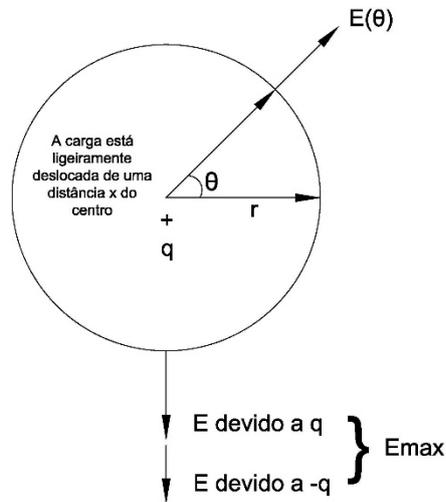


Figura 4.8 – O gradiente expresso em função da posição angular na superfície do condutor, adaptado de (EPRI, 2005).

Gradiente mínimo do condutor (ou subcondutor): mínimo valor atingido pelo gradiente  $E(\theta)$ , com  $\theta$  variando na faixa de 0 a  $2\pi$ .

Gradiente médio do condutor (ou subcondutor): valor médio de gradiente obtido por

$$E_{med} = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} E(\theta) d\theta \quad (4.19)$$

Na prática, este gradiente é aproximadamente igual a média aritmética dos gradientes máximo e mínimo do condutor.

Gradiente médio do feixe: para um feixe com dois ou mais subcondutores, média aritmética dos gradientes médios de cada subcondutor.

Gradiente médio do máximo do feixe: para um feixe com dois ou mais subcondutores, média aritmética dos gradientes máximos de cada subcondutor.

Gradiente máximo do feixe: para um feixe com dois ou mais subcondutores, maior valor entre os gradientes máximos de cada subcondutor.

Gradiente nominal do condutor: gradiente determinado para um condutor cilíndrico de superfície uniforme, cujo diâmetro é igual ao diâmetro externo do condutor encordado em estudo.

#### **4.6.3 – Efeitos do espaçamento dos subcondutores**

Com a finalidade de avaliar a sensibilidade do gradiente a fatores relacionados ao espaçamento dos condutores, serão analisados diferentes espaçamentos entre subcondutores ( $s_c$ ) e diferentes arranjos regulares de feixes.

Para avaliar o efeito do espaçamento sobre os gradientes de potencial de superfície dos condutores, os valores de  $s_c$  foram variados de 400 mm a 600 mm: a partir de 457 mm em intervalos de 50 mm. Para cada valor de  $s_c$ , os valores máximo e médio de gradiente são calculados para cada subcondutor por meio do método das imagens. O sistema a ser avaliado é composto por 24 condutores, sendo 8 por fase.

Para avaliar a variação do gradiente de potencial nos condutores, em decorrência do arranjo do feixe, foram consideradas três configurações: hexagonal, octogonal e decagonal. Neste caso, o espaçamento entre condutores foi mantido em 457 mm no cálculo da intensidade do campo elétrico.

## 5 – RESULTADOS

### 5.1 - INFLUÊNCIA DO ESPAÇAMENTO DO FEIXE DE CONDUTORES

Inicialmente, os gradientes de potencial, máximo e médio, na superfície de cada condutor, foram calculados pelo método das imagens sucessivas, para cada valor de  $s_c$ . Para tanto, é utilizada a ferramenta computacional Sistema Integrado de Gerenciamento de Arquivos (SIGA), desenvolvido pelo CEPEL em 1995.

O SIGA foi especialmente concebido para avaliar o desempenho das linhas aéreas e para estimar os impactos ambientais nas vizinhanças das LTs. Todavia, este programa tem a capacidade de calcular o campo elétrico na superfície dos condutores.

O SIGA utiliza o método das imagens sucessivas para calcular  $E_c$ , baseado no modelo simplificado de LTs apresentado no capítulo 2. Dessa forma, nas simulações desconsideram-se efeitos como a flecha e a proximidades às estruturas suporte. Além disso, o fator de irregularidade da superfície do condutor pode ser incluído para o cálculo do nível de ruído audível. Contudo, o cálculo de  $E_c$  ignora este parâmetro.

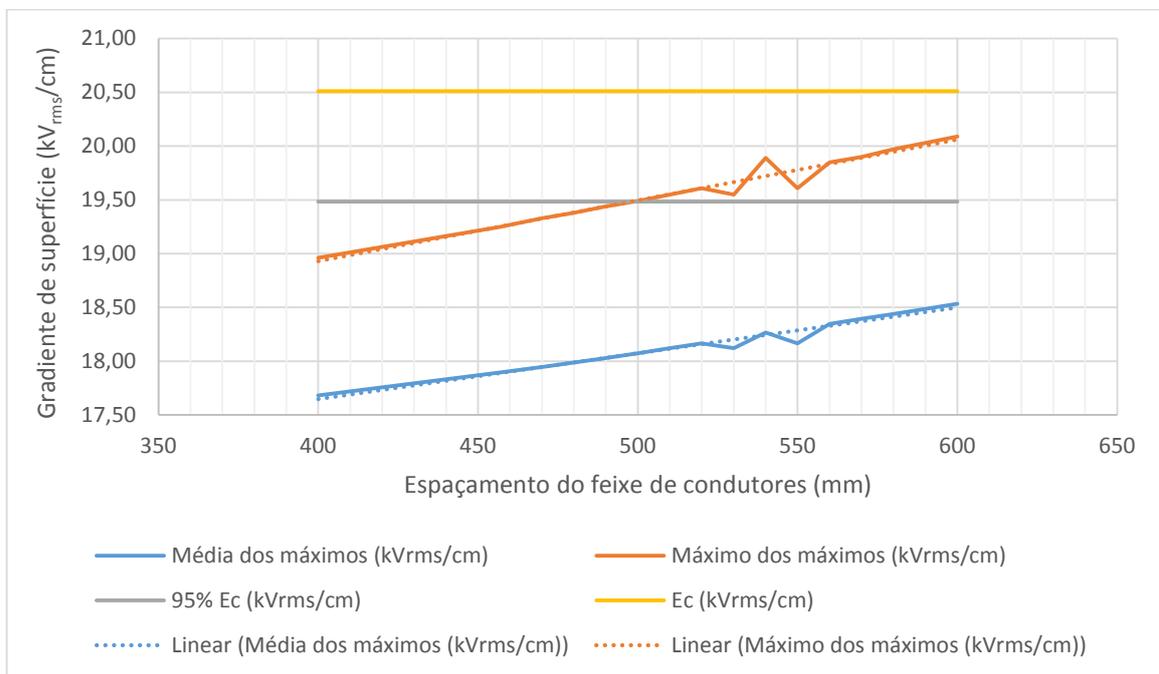
Para tal finalidade, o raio do condutor e as características do feixe de condutores, como número de condutores e altura e posicionamento relativo de cada um em relação ao solo, são alguns dos parâmetros de entrada requeridos pelo programa. Os valores máximo e médio do gradiente de superfície em cada subcondutor são saídas fornecidas pelo programa.

Nas simulações, é utilizado o modelo simplificado de linha de transmissão, desconsiderando efeitos como a flecha e a proximidades às estruturas suporte.

A partir dos valores obtidos, foram avaliados os gradientes médio e máximo do feixe, com a finalidade de avaliar o comportamento desses gradientes mediante a variação do espaçamento do feixe de 8 condutores em cada fase.

Cabe ressaltar que para cada variação de espaçamento, há necessidade de calcular as coordenadas de cada subcondutor nos eixos horizontal, vertical na torre e vertical no meio do vão. Estas coordenadas são definidas com base nas geometrias da torre (*Figura 4.6*) e do feixe de condutores (*Figura 4.5*). Destaca-se que as distâncias entre fases e entre fase e solo, indicadas na *Figura 4.6*, têm como referência o centro do feixe de condutores. Assim, as coordenadas calculadas referem-se aos vértices do feixe octogonal.

A *Figura 5.1* mostra os valores máximos e médios calculados a partir do gradiente máximo de cada subcondutor.



*Figura 5.1* – Gradientes de potenciais máximos na superfície dos condutores em relação à distância entre os subcondutores do feixe.

A *Figura 5.2* mostra os valores máximos e médios calculados a partir do gradiente médio de cada subcondutor.

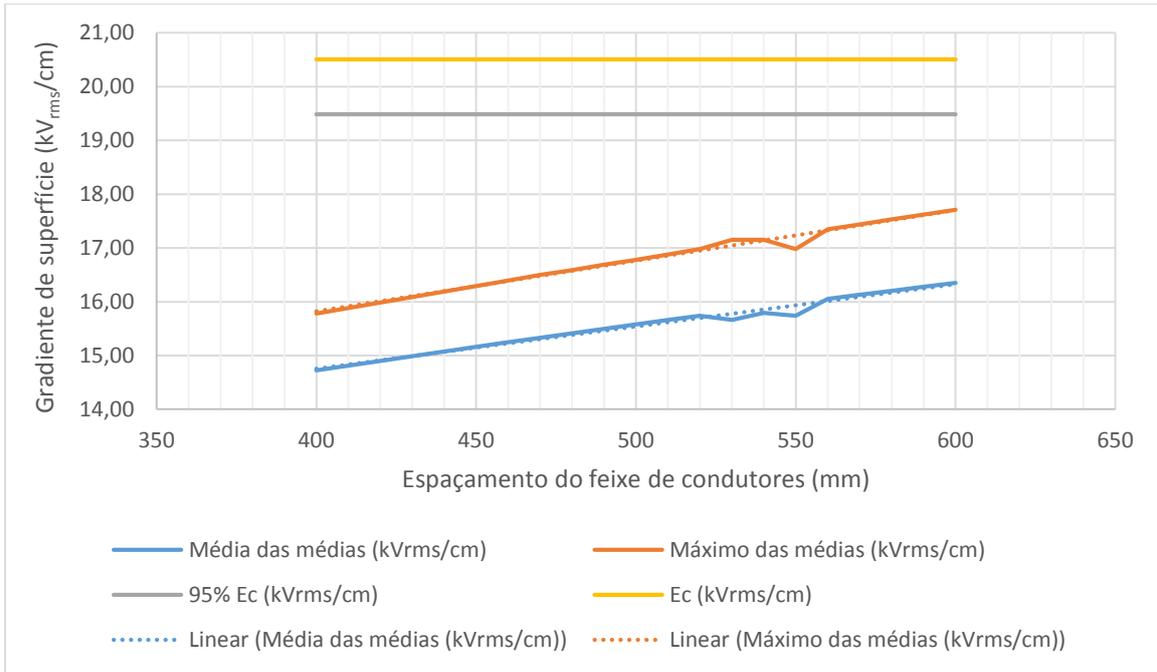


Figura 5.2 – Gradientes de potenciais médios na superfície dos condutores em relação à distância entre os subcondutores do feixe.

Como esperado, os valores máximo e médio aumentam à medida que aumenta o espaçamento do feixe. Os valores médios do gradiente de superfície do feixe satisfazem o limite estabelecido de 95% do gradiente de início corona visível,  $E_c$  (Figura 5.3).

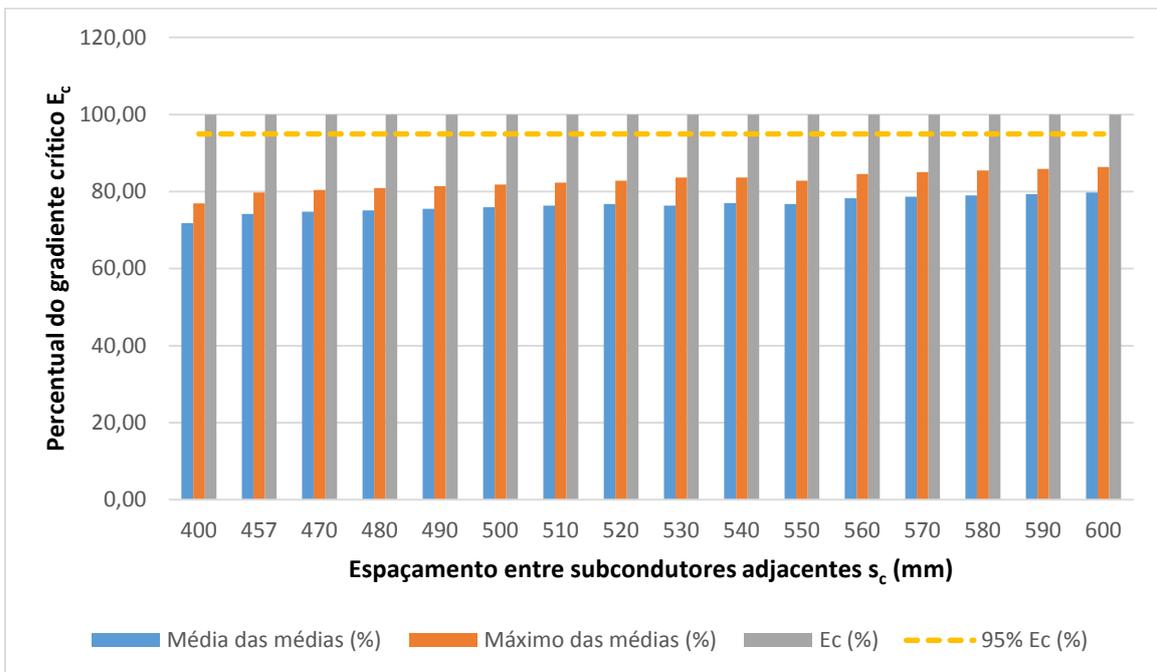


Figura 5.3 – Valores percentuais de gradientes médios na superfície dos condutores em relação à distância (mm) entre os subcondutores do feixe.

De fato, o gradiente médio do feixe apresenta valor médio da média das médias de 76,6 % de  $E_c$ , e 82,3% de  $E_c$  para a média dos máximos. Deve-se ressaltar que, para o valor especificado de  $s_c$  (457 mm), os gradientes citados são inferiores a 80 %: 74,22% e 79,77 %, respectivamente.

Por outro lado, a Figura 5.1 mostra que para espaçamentos entre subcondutores acima de 500 mm, os valores máximos de gradiente não atendem ao limite estabelecido de 95% de  $E_c$ , embora sejam inferiores ao valor crítico de início de corona visual. Adicionalmente, se o espaçamento do feixe for reduzido de 600 mm a 457 mm, há uma redução de aproximadamente 4% do gradiente máximo de superfície do feixe, ao passo que, para o gradiente médio, a redução é da ordem de 7 %.

A variação do espaçamento de 457 a 600 mm implica variação do diâmetro do feixe de 1,19 a 1,57 m. Somente para um diâmetro de 1,75 m ( $s_c$  igual a 670 mm), o gradiente máximo do feixe excede o valor crítico disruptivo do ar ( $E_c = 20,51 \text{ kV}_{\text{rms}}/\text{cm}$ ) sendo igual a  $20,53 \text{ kV}_{\text{rms}}/\text{cm}$ .

Desse modo, com base nas premissas dotadas, os dados permitem concluir que o valor mínimo definido previamente para  $s_c$  está adequado.

## **5.2– CONFIGURAÇÃO DO FEIXE**

Neste caso, são avaliadas a variação do gradiente de potencial de três configurações de feixes: 6, 8 e 10 condutores. Para tanto, o espaçamento entre condutores foi mantido em 457 mm no cálculo da intensidade do campo elétrico, e então, calculados os gradientes médios e máximos nos subcondutores de cada arranjo.

Os resultados obtidos dos valores de gradientes médio e máximo para cada subcondutor são comparados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Gradientes (valores eficazes) nas superfícies dos condutores para as configurações de 6, 8 e 10 subcondutores/feixe.

Condutor N°.	Hexagonal		Octogonal		Decagonal	
	E_med (kVef/cm)	E_max (kVef/cm)	E_med (kVef/cm)	E_max (kVef/cm)	E_med (kVef/cm)	E_max (kVef/cm)
1	18,09	21,04	15,16	17,88	13,45	16,00
2	17,62	20,44	14,85	17,47	12,98	15,39
3	17,46	20,24	14,42	16,93	12,56	14,87
4	17,7	20,54	14,13	16,56	12,2	14,40
5	18,18	21,16	14,17	16,61	12,07	14,23
6	18,41	21,46	14,54	17,07	12,11	14,29
7	19,71	22,93	14,98	17,63	12,35	14,60
8	19,71	22,93	15,21	17,94	12,88	15,29
9	19,68	22,89	16,36	19,25	12,58	14,98
10	19,6	22,77	16,33	19,21	12,89	15,37
11	19,6	22,77	16,33	19,21	14,47	17,18
12	19,69	22,9	16,36	19,25	14,28	16,91
13	17,62	20,45	16,30	19,16	14,21	16,82
14	18,09	21,05	16,20	19,02	14,23	16,85
15	18,39	21,4	16,20	19,02	14,26	16,89
16	18,18	21,16	16,30	19,16	14,21	16,82
17	17,7	20,56	14,15	16,59	14,14	16,72
18	17,43	20,21	14,40	16,90	14,21	16,83
19	-	-	14,82	17,44	13,57	16,10
20	-	-	15,20	17,92	13,67	16,25
21	-	-	15,25	17,98	12,21	14,44
22	-	-	14,95	17,60	12,26	14,48
23	-	-	14,52	17,04	12,57	14,86
24	-	-	14,19	16,64	12,97	15,37
25	-	-	-	-	13,27	15,75
26	-	-	-	-	13,33	15,82
27	-	-	-	-	13,14	15,59
28	-	-	-	-	12,87	15,26
29	-	-	-	-	11,87	14,07
30	-	-	-	-	11,65	13,80
Média	18,49	21,49	15,22	17,90	13,12	15,54
Máximo	19,71	22,93	16,36	19,25	14,47	17,18

Verifica-se que a configuração hexagonal não atende ao limite de gradiente de início de corona visível  $E_{c95\%}$ , apresentando um valor de gradiente 17,68% superior.

Observa-se que a inclusão de dois condutores, geometria octogonal, proporciona uma redução de aproximadamente 16 % no gradiente de potencial, o que equivale a 3,68 kV<sub>ef</sub>/cm. Adicionalmente, o valor de gradiente máximo é 1,20% inferior ao limite de início

de corona. Ao passo que o arranjo em decágono implica redução de 25 %, e gradiente máximo inferior a 11,83 %.

As geometrias com 8 e 10 condutores atendem tanto ao limite de projeto quanto ao gradiente crítico. Além disso, o arranjo de decágono apresenta uma redução de 10,75 % em relação ao feixe octogonal.

A partir dos resultados da Tabela 5.1, para todos os arranjos, constata-se que a distribuição dos gradientes nos subcondutores não é uniforme, e como consequência, o gradiente máximo dos feixes difere do gradiente médio do máximo do feixe. Destaca-se que a influência do plano de solo é considerada por meio das imagens dos condutores nesse plano.

Além disso, as fases internas apresentam os maiores valores de gradiente em comparação às fases externas. Com base nos dados apresentados na Tabela 5.2, obtêm-se os valores percentuais para cada configuração de feixes, sendo 10,19 % para o arranjo em hexágono; 11,53 % para o em octógono; e 14,15 %, para geometria de 10 condutores.

Tabela 5.2 – Comparação entre os gradientes médios dos máximos das fases externas e internas, para as geometrias de 6, 8 e 10 subcondutores/feixe.

Nº de condutores do feixe	Fase	E_max (kVrms/cm)	E_max /Ec
6	Externa (A/C)	20,81	1,015
	Interna (B)	22,93	1,118
8	Externa (A/C)	17,26	0,842
	Interna (B)	19,25	0,939
10	Externa (A/C)	15,05	0,734
	Interna (B)	17,18	0,838

No que diz respeito ao espaçamento definido, 457 mm, os potenciais em cada subcondutor estão indicados na Figura 5.4. Cabe destacar que os cálculos foram realizados considerando a disposição triangular das fases. Contudo, para facilitar a visualização da distribuição dos potenciais nas fases, os feixes são representados alinhados.

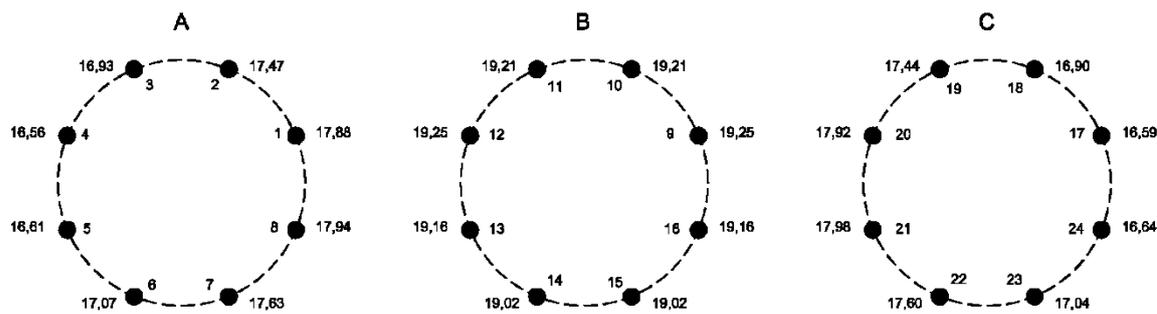


Figura 5.4 – Gradientes máximos de potenciais ( $kV_{rms}/cm$ ) na superfície dos condutores para o espaçamento  $s_c$  de 457 mm.

De fato, a fase B apresenta os maiores valores de gradiente, em decorrência da influência das demais fases. Observa-se que o gradiente máximo-máximo está nas laterais (condutores 9 e 12) do feixe. Além disso, o gradiente médio dos máximos ( $19,16 kV_{rms}/cm$ ) também se encontra nas laterais da fase central, nos subcondutores 13 e 16. Com a finalidade de avaliar a sensibilidade do gradiente nos subcondutores citados, a posição dos mesmos foi alterada, e os potenciais recalculados. Os novos valores estão indicados na Figura 5.5.

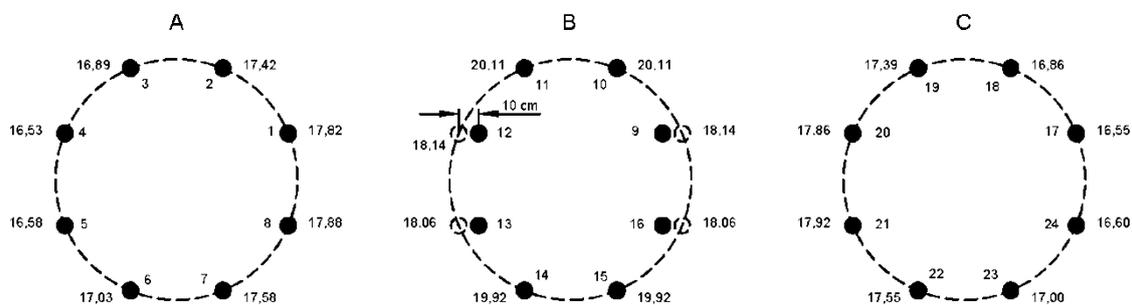


Figura 5.5 – Gradientes máximos ( $kV_{rms}/cm$ ) após a variação da posição dos condutores 9, 12, 13 e 16 em 10 cm.

Mesmo com uma variação, equivalente a três vezes ao diâmetro do subcondutor, houve uma alteração muito pequena nas médias dos gradientes para as fases A, B e C: 0,23 %, 0,52 % e 0,23 %, respectivamente. Todavia, os potenciais das laterais da fase B apresentaram uma redução de 5,7 %. Observa-se ainda que os gradientes nas fases A e C permanecem praticamente inalterados. Portanto, não foram avaliadas outras alterações de posição de subcondutores, considerando a assimetria do feixe.

## 6 – CONCLUSÕES

### 6.1 – CONCLUSÕES GERAIS

Este trabalho apresentou metodologias de pesquisa destinadas a compreender a influência da configuração dos feixes de subcondutores das linhas de transmissão em UAT CA sobre os valores dos campos elétricos, tendo como principais objetivos a avaliação da sensibilidade do gradiente de potencial nas superfícies dos condutores; a análise crítica dos métodos de cálculo existentes para quantificar a distribuição do gradiente de potencial; e o estudo do equacionamento dos campos eletromagnéticos associados a linhas de transmissão na frequência industrial, a partir das equações de Maxwell.

Destaca-se que o gradiente de potencial na superfície dos condutores é o fator que possui maior influência sobre a geração do efeito corona, que é um dos fenômenos de maior importância no projeto de linhas de transmissão. E, portanto, o cálculo desse gradiente é fundamental para a concepção de LTs, em especial, para ultra alta tensão, pois as manifestações do efeito corona aumentam com o nível das tensões. Conforme abordado no capítulo 2, um modo tradicional de controle ou redução destes efeitos é o uso de feixes de condutores. Para as linhas UAT CA, foram propostos feixe compostos por 8 ou mais condutores com o objetivo de evitar níveis excessivos de RI e RA.

Ainda neste capítulo, é apresentada a revisão de literatura com a finalidade de conhecer as publicações existentes sobre o tema e os aspectos já abordados, incluindo os métodos de cálculo conhecidos para avaliar a distribuição do campo elétrico nas superfícies dos condutores. Também, fez-se um levantamento sobre as experiências existentes em transmissão em UAT CA, buscando-se referências com ilustrações práticas sobre o uso de feixes de múltiplos condutores. De fato, a configuração com estes feixes mostrou-se favorável a redução dos efeitos corona. Cabe ressaltar que algumas das avaliações foram validadas com base em medições experimentais, como por exemplo, na Rússia, nos EUA e na Itália.

No que se refere aos métodos de cálculo, estes podem ser analíticos ou numéricos. Nos métodos analíticos, os efeitos do plano de terra e dos feixes de condutores são tratados

como se fossem independentes um do outro. Além disso, a carga total do feixe é assumida como igualmente distribuída entre os subcondutores, o que, na prática não ocorre. Soma-se a isto, o fato do efeito corona ser extremamente sensível aos campos elétricos nas superfícies dos condutores. Logo, é necessário o uso de soluções mais precisas para as linhas de transmissões com feixes de múltiplos condutores. Por isso, os métodos numéricos mostram-se mais adequados ao estudo do problema.

O cálculo da distribuição do gradiente de potencial, nas proximidades das superfícies dos condutores, assim como no espaço entre os condutores e o solo, é complexo em decorrência das características reais das configurações das linhas de transmissão. Tais características referem-se à proximidade das torres, flecha de condutores e características construtivas dos condutores, por exemplo. Por isso, faz-se necessário assumir premissas com a finalidade de simplificar e reduzir a complexidade do problema, que é ilustrada no capítulo 3. Tal simplificação consiste em considerar a linha constituída por condutores idealmente cilíndricos, de superfícies lisas, paralelos e equipotenciais acima de uma superfície plana com potencial nulo. Como resultado, o problema tridimensional em determinar o gradiente é então representado como um modelo bidimensional.

Por certo, as linhas de transmissão aéreas geram campos elétricos e magnéticos na frequência industrial, 60 Hz. Isto implica considerar o campo eletromagnético, gerado nos condutores, como quase-estático, de acordo com a modelagem apresentada no capítulo 3. Dessa forma, os campos elétricos e magnéticos podem ser considerados independentes um do outro. Assim, o cálculo dos gradientes é realizado com base em método eletrostático. Portanto, as distribuições de campos elétricos associados com linhas de transmissão de corrente alternada, a partir da superfície condutores, pode ser determinada usando a equação de Laplace e dos valores dos potenciais aplicados aos condutores. Neste caso, verifica-se que o uso do Método das Imagens Sucessivas é uma ferramenta muito útil na resolução desse tipo de problema, considerando feixes de múltiplos condutores.

Com o propósito de avaliar o cálculo do gradiente de potencial na superfície de condutores em linhas UAT e os principais fatores de influência neste cálculo, foi feita uma simulação em larga escala de um estudo de caso de uma linha de UAT CA em 1000 kV, definida no capítulo 4. Inicialmente, considerando os possíveis troncos de transmissão no Brasil para a implantação de uma linha UAT, foi determinada a potência da linha em 4 GW. Em

seguida, foram definidos: a seção do condutor econômico, geometria da linha, configuração dos feixes de condutores, e os limites de gradiente crítico. E então, foram definidos os diferentes espaçamentos entre subcondutores ( $s_c$ ) e diferentes arranjos regulares de feixes (6, 8 e 10 condutores), com a finalidade de avaliar a sensibilidade do gradiente a fatores relacionados ao espaçamento dos condutores.

Observa-se que os valores máximo e médio do gradiente do feixe aumentam à medida que aumenta o espaçamento do feixe. O valor mínimo definido para o espaçamento entre subcondutores adjacentes,  $s_c$ , (457 mm) atende os limites de gradiente. Para uma variação de pouco mais de 9%, em relação ao espaçamento mínimo, os valores máximos de gradiente não atendem ao limite estabelecido de 95% de gradiente crítico. Adicionalmente, para reduções do espaçamento do feixe da ordem de 24% (variação entre o máximo e o mínimo), há uma redução de aproximadamente 4% do gradiente máximo de superfície do feixe, ao passo que, para o gradiente médio, a redução é da ordem de 7%. Dessa forma, observa-se que a variação percentual nos gradientes não é tão expressiva quando comparada a variação percentual do espaçamento entre subcondutores.

Para os arranjos de 6, 8 e 10 condutores, constata-se que a distribuição dos gradientes nos subcondutores não é uniforme, e como consequência, o gradiente máximo dos feixes difere do gradiente médio do máximo do feixe. Destaca-se que as fases internas apresentam os maiores valores de gradiente em comparação às fases externas. Apenas os arranjos de 8 e 10 condutores atendem aos gradientes críticos de início de corona visual, implicando reduções expressivas de gradiente de 16% e 25% respectivamente, em comparação ao arranjo hexagonal.

Os resultados das simulações, apresentados no capítulo 5, permitem concluir que a distribuição do gradiente é sensível tanto ao espaçamento do feixe de condutores quanto a geometria dos feixes. Sendo este último o de maior influência.

## **6.2 – SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS**

Em função das conclusões descritas acima, recomenda-se em trabalhos futuros a avaliação a influência de diferentes condutores sobre o desempenho de linhas UAT. Adicionalmente, sugere-se realizar experimentos numéricos nos quais métodos a parâmetros concentrados

(elementos finitos, por exemplo) sejam aplicados na avaliação do gradiente de potencial na superfície de condutores, a fim de avaliar parâmetros desconsiderados pela simplificação do modelo das linhas de transmissão como:

- Flecha dos condutores;
- Proximidade dos condutores às torres;
- Superfície de solo irregular;
- Condutividade finita do solo;
- Encordoamento (ex.: condutores trapezoidais) e características das superfícies dos condutores.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

"SkyscraperPage Forum", 2009.

<http://forum.skyscraperpage.com/showthread.php?t=174272>. [Online]

Disponível em: <<http://www015.upp.so-net.ne.jp/overhead-TML/kibohikaku1.jpg>>

Acesso em: 20 Agosto 2015.

3M do Brasil Ltda, 2010.

[http://solutions.3m.com.br/wps/portal/3M/pt\\_BR/EMD\\_ACCR/ACCR\\_Home/](http://solutions.3m.com.br/wps/portal/3M/pt_BR/EMD_ACCR/ACCR_Home/).

[Online]

Disponível em:

<[http://solutions.3m.com.br/wps/portal/3M/pt\\_BR/EMD\\_ACCR/ACCR\\_Home/](http://solutions.3m.com.br/wps/portal/3M/pt_BR/EMD_ACCR/ACCR_Home/)>

Acesso em: 19 Maio 2015.

A. Araujo, E. M. et al., 2009. *A Experiência do Projeto Madeira e Possíveis Aplicações nos Estudos de Integração de Grandes Usinas da Amazônia*. Recife, XX SNPTEE.

A., J., 2015. <http://www.jagostinho.com.br/?p=40683>. [Online]

Disponível em: <[http://www.jagostinho.com.br/wp-](http://www.jagostinho.com.br/wp-content/uploads/2011/09/linhas-de-tgransmiss%C3%A3o.jpg)

[content/uploads/2011/09/linhas-de-tgransmiss%C3%A3o.jpg](http://www.jagostinho.com.br/wp-content/uploads/2011/09/linhas-de-tgransmiss%C3%A3o.jpg)>

Acesso em: 20 Agosto 2015.

Alubar Cabos S/A , 2010. *Catálogo Técnico - Condutores Elétricos de Alumínio*. Barcarena: Grupo Alubar.

Binns, K. J. & Lawrenson, P. J., 1973. *Analysis and computation of electric and magnetic field problems*. 2nd ed. s.l.:Pergamon Press Ltd.

CESI, 2015. [http://www.cesi.it/news\\_ideas/news/Pages/default.aspx](http://www.cesi.it/news_ideas/news/Pages/default.aspx). [Online]

Disponível em:

<[http://www.cesi.it/news\\_ideas/news/Documents/CESI\\_on\\_the\\_news/201404-](http://www.cesi.it/news_ideas/news/Documents/CESI_on_the_news/201404-India-steps-up-to-1200-kV.pdf)

[India-steps-up-to-1200-kV.pdf](http://www.cesi.it/news_ideas/news/Documents/CESI_on_the_news/201404-India-steps-up-to-1200-kV.pdf)>

Acesso em: 24 Maio 2015.

Chartier, V. L., Perry, D. E. & Reiner, G. L., 1979. BPA 1100 kV Transmission System Development Corona and Electric Field Studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(5), pp. 1729-1738.

Christopoulos, C., 2006. *The Transmission-Line Modeling (TLM) Method in Electromagnetics*. 1st ed. San Rafael, California : Morgan & Claypool Publishers.

- Cigré WG 22.09, 1991. Parametric Studies of Overhead Transmission Costs. *Électra* n° 136, June, pp. 30-67.
- Cigré WG A3.22, 2008. *TB 362: Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV*, s.l.: Cigré.
- Cigré WG B3.29, 2013. *TB 562: Field Tests for UHV Substations*, s.l.: Cigré.
- Cigré WG C4.306, 2013. *TB542: Insulation Coordination for UHV AC Systems*, s.l.: Cigré.
- Cigré, 1972. *Final Report of the UHV Ad Hoc Group*. Paris: Louis-Gean.
- Cigré, 1989. Electric power transmission at voltages of 1000 kV AC or  $\pm$  600 kV DC and above. Network problems and solutions peculiar to UHV AC transmission (1). *Electra*, 122(3), pp. 41-59.
- CTC Global, Inc, 2015. <http://www.ctcglobal.com/products/accc-conductors/>. [Online]  
Disponível em:  
[http://www.ctcglobal.com/protected/Overview\\_of\\_ACCC\\_Conductor\\_Training\\_Installation\\_and\\_Operating\\_Experience.pdf](http://www.ctcglobal.com/protected/Overview_of_ACCC_Conductor_Training_Installation_and_Operating_Experience.pdf)  
Acesso em: 18 Maio 2015.
- Dan, V., 1998. A rational choice of bundle conductors configuration. *Proceedings of 1998 International Symposium on Electrical Insulating Materials.*, 27 - 30 September, pp. 349 - 354.
- de Oliveira Freitas Borin, P. & Damasceno Freitas, F., 2015. Influence of Bundle Conductors in UHV Transmission Lines. Outubro.
- Dey, P., Gaylard, B., Mott, C. & Nicholson, J., 1971. Influence of conductor designs and operating temperature on the economics of overhead lines. *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, 118(3.4), pp. 573 - 590.
- Empresa de Pesquisa Energética - EPE, 2008.  
<http://www.epe.gov.br/pne/forms/empreendimento.aspx>. [Online]  
Disponível em: [http://www.epe.gov.br/PNE/20080512\\_3.pdf](http://www.epe.gov.br/PNE/20080512_3.pdf)  
Acesso em: 20 Agosto 2015.
- EPRI, 2005. *EPRI AC Transmission Line Reference Book - 200kV and Above*. 3rd ed. Palo Alto: s.n.
- Frontin, S. O., 2010. *Prospecção e hierarquização de inovações tecnológicas aplicadas a linhas de transmissão*. Brasília: Goya.
- Frontin, S. O. et al., 2011. *Alternativas não convencionais para a transmissão de energia elétrica - estado da arte*. 1ª ed. Brasília: Teixeira.

- Fuchs, R. D., 1979. *Transmissão de energia elétrica: linhas aéreas*. 2ª ed. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos.
- General Electric Company, 1978. *Electrostatic and Electromagnetic Effects of Ultrahigh-Voltage Transmission Lines*. Pittsfield: s.n.
- HTLS Conductor Technology, 2015. <http://www.htls-tech.com/product.html>. [Online] Disponível em: <http://www.htls-tech.com/image/products-right-1.png> Acesso em: 18 Maio 2015.
- IEEE, 1979. A Survey of Methods for Calculating Transmission Line Conductor Surface Voltage Gradients. *Power Apparatus and Systems IEEE Transactions*, PAS-98(6), pp. 1996-2014.
- Jardini, J. A. et al., 2012. *Alternativas Não Convencionais para Transmissão de Energia Elétrica - Estudos Econômicos*. 1ª ed. Brasília: Teixeira.
- Jintao, L., Zongren, P. & Liangxian, Z., 2012. *Electric Field Distribution on four-bundle conductors in 750 kV AC substation*. Bangalore, India, s.n., pp. 1-4.
- Kiessling, F., Nefzger, P., F. Nolasco, J. & Kaintzyk, U., 2003. *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*. 1st ed. Berlin: Springer.
- Kutuzova, N. B. & Tikhodeev, N. N., 2005. *UHV AC Power Transmission Lines Conductors Bundle Features*. Beijing, China, International Workshop on UHVAC Transmission Technology.
- Labegalini, P. R., Labegalini, J. A., Fuchs, R. D. & de Almeida, M. T., 1992. *Projetos Mecânicos das Linhas Aéreas de Transmissão*. 2ª ed. São Paulo: Edagr Blücher Ltda.
- Li, J. & Chen, Y.-T., 2008. *Computational Partial Differential Equations Using MATLAB*. 1st ed. Boca Raton, Florida: CRC Press.
- Li, Q., Rowland, S. M. & Shuttleworth, R., 2015. Calculating the Surface Potential Gradient of Overhead Line Conductors. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 30(1), pp. 43-52.
- Liu, Z., 2014. *Ultra-High Voltage AC/DC Grids*. 1st ed. Waltham: Academic Press.
- Maruvada, P. S., 2000. *Corona Performance of High-Voltage Transmission Lines*. 1st ed. Baldock, Hertfordshire, England: Research Studies Press Ltd.
- Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética, 2010. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2019*, Brasília: MME/EPE.
- Ministério de Minas e Energia, 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*, Brasília: MME/EPE.

- Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa, 2015. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2024*, Brasília: MME/EPE.
- Nair, M., 2015. <http://manojbpl.blogspot.com.br/2014/10/towers-for-extra-and-ultra-high-voltage.html>. [Online]  
Disponível em: <[http://1.bp.blogspot.com/-7DI0HHLQ8JU/VDD\\_LKWnOsI/AAAAAAAAACw/Ufb6yackS7I/s1600/img1.jpg](http://1.bp.blogspot.com/-7DI0HHLQ8JU/VDD_LKWnOsI/AAAAAAAAACw/Ufb6yackS7I/s1600/img1.jpg)>  
Acesso em: 20 Agosto 2015.
- Nexans, 2015. [https://www.nexans.com/eservice/Brazil-pt\\_BR/navigate\\_213630/Cabos\\_de\\_Alum\\_nio\\_Nu\\_com\\_Alma\\_de\\_A\\_o\\_CAA\\_Serie\\_KCMIL\\_.html](https://www.nexans.com/eservice/Brazil-pt_BR/navigate_213630/Cabos_de_Alum_nio_Nu_com_Alma_de_A_o_CAA_Serie_KCMIL_.html). [Online]  
Disponível em: <<http://www.nexans.com.br/>>  
Acesso em: 19 Novembro 2015.
- O. F. Borin, P. & D. Freitas, F., 2015. Influence of Bundle Conductors in UHV Transmission Lines. *IEEE CHILECON 2015*, 28 al 30 Octubre, pp. 1059-1064.
- Pará, G. d. e. d., 2016. <http://www.pa.gov.br/>. [Online]  
Disponível em at: [http://www.pa.gov.br/O\\_Para/opara.asp](http://www.pa.gov.br/O_Para/opara.asp)  
Acesso em: 20 Agosto 2015].
- Parekh,, H. J., 1974. *Computation of electric field for EHV and UHV transmission lines*. s.l.:Iowa State University.
- Patel, R. R. et al., 2013. *Design and Optimization of Upgradable 1200 kV Transmission Line*. New Delhi, s.n.
- Plonus, M. A., 1978. *Applied Electromagnetics*. New York: McGraw-Hill.
- Sadiku, M. N. O., 2001. *Numerical techniques in electromagnetics*. 2nd ed. Boca Raton, Florida: CRC Press LLC.
- State Grid Corporation of China, 2015.  
<http://www.sgcc.com.cn/ywlm/projects/brief/12/237188.shtml>. [Online]  
Disponível em:  
<<http://www.sgcc.com.cn/images/ywlm/projects/brief/2010/12/11/9C356A1F58067DD93F6BEC4B245BC574.jpg>>  
Acesso em: 20 Julho 2015.
- T&D World Magazine, 2013. <http://tdworld.com/transmission/indias-powergrid-rd-efforts>. [Online]  
Disponível em at: <[http://tdworld.com/overhead\\_transmission/fig-2-view-of-the-](http://tdworld.com/overhead_transmission/fig-2-view-of-the-)>

[1200-kV-National-Test-Station-at-Bina,-Madhya-4.jpg](#)>

Acesso em: 27 Junho 2015].

Trans-Africa Projects Ltd, 2015. <http://www.taprojects.co.za/power-line-design/>. [Online]

Disponível em at: <<http://www.taprojects.co.za/files/2013/11/400kV-Cross-rope-Suspension-Tower.jpg>>

Acesso em: 22 Setembro 2015].

Wikipedia, 2015. [https://en.wikipedia.org/wiki/Ekibastuz%E2%80%93Kokshetau\\_high-voltage\\_line](https://en.wikipedia.org/wiki/Ekibastuz%E2%80%93Kokshetau_high-voltage_line). [Online]

Disponível em at:

<[https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f0/Lep\\_Chelyabinskaya\\_Oblast.jpg](https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/f/f0/Lep_Chelyabinskaya_Oblast.jpg)>

Acesso em: 21 Agosto 2015].

Xie, X. et al., 2012. *Research on*. Montréal, Québec, s.n., p. corona characteristics and optimizing of top phase grading rings in 1000 kV UHV AC compact transmission lines.

Zhou, P.-b., 1993. *Numerical Analysis of Electromagnetic Fields*. 1st ed. New York, United States: Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH .

