



# PROJETOS MECÂNICOS DAS LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

Paulo Roberto Labegalini

José Ayrton Labegalini

Rubens Dario Fuchs

Márcio Tadeu de Almeida

2ª edição

**Blucher**

# PROJETOS MECÂNICOS DAS LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

**Blucher**

**PAULO ROBERTO LABEGALINI**  
Professor Adjunto da  
Escola Federal de Engenharia de Itajubá

**JOSÉ AYRTON LABEGALINI**  
Professor Auxiliar da  
Escola Federal de Engenharia de Itajubá

**RUBENS DARIO FUCHS**  
M. Sc., Professor Livre-Docente da  
Escola Federal de Engenharia de Itajubá

**MÁRCIO TADEU DE ALMEIDA**  
M. Sc., D. Eng., Professor Titular da  
Escola Federal de Engenharia de Itajubá

# PROJETOS MECÂNICOS DAS LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

2ª Edição

*Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão*

© 1992 Paulo Roberto Labegalini

José Ayrton Labegalini

Rubens Dario Fuchs

Márcio Tadeu de Almeida

2ª edição – 1992

5ª reimpressão – 2019

Editora Edgard Blücher Ltda.

# Blucher

Rua Pedroso Alvarenga, 1245, 4º andar

04531-012 – São Paulo – SP – Brasil

Tel 55 11 3078-5366

[contato@blucher.com.br](mailto:contato@blucher.com.br)

[www.blucher.com.br](http://www.blucher.com.br)

É proibida a reprodução total ou parcial por quaisquer meios sem autorização escrita da editora.

Todos os direitos reservados pela Editora Edgard Blücher Ltda.

## FICHA CATALOGRÁFICA

Labegalini, Paulo Roberto [et al]  
Projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão – São Paulo: Blucher, 1992.

Outros autores: José Ayrton Labegalini,  
Rubens Dario Fuchs, Márcio Tadeu de Almeida

Bibliografia.

ISBN 978-85-212-0187-8

1. Energia elétrica – Distribuição 2. Linhas elétricas aéreas I. Labegalini, Paulo Roberto II. Labegalini, José Ayrton. III. Fuchs, Rubens Dario. IV. Almeida, Márcio Tadeu de.

04-5169

CDD-621.31922

Índice para catálogo sistemático:

1. Linhas aéreas de transmissão: Engenharia Elétrica 621.31922

## Prefácio da primeira edição

Livros, tratando especificamente dos projetos mecânicos das linhas aéreas de transmissão, têm sido publicados em vários países, principalmente na Europa. Certos aspectos do problema, estretanto, aparecem somente em algumas publicações das mais variadas origens, nem sempre acessíveis a quem delas necessite. Essa dificuldade ficou patente aos autores, ao receberem o encargo de preparar um curso, em nível de graduação, a ser ministrado aos alunos da Escola Federal de Engenharia de Itajubá, visando especificamente ao preparo dos mesmos para essa área da técnica. Tal fato, levou ao preparo de notas de aulas que servissem de apoio aos alunos. Essas notas foram sendo ampliadas, através do enfoque de novos tópicos considerados importantes. Foram igualmente utilizados em cursos de especialização técnica para engenheiros promovidos pela FUPAI, Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria, com larga aprovação de algumas centenas de participantes. O presente texto é consequência da experiência acumulada durante esse período de prova. Com ele, os autores esperam dar aos engenheiros brasileiros uma boa base para o desenvolvimento de seus trabalhos no setor, tendo-se em vista que o número e a quilometragem de linhas a serem projetadas e construídas deverão crescer exponencialmente, face ao tipo de energia primária de que devemos dispor preferencialmente.

Os autores reconhecem que, hoje, uma elevada porcentagem de projetos de linha é feita inteiramente por meio de computadores digitais. Isso não invalida o presente texto, pois tanto usuários de programas como analistas de projeto, ou executores de linhas, têm necessidade — e mesmo obrigação — de conhecer os fundamentos que originam tais programas.

E, àqueles que se vêem obrigados a projetar linhas de transmissão sem terem acesso às citadas máquinas, acreditamos estar servindo ainda mais.

A presente publicação deve-se principalmente ao entusiasmo do amigo e colega, engenheiro Amadeu C. Caminha, cujo incentivo foi decisivo e a quem os autores apresentam seus agradecimentos.

Itajubá, 1981

## Prefácio da segunda edição

Esgotada a primeira edição , sua simples reimpressão teria sido o caminho mais fácil, tanto para os autores, como também para a Editora. Não atenderia, porém, aos interesses dos leitores e nem aos propósitos dos autores em proporcionar um texto atualizado que abrangesse a evolução registrada nos últimos anos nessa área da Engenharia Elétrica.

A aprovação e registro pela ABNT da norma NBR 5422/85, em substituição à norma NB 182/72, exigiu substanciais alterações no texto. Novos tipos de condutores e novos conceitos de estruturas passaram às práticas construtivas. Isso levou os autores a repensar na obra em todos os seus aspectos, inclusive na ordem da apresentação dos diversos assuntos, resultando numa nova distribuição da matéria nos capítulos, em geral aplicada em seu conteúdo.

A continuada experiência em cursos de graduação e de especialização (estes ministrados principalmente a engenheiros sem formação específica em sistemas de energia elétrica), mostrou ser desejável uma introdução conceituando os sistemas comerciais de energia, como também um detalhamento maior dos equipamentos e materiais que constituem as linhas elétricas em altas tensões e em extra-altas tensões. Disso resultou um Cap. 1 aparentemente extenso, mas que, no entanto, contém apenas as informações que foram consideradas úteis.

O Cap. 2 aborda com bastante clareza a maneira de se estimar as forças atuantes sobre as linhas e dá um tratamento mais

atual e objetivo ao cálculo das deformações elásticas e plásticas dos condutores.

O Cap. 3 aborda a matéria anteriormente coberta pelo Cap. 1, com alguns novos enfoques.

No Cap. 4, como naquele da primeira edição, é apresentado um roteiro para a realização de um projeto de cabos de uma linha. Seus principais aspectos são discutidos, com ênfase para os itens que exigem tomadas de decisão dos projetistas.

No Cap. 5, as estruturas de sustentação dos cabos são estudadas com maior abrangência.

O Cap. 6, vibrações nos cabos, foi completado e atualizado.

O Cap. 7 foi quase todo remodelado no estudo das fundações de estruturas.

Como outra novidade, decidiu-se apresentar alguns programas de computadores digitais, para facilitar os trabalhos de cálculos dos projetistas. Optou-se por uma linguagem compatível com a maioria dos microcomputadores e das calculadoras programáveis, o "Basic".

Este trabalho teve a colaboração de muitos, aos quais os autores aqui registram seus agradecimentos. Ao Prof. Robson Celso Pires, pelo preparo dos programas para o cálculo dos alongamentos permanentes. À Srta. Ilse Mota, pela caprichosa datilografia de parte do texto. Ao aluno da EFEI, Robson Pimenta, e à Srta. Carla Andréa de Lima Ribeiro pela digitação e ao desenhista Sr. Argemiro do Santos pela preparação dos desenhos que ilustram o livro.

Itajubá, março de 1992

(792 ano da fundação da EFEI)

## Principais símbolos empregados

Símbolo	Unidade	Significado
A	m	Vão isolado - distância entre duas estruturas genéricas
A	m <sup>2</sup>	Área dos perfis da estrutura exposta ao vento
Ae	m	Vão nivelado equivalente a um vão desnivelado
Ar	m	Vão regulador
a	m	Vão básico para cálculo
a	m	Dimensão da caixa da estrutura
a <sub>ij</sub>	m	Vão entre as estruturas i e j de um vão contínuo
acr	m	Vão crítico de uma linha
ag	m	Vão gravante ou vão de peso
am	m	Vão médio ou vão de vento
B	m	Largura da base da estrutura
b	m	Dimensão da caixa da estrutura
C	-	Coefficiente de forma da estrutura
c	-	Constante de integração
c	m	Parâmetro da catenária
C <sub>k</sub>	-	Coefficiente de Karman
C <sub>t</sub>	kgf/cm <sup>2</sup>	Coefficiente de solo
c	m	Dimensão da caixa da estrutura
D <sub>D</sub>	m	Distância de descarga
D <sub>U</sub>	m	Distância igual à tensão nominal da LT
D <sub>T</sub>	m	Distância disruptiva
d	m	Diâmetro nominal do cabo
de	cm/kV	Distância de escoamento específico
d <sub>pr</sub>	m	Distância do pára-raio ao condutor
E	kgf/mm <sup>2</sup>	Módulo de elasticidade do cabo
E <sub>i</sub>	kgf/mm <sup>2</sup>	Módulo de elasticidade inicial

Símbolo	Unidade	Significado
E <sub>f</sub>	kgf/mm <sup>2</sup>	Módulo de elasticidade final
e <sub>p</sub>	m	Espessura do poste
F	kgf	Forças definidas em cada caso
F <sub>A</sub>	kgf	Força horizontal na estrutura devido à mudança de direção dos cabos
F <sub>v</sub>	kgf	Força de vento resultante transmitida à estrutura
f	Hz	Frequência de vibração
f	m	Flecha de um cabo suspenso
f <sub>e</sub>	m	Flecha de um vão equivalente
f <sub>n</sub>	Hz	Frequência natural de vibração de um cabo
f <sub>s</sub>	Hz	Frequência de vórtices de Strouhal
f <sub>v</sub>	kgf/m	Força do vento por unidade de comprimento
H	kgf·s/m	Coefficiente de auto-amortecimento do condutor
H	m	Altura da estrutura
h <sub>i j</sub>	m	Desnível ou diferença de nível entre os suportes i e j
h <sub>s</sub>	m	Altura de segurança
I	cm <sup>4</sup>	Momento de inércia da seção reta do condutor
K	-	Coefficiente de segurança
KHT; KR; KHC; KLR	-	Fatores de correção para a determinação do vento de projeto
K <sub>a</sub>	-	Parâmetro de vibração perigosa
K	-	Constante de fluência
L	m	Comprimento do cabo
l	m	Comprimento do poste
l <sub>f</sub>	m	Comprimento de flambagem
M	kgf.m	Momento de tombamento
M <sub>t</sub>	kgf.m	Momento fletor
M <sub>t</sub>	-	Momento de torção
m	kg/m	Massa por unidade de comprimento
m <sub>i</sub> , m <sub>j</sub>	m	Distâncias horizontais dos vértices das curvas aos pontos de suspensão mais altos
N	kgf	Esforço normal no perfil da estrutura
N <sub>i</sub>	-	Número de isoladores
n	-	Número de cabos
n <sub>i</sub> , n <sub>j</sub>	m	Distâncias horizontais dos vértices das curvas aos pontos de suspensão mais baixos
P	kgf	Carga vertical na fundação
p <sub>c</sub>	kgf	Peso do condutor

Símbolo	Unidade	Significado
P <sub>G</sub>	kgf	Peso da grelha
p <sub>i</sub>	kgf	Peso da cadeia de isoladores
P <sub>T</sub>	kgf	Peso de terra
P(V)	-	Probabilidade de um vento de velocidade V ser igualado
pop <sub>i</sub>	kgf/m	Peso por metro linear de cabo (i = 1, 2, 3, 4, ...)
p <sub>r</sub>	kgf/m	Peso virtual de um cabo sob a ação do vento
q <sub>0</sub>	kgf/m <sup>2</sup>	Pressão do vento no cabo
q	kgf/m <sup>2</sup>	Pressão de vento na estrutura
q	-	Coefficiente de amplificação de vibração no condutor
q	kgf/m	Carga distribuída numa grelha
R	-	Coefficiente de área líquida de uma grelha
Re	-	Número de Reynolds
r <sub>k</sub>	m	Raio de giração do perfil usado na estrutura
S	m <sup>2</sup> ou mm <sup>2</sup>	Área da seção transversal nominal do cabo
T	kgf	Tração axial num condutor-força de cisalhamento no perfil da estrutura
T <sub>0i</sub>	kgf	Componente horizontal de tração axial num condutor (i = 1, 2, 3, ...)
T <sub>msx</sub>	kgf	Valor máximo da tração admissível no cabo
T <sub>rup</sub>	kgf	Carga de ruptura
T <sub>v</sub>	s	Período de duração da vibração
T <sub>e</sub>	s	Período de observação da vibração
t	m	Profundidade do bloco da fundação
t	s	Tempo
t <sub>i</sub>	°C	Temperatura
t <sub>mhn</sub>	°C	Média das temperaturas mínimas anuais
V	m/s	Velocidade do vento
V <sub>msx</sub>	kV	Tensão elétrica máxima
U <sub>tr</sub>	m/s	Velocidade transversal da onda de vibração
V	kgf	Componente vertical da força axial
V	km/h	Velocidade do vento
V	m <sup>3</sup>	Volume de material
V <sub>10</sub>	km/h	Velocidade do vento normalizado a 10m de altura e tempo de resposta do anemômetro de 2s
V <sub>p</sub>	km/h	Velocidade do vento de projeto

Símbolo	Unidade	Significado
$\bar{V}$	km/h	Valor médio das velocidades máximas anuais do vento
W	cm <sup>3</sup>	Módulo de resistência do perfil da estrutura
x	m	Distância horizontal de um ponto P qualquer a um ponto de suspensão de um cabo
Y	m	Amplitude de vibração
y	m	Distância vertical de um ponto P qualquer a um ponto de suspensão de um cabo
$\alpha$	graus, rad	Ângulo vertical entre a força de tração axial T com uma horizontal
$\alpha$	graus, rad	Ângulo de vibração
$\alpha$	graus	Ângulo de deflexão da linha
$\alpha$	-	Coefficiente de efetividade do vento sobre os cabos
$\alpha_i$	1/°C	Coefficiente de expansão térmica linear inicial
$\alpha_f$	1/°C	Coefficiente de expansão térmica linear final
$\beta$	-	Índice de fluência
$\beta$	graus	Ângulo de talude
$\Gamma$	-	Circulação
$\gamma$	graus	Ângulo que um cabo, sob a ação do vento, faz com a vertical - balanço da cadeia
$\gamma$	graus	Índice de fluência
$\Delta$	-	Variação de uma grandeza: por ex., $\Delta t$ = variação de temperatura
$\Delta$	mm/mm	Elongação total de um cabo
$\Delta t_{eq}$	°C	Variação de temperatura equivalente a uma elongação
$\delta$	-	Diferencial
$\delta$	kgf/m <sup>3</sup>	Peso específico de um material
$\delta_p$	mm/mm	Elongação de um cabo por mudança do módulo de elasticidade
$\epsilon$	m/m	Variação de comprimento de um cabo
$\epsilon$	mm/mm	Elongação devido à fluência
$\eta$	-	Amplitude relativa de vibração
$\theta$	°C	Temperatura na fluência
$\lambda$	m	Índice de esbeltez do perfil metálico
$\lambda$	m	Comprimento da onda de vibração
$\rho$	kg/m <sup>3</sup>	Massa específica do ar
$\Sigma$	-	Somatório de uma grandeza: por ex., $\Sigma F$ = somatório das forças

Símbolo	Unidade	Significado
$\sigma_{1,2,3}$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensões no solo
$\sigma_a$	kgf/cm <sup>2</sup>	Pressão média no solo
$\sigma_c$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão de compressão no solo
$\sigma_L$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão de flexão longitudinal
$\sigma_{msx}$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão máxima
$\sigma_i$	kgf/mm <sup>2</sup>	Taxa de trabalho nos cabos tensionados
$\sigma_R$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão de ruptura do concreto
$\sigma_t$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão de flexão transversal
$\sigma_v$	-	Desvio-padrão para ventos de intensida de máxima
$\sigma_s$	kgf/cm <sup>2</sup>	Pressão máxima admissível do solo
$\sigma_{sh}$	kgf/cm <sup>2</sup>	Pressão máxima admissível horizontal do solo
$\tau$	%	Período porcentual de vibração
$\tau_a$	kgf/cm <sup>2</sup>	Tensão de aderência entre concreto-aço
$\tau_t$	-	Desvio-padrão das temperaturas mínimas plurianuais
$\varphi$	-	Índice de fluência
$\omega$	rad/s	Frequência circular de vibração



# Conteúdo

---

PREFÁCIO

PRINCIPAIS SÍMBOLOS EMPREGADOS

## **CAPÍTULO 1** - Introdução à transmissão de energia elétrica por linhas aéreas de transmissão

1.1 - GENERALIDADES .....	1
1.2 - TENSÕES DE TRANSMISSÃO - PADRONIZAÇÃO .....	4
1.3 - FORMAS ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ..	8
1.3.1 - Transmissão em corrente contínua em AT e TEE .....	8
1.3.1.1 - Esquemas de transmissão a CC .....	10
1.3.1.2 - Vantagens e desvantagens .....	12
1.3.1.3 - Principais aplicações da transmissão em CC .....	14
1.3.2 - Transmissão polifásica de ordem superior .....	15
1.4 - COMPONENTES DAS LINHAS ÁREAS DE TRANSMISSÃO .....	17
1.4.1 - Condutores .....	19
1.4.1.1 - Padronização de dimensões de fios e cabos .....	23
1.4.1.2 - Tipos de cabos para condutores de linhas de transmissão .....	24
1.4.1.3 - Cabos para pára-raios .....	32
1.4.1.4 - Capacidade térmica dos cabos - Ampacidade .....	33
1.4.1.5 - Condutores para linhas em extra e ultra-altas tensões	38
1.4.2 - Isoladores e ferragens .....	42
1.4.2.1 - Tipos de isoladores .....	44
1.4.2.2 - Características dos isoladores de suspensão .....	47
1.4.2.2.1 - Número de isoladores em uma cadeia de suspensão ...	49
1.4.2.3 - Ferragens e acessórios .....	51
1.4.2.3.1 - Cadeias de suspensão .....	52
1.4.2.3.2 - Cadeias de ancoragem .....	57
1.4.2.3.3 - Emendas dos cabos .....	59
1.4.2.3.4 - Dispositivos antivibrantes .....	61
1.4.2.3.5 - Espaçadores para condutores múltiplos .....	62
1.4.2.3.6 - Sinalização de advertência .....	63

1.4.3 - Estruturas da linhas .....	64
1.4.3.1 - Dimensões básicas de um suporte .....	65
1.4.3.1.1 - Efeito dos cabos pára-raios .....	66
1.4.3.1.2 - Altura das estruturas .....	66
1.4.3.1.3 - Distâncias entre partes energizadas e partes aterradas dos suportes .....	69
1.4.3.1.4 - Disposição dos condutores nas estruturas .....	72
1.4.3.1.5 - Classificação das estruturas em função das cargas atuantes .....	74
1.4.3.1.6 - Classificação dos suportes quanto à forma de resistir .....	77
1.4.3.1.7 - Materiais estruturais .....	82
1.5 - BIBLIOGRAFIA .....	84

## CAPÍTULO 2 - Elementos básicos para os projetos das linhas aéreas de transmissão

2.1 - CONSIDERAÇÕES GERAIS .....	87
2.2 - CONSIDERAÇÕES SOBRE A SEGURANÇA DAS LINHAS .....	89
2.3 - DETERMINAÇÃO DOS ELEMENTOS SOLICITANTES .....	92
2.3.1 - Determinação das temperaturas necessárias aos projetos	93
2.3.1.1 - Método estatístico .....	93
2.3.1.2 - Método direto ou gráfico .....	96
2.3.2 - Determinação das velocidades dos ventos de projeto ...	97
2.3.2.1 - Efeito da rugosidade dos terrenos .....	105
2.3.2.2 - Velocidade básica de vento .....	106
2.3.2.2.1 - Método estatístico .....	107
2.3.2.2.2 - Método direto ou gráfico .....	110
2.3.2.3 - Velocidade do vento de projeto .....	111
2.3.2.4 - Velocidade básica com período de retorno qualquer ..	113
2.3.2.4.1 - Método estatístico .....	113
2.3.2.4.2 - Método direto ou gráfico .....	113
2.3.3 - Determinação da pressão do vento .....	116
2.4 - FORMULAÇÃO DAS HIPÓTESES DE CÁLCULO .....	117
2.5 - FATORES QUE AFETAM AS FLEXAS MÁXIMAS DOS CABOS .....	120
2.5.1 - Temperatura máxima .....	121
2.5.2 - Características elásticas dos cabos .....	121
2.5.2.1 - Deformações plásticas e modificação no módulo de elasticidade em fios metálicos .....	122
2.5.2.2 - Diagramas tensões - deformações em cabos .....	125
2.5.3 - A fluência metalúrgica .....	129
2.5.4 - Cálculo dos alongamentos permanentes .....	134
2.5.4.1 - Método convencional .....	135
2.5.4.2 - Métodos recomendados pelo WG-22 do CIGRÉ .....	141
2.5.5 - Acréscimo de temperatura equivalente a um alongamento permanente .....	146
2.5.6 - Características térmicas e elásticas dos cabos .....	149
2.6 - BIBLIOGRAFIA .....	149

## **CAPÍTULO 3 - Estudo do comportamento mecânico dos condutores**

3.1 - INTRODUÇÃO .....	152
3.2 - COMPORTAMENTO DOS CABOS SUSPENSOS - VÃOS ISOLADOS .....	153
3.2.1 - Suportes a mesma altura .....	154
3.2.1.1 - Equações dos cabos suspensos .....	159
3.2.2 - Suportes a diferentes alturas .....	164
3.2.2.1 - Comprimentos dos cabos de vãos em desnível .....	169
3.2.2.2 - Flechas em vãos inclinados .....	172
3.3 - VÃOS CONTÍNUOS .....	176
3.4 - EFEITO DAS MUDANÇAS DE DIREÇÃO .....	191
3.5 - INFLUÊNCIA DE AGENTES EXTERNOS .....	193
3.5.1 - Efeito do vento sobre os condutores .....	194
3.5.2 - Efeito da variação da temperatura .....	200
3.5.2.1 - Equação da mudança de estado - vão isolado .....	201
3.5.3 - Influência da variação simultânea da temperatura e da carga de vento - vão isolado .....	206
3.5.4 - Influência da variação das temperaturas e da carga de vento sobre estruturas em ângulo .....	210
3.5.5 - Efeito da variação da temperatura sobre vãos isolados desiguais .....	212
3.5.5.1 - Efeito da variação da temperatura sobre vãos adjacentes desiguais .....	215
3.5.6 - Vãos contínuos - vão regulador .....	222
3.5.7 - Efeito das sobrecargas de vento sobre vãos desiguais ..	227
3.6 - BIBLIOGRAFIA .....	229

## **CAPÍTULO 4 - Roteiro dos projetos mecânicos dos condutores**

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	231
4.2 - ESTUDO DA DISTRIBUIÇÃO DOS SUPORTES .....	232
4.2.1 - Trabalhos topográficos .....	232
4.2.2 - Fatores que influenciam o projeto .....	236
4.2.2.1 - Montagem dos cabos .....	239
4.3 - DESENVOLVIMENTO DO PROJETO DOS CABOS .....	253
4.3.1 - Elementos básicos .....	254
4.3.1.1 - Escolha da condição regente do projeto .....	255
4.3.1.2 - Vão básico ou vão de projeto .....	260
4.3.1.3 - Tratamento dos cabos durante a montagem .....	264
4.3.1.4 - Cálculo da curva de locação e confecção do gabarito ..	267
4.3.1.5 - Métodos de empregos dos gabaritos .....	273
4.3.1.6 - Projeto de distribuição .....	280
4.4 - DESENVOLVIMENTO DO PROJETO .....	282
4.4.1 - Enunciado específico .....	282
4.4.2 - Determinação da velocidade de vento do projeto e forças resultantes da ação do vento .....	285
4.4.3 - Dimensões básicas das estruturas .....	286
4.4.4 - Escolha do vão básico para cálculos .....	289

4.4.5 - Hipóteses de cálculo e condição regente de projeto .....	290
4.4.5.1 - Para os cabos condutores .....	290
4.4.5.2 - Para os cabos pára-raios .....	294
4.4.6 - Confecção do gabarito .....	296
4.4.6.1 - Cálculo das flechas para o gabarito .....	300
4.4.7 - Tabelas ou curvas de flechamento dos cabos condutores ..	304
4.4.7.1 - Tabelas de trações em função das temperaturas .....	305
4.4.7.2 - Tabelas de flechas em função das temperaturas e vãos ..	306
4.4.8 - Tabelas de flechamento dos cabos pára-raios .....	308
4.5 - BIBLIOGRAFIA .....	310

## **CAPÍTULO 5 - Estruturas para linhas de transmissão**

5.1 - INTRODUÇÃO .....	315
5.1.1 - Classificação .....	315
5.1.2 - Materiais estruturais .....	316
5.2 - ESTRUTURAS TRELIÇADAS EM AÇO GALVANIZADO .....	318
5.2.1 - Elementos .....	323
5.2.1.1 - Membros .....	323
5.2.1.2 - Conectores ou junções .....	325
5.2.2 - Normas e recomendações .....	327
5.2.2.1 - Índice de esbeltez .....	327
5.2.2.2 - Perfilados mínimos .....	328
5.2.2.3 - Conectores .....	328
5.2.2.4 - Marcação .....	329
5.2.2.5 - Parafusos .....	329
5.2.2.6 - Proteção à corrosão .....	329
5.2.2.7 - Compacidade .....	330
5.2.2.8 - Esbeltez efetiva .....	331
5.2.2.9 - Formulário para compressão .....	332
5.2.2.10 - Ação do vento .....	333
5.2.2.11 - Análise dos esforços .....	334
5.3 - PROJETO .....	335
5.3.1 - Dados preliminares .....	335
5.3.2 - Hipóteses de cálculo .....	338
5.3.3 - Cálculo dos esforços .....	340
5.3.4 - Diagramas de carregamento .....	341
5.3.5 - Diagramas de utilização .....	343
5.3.6 - Roteiro para o projeto da estrutura metálica .....	346
5.4 - BIBLIOGRAFIA .....	363

## **CAPÍTULO 6 - Vibrações e tensões dinâmicas nos cabos**

6.1 - INTRODUÇÃO .....	364
6.1.1 - Comentários iniciais .....	364
6.1.2 - Dimensões e causas das vibrações .....	366
6.1.2.1 - Vibrações eólicas provocadas por vórtices de Karman ..	366

6.1.2.2 - Galopping ou galope .....	366
6.1.2.3 - Oscilações de rotação .....	367
6.1.3 - Efeitos das vibrações .....	367
6.2 - ESTUDO GENERALIZADO DAS OSCILAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO COMO VIBRAÇÕES AUTO-EXCITADAS .....	368
6.2.1 - Introdução ao problema .....	368
6.3 - ESTUDO DO FENÔMENO DAS VIBRAÇÕES POR VÓRTICES .....	374
6.3.1 - Descrição matemática .....	374
6.3.2 - Origem hidrodinâmica das vibrações eólicas .....	376
6.3.3 - Desenvolvimento da vibração eólica em um vão de linha de transmissão .....	380
6.4 - AUTO-AMORTECIMENTO EM CONDUTORES .....	383
6.5 - INTENSIDADE DE VIBRAÇÃO .....	385
6.6 - CRITÉRIOS DE VIBRAÇÃO PERIGOSA .....	388
6.6.1 - Prognóstico do nível de vibração .....	388
6.6.2 - Critério de vibração perigosa .....	389
6.6.3 - Ruptura dos condutores .....	392
6.7 - TENSÃO MECÂNICA E DISPOSITIVOS PARA FIXAÇÃO DOS CONDUTORES	397
6.8 - AMORTECEDORES DE VIBRAÇÃO .....	401
6.8.1 - Introdução .....	401
6.8.2 - Tipos de amortecedores .....	402
6.9 - RESUMO PRÁTICO DE VIBRAÇÕES .....	413
6.9.1 - Introdução .....	413
6.9.2 - Posição do amortecedor no vão .....	420
6.9.3 - Modelo matemático de um amortecedor stockbridge .....	424
6.9.4 - Amortecedor tipo festão .....	427
6.10 - PROTEÇÃO AO LONGO DE VÃOS DE TRAVESSIAS .....	429
6.11 - VIBRAÇÕES EM SUBVÃOS .....	430
6.12 - RELAÇÃO ENTRE NÍVEL DE VIBRAÇÃO E DEFORMAÇÕES .....	432
6.13 - ESTUDOS SOBRE VIBRAÇÕES NAS LINHAS DE TRANSMISSÃO NO BRASIL .....	436
6.14 - BIBLIOGRAFIA .....	439

## CAPÍTULO 7 - Fundações

7.1 - INTRODUÇÃO .....	443
7.2 - ESFORÇOS NAS FUNDAÇÕES .....	444
7.2.1 - Compressão .....	445
7.2.2 - Tração .....	445
7.2.3 - Flexão .....	446
7.2.4 - Torção .....	446
7.2.5 - Cisalhamento .....	446
7.2.6 - Empuxo .....	447
7.3 - NOÇÕES DE GEOLOGIA .....	449
7.3.1 - Tipos de terrenos de fundações .....	449
7.3.2 - Sondagem .....	452
7.4 - MATERIAIS USADOS EM FUNDAÇÕES .....	460
7.4.1 - Madeira .....	460
7.4.2 - Aterro .....	462

7.4.3 - Aço .....	462
7.4.4 - Concreto .....	465
7.5 - TIPOS ESTRUTURAIS DE FUNDAÇÕES .....	466
7.5.1 - Fundações simples .....	467
7.5.2 - Fundações fracionadas .....	467
7.5.3 - Fundações de estaiamento .....	468
7.5.4 - Fundações especiais .....	468
7.6 - TIPOS CONSTRUTIVOS DE FUNDAÇÕES .....	469
7.6.1 - Plantio de postes .....	470
7.6.2 - Fundações em grelhas .....	473
7.6.3 - Fundações em tubulão .....	475
7.6.4 - Fundações em sapatas de concreto .....	476
7.6.5 - Fundações estaqueadas .....	477
7.6.6 - Ancoragem em rocha .....	479
7.7 - EXECUÇÃO .....	480
7.7.1 - Locação .....	481
7.7.2 - Preparação de terreno .....	481
7.7.3 - Execução .....	482
7.7.4 - Recomposição do terreno .....	486
7.8 - MÉTODOS DE CÁLCULO .....	487
7.8.1 - Método suíço .....	490
7.8.2 - Fundações tracionadas .....	496
7.8.3 - Grelhas .....	500
7.8.4 - Tubulão .....	513
7.8.5 - Stub e cleats .....	524
7.9 - BIBLIOGRAFIA .....	527

# 1

---

## Introdução à transmissão de energia elétrica por linhas aéreas de transmissão

### 1.1 - GENERALIDADES

As primeiras aplicações de caráter econômico de energia elétrica datam de 1870, aproximadamente, época em que as máquinas elétricas (dínamos e motores de corrente contínua) atingiram o estágio que permitiu seu uso na geração e na utilização da energia elétrica como força motriz em indústrias e nos transportes. A iluminação pública, com lâmpadas arco voltaico, apresentava-se como uma alternativa à iluminação pública a gás. Como energia primária, utilizava-se quase exclusivamente máquinas a vapor estacionárias, ou locomóveis, queimando carvão ou lenha, em pontos próximos ao de sua utilização.

Somente em 1882 é que foi constituída a primeira empresa destinada a gerar e vender energia elétrica aos interessados, agora mais facilmente utilizável, em virtude da invenção da lâmpada incandescente por Thomas A. Edison. Foi o mesmo Edison o autor do projeto e o responsável pela instalação da usina da rua Pearl, em N. York, cujos dínamos eram acionados por máquinas a vapor. A rede de distribuição subterrânea abrangia uma área de 1600m de raio em torno da usina. A energia fornecida, em 110V de corrente contínua era para uso geral, abrangendo inicialmente a iluminação pública e a residencial, além de umas poucas aplicações de força motriz. A aceitação foi imediata e o sistema exigiu novas adições. Isso só era possível com a construção de novas centrais,

em virtude das limitações econômicas e técnicas impostas ao transporte da energia elétrica a distâncias maiores. Esse fato, por si só, constituía-se em importante limitação ao uso da energia elétrica, sem atentar para o fato de que o potencial energético hidráulico estava fora do alcance, na maioria das vezes, como fonte de energia primária.

O emprego da corrente alternada foi desenvolvido na França, com a invenção dos transformadores, permitindo o transporte econômico da energia elétrica, em potências maiores e tensões mais elevadas a distâncias maiores, sem prejuízo da eficiência no uso para fins de iluminação. Os direitos de uso desse sistema, nos Estados Unidos, foi adquirido por George Westinghouse em 1885 e que, já em início de 1886, instalou uma rede em CA para iluminação pública com 150 lâmpadas.

Em maio de 1888, Nicola Tesla, na Europa, apresentou um artigo descrevendo motores de indução e motores síncronos bifásicos. O sistema trifásico seguiu-se, logo, com o desenvolvimento de geradores síncronos e motores de indução. As vantagens sobre os sistemas de CC fizeram com que os sistemas de CA passassem a ter um desenvolvimento muito rápido. Inicialmente eram sistemas monofásicos e, em seguida, sistemas bi e trifásicos.

#### Registram-se:

- 1886 -uma linha monofásica com 29,5km e capacidade de transporte de 2.700HP, para Roma, Itália;
- 1888 -uma linha trifásica, em 11.000V, com um comprimento de 180km na Alemanha;
- 1890 -primeira linha em CA, de 20km, monofásica no estado de Oregon, nos EUA, operando em 3300V;
- 1907 -já era atingida a tensão de 110KV;
- 1913 -foi construída uma linha em 150kV;
- 1923 -foram construídas linhas de 220kV;
- 1926 -foram construídas linhas com 244kV;
- 1936 -a primeira linha de 287kV entrou em serviço;

- 1950 -entrada em serviço de uma linha de 1.000km de comprimento, 50Hz e 400kV, na Suécia;
- 1953 -alcançada a tensão de 345kV nos Estados Unidos;
- 1963 -energizada a primeira linha de 500kV nos Estados Unidos;
- 1965 -é energizada a primeira linha de 735kV no Canadá;

A primeira linha de transmissão de que se tem registro no Brasil, foi construída por volta de 1883, na cidade de Diamantina, Minas Gerais. Tinha por fim transportar a energia produzida em uma usina hidrelétrica, constituída por duas rodas d'água e dois dínamos Grame, a uma distância de 2km, aproximadamente. A energia transportada acionava bombas hidráulicas em uma mina de diamantes. Consta que era a linha mais longa do mundo, na época [8].

Uma rápida pesquisa na bibliografia disponível mostrou ser difícil um levantamento geral das linhas construídas no Brasil, suas datas e características, e, no relato que se segue, haverá, por certo, omissões.

Em 1901, com a entrada em serviço da central hidrelétrica de Santana do Parnaíba, a então San Paulo Tramway Light and Power Co. Ltd. construiu as primeiras linhas de seus sistemas de 40kV. Em 1914, com a entrada em serviço da usina hidrelétrica de Itupararanga, a mesma empresa introduziu o padrão 88kV, que até hoje mantém e que adotou também para subtransmissão. Esse padrão de tensão foi, em seguida, adotado pela Companhia Paulista de Estradas de Ferro, Estrada de Ferro Sorocabana e, através desta, pela USELPA, hoje integrado ao sistema CESP. Entre 1945 e 1947, foi construída a primeira linha de 230kV no Brasil, com um comprimento aproximado de 330km, destinada a interligar os sistemas Rio Light e São Paulo Light, operando inicialmente em 170kV, passando em 1950, a operar com 230kV.

Foi também a primeira interligação de dois sistemas importantes realizado no Brasil [6].

Seguiram-se, a partir daí, em rápida sucessão, as linhas de 345kV da CEMIG e FURNAS, 460kV da CESP, as linhas de 500kV do sistema de FURNAS e 800kV do sistema de Itaipu.

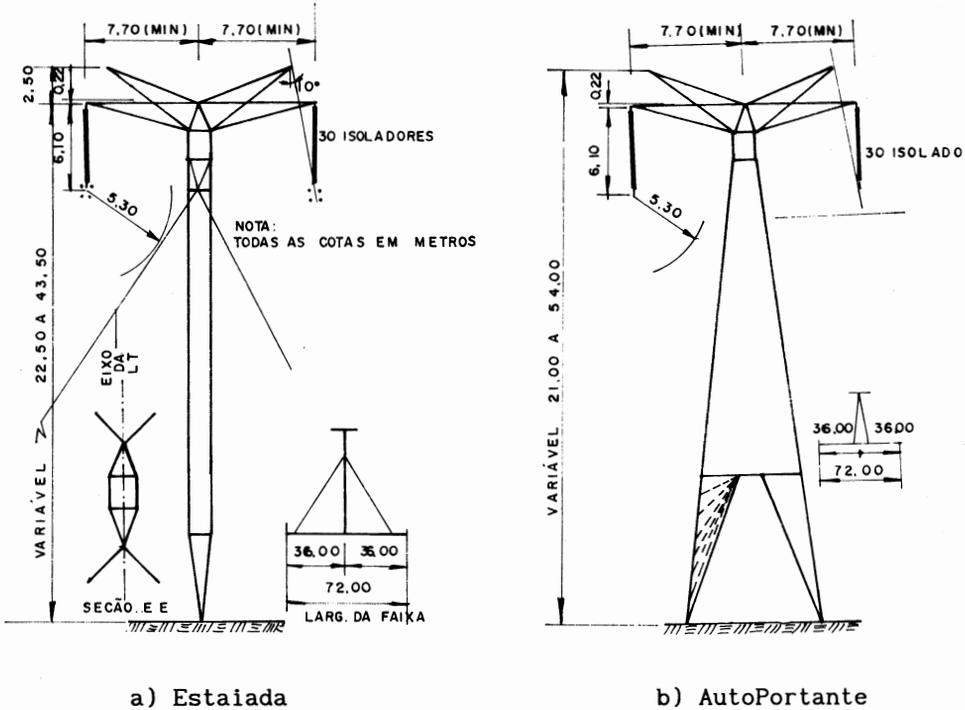


Fig. 1.1 - Estruturas das LT de CC de  $\pm 600\text{kV}$ , de Itaipu [7]

## 1.2 - TENSÕES DE TRANSMISSÃO - PADRONIZAÇÃO

Edison, ao escolher a tensão 110V para o seu sistema, praticamente iniciou uma padronização das tensões de energia elétrica a nível de consumidor. Essa tensão, ainda hoje é usada em numerosos sistemas monofásicos a dois ou três fios.

Desde logo ficou conhecida a supremacia dos sistemas polifásicos sobre os sistemas mono e bifásicos. Os geradores e os motores síncronos são mais compactos do que os mono ou bifásicos, pela melhor utilização do espaço disponível no induzido. Os motores

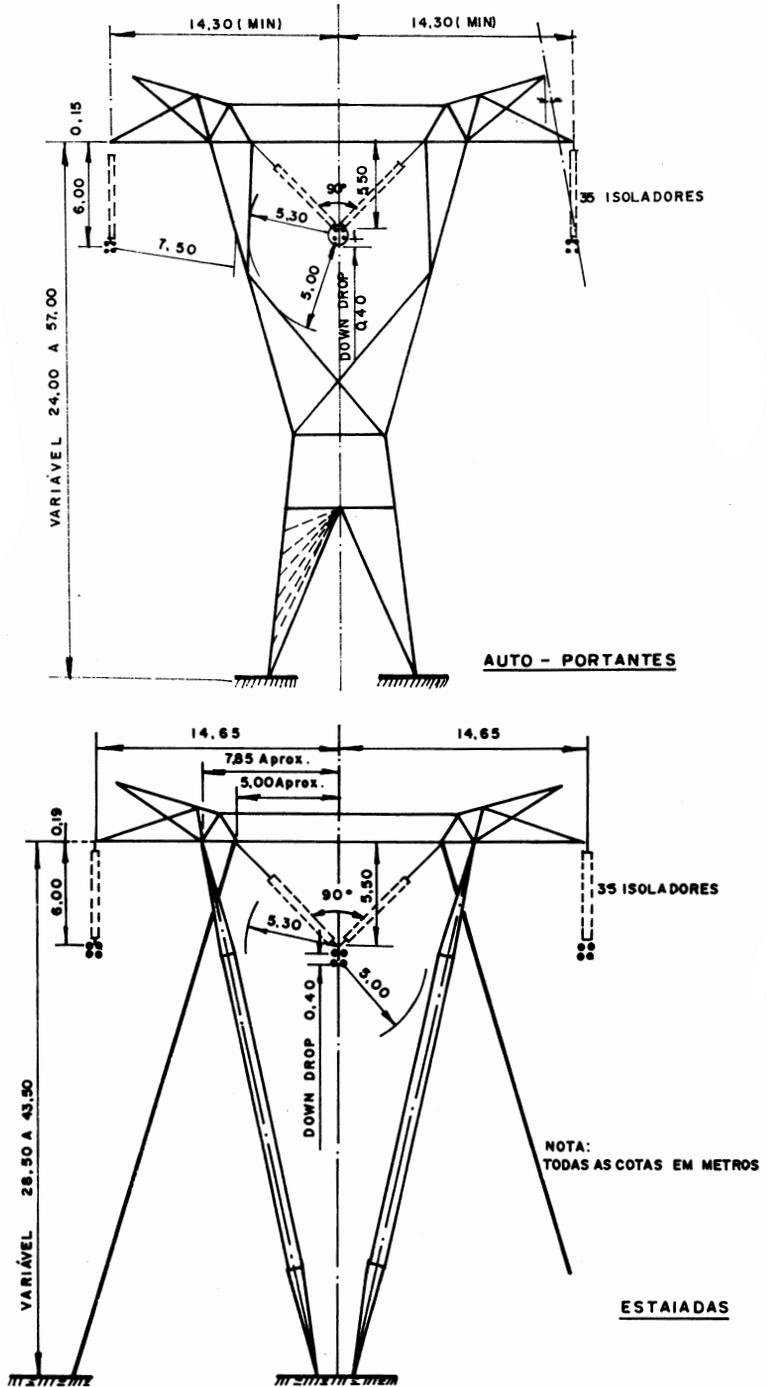


Fig. 1.2 - Estruturas da LT de CA de Itaipu em 800kV

de indução, por sua vez, além da vantagem acima, também permitiam partidas diretas, com elevado conjugado inicial. Havia ainda a vantagem de que os sistemas mono ou bifásicos podiam ser derivados dos mesmos. Nos sistemas convencionais de energia elétrica, a corrente alternada, adotou-se o sistema trifásico para as indústrias, reservando-se os sistemas monofásicos para a distribuição residencial e mesmo rural.

A crescente demanda da energia elétrica exigiu constante ampliação das instalações, conseqüentemente a encomenda pelas concessionárias e pelos usuários de novos e mais potentes equipamentos, e que, por razões econômicas, deveriam operar com tensões mais altas, criava sérios problemas para os fabricantes desse material. Isso fez com que muito cedo se reconhecesse a necessidade de uma padronização das tensões de operação do equipamento e, conseqüentemente, das instalações das empresas concessionárias. A padronização das tensões não podia ser, evidentemente, individual por fabricante. Adotaram-se padrões de caráter nacional, estendendo-se também a outros países. A experiência ditava os valores mais convenientes a cada caso, em geral fixados por considerações de ordem tecnológica e econômica.

No Brasil, que não desenvolveu sua indústria de equipamentos, cada concessionária adotou os padrões dos países de origem dos diversos fornecedores de equipamento ou das matrizes das empresas concessionárias de energia elétrica. A unificação das tensões é recente.

Convencionou-se que nos sistemas trifásicos as tensões seriam especificadas por seus valores fase-a-fase, consideradas suas tensões nominais.

Um esforço em nível internacional, através da IEC -International Electrotechnical Commission, levou a uma padronização de tensões, que foram agrupadas em três categorias:

Altas Tensões (AT)	$600V < U < 300kV$
Tensões Extra-Elevadas (EAT)	$300kV < U < 800kV$
Tensões Ultra-Elevadas (UAT)	$U > 800kV$

Instituiu-se em cada categoria as "classes de tensão". Uma classe de tensão é constituída por um ou mais valores de "TENSÃO NOMINAL" e um valor de "TENSÃO MÁXIMA DE OPERAÇÃO EM REGIME PERMANENTE".

Para as altas tensões o caráter de padronização nacional ainda prevalece, enquanto que para as tensões extra-elevadas a padronização internacional está estabelecida e aceita.

No Brasil são as seguintes as classes de altas tensões e extra altas tensões recomendadas pelo COBEI da ABNT, para sistemas trifásicos, tensões fase-a-fase.

TABELA 1.1 - CLASSES DE TENSÃO PARA USO NO BRASIL

TENSÕES NOMINAIS	TENSÕES MÁXIMAS	CATEGORIA
33 ou 34,5kV 62 ou 69kV 132 ou 138kV 220 ou 230kV	38kV 72,5kV 145kV 242kV	altas tensões
330 ou 345kV 500kV 750kV	362kV 550kV 800kV	tensões extra elevadas

A IEC ainda reconhece a classe 380 ou 400kV / 420kV, de uso nos sistemas nacionais interligados da Europa.

Estudos realizados na Europa e Estados Unidos (1) mostraram que, em um mesmo sistema, deve-se evitar a sobreposição de muitos níveis de tensões. Assim, nos Estados Unidos e Canadá, a classe de 345kV foi desenvolvida para ser sobreposta ao sistema de 138kV, enquanto que a classe de 500kV foi desenvolvida para ser sobreposta ao sistema de 161kV e/ou 230kV. Por sua vez, à classe de 345kV recomenda-se a sobreposição por sistemas de 750kV. na Europa, a classe de 400kV foi sobreposta aos sistemas de 230kV.

Prevê-se, para um futuro próximo, o advento da transmissão da energia elétrica na categoria das Tensões Ultra-Elevadas (UAT), discutindo-se no momento sua padronização, possivelmente em duas classes (1100kV e 1500kV).

### 1.3 - FORMAS ALTERNATIVAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### 1.3.1 - Transmissão em corrente contínua em AT e EAT

Apesar da aceitação geral da transmissão por correntes alternadas, a transmissão por corrente contínua prosseguiu a ter defensores, em virtude de algumas vantagens que apresenta sobre a anterior. E nem foi inteiramente abandonada. O esquema advogado não pretendia ser alternativo ou substitutivo aos sistemas de CA. A geração e a utilização, assim como a maior parte da transmissão e distribuição, continuariam operando de CA. A transmissão em CC seria sobreposta ao sistema de CA ou seria utilizada como interligação entre sistemas de CA.

Esse esquema requer uma conversão da CA para CC no transmissor da linha e sua inversão (CC para CA) junto ao receptor. O sucesso desse esquema ficou na dependência do desenvolvimento de conversores adequados. Vários equipamentos foram desenvolvidos e testados até chegar aos modernos retificadores e inversores que empregam SCR - Retificadores Controlados de Silício.

Historicamente, destaca-se o sistema desenvolvido na França por René Trury, já em 1880, operando até 1937, quando a última instalação foi desmantelada. Ele empregava na retificação geradores série de CC, cujas armaduras eram igualmente ligadas em série. Na inversão, motores de CC série ligados em série acionavam geradores de CC ou de CA de baixa tensão ligados em paralelo. Os geradores eram acoplados aos seus motores por acoplamentos isolantes, e as armaduras das máquinas de CC em série eram isolados do solo entre si. Uma das instalações foi usada para transmitir 19,3MW a 225km de distância com uma tensão de 125kV.

A retificação foi viabilizada, com a invenção em 1903 por Hewitt dos retificadores a vapor de mercúrio de piscina de mercúrio. A adição em 1923 do ignitor, de grades de controle em 1939, viabilizaram o emprego dos retificadores a vapor de mercúrio do tipo de piscina na transmissão de energia elétrica em CC, pois permitiam não só a retificação controlada, como também a inversão.

Uma alternativa desenvolvida, mais ou menos na mesma época, e que permitiu também a transmissão em corrente contínua, era a constituida pelos TIRATRONS, válvulas triodos a vapor de mercúrio. Uma linha experimental de 27km, operando a 30kV e 175A entre a hidrelétrica de Mechanicsville e a cidade de Schenectady, EUA, foi operada pela General Electric. O sistema era alimentado por CA de 40Hz e entregava no receptor CA de 60Hz, mostrando sua característica assíncrona e a viabilidade de transmissão por CC como interligação de sistemas com frequências diferentes. O sistema operou entre 1936 e 1945, inicialmente pelo sistema de corrente constante, posteriormente com tensão constante.

Durante a II Guerra Mundial, na Alemanha, iniciou-se a construção de um sistema para transmitir 60MW a uma distância de 110km por cabo de 400kV, e que não foi completado. O equipamento e os projetos foram levados para a União Soviética, como reparação de guerra, onde a transmissão em CC recebeu especial atenção.

Na Suécia, a ASEA investiu grandemente no aperfeiçoamento do equipamento conversor, tomando a dianteira tecnológica na área, a partir da linha submarina de 96km, operando com 100kV e transmitindo 20MW para ilha de Gotland, empregando a transmissão monopolar, com retorno pelo solo e pela água do mar.

A União Soviética, por sua vez, colocou em operação em 1950 uma linha de 112 km, 30 MW e  $\pm 100$  kV. Em 1965 iniciou a operação de uma linha comercial de 473 km,  $\pm 400$  kV e 720 MW.

O número de linhas a CC, a partir da linha de Gotland cresceu bastante, principalmente empregando cabos subterrâneos e submarinos. A experiência adquirida e a confiabilidade demonstrada fizeram com que fosse empregada a transmissão por correntes

contínuas também em linhas aéreas, para transmitir grandes potências a longas distâncias, ou como linhas alimentadoras ou em sobreposição aos sistemas de CA, dado seu efeito estabilizador. A bibliografia é bastante rica na descrição das instalações em CC existentes.

No Brasil opera uma linha em  $\pm 600\text{kV}$ ,  $3150\text{MW}$  e aproximadamente  $800\text{km}$  de extensão, interligando o setor de  $50\text{Hz}$  de Itaipu com o sistema interligado do Sudeste, que opera em  $60\text{Hz}$ . Uma linha idêntica e paralela a esta está prevista.

Por volta de 1970, as válvulas a vapor de mercúrio tipo piscina passaram a ser substituídas por TIRISTORES. Trata-se de Retificadores Controlados de Silício (SCR), que apresentam inúmeras vantagens sobre as válvulas a vapor de mercúrio.

#### 1.3.1.1 - Esquemas de transmissão a CC

A transmissão em CC pode se processar de três modos, a saber:

##### - Transmissão monopolar

Representa a sua forma mais simples, possui apenas um condutor metálico e emprega o solo como retorno. É também aquela que requer o menor investimento para as linhas. Apresenta a mesma confiabilidade de uma linha a corrente alternada a um circuito. O condutor metálico pode ser de polaridade negativa ou positiva, sendo preferida a polaridade negativa (Fig. 1.3).

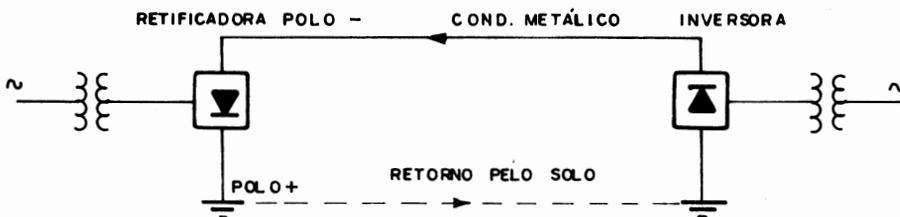


Fig. 1.3 - Esquema de transmissão monopolar

### -Transmissão bipolar

Emprega dois condutores metálicos, um para cada um dos pólos. Em cada um dos seus terminais existem dois conversores ligados em série no lado de corrente contínua, e cujos pontos neutros podem ou não ser aterrados. Em caso de aterramento de ambos os neutros, cada um dos pólos pode operar independentemente do outro, durante contingências, com aproximadamente metade da potência total. Equivale em confiabilidade a uma linha de corrente alternada a circuito duplo (Fig. 1.4).

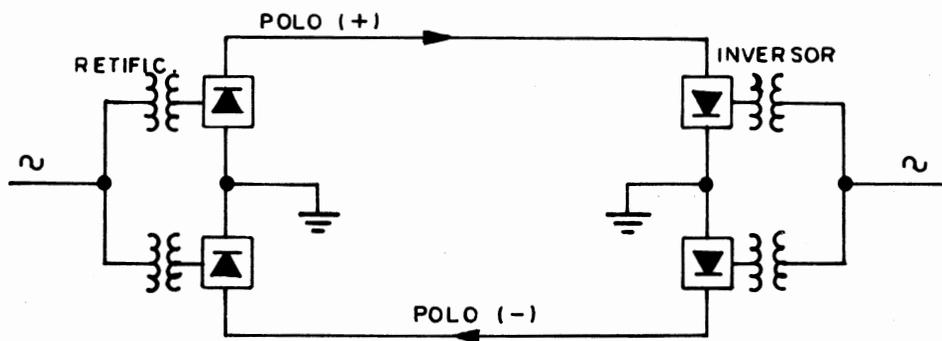


Fig. 1.4 - Esquema de transmissão a CC bipolar

### - Transmissão momopolar

A linha é constituída de dois ou mais condutores de mesma polaridade, em geral negativa, empregando o solo como retorno. No caso de falta de um dos condutores, o conversor inteiro fica ainda disponível para operar com mais da metade da potência total. Não havendo restrições quanto à permanência de correntes no solo, este esquema oferece alguma vantagem sobre o anterior, inclusive de rendimento, por serem menores as perdas (Fig. 1.5).

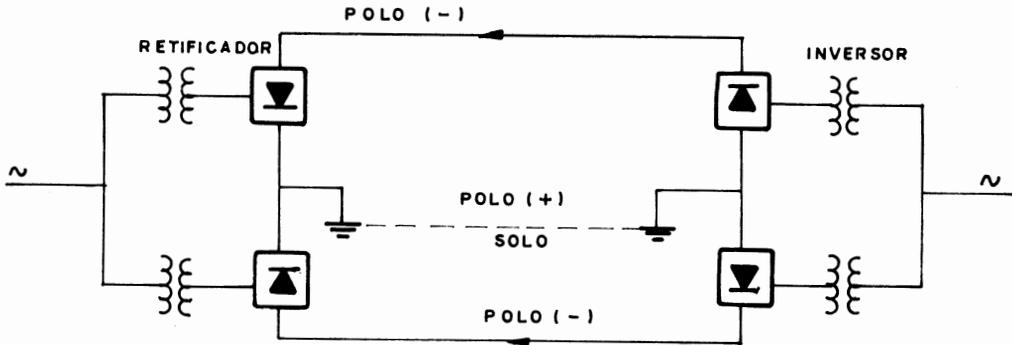


Fig. 1.5 - Esquema de transmissão a CC homopolar

#### 1.3.1.2 - Vantagens e desvantagens da transmissão em CC

São as seguintes as vantagens oferecidas pela transmissão a corrente contínua:

- a - torna econômica e tecnicamente viável a transmissão, a distâncias relativamente grandes, de potências consideráveis por cabos subterrâneos e submarinos, pela ausência da corrente de carga;
- b - trata-se de uma ligação assíncrona entre sistemas, podendo portanto interligar sistemas de frequências diferentes, como também transferir energia de um para outro, sem problemas de estabilidade do sistema interligado, podendo mesmo aumentá-la;
- c - para uma mesma potência transferida, uma linha bipolar de CC, com o mesmo nível de isolamento de uma linha de CA e condutores de mesma bitolas, necessita apenas 2/3 da quantidade de cabos e 2/3 do número de isoladores do que a de CA. Suas dimensões globais serão menores empregando estruturas mais leves e simples e exigindo faixas de servidão mais estreitas;

- d - o solo representa um ótimo condutor para a CC, com resistividade praticamente nula. Pode, economicamente, substituir os condutores metálicos em regime normal ou durante contingências;
- e - a CC não conhece, em regime permanente, a indutância e a capacitância. Destarte, uma mesma intensidade de corrente produz, em um condutor idêntico, uma queda de tensão menor do que uma corrente de CA de mesma intensidade. O condutor possui, à CC, uma resistência bem menor do que à CA, pela ausência dos efeitos pelicular e de proximidade, o que permite uma transmissão mais econômica, principalmente a grandes distâncias;
- f - a linha de CC somente transmite potências ativas. Ocorrendo um curto-circuito em um dos sistemas de CA, a linha de CC não contribui para aumentar as correntes de curto circuito;
- g - o controle de fluxo da energia entre dois sistemas interligados é relativamente fácil, através do controle do equipamento conversor.

Em contrapartida, há igualmente desvantagens, citando-se principalmente:

- a - os conversores são muito caros e seu controle tende a ser sofisticado;
- b - os conversores requerem muita energia reativa, exigindo a instalação junto a eles de grandes bancos de capacitores estáticos;
- c - os conversores geram harmônicos, tanto do lado da CC, como do lado da CA, exigindo a instalação de filtros para evitar a sua propagação. Os capacitores usados nos filtros suprem parte da energia reativa aos conversores;
- d - a ausência de disjuntores de AT e em EAT para CC limita a possibilidade de se construir redes multiterminais em CC.

Isso, no estágio atual, restringe a operação das linhas de CC ao sistema ponto-a-ponto.

#### 1.3.1.3 - Principais aplicações da transmissão em CC

As discussões anteriores, referentes às vantagens e desvantagens da transmissão CC, sugerem os seguintes casos de aplicação:

- a - para as linhas em cabos subaquáticos com comprimentos maiores de 35km;
- b - para a interligação de sistemas de CA com frequências diferentes ou quando for desejada uma interligação assíncrona;
- c - para transmitir potências elevadas através de longas distâncias por linhas aéreas. Isso faz com que essas linhas sejam associadas a usinas hidrelétricas de grande porte situadas em regiões remotas ou a usinas térmicas a carvão, do tipo boca de mina, quando o transporte de energia elétrica é mais econômico do que o transporte do combustível a longa distância, para sua geração próxima aos centros de consumo;
- d - um dos maiores problemas com que se defrontam as concessionárias em áreas urbanas, é o reforço do suprimento de energia às suas áreas centrais, pois, em geral, novas linhas aéreas estão excluídas, pela impossibilidade de se obter as necessárias faixas de servidão, como também os cabos subterrâneos em CA sofrem limitação econômica pelas distâncias. Neste caso, alimentadores em CC subterrâneos podem ser indicados; exemplo, em Londres. Para este tipo de aplicação, cabos "criogênicos" desempenharão no futuro um importante papel, pois, pelas suas baixas perdas e quedas de tensão em CC, poderão transmitir correntes elevadas com baixas tensões.

### 1.3.2 - Transmissão polifásica de ordem superior

Já fora verificado, há algum tempo, que o emprego de um número de fases maior do que três na transmissão de energia elétrica poderia ser bastante vantajoso em linhas aéreas de transmissão.

Estas, para serem construídas, exigem o estabelecimento de áreas de segurança, constituídas pelas faixas de servidão, cuja largura é estabelecida pelas normas técnicas em função da classe de tensão da linha e de suas dimensões. Visa-se, com isso, resguardar a segurança de pessoas e bens. Poder-se-ia dizer que uma linha ocupa no espaço um volume de forma prismática de comprimento e área de seção transversal variável a cada caso, para transmitir a potência prevista em projeto. Nas linhas trifásicas, a densidade de potência por área de seção transversal da linha é, em geral, relativamente baixa, o que leva à conclusão de que há um baixo fator de utilização das faixas de servidão em uso.

À medida em que a demanda de energia elétrica cresce, novas linhas de capacidade de transporte crescente são exigidas, levando a se empregar linhas com níveis de tensão mais altos, conseqüentemente também com dimensões maiores, exigindo um número maior de faixas de servidão, de largura maior. Estas se tornam muito difíceis de serem obtidas, pelo seu custo elevado ou por causa do impacto visual que as linhas representam na paisagem, portanto, nem sempre bem aceitas pela população. Isso é especialmente verdadeiro em zonas suburbanas.

A elevação da tensão de linhas existentes tem resolvido o caso em algumas instâncias, como também a troca de uma linha a circuito simples por outra a circuito duplo na mesma faixa.

A transmissão por ordem mais elevada de fases — seis, nove ou doze fases — oferece uma combinação de vantagens, o que a torna especialmente recomendada para linhas que devem ocupar faixas de servidão estreitas. Elas permitem maiores densidades de potência na sua seção transversal, menores gradientes de potencial

nos condutores, portanto, menor atividade de corona (perdas de energia, ruídos sonoros e de radiointerferência). Suas dimensões mais reduzidas permitem que sejam também mais estéticas.

As vantagens derivam do menor defasamento existente entre fases. Por exemplo, num sistema de 345kV, a tensão fase-terra corresponde a 199kV. Num sistema hexafásico (6 fases), os mesmos 199kV representam igualmente as tensões fase-fase; no sistema dodecafásico, aos 199kV fase-terra, teremos apenas 103kV fase-a fase. O resultado disso é que uma linha menor pode ser usada para transportar uma potência maior.

A transformação para o sistema hexa ou dodecafásico, a partir de um sistema trifásico e vice-versa, é possível através de transformadores. Tem sido usado para a alimentação de pontes retificadoras industriais há muitos anos e é confiável. A figura 1.6 mostra um esquema de conexão viável, com dois transformadores trifásicos ou seis monofásicos para se obter um sistema hexafásico.

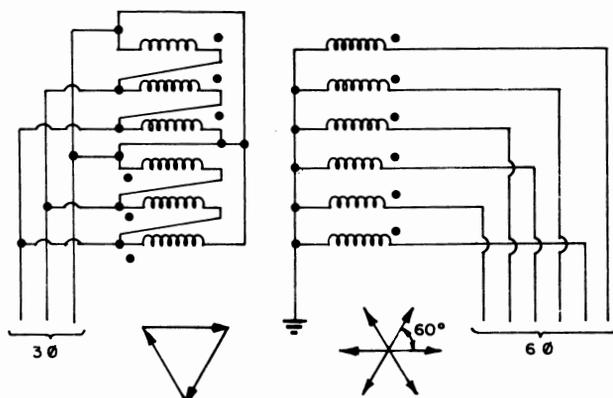


Fig. 1.6 - Transformação trifásica-hexafásica

A Fig. 1.7 mostra a configuração de estruturas propostas para linhas de transmissão a seis e a doze fases, projetadas para mesmas tensões fase-terra [5].

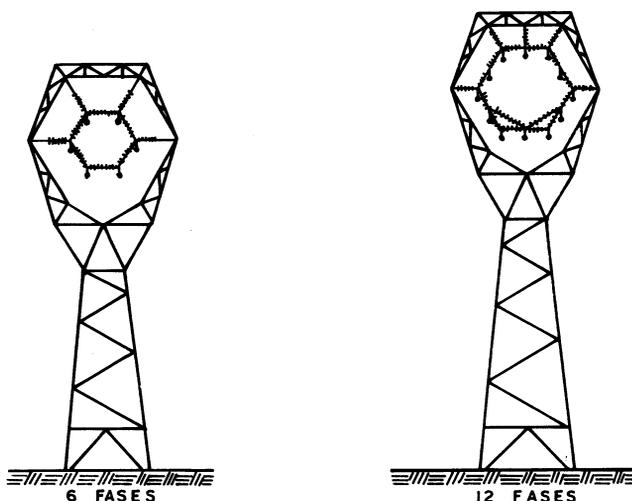


Fig. 1.7 - Estruturas propostas para linhas de transmissão polifásicas

A viabilidade técnica da transmissão por linhas aéreas de níveis mais elevados de ordem de fases, foi verificada em linhas experimentais. Já há linhas hexafásicas operando nos Estados Unidos. Outras deverão se seguir, por transformação de linhas a circuito duplo trifásicas para o modo de operação hexafásica. Prevê-se que as linhas hexa ou dodecafásicas sejam aceitas no futuro como alternativas para as linhas de tensões ultra-elevadas.

#### 1.4 - COMPONENTES DAS LINHAS AÉREAS DE TRANSMISSÃO

O desempenho elétrico das linhas está diretamente relacionado com as características de seus componentes, como também de sua configuração geométrica. Temos, de um lado, a suportabilidade elétrica de sua estrutura isolante e seu desempenho técnico, e do outro lado, sua capacidade de suportar as

solicitações mecânicas a que são submetidas, que devem ser consideradas concomitantemente. E, isso, sem descuidar de um outro fator de igual importância, que é o econômico. O transporte de energia elétrica pelas linhas de transmissão tem, dentro de um sistema elétrico, o caráter de "prestação de serviço". Deverá, pois, ser eficiente, confiável e econômico. Para se transportar uma determinada quantidade de energia elétrica a uma distância preestabelecida, há um número muito grande de soluções possíveis, em função do grande número de variáveis associadas a um linha, como:

- valor da tensão de transmissão;
- número, tipo e bitolas dos cabos condutores por fase;
- número e tipo dos isoladores e distâncias de segurança;
- número de circuitos trifásicos;
- materiais estruturais e a forma dos suportes resistirem aos esforços;
- etc.

De todas as soluções possíveis, apenas uma ou poucas satisfazem aos requisitos básicos do transporte da energia, ou seja, o de permitir o "transporte de 1kWh na distância especificada, ao menor custo, dentro de parâmetros técnicos preestabelecidos, e com a confiabilidade necessária".

Essa solução é encontrada através dos estudos de "otimização". Para tanto, para cada solução aceitável, são feitos verdadeiros anteprojetos eletromecânicos, que são avaliados tecnicamente. Feitos os orçamentos de custos e de perdas de energia, por comparação é encontrada a solução mais adequada.

De um modo geral, para idênticos parâmetros de desempenho e confiabilidade, deve ser escolhida a solução para a qual a parcela anual dos investimentos feitos, mais os custos de manutenção e operação (aqui incluídos os custos da energia anualmente perdida) sejam mínimos (ver item 1.4.2).

Todos os fatores intervenientes estão relacionados com os componentes físicos das linhas.

Uma linha de transmissão se compõe das seguintes partes principais, que serão analisadas sucintamente (Fig. 1.8):

- cabos condutores de energia e acessórios;
- estruturas isolantes;
- estruturas de suporte;
- fundações;
- cabos de guarda ou pára-raios;
- aterramentos;
- acessórios diversos.

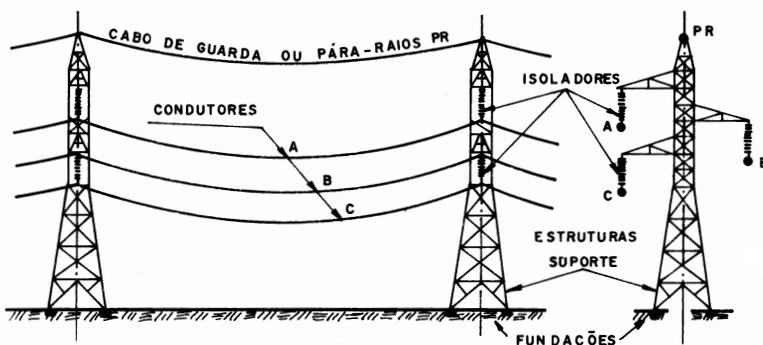


Fig. 1.8 - Principais elementos das linhas de transmissão

#### 1.4.1 - Condutores

A Teoria da Transmissão mostra que os agentes do transporte da energia elétrica são os campos elétricos e os campos magnéticos, para os quais os condutores constituem "guias". Sua escolha e dimensionamento corretos são decisivos na limitação das perdas de energia (por efeito Joule ou por Corona), como também para controlar os níveis de radiointerferência e ruídos acústicos. Problemas de natureza mecânica podem igualmente ocorrer, em casos de solicitações excessivas.

As perdas por efeito Joule são controladas pela escolha de condutores com áreas de seções transversais adequadas

às correntes que deverão conduzir, concomitantemente com a escolha de materiais com resistividade compatíveis. As correntes são proporcionais às potências a serem transmitidas e inversamente proporcionais aos níveis de tensão adotados. Já as manifestações do efeito Corona, que dependem do gradiente de potencial nas imediações dos condutores, aumentam com o nível das tensões e diminuem com o aumento nos diâmetros dos condutores. Este fator faz com que, principalmente em níveis de tensões acima de 200kV, a escolha das dimensões dos condutores obedeça ao critério de minimização das manifestações do efeito Corona, já que existe consenso entre projetistas de linhas de que não se consegue, economicamente, sua total eliminação.

Os condutores, como os demais materiais empregados em engenharia, estão sujeitos a falhas. Estas são decorrentes dos tipos e intensidades das solicitações a que são submetidos e também de sua capacidade de resistir às mesmas. Os condutores das linhas aéreas de transmissão, para se manterem suspensos acima do solo são submetidos a forças axiais. Estas variam com a mudança das condições ambientais: abaixamentos de temperatura provocam aumentos nas trações e vice-versa. O vento atmosférico, incidindo sobre a superfície dos condutores, exerce sobre os mesmos uma pressão, que se traduz também em aumento na tração axial. Quando a tração resultante atingir valores maiores do que a resistência dos condutores à ruptura, esta poderá ocorrer. O vento, por outro lado, induz nos condutores vibrações de frequências elevadas, que podem provocar a sua ruptura por fadiga junto aos seus pontos de fixação aos isoladores. Quanto maior for a taxa de trabalho à tração nos condutores, maiores serão os problemas decorrentes das vibrações. Quanto menor a tração maior será a flecha resultante, como mostra a figura 1.9, exigindo, pois, estruturas mais altas ou um maior número delas. Outro fator que pode influenciar a escolha dum tipo de condutor é sua capacidade de operar com temperaturas mais elevadas, sem perdas acentuadas de resistência mecânica, admitindo maiores densidades de corrente.

Na figura 1.9 é mostrado o diagrama das forças com que as estruturas de suporte das linhas absorvem os esforços transmitidos pelos condutores.

T (newton) é a força axial do condutor. Ela possui duas componentes, uma força horizontal  $T_0$  [N], absorvida pela estrutura, e uma força vertical  $P = \frac{a \cdot p}{2}$ , que é equilibrada pelo peso do condutor na metade do vão "a" [m].

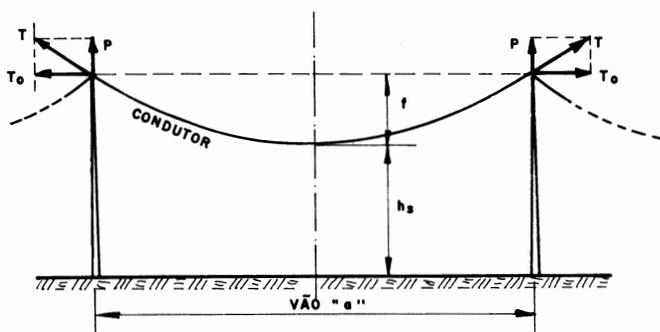


Fig. 1.9 - Vão de uma linha aérea de transmissão

A flecha do condutor no vão "a",  $f$  [m], pode ser calculada pela equação abaixo [9], admitindo-se que a curva assumida pelos cabos seja uma parábola,

$$f = \frac{a^2 \cdot p}{8T_0} \quad (1.1)$$

na qual  $p$ , em newton por metro, representa o peso unitário do condutor.

A menor distância do condutor ao solo é chamada "altura de segurança", e é determinada em função da tensão da linha e da natureza do terreno atravessado, da maneira prescrita em normas de procedimentos (no Brasil, vigora para esse fim a NR 5422 [10]). Na figura 1.9 está representada por  $h_s$ .

Os condutores empregados em linhas aéreas de transmissão são constituídos por cabos. Estes são obtidos pelo

"encordoamento" de fios metálicos. Sobre um fio de secção transversal circular são enrolados, em forma espiral, outros fios envolvendo-o, formando uma, duas ou mais camadas. O sentido de enrolamento de cada uma das camadas é sempre oposto ao da camada anterior. A camada mais externa é torcida para a direita. Os fios que compõem um cabo podem ser todos de um mesmo diâmetro, caso mais comum, ou podem possuir diâmetros diferentes em camadas diferentes. Podem ser de materiais diferentes, desde que compatíveis eletroliticamente entre si.

Os cabos com fios de mesmo diâmetro são formados obedecendo à seguinte lei:

$$n = 3x^2 + 3x + 1 \quad (1.2)$$

na qual:

- n - representa o número total de fios;
- x - representa o número de camadas ou capas.

Assim:

- 1 camada, 7 fios
- 2 camadas, 19 fios
- 3 camadas, 37 fios
- 4 camadas, 61 fios, etc.

Os cabos são especificados pelo seu diâmetro nominal, a área de sua secção transversal nominal, o número de fios componentes, e pelos metais ou ligas com que são confeccionados.

- Diâmetro nominal do cabo é o diâmetro do círculo que tangencia a geratriz externa dos fios componentes da camada externa (Figura 1.10).
- A área de secção transversal é determinada pela soma das áreas das secções transversais dos fios componentes.

São encontrados em manuais de Engenharia Elétrica e catálogos de fabricantes. A essas grandezas nominais devemos associar tolerâncias de fabricação e que também são normalizadas. Para os diâmetros a tolerância é de  $\pm 1\%$ , conseqüentemente, para as áreas de secções transversais,  $2\%$ .

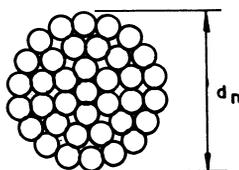


Fig. 1.10 - Diâmetro nominal de um cabo com 3 camadas (37 fios)

#### 1.4.1.1 - Padronização de dimensões de fios e cabos

O número de diâmetros de fios e a variedade de cabos que podem ser obtidos é praticamente ilimitado. Logo, uma padronização de medidas e composições teve que ser estabelecida, para restringir essa variedade a um número economicamente e também tecnicamente aceitável. Essa padronização, no entanto, foi feita nacionalmente, estando em uso diversas séries de dimensões. Um esforço internacional prossegue na tentativa de unificação, o que já se consegue no âmbito do IEC para fios e cabos de cobre. No Brasil foi adotada a escala hoje conhecida por AWG (American Wire Gage), pela qual se estabeleceram inicialmente 40 tamanhos padronizados de fios de cobre, ordenados em ordem decrescente de diâmetro e mantendo uma relação constante entre os diâmetros de dois tamanhos sucessivos. O maior diâmetro escolhido foi de 0,01168 [m] - (0,4600 ") e que recebeu a designação de 0000. O menor diâmetro, com 0,000127 [m] - (0,005") recebeu o número 36. Entre 0000 e 36 existem 38 diâmetros padronizados. Logo entre dois números consecutivos a relação é igual a 1,123. A relação entre as áreas de duas secções transversais é de 1,261. Por outro lado, a relação entre o diâmetro de um fio com o outro, cujo número de ordem for acrescido de 6, é 2, e a relação entre as áreas de fios que diferem da ordem numérica de 10 é também igual a 10. A numeração sucessiva é 0000, 000, 00, 0, 1, 2, ..., 35, 36. A tabela foi estendida posteriormente para acomodar fios mais finos do que 36 e cabos maiores do que 0000.

A unidade de área adotada para definir a secção transversal dos condutores é o CM — "Circular Mil", que corresponde à área de um círculo cujo diâmetro é de um milésimo de polegada, ou seja,  $0,506707 \cdot 10^{-3} \text{ [mm}^2\text{]}$ . Assim, o condutor 0000 tem uma secção transversal de 211.600CM ou 211,6kCM e o número 36, 25CM. Para diâmetros maiores do que 0000, abandonou-se a lei de formação da escala, escolhendo-se o tamanho seguinte com 250kCM e a partir desse valor, acréscimos constantes de 50 kCM permitiram atingir cabos de diâmetros consideráveis.

Essa escala também foi adotada pelas normas ASTM (American Society for Testing Materials) e pelas da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) para fios e cabos de alumínio e de ligas de alumínio, porém com a intercalação de secções transversais diferentes daquelas da escala dos condutores de cobre (ver tabelas do Apêndice no final do livro).

#### 1.4.1.2 - Tipos de cabos para condutores de linhas de transmissão

Metais empregados na fabricação de cabos para linhas aéreas de transmissão:

COBRE - Apesar de sua elevada condutividade elétrica, menor apenas do que aquela da prata, o cobre vem sendo cada vez menos usado em linhas aéreas de transmissão, principalmente por razões de ordem econômica.

No Brasil, as normas referentes aos condutores de cobre são NBR 5111, NBR 5159, NBR 5349. No final do livro encontram-se as tabelas do apêndice com as características de condutores nus, segundo especificações da ASTM.

ALUMÍNIO - O alumínio é hoje inteiramente dominante para a fabricação de condutores para linhas aéreas de transmissão, tanto em sua forma pura, como em liga com outros elementos, ou associados com o aço. As objeções históricas ao seu uso estão inteiramente superadas.

Condutividade - O alumínio para condutores apresenta uma condutividade cerca de 61% daquela do cobre usado em cabos, porém, devido ao seu baixo peso específico, a condutividade do alumínio é mais do que o dobro daquela do cobre por unidade de peso.

Resistência mecânica - A do alumínio é praticamente a metade daquela do cobre. Esse inconveniente pode ser sanado com o uso de condutores de liga de alumínio ou através de sua associação com o aço, resultando nos cabos de alumínio com alma de aço. O critério de escolha entre cabos de alumínio, alumínio-aço ou de liga de alumínio, em função de sua resistência mecânica, não é necessariamente decisivo, pois, na maioria das vezes, mesmo nas condições de solicitação máxima, as taxas de trabalho são mantidas baixas (fatores de segurança de 2,5 a 3), a fim de proteger os cabos de ruptura por fadiga provocada pelas vibrações eólicas. A ruptura dos cabos por excesso de tração é extremamente rara.

Resistência à corrosão - Tanto os fios de alumínio como os de suas ligas, ao serem resfriados ao término dos processos de trefilação, sofrem um processo de oxidação que recobre os fios com um filme de pequena espessura. Este filme é bastante duro e estável, protegendo o fio contra futuras agressões externas. Diversas ligas de alumínio são indicadas para ambientes de atmosferas marítimas ou mesmo de atmosferas industriais bastante agressivas.

Baixo preço - Seu preço por unidade de peso é cerca da metade do preço de igual quantidade de cobre, donde se conclui que o investimento necessário em cabos para transportar uma mesma corrente, com o mesmo rendimento em condutor de alumínio, é cerca de um quarto daquela necessária à sua realização por condutor de cobre.

A - CABOS DE ALUMÍNIO - São confeccionados com fios de pureza de 99,45% e têmpera dura. Sua condutividade é de 61% IACS (International Annealed Copper Standard = Padrão Internacional de Cobre Recozido = 100). Sua fabricação obedece no Brasil à norma NBR 293 - Cabos de Alumínio (CA) e Cabos de Alumínio com Alma de Aço

(CAA) para fins elétricos. Essa norma é similar às normas norte-americanas ASTM que regem o assunto.

No Brasil estes cabos devem ser especificados pela área de sua secção transversal em  $\text{mm}^2$  e pelo número de fios que os compõem. Pode se usar subsidiariamente o número correspondente à área em CM, da norma ASTM, sem indicação de unidade. As indústrias produtoras empregam uma palavra código para a sua identificação. Cada um dos cabos CA é designado pelo nome de uma flor no idioma inglês.

#### Exemplos:

- LILAC - cabo composto de 61 fios de alumínio com uma área de 795kCM ou 402,83 $\text{mm}^2$ . Diâmetro nominal de 26,11mm.

- ARBUSTUS - cabo composto de 37 fios de alumínio com uma área de 795kCM ou 402,83 $\text{mm}^2$ . Diâmetro nominal de 26,07mm.

- TULIP - cabo composto de 19 fios de alumínio com uma área de 336,4kCM ou 170,46 $\text{mm}^2$ . Diâmetro nominal de 16,91mm.

B - CABOS DE ALUMÍNIO COM ALMA DE AÇO (CAA) - São cabos idealizados para suprir a falta de resistência mecânica à tração dos cabos de alumínio. Em torno de uma "alma" constituída por um fio ou um cabo constituído por 7, 19 ou mesmo mais fios de aço galvanizados, são enroladas uma, duas ou mais camadas ou coroas concêntricas de fios de alumínio do mesmo tipo usado nos cabos de alumínio (CA). Nos catálogos dos fabricantes desses cabos encontra-se uma variedade grande de composições, variando a relação entre as áreas das secções transversais do aço com relação ao alumínio. A figura 1.11 mostra algumas das composições mais comuns de cabos CAA.

A galvanização dos fios de aço que compõem as almas desses cabos, pode ser especificada com 3 categorias de espessuras de recobrimento pelo zinco: classes A, B e C. Os cabos de fabricação normal apresentam espessuras A.

No Brasil, os cabos CAA devem ser especificados pela área de sua secção transversal, em  $\text{mm}^2$ , e pela sua composição, isto é, pelo número de fios de alumínio e o número de fios de aço desejado. Pode-se indicar também o número de kCM correspondente, além da classe de galvanização da alma de aço. Para esses cabos, no Brasil, vigora a NBR-293 já mencionada.

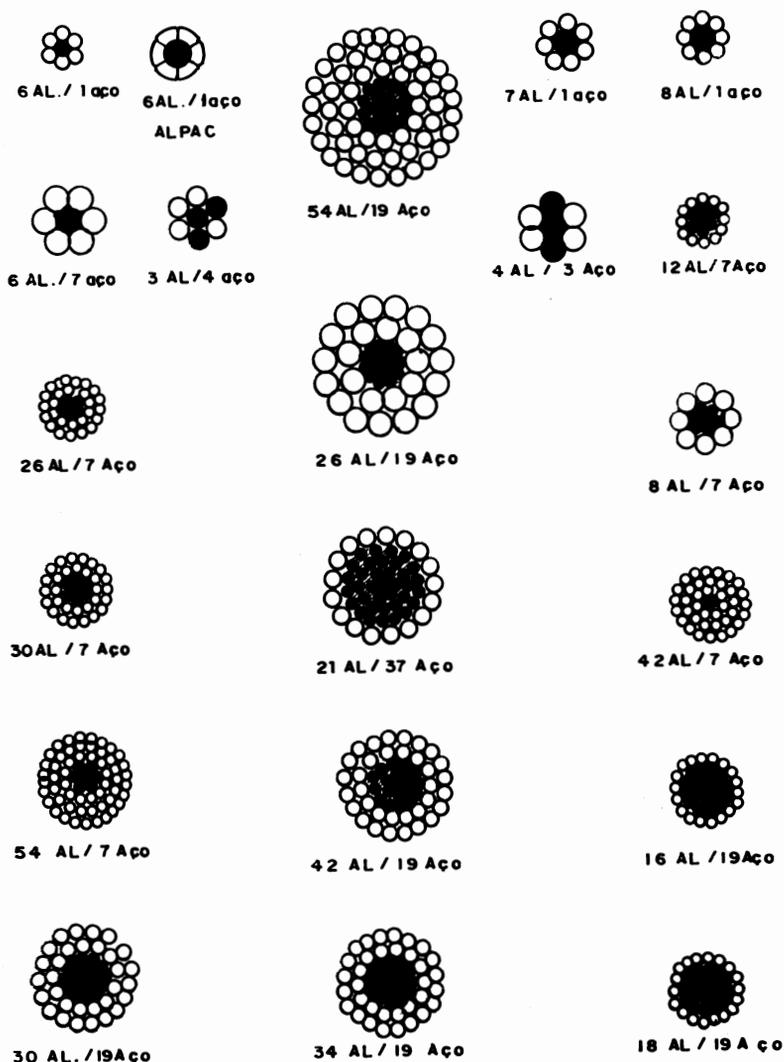


Fig. 1.11 - Composição de cabos alumínio-aço  
(Alcan - Alumínio do Brasil S/A)

Nas normas ASTM, a palavra código que identifica cada um dos cabos CAA, é o nome de uma ave, também em inglês.

**Exemplos:**

- PENGUIN - cabos CAA com 1 fio de aço e 6 de alumínio, correspondente ao número 0000AWG, com uma área de  $125,09\text{mm}^2$  e diâmetro nominal de 14,41mm. Tração nominal de ruptura 37,167kN.

- KINGBIRD - cabo CAA com 1 fio de aço e 18 fios de alumínio, com uma área de 636kCM de alumínio e área total de  $340,25\text{mm}^2$  e diâmetro nominal de 23,88mm, tração nominal de ruptura de 69,823 kN.

- ROOK - cabo CAA com 7 fios de aço e 24 fios de alumínio, com uma área de 636kCM de alumínio e área total de  $340,25\text{mm}^2$  e diâmetro de 24,81mm. Tração nominal de ruptura de 100,812kN.

- GROSBEAK - cabo CAA com 7 fios de aço e 26 fios de alumínio, com uma área de 636kCM de alumínio e área total de  $374,79\text{mm}^2$ . Tração nominal de ruptura de 135,136kN.

Nos cálculos elétricos, considera-se que os fios de aço não participam da condução das correntes elétricas. Sua função é apenas mecânica.

Em locais cuja atmosfera, por sua agressividade, desaconselha o uso do zinco como elemento de proteção do aço das almas do cabo, pode-se empregar fios aluminizados ou fios aço-alumínio ("aluminium clad"). No primeiro caso, a camada a revestir o aço é muito fina enquanto que, no segundo, o revestimento do alumínio é espesso, perfazendo cerca de 25% da área total do fio. As normas ASTM designam estes cabos como ACSR/AW. O isolamento da alma dos cabos do meio ambiente por meio de graxas apropriadas, aplicadas durante o encordoamento dos cabos, é também usado para sua proteção.

A fim de reduzir o gradiente de potencial nas imediações dos condutores das linhas, procura-se aumentar os diâmetros dos cabos, sem, no entanto, aumentar a quantidade de metal condutor. Inicialmente, empregaram-se cabos "ocos" de cobre ou bronze. Foram desenvolvidos em seguida os cabos designados por CAA expandidos, até hoje ainda em uso. Neste tipo de cabo, sobre sua alma de aço, são enroladas uma ou duas camadas de cordões de fibra ou papel impregnado e, sobre este, as camadas de alumínio.

Consegue-se um aumento de diâmetro da ordem de 25% a 30% sobre os cabos convencionais (Fig. 1.17).

C - LIGAS DE ALUMÍNIO - A fim de aumentar a resistência mecânica à tração e a estabilidade química do alumínio, recorre-se à adição de diversos elementos de liga como ferro, cobre, silício, manganês, magnésio, zinco, etc. As suas composições, os processos metalúrgicos para sua obtenção e trefilação, são normalmente objetos de patentes e são por isso comercializados sob nomes registrados como ALDREY (Suíça), ALMEC (França), DUCTALEX (Suécia), etc. Suas características são variáveis. Uma coisa têm em comum: todos apresentam condutividades menores, de 57 a 59,5 IACS, o que não é de toda uma desvantagem, pois, nos cabos CAA, se considerarmos a área bruta de sua secção transversal ao invés apenas daquela do alumínio, sua condutividade é de apenas 53% IACS, conforme a sua composição.

C.1 - CABOS DE LIGA DE ALUMÍNIO - Empregam fios de liga de alumínio, encordoados da forma convencional; designados no Brasil por CAL, e fabricados de acordo com as normas ASTM. São especificados pelo tipo de liga, sua área em kCM ou mm<sup>2</sup>, número de fios e seu diâmetro nominal.

C.2 - CABOS DE ALUMÍNIO REFORÇADOS COM FIOS DE LIGA DE ALUMÍNIO - No Brasil são designados abreviadamente por CALA. Os fios de liga de alumínio são usados como alma para os cabos, constituindo um cabo central, sobre o qual são enrolados os fios de alumínio. Na primeira camada sobre a alma pode haver fios de alumínio e de liga. Nas camadas mais externas, há apenas fios de alumínio (Figura 1.12), dependendo da relação entre o número de fios de liga e o de alumínio; designados pela ASTM como cabos ACAR. São especificados pela área total em kCM, diâmetro nominal, número de fios de alumínio e número de fios de liga.

D - CABOS ESPECIAIS [12, 13, 14] - Conforme já foi mencionado, um dos fatores que podem comprometer a vida útil de uma linha é o problema com as vibrações nos cabos pelo vento, o que impede o emprego de trações mais condizentes com a resistência mecânica dos

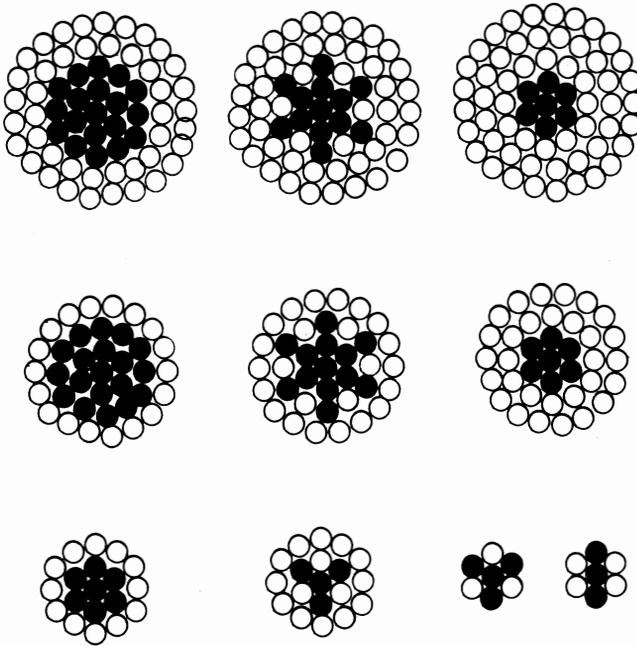


Fig. 1.12 - Cabos de alumínio com alma de ligas de alumínio [11]

cabos. A penalidade econômica decorrente é bastante elevada, pelo maior investimento em estruturas. Procurando minimizar o problema, um número grande de dispositivos foram inventados. Condutores com desempenho mais adequado foram igualmente desenvolvidos. Estes se baseiam na sua capacidade de auto-amortecimento das vibrações, podendo-se, com isso, empregar trações bem mais elevadas, reduzindo-se as flechas, podendo-se espaçar mais as estruturas, ou reduzir as suas alturas.

Os principais tipos, em uso nos Estados Unidos há algum tempo, são:

D.1 - CONDUTORES DE ALUMÍNIO SUPOSTADOS PELO AÇO - (SSAC - Steel Supported Aluminum Conductor) - De construção semelhante aos cabos CAA, porém empregando fios de alumínio de têmpera mole. Após o seu tensionamento, os fios de alumínio deixam de absorver esforços mecânicos, transferidos inteiramente para o cabo da alma.

**-VANTAGENS :**

- menores perdas de energia, pois sua condutibilidade é de 63% IACS;
- pode-se usar taxas de trabalho cerca de 50% mais elevadas do que nos cabos normais, reduzindo as flechas, pois a energia das vibrações é dissipada por atrito entre os fios frouxos sobre a alma de aço;
- ótimas propriedades térmicas, podendo operar com temperaturas de até 200°C, sem perda de resistência mecânica ou incremento nos alongamentos permanentes.

D.2 - CABOS AUTO-AMORTECIDOS - CAA - SD - São cabos construídos com fios trapezoidais, como mostra a figura 1.13, em torno de um cabo de aço ou de liga de alumínio. São construídos mantendo uma folga entre as camadas ou coroas. Sob a ação do vento, as vibrações induzidas provocam movimentos relativos a atritos entre elas, dissipando a energia das vibrações.

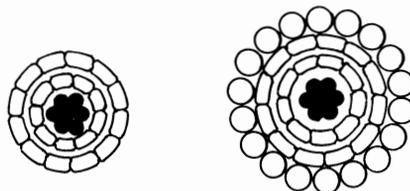


Fig. 1.13 - Cabos CAA - SD

D.3 - PAR TORCIDO - (Twisted pair) - Um condutor construído com dois cabos convencionais (CA, CAL, CAA, etc) enrolados um sobre o outro em forma de espiral de passo longo ( $\pm 2,70m$ ), como na figura 1.14, criando uma superfície irregular exposta no vento, apresentando as seguintes vantagens:

- menor balanço sob a ação do vento;
- menores vibrações e capacidade de dissipação dessa energia por atrito entre os cabos componentes. Logo, admite-se trações maiores, com flechas menores;
- maior superfície de irradiação de calor para uma mesma secção transversal de condutor. Logo, maior ampacidade (ver item 1.4.1.4).

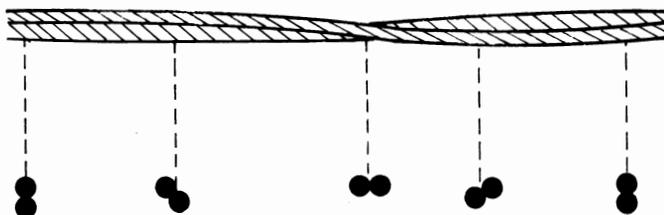


Fig. 1.14 - Cabo "par torcido"

#### 1.4.1.3 - Cabos para pára-raios

A função principal dos cabos de guarda ou pára-raios das linhas aéreas de transmissão, é a de interceptar as descargas atmosféricas e evitar que atinjam os condutores, reduzindo assim as possibilidades de ocorrerem interrupções no fornecimento de energia pelas linhas. Subsidiariamente, podem ser usados como condutores para sistemas de telemedição ou comunicação por onda portadora. Nesse caso, deverão ser isolados dos suportes por isoladores de baixa tensão disruptiva, e que perdem sua condição isolante sob a ação das sobretensões atmosféricas, para permitir sua condução ao solo, sendo para tanto equipados com centelhadores.

São os seguintes os tipos de cabos empregados, igualmente eficientes em sua função principal:

A - CORDOALHA DE FIOS DE AÇO, ZINCADA - fabricados e especificados no Brasil pela NBR 5908, idêntica à normal ASTM correspondente. São de dois tipos, distinguindo-se por sua resistência mecânica forte, alta resistência AR (HS) e extra-forte EAR (EHS).

A zincagem, em geral a quente, é feita com 3 categorias de espessura, A, B e C, sendo a primeira a mais comumente usada.

Sua especificação é feita pelo tipo, classe de galvanização e diâmetro nominal - em polegadas ou seu equivalente métrico.

B - CABOS CAA EXTRA-FORTES - quando se deseja cabos com menor atenuação, empregam-se cabos CAA extra-fortes, CAA-EF, que se distinguem por uma menor relação área de alumínio/área de aço. Próprios para uso em linhas com pára-raios isolados, quando se emprega sistema de ondas portadoras ligado aos para-raios.

C - CABOS AÇO-ALUMÍNIO (Aluminum clad ou Alumo-weld) - confeccionado com fios de aço extra-fortes revestidos de espessa camada de alumínio. Indicados para atmosferas agressivas ao aço galvanizado e também quando se deseja usar os pára-raios com onda portadora.

#### 1.4.1.4 - Capacidade térmica dos cabos - Ampacidade

As correntes elétricas, ao percorrem os cabos das linhas aéreas de transmissão, provocam perdas de energia, como consequência do efeito Joule. Essa energia se manifesta através da geração de calor, provocando o seu aquecimento, que será tanto maior quanto maior for a densidade de corrente nos cabos.

Esse problema deverá ser encarado sob dois aspectos: o econômico e o técnico. Sob o ponto de vista econômico, é possível identificar para cada linha de transmissão uma densidade de corrente que resulte não nas menores perdas e sim num valor considerado o mais econômico. Para essa corrente, especifica-se as áreas das secções transversais dos cabos condutores, conforme estabeleceu a lei de Kelvin (1881): "a área de secção mais econômica de um condutor para a transmissão de energia será encontrada, comparando-se o valor das perdas anuais de energia em cada condutor visado com a parcela anual de custo do investimento a ser feito na aquisição dos condutores correspondentes. A solução mais econômica é aquela para a qual as duas parcelas de custos são iguais" [15] (figura 1.15). Assim posto, o problema está simplificado em excesso, pois, a comparação deveria englobar outros custos além daquele dos condutores, como estruturas, isolamentos, compensações etc, resultando, como é feito

modernamente, em "ESTUDOS DE OTIMIZAÇÃO", pelos quais todos os componentes das linhas são escolhidos com os mesmos critérios.

Sob o ponto de vista técnico, deve-se considerar o efeito de temperatura elevadas no comportamento mecânico dos condutores. De um modo geral, para cada tipo de cabo existe um valor limite superior de temperatura para operar em regime permanente sem que haja degradação de sua resistência mecânica, acompanhada de aumentos nas taxas de alongamentos permanentes. Por outro lado, temperaturas mais elevadas podem ser toleradas por curtos intervalos de tempo em condições de emergências.

As máximas temperaturas de cabos de CA, CAA, CAL, para operação segura em regime permanente, são fixados entre 70 e 85°C, podendo, em contingências curtas, operar com 100°C [11].

A capacidade de condução da corrente de um cabo é denominada AMPACIDADE, e é fixada como a corrente permissível no mesmo para que, nas condições ambientais prefixadas, não ultrapasse

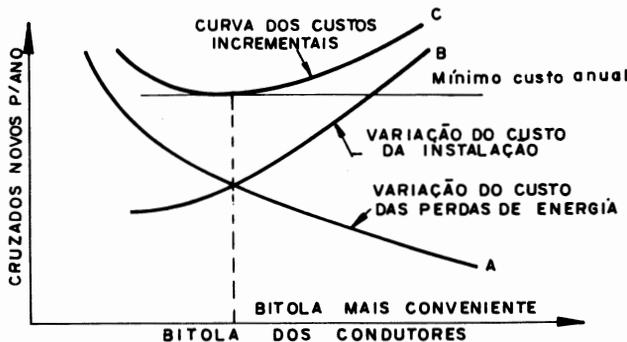


Fig. 1.15 - Variação do custo anual das perdas e dos investimentos no transporte da energia

o valor máximo de temperatura fixado para regime permanente. Para sua determinação, é necessário estabelecer alguns parâmetros ambientais de referência como temperatura do ar, insolação e velocidade do vento.

Grande é o número de trabalhos efetuados procurando equacionar corretamente o problema, originando outras tantas publicações com os resultados e respectivas conclusões.

Verificou-se que cerca de 13 fatores podem afetar a temperatura de um cabo de linha aérea de transmissão. Alguns são denominantes, outros de influência praticamente insignificante. A referência [16] é bastante elucidativa a respeito. Um método bastante divulgado é um método simplificado usado em [11] para a elaboração das curvas de ampacidade aí publicadas, e aqui transposto para o sistema SI. É um método aceitável para a maioria das aplicações práticas.

Um cabo atinge uma temperatura em regime permanente quando houver equilíbrio entre calor ganho e calor perdido pelo cabo. Um cabo ganha calor, principalmente, pelo efeito Joule  $q_j = I^2 \cdot r$  [W/km] e pela radiação solar  $q_s$  [W/m] e perde calor por dois mecanismos conhecidos: por irradiação  $q_r$  [W/m] e por convecção  $q_c$  [W/m]. A equação do equilíbrio será:

$$I^2 \cdot r + q_s = q_r + q_c \quad (1.2)$$

Da qual obtemos:

$$I = \sqrt{\frac{(q_r + q_c - q_s) 10^3}{r}} \quad [A] \quad (1.3)$$

Sendo  $r$  [ohm/km] a resistência do condutor à temperatura de equilíbrio.

Lembrando as leis de transmissão de calor, teremos:

$$q_r = 179,2 \cdot 10^3 \cdot \epsilon \cdot d \left[ \left( \frac{T}{1000} \right)^4 - \left( \frac{T_0}{1000} \right)^4 \right] \quad [W/m] \quad (1.4)$$

$$q_s = 945,6 (t - t_0) \cdot 10^{-4} \cdot [0,32 + 0,43(45946,8 \cdot d \cdot V)^{0,52}] \quad [W/m] \quad (1.5)$$

$$q_c = 204 \cdot d \quad [W/m] \quad \text{Valor médio indicativo em climas temperados} \quad (1.6)$$

Nestas valem:

$\epsilon$  - emissividade - varia de 0,23 a 0,90, conforme a cor do cabo. Para cabos de alumínio,  $\epsilon \cong 0,5$  é recomendado [11].